

# 2022年の 内外再生可能エネルギー市場・水素の展望と課題

---

一般財団法人日本エネルギー経済研究所

電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループ  
二宮 康司

# 本報告のポイント

- ✓ 2020年の世界の発電量は1%弱減少、他の電源が軒並み発電量を減少させたのとは対照的に、再エネ発電量は前年比6%増加した。同年の世界の再エネ発電量は7,440TWh（うち水力が4,300TWh）に達して、発電量に占める再エネのシェアは2019年の26%から28%に拡大した。
- ✓ 2021年は電力需要全体が5%程度増加する中、再エネ発電量は前年比8%増加し、年間発電量は8,000TWhを超えると見られる。2022年についても引き続き同水準での増加が見込まれる。その結果、発電量に占める再エネシェアも2021年に29%、2022年には30%に接近すると見られる。
- ✓ 2020年の世界の再エネ導入量は、過去最大だった2019年の180GW/年を大幅に上回る260GWと記録的な年となった。2021年～22年も、2020年を上回る水準の再エネ発電設備の導入が進む見込み。
- ✓ 再エネ発電容量の年間増加量に占める中国のシェアは2020年に初めて50%を越えた。2021～22年も世界の再エネ発電容量増加の約半分を中国一国が占めると見られる。
- ✓ 2021～22年は世界の再エネ発電容量の増加量の6割を太陽光が占める。2010年代には風力から太陽光へと次第に再エネ拡大の市場構造が変化してきたが2020年以降は一段と太陽光拡大の流れが強まる時代となる。
- ✓ 日本では2020年度に6GW近くの再エネが導入されたが、2021年度は太陽光発電のFIT認定量の減少に伴って5GWへ減少傾向、2022年もFIP制度への移行の不透明感も相まって同水準にとどまる見通し。他方、陸上風力はFIT認定済み未稼働案件が次第に稼働開始するため2021年以降導入量が大きく増加の可能性がある。
- ✓ 30MW以上の大型水力を除く再エネ発電容量は2022年度末には95GWに達し、この定義の再エネの2021年度の発電量は183TWhとなる。これに30MW以上の大型水力を含めると、2022年度の総発電量に占める再エネシェアは22.4%（水力8.2%、非水力14.2%）となる。
- ✓ 第6次エネルギー基本計画において2030年度の再エネ導入量の電源構成における目標シェア36～38%が新たに設定された。2020年125GWの再エネ発電容量（大型水力を含む）を2030年度200GW程度に増加させる必要があり、過去5年間の平均7.1GW/年を上回る7.5GW/年ペースでの再エネ導入の継続が求められる。目標達成如何は今後の政策効果に大きく依存する。
- ✓ 2022年度から一部の新規再エネ案件にFIP制度が適用される。再エネの市場統合に向けた一大転換点となる。
- ✓ クリーン水素製造量は2022年までの短期では顕在化しないが、現在計画中のプロジェクトから見込まれる2030年の水素製造量は最大17Mt-H<sub>2</sub>/年（グリーン水素が8Mt-H<sub>2</sub>/年、ブルー水素が9Mt-H<sub>2</sub>/年）となる。
- ✓ 水素国家戦略を策定した国は2021年時点13カ国で、今後数年で20カ国以上になる見込み。カーボンニュートラルに向けて、水素の役割の重要性に対する認識は世界的に広がりつつある。

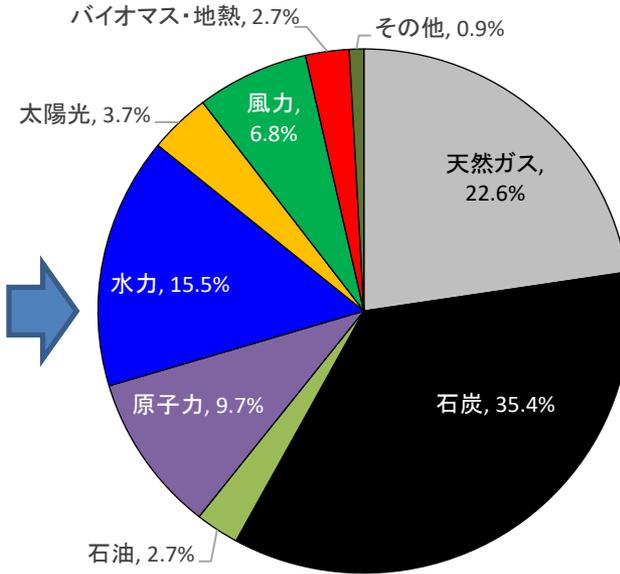
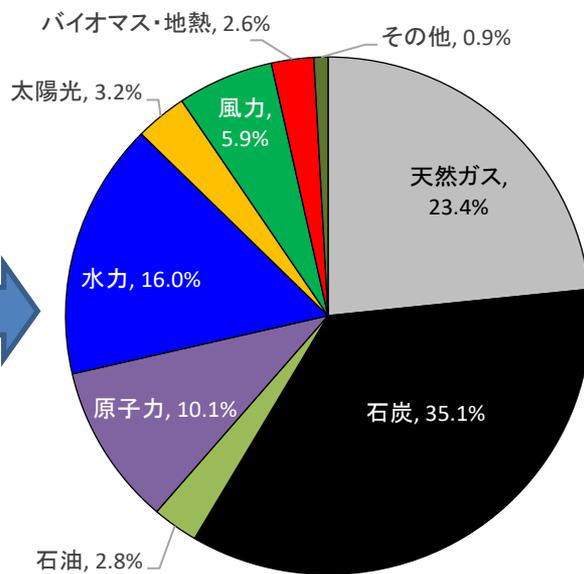
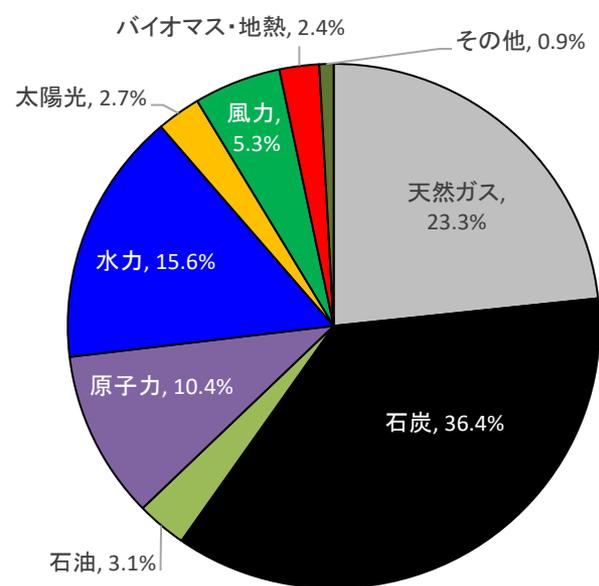
# 2021年世界の発電量に占める再エネシェアは29%、22年には30%に接近

- 2020年に1%減少した世界の発電量は2021年には2020年比で5%程度増加の見込み
  - 太陽光・風力等再エネは2020年に前年比6%増加して7,440TWh（水力4,300TWh）に達した
  - 2021年～22年も600TWh/年（前年比7～8%）増加し、2021年には8,000TWhを超える見込み
  - 発電量に占める再エネのシェアは、2019年26%→2020年28%→2021年29%と拡大を続けて、2022年には30%に接近すると見られる
  - 但し、2021～22年に電力需要が想定以上に増加した場合、再エネ以外の発電量も増加することで再エネシェア拡大の鈍化可能性もある

2019年世界の発電量（27,001TWh）  
（再エネシェア26%）

2020年世界の発電量（26,823TWh）  
（再エネシェア28%）

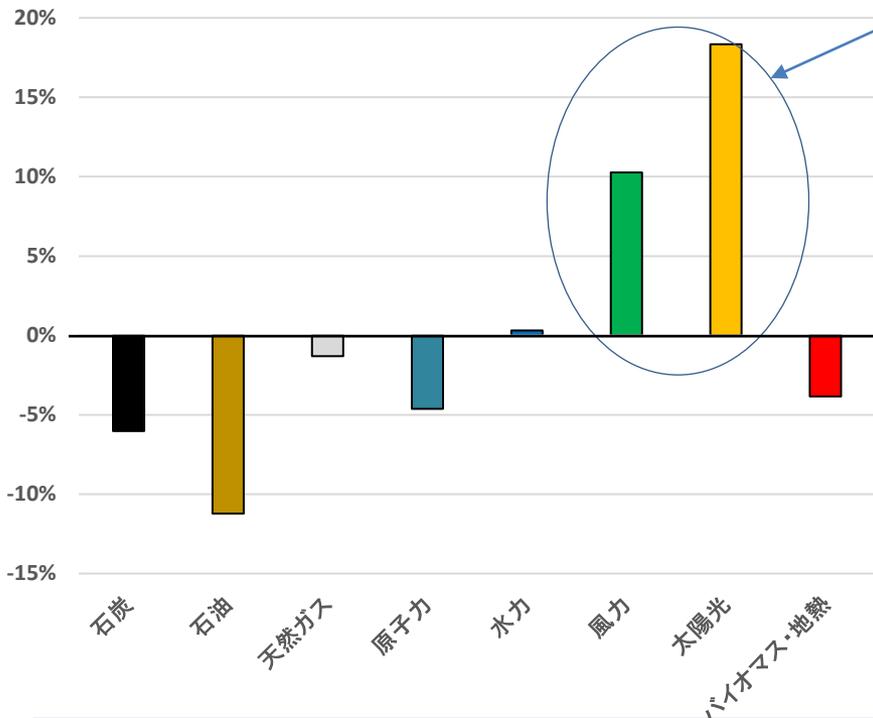
2021年世界の発電量（28,000TWh程度）  
（再エネシェア29%）



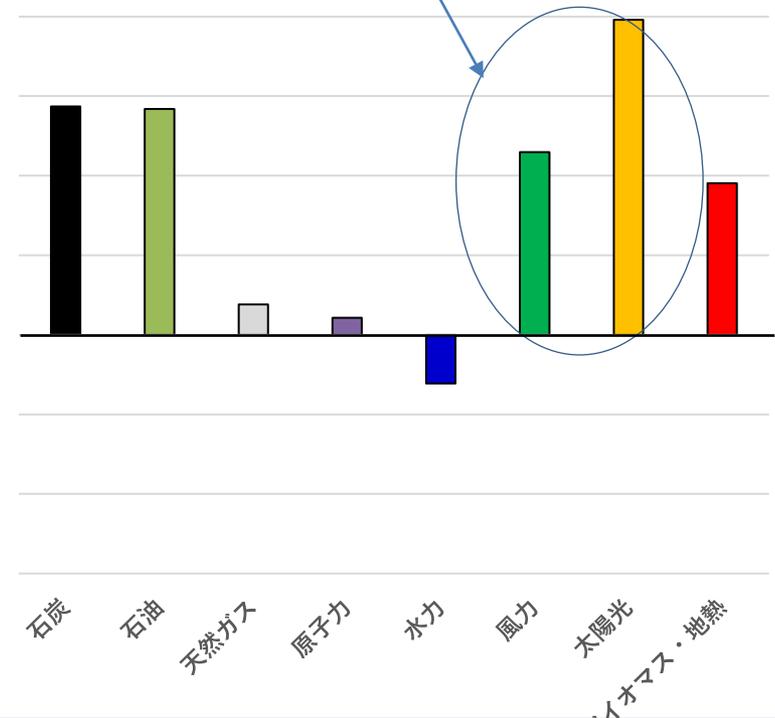
# 2021年上半期：太陽光・風力発電量の増加と並んで火力発電も増加

- OECD+中国・インド・ブラジルの発電量について、2019年上半期→2020年上半期の変化（左図）と2020年上半期→2021年上半期の変化（右図）を比較すると：
  - 2020年に大きく減少した火力、特にアジアでの石炭火力が2021年には大きく増加、天然ガスは微増
  - 2020年に唯一増加した太陽光と風力は、2021年になっても2020年をやや上回る水準での増加を維持
  - 2020年～21年の電力需要減少・増加に関わりなく、太陽光と風力の発電量が増加し続ける構造的な変化が継続している→このトレンドは2022年も継続する見通し

2019年1月～8月→2020年1月～8月までの発電量の変化  
(発電量全体は6.3%減少)



2020年1月～7月→2021年1月～7月の発電量の変化  
(発電量全体は7.5%増加)

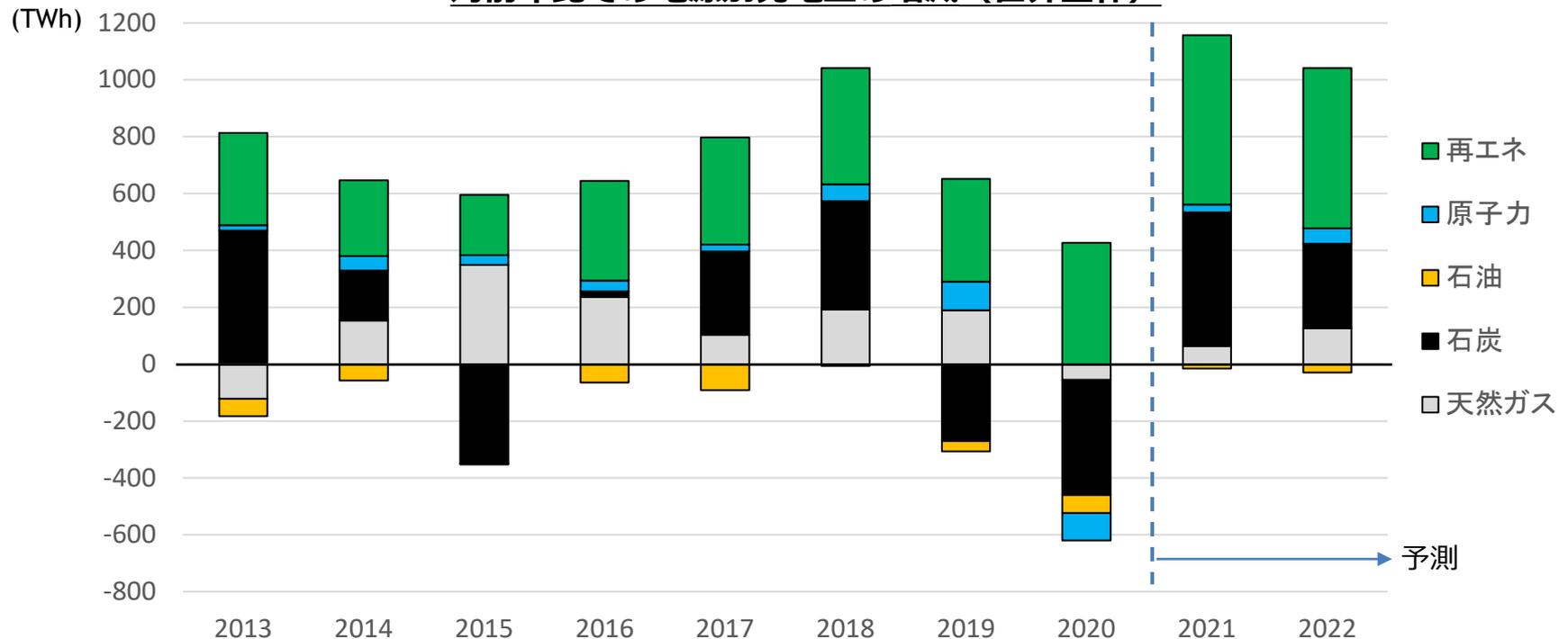


出所：IEA Monthly OECD Electricity Statistics: Data up to July 2021他を参照して作成

# 再エネは安定的増加、石炭火力は需要増減の影響を受けて大きく変動する構造

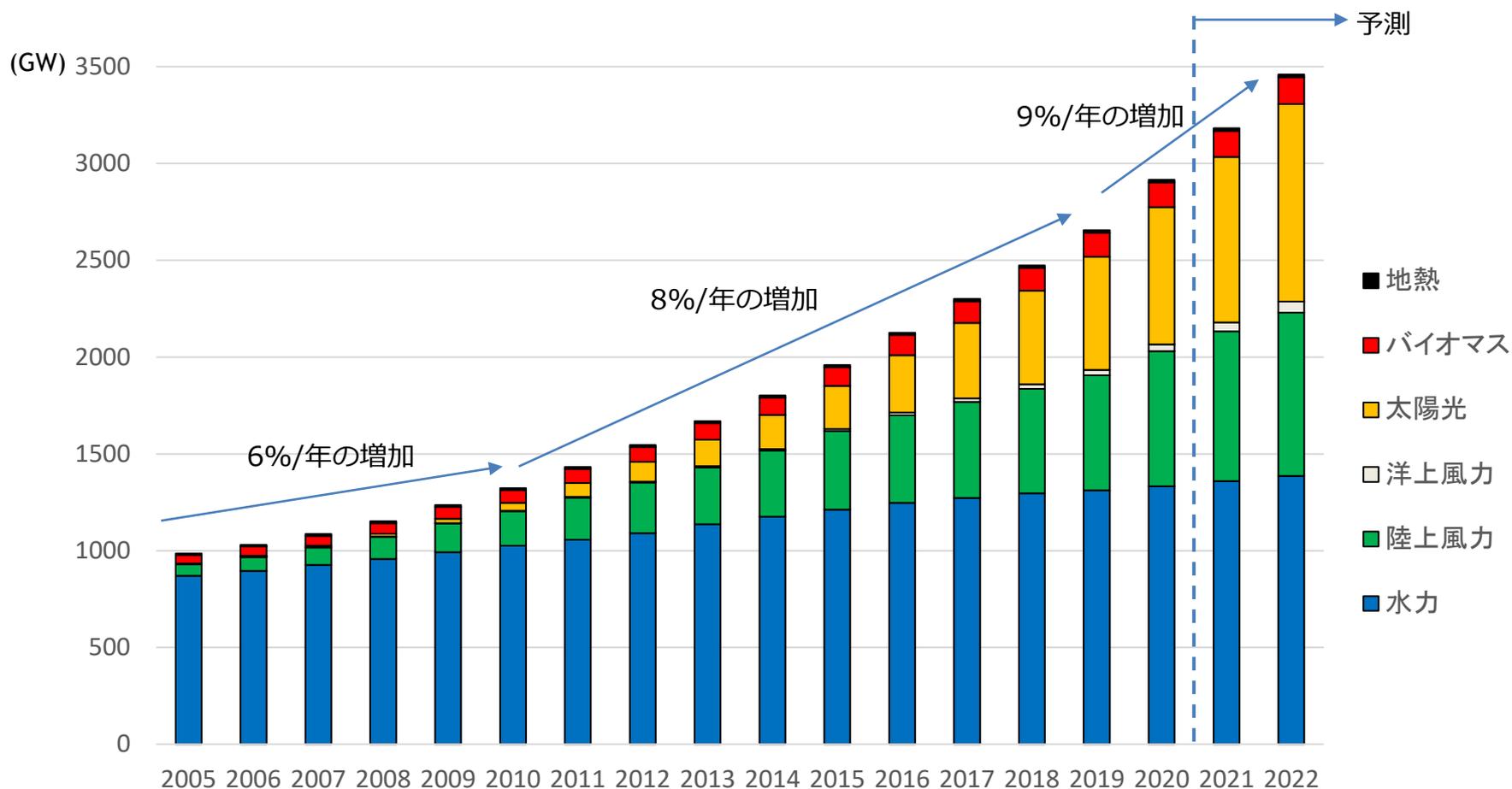
- 2020年世界の再エネ発電量の増加は430TWhと過去最大を記録、2021年は600TWhの増加の見通し
  - 2020年は電力需要が減少したため、再エネ発電量の増加分を石炭火力等の減少で相殺した形になったが、2021年は電力需要が1,000TWhを超える大幅増加のため、再エネだけではその需要増加の半分程度しか満たせず、残りの多くを石炭火力の増加によってカバーしている
  - 2022年も太陽光と風力を中心として再エネ発電量が600TWh程度増加を続けることが確実視されるが、2021年同様に電力需要全体の増加をカバーできず、石炭火力の増加も続く可能性が高い（=電力需要次第）
  - 再エネ発電量増加を所与として、電力需要全体の増減に対して再エネ以外（特に石炭火力）が調整弁として上下に大きく変動する構造となっている

## 対前年比での電源別発電量の増減（世界全体）



# 世界の再エネ発電設備容量（累積値）（2005年～2022年）

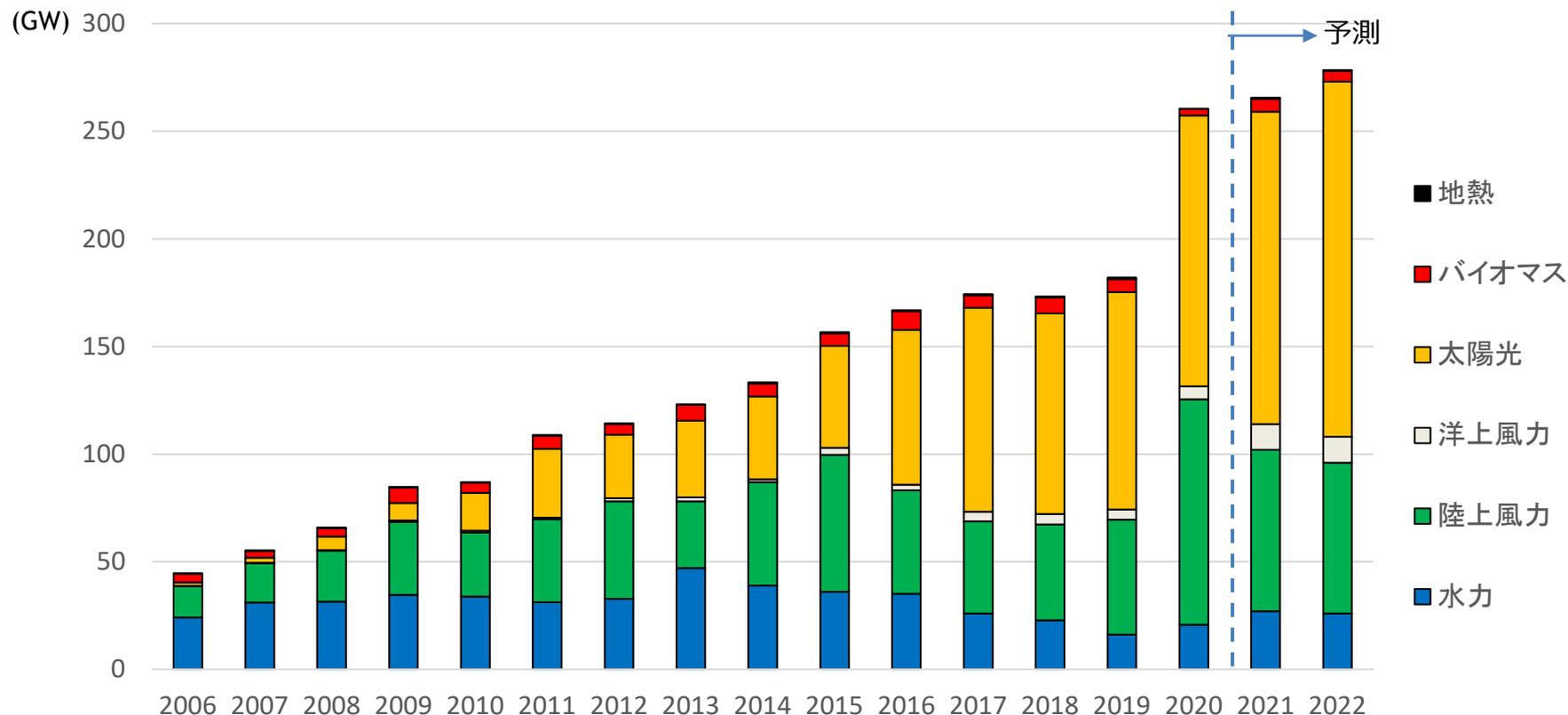
- 2020年以降再エネ発電容量の増加が一段と加速しており、2021年末に3,200GW、2022年末に3,500GW（うち水力1,350GW、非水力2,150GW）近くに達する見込み
  - 2005年～10年に平均6%/年だった増加率が、2011年～19年には平均8%/年、2020年～22年は平均9%と増加が加速すると見られる



出所：IRENA Renewable Electricity Capacity and Generation Statistics, IEA Electricity Market Report July 2021, IEA Renewable Market Update 2021, IEA Renewables 2021他を参照して作成

# 世界の再エネ発電設備容量の年間増加量（2006年～2022年）電源別

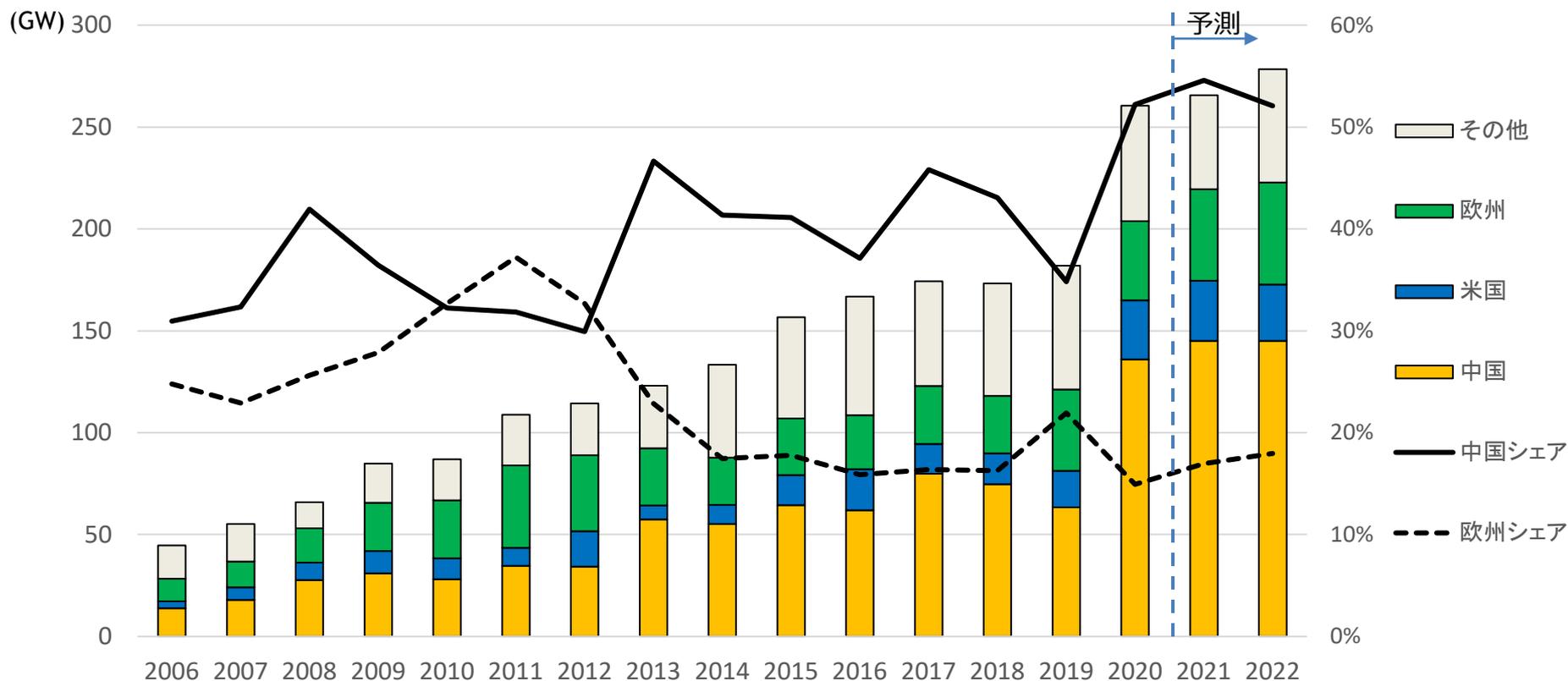
- 世界がCovid-19パンデミックの影響下にある中でも、2020年の世界の再エネ発電導入量は、過去最大だった2019年の180GW/年を大幅に上回る260GWと記録的な年となった
- 2021年～22年も、2020年を上回る水準の再エネ発電設備の導入が進む見込み
  - この背景には、主要国によるカーボンニュートラル宣言と再エネ導入計画、再エネ促進政策、PPA等民間企業による再エネ電気の調達拡大等の導入支援を支える市場環境が再エネ発電への投資意欲を高めている状況がある



出所：IRENA Renewable Electricity Capacity and Generation Statistics, IEA Electricity Market Report July 2021, IEA Renewable Market Update 2021, IEA Renewables 2021他を参照して作成

# 世界の再エネ発電設備容量の年間増加量（2006年～2022年）各国別

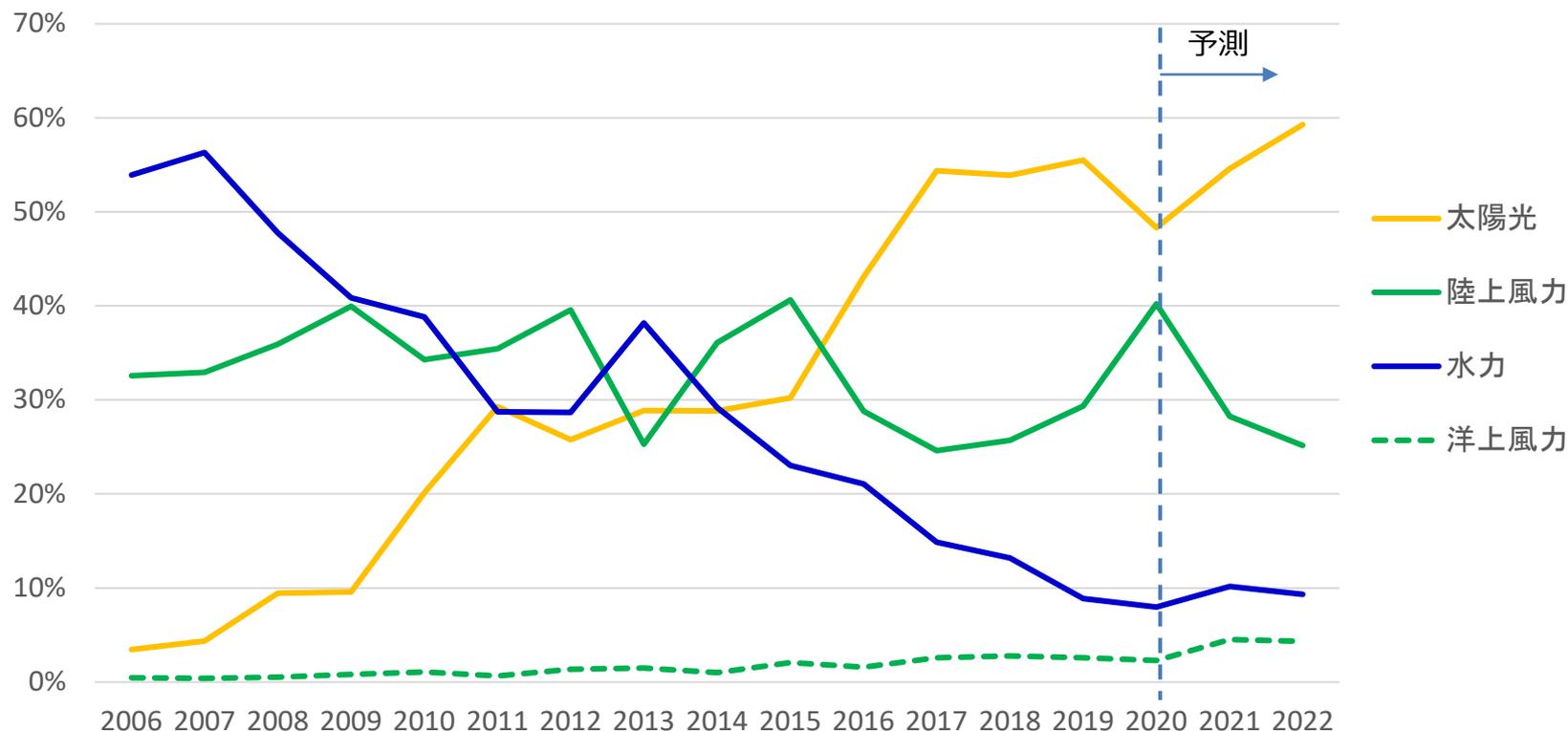
- 再エネ発電容量の年間増加量に占める中国のシェアは2020年に初めて50%を越えた
  - 中国では2060年カーボンニュートラルに向けて再エネ導入が一段と加速しており、2021～22年も世界の再エネ発電容量増加の約半分を中国一国が占めると見られる
  - 特定国一国に再エネの発電設備供給と設置が著しく偏ることについて、中長期的観点でエネルギー安全保障上問題視する見方が今後広がる可能性があるが2022年の短期で見ると大きく顕在化しない見込み
    - 大手太陽光パネルメーカーのファースト・ソーラーがオハイオ州に全米最大規模（3.3GW）の太陽光パネル工場を建設する等国内生産回帰の動きが一部出てきている



出所：IRENA Renewable Electricity Capacity and Generation Statistics, IEA Electricity Market Report July 2021, IEA Renewable Market Update 2021, IEA Renewables 2021他を参照して作成

# 世界の再エネ発電設備容量の年間増加量電源別シェア（2006～2022年）

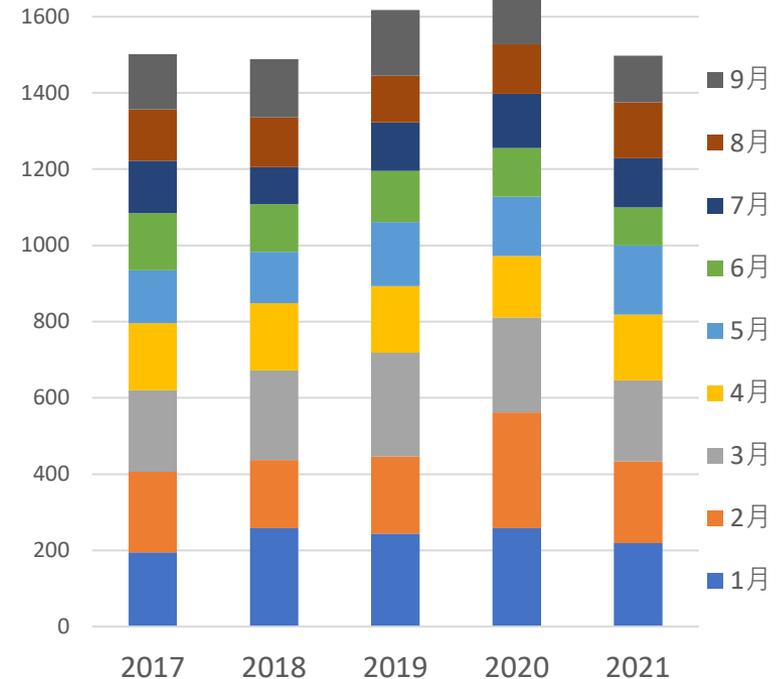
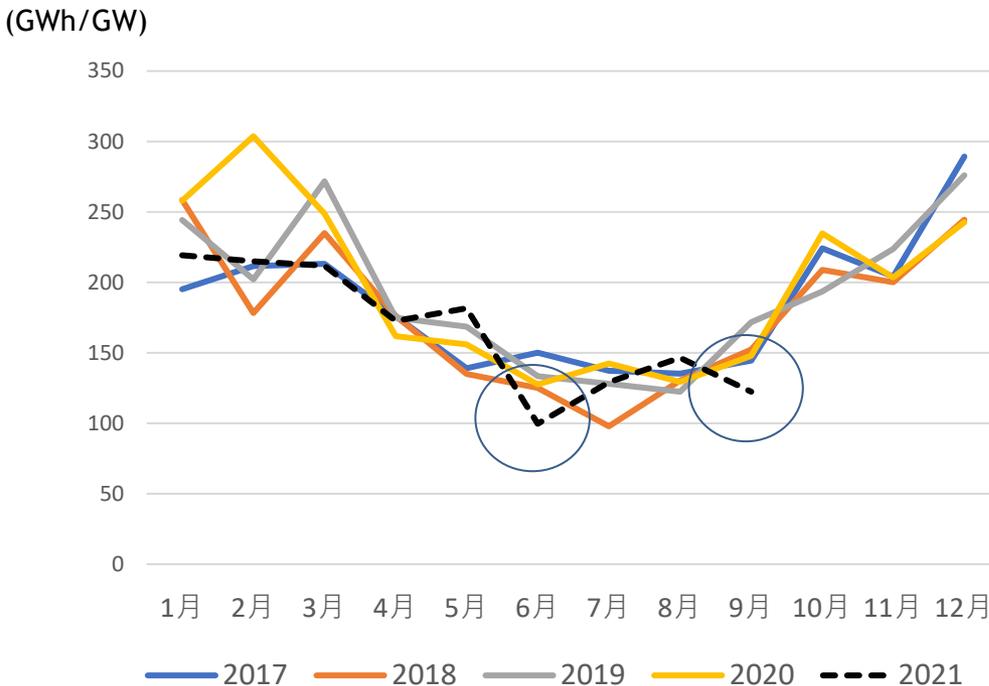
- 2021～22年は再エネ発電容量の年間増加量の6割を太陽光が占めるようになる
- 2010年代には風力から太陽光へと次第に再エネ拡大の市場構造が変化してきたが2020年以降は一段と太陽光拡大の流れが強まる時代となる
  - 世界平均6.4円/kWhまで低下した発電コスト、日照さえあれば発電できる汎用性の高さ、設置維持の簡便性から太陽光発電の優位性が高まっている
  - 陸上風力は（米国と中国での制度変更に伴う駆け込みから）2020年に大幅増加するも一時的な現象の見込み
  - 洋上風力が（絶対的なボリュームはまだ低水準ながら）増加傾向が一層鮮明になってきた



# 欧州の風力発電量：2021年6月・9月は20%減少、年間では極端な悪化でない模様

- 2017～21年の欧州の風力発電量（風力発電容量で補正済み：左図）月別推移を見ると、2021年6月と9月には過去5年間平均比で20%程度減少しており、この2か月の風況の悪化は明らか
  - 他方、5月と8月は逆に10～15%程度増加しており、9月までを合計すると2017～18年と同水準であり（右図）、年間を通じて極端な風況悪化が続いているわけではない模様
  - 自然変動再エネは変動するという至極当たり前のことが一時的にやや強めに起きたということ
  - 自然変動再エネ発電量のシェアが高まる中、この程度の変動はいつでも起きうるという前提で電力システムの柔軟性確保が求められる

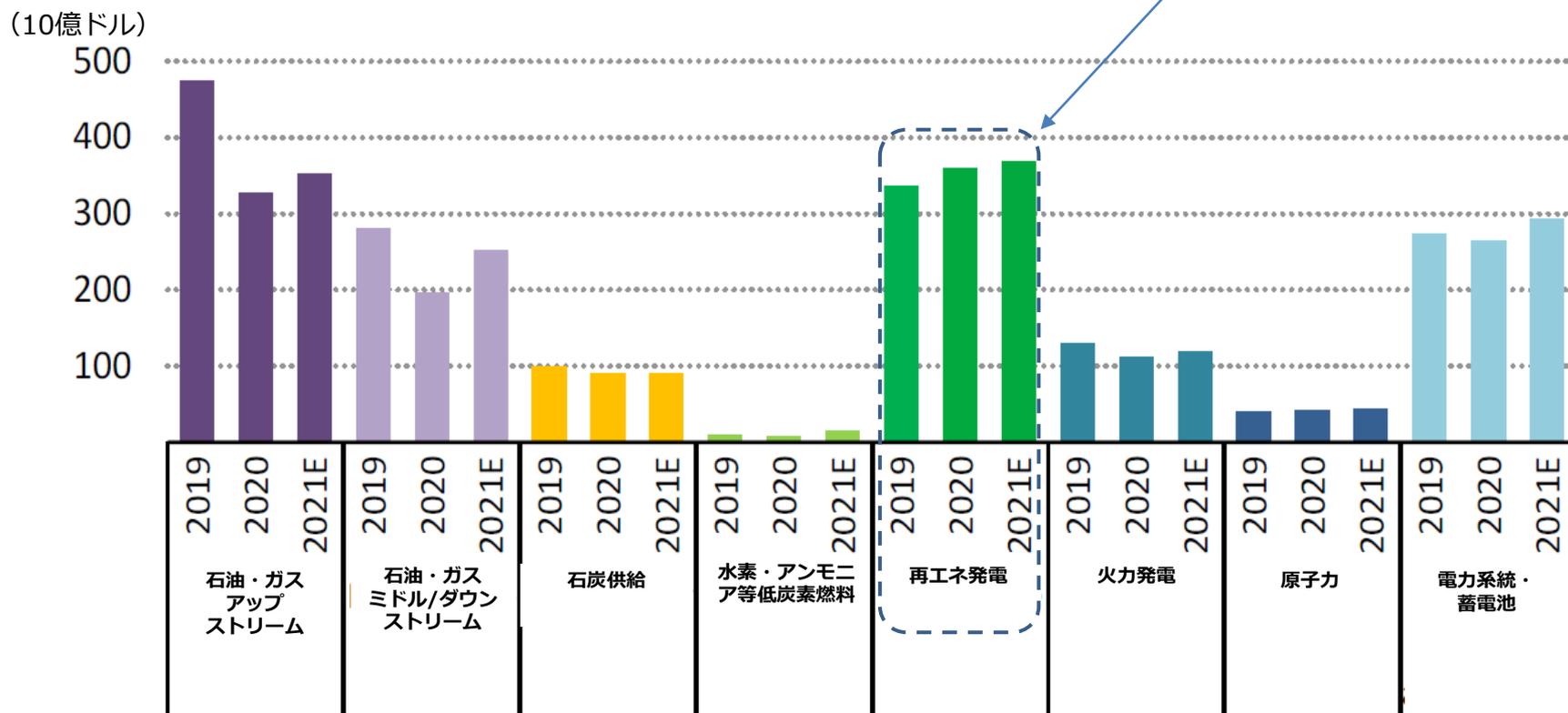
**EU27の各年風力発電量（GWh）/前年末時点での風力発電容量（GW）の推移（左図）と各年9月までの合計値（右図）**



出所：Eurostat Net electricity generation by type of fuel - monthly data, IRENA Renewable Electricity Capacity and Generation Statistics を参照して作成

# 2020年に引き続き2021年も再エネ発電がエネルギー投資の最大部門に

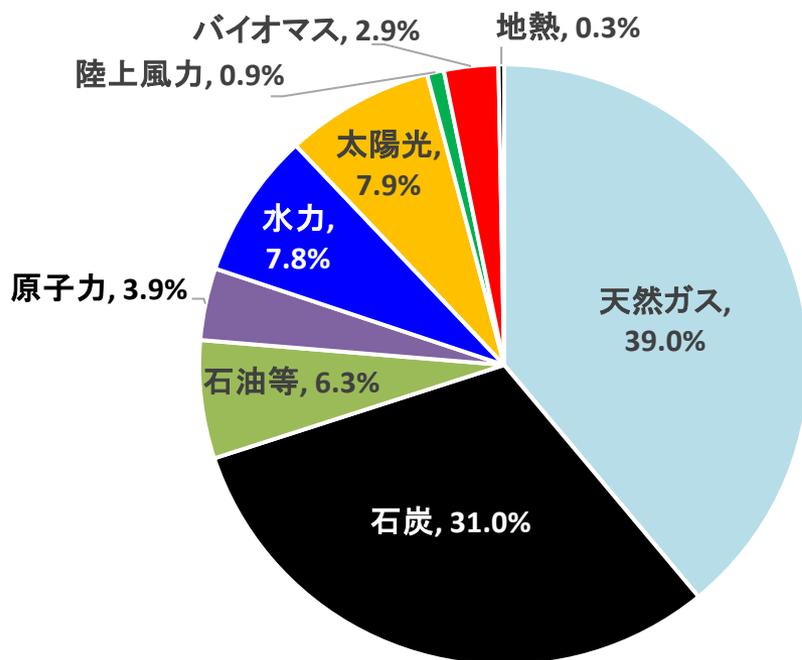
- 2020年にエネルギー投資全体が大きく減少する中でも増加した再エネ発電への投資額は、2021年も引き続き拡大して最大の投資先の座を維持
  - 2021年の新規発電への投資額5,300億ドルのうち7割を再エネが占める
  - 再エネ拡大に伴って必須となる電力系統と蓄電への投資も2019年を上回って高水準の投資額
  - 2022年も再エネ発電と電力系統・蓄電池への投資の拡大傾向は維持される見込み



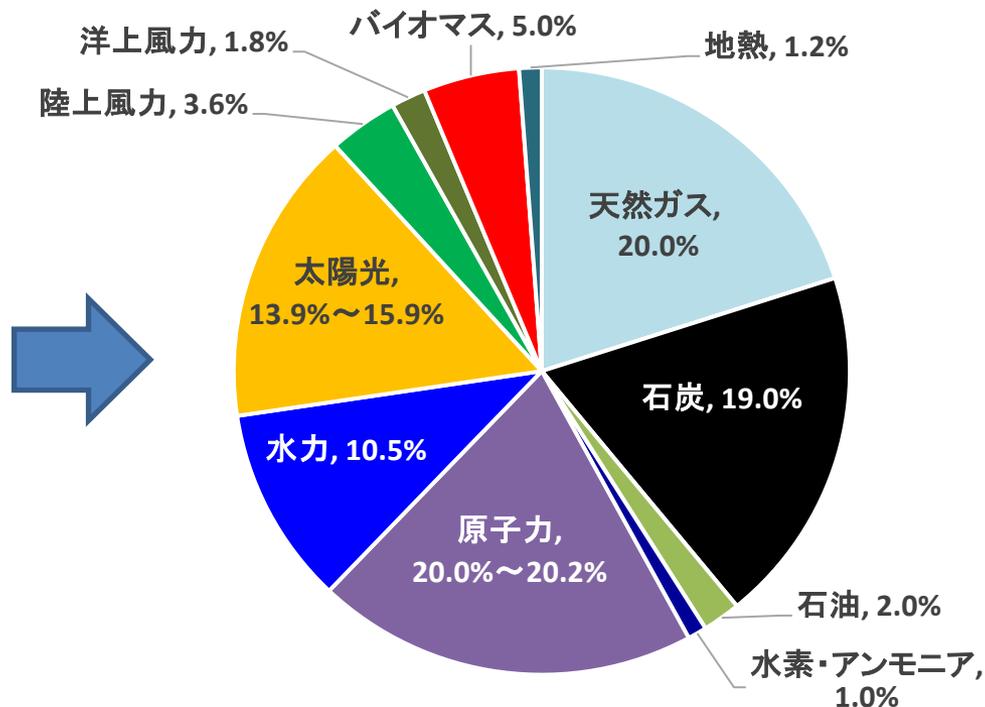
# 日本の電力再エネシェア: 2020年度19.8%から2030年度目標36~38%へ

- 2020年度日本の発電量（1,001TWh）の再エネシェアは19.8%、2019年度（1,051TWh）の18.0%から1.8%ポイント増加、再エネシェアの拡大幅としては2015年度と並び過去最大
  - 第6次エネルギー基本計画において2030年の総発電電力量は934TWhが見込まれ、そのうち再エネ発電量は336~353TWh、発電量に占める再エネシェア36~38%を新たな導入目標として設定
  - 目標達成には再エネシェアを1.6%ポイント/年のペースで拡大する必要がある（過去5年間の実績は平均1.2%ポイント増/年なので一層の導入加速が必要）

**2020年度日本の発電量（1001TWh）電源別シェア**  
(再エネシェア19.8%)



**2030年度日本の発電量（想定値934TWh）電源別シェア**  
(再エネ目標シェア36~38%) 想定値

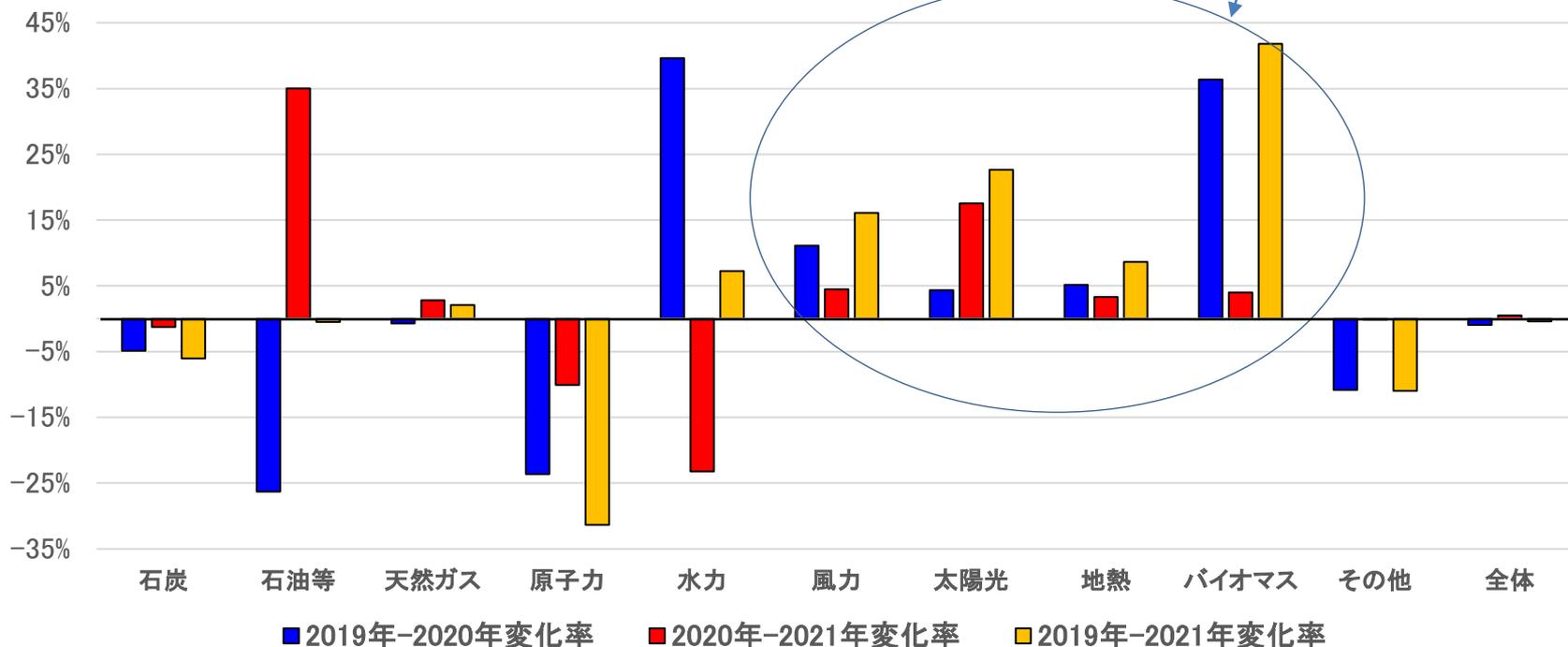


出所：総合エネルギー統計2020年度速報、資源エネルギー庁「2030年度におけるエネルギー需給の見通し」令和3年10月等を参照して作成

# 2019年・2020年に引き続き、2021年も非水力再エネが一貫して増加傾向

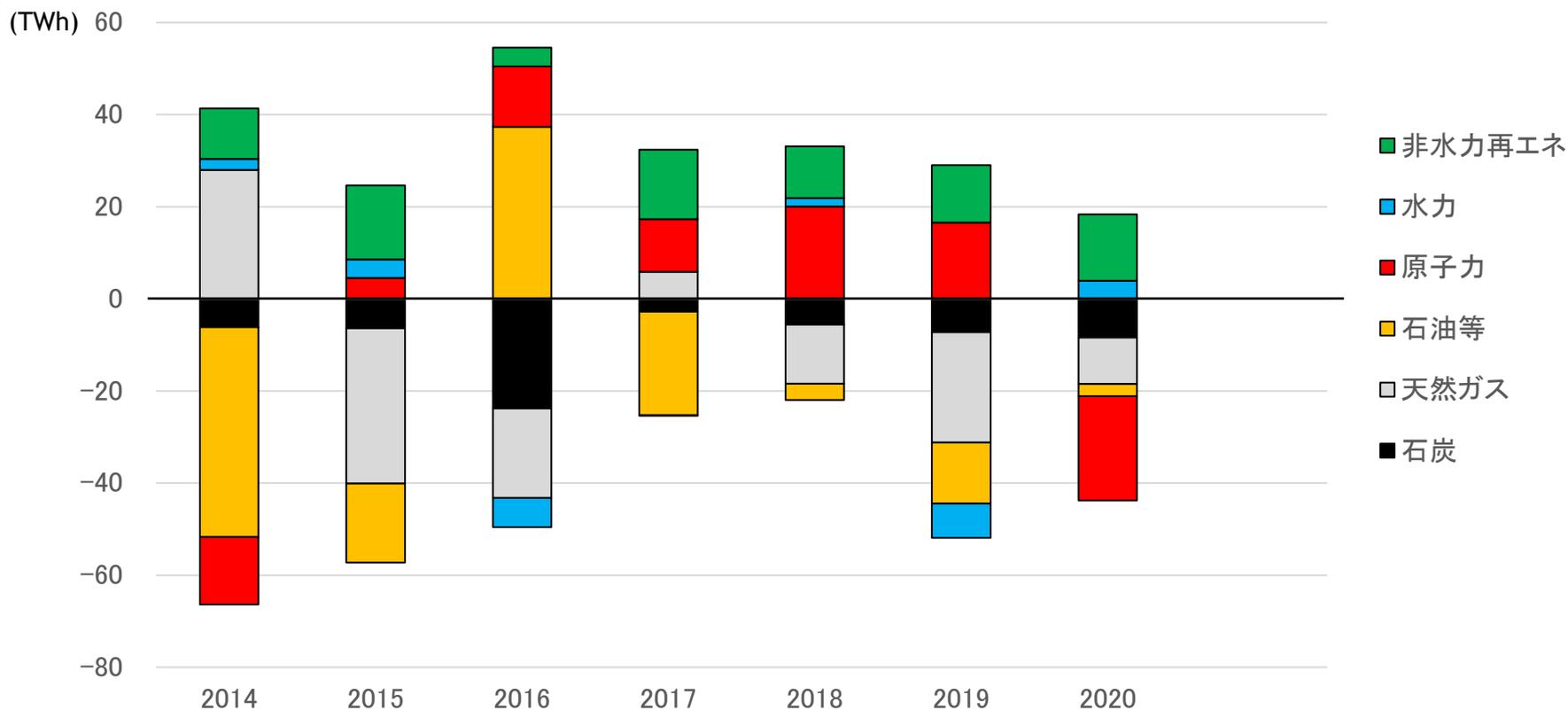
- 2019年、2020年、2021年上半期まで電源別の発電量の変化率を見ると、水力以外の再エネ（風力、太陽光、地熱、バイオマス）だけが2019年から2021年にかけて一貫して安定的な増加を継続、この傾向は2022年も維持される見込み
  - （大型水力以外の）再エネはFIT等政策的な優遇の下で安定的な発電事業を維持できる構造が定着、水力は降水量増減の影響を受けて発電量が大きく変動する傾向
  - 非水力再エネ以外の電源は発電量が減少あるいは年毎に上下変動がみられる
  - 世界全体では2021年に入って増加している石炭火力も日本では減少傾向が続いている

## 2019年と2020年、2020年と2021年、2019年と2021年のそれぞれ1月～7月の電源別発電量の変化率



# 日本の発電量の電源別前年比増減量（2014年～2020年）

- 発電量全体が減少あるいは横ばい傾向の中で、火力発電の減少傾向と非水力再エネの一貫した増加傾向が定着
  - 水力は降雨量に応じて増減、石油は全体の需要変動に応じて大きくスイング
  - 2022年も（必要な大きく増加しない限り）以上の傾向が維持される可能性が高い
  - 再エネ増加に伴って火力発電が押し出されてゆく中、電力システムの柔軟性確保が重要な課題として浮上

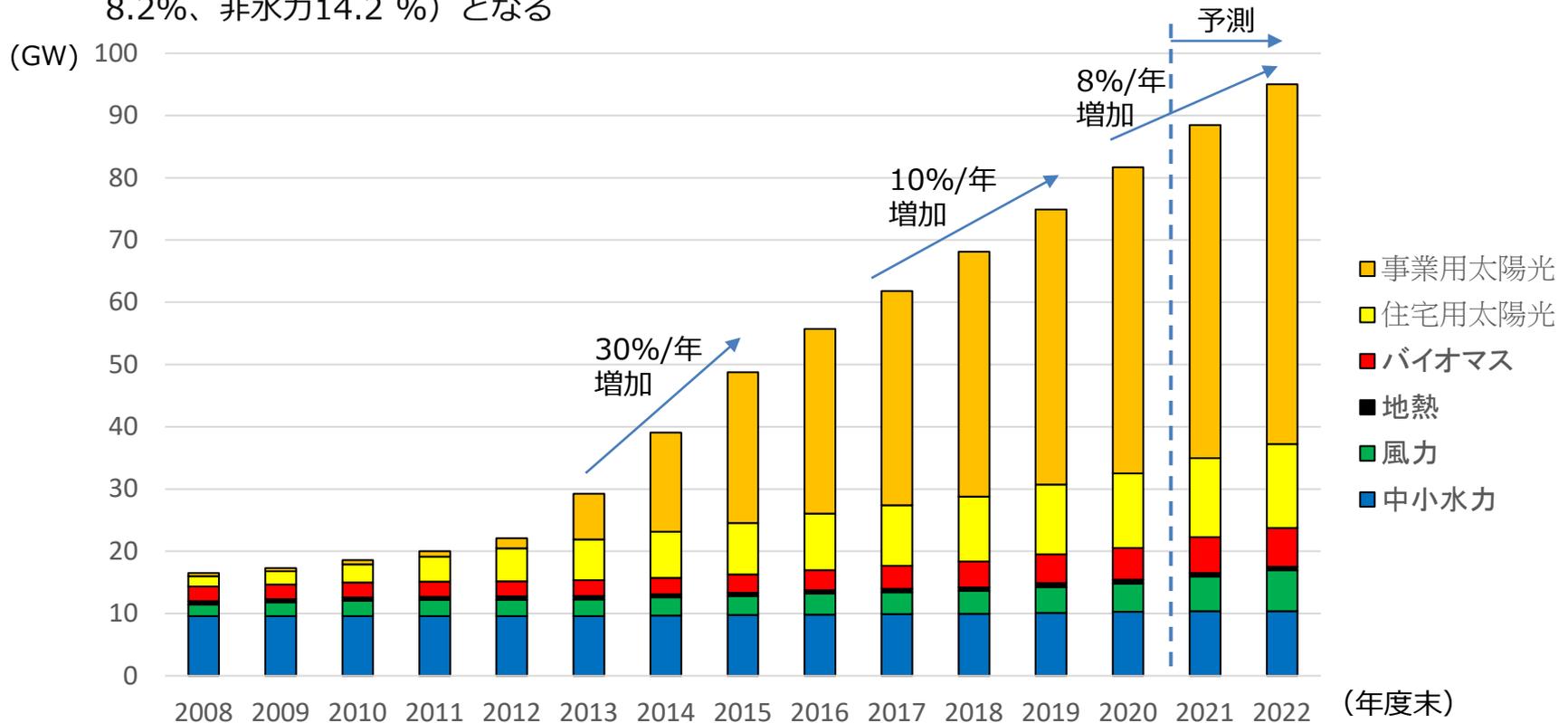


出所：BP Statistical Review of World Energy July 2021を参照して作成

## 日本の再エネ発電設備容量（累積値）（2008～2022年度）

（30MW以上の大型水力を除く）

- 2021年度～22年度の日本の再エネ発電容量は8%/年程度の増加見通し、これは世界全体の再エネ発電容量の増加速度9%/年よりやや低い水準
  - 2022年度から順次開始されるFITからFIPへの制度変更によって大規模太陽光市場に不透明感あり、2021～22年度については現行FIT制度の下で認定済み未稼働案件の稼働が主となるが、大型の新規開発は停滞気味
  - 30MW以上の水力を除く再エネ発電容量は2022年度末には95GW\*に達し、この定義の再エネの2021年度の発電量は183TWh\*\*となる
  - これに30MW以上の大型水力を含めると、2022年度の総発電量に占める再エネシェアは22.4%（水力8.2%、非水力14.2%）となる



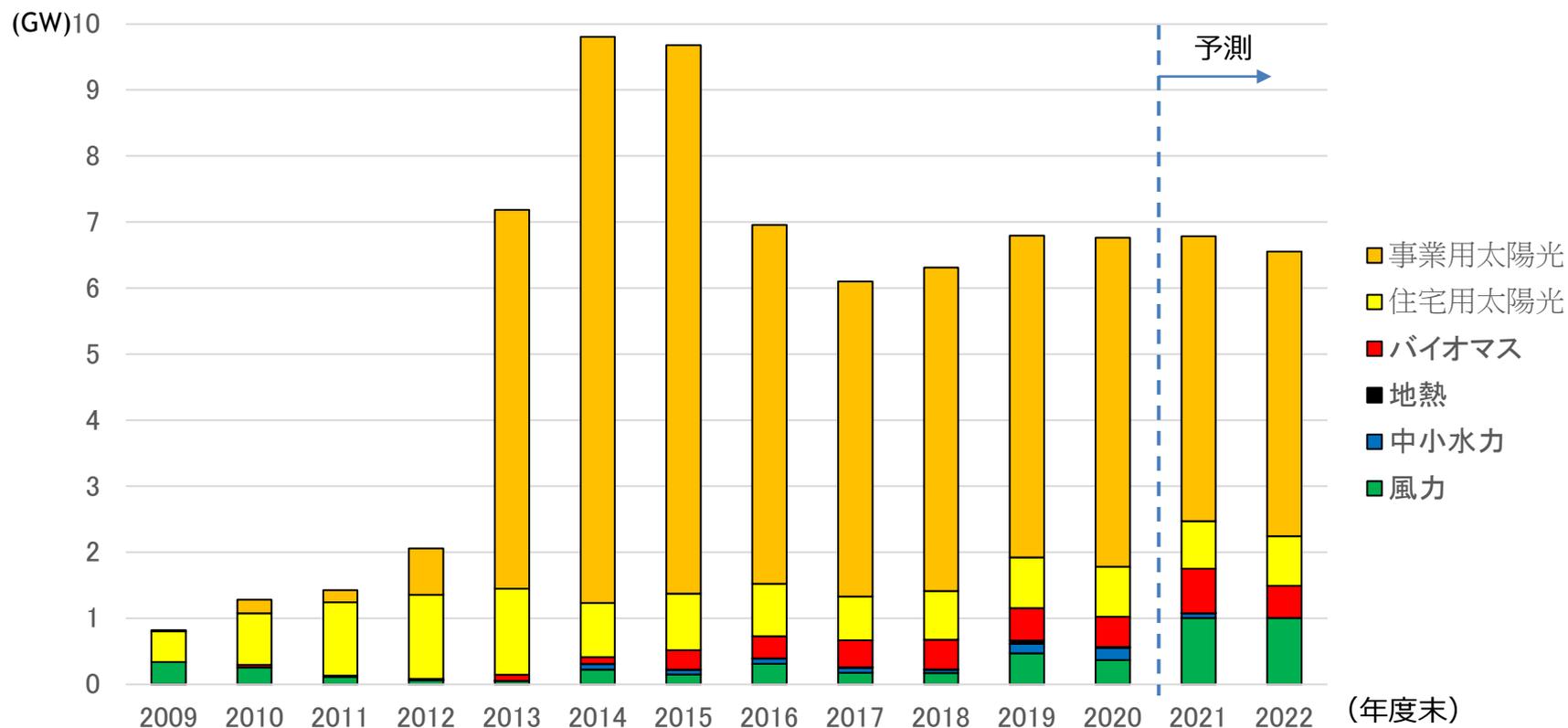
\*太陽光発電はACベースで算定  
\*\*太陽光発電等の自家消費分を含む

出所：日本エネルギー経済研究所推計

# 日本の再エネ発電設備容量の年間増加量（2009～2022年度）

（30MW以上の大型水力を除く）

- 2020年度は事業用太陽光発電の稼働が順調に推移し6GW近く導入されたが、2021年度はFIT認定量の減少に伴って稼働量も5GWへ減少傾向、2022年もFIP制度への移行の不透明感も相まって同水準にとどまる見通し
  - 他方、陸上風力はFIT認定済み未稼働案件に運転開始期限と失効期限が新たに設定され、次第に稼働開始するため2021年以降導入量が大きく増加の可能性がある
  - 但し、洋上風力は2022年までの短期市場では大きな増加はない

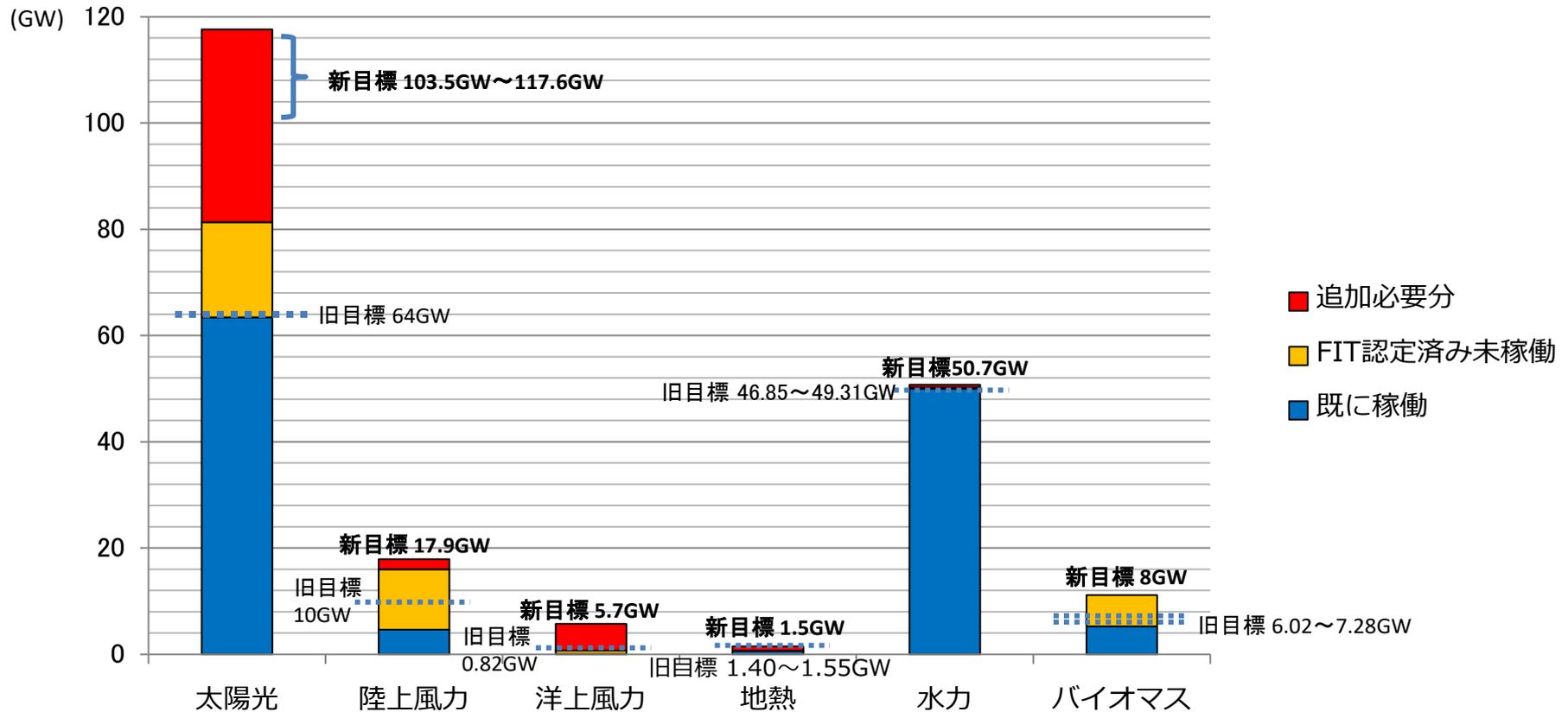


\*太陽光発電はACベースで算定（自家消費分を含む）

出所：日本エネルギー経済研究所推計

# 2030年度新目標（第6次エネルギー基本計画）に対する再エネ導入状況 （2021年6月末時点、30MW以上の大型水力を含む）

- 第6次エネルギー基本計画において2030年度の再エネ導入量の電源構成における目標シェア36～38%が新たに設定され、各電源の目標導入量は下図の通りとされた
  - 太陽光は2021年度中に旧目標64GWに到達確実、しかし新目標103.5～117.6GW達成には今後10年間に4～5.5GW程度/年ペースで稼働が必要、現状ペースでは下限には到達するも上限到達は厳しい状況
  - 風力は旧目標は十分射程に入っていたが新目標到達には今後10年間に1.3GW/年ペースでの稼働が必要、現状ペース（0.4GW/年）では到達は厳しく、FIT認定済み未稼働案件の着実な稼働と新規開発が求められる
  - 洋上風力はほぼゼロの現状、目標達成は再エネ海域法の下での入札案件の今後の進捗に大きく左右される



\*太陽光発電はACベースで算定

出所：資源エネルギー庁公表データを参照して作成

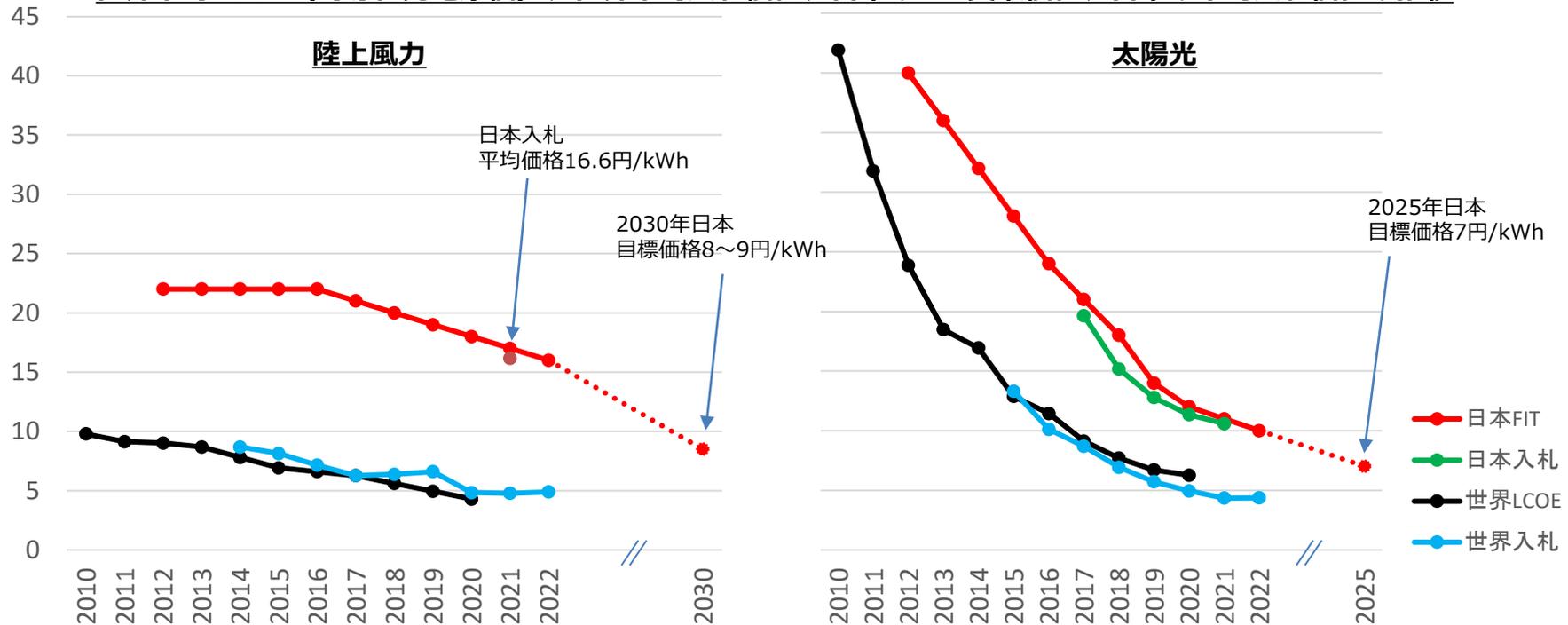
# 再エネ課題①導入量：2030年新目標に向けた再エネ導入をどう進めるのか

- 目標達成には2020年125GWの再エネ発電容量（大型水力を含む）を2030年度200GW程度に増加させる必要があり、過去5年間の平均7.1GW/年を上回る7.5GW/年ペースでの再エネ導入の継続が求められる
- 目標達成如何は下記に列挙した政策効果に大きく依存する
- 太陽光（1MW<FITからFIP入札へ全面的移行、家庭用と50kW>地域活用案件のみFIT維持）
  - FIT認定未稼働案件の稼働（多くが系統売電用の大型太陽光）（18GW）
  - 現行政策の下でのFIT認定案件促進と稼働（主として自家消費用屋根置き太陽光）（14GW）
  - 再エネ促進区域を指定して積極的な案件形成を行う法的なポジティブゾーニング・地方自治体の再エネ開発計画策定に対する支援で立地制約を克服（4.1GW）
  - 国・地方自治体の新築公共施設に太陽光発電を設置義務付け（6.0GW）
  - 空港敷地及び周辺未利用国公有地への太陽光発電の設置（2.3GW）
  - 民間企業によるPPA等自家消費促進（10GW）
  - 新築住宅への太陽光発電設置強化（3.5GW）
- 陸上風力（250kW<FIT入札へ移行、2022年度はFIP適用見送りFIT維持）
  - FIT認定未稼働案件の稼働（4.8GW）
  - 現行政策の下でのFIT・FIP認定案件促進と稼働（4.4GW）
  - 環境アセス対象の見直しによる規制緩和（2GW）
  - 環境情報調査や地域合意形成等の自治体支援（0.6GW）
  - 系統増強を通じた導入拡大（2.0GW）
- 洋上風力（全面的にFIT入札へ移行、2022年度はFIP適用見送り）
  - 再エネ海域利用法の下での促進区域における入札（1.0GW）
  - 国が専門家派遣して選定事業者の洋上風力事業立ち上げを支援（2GW）
- バイオマス（10MW<木質バイオマスFIP入札へ移行、10MW>地域活用案件のみFIT維持）
  - FIT認定未稼働案件の稼働（2.3GW）
  - 現状の政策努力を継続（0.5GW）
  - 廃棄物由来バイオマスの有効活用支援（0.7GW）

# 再エネ課題②コスト：太陽光FIT価格は約10円、さらに世界水準まで下がるか

- 太陽光のFIT買取価格は2021年には約10円/kWh、2017年から実施されている入札でも約10円/kWhまで急激に低下、しかし世界平均水準より依然として2倍程度高い
  - 太陽光は世界水準に対して概ね4年のラグを伴って低下してきており、2025年の目標価格7円/kWhは到達可能な範囲に入ると考えられる→低コスト再エネの便益を享受できるようになるか
  - 他方、陸上風力の世界水準との差は大きく2030年の目標価格8~9円/kWhの到達は不確実
  - 買取価格の低下、FITからFIPへの移行、PPA等民間企業による自家消費増加、FIT買取期間終了、未稼働案件の運転開始期限設定により国民負担は長期的には低減の方向に向かうと考えられる

(円\*/kWh) **世界平均LCOE (均等化発電原価)、世界平均入札価格、日本のFIT買取価格、日本の平均入札価格の推移**



\*世界平均LCOE (均等化発電原価)、世界平均入札価格については、110円/米ドルの換算レートを採用

出所：IRENA Renewable Power Generation Costs in 2020その他を参照して作成

## 再エネ課題③系統制約の克服：電力系統の次世代化によって改善が進むか

- 再エネの大量導入に対応できるよう電力系統の増強と利用ルールの見直しが急ピッチで進められており、長期的には系統制約の緩和が期待される
  - 但し、短～中期的には既存電力系統の有効利用による改善のみ
- 今後の電力系統の増強
  - 将来の電源ポテンシャルを踏まえた地域間連系線や地内基幹系統の整備計画の策定を法定化
    - 各エリアの将来の電源ポテンシャルを考慮した費用便益評価に基づくプッシュ型のマスタープラン策定（2022年中予定）と送電ネットワークの形成
  - 設備増強費用の再エネ促進分について全国負担の在り方の詳細検討開始（全国での託送料金、FIT賦課金に上乗せ等）
  - 北海道から首都圏等長距離海底直流送電システム（HVDC）の導入に向けた具体的検討
- 既存電力系統の有効利用
  - 既存の送電系統を最大限に有効利用するための「日本版コネクト&マネージ」が進捗
    - 想定潮流の合理化による空き容量算定拡大：既に運用開始、約5.9GWの空き容量拡大
    - N-1電制適用：約40.4GWの接続可能容量確認、2022年中に運用開始
    - ノンファーム接続：基幹系統は東電管内での先行実施と2021年度全国展開予定、ローカル系統も2022年度の受付開始、配電系統への適用拡大も検討
  - 送電線の利用ルールの見直し
    - 地域間連系線については2018年10月から市場での入札価格の安い電源順に送電を可能とする間接オークションを導入、先着優先からメリットオーダーに基づくルールに転換済み
    - 基幹送電線についても先着優先から効率的な再エネを優先するメリットオーダーに基づくルールへの転換
  - 再エネの出力制御の低減のための取り組み
    - 火力の最低出力の引下げ、系統情報の公開・開示の推進、オンライン代理制御の導入等

## 再エネ課題④自然変動再エネのシェア増加：電力システムの柔軟性確保が必須

- 自然変動再エネのシェアが急速に増加している欧州をはじめとした世界の多くの国々で共通する緊急課題として対応策の開発と実施が進められている
    - 2021年1月寒波による日本やテキサス州での電力需給逼迫、秋以降の欧州各国での電力価格高騰の一因として、風力・太陽光発電量の不安定性と依存リスクが指摘されている
  - いかにして自然変動再エネ増加と電力システムの柔軟性の確保を同時に満たすことができるか、その対応策は主として以下の4つの要素の適切な組み合わせになるが、脱炭素とコストとの兼ね合いで明確な答えはまだ出ていない → 今後大きな商機になるのは確実
1. **出力調整可能（ディスパッチャブル）な電源**：水力・揚水発電、火力発電（アンモニア混焼・水素発電等を含む）、バイオマス発電…等
  2. **電力システムの増強・連系拡大・運用改善**：スマートグリッド、コネクト&マネージ、高圧直流送電（HVDC）システム、DLR、VPL、配電系統機能強化による分散型エネルギー資源の有効利用…等
  3. **DSM（需要側制御）**：DR（デマンドレスポンス）、アグリゲータ・VPP、再エネ電力の自家消費・地産地消、電力P2P取引、EMS、IoT/AI/ビッグデータ解析、EVのスマートチャージ、分散型エネルギー資源の市場参加、Energy-as-a-Service（EaaS：エネルギー小売からDR等関連サービス提供事業へ）、ダイナミック・プライシング（時間帯別変動小売料金）…等
  4. **エネルギー貯蔵**：揚水発電、蓄電池その他エネルギー貯蔵技術、EV、P2G（余剰再エネの水素への転換・貯蔵）、P2H（余剰再エネの熱変換と蓄熱）…等

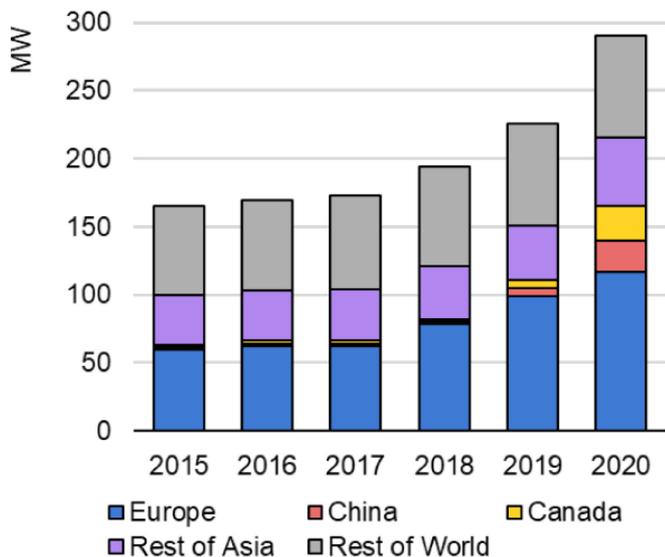
# 2022年度からFIP適用開始へ：再エネの市場統合に向けた一大転換点

- 2022年4月改正再エネ特措法施行
  - FIP適用開始、未稼働案件の認定失効制度、系統増強費用への賦課金投入、太陽光発電設備の廃棄等費用の積立てを担保する制度、公表制度・納付金返還制度等を導入
- 2022年度からFIP適用開始へ：新規の1MW<太陽光、10MW<木質バイオマス、1MW<地熱、中小水力等は2022年度からFIPの下での公的支援に移行
  - 1MW<太陽光、10MW<木質バイオマスはFIP基準価格も（固定価格ではなく）入札で決定→市場統合に最も近いカテゴリー
  - 地熱、中小水力は（まだ競争環境にないため）FIP基準価格を入札ではなく固定価格として事前設定
- FITの下では固定価格での長期買取が保証されていた再エネ発電だが、FIPの下では、
  - 再エネ発電事業者が自ら卸電力市場へ発電電力を販売（他の電源と全く同じ：再エネの市場統合）
  - 基準価格（従来のFIT固定買取価格に相当）と1カ月間の平均卸電力市場価格（参照価格）との差分を公的補助
  - 収益となるこの差分を最大化するためには卸電力価格が高い時に給電する必要がある → 再エネ発電事業者に対して市場価格に連動した給電のインセンティブを付与
  - 加えて、FITでは免除されていた計画値同時同量とインバランス負担が求められる（経過措置として2022年度はVRE発電に対してインバランスプレミアム1.0円/kWhが追加で補助される）
  - 再エネ発電事業者は（FITの下ではただ発電さえしていればよかったものが）FIPでは市場との対話を余儀なくされるようになる → 再エネの市場統合に向けた一大転換点
- FIPの下ではアグリゲータや発電量予測のための気象データサービスが求められるようになる
  - インバランス負担最小化や収益最大化のために中小再エネ事業者にはアグリゲータの活用が不可欠
  - また、精緻な再エネ発電量の予測を行うための気象データ提供サービスの拡充が求められる
  - 現状では、アグリゲータも気象データ提供サービスも十分に育っておらず、FIPの下での再エネ発電ビジネスモデルが確立されるまで当面は（少なくとも2022年度中は）不透明感が漂うと考えられる → 新たな商機としてアグリゲータや気象データ提供サービスが広がる可能性がある

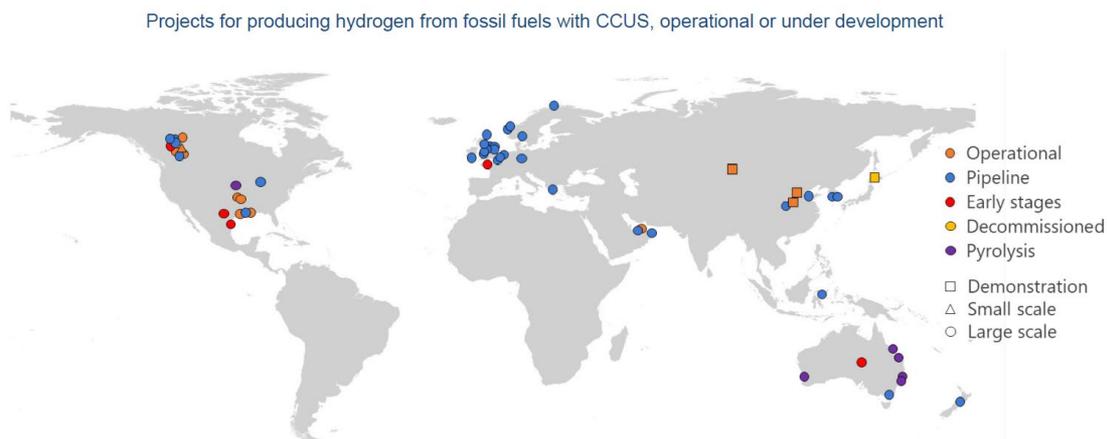
# クリーン水素プロジェクトの今後の見通し

- クリーン水素製造量は2022年までの短期では顕在化しないが、現在計画中のすべてのプロジェクトから見込まれる2030年の水素製造量は最大17Mt-H<sub>2</sub>/年（グリーン水素が8Mt-H<sub>2</sub>/年、ブルー水素が9Mt-H<sub>2</sub>/年）である
  - グリーン水素（再エネ→水電解水素）の製造容量は現在世界で290MW（推定0.03Mt-H<sub>2</sub>/年）、350の計画中プロジェクトが全て稼働すれば、2030年に5～8Mt-H<sub>2</sub>/年の生産規模になる見込み
  - ブルー水素（化石燃料+CCUS）は現在世界で16のプロジェクトが稼働中（0.7Mt-H<sub>2</sub>/年）、開発・計画中の47プロジェクトが全て稼働すれば、9Mt-H<sub>2</sub>/年の生産規模になる見込み

## 世界のグリーン水素製造容量（MW）



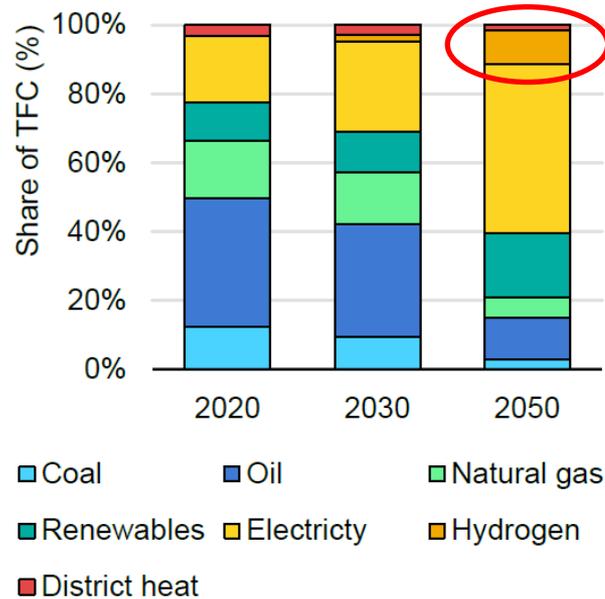
## 世界のブルー水素（化石燃料+CCUS）プロジェクト



# 広がる水素国家戦略の策定：脱炭素化に必要なオプションとしての位置付け

- 水素国家戦略策定国数：2019年時点で3カ国（日本、韓国、フランス）であったが、2021年時点で+13カ国（豪州、チリ、フランス、ドイツ、オランダ、ノルウェー、英国、EC等）、更に、今後数年で+20カ国以上になる見込み
  - カーボンニュートラルに向けて、水素の役割の重要性（特にHard-to-Abateセクターへの対策手段）に対する認識は世界的に広がりつつある
  - 日本では、発電部門に加えて産業・運輸部門での利用にも期待されている

Share of total final energy consumption by fuel in the NZE, 2020-2050



- ←世界：2050年脱炭素シナリオにおける水素のシェア（最終エネルギー消費に占める水素のシェア）は10%程度と想定されている

- ⇒日本：第6次エネルギー基本計画の2030年に最大300万トン、2050年に最大2,000万トンの水素供給量、電源構成に占める水素・アンモニア発電の約1%の目標達成に向けて、国際水素・アンモニアサプライチェーン構築に向けて継続的に活動（従前の液化水素やメチルシクロヘキサンと併せてアンモニアも）

