

【提言】

2050年に於ける電力安全保障と脱炭素社会を目指して 再生可能エネルギー・原子力・火力 調和電源ミックス

別紙集

2022年6月10日改訂

エネルギー問題に発言する会(エネ会)
日本原子力学会シニアネット連絡会(SNW)
有志

牧 英夫*、新田目倅造、金氏 顯、川西康平、後藤 廣、早瀬佑一

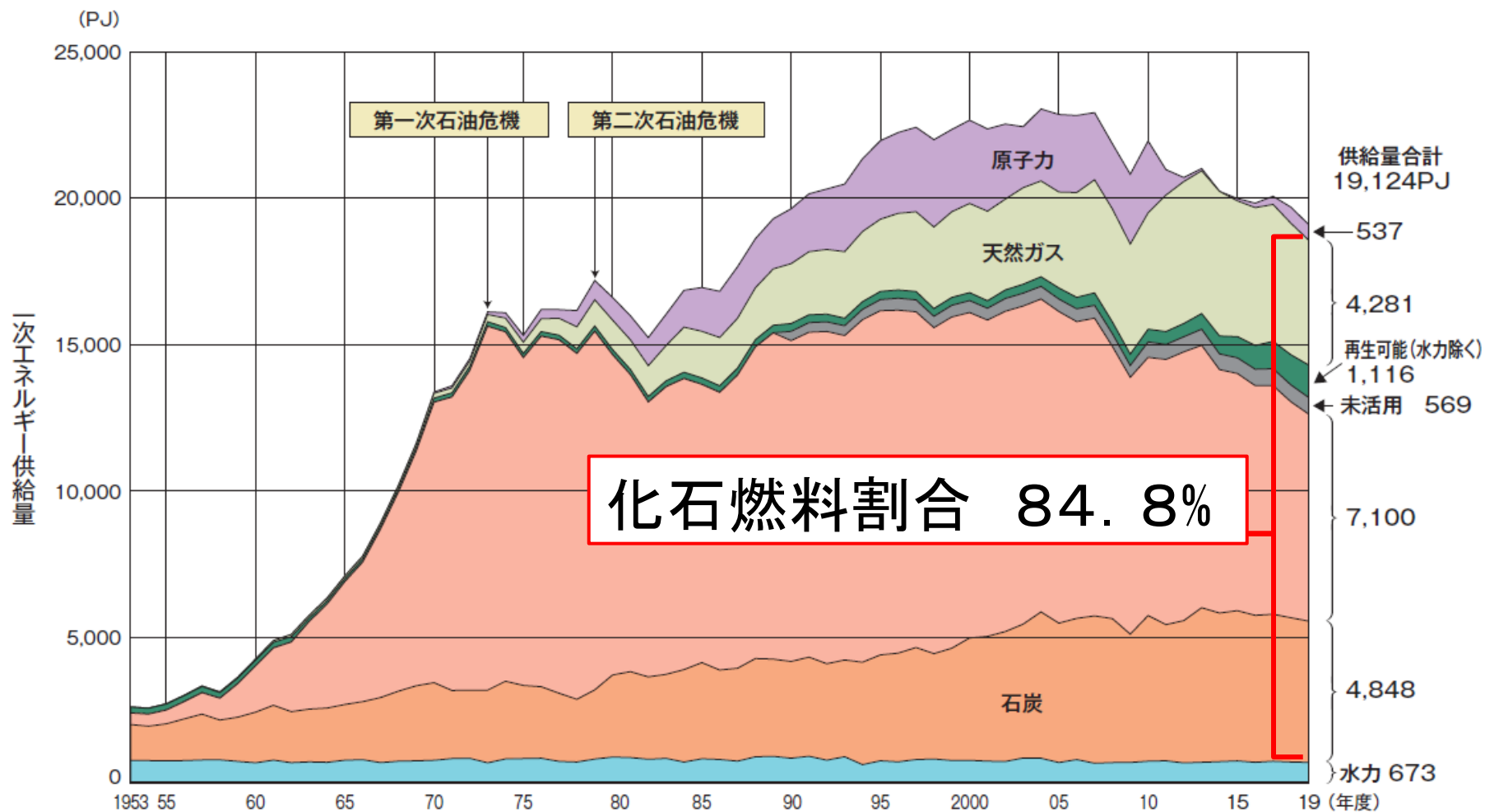
* 連絡先、リーダー: h_maki@lapis.plala.or.jp

本提言は、エネ会・SNW会員有志の提言、見解であり、エネ会や日本原子力学会もしくはSNWを代表するものではありません。

別紙の目次

章	No.	名称	作成者	内容
第1章	I-1	日本の一次エネルギー供給実績	金氏	2019年 化石燃料割合84.4%
	I-2	3050年CNIに向けた国の電源ミックス計画	牧	2019年、22030年、2050年計画
	I-3	2050年に向けた我が国の方針	金氏	2013年⇒2019年現状⇒2030年⇒2050年
	I-4	2050年CNIに向けた世界の発電量予測	牧	IEA World Energy Outlook 2021他の予測
第2章	II-1	変動再エネ(太陽光および風力)の特性	牧	太陽光・風力発電の気象依存、変動、設備利用率
	II-2	変動再エネ導入時に如何にして安定供給を維持するか	早瀬	BU電源、蓄電池の必要性、停電リスクの回避
	II-3	受給シミュレーションの概要-1~16	新田目	前提条件、制限条件等について
	II-4	2050年安定再エネ12%の根拠	金氏	12%限界について
	II-5	発電に必要な面積の比較	金氏	原子力、太陽光、風力の必要面積比較
	II-6	変動再エネの導入限界(自然条件、社会制約)	後藤	35%限界について
	II-7	太陽光発電と風力発電の課題	川西 後藤	世界および国内の動向、市場動向、シェア等
	II-8	世界の太陽光発電の状況など	同上	世界の設備容量、出荷量、シェアと日本の輸入先
	II-9	世界の風力発電の状況など	同上	世界の現状と見通し、日本の2050年計画、世界のシェア
	II-10	CCUSの課題	川西	技術自給率60%を目指す必要がある
	II-11	水素・アンモニア発電の課題	川西	電力利用は困難、運輸・産業用活用か
	II-12	経済性評価 1~14	牧	経済性評価の詳細
	II-13	再エネ100%で全電力供給を賄えない理由-1	新田目	安定供給、経済性、環境条件・社会制約から不可能
	II-13	同上-2	金氏	同上
	II-14	電気料金の国際比較	金氏	家庭・産業向け料金比較
II-15	電気料金の決め方-1~7	早瀬	電気料金の内訳詳細	
第3章	III-1	再エネ、原子力、火力の比較・評価	早瀬	「S+3E」の視点から優劣比較の詳細
	III-2	政府は堂々と国民に原子力の重要性を語れ	金氏	社会の原子力受容性獲得のために
	III-3	日本の生き残りをかけた課題	牧	調和電源ミックス実現のための諸課題
	III-4	2050年原子力1/3に必要な次世代軽水炉新增設	金氏	新增設マスタースケジュール
	III-5	原発新增設・リプレースの環境整備提言-1~3	金氏	社会合意、資金計画、規制改革、人材育成等
	III-6	原子力発電の負荷追従性	金氏	実績など(作成中)

日本の一次エネルギー供給実績



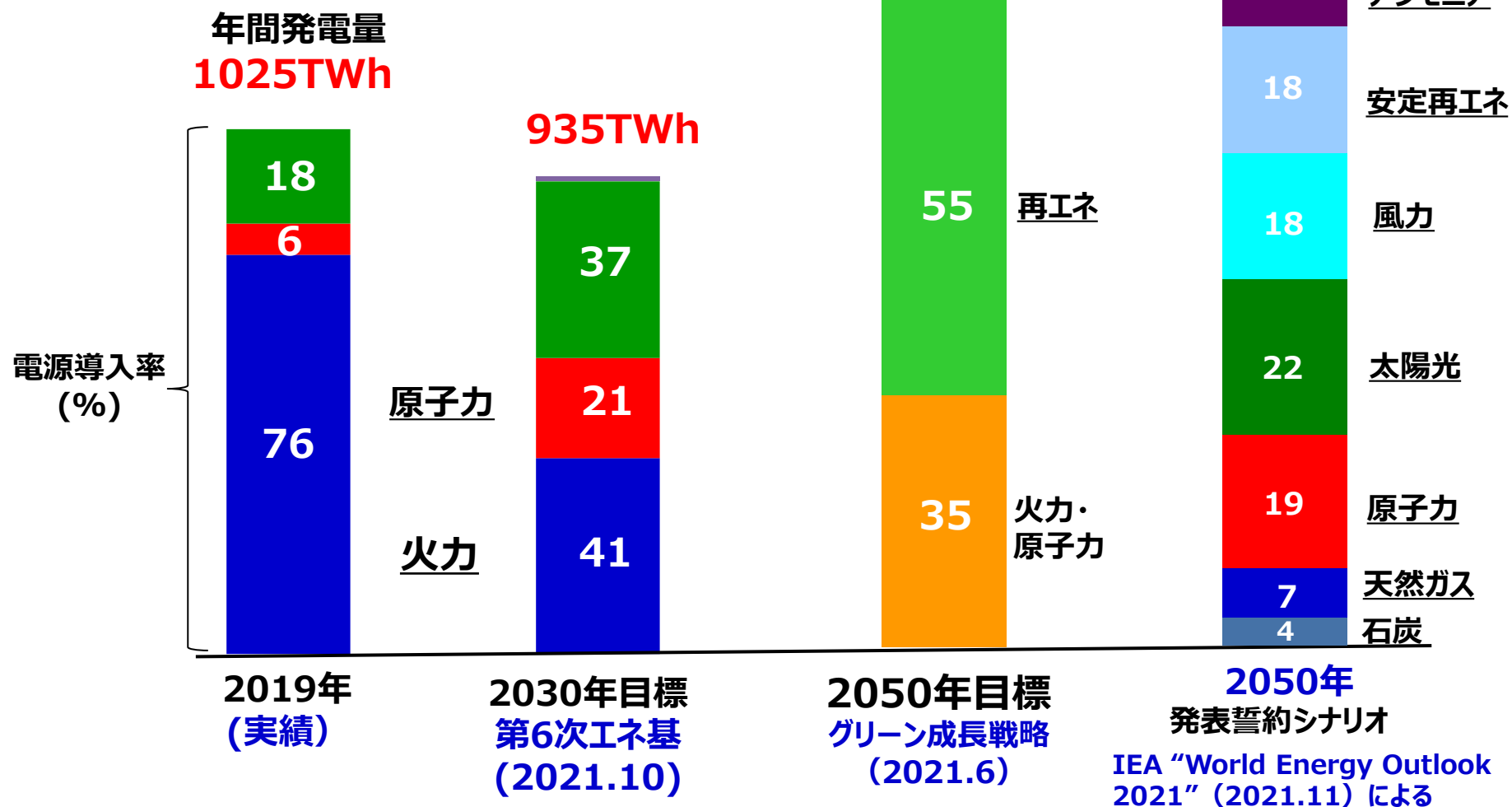
日本の一次エネルギー供給量は経済成長にも拘わらず省エネなどにより近年ほぼ一定。福島原子力事故以降は化石燃料依存度が高い。

2050年CNに向けた国の電源ミックス計画

産業・運輸・家庭・業務部門の電化推進

1400TWh

1362TWh

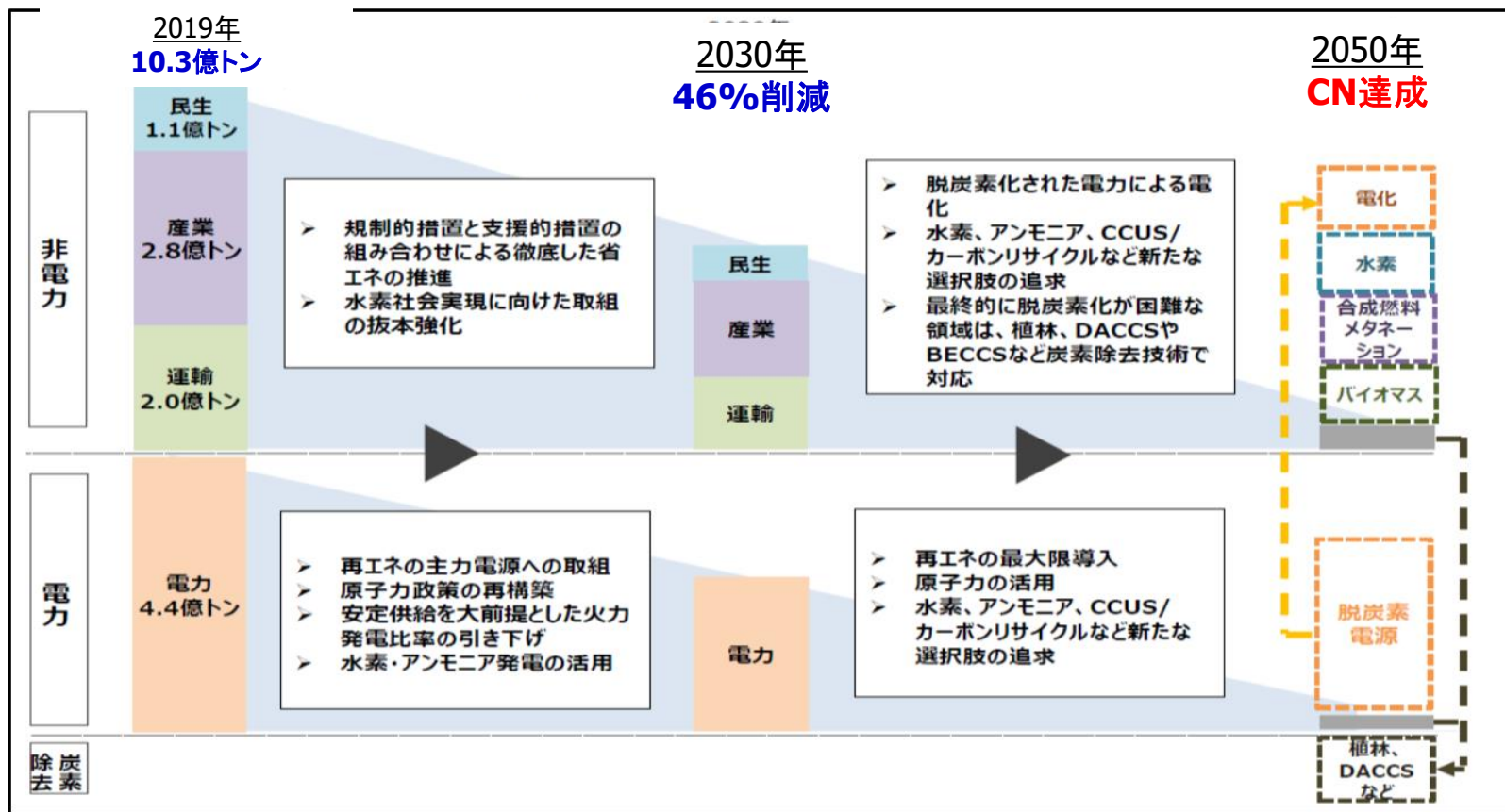


2050年CNに向けた我が国の方針

- 省エネ（ムダの排除）、エネルギー効率向上
- **電力部門の脱炭素化が大前提**
- 運輸、民生（家庭、業務など）の**電化**
- 鉄鋼、セメント、農業等産業部門の**電化**および**水素**等活用
- 大規模CCUS（CO2を回収・貯蔵・活用）技術開発

(注) **水素**製造にも
電力が必要

規準年2013年
14.1億トン



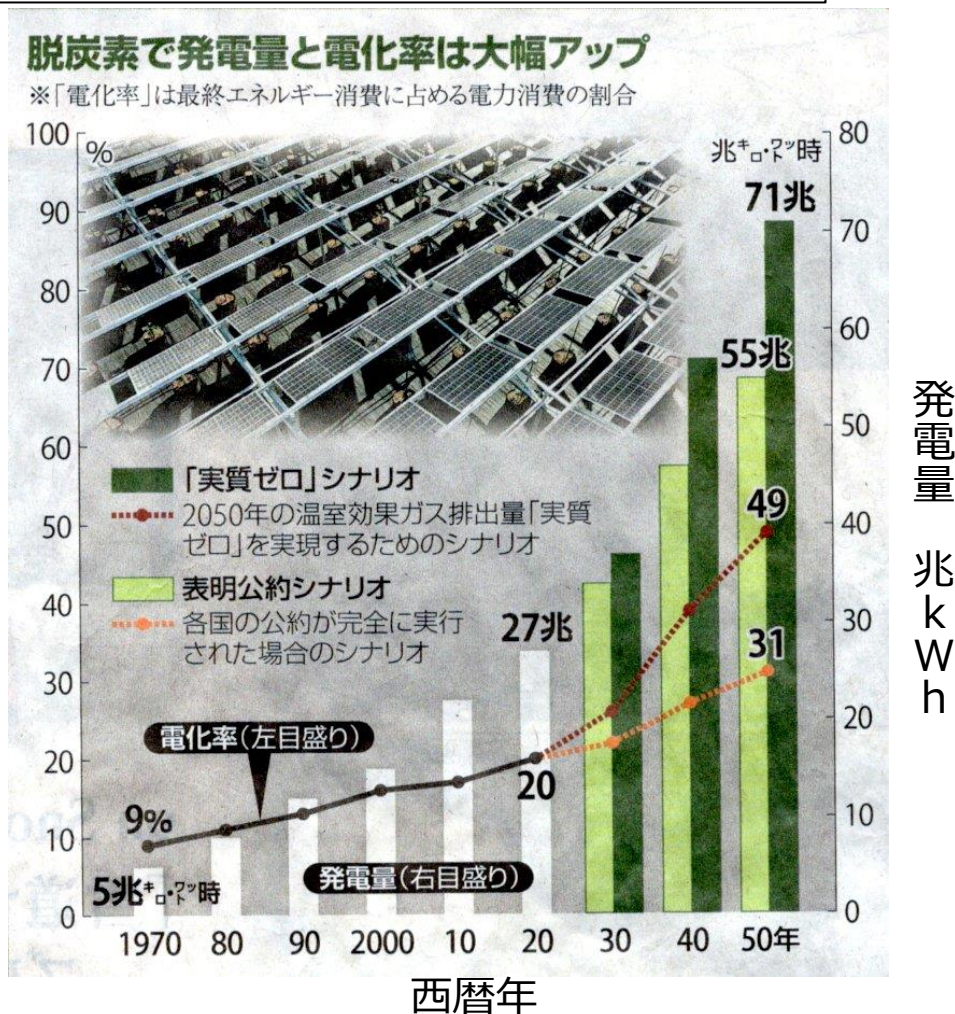
2050年CNに向けた世界の発電量予測

—IEA “World Energy Outlook2021”他より—

IEA WEO2021はCOP26(2021.10.31～11.12開催)のガイドブックとして編集された

- 世界の発電量・電化率：右図参照
2050年の発電量は現状の**2～2.7倍**に増大すると予測
(1兆kWh = 1000TWh)
- デジタル化は貪るように電気を食う
 - ・ データセンターの年間電力消費予測
2018年 1900億kWh
2030年 3兆kWh
2050年 500兆kWh
 - ・ 電力消費を1000分の1に減らす革新的技術開発が不可欠としている
(この項は科学技術振興機構低炭素社会戦略センターによる)

電化率
%



発電量
兆kWh

世界の発電量および電化率予測

IEA WEO2021のデータを読売新聞(2021.2.20)がグラフ化

変動再エネ(太陽光および風力)の特性

■【期待】

- ・ 温室効果ガスであるCO₂を排出せず、国産エネルギーとして期待される

■【課題】

① 出力制御ができない (従来の電源は全て出力制御が可能であった)

気象条件だけで出力が変動し、独自には出力を制御することができない

② 出力の大幅変動、正確な発電量予測が困難

- ・ 太陽光 : 昼と夜で100%から0に変動、冬と夏では日射量に2~3倍の変動
曇天・雨天が続くと数日間発電ゼロもあり得る
- ・ 風力 : 風速の変動による数分~数時間の変動を繰り返す、風速は冬に強く夏に弱い、数が吹かない日が続くとその間の発電量がゼロとなる

③ 低い設備利用率 (従来の電源の設備利用率は70%以上)

- ・ 太陽光 ~14%、陸上風力 ~25%、洋上風力 ~33%

④ 発電に広大な土地面積が必要

- ・ 原子力発電に必要な土地面積“1”対比、太陽光は“100倍”、風力は“350倍必要

⑤ 安定電源による調整力が不可欠

- ・ 発電電力 = 需要電力を秒単位で一致させ、周波数を一定に維持するための安定したバックアップ電源が不可欠
- ・ バックアップ電源としては揚水発電、蓄電池や出力制御が容易な火力発電が用いられる

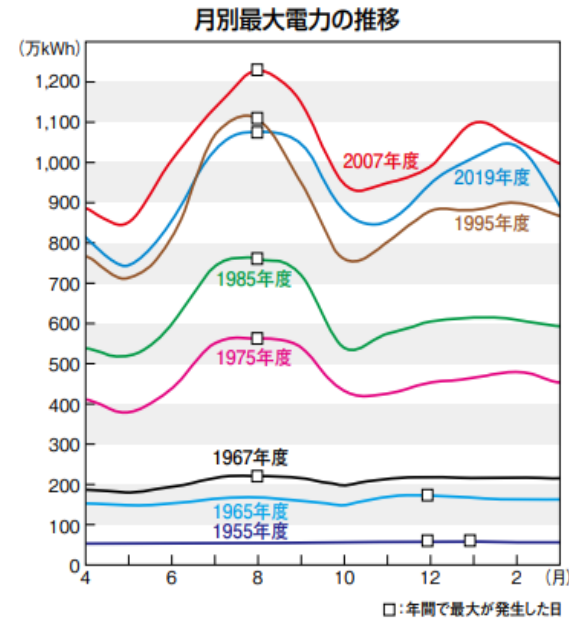
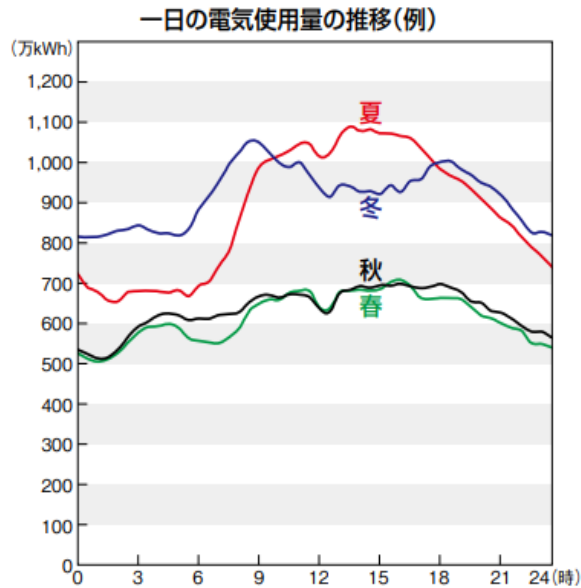
⑥ 発電コストに加えて追加コストが発生

- ・ 需給調整運転、余剰電力・不足電力発生防止、広域連系線増強等の追加コスト発生
- ・ 本「提言」検討に当たっては、追加コスト試算した

再エネ導入時に如何にして安定供給を維持するか

1. 安定供給維持は、需要と供給の一致が不可欠

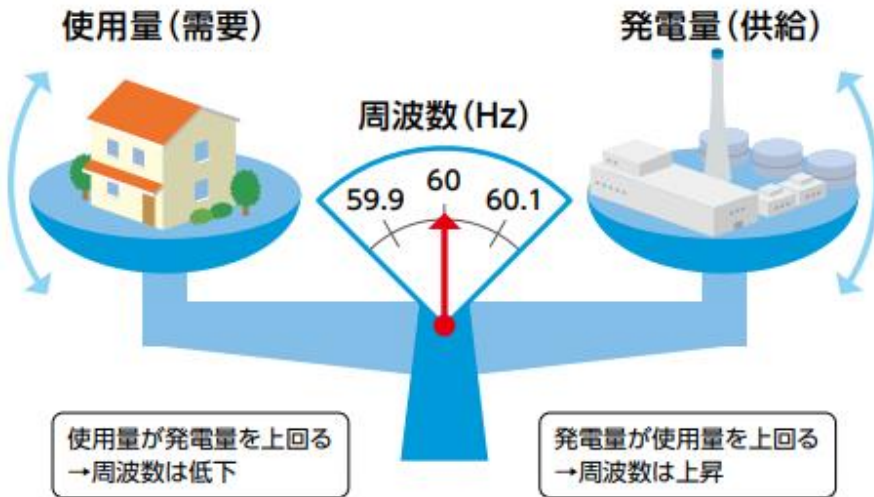
■ 電力需要の変化



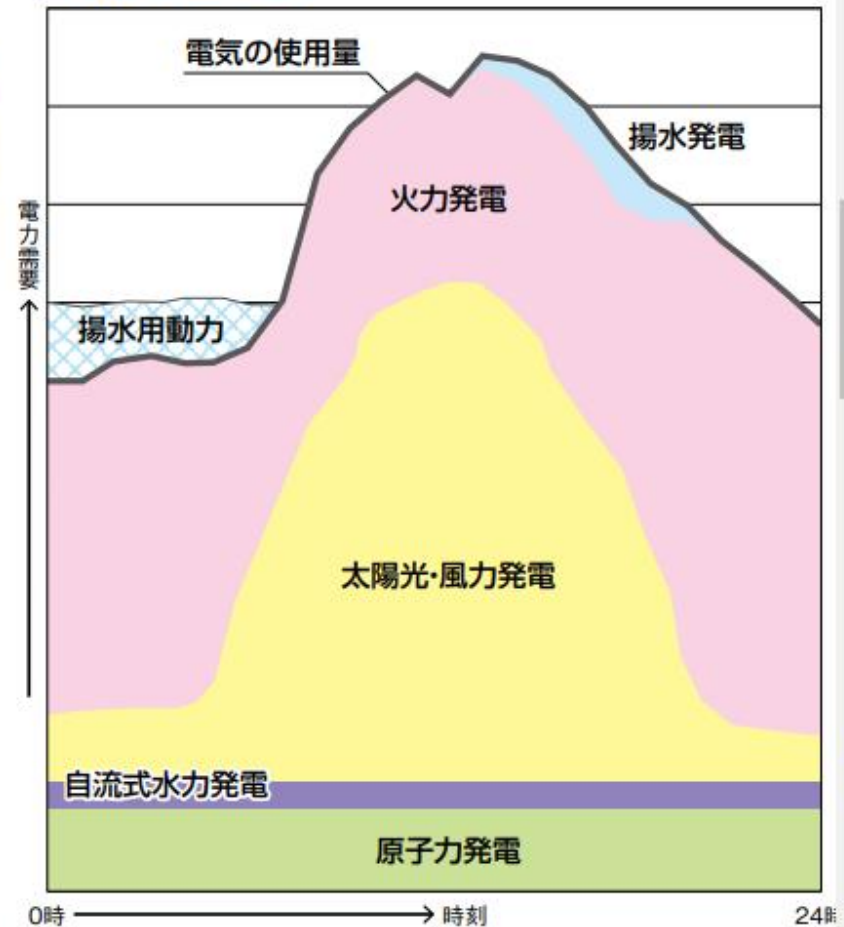
■ 安定供給維持とは

- ・時々刻々と変化する需要に対し同量の電気を発電し継続的に供給すること。すなわち、365日、24時間いかなる瞬間も、「**同時同量**」により**需給と供給をバランスさせること**。
- ・需要と供給が一致していないと、周波数が乱れる結果安全装置が働き発電所が停止してしまい、場合によっては停電をまねく可能性。2018年9月に発生した北海道全域の“ブラックアウト”は、需給バランスの崩壊が原因。図

再エネ導入時に如何にして安定供給を維持するか (続き)



需給調整の例



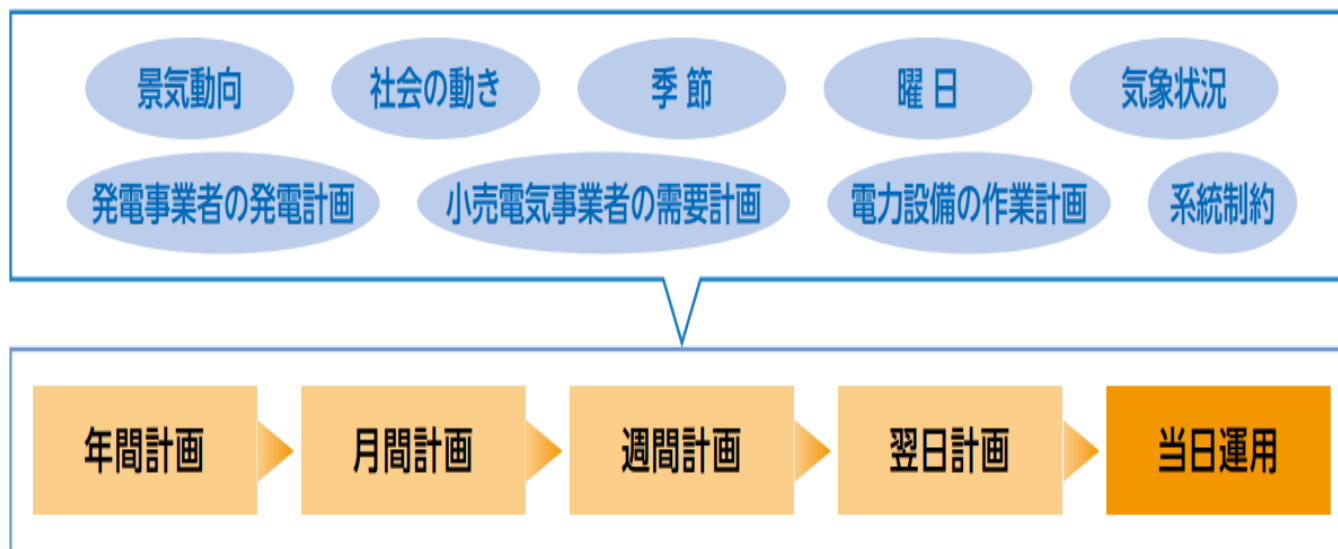
2020年 8月 3日(月) 15時 25分 56秒

発電端総需要	9389 MW	周波数	60.00 Hz
送電端総需要	9199 MW		
供給力		予備力 合計	1453 MW
原子力	0 MW	予備率	15.4 %
火力	5815 MW	火力予備力	560 MW
水力	581 MW	水力予備力	893 MW
新エネルギー	1876 MW	下げ調整力	1942 MW
揚水	0 MW	九州+地内	36.9 度
連系線潮流	1117 MW	地内	27.7 度

再エネ導入時に如何にして安定供給を維持するか (続き)

■ 電力需給バランス維持の基本

- ・ **需給運用計画の作成**: 過去の需要実績、天気予報(晴天、曇天、雨、雪、気温、湿度等)、経済活動状況(景気、感染症等)等をもとに **需要を予測し、その予測需要を満たすよう発電予備力を含め必要な供給力を確保する需給運用計画を作成**。年間計画、月間計画、週間計画、翌日計画と順次精度を高め、当日を迎える。
- ・ 当日は、需給運用計画をもととするが、時々刻々変化する実需要にあわせて **火力発電の出力増減や揚水発電の運転・停止などにより供給量を調整し(給電指令)、需要と供給がバランスするよう運用を続ける**。



1. 検討条件

■シミュレーション方法:最近の2020年度の全国電力需要、再エネ発電電力の実績データ(ISEP)を使用し、2050年を想定した再エネの導入率(32~100%)について、1年間8760時間の余剰電力、不足電力、原子力、火力発電、蓄電池などによる安定供給対策の需給シミュレーションを行った。

■2050年の需要想定:全国の年間総発電電力量(=需要電力量)は、基本政策分科会参考値(2021年5月)をもとに、1兆4000億kWh(2020年度実績8670億kWhの1.6倍)と想定。最大需要電力は負荷率(平均電力と最大電力の比率)を2020年度実績値59.5%にもとづいて60%として、2億6600万kW(=1兆4000億kWh/(8760×0.60)、2020年度実績1億6600万kWの1.6倍)と想定。

■再エネ導入率(総発電電力量に占める再エネ比率):安定再エネは、2020年度の実績(水力7.8%、地熱0.3%、バイオ1.5%、計9.6%)、2030年目標(第6次エネ基)などを参考に、水力7.5%、地熱1.0%、バイオ3.5%、計12.0%と想定。

変動再エネは、太陽光、風力発電の季節変動を相互に補完して余剰電力(蓄電池容量)が最小となるように、年間発電電力量比率を1:1とし、導入率を20~88%に変化。

■原子力、火力の運転方法：原子力は最大発電電力一定運転。
火力の最低出力は最大発電電力の20%とし、20～100%間で調整運転。現状の火力の最低出力は30～50%程度だが、今後の変動再エネの出力制御を最大限抑制できるように、新設火力の最低出力は20～30%を基本とする資工庁方針（2021年11月）を参考に、20%とした。

■電力貯蔵設備：変動再エネの余剰電力を回収する電力貯蔵設備としては、蓄電池、揚水発電所、水素貯蔵（余剰電力で水素を製造し、水素として貯蔵して電力不足時に水素で発電する）などがあるが、一括して蓄電池として扱った。蓄電池の充放電効率（充電電力量を100として放電できる割合）は100%とした。充放電効率を75%とすると、蓄電池必要量は $1/0.75=1.33$ 倍となる。また、余剰電力の他エリアへの送電対策は全国一括バランスとして考慮していない。

2. 電力余剰、不足対策

①蓄電池対策：変動再エネは昼間や強風期に需要電力を超えて余剰電力が発生することがあるので、火力を最低出力まで抑制しても余剰電力が発生するときには、余剰電力を蓄電池に充電し、火力に出力抑制余力が出たときに放電して火力を抑制し、余剰電力を有効活用する。この操作を8760時間繰り返し、蓄電池に充電されている電力量残量の変化を求め、年間最大値を蓄電池必要量とする。

②変動再エネ出力抑制・火力補充対策：火力を最低出力まで抑制しても、変動再エネの余剰電力が発生する時には、変動再エネの出力を抑制し、その分を火力発電の増加によって補充する。変動再エネの発電電力が減少して、実質的な導入率が減少し、火力発電の増加が必要となる。

3. 検討結果

3.1 再エネ100%（安定再エネ12%、太陽光44%、風力44%）のケース

3.1.1 年間需給状況

図1-1～1-4に月ごとの需給状況を示す。わかりやすく年間最大需要電力を100kWに換算し、蓄電池残量がゼロとなる2月から記載している。年間を通して殆ど毎日余剰電力が発生している。

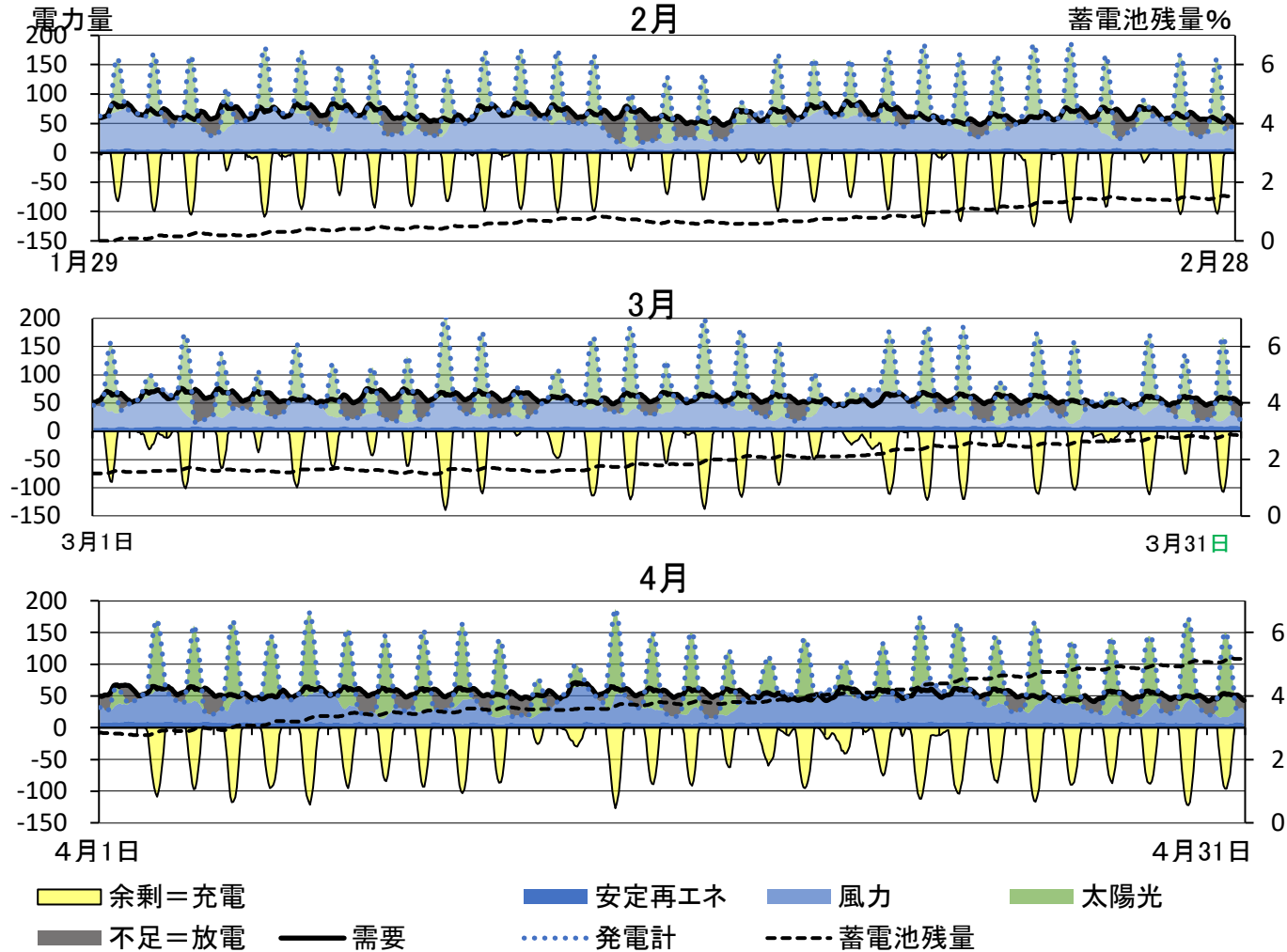
2～5月は風力と太陽光の昼の出力が大きいため、昼の余剰電力を充電して夜に放電するケースが多い。昼に充電する余剰電力量が夜の放電電力量より多いため、蓄電池残量はこの期間を通して増加している。

7～9月は高需要期で、風力が少ないために余剰電力が少なく、昼の充電電力量よりも夜の放電電力量が多いため、蓄電池残量は減少している。

その他の期間は充電電力量と放電電力量がほぼバランスしており、蓄電池残量の変化は少ない。

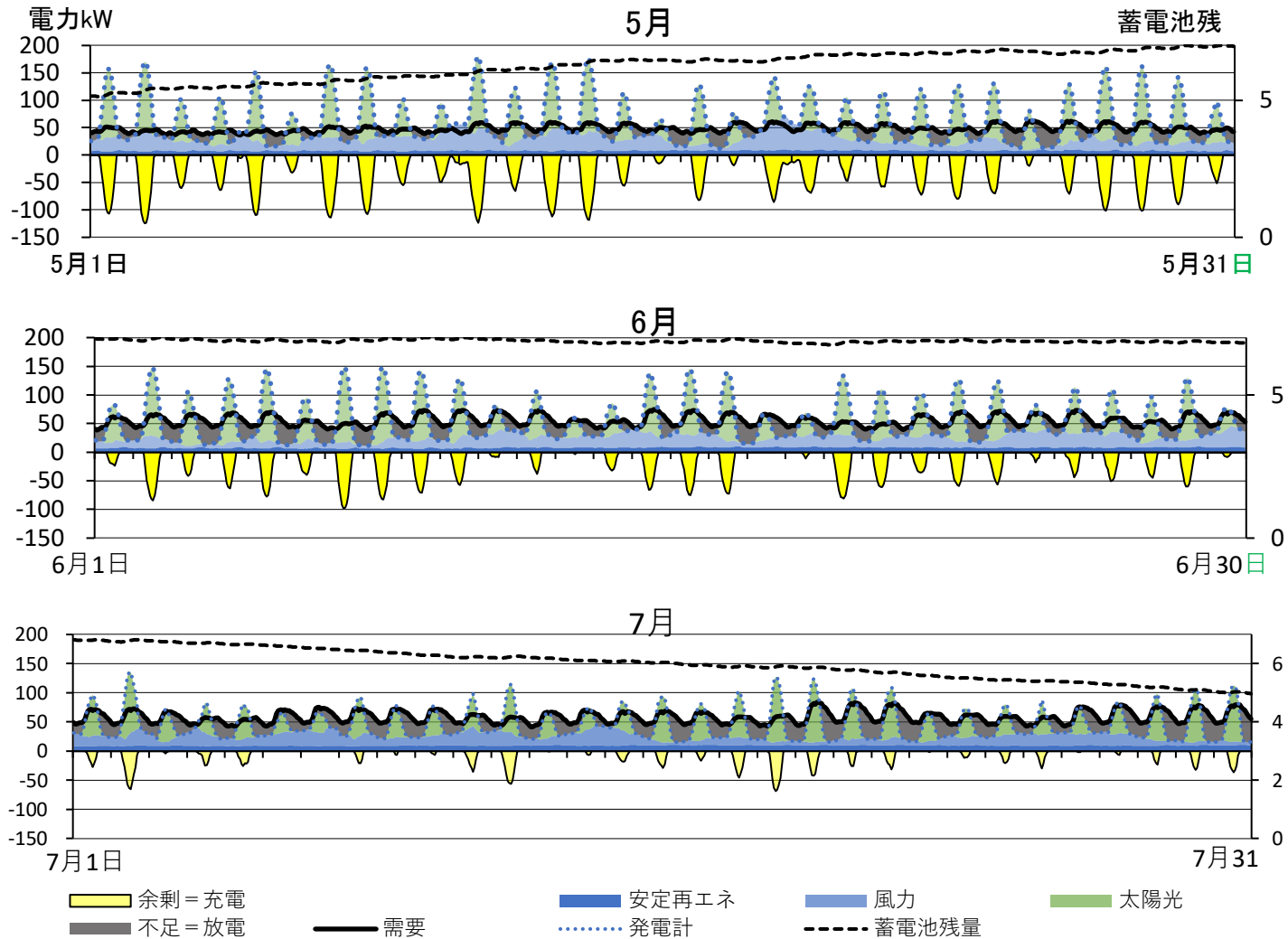
需給シミュレーションの概要-4

図1-1 再エネ100%年間需給(2~4月)



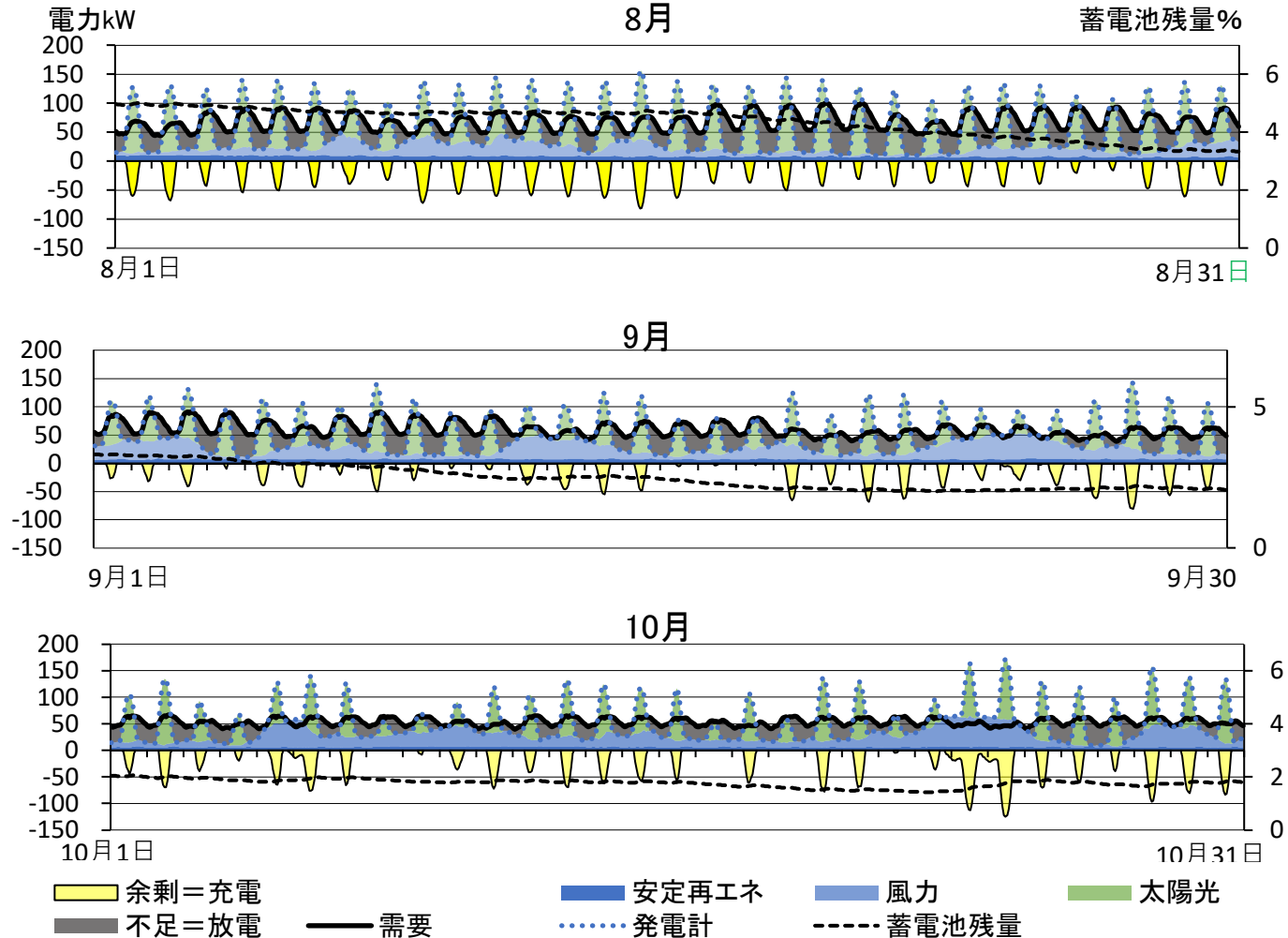
需給シミュレーションの概要-5

図1-2 再エネ100%年間需給(5~7月)



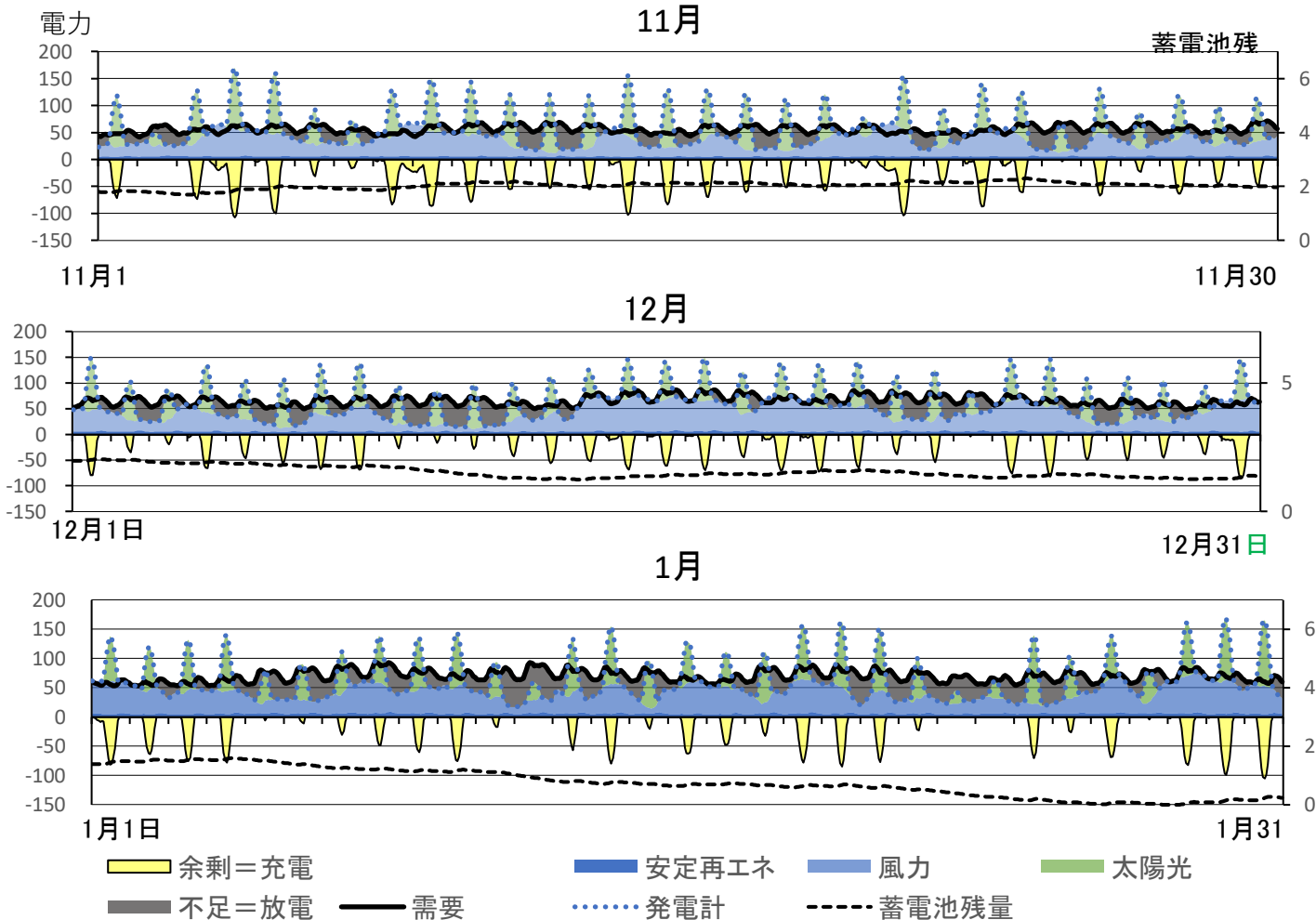
需給シミュレーションの概要-6

図1-3 再エネ100%年間需給(8~10月)



需給シミュレーションの概要-7

図1-4 再エネ100%年間需給(11~1月)



3.1.2 蓄電池必要量

■図2は蓄電池残量の年間変化で、冬から春の風力、太陽光の余剰電力を充電して増加。(充電期) 夏の高需要期に放電して減少。(放電期)

■蓄電池残量の最大値が蓄電池の必要容量となる。再エネ100%では年間総発電電力量の7.0%、2050年では980億kWh(1兆4000億kWh×7.0%)。1台60kWhの電気自動車16億台に相当。

■図3は月別需要、発電電力量で、2~5月は再エネ発電が需要を上回って電力余剰。7~9月、12~1月は逆に電力不足。蓄電池残量は需給差累計に沿って変化。蓄電池必要量は需給差の最大値-最小値に相当。

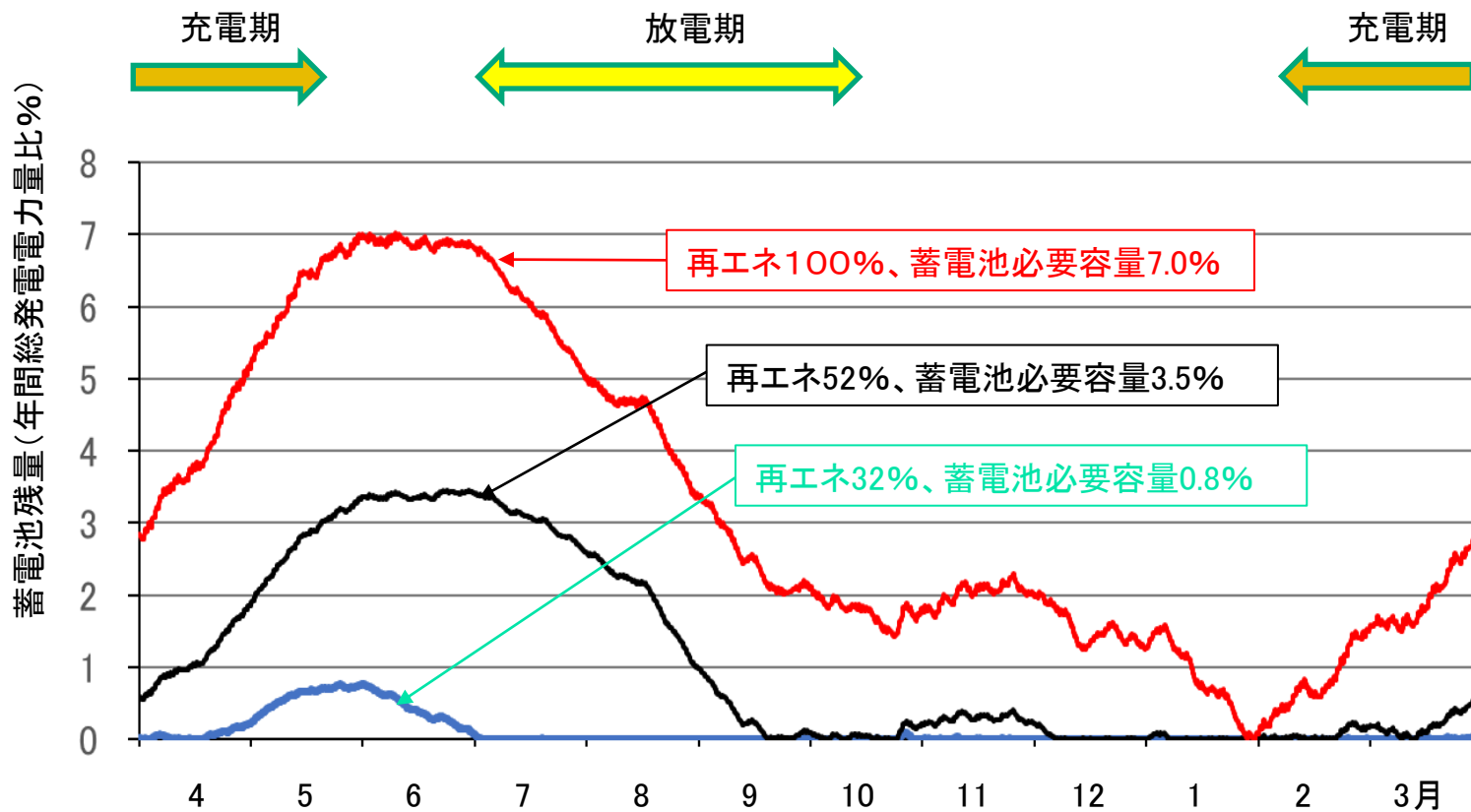
■図4は太陽光と風力の発電電力量比を変えたときの需給差累計の変化。太陽光:風力=1:1のときに、太陽光と風力の季節的変化が補い合って需給差累計の変化が最も少なく、蓄電池必要量も最も少なくなる。

3.2 再エネ32%(安定再エネ12%、変動再エネ20%、原子力34%、火力34%)のケース

3.2.1 蓄電池対策:図5は5, 8, 1月の需給状況を示す。5月は余剰電力を充電してから、火力の抑制余力のある時に放電しても、充電分より放電分が少なく、蓄電池残量は増加している。8, 1月は余剰電力が少なく、蓄電池残量もゼロ。年間の蓄電池残量の変化は図2の通りで、蓄電池必要容量は0.8%。

3.2.2 余剰電力抑制・火力補充対策:5月は図5のように、余剰電力を抑制した後に、蓄電池を放電していたところを火力の出力増加で補充する。

図2 蓄電池残量の年間変化



需給シミュレーションの概要-10

図3 月別需給バランス

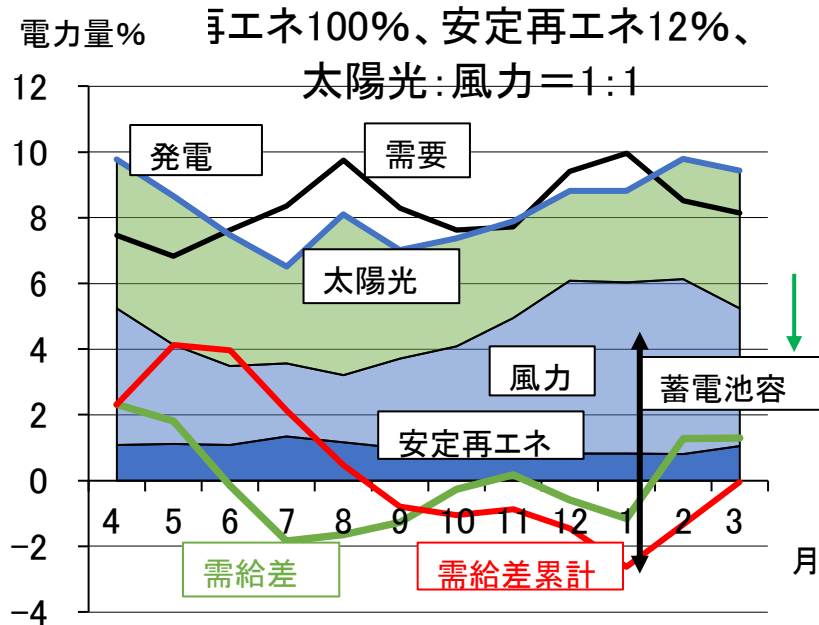
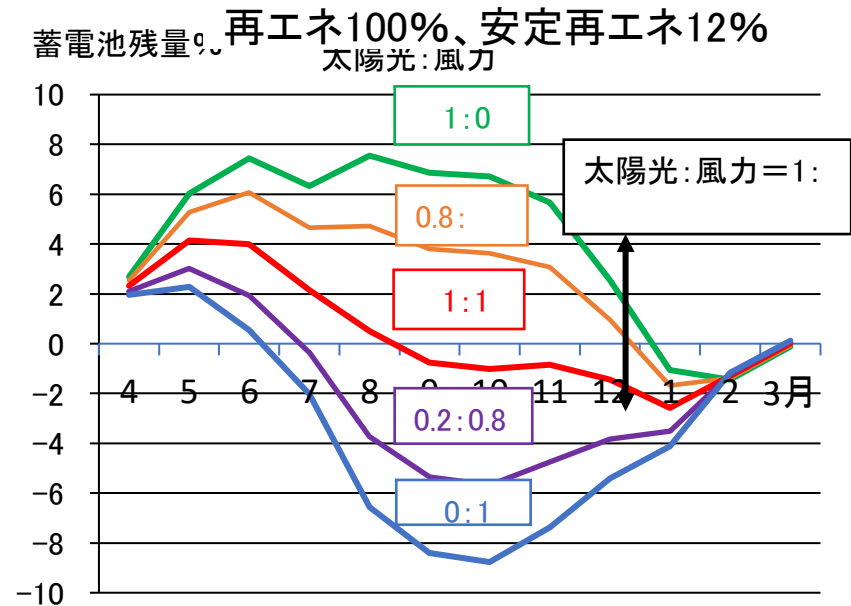


図4 太陽光:風力比率と需給差累計

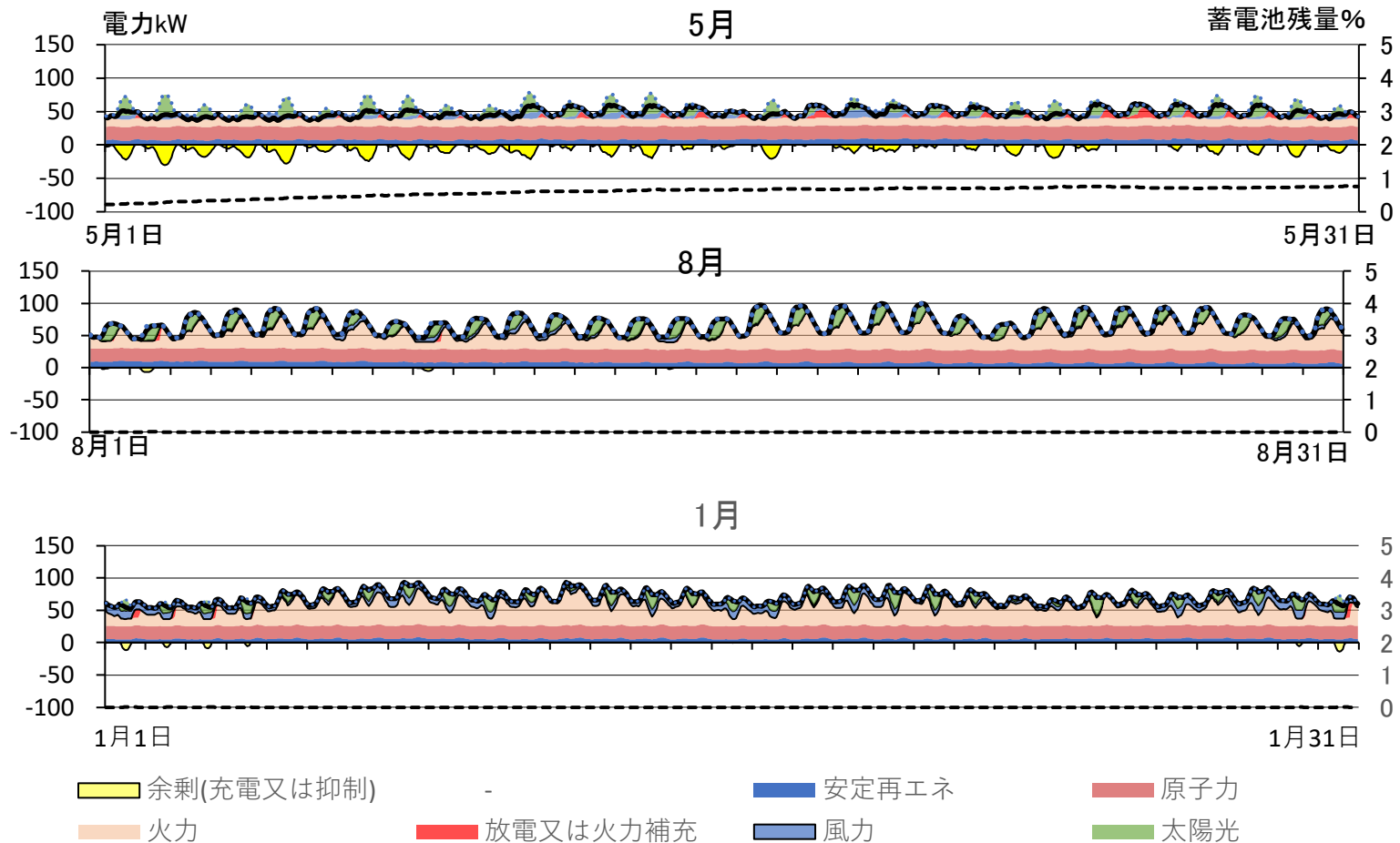


- “日本機械学会原子力・再生可能エネルギー調和型電力システム研究会”では、2016～2019年度4年間の太陽光および風力発電の実績データを用いたシミュレーションを行った。その結果、太陽光と風力の年間発電量が1:1の場合に、余剰電力量および不足電力量が最も少ないことを示している。

参考資料：“原子力・再生可能エネルギー調和型電力システム研究会報告書”日本機械学会、2021.7

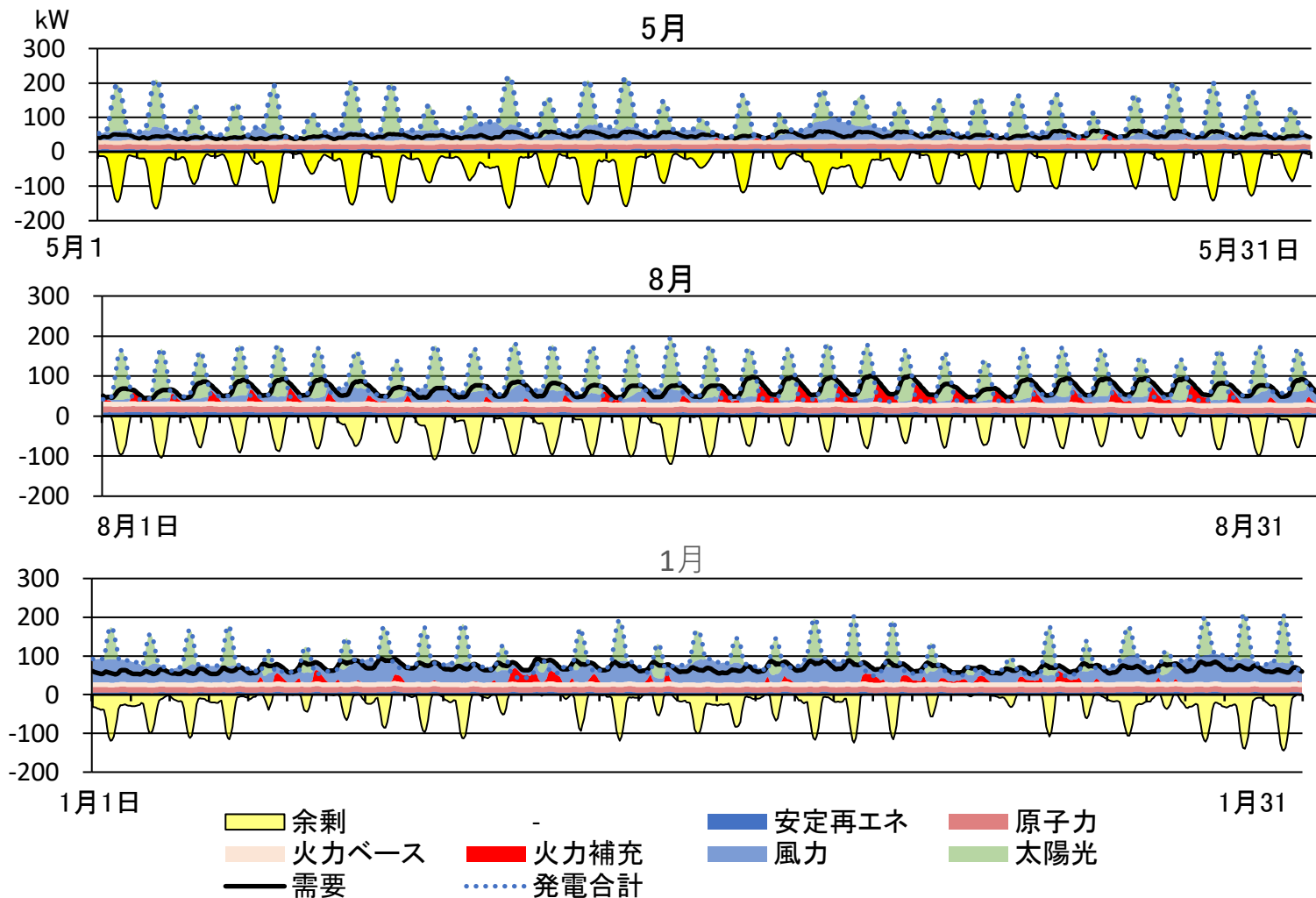
需給シミュレーションの概要-11

図5 再エネ32%月間需給(5、8、1月)
(蓄電池対策、余剰抑制・火力補充対策)



需給シミュレーションの概要-12

図6 再エネ52%月間需給(余剰抑制・火力補充対策)



3.3 再エネ52%(安定再エネ12%、変動再エネ40%、原子力24%、火力24%)のケース

3.3.1 蓄電池対策: 月間需給図は省略するが、再エネ32%のケースより余剰電力が増加し、

蓄電池必要量は図2のように、3.5%となる。

3.3.2 余剰電力抑制・火力補充対策: 再エネ32%のケースより余剰電力が多く、毎日余剰電力が発生している。余剰電力抑制後の火力補充も増加している。(図6)

3.4 変動再エネ導入率と限界

■図7、8は、変動再エネの余剰電力抑制・火力補充対策で、変動再エネの導入率を増加した場合の余剰電力と供給電力の変化を示す。図8のように、導入率の増加に伴って余剰電力が急激に増加し、導入率50%では変動再エネの余剰電力量151.2%に対して、供給電力量は48.8%に過ぎない。これは年間需要電力量の200%を発電できる変動再エネを導入しても、その3/4(≒151.2/200)は抑制(すなわち廃棄)せざるをえず、需要に供給できるのは1/4に過ぎないことを示している。

■これは図7のように、太陽光は昼の限られた時間帯にしか発電できないために、太陽光発電設備を増加した場合、昼の電力需要を充足した後は設備の増加分は余剰となるためである。風力についても限られた強風期間(連続数日間)にしか発電できないために、太陽光発電と同様に強風期間の電力需要を充足した後は設備の増加分は余剰となる。強風期間以外でも発電できるが、その割合は少ない。

■これらのことから、蓄電池を使用せず余剰電力を抑制する場合は、変動再エネの導入率は40%程度が限界と見られる。変動再エネをそれ以上増加しても増加分は余剰電力として廃棄せざるを得ないためである。

需給シミュレーションの概要-14

図7 変動再エネ導入率と週間需給①②③
(余剰抑制・火力補充対策)

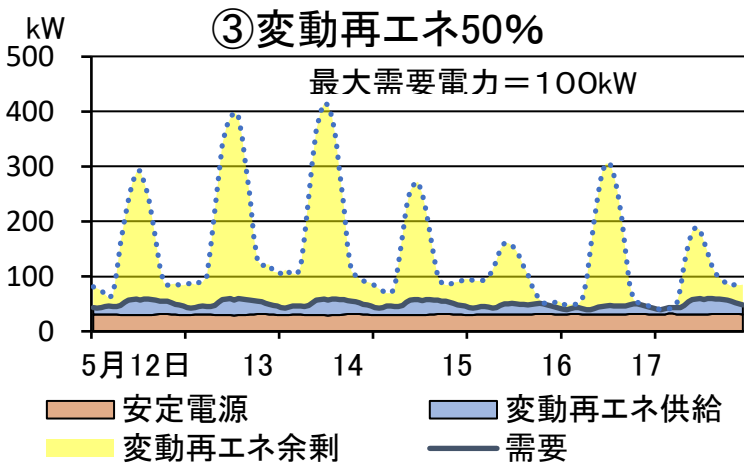
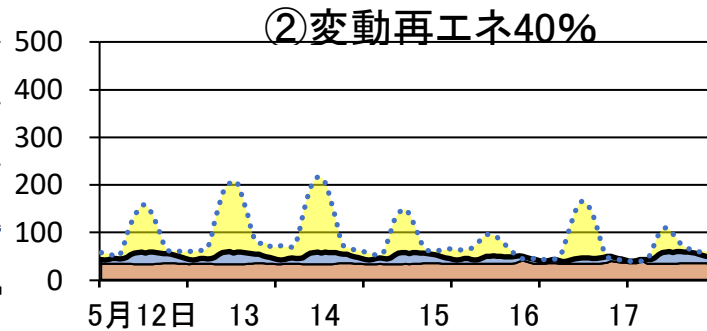
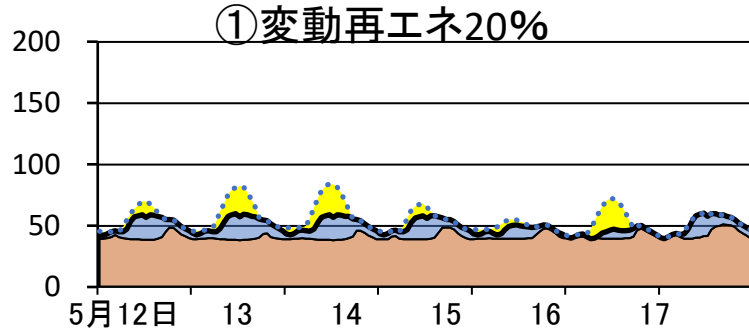
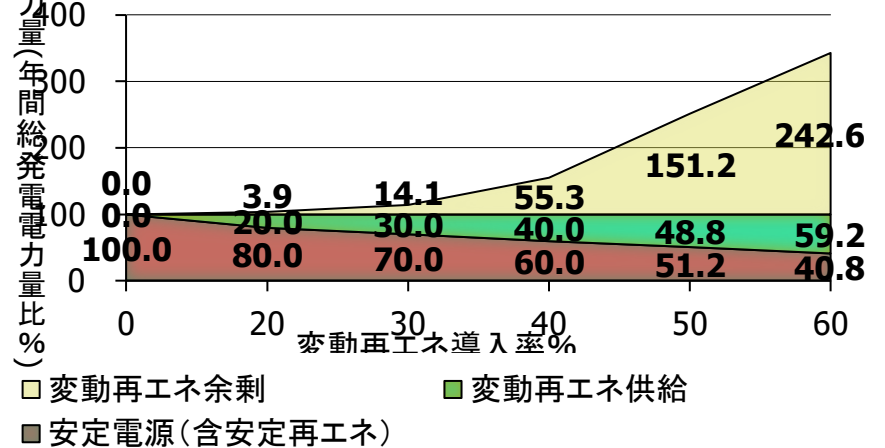


図8 変動再エネ導入率と余剰電力



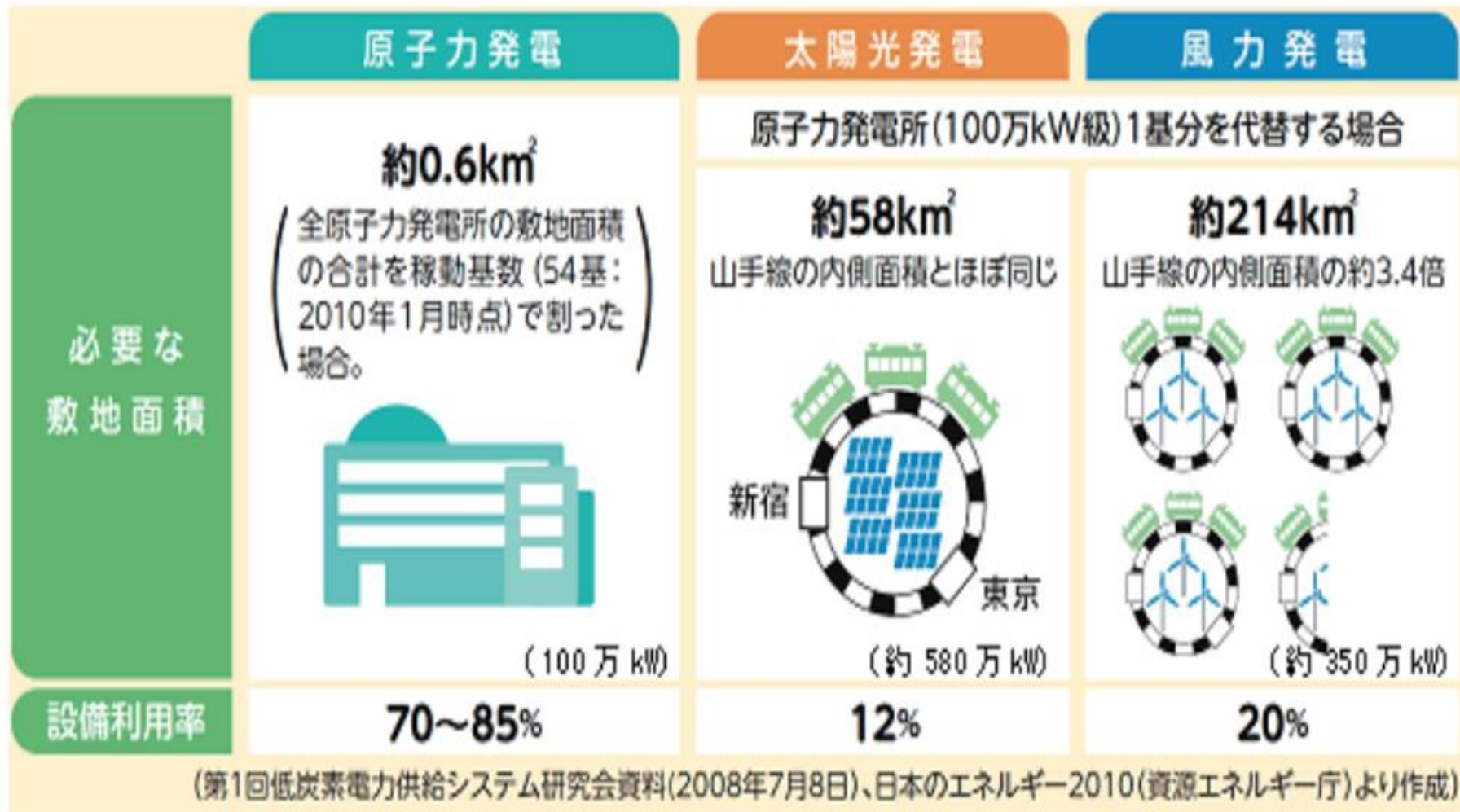
4. 需給シミュレーションのまとめ

- 太陽光、風力の変動再エネ発電は昼と夜、夏と冬の出力変動が大きく、電力系統への導入量が増加すると、5月などの軽需要期の昼に電力需要を上回る電力余剰が発生し、8月などの高需要期の夕方には電力不足が発生する。
- 2020年度の再エネ発電実績にもとづいてシミュレーションした結果、100%再エネ(安定再エネ12%、変動再エネ88%(太陽光、風力各44%))で供給するケースでは、余剰電力を貯蔵して電力不足時に利用する場合、年間総発電電力量の7%程度の蓄電池が必要となる。これは2050年では、既設揚水発電所容量(0.01%程度)の700倍、1台60kWhの電気自動車16億台相当の膨大な設備となる。
- 変動再エネの増加に伴う電力余剰、不足対策は次の通り。
 - ① 蓄電池を使用する場合は、変動再エネを20~88%に増加したとき、蓄電池必要容量は0.8%から7.0%に増加する。
 - ② 変動再エネの余剰電力を抑制して、その分を火力を増加して補充する場合は、変動再エネの増加に伴って余剰電力が急増し、変動再エネの導入率は50%以上は困難と見られる。

1. 2019年実績、水力:79.6、バイオ:26.2、地熱:2.8、計:109TWh
 2. 2030年目標(第6次エネ基)、水力:98、バイオ:47、地熱:11、計156TWh(全発電量934TWhの17%)
 3. 2030年目標値は2019年実績値に比べ、水力:1.23倍、バイオ:1.79倍、地熱:3.93倍、平均:1.43倍。大型水力は開発済みで中小水力のみ、バイオは国内外資源1.8倍は困難、地熱の約4倍は自然公園で温泉業者の反対などから困難、2050年でも事情は好転しないと予測。
 4. 日本機械学会研究会は、2050年の安定再エネ導入は1100TWh \times 15% = 165TWhを目標。また、自然エネルギー財団の評価においても、水力5%、地熱1%、バイオマス2%計8%。
- 以上から、2050年の導入規模の予想値は2030年の目標値を据え置くこととし、 $156/1400 = 11.1\%$ 、丸めて12%(168TWh)。

・水力:105、バイオマス:49、地熱14:、計168TWh

発電に必要な敷地面積の比較



変動再エネの導入限界(自然条件、社会制約)

1. 2019年実績、太陽光:69.0、陸上風力:7.7、洋上風力:0.03、計:76.7TWh
2. 2030年目標(第6次エネ基)、太陽光:129~146、陸上風力:34、洋上風力:17、計180~197TWh(全発電量934TWhの19~21%)
3. 2030年目標は2019年実績に比べ、太陽光:1.9~2.1倍、陸上風力:4.4倍、洋上風力:570倍
4. 電力中央研究所の2050年導入「受容性重視シナリオ」

■太陽光[計 217GW]

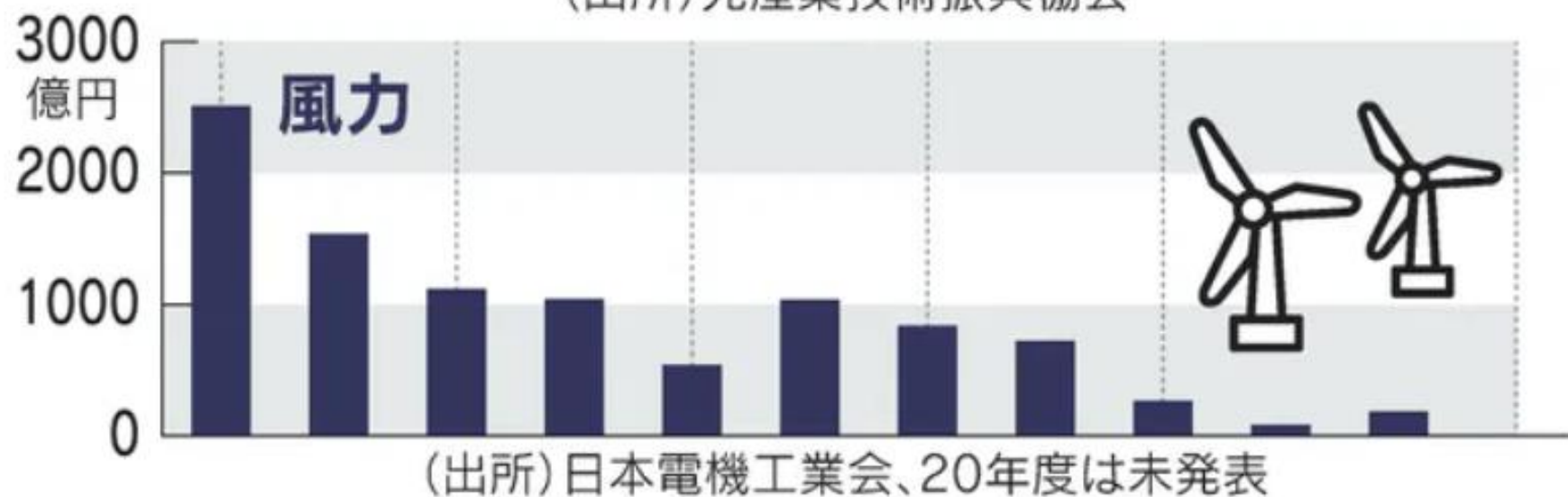
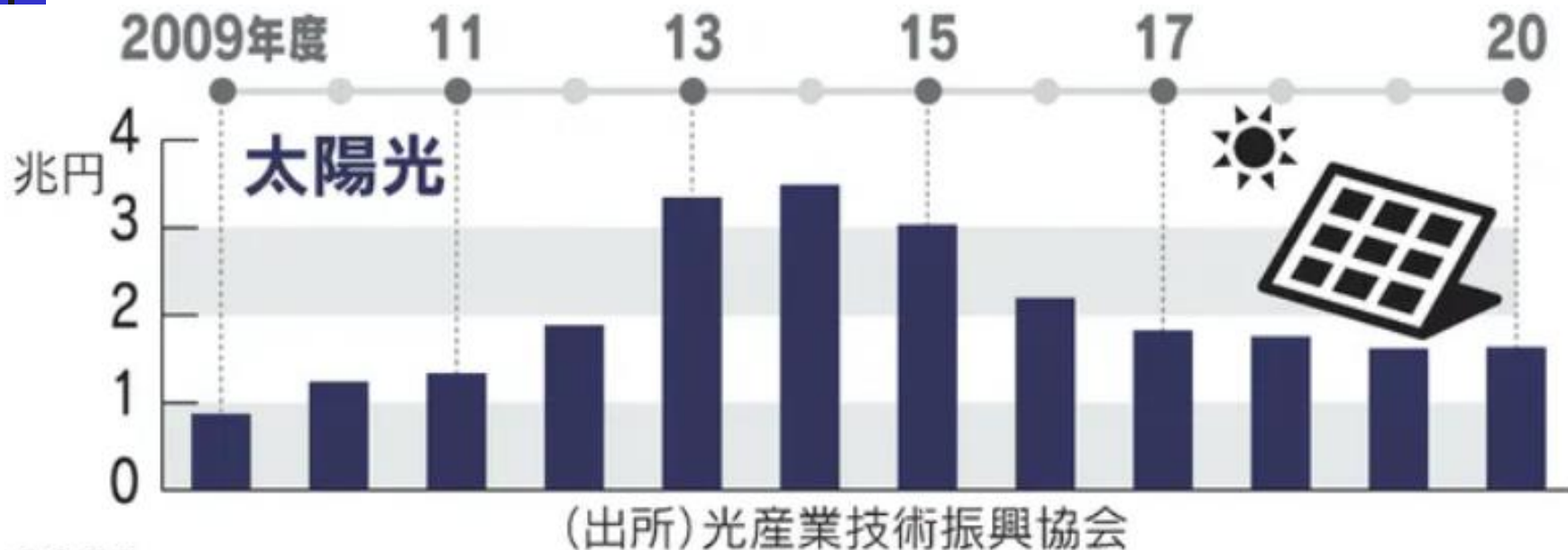
- ・地上設置[110GW]:雑草地・荒廃農地(再生困難)において、風速5.0m/s未満の地域に設置(64GW)、耕地減少に伴い増加する再生困難な荒廃農地の50%に設置(46GW)
- ・戸建住宅[45GW]:2030年以前に建設される住宅の30%(約700万戸)に設置、2030年以降に建設される住宅の80%(約300万戸)に設置(2040年以降は100%)
- ・集合住宅[17GW]:2050年に残存する集合住宅の約50%(屋根20m²以上・南壁面・窓20m²以上)に設置、2040年以降に建設される集合住宅には100%設置
- ・公共系等設置[45GW]:屋根20m²以上・南壁面・窓20m²以上に設置

■風力[計 88GW]

- ・陸上風力[41GW]:風速5.0m/s以上の雑草地・荒廃農地(再生困難)に設置(25GW)、保安林に指定されていない民有林・国有林のうち年間平均風速7.5m/s以上、および傾斜角10度未満の場所に設置(10GW)、2050年における荒廃農地の増加予測を踏まえ、再生困難な荒廃農地に設置(6GW)
- ・洋上風力[47GW]: 別紙II-9「洋上風力発電の2050年導入シナリオ」を参照

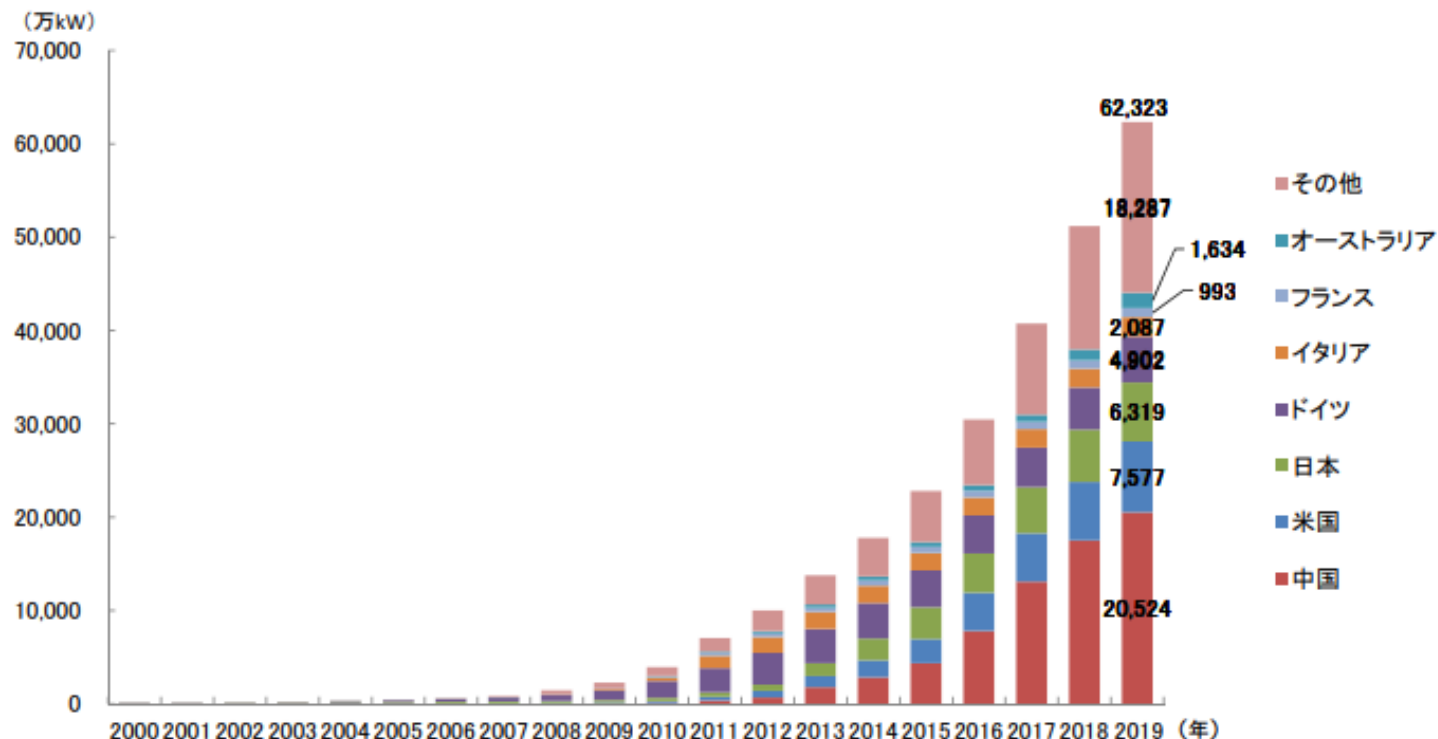
- 太陽光発電パネルの製造は中国が世界を席巻しており、足下でも日本は中国から金額ベースで約80%を輸入している。
- 風力発電の出荷シェアは近年、中国が世界の半分程度を占めており、中国企業の世界制覇の予測もできる。
- 再生可能エネルギーの主役が太陽光発電と風力発電であることを考えると、エネルギー安全保障上、発電装置の主要部分を中国に依存する大きな危惧を内蔵する。
- 政府は、再エネ導入量ばかりに目を向けないで、「再エネの自給率」の向上にも重大な関心をもって、エネルギー基本計画を策定すべきである

再エネ機器の国内生産額の推移



世界の太陽光発電の設備容量の状況

- 世界における太陽光発電の導入は2000年代後半から加速し、2019年の累積導入量は約620GW(約744TWh/y)に達した。
- 導入の拡大は、欧州諸国で導入された固定価格買取制度(FIT)による効果が大きく、ドイツ、イタリア、スペイン等で顕著な伸びを示した。日本でもFITが2012年7月に導入されたことにより、大幅に拡大し、中国、米国に次いで世界第3位。
- 中国は2015年にドイツを抜き、導入設備容量は世界の約3分の1。

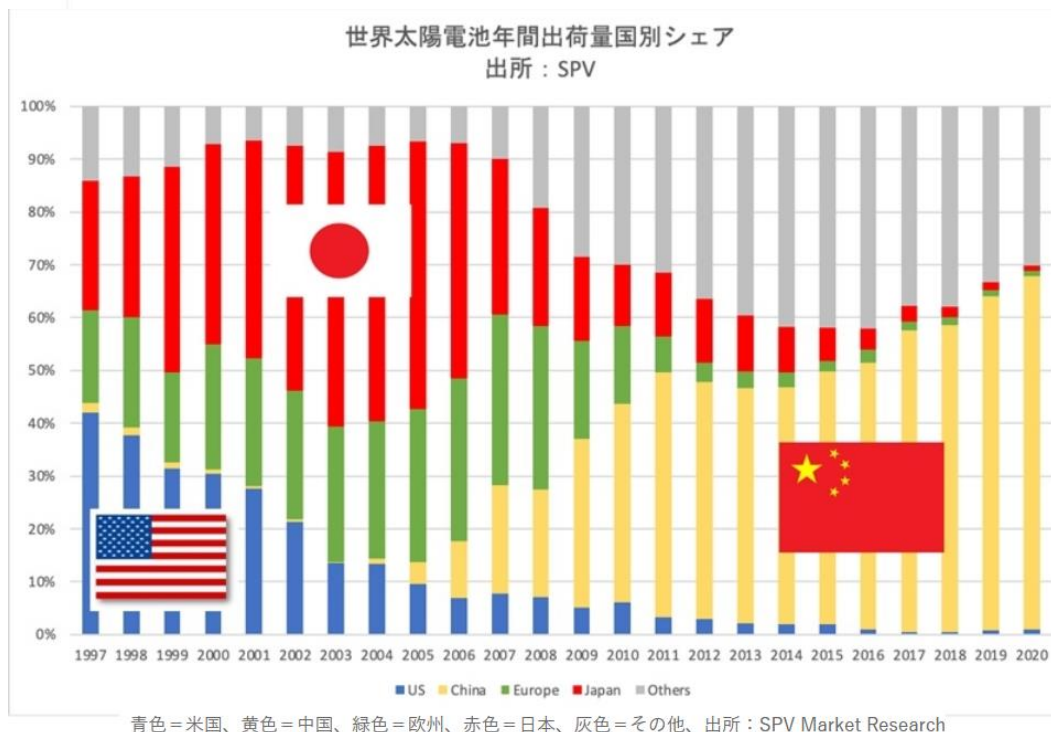


出典：IEA [PVPS TRENDS 2020] を基に作成

出典：エネルギー白書

太陽光パネルの出荷量の推移

太陽光パネル国別出荷量シェア



2019年の世界の出荷量は
123.5GW(12億3500万kW)
(2015/5/25 日経BP)

中国の出荷量は世界の70%を占める。ただ、中国は輸入規制を逃れるため、タイ、ベトナム、マレーシアの製造拠点を移しているという主張もあるので、さらに多いかもしれない。

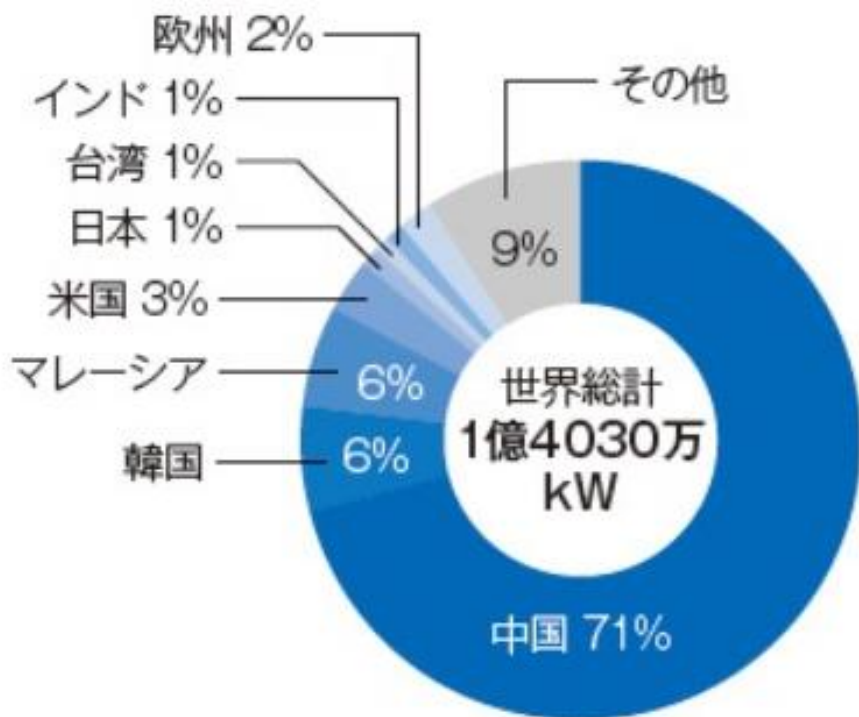
太陽光発電の経済上の問題点

1. 自国の雇用に貢献しない。
2. サプライチェーンを中国に依存するリスク
3. 米国は中国製パネルの輸入実質禁止(高い関税障壁) (日経: 米、「太陽光パネルへの輸入制限継続 一部は対象外」2022年2月5日)

太陽光パネル生産シェアと日本の輸入先

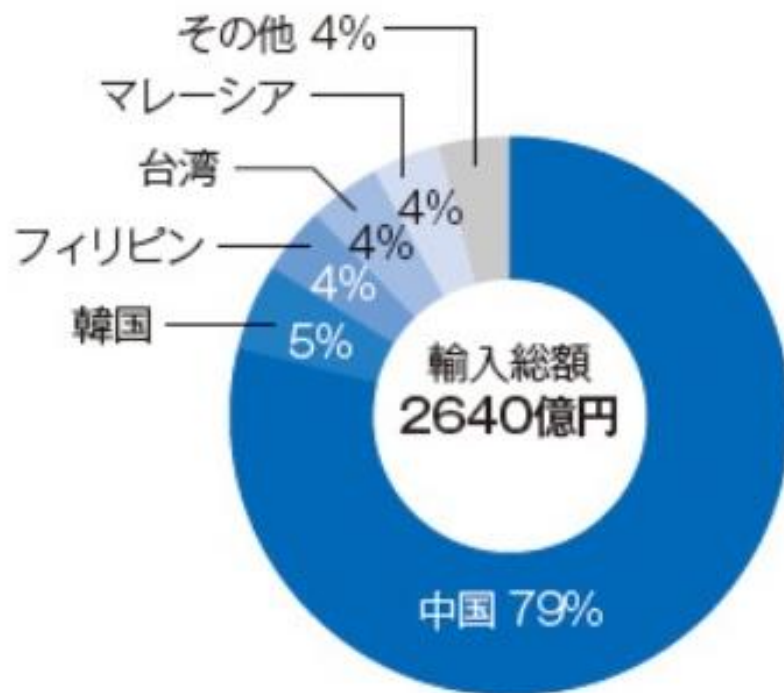
- 世界の2019年における太陽光パネル生産の約7割が中国製
- 日本の2020年における太陽光パネル輸入額の約8割が中国からの輸入

●世界の太陽光パネル生産シェア



出所：資源エネルギー庁「エネルギー白書」

●日本の太陽光パネル輸入国



出所：貿易統計 (HS コードは 854140020)

■ 2019年実績値

・発電量:陸上風力:7.7、洋上風力:0.03、計:7.7TWh

■ 2030年目標値(第6次エネルギー基本計画)

・発電量:陸上風力:34、洋上風力:17、計51TWh

■ 2030年目標値/2019年実績値

・太陽光:陸上風力:4.4倍、洋上風力:570倍

■ 2050年目標値を20%とした場合

・全発電量:1,400TWh×0.2=280TWh

・2019年実績値の36倍、2030年目標値の5.5倍

三菱重工業、日立製作所、日本製鋼所の3社が大型風力発電機を手掛けていたが、日本製鋼所は撤退し、他の2社は単独での新規販売を停止した。通産省「洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会」は、**国内調達比率を2040年までに60%、導入案件を10GW（～2030年）30～45GW*（～2040年）との目標値を示している。**

日本は排他的経済水域（EEZ）の面積が世界6位、かつ、遠浅が少なく、着床式風力の設置可能面積は英国の8分の1であり、浮体式洋上風力が期待されている。環境省地球温暖化対策課は浮体式の導入ポテンシャルは着床式の約2倍以上と報告している。**しかし、上記官民協議会の洋上風力発電導入案件の目標は、2050年風力発電導入目標20%の50%以下に止まり、洋上風力への期待も厳しい状況である。**

* 洋上風力発電設備容量45GWの年間発電量=130TWh

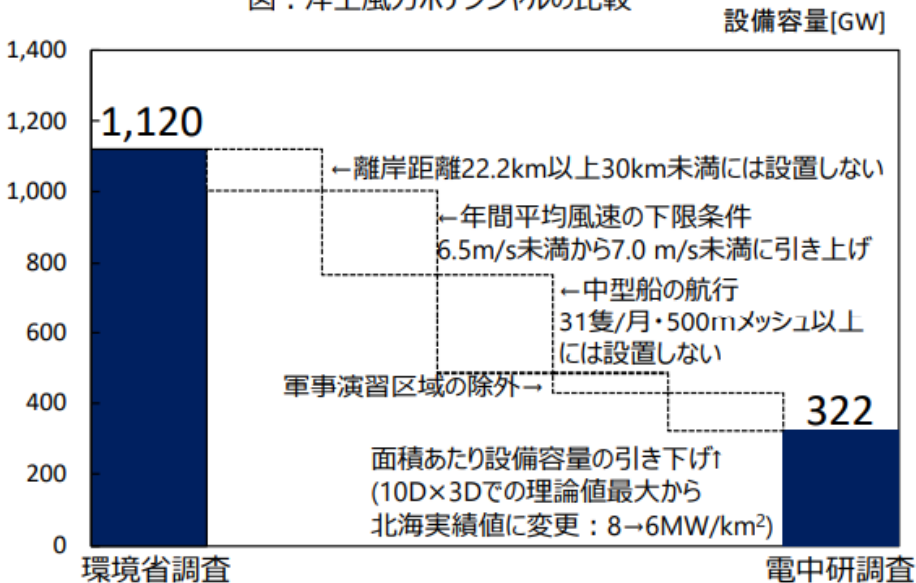
洋上風力発電の2050年導入シナリオ

環境省地球温暖化対策調査による導入ポテンシャル 1,120GW

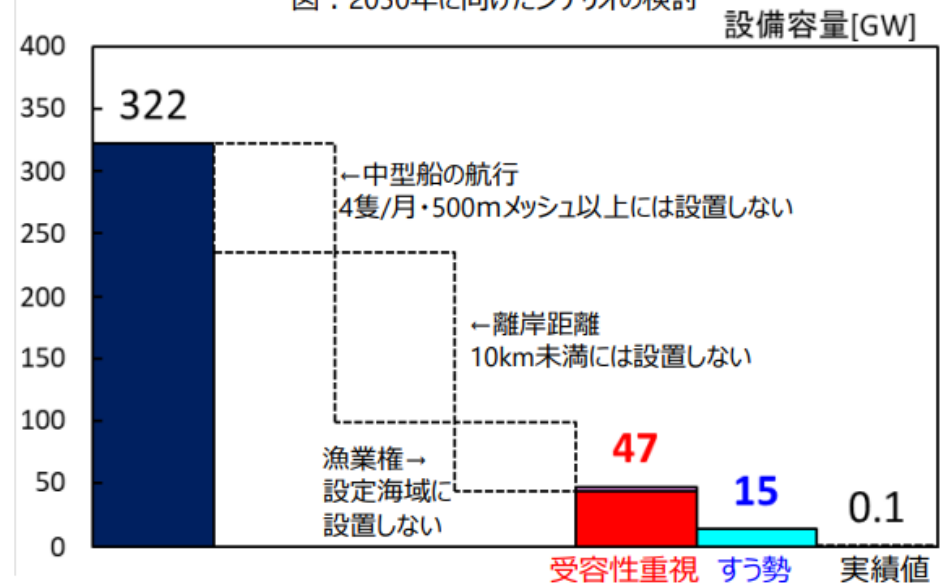
表 洋上風力発電の導入ポテンシャルの推計条件

区分	項目	開発不可条件
自然条件	風速区分	6.5m/s未満
	離岸距離	陸地から30km以上
	水深	200m以上
社会条件:法制度等	法規制区分	国立・国定公園（海域公園）

図：洋上風力ポテンシャルの比較



図：2050年に向けたシナリオの検討

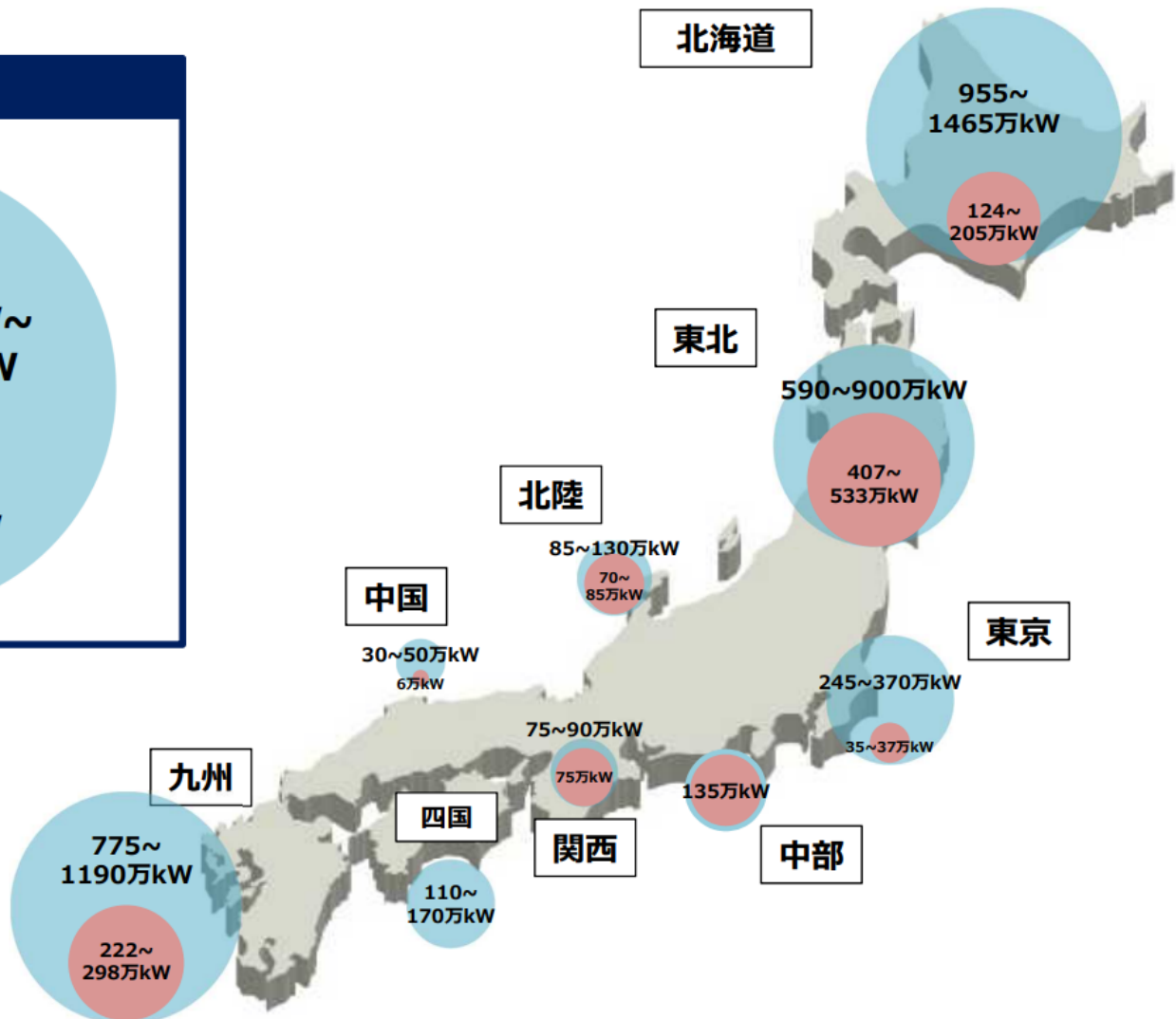
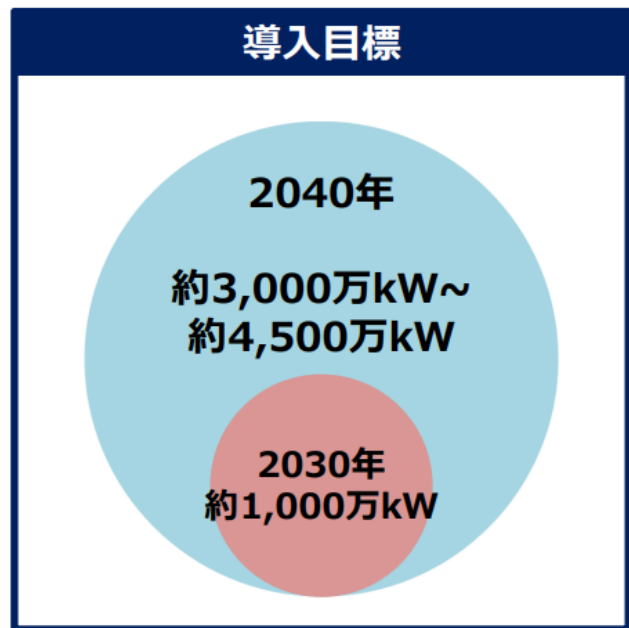


出典：・環境省地球温暖化対策調査「わが国の再生可能エネルギー導入ポテンシャル」

・総合資源エネルギー調査会基本政策分科会 第34回 2020. 12.14

「ネットゼロ実現に向けた風力発電・太陽光発電を対象とした大量導入シナリオの検討」

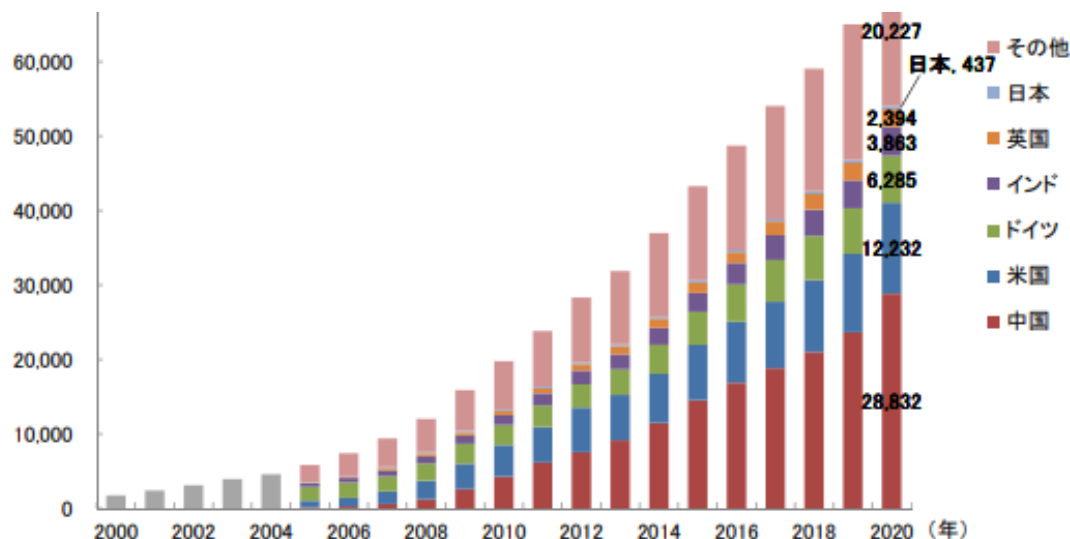
洋上風力発電のエリア別導入イメージ



出典: 洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会
「洋上風力産業ビジョン(第1次)概要」2020. 12.15

世界の風力発電設備の導入状況

- 世界の風力発電設備容量は近年急速に増加し、2020年には約740GW（約1800TWh/y）に達した。
- **中国が世界の約3分の1を占め**、米国、ドイツの3カ国で世界の約6割を占めている。
- 洋上風力発電は、2020年末の時点で、世界で合計35.3GW（約102TWh/y）。
- 現時点では世界の洋上風力発電の70%が欧州諸国の沖合に集中しており、とりわけ洋上風力に注力しているのは英国で、世界の累積導入量の29%（10.2GW）を占めている。2020年に追加した設備容量が最も多かったのは**中国で、累計導入量は10GWとなり、英国に続いて世界第2位となっている。**

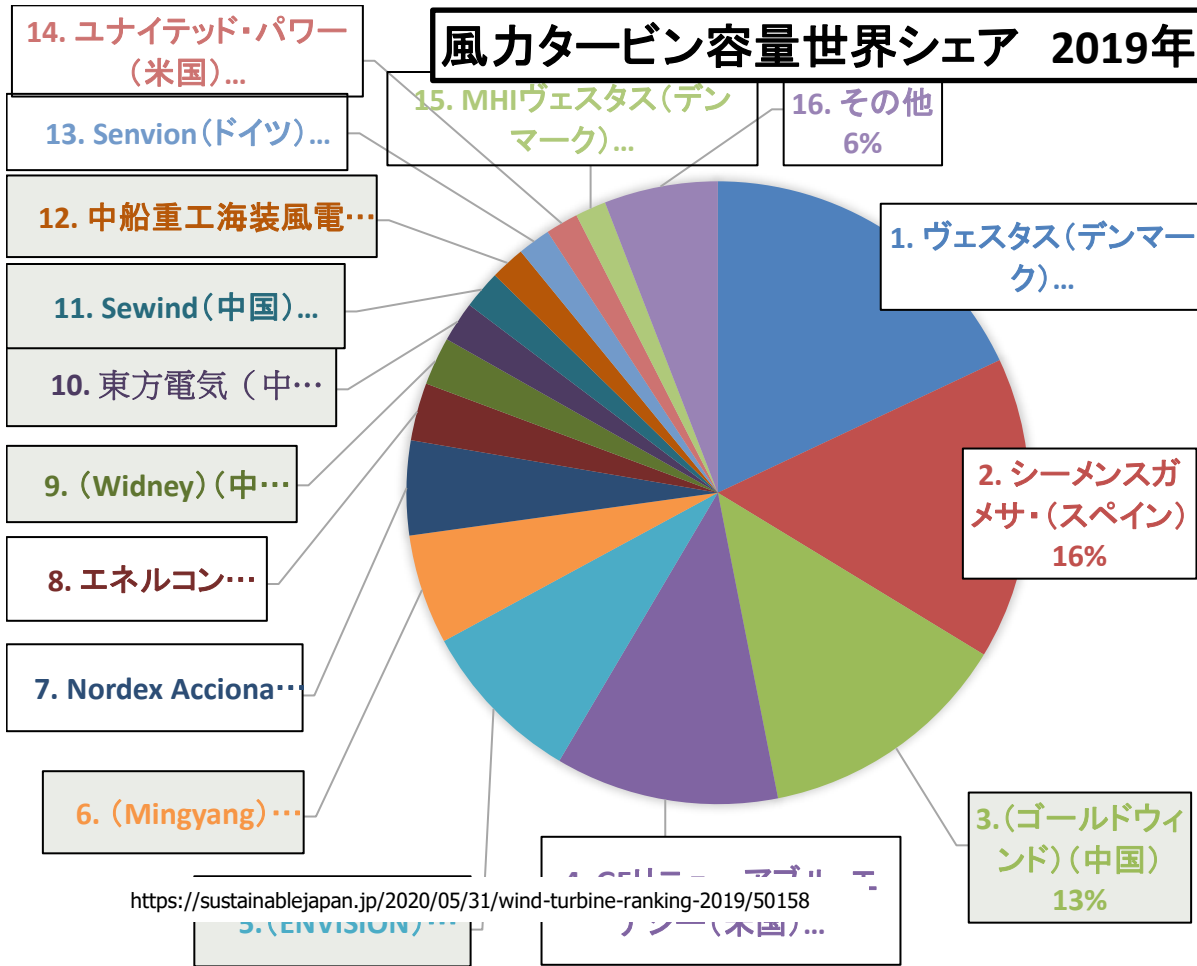


(注1) 2004年以前の国別データなし。

(注2) 四捨五入の関係で項目の和と合計の数値が一致しない場合がある。

出典：Global Wind Energy Council (GWEC)「Global Wind Report (各年)」を基に作成

風力タービン容量世界シェア 2019年

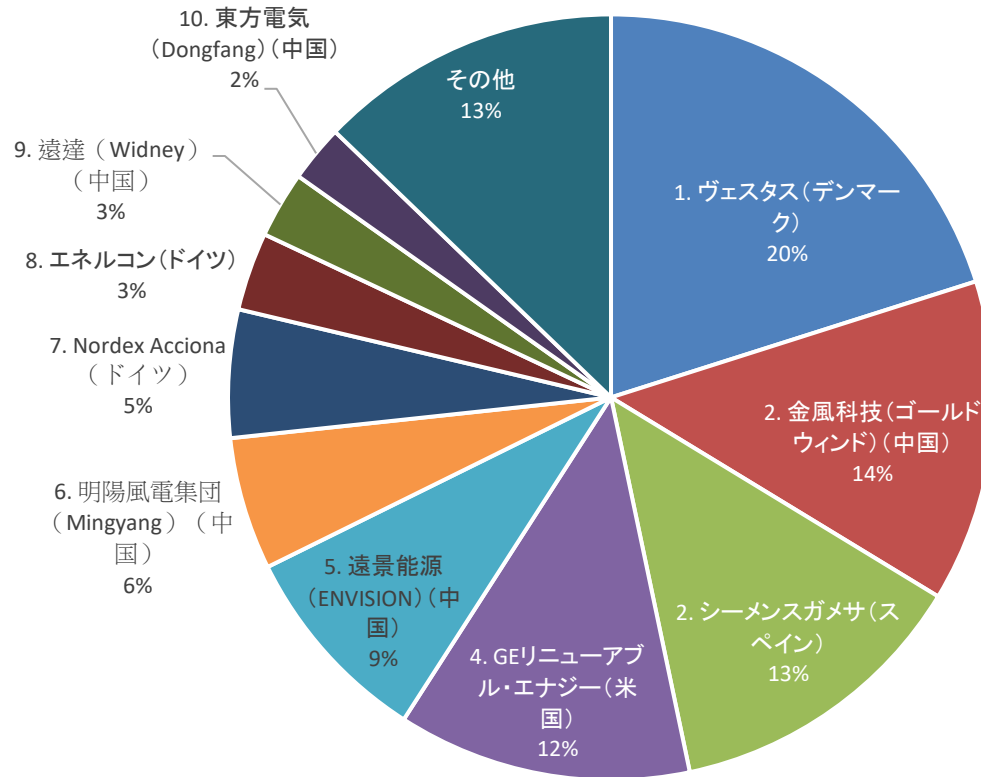


- 日本のメーカーは撤退し、現在は欧米、中国が独占している。
- 現状ではタービンは全て輸入
- 世界合計容量 622TW
- 世界シェア

中国企業は	36%
デンマーク	20%
スペイン・ドイツ	25%
米国	13%
- 東芝が洋上風力に意欲を見せている。(GEと提携)
- **日本企業は奮闘努力して奪回すべき。** 日本は2040年までに4500万kWを建設する(20兆円以上の市場、官民協議会)と言っているが・・・コストが下がることが必須条件。
- 現状ではタービン技術の自給率はゼロ。日本は再起できるか？
- なお、現在、MHIヴェスタスはなく、MHIはヴェスタスに資本譲渡した。

陸上風力タービン世界シェア 2019年

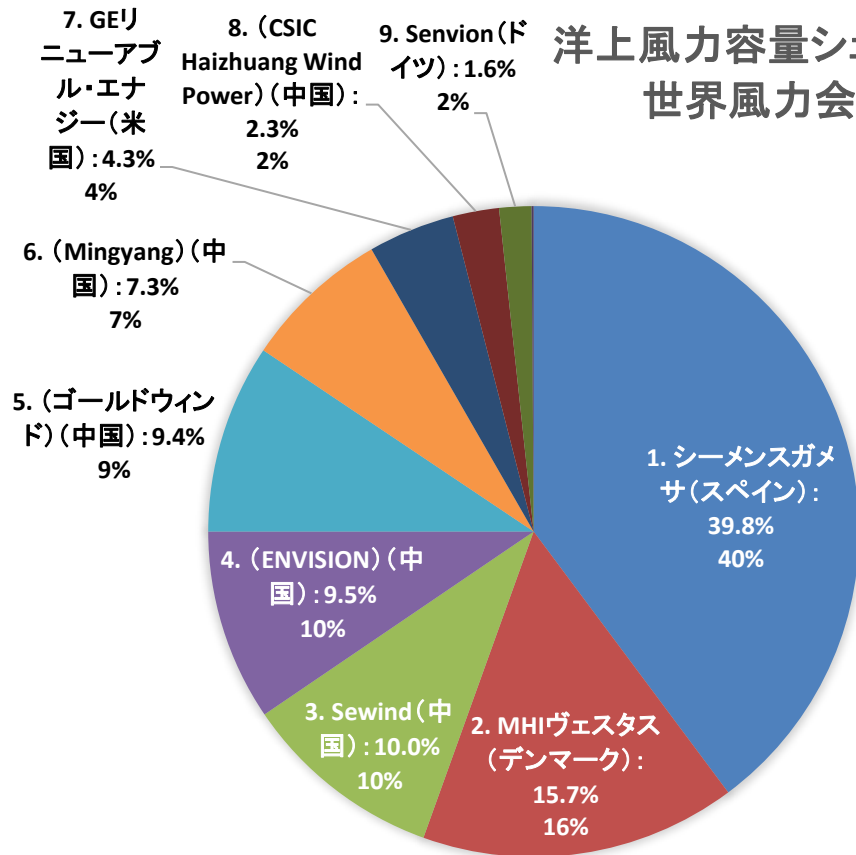
陸上風力タービン容量世界シェア 2019年 世界風力会議



国	世界シェア
中国	33%
デンマーク	20%
スペイン	13%
アメリカ	12%
ドイツ	9%

洋上風力タービン世界シェア 2019年

洋上風力容量シェア 2019年
世界風力会議世界



驚くべきことに中国企業のシェアの合計は世界2位で シーメンスガメサを急迫している。

2020年の新規導入では中国が世界の50%を占めている。(出典:GWEC “Global Wind Report 2021”(2021年3月))

近年中国の洋上風力の単基容量は10MWクラスになり、欧米を脅かしている。

将来、中国が世界を凌駕する可能性は排除できない。

なお、現在、MHIヴェスタスはなく、MHIはヴェスタスに資本譲渡した。

国	世界シェア
スペイン	40%
中国	39%
デンマーク	16%
アメリカ	4%
ドイツ	2%

- エネルギー基本計画ではCCUS付き火力発電を重要電源のひとつである。
- 原発ゼロシナリオで33%(462TWh)をLNG火力発電に依存すると、**二酸化炭素量は年間1.9億トン**と推算。
- CCUSは今後開発されることを期待しているが、課題があり社会実装には不確実性があり、2030年頃までに実用になるかどうか不透明。
 - 課題1 社会受容性の確保： 長期の安全性の検証が必要で容易ではない。永久的は固定ができれば良いが技術的にはこれから。
 - 課題2 コスト： CCSの発電コストに与える影響は種々試算があるが、5.5円/kWhがひとつの目安(資源エネルギー庁 基本政策分科会第45回会合資料)であるが、さらに下げる必要がある。DOEの試算ではLNG火力でCCSコストは3.5円/kWh。(コスト検証WG 2021年8月 8回会合)
 - 課題3 貯留容量： 日本近海のCO₂貯蔵ポテンシャルは1400億トン(基本政策分科会第35回会合2021年12月)と報告されているが、貯蔵可能量は総計約160億トンとされている(CCS長期ロードマップ検討会 2022年1月28日)。これでは100年分に満たないので持続可能ではない。海外での貯留も議論されているが、現状では不透明な部分が多い。コスト面では輸送コストが上乘せされる。
 - 課題4 法体系、税： 貯留に対する法整備がなされていない。米国のような税制補助や炭素税などの補助制度が議論されなければならない。
- CCUS: は水素価格が低下することが大前提なので上記課題が共通にある。

水素・アンモニア発電の課題

第6次エネルギー基本計画では、2030年に水素・アンモニア発電が1%、2050年には10%を占めると策定された。水素には化石燃料由来のブルー水素、再エネ電力利用のグリーン水素、原子炉利用のイエロー水素が検討の対象になるが、現在多くの課題が山積している。

- 課題1 供給： その実現には2000万トン規模の水素の供給を確保することが必要で、これが課題になる。(基本政策分科会第43回会合)海外からの調達は輸送費が高く現実的ではないと考えられている。
- 課題2 コスト： 現在、水素の製造輸送コストは170円/ Nm^3 であるが、30円/ Nm^3 に下がれば発電コストは17円/kWhになると試算(経産省基本政策分科会第45回会合2021年7月p.67)するが、見通しはたっていない。大量の水素を確保するにはブルー水素の輸入が必要になると考えられているが、運搬費と液化費用などを考慮すると発電単価は100円/kWh以上になり、非現実的である。(基本政策分科会第35回会合2021年12月)
- 課題3 アンモニアコスト： 水素の輸送のコスト高を克服するためにアンモニア輸送が考えらるが、エネルギー変換効率が低い(40%以下)ので水素より高価になる。輸入アンモニア価格が18.1円/ Nm^3 として経産省はアンモニア専焼で23.5円/kWhと試算。(基本政策分科会第35回会合2021年12月)
- 課題4 発電技術： ガスタービンが有力であるが、現在は混焼試験が進められている。脱炭素のためには、専焼技術が必要でこれからの課題。水素にはバックファイア、アンモニアには保炎技術とNOXが課題。
- 課題5 アンモニア導入量： 2030年に年間300万トン(水素換算で約50万トン)、50年に3000万トン(同約500万トン)のアンモニアを導入する目標を定めた(経済産業省「燃料アンモニア導入官民協議会」2021年2月8日)。現在は年間100万トンを導入。うち、80万トンは国内生産、20万トンは輸入。現行の30倍にするのは容易ではない。

- 2050年CN電源ミックスの発電コスト算出には、下記電源毎発電コストを用いる
(経産省発電コスト検証WG報告書(2021.9) 2030年電源毎発電コストに準拠)

電源	水力	バイオ	地熱	太陽光	陸上風力	洋上風力	原子力	LNG火力 (CCUS)
発電コスト (円/kWh)	11.0	29.9	16.7	11.2	14.7	25.9	8.5	14.0
設備利用率 (%)	60	87	83	14	25.4	33.2	90	70

- 安定再エネ(水力、バイオ、地熱)は開発の限界に近く、コスト削減余地は少ないと推定
- 平地および遠浅海域が少ない我が国では、変動再エネの発電コスト削減は困難と推定

■ LNG火力(CCUS)の発電コスト試算

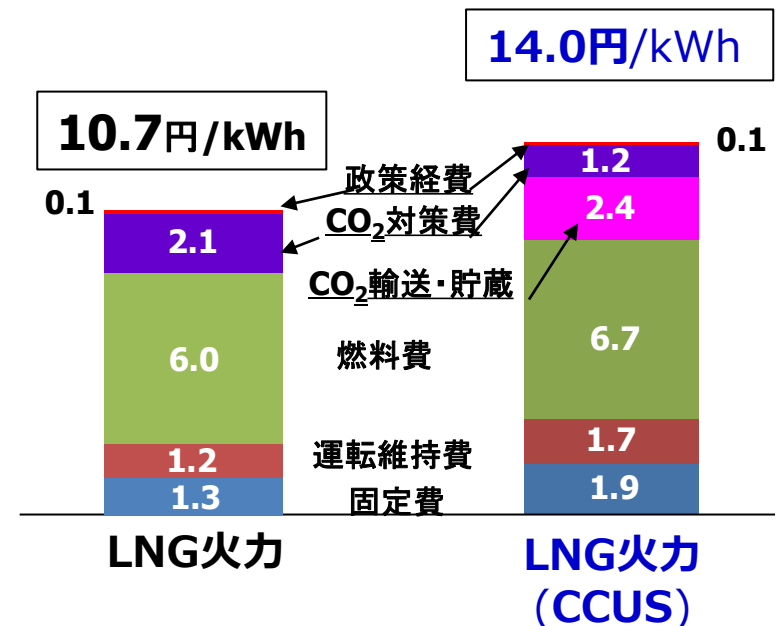
- LNG火力発電原価： 8.6円/kWh
- CCS費： 5.4円/kWh
- (“CCSを取り巻く環境”経産省、2018.6)

合計 = 14.0円/kWh



■ 原子力発電コストの国際比較

項目	経産省試算 (2030年)	国際水準 (足下目標)
設備利用率(%)	70	90
稼働年数(年)	40	80
発電コスト(円/kWh)	11.7	8.5



経済性評価一2: 変動再エネ導入に伴う追加費用

(経産省発電コスト検証WG “基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告” (2021.9))

- 第6次エネルギー基本計画策定し際して経産省が試算した追加費用を下表に示す。
 - ・ 本試算は“2030年の電源別発電コスト試算の試算概要”の参考として記載されている。
- 本提言の試算では、経産省の試算値を骨格とし、考慮すべき項目を追加するなど可能な限り補正を加えることとした。

参考① 電源立地や系統制約を考慮しない機械的な試算 (2015年の手法を踏襲)

「系統が日本全国で大幅に増強され、日本全体で電力需給が瞬時に調整される」前提を置いてもお生じる追加費用 (火力効率低下や揚水活用等の費用) 追加費用として試算。

自然変動電源の導入量・割合※1※2	生じる追加費用
1450億kWh (15%) 程度	年間8,470億円
1850億kWh (20%) 程度	年間1兆1,580億円
2350億kWh (25%) 程度	年間1兆4,780億円

※1 導入割合は総発電電力量が9300億-9400億kWhの場合

※2 検証時点では、洋上風力の時間変動実データが得られないため、洋上風力の追加費用の計算については、陸上風力の諸元を流用した。

経済性評価—3：①需給調整費用の試算 〈蓄電池活用方式〉

■ ①需給調整追加費用試算における仮定

仮定-1：火力および揚水による調整運転を行っても余剰電量が発生する場合は、蓄電池に蓄電池、電力不足時に放電する。発電された電力は全て活用される。

仮定-2：変動再エネ導入率に比例する（左図参照）

比例定数 = 2.35兆円/40%

仮定-3：年間発電量に比例（2050年：1400TWh）

補正係数 = 1400TWh/935TWh

仮定-4：調整電源の発電コストに比例

（2030年LNG火力、2050年LNG火力（CCUS）想定）

補正家数 = 14.0円/kWh/10.7円/kWh

■ 上記仮定を反映した①需給調整追加費用の計算式

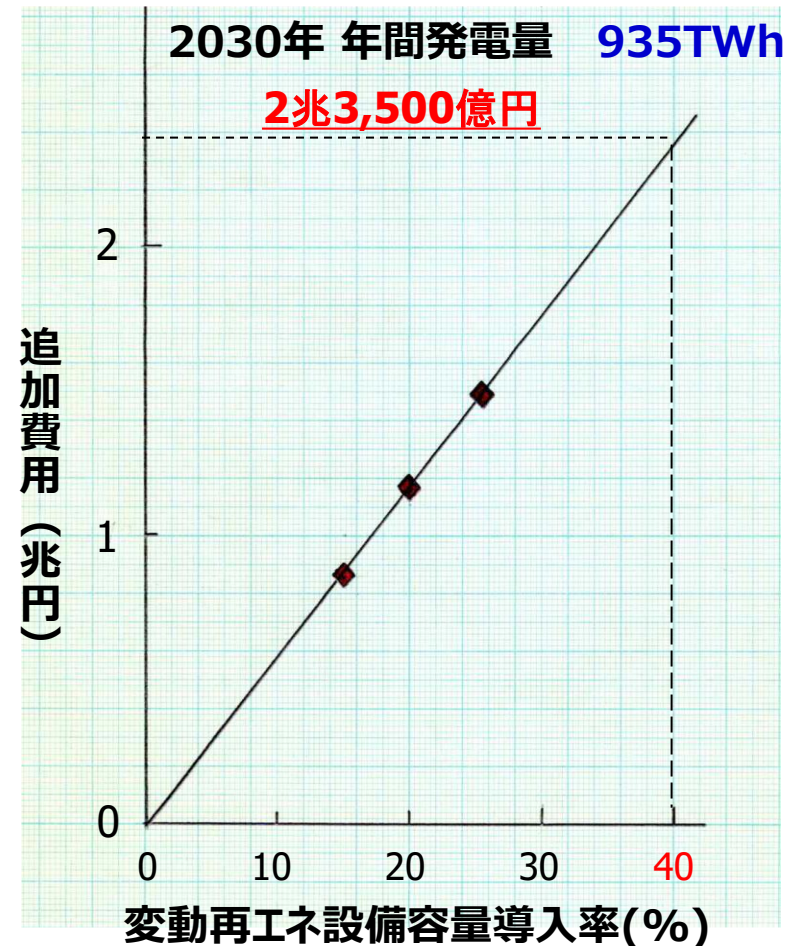
$$Y \text{ (兆円)} = 0.115 * X \text{ (%)}$$

ここで、X：導入率

- 下表に試算結果を示す

導入率 (%)	①需給調整 (兆円/年)
20	2.30
30	3.45
40	4.60
50	5.75
88	BU電源が無く、対象外

* 下図は2030年統合費用（経産省試算値）を基に作図したものである



追加費用（変動再エネ導入に伴う追加費用）

経済性評価一4：①需給調整費用の試算 〈出力抑制＋BU電源方式〉

■ ①需給調整追加費用試算における仮定

仮定-1：火力および揚水による調整運転を行っても余剰電量が発生する場合は、変動再エネの出力を抑制し、BU電源により不足分を補充する。

仮定-2：変動再エネ導入率に比例する（左図参照）

比例定数 = 2.35兆円/40%

仮定-3：年間発電量に比例（2050年：1400TWh）

補正係数 = 1400TWh/935TWh

仮定-4：調整電源の発電コストに比例

（2030年LNG火力、2050年LNG火力（CCUS）想定）

補正家数 = 14.0円/kWh/10.7円/kWh

■ 上記仮定を反映した①需給調整追加費用の計算式

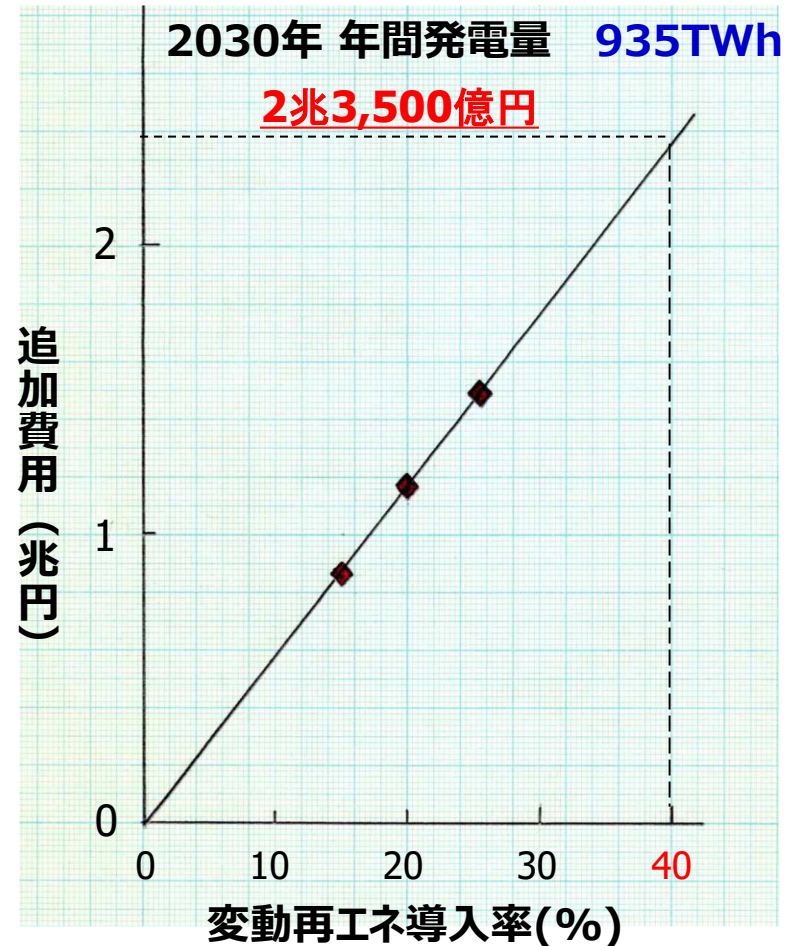
$$Y \text{ (兆円)} = 0.115 * X \text{ (%)}$$

ここで、X：導入率

・ 下表に試算結果を示す

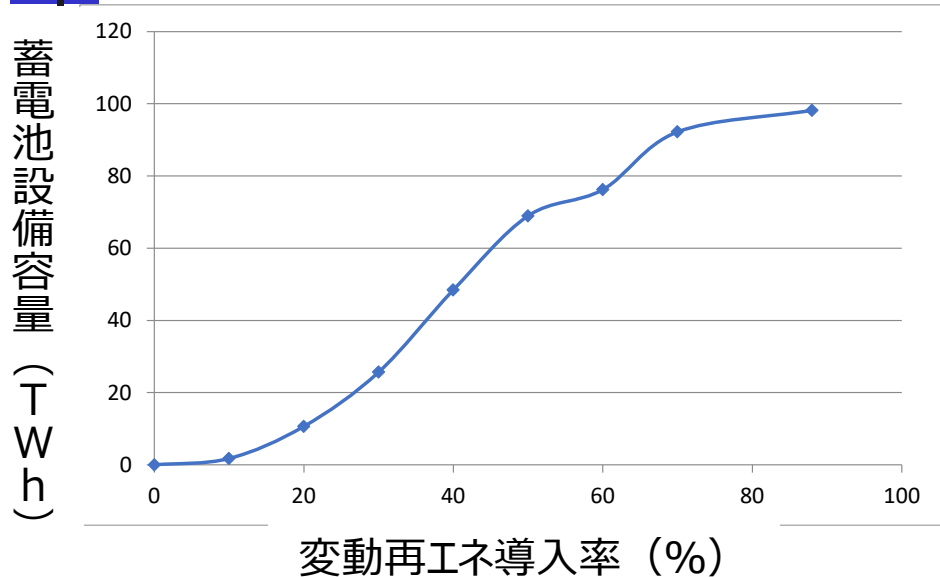
導入率 (%)	①需給調整 (兆円/年)
20	2.30
30	3.45
40	4.60
50	5.75
88	安定供給不可

* 下図は2030年統合費用（経産省試算値）を基に作図したものである

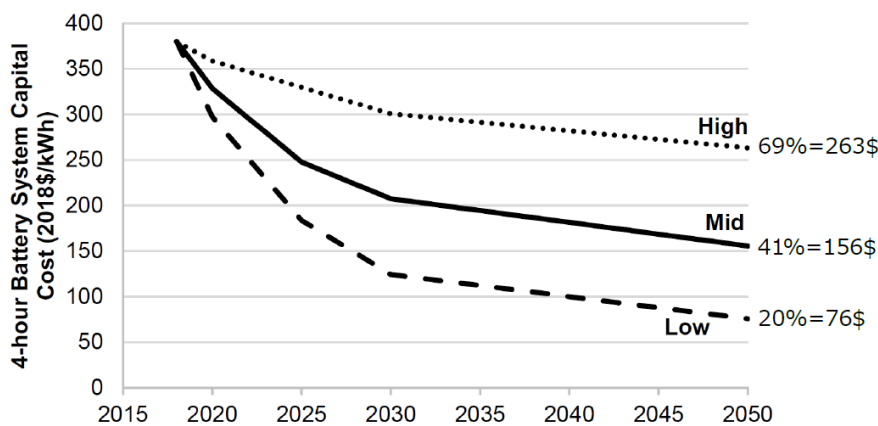


追加費用（変動再エネ導入に伴う追加費用）

経済性評価—5：②余剰電力対策費用の試算 〈蓄電池活用方式〉



- 余剰電力を蓄電池に蓄電し、不足時に放電し、1年間でバランスして**発電量は全て活用される**
- **左上図**にシミュレーションで得られた必要な**蓄電池設備容量**を示す
- **左下図**にLiイオン電池の**予測建設コスト**を示す
今回の試算では下記の値を用いた
建設コスト 76\$/kWh = 8400円/kWh
(2050年予測の最低値、110円/\$ベース)
電池寿命 15年 (足下10年)



• 試算結果を下表に示す

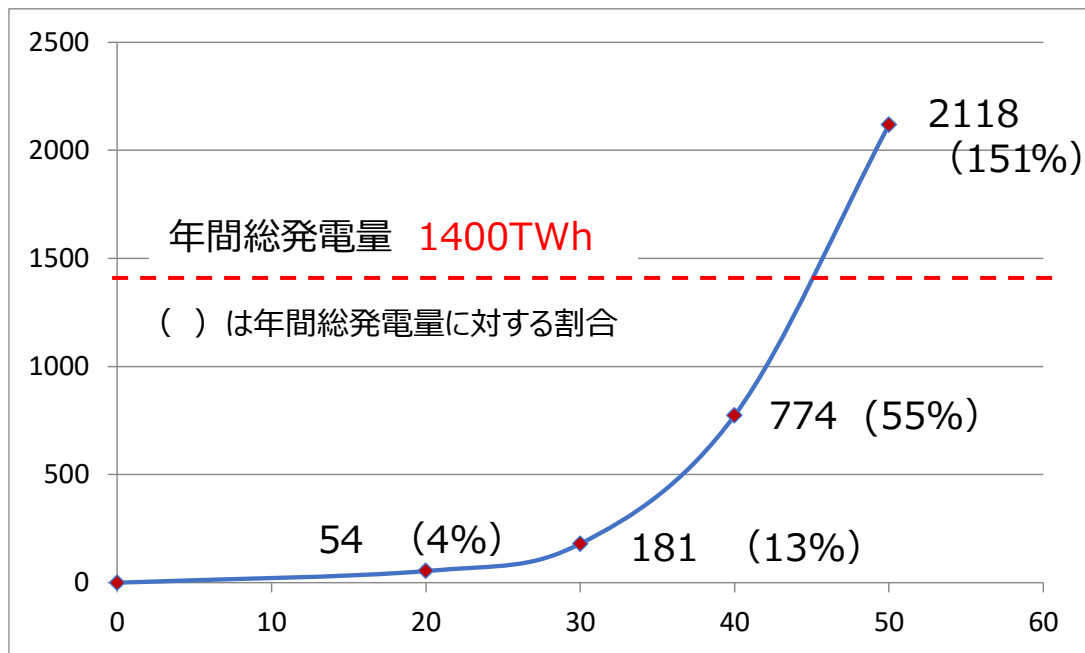
導入率 (%)	蓄電池設備容量 (TWh)	建設費 (兆円)	②余剰電力対策 (兆円/年)
20	10.7	> 90	> 6
30	25.7	> 216	> 14
40	48.8	> 410	> 27
50	69.0	> 580	> 39
88	106	> 890	> 55

図 3.7-1 リチウムイオン電池のコスト予測

※NREL 資料²“Figure 2. Battery cost projections for 4-hour lithium ion systems.”を基に一部加筆

経済性評価一6：②余剰電力対策費用の試算 〈出力抑制＋BU電源方式〉

余剰電力量
(TWh)



変動再エネ導入率 (%)

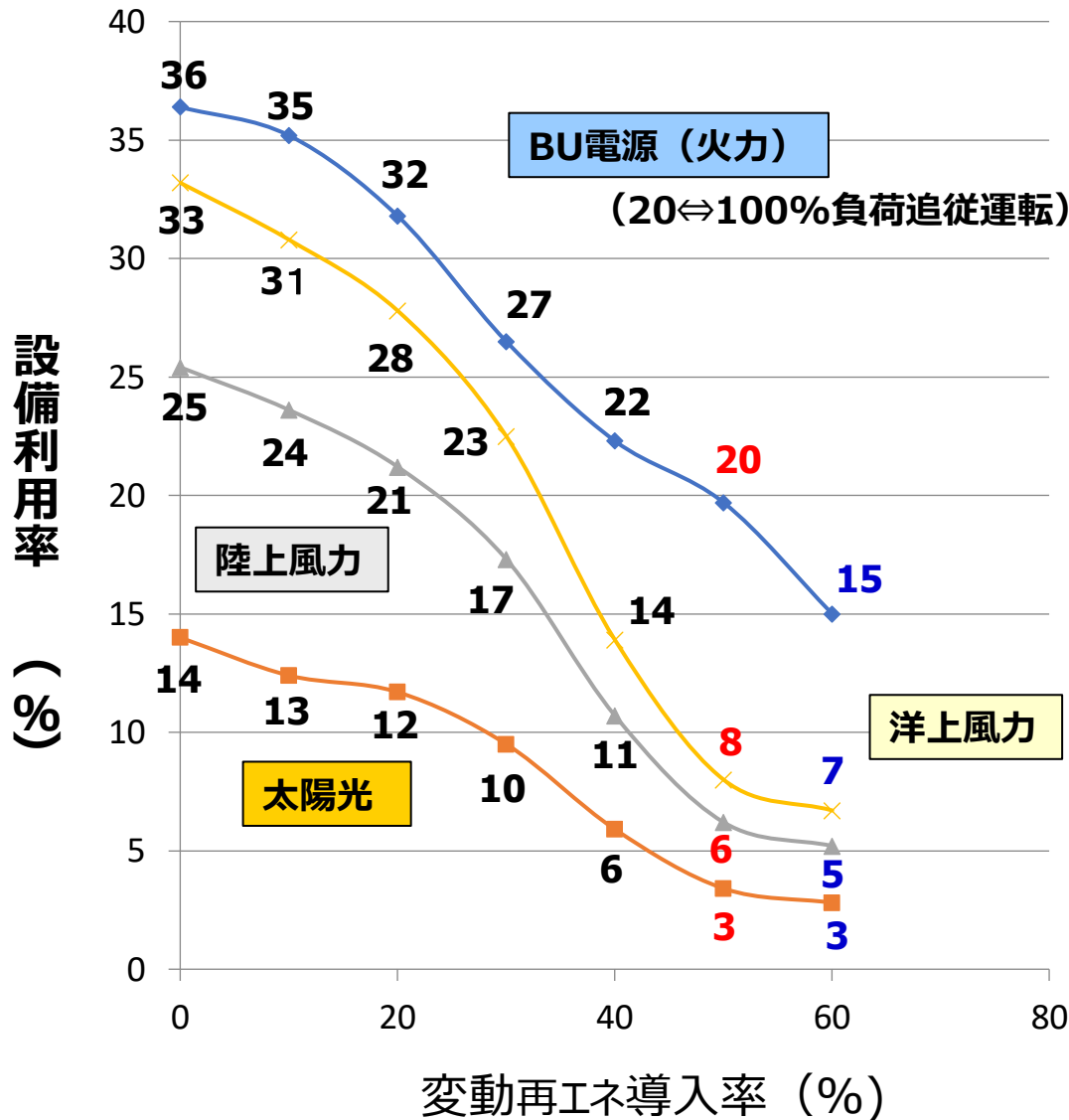
- LNG火力 (CCUS) および揚水では調整し切れない変動再エネの余剰電力を出力抑制し、BU電源で不足分を補充する。
- 変動再エネ導入率が20%を超えると、余剰電力が急増する。

■ 左表に②余剰電力対策費用 (変動再エネ出力抑制に伴う損失) の試算結果を示す。

②余剰電力対策費用
= 抑制電力量 * 変動再エネ平均発電コスト
(15.8/kWh)

導入率 (%)	必要な設備容量 (%)	抑制電力量 (TWh)	②余剰電力対策 (兆円/年)
20	23.8	54	0.9
30	44.0	181	2.9
40	95.3	774	12.2
50	200	2118	33.5
88	電力安定供給不可		

経済性評価-7: 設備利用率の低下 〈出力抑制+BU電源方式〉




- 変動再エネ導入率50%においてBU電源（火力）の設備利用率が20%に到達
 - ・これ以上は連続出力低下運転が出来ない限界値
 - ・変動再エネの設備利用率は数%オーダーまで低下
- 変動再エネを大幅に導入する場合は、**原子力の負荷追従運転**が必要となる。
- 導入率を増加させると
 - ・ BU電源の設備利用率が低下する
 - ・ 変動再エネの設備利用率も低下する**これが経済性低下の主原因となる。**

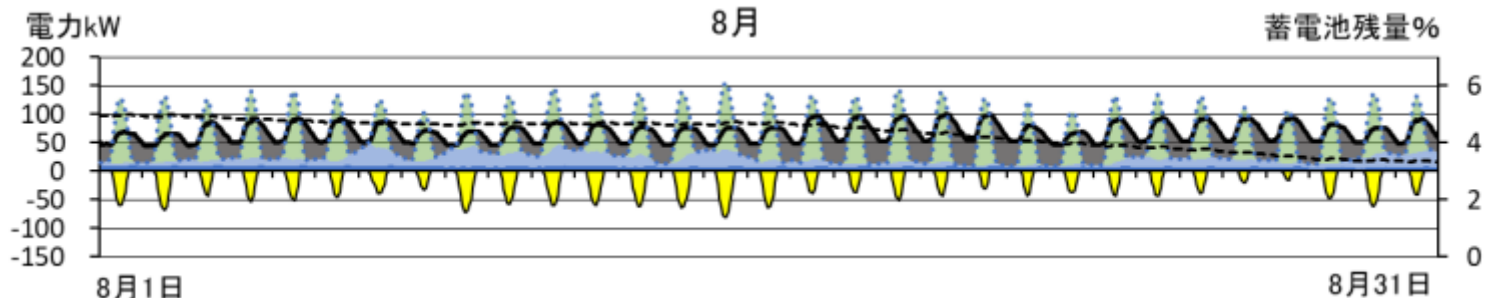
経済性評価一8：③電力不足対策費用の試算 〈蓄電池活用方式〉

- 安定電源、変動再生エネルギーおよび余剰電力対策用蓄電池をフル稼働させても電力需要に対して電力が不足する場合に備えて**予備電源**が必要
我が国では夏季および冬季に電力不足の可能性が高くなる
- 下表に**余剰電力対策用蓄電池設備容量**を示す
 - ・ 上記蓄電池設備容量の**8%**を**電力不足対策用電源**とした
 - ・ 建設費および②電力不足対策費用試算には下記の値を用いた
蓄電池コスト : 8400円/kWh (2050年予測最低値)
蓄電池寿命 : 15年 (足下10年)

導入率 (%)	余剰電力対策蓄電池設備容量 (TWh)	電力不足対策 (予備電源 : 8%想定)		
		蓄電池設備容量 (TWh)	建設費 (兆円)	②電力不足対策費用 (兆円/年)
20	10.7	0.9	7	0.5
30	25.7	2.1	17	1.2
40	48.8	3.9	33	2.2
50	69.0	5.5	46	3.1
88	106	8.5	71	4.7

経済性評価一9：③電力不足対策費用の試算 〈出力抑制＋BU電源方式〉

- 2020年8月 変動再エネ88%、安定再エネ12% シミュレーション結果
 - ・  が電力不足時間帯
 - ・ 最大電力需要を100kWに縮小



- **変動再エネ大量導入時における電力不足の特長：『日没直後、夕凧時刻』**
 - ・ 最大電力需要が継続
 - ・ 太陽光発電はゼロ
 - ・ 風力も凧で発電は僅か
- 本提言では下記仮定の下に予備電源増強について検討を行なった。
 - ・ 必要な電源容量 = 変動再エネ導入率相当
 - ・ 太陽光調整係数 = 0
 - ・ 風力調整係数 = 0.11 (電力広域的運営推進機関が定める8月の調整係数)

導入率 (%)	増強予備電源 (GW)	投資額 (兆円)	③電力不足対策 (億円/年)
20	31	14	3600
30	44	20	5100
40	51	24	5900
50	48	22	5600

- ・ 予備電源：LNG火力 (CCUS) 調整係数 = 0.9 とする
- 試算結果を左記に示す。

経済性評価—10: ④連系線増強費用の試算 〈蓄電池活用方式〉

【参考】エリア別の導入イメージ



洋上風力導入シナリオ

- 洋上風力電源偏在（右図）が連系線増強の規模を決定付ける
- 洋上風力新設対応
右下表左参照
- 加えて
太陽光・陸上風力増設対応
右下表右参照
- 連系線増強に伴う工事費用および経費は、変動再エネの設備容量に比例すると仮定

項目	洋上風力新設 (東地域：3系統) (中西地域：5系統)	太陽光・陸上風力増設 (東地域：3系統) (中西地域：2系統)
設備容量 (GW)	45	389
工事費用 (兆円)	4.3	2.3
経費 (億円/年)	4000	2200

導入率 (%)	工事費用 (兆円)	④連系線増強 (億円/年)
20	3.2	3000
30	4.2	4400
40	6.3	5900
50	7.9	7400
88	14	13000

(参考資料: “マスタープランに関する議論の中間整理について～連系線を中心とした増強の可能性～”

電力広域的運営推進機関、第9回広域連系システムのマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会 資料1、2021.4.28.)

経済性評価—11: ④連系線増強費用の試算 〈出力抑制+BU電源方式〉

【参考】エリア別の導入イメージ



- 洋上風力電源偏在 (右図) が連系線増強の規模を決定付ける
- 洋上風力新設対応
右下表左参照
- 加えて 太陽光・陸上風力増設対応
右下表右参照
- 連系線増強に伴う工事費用および経費は、変動再エネの設備容量に比例すると仮定

項目	洋上風力新設 (東地域: 3系統) (中西地域: 5系統)	太陽光・陸上風力増設 (東地域: 3系統) (中西地域: 2系統)
設備容量 (GW)	45	389
工事費用 (兆円)	4.3	2.3
経費 (億円/年)	4000	2200

導入率 (%)	工事費用 (兆円)	④連系線増強 (億円/年)
20	4	3600
30	7	6500
40	15	14200
50	32	29900
88	電力安定供給不可	

(参考資料: “マスタープランに関する議論の中間整理について～連系線を中心とした増強の可能性～”
電力広域的運営推進機関、第9回広域連系システムのマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会 資料1、2021.4.28.)

経済性評価-12: 追加費用の試算

$$\text{追加費用} = \text{①} + \text{②} + \text{③} + \text{④}$$

■ 〈蓄電池活用方式〉

導入率 (%)	追加費用 (兆円/年)					投資額 (注) (兆円)
	①需給調整	②余剰電力 対策	③電力不足 対策	④連系線 増強	合計	
20	2.3	>6	>0.5	0.3	>9	>100
30	3.5	>14	>1.2	0.4	>19	>237
40	4.6	>27	>2.2	0.6	>34	>449
50	5.8	>39	>3.1	0.7	>49	>633
88	—	>55	>5	1.3	>61	>910

■ 〈出力抑制 + BU電源方式〉

導入率 (%)	追加費用 (兆円/年)					投資額 (注) (兆円)
	①需給調整	②余剰電力 対策	③電力不足 対策	④連系線 増強	合計	
20	2.3	0.9	0.4	0.4	3.9	18
30	3.5	2.9	0.5	0.7	7.5	27
40	4.6	12.2	0.6	1.4	18.8	39
50	5.8	33.5	0.6	3.0	42.8	54
88	電力安定供給不可					

(注) 投資額は年間固定費として統合費用に含まれている

経済性評価—13: 変動再エネの総発電コスト試算

■ 変動再エネ（太陽光、陸上風力、洋上風力）の総発電コスト試算は下式による

$$\begin{aligned} \text{総発電コスト} &= \text{各電源の発電コスト} + \text{追加費用} / \text{変動再エネの年間発電量} \\ &= \text{各電源の発電コスト} + \text{追加コスト} \end{aligned}$$

〈蓄電池活用方式〉

導入率 (%)		0	20	30	40	50	88
追加費用 (兆円/年)		0	9	19	34	49	>61
追加コスト (円/kWh)		0	32.1	45.2	60.7	70.0	>50
総発電コスト (円/kWh)	太陽光	11.2	43.3	56.4	71.9	81.2	>61
	陸上風力	14.7	46.8	59.9	75.4	84.7	>65
	洋上風力	25.9	58.0	71.1	86.6	95.9	>76

〈出力抑制 + BU電源方式〉

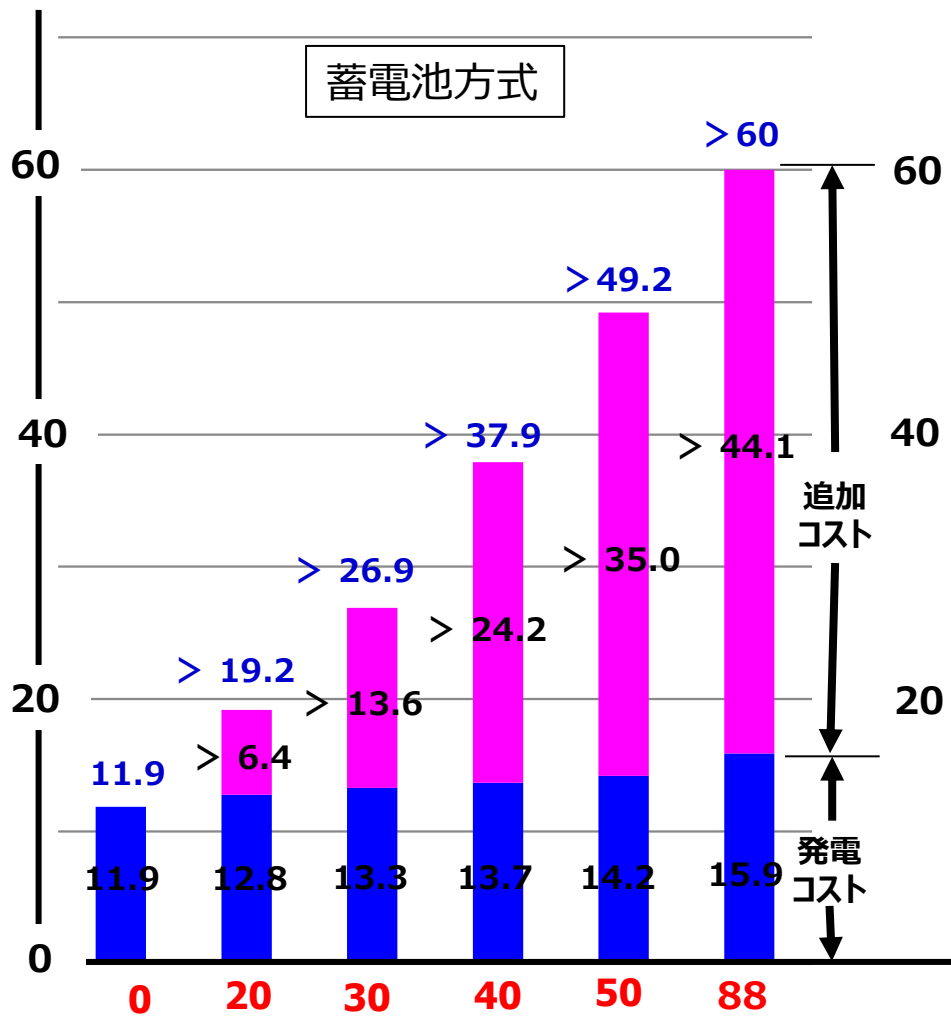
導入率 (%)		0	20	30	40	50	88
追加費用 (兆円/年)		0	3.9	7.5	18.8	42.8	—
追加コスト (円/kWh)		0	13.9	17.9	33.6	61.1	
総発電コスト (円/kWh)	太陽光	11.2	25.1	29.1	44.8	72.3	
	陸上風力	14.7	28.6	32.6	48.3	75.8	
	洋上風力	25.9	39.8	43.8	59.5	87.0	

経済性評価—14: 電源ミックスの平均総発電コスト

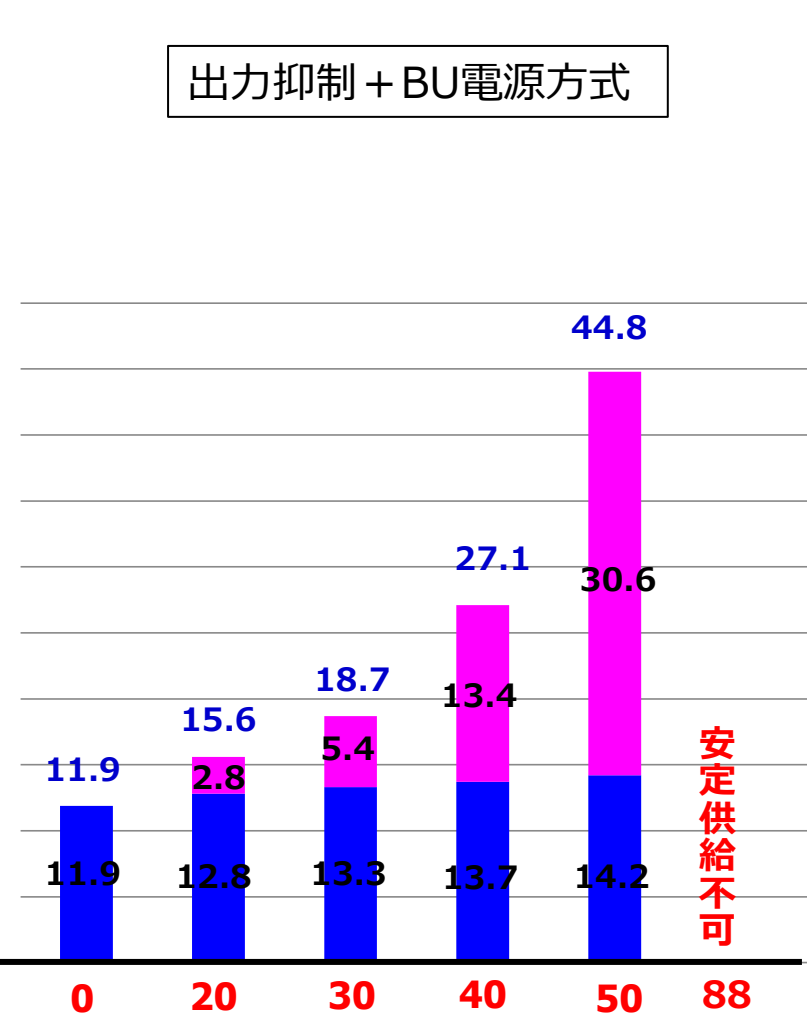
$$\begin{aligned} \text{平均総発電コスト} &= \text{発電コスト} + \text{追加費用} / \text{年間総発電量 (1400TWh)} \\ &= \text{発電コスト} + \text{追加コスト} \end{aligned}$$

平均総発電コスト (円/kWh)

蓄電池方式



出力抑制 + BU電源方式



変動再エネ導入率 (%)

太陽光、風力は限られた時間に不規則発電。

- ・太陽光発電は昼だけ、夜は停止、曇天には少ない。夏に多く、冬に少ない。
- ・風力発電は強風期間(連続数日間)に多く、弱風期間(連続数日間)に少ない。夏に少なく、冬に多い。
- ・太陽+風力発電は、夜に風がなければゼロ、曇天無風日はほぼゼロ。
- ・晴天・曇天、強風・弱風は気象によって不規則に変化。

**太陽光、風力は発電余剰、発電不足が不可避。**

- ・太陽光、風力発電を増やすと
昼、強風期間に発電が需要を超えて発電余剰
夜、曇天、弱風期間に発電が需要に届かず発電不足
が避けられない。

**発電余剰、発電不足対策と限界****①電力貯蔵対策**

- ・蓄電池、揚水発電、水素などで余剰電力を貯蔵し、電力不足時に活用。
- ・再エネ100%では、年間の毎日、余剰、不足が発生。年間需要電力量の7%程度の蓄電池が必要。
- ・これは2050年では100万kW原発12年分、電気自動車(蓄電池1台60kWh)16億台相当の膨大な設備。蓄電池を含めた総発電コストは発電コストの5倍以上。
- ・揚水的大幅拡大は困難。水素貯蔵は技術・コスト面で見通しが得られていない。

②余剰電力を抑制、不足電力を火力で補充対策

- ・太陽光、風力発電は限られた時間しか発電できないため、発電設備を増やすと余剰電力が急増。
- ・年間需要電力量の200%発電できる設備を入れても3/4は余剰、1/4(50%)しか発電(供給)できない。
- ・変動再エネの導入率は50%以上は困難。



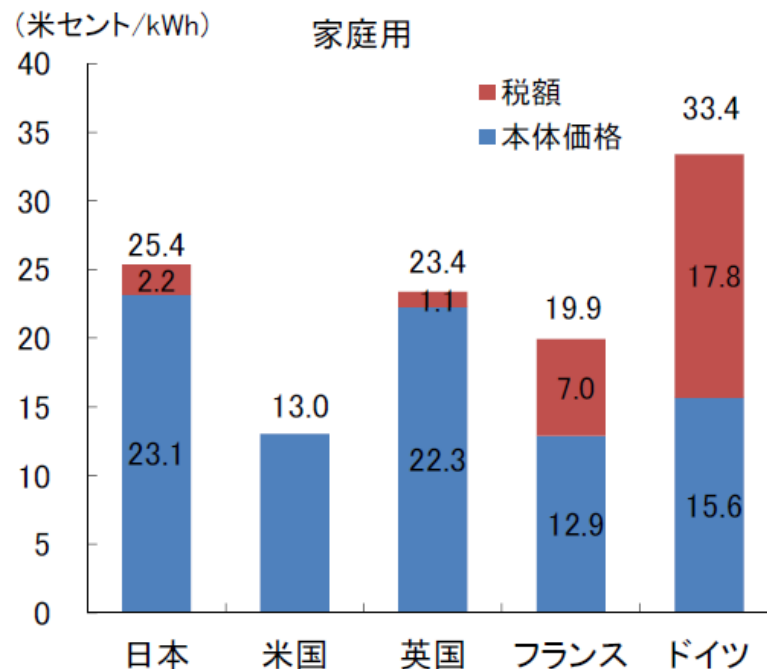
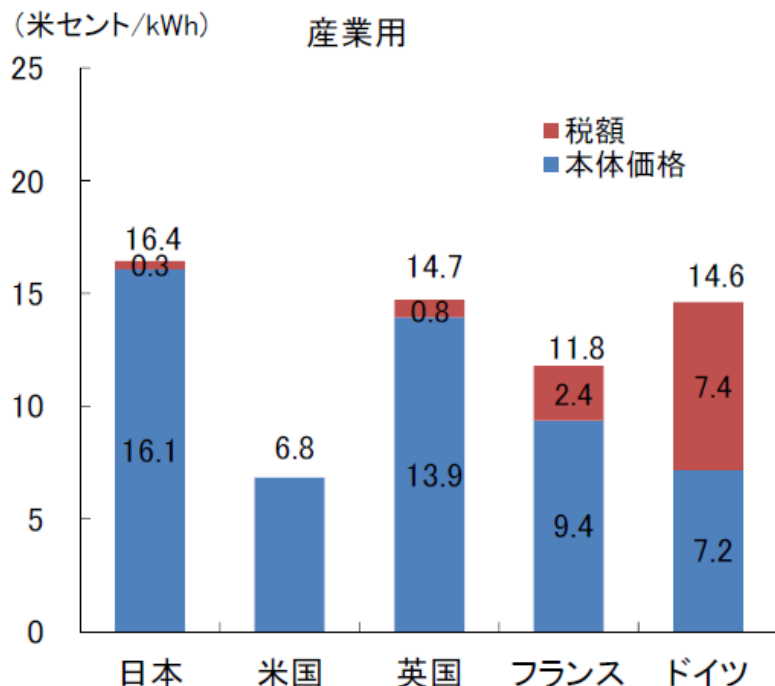
以上より再エネ100%で全電力供給は困難と見られる。

■全電力需要を再エネで100%供給するシナリオは以下の理由から非常に困難である。

- ・再エネ100%では年間のほぼ毎日、余剰と不足が発生。
- ・余剰と不足を吸収し停電しないように需要と供給をバランスさせるためには98.0TWhの蓄電池が必要である。
- ・これは100万kW原発12年分の電力量に相当。また電気自動車(1台60kWh蓄電池)の16億台相当の膨大な設備となる。
- ・蓄電池の投資額は蓄電池コストを8400円/kWh(2050年予測最低値)、蓄電池寿命15年(足元10年)として975兆円必要。
- ・蓄電池の費用などを加えた総発電コストは**最低**60円/kWhと、再エネ32%の場合に比べ約4倍となる。
- ・狭い平地や遠浅が少ないなどから、2050年の太陽光や風力の導入を電中研は受容性重視シナリオで約35%としている。

電気料金の国際比較

【第224-6-1】電気料金の国際比較(2019年)



(注) 米国は本体価格と税額の内訳不明。

(注) 産業用の税額には、付加価値税は含んでいない。

出典：IEA「Energy Prices and Taxes for OECD Countries 2020」を基に作成

日本の電気料金は2010年(福島事故以前)に比べて、原子力が減り、火力と再エネが増えたために、家庭用で約22%、産業用では約25%、高くなっている。

■電気料金の決め方の基本

- ・電気料金は、電気を生産し販売するために必要な費用(総原価)と電気の販売収入が等しくなるように電気料金を決めることが基本。
- ・3原則
 - (1)原価主義の原則: 料金は、能率的な経営の下における適正な原 価に適正な利潤を加えたものでなければならない。
 - (2)公正報酬の原則: 設備投資等の資金調達コストとして、事業の報酬は公正なものでなければならない。
 - (3)電気の利用者に対する公平の原則: 電気事業の公益性という特質上、お客さまに対する料金は公平でなければならない。

■総原価の算定

- ・総原価とは、前提計画(経営効率化計画等)に基づき、原価算定期間(料金改定の先行き3年間)において規制部門・自由化部門のすべての需要家に電気を届けるために必要な費用の合計額。
- ・算定の範囲は、「営業費及び事業報酬の合計額から控除収益の額を控除して得た額」(一般電気事業供給約款料金算定規則(経産省))
- ・計算式
$$\begin{aligned} \text{総原価} &= \text{営業費} + \text{事業報酬} - \text{控除収益} = \text{電気料金収入} \\ \text{営業費} &= \text{燃料費、修繕費、購入電力料、減価償却費、人件費、公租公課等} \\ \text{事業報酬} &= \text{発電所、送電線、変電所等の電力設備の建設、維持等に必要資金} \\ &\quad \text{調達にかかる支払利息や配当など。固定資産等の事業価値} \times \text{事業報酬} \\ &\quad \text{率(3\%)} \text{で算定する(レートベース方式)。} \\ \text{控除収益} &= \text{他社販売電力料、電気事業雑収益等電気料金以外の収入。} \end{aligned}$$

電気料金の決め方ー2

■ 電気料金改訂手続き

- ・電気料金の**値上げ**は、事業者が経産大臣に申請し、**認可**を得なければならない。ヤードスティック査定や公聴会の手続きが必要。ヤードスティック査定とは、申請者の経営効率化を相対評価し、格差づけする。申請～認可の標準処理期間は、行政手続法に沿い4ヶ月。

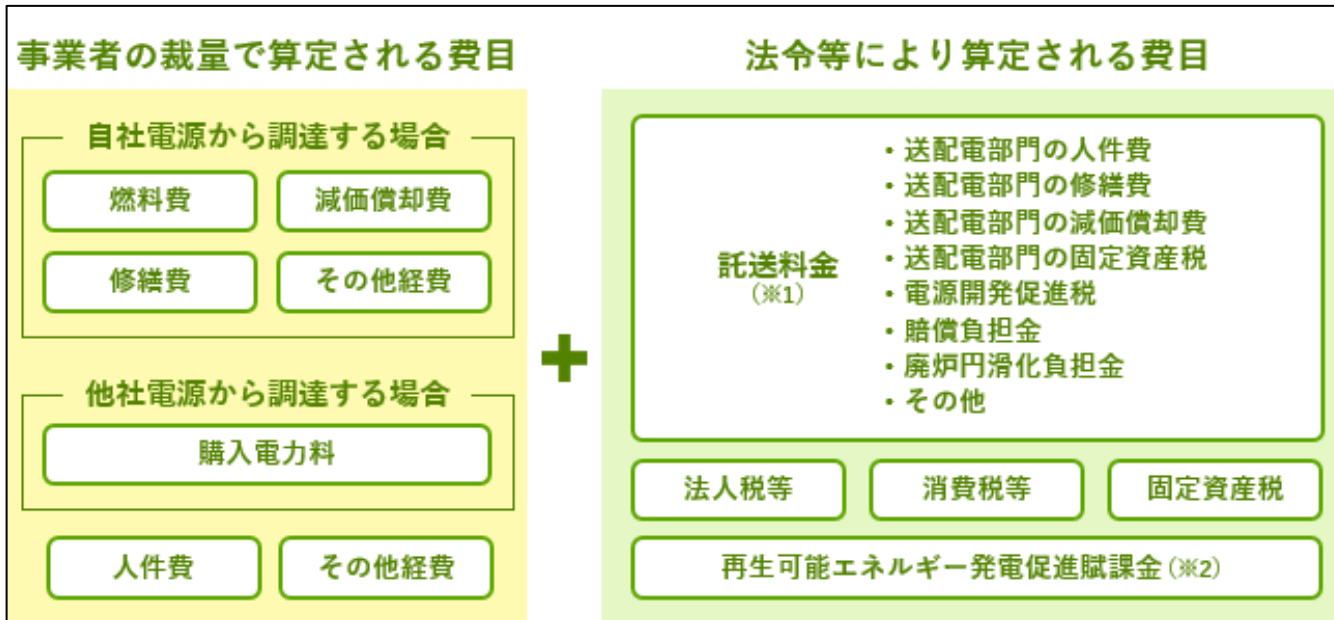
- ・**値下げ**は、経産大臣に**届け出**。

■ 自由化前の総原価算定(総括原価方式)

- ・電気を安定的に供給するために必要であると見込まれる費用に利潤を加えた額(**総括原価**)と**電気料金の収入**が等しくなるよう設定。経産大臣の認可。

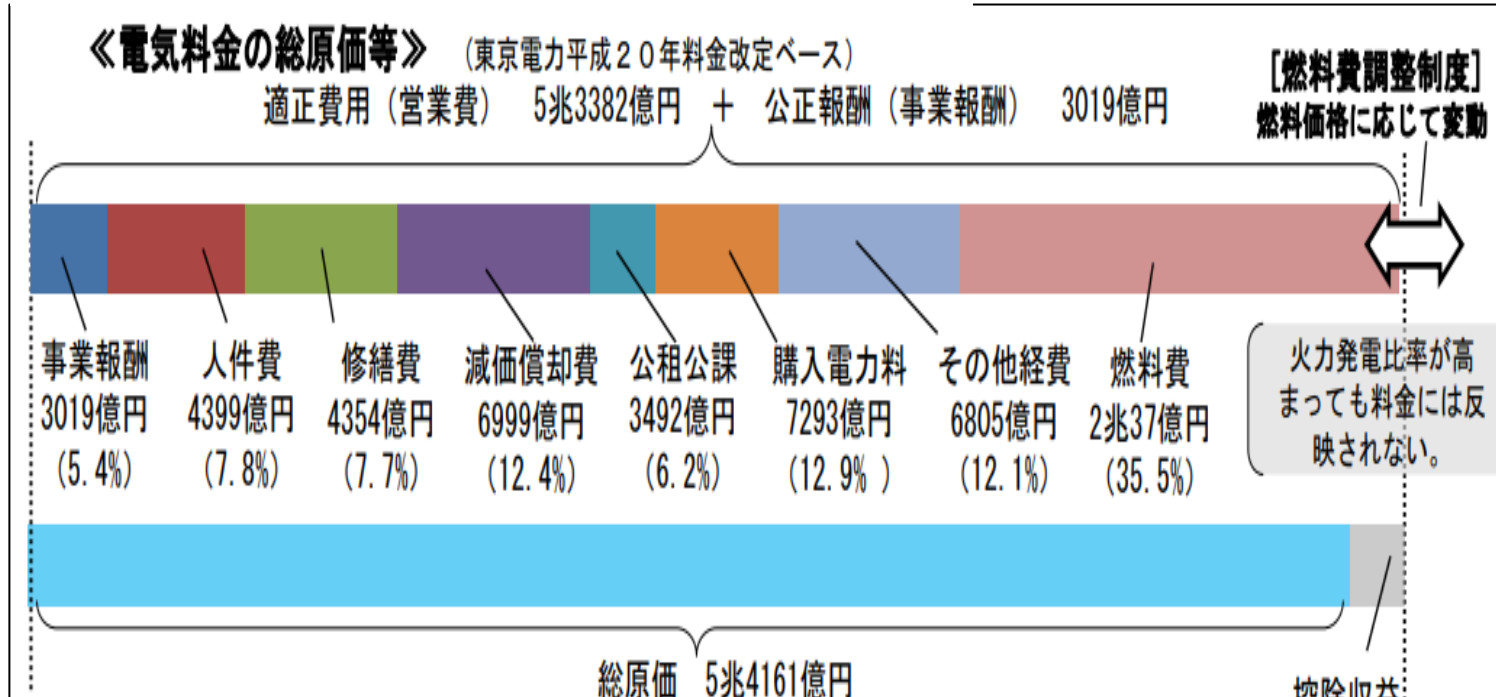
■ 電力自由化後の総原価算定

- ・総原価は、**事業者の裁量**で算定される費目と、**法令等**により算定される費目の合計。



電気料金の決め方—3

■総原価の例(東電H20改訂)



■電気料金(支払額)の計算

・電気料金(支払額) = 基本料金

+ 電力量料金単価 × 使用電力量

± 燃料費調整単価 × 使用電力量

+ 再エネ発電促進賦課金単価 × 使用電力量

・支払額は、電力会社との契約内容(契約種別、電気料金プラン)により決まる。

電気料金の決め方ー4

■ 電気料金の例(東電)

《電気料金の構成》 ※一般家庭のケース(東京電力)

電気料金	=	基本料金+電力量料金	±	燃料費調整額
約6,000~7,000円/月		基本料金：546円(207ンペア)、819円(307ンペア) 電力量料金：約21円/kWh × 300kWh/月		α

■ 契約種別

- ・電気の契約は、供給電圧によって大きく3つに区分。
- ・**特別高圧**：2,000kW～、特別高圧産業用(大規模工場)、特別高圧業務用(デパート、オフィスビル)
- ・**高圧**：50kW～2,000kW、高圧B(中規模工場)、高圧業務用(スーパー、中小ビル)、高圧A(小規模工場)
- ・**低圧**：～50kW、低圧(小規模工場、コンビニ)、電灯(家庭)

■ 電気料金プラン

・基本料金

使用した電力量によらず、契約内容により一律に決まる料金。アンペア制または最低料金制。

・電力量料金(従量料金)

電力量料金 = 電力量料金単価 × 使用電力量 ± 燃料費調整単価 × 使用電力量。

電気料金の決め方ー5

- ・電力量料金単価は電力会社のプランによる。使用量に比例して単価が上昇する「従量電灯」や夜間電力等様々なプラン。東京電力の「従量電灯B(税込)」の場合、単価は3段階。
 - 1段料金・・使用量が月間120kWh未満
 - 2段料金・・使用量が月間120kWh～300kWh未満
 - 3段料金・・使用量が月間300kWh以上
- ・燃料費調整単価:日々変動する火力発電燃料費を料金に反映させる。一定水準を超える燃料費増減は対象とならない。過去3カ月間の燃料価格(平均)を、2カ月後の電気料金に反映。「燃料費調整単価」は「基準燃料価格」と3カ月間の「平均燃料価格(実績)」の差額から決定。「基準燃料価格」は貿易統計などから求める見込み価格、「平均燃料価格」は実際の取引実績から算出する価格。
- ・再エネ発電促進賦課金:再エネ発電を普及させるための「再エネ買い取り制度」により発生する費用を料金に反映させる。賦課単価は国が決める。

■最適な料金プラン

- ・家庭用小売電気事業者の裁量で算定する費用は、会社により異なる。基本料金ゼロのプランもあり、選択肢が大幅に増えている。自由化の狙い。
- ・特別高圧、高圧の電気料金プランは小売電気事業者は公開・公表しないので、複数の事業者から見積もりを取り比較することで最廉価な料金プランを見つけることが可。

■LOCEと料金単価の差異

- ・電力ミックスの経済性議論で用いるLCOE(均等化発電コスト、モデルプラント方式)は発電所の建設・運営のみのコストを算定し、系統への接続費用や、系統安定化費用などは含まない。
- ・これに対し、消費者が支払う発電料金は、総原価から算定した単価に基づき計算する。以下で、九電と東電を参考にその差異を探ってみた。

電気料金の決め方—6

九電の料金改訂申請(H24)

(億円)

		前回：A (平成20年)	今回：B (平成25～27年)	差：B-A	
営業費用	人件費	1,335	1,167	▲ 168	
	燃料費	3,162	4,818	+1,656	
	修繕費	1,944	1,941	▲ 3	
	資本費	減価償却費	1,955	1,773	▲ 182
		事業報酬	878	889	+11
	小計	2,833	2,662	▲ 171	
	購入電力料	1,233	1,351	+118	
	公租公課	1,041	1,010	▲ 31	
	原子力バックエンド費用	390	274	▲ 116	
	その他経費		1,980	2,045	+65
諸経費		1,682	1,615	▲ 67	
計	13,918	15,268	+1,350		
控除収益	▲ 244	▲ 275	▲ 31		
総原価 (1)	13,674	14,993	+1,319		
接続供給託送収益 (2)	▲ 21	▲ 23	▲ 2		
小売対象原価 (3) = (1) + (2)	13,653	14,970	1,317		
改定前収入	13,653	13,454	▲ 199		
差引過不足	-	1,516	-		

※人件費等、各項目をクリックすると詳しい内容（電気料金審査専門委員会での説明資料）をご覧いただけます。

電気料金の決め方ー7

・この表の、**購入電力料1351億円＋事業報酬費889億円=2230億円**はLOCEに算入されない。2230億円は総原価(14970億円)の15%。

東電の料金改訂認可(H24)

(億円)

		新原価 A	旧原価 B	差引 A-B	申請時 C	差引 A-C
営業費等	人件費	3,387	4,399	▲1,012	3,488	▲101
	燃料費	24,585	20,038	4,548	24,704	▲118
	修繕費	4,095	4,354	▲259	4,205	▲110
	減価償却費	6,171	7,000	▲829	6,281	▲110
	事業報酬	2,685	3,020	▲335	2,815	▲130
	購入電力料	7,876	7,293	583	7,943	▲67
	公租公課	3,013	3,493	▲480	3,048	▲35
	その他経費	7,098	6,806	292	7,237	▲139
	小計	58,911	56,402	2,509	59,721	▲810
控除収益		▲2,128	▲2,241	113	▲2,097	▲31
総原価		56,783	54,162	2,621	57,624	▲841

・購入電力料7876億円＋事業報酬2685億円=10561億円
10561億円/総原価56783=18.5

・以上より、**電気料金=LCOE×15%～20%程度**とみて良い(私見)。以上

2050年年間発電量 1400TWh

骨太 (S+ 3E)		再生可能エネルギー		原子力	火力 (CCUS)
		安定	変動		
安全性	設備の安全性	◎ 特になし	△ 自然災害対策強化要	○ 安全性向上継続	○ CCUSの安全性確認
安定供給	資源自給率	◎ 導入率12%が限度	◎ 導入率約40%が限度	○ 準自給資源	× 国内資源希少
	調整力、慣性力 同期化力	○ 負荷追従運転可	× ・系統安定化対策必須 ・適正導入率20%	○ 負荷追従運転可	◎ ・問題なし
	技術自給率	◎ ~100%	× ・~20% ・中国が世界市場席巻 ・風力は開発初期	◎ ~100%	△ ・発電技術~100% ・CCUS開発初期
	エネルギー 安全保障	○ ・最大限活用 ・資源に限界あり	○ ・不可欠電源 ・資源に限界あり	◎ ・不可欠電源 ・持続的活用	△ ・不可欠電源、脱炭素化 技術開発に注力要
経済性	発電コスト	△ 17円/kWh	× 30円/kWh (含統合コスト)	◎ 8.5円/kWh	△ 16.1円/kWh
環境	CO ₂ 排出量 (CCUS無し) (g CO ₂ /kWh)	◎ ~0	◎ ~0	◎ ~0	△ LNG 474 石炭 864 IGCC 710
主な課題		— 活用拡大継続	— ・風力発電開発強化 ・技術自給力強化 ・主力電源の位置付け 見直し	— ・安全最優先 ・新增設方針 明確化 ・次世代炉開発	— ・CCUS国内処分地 早期決定 ・CCUS原価低減

政府は「新增設・リプレース」を回避の理由として、国民の原子力への信頼性回復が不十分で、選挙の争点にしたくないことを挙げている。しかし、昨年の自民党総裁選で原子力政策が争点となり、国民の前で論戦が繰り広げられたのは大変に良い機会だった。

政府は次のような論点を堂々と国民に語ってほしい。

1. 東電福島第一の事故原因は想定を超えた高さの津波により長時間交流・直流全電源を喪失、炉心冷却不可となった為。
2. 同時に地震・津波に遭遇した10基の原発は安全に停止。
3. 新規制基準に合格した原発の安全性は格段に向上。
3. 世界の潮流は原子力推進。
 - (1) 世界で脱原発政策を実行している国はドイツと台湾だけ。
 - (2) 中国、ロシアは多くの原発を国内外で建設、計画中。
 - (3) 米国、仏、英では2050年脱炭素達成に原発建設を計画発表。
4. EU欧州委員会は「EUタクソミー」に原子力を追加。

基本計画『2050年CNに向けた基本計画の策定（第7次エネ基）

—小資源島国である我が国の特殊性を見究めた総力結集計画の策定—

- **電源ミックス** : リスク最小化・安全保障最大化⇒『**3電源調和ミックス**』
- **変動再エネ** : 自給率向上のため最大限（**～20%**）導入
 - ・ **安定供給** : 気象変動を見込んだ運用ルールの確立
 - ・ **経済性** : 追加費用の精査、電力自由化市場における追加費用負担の適正化
【本提言事例】 発電原価 4.4兆円/年、追加費用 4兆円/年、投資額 10兆円
 - ・ **風力発電の国産化** : 導入率10%確保が鍵、技術安全保障の視点から国産化が必要
- **原子力** : エネルギー安全保障、経済安全保障、技術安全保障の視点から不可欠
 - ・ **新增設・リプレースが急がれる** : 発電設備60GWが必要（既設24GW、新設炉36GW）
【提言】 原子力産業界再構築を考慮したスケジュールの視点から**待ったなし**。
 - ・ **規制改革** : 科学的・合理的安全性および経済性の両立を目指す規制への転換
【提言】 **国際標準に則った規制への改革**

項目	経産省試算 (2030年)	国際水準 (足下目標)
設備利用率(%)	70	90
稼働年数(年)	40	80
発電コスト(円/kWh)	11.7	8.5

- ・ 原子力技術力は国際標準から**約10年遅れ**をとった。
- ・ 福島の教訓を活かした再構築が急がれる。

- ・ **国民の理解促進** : 原子力長期活用方針の明確化、社会への正確な情報発信

- 火力 : 火力（天然ガスおよび石炭）の長期活用方針を明確にすべき
 - ・ **火力発電の重要性** : **【安全保障】** 小資源国である日本にとっては重要
【安定供給】 柔軟性・慣性力において優れている
変動再エネのB U電源として不可欠
【技術・経済性】 世界最高レベル発電技術を有している
世界への技術貢献期待
 - ・ **環境保全のためのCCUS開発が「鍵」**
 - + **経済性** : 本提言では LNG火力 (CCUS)発電コスト 14円/kWh と評価
経産省公開データ(注1) (注2) を基に試算したが、工学データは乏しいのが現状
 - + **開発計画を明確にすべき** : 全国貯留層賦存量 1460億トンCO2のデータはあるが(注1)
商用化に向けた開発計画が不明。**国が主導**すべき。
 - + **CO2国内処分が基本** : 安全保障上の重要技術である。

(注1) “CCSを取り巻く状況”経済産業省、H30.6. 1 1

(注2) “基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告”経済産業省発電コスト検証WG、R3.9

2050年原子力1/3達成のための 次世代軽水炉新增設・リプレース

- 2050年原子力発電供給量 : 476TWh
- 必要原発容量 : 60.4GW = 既設再稼働23.7GW + 新設36.7GW
(稼働率90%)
- 次世代PWR(120万kW)・BWR(138万kW)x28基(各14基)
- 次世代PWRも次世代BWRも基本設計の見通しは得られている。

次世代軽水炉設計開発

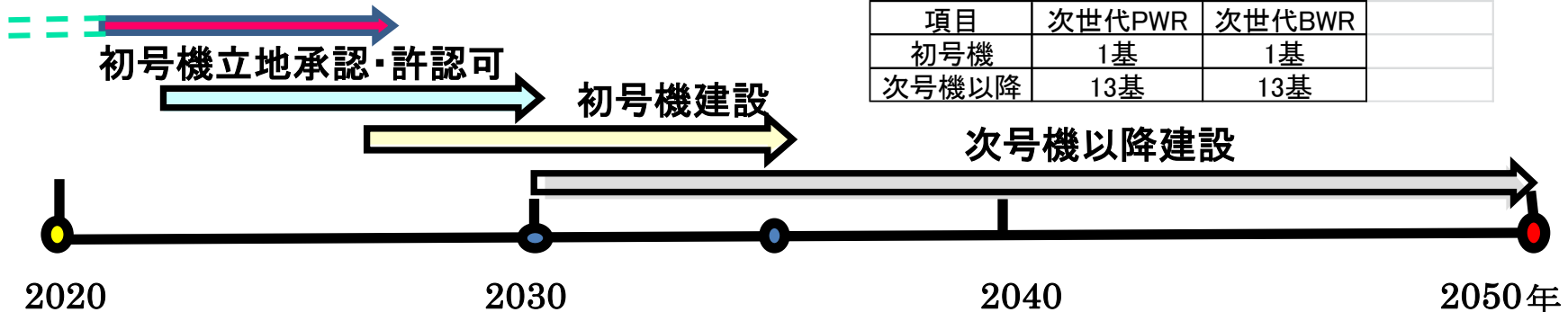


図 次世代軽水炉新增設・リプレースのマスタースケジュール

- ◇ 我が国の建設実績 : 1970年～2000年代の30年間に54基を建設
- ◇ 立地敷地 : 計画中7基、廃炉敷地など電力会社現保有敷地内

■国への提言

①長期原子力活用方針の政策明確化

- ・当面:「**新增設・リプレース**」を明記し、直ちに着手。
- ・長期:政策司令塔設置し、研究、開発、利用の長期計画策定。
- ・立地自治体の持続的発展の支援、円滑な対話の継続。

②科学的根拠に基づく国民への正しい情報発信と理解促進

- ・国会の場や国政選挙での活発な議論。
- ・全国各地で市民との双方向対話会開催、原子力施設見学会開催

■原子力規制の提言

①**新增設・リプレースに向けた法令・基準・規則・指針等の整備**

- ・F1事故前の関連法令等の見直し、型式認定

②**審査のスピードアップ、標準審査期間設定、不服申立制度導入**

- ・行政手続法に基づく標準審査期間。
- ・規制当局と事業者(被規制者)の対等なコミュニケーション確立。

③**安全目標制定、確率的リスク評価導入による審査予見性向上**

- ・国際基準に沿った安全目標による合理的な審査。

④**規制機関の監査・監視**

原発新增設・リプレースの環境整備提言-2

■電気事業者への提言

総括原価制度が無い自由化市場では新設建設資金調達の新たな制度が必要⇒OECD・NEALレポート*では下記を紹介。

- ①公益企業ファイナンス・モデル(フランス、ロシア、韓国)
- ②複数企業プロジェクトファイナンス・モデル(米国、英国、UAE、トルコ)
- ③ハイブリッド・モデル(フィンランド・Mankala model:長期電力購入契約(PPA)による複数エネルギー産業参加)
- ④政府による支援策:Fit-CfD、RABモデル(実施例はまだ無い)

②が世界の主流の方式。

- ・建設する原子力発電所毎にプロジェクト会社を設立。その会社が主体となって「Equity」(共同経営者からの出資)と「Debt」(借入)二本立てで資金集め。そして建設し運用。
- ・共同経営者には持ち株額に比例した利益還元。

☆電力自由化・送配電分離の現状において、投資調達の仕組みと投資回収を容易にする料金体系が電気事業者の最大の経営開発課題

* “Unlocking Reduction in the Construction Costs of Nuclear : A Practical Guide for Stakeholders”

■原子炉メーカーへの提言

- ①安全対策工事、大型保全工事、海外建設プロジェクト、海外機器取替工事等での技術維持伝承と新技術開発を通じて、**人材育成、新技術開発、サプライチェーンの維持**に取り組む。
- ②島根3号、大間、東電東通1号の建設早期再開、原子炉メーカー協業
- ③次世代軽水炉(PWR、BWR)の初号機を想定し、基本設計、詳細設計、建設コスト評価を完了させ標準化、また新技術開発、プロジェクト管理技術開発、新建設技術開発に取り組む。
- ④**国際協力**:世界中で進行中、計画中の建設プロジェクトに参画して知見・経験を取得(例えば英国のヒンクレーポイントC(EPR)、米国、カナダ等でのSMR建設)