

### III.供給力編

### III.供給力編

#### (1)過去分析

原子力

太陽光

風力

バイオマス

水力

地熱

揚水

蓄電池

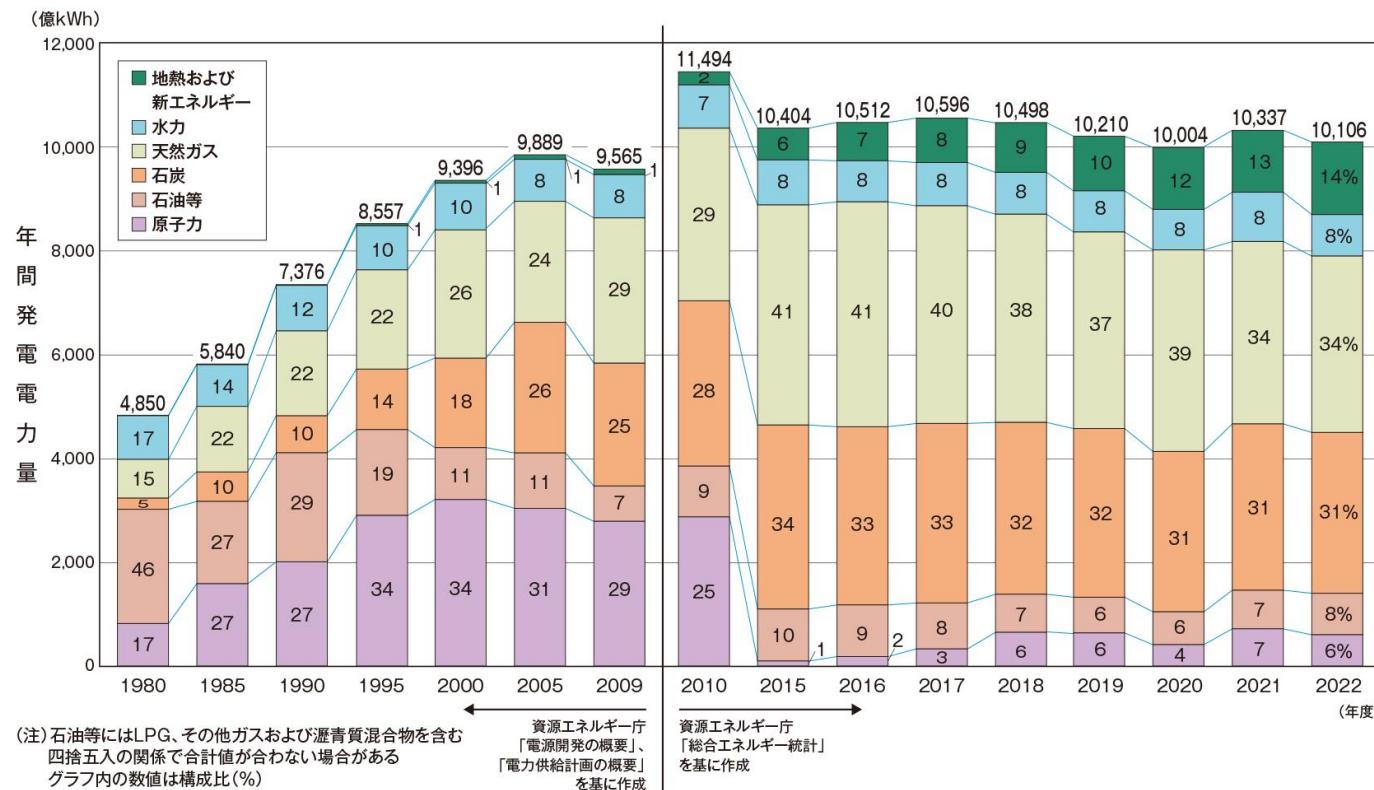
火力

#### (2)モデルケースの設定

# 日本の電源構成の推移

- 日本の電源構成に占める原子力発電の比率は、震災前で30%程度、震災後で数%程度で推移している。

## 電源別発受電電力量の推移



1-2-7

出典：資源エネルギー庁「エネルギー白書2024」より作成

原子力・エネルギー図面集

出所：日本原子力文化財団「原子力・エネルギー図面集」より引用

# 2040年度におけるエネルギー需給見通しにおける原子力の想定

188

- 2025年2月に公表された 2040年度におけるエネルギー需給見通しにおいて、原子力の発電電力量を、全体の2割程度とする想定が提示された。

	2013年度（実績）	2022年度（実績）	2040年度（見通し）
<b>電力需要</b>	<b>0.99兆kWh</b>	<b>0.90兆kWh</b>	<b>0.9～1.1兆kWh程度</b>
産業	0.36兆kWh	0.32兆kWh	0.38～0.41兆kWh程度
業務	0.32兆kWh	0.31兆kWh	0.29～0.30兆kWh程度
家庭	0.29兆kWh	0.26兆kWh	0.23～0.26兆kWh程度
運輸	0.02兆kWh	0.02兆kWh	0.04～0.10兆kWh程度
<b>発電電力量</b>	<b>1.08兆kWh</b>	<b>1.00兆kWh</b>	<b>1.1～1.2兆kWh程度</b>
再エネ	10.9%	21.8%	4～5割程度
太陽光	1.2%	9.2%	23～29%程度
風力	0.5%	0.9%	4～8%程度
水力	7.3%	7.7%	8～10%程度
地熱	0.2%	0.3%	1～2%程度
バイオマス	1.6%	3.7%	5～6%程度
原子力	0.9%	5.6%	2割程度
火力	88.3%	72.6%	3～4割程度

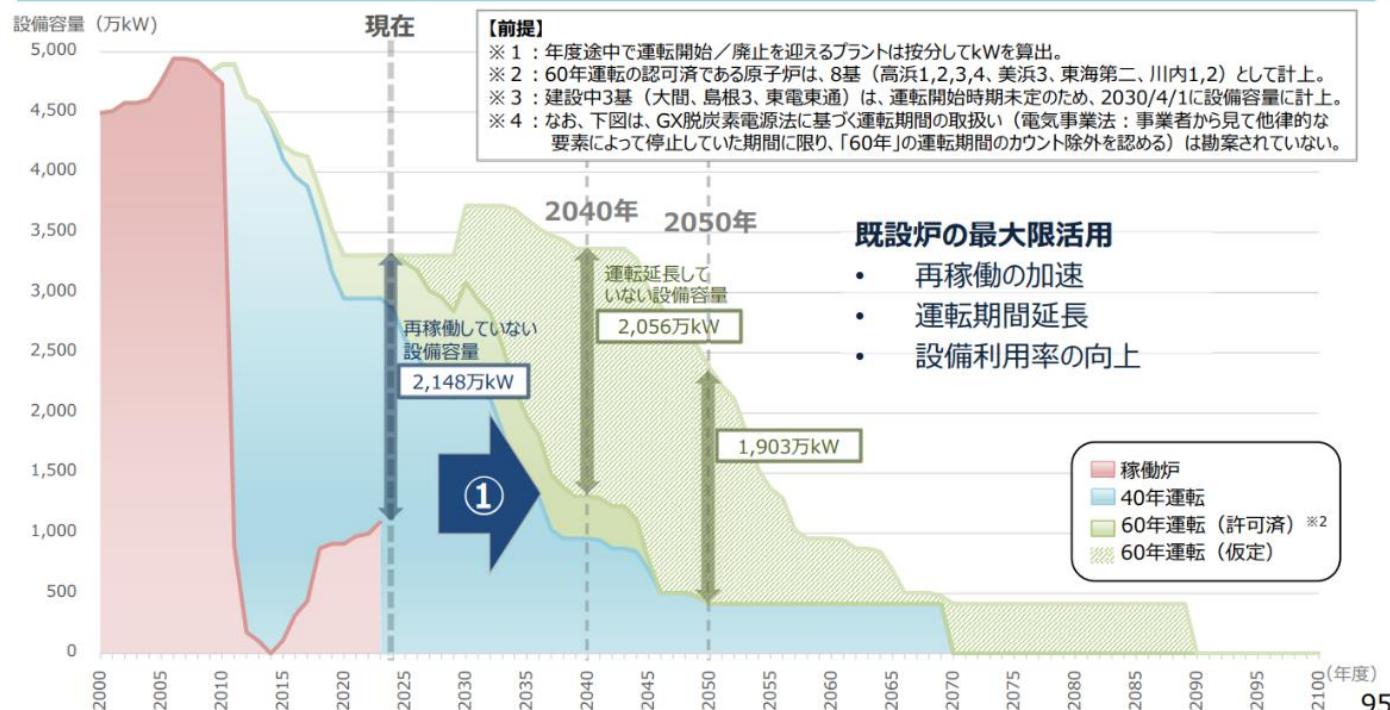
出所：総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会（第68回会合）資料2 2040年度におけるエネルギー需給見通し（関連資料）より引用

# 原子力の設備容量の推移

- 60年運転を仮定したケースでは、2030年の設備容量は3,700万kW程度となるが、その後リプレースがなされない場合、2050年に2,300万kW程度まで減少する。

## ①既設炉の最大限活用

- 「GX推進戦略」（昨年7月閣議決定）では、「いかなる事情より安全性を優先し、原子力規制委員会による審査・検査に合格し、かつ、地元の理解を得た原子炉の再稼働を進める」、「原子力規制委員会による厳格な審査・検査が行われることを前提に、一定の停止期間に限り、追加的な延長を認めることとする」とされている。



出所：原子力に関する動向と課題・論点（令和6年6月25日 資源エネルギー庁）

### III.供給力編

#### (1)過去分析

原子力

太陽光

風力

バイオマス

水力

地熱

揚水

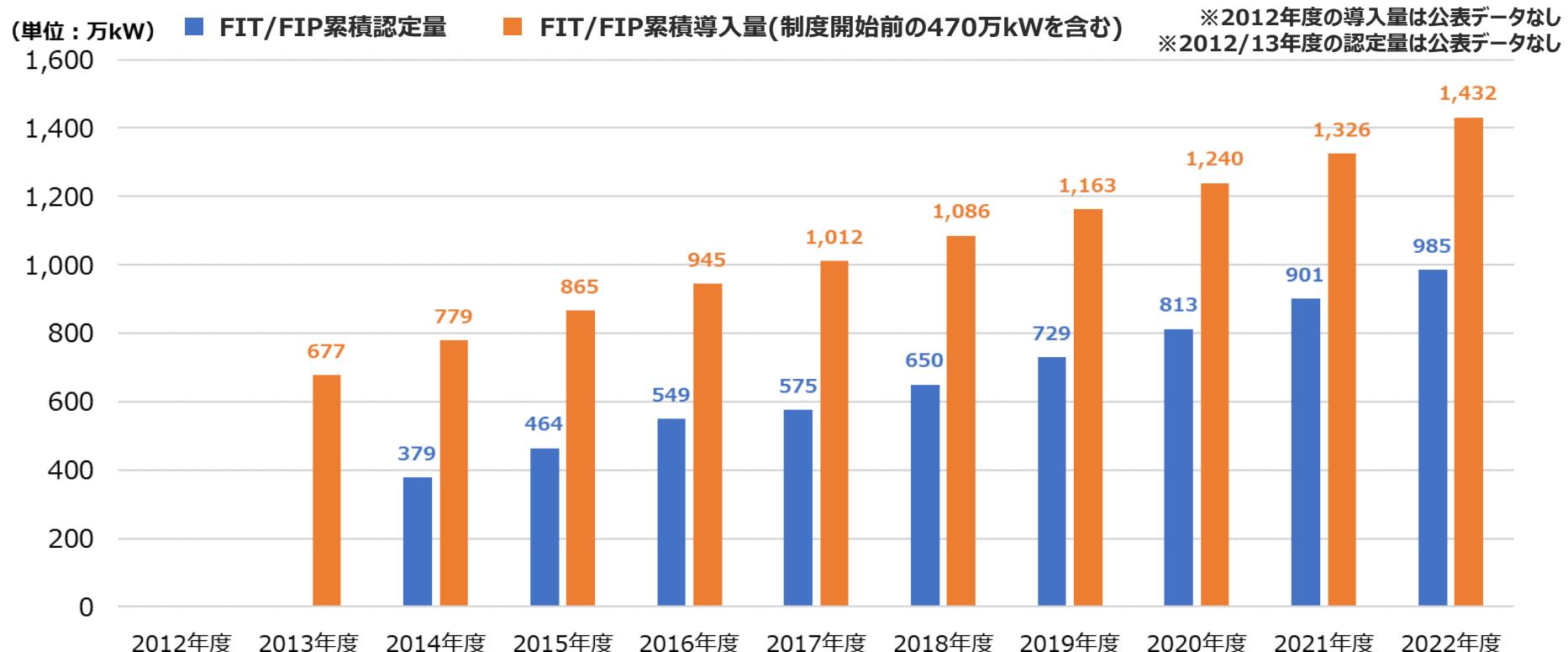
蓄電池

火力

#### (2)モデルケースの設定

- 太陽光（10kW未満）の導入量は、FIT開始以前に470万kW存在し、2013年のFIT開始以降も右肩上がりで増加。
- 認定量も同じく右肩上がりで増加傾向にあり、FIT制度開始以来、堅調に推移している状況。

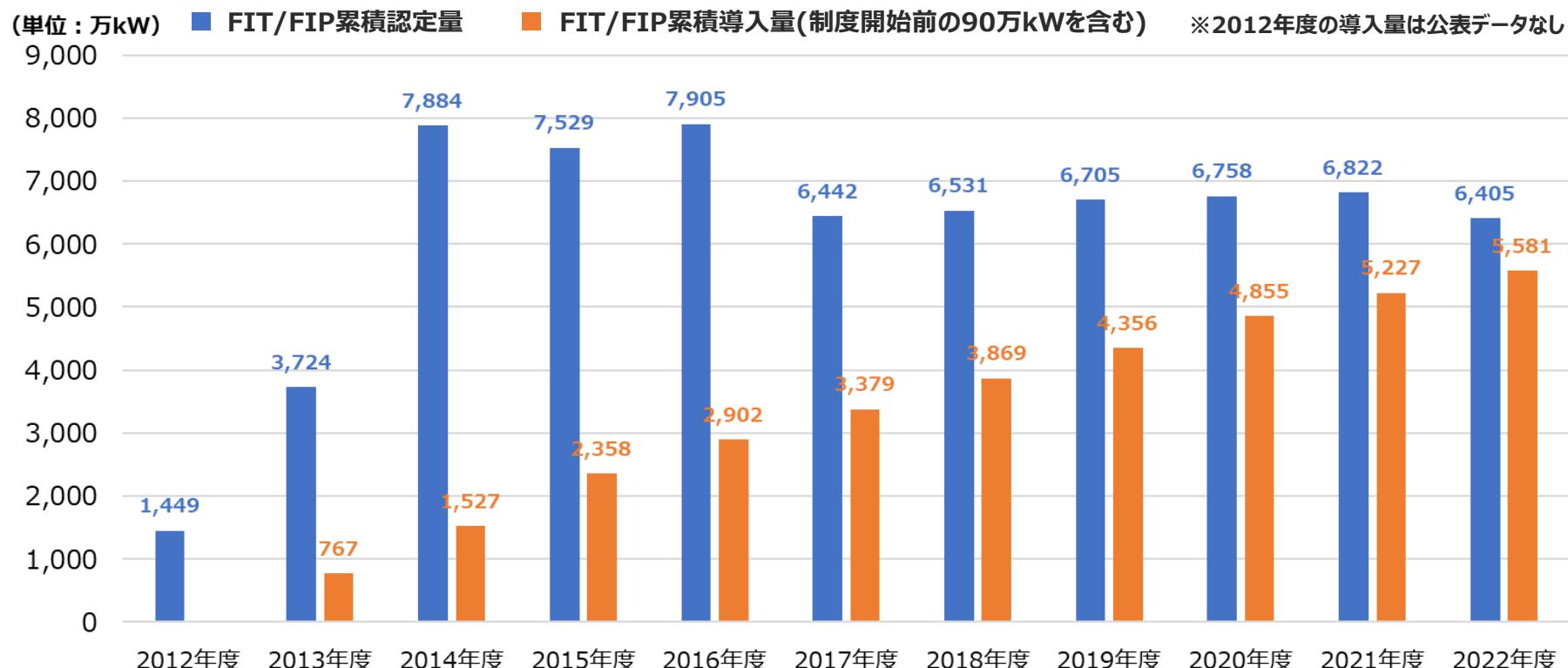
### 太陽光（10kW未満）のFIT/FIP累積認定量・導入量の推移



出所：エネ庁「国内外の再生可能エネルギーの現状と今年度の調達価格等算定委員会の論点案」ならびに固定価格買取制度情報公表用ウェブサイトを基に事務局作成

- 太陽光（10kW以上）の導入量は、FIT開始以前に90万kW存在し、2013年のFIT開始以降に急拡大。
- 買取単価の低減に伴い、新規認定量も縮小傾向を示しており（2016/17年度は制度変更に伴い認定失効が相次いだため、大幅減少）、累積導入量が認定量に迫ってきている。

### 太陽光（10kW以上）のFIT/FIP累積認定量・導入量の推移



出所：エネ庁「国内外の再生可能エネルギーの現状と今年度の調達価格等算定委員会の論点案」ならびに固定価格買取制度情報公表用ウェブサイトを基に事務局作成

# 太陽光 | 住宅用太陽光発電の設置義務拡大

- ・住宅用太陽光発電においては、自治体主導で設置義務化の動きが進んでいる。
- ・いち早く導入を公表した東京都に続き、他自治体でも導入に向けた検討が進んでいる。

## 住宅用太陽光発電の設置義務拡大状況

### 東京都における設置義務化の概要

2025年4月から太陽光発電設置義務化に関する新たな制度が始まります



- ◆都はエネルギー大消費地の責務として、2030年までに都内の温室効果ガスを50%削減する「カーボンハーフ」の実現に向け、再生可能エネルギーの利用拡大を推進
- ◆新築住宅等への太陽光発電設備の設置、断熱・省エネ性能の確保等を義務付ける制度を創設
- ◆但し、大手ハウスメーカー等が供給する新築住宅等が義務対象となり、既存の住宅は対象外（「面積が小さい」「北向き」といった屋根の条件等の物件も一部対象外）

### 他自治体への広がり

自治体	取組動向
川崎市	東京都と同時期に導入を目指す
相模原市	27年度に向けて導入を検討中
千葉・松戸市	28年度にむけて導入を検討中
長野県	脱炭素政策のなかで検討することを表明
神奈川県	検討を開始したことを表明

出所：東京都「広報東京都令和5年1月号」や各自治体の公表情報を基に事務局作成

- 2021年10月に閣議決定された地球温暖化対策計画において、設置可能な政府保有の建築物（敷地含む）の約50%以上に太陽光発電設備を設置することが盛り込まれている。

## 地球温暖化対策計画（2021年10月閣議決定）の概要

### 新計画に盛り込まれた主な取組内容

#### 太陽光発電

設置可能な政府保有の建築物（敷地含む）の約50%以上に太陽光発電設備を設置することを目指す。



#### 公用車

代替可能な電動車がない場合等を除き、新規導入・更新については2022年度以降全て電動車とし、ストック（使用する公用車全体）でも2030年度までに**全て電動車**とする。



※電動車・電気自動車、燃料電池自動車、プラグインハイブリッド自動車、ハイブリッド自動車

#### 廃棄物の3R + Renewable

プラスチックごみをはじめ庁舎等から排出される廃棄物の**3R + Renewable**を徹底し、**サーキュラーエコノミーへの移行**を総合的に推進する。



合同庁舎5号館内のPETボトル回収機

出所：環境省「公共施設への太陽光発電の導入等について」を基に事務局作成

# 太陽光 | 営農型太陽光発電の普及状況

- ・ 営農型太陽光発電は、非住宅部門の太陽光設備の導入数減少に反して、着実に増加傾向を示しており、設置に必要な転用許可件数ならびに農地面積の両方が直近まで上昇している。

営農型発電設備を設置するための農地転用許可件数（年度毎）

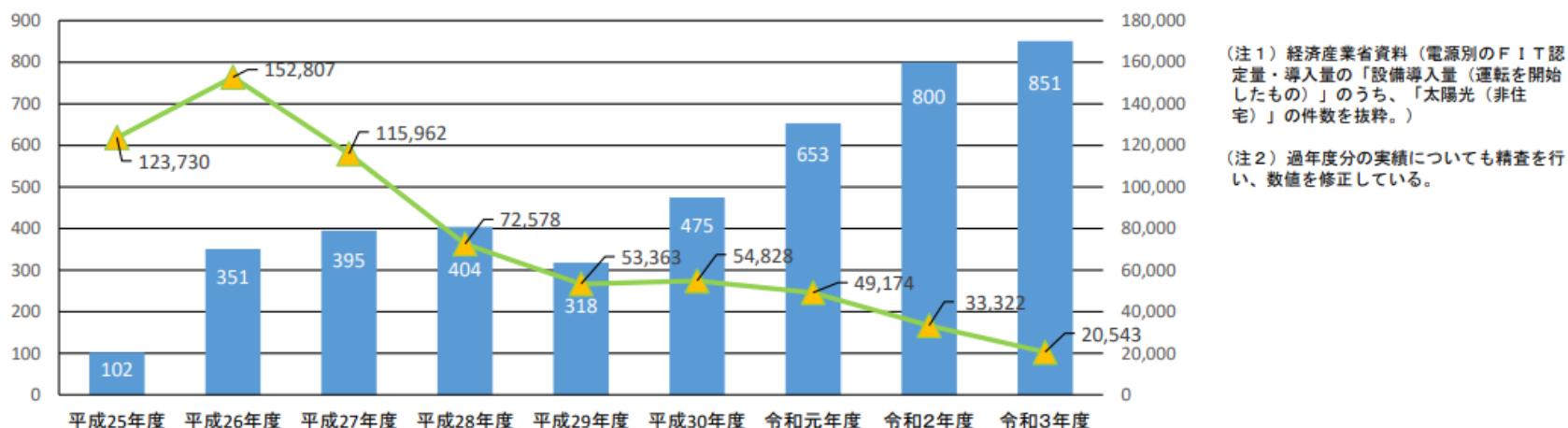
	平成25年度	26年度	27年度	28年度	29年度	30年度	令和元年度	令和2年度	令和3年度	合計
新規許可件数	102件	351件	395件	404件	318件	475件	653件	800件	851件	4,349件
下部農地の面積	15.5ha	55.0ha	85.0ha	159.3ha	79.6ha	151.4ha	180.1ha	132.7ha	148.8ha	1,007.4ha

(参考)再許可分(上の外数)

	平成25年度	26年度	27年度	28年度	29年度	30年度	令和元年度	令和2年度	令和3年度	合計
再許可件数	-	-	4件	102件	362件	347件	409件	633件	634件	2,491件
下部農地の面積	-	-	0.37ha	21.3ha	53.0ha	76.6ha	165.2ha	125.2ha	134.5ha	576.2ha

(許可件数)

(太陽光設備(非住宅)の導入件数)



出所：農林水産省「営農型太陽光発電設備設置状況等について（令和3年度末現在）」を基に事務局作成

- 未開発適地の減少を受け、従来は設置困難であった箇所へ導入可能な次世代型太陽光発電技術への期待が高まっており、特にペロブスカイト太陽電池が技術成長速度および日本の技術優位性の観点から注目されている。
- 政府としてはペロブスカイト太陽電池への政策支援を計画しており、GXビジョン2040(2025年2月閣議決定)の中で、今後2040年までに約20GWのペロブスカイト太陽電池を導入することを目標として掲げている。

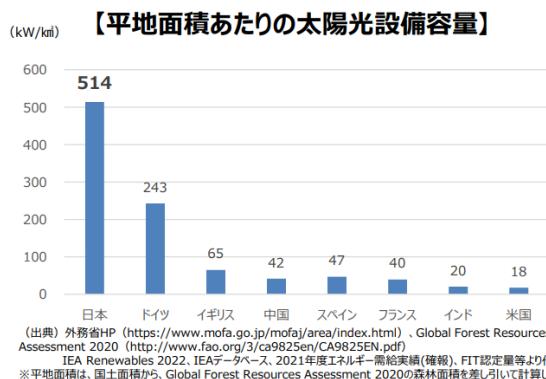
## ペロブスカイト太陽電池への期待

## GXビジョン2040における政府目標

- 2012年のFIT制度開始以降、太陽光発電の導入量は大幅に拡大（**平地面積当たりの導入量は主要国で最大級**）する中で、**適地の制約**、**地域との共生上の課題**が生じている状況。
- ペロブスカイト太陽電池は、軽量・柔軟などの特徴を生かし、これまで太陽電池が設置困難であった場所にも設置し、**再エネ導入拡大と地域共生を両立するもの**として期待される。

	2011年度	2023年度	2030年ミックス
再エネの電源構成比 発電電力量:億kWh	<b>10.4%</b> (1,131億kWh)	<b>22.9%</b> (2,253億kWh)	<b>36-38%</b> (3,360-3,530億kWh)
太陽光	0.4% 48億kWh	9.8% 965億kWh	14-16%程度 1,290~1,460億kWh

(出典) 2023年度数値は令和5年度（2023年度）エネルギー需給実績（速報）より引用



### 【導入拡大に伴って生じている地域共生上の課題】



- 不適切案件への規律強化については、本年4月から、改正再エネ特措法を施行。関係法令違反時のFIT/FIP交付金の一時停止措置や、申請時の説明会の開催など周辺地域への事前周知の要件化などの措置を講じており、事業規律強化を進める。

15

再エネについて、**ペロブスカイト太陽電池（2040年までに約20GWの導入目標）**、浮体式を含む洋上風力（2040年までに30GW～45GWの案件形成目標）、次世代型地熱等の開発・社会実装を進める。

※内閣官房GX実行推進室「GXビジョン2040の概要」より抜粋

出所：資源エネルギー庁「次世代型太陽電池の導入拡大及び産業競争力強化に向けた官民協議会」、内閣官房GX実行推進室「GXビジョン2040の概要」を基に事務局作成

# 太陽光 | 適地制約 | 地元自治体・住民とのトラブル

- 総務省の調査の結果、調査対象のうち約4割の市町村で太陽光発電設備に起因するトラブル等が発生。
- そのうち、2割弱で未解決のトラブルがある状況と判明し、太陽光発電設置に対する地元自治体・住民との軋轢が高まっている状況。

## 太陽光発電所に関するトラブル等の実態調査（2022年6月時点）

### 基礎調査※1により把握したトラブル等の発生状況

※1 太陽光発電設備の認定件数(令和4年6月末時点) 上位の24都道府県の全市町村(943市町村)を対象

- 市町村の約4割※2で、太陽光発電設備に起因するトラブル等が発生**  
※2 回答が得られた861市町村中355市町村
- 市町村の2割弱※3で、未解決のトラブル等がある状況**  
※3 回答が得られた861市町村中143市町村



### 実地調査した市町村※4で把握した主なトラブル等の内容

※4 基礎調査結果や再エネ発電設備に関する条例の制定状況等を踏まえ、121市町村を対象

- 発電設備の設置に向けた開発工事段階におけるトラブル等**
  - ✓ 開発工事の施工内容関係
    - i) 開発工事中の敷地や調整池から泥水や土砂が流出し、道路、河川等に流入
    - ii) 開発工事の施工内容が許可条件と相違
    - iii) 発電事業者等による地域住民への説明不足
  - ✓ 開発場所に関係する災害発生、騒音、反射、景観悪化等の懸念
- 発電設備の稼働段階におけるトラブル等**
  - ✓ 設備の敷地から泥水や雨水が流出、のり面の崩壊や設備自体の損壊
  - ✓ 雜草の繁茂により通行の妨げや害虫の発生、火災発生の懸念
  - ✓ 柵塀の未設置又は不適切な設置(位置、構造、素材)による通行者等への危険の懸念
  - ✓ 標識の未設置等による緊急時の発電事業者等の連絡先が不明等
  - ✓ 設備からの反射、騒音等

発電事業者に必要な指導等を行う経済産業省で通報を受け付けている一方、住民にとって身近な市町村が相談に対応している状況がみられた。

《トラブル等のイメージ写真》  
【土砂流出による設備の崩壊】



【柵塀が未設置】



(注) 経済産業省のホームページから引用

出所：総務省「太陽光発電設備等の導入に関する調査結果（概要）」を基に事務局作成

# 太陽光 | 適地制約 | 導入規制・条例の制定

- 太陽光の規制・調和条例は少なくとも145件確認、届出条例も30件存在。

## 太陽光発電所に関する規制の導入状況（2022年4月時点）

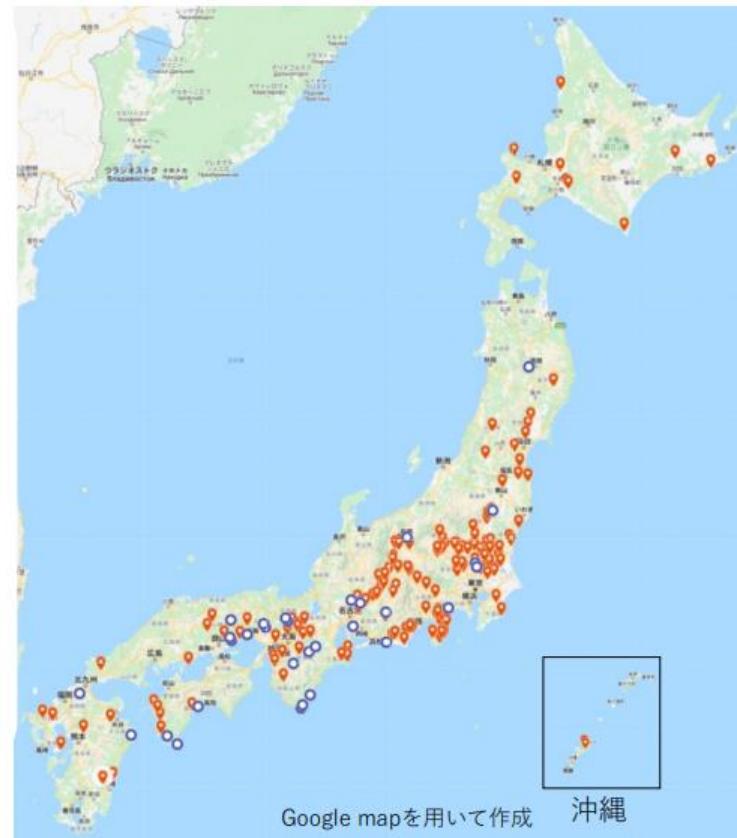
2) 少なくとも175自治体で太陽光の規制に関わる条例（2022年4月）

📍調和・規制条例 145件  
 静岡県 20件  
 長野県 17件  
 茨城県 14件

📍届出条例 30件

都道府県は5件  
 山形県、山梨県、兵庫県、  
 和歌山県、岡山県

参考) 前回資料では2021年度で184件、地方自治研究機構では189件を把握  
[http://www.rilg.or.jp/htdocs/img/reiki/05\\_solar.htm](http://www.rilg.or.jp/htdocs/img/reiki/05_solar.htm)



出所：環境エネルギー政策研究所・環境学研究科「太陽光発電の地域トラブルと調和・規制条例、今後の適正な促進に向けて」を基に事務局作成

### III.供給力編

#### (1)過去分析

原子力

太陽光

風力

バイオマス

水力

地熱

揚水

蓄電池

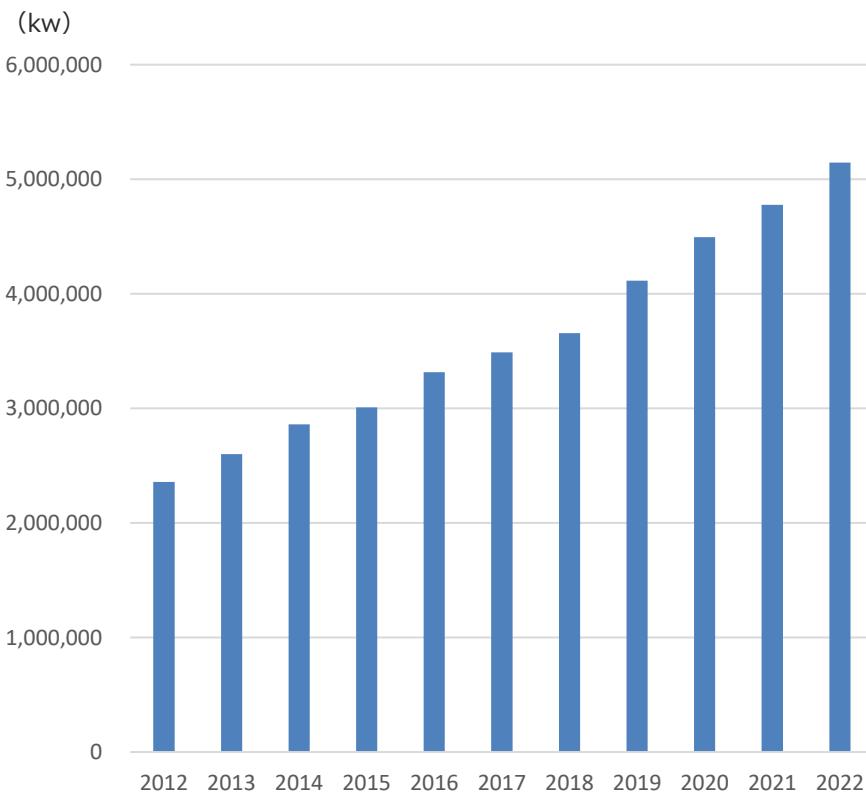
火力

#### (2)モデルケースの設定

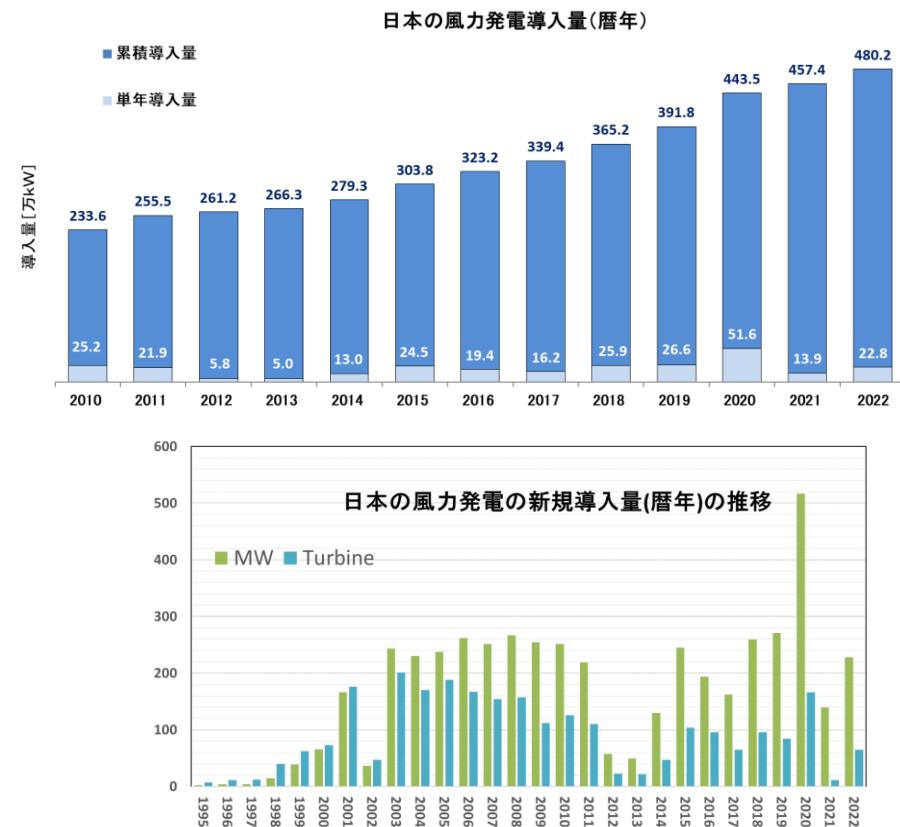
# 陸上風力 | 累計導入量の推移（過去トレンド）

- ・陸上風力の導入量は右肩上がりで増加傾向。2022年度における累積導入量は520万kWであり、FIT制度開始以降約260万kWの容量が導入されている。
- ・業界団体の統計においても、2001年以降年間20万kWのペースで新規導入が進んでいることが確認できる。

陸上風力のFIT累計導入量の推移



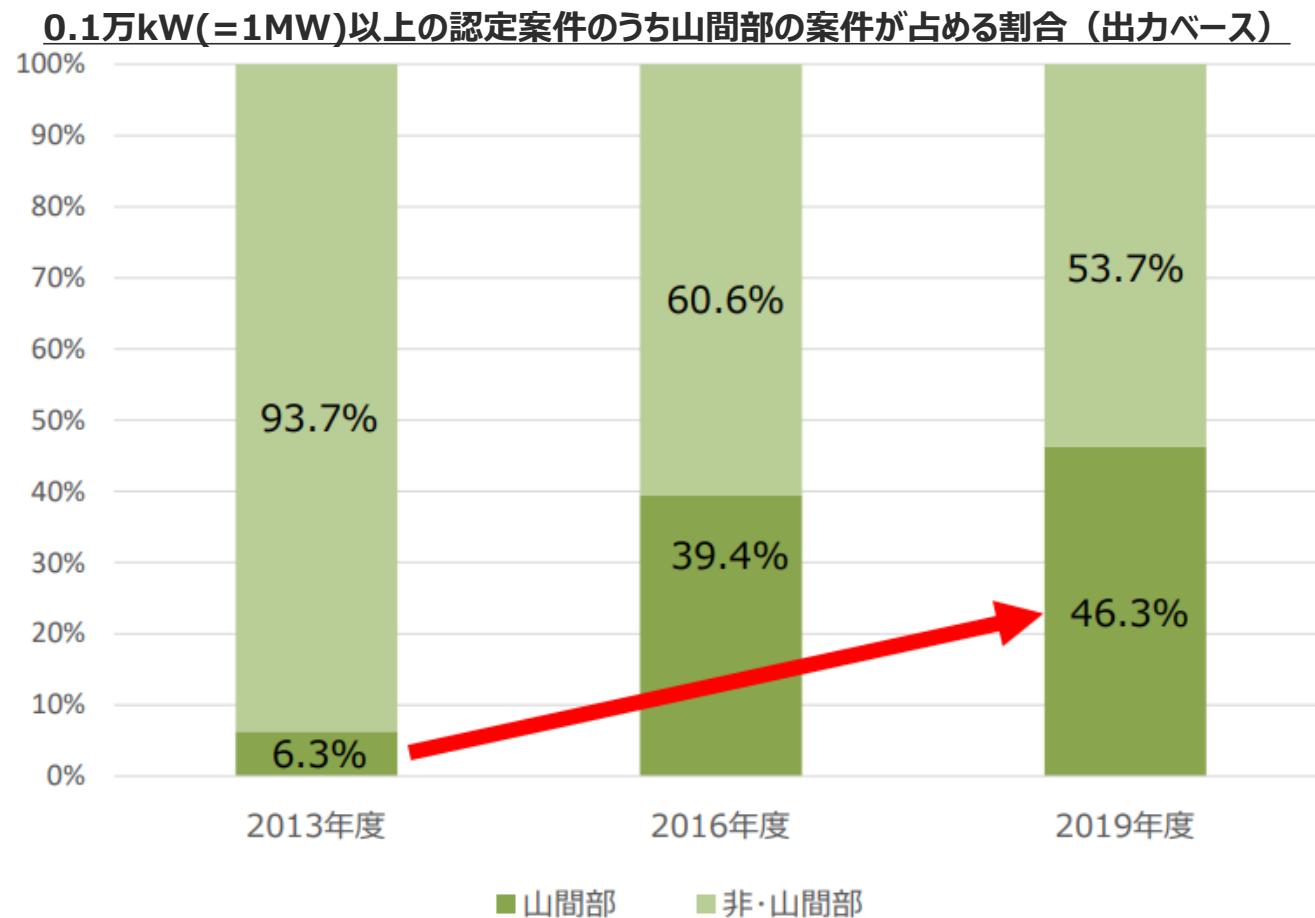
※陸上風力の業界団体推計導入量推移



出所：一般社団法人日本風力発電協会公表を基に事務局作成

# 陸上風力 | 適地制約 開発適地の減少

- 陸上風力の案件形成場所を見ると、山間部における案件の割合が増加しており、開発しやすい平野部は減少している。



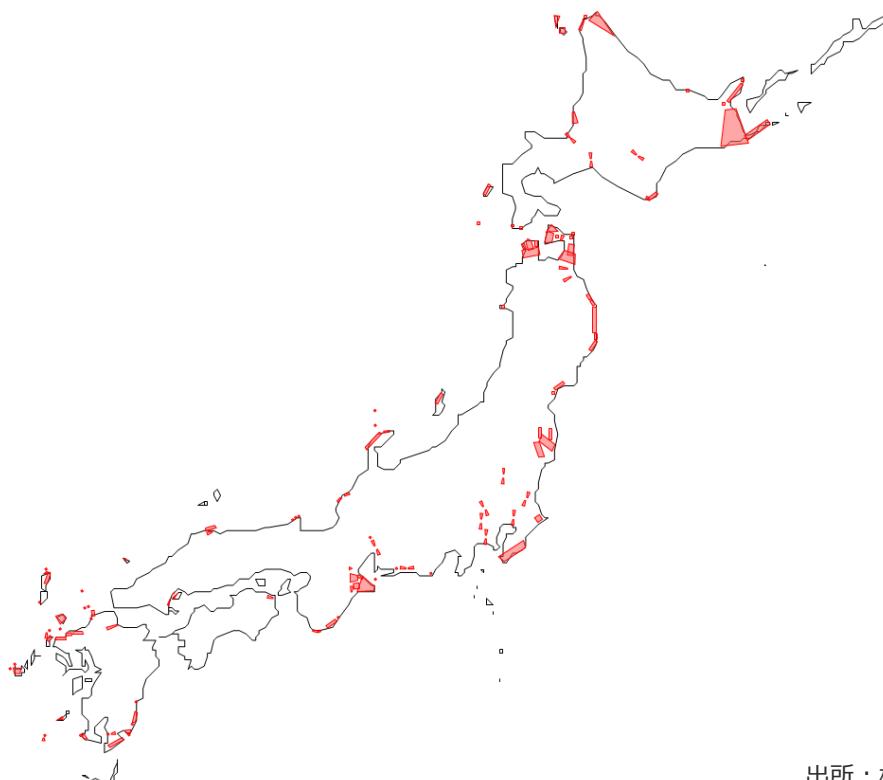
※なお、設置場所が標高250m以上と推定される案件を「山間部」の案件とカウント

出所：資源エネルギー庁再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第29回）資料1を基に事務局作成

# 陸上風力 | 適地制約 レーダー規制

- 防衛省から出された新法案にて、風力発電設備を建設する際に事前の届け出を行うことが義務付けられた。レーダーや通信などの自衛隊活動への障害の可能性がある場合、協議の為に建設を2年間制限される可能性もある。
- 電波障害防止区域として指定されたエリアには、北海道稚内市、青森県むつ市など陸上風力の設置が進む日本海エリアにも多くのレーダーが存在し、陸上風力の新設へ影響が予想される。

## 電波障害防止区域



出所：株式会社平凡社地図出版 / ROOTS製作委員会、

防衛省ウェブサイト「電波障害防止区域」(<https://www.mod.go.jp/j/approach/chouwa/windpower/area.html>)」を基に事務局作成

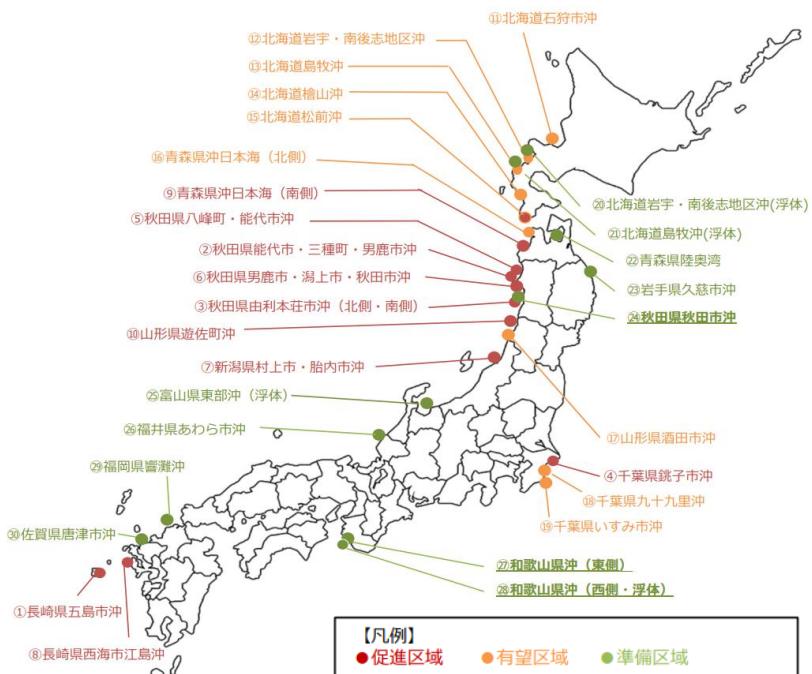
# 洋上風力 | 導入状況、導入計画

- 日本政府は2040年までに30～45GWの案件開発を目指すこととしており、実現に向けて30年度以降は2～3GWに開発スピードを加速させる見込み。
- 洋上風力発電所が運転した事例はわずかであるが、国が主導する公募制度の下、毎年1～2GW（事業総額：数千億～1兆円超。1件あたり数百MW規模）の事業者評価が実施されており、令和6年度に実施された公募でも1.05GW分の事業者選定がなされた。

## 目標達成に向けた案件形成



## 促進区域・有望な区域等の指定・整理状況



出所：洋上風力のEEZ展開へ向けた論点（2023年11月15日 資源エネルギー庁）

# 洋上風力 | 計画中止・撤退

- ・洋上風力発電について、インフレや金利高、人件費や資材価格の高騰により事業採算が悪化したことから、撤退する事業者も現れており、入札済みの案件についても見直しが実施されている。
- ・諸外国においても、落札済PJの撤回、入札者ゼロといった事例などが出てきている。

## 洋上風力発電に関する動向（日本）

### 入札済み案件の動向：三菱商事プレスリリース（国内洋上風力発電事業に係る事業性再評価について、2025年2月）

各プロジェクト（秋田県能代市、三種町及び男鹿市沖／秋田県由利本荘市沖／千葉県銚子市沖）の実現の実現に向け、2021年12月の事業者への選定から現在に至るまで、プロジェクトに携わる様々な関係者の方と協議の上、事業開発を進めている中、新型コロナウイルスの蔓延やウクライナ危機に端を発し、とりわけインフレ、円安、サプライチェーンのひっ迫、金利上昇など、洋上風力業界を取り巻く事業環境が世界的に大きく変化し続けています。

公募参画当初の想定を上回る事業環境の変化に伴い、当社は上記3海域で推進する各事業の開発に際し、事業性の再評価を行っていることをお知らせいたします。

## 洋上風力発電に関する撤退動向（米国）

プロジェクト名	発電容量	撤退理由
Common Wealth Wind	1,200 MW	- コスト増加により当初の契約では資金調達が困難になったため
South Coast Wind	2,400 MW	- サプライチェーン全体でのコストや資金調達コストの上昇のため
Revolution Wind 2	884 MW	- 金利上昇、物流コストの増加、不確実な連邦税額控除によるコスト増加

※South Coast Windは将来再入札を行い、より高額でのPPA契約を締結することを目的とした契約解約としている。

コロナ禍やウクライナ戦争を受けたサプライチェーンの混乱やインフレによる開発費用の増大により、大規模洋上風力プロジェクトのPPA解約・契約破棄が相継ぎ、約4,500MWの導入見込みが損失。

出所：第12回GX実行会議（2024年8月27日） 資料1に基づき事務局作成

### III.供給力編

#### (1)過去分析

原子力

太陽光

風力

バイオマス

水力

地熱

揚水

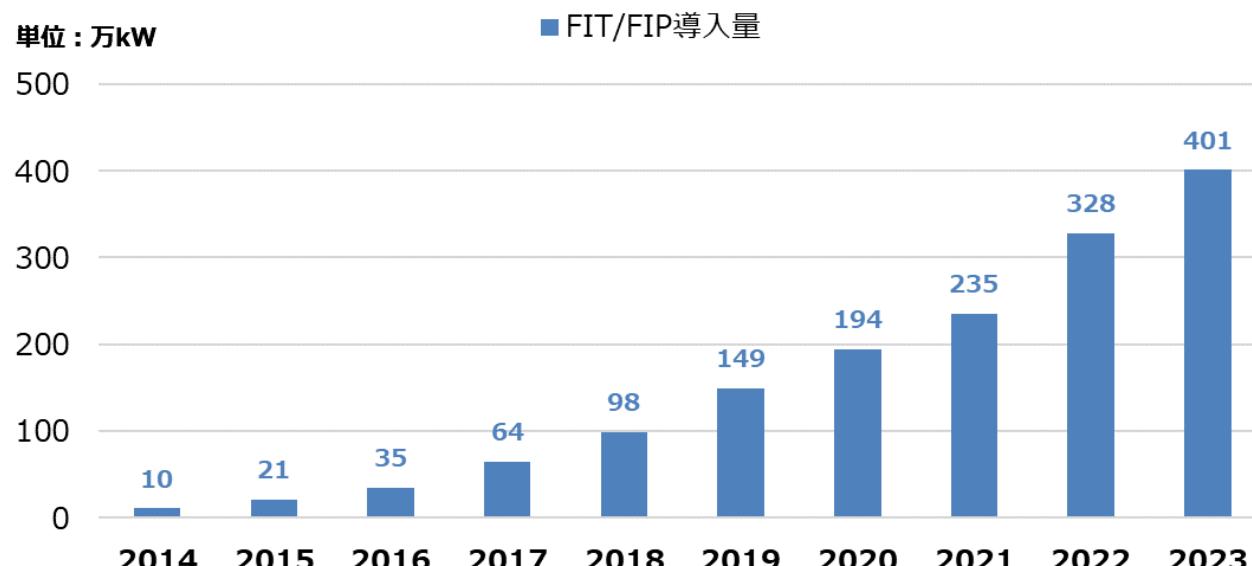
蓄電池

火力

#### (2)モデルケースの設定

- ・バイオマス発電（国外材）の導入量は、2014年以降右肩上がりで増加する傾向にある。
- ・直近では大型案件の導入による影響もあり、導入ペースは急拡大している。一方で、至近において燃料価格の高騰などにより計画中止・撤退も増加している。

### バイオマス発電（国外材）のFIT/FIP累計導入量の推移

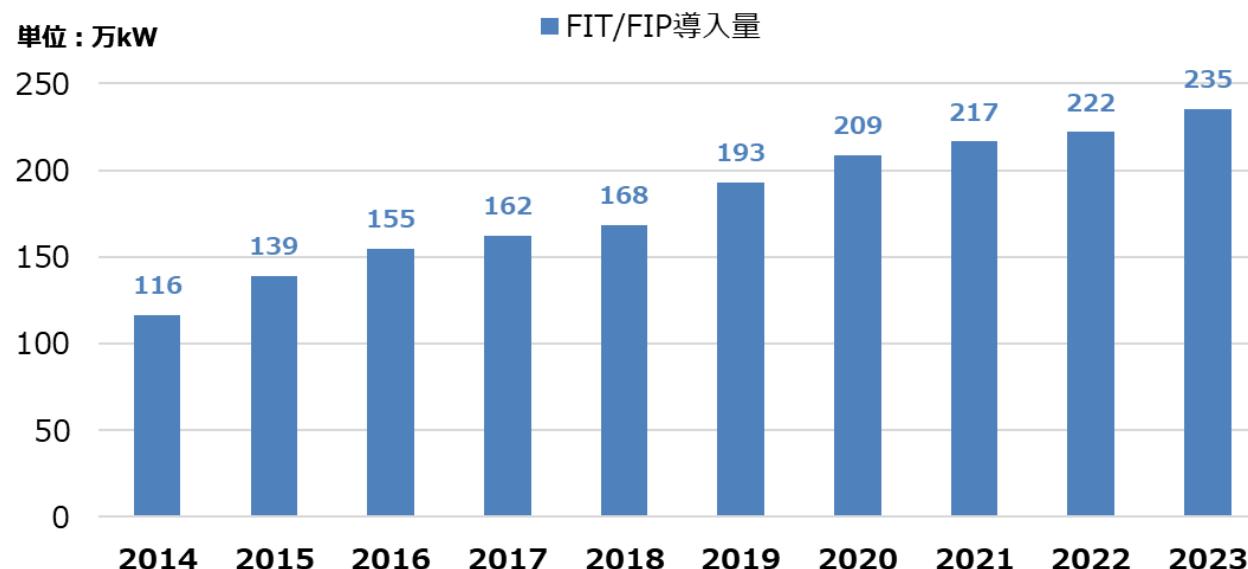


※バイオマス比率考慮「一般木質・農作物残さ」区分を国外材バイオマスとして集計

出所：エネ庁「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 情報公表用ウェブサイト」を基に事務局作成

- バイオマス発電（国内材）の導入量は、2020年までは右肩上がりで増加傾向にあったが、直近では導入ペースが一服している状況である。また、国外材と同様に至近において燃料価格の高騰などにより計画中止・撤退も増加している。

### バイオマス発電（国内材）のFIT/FIP累計導入量の推移



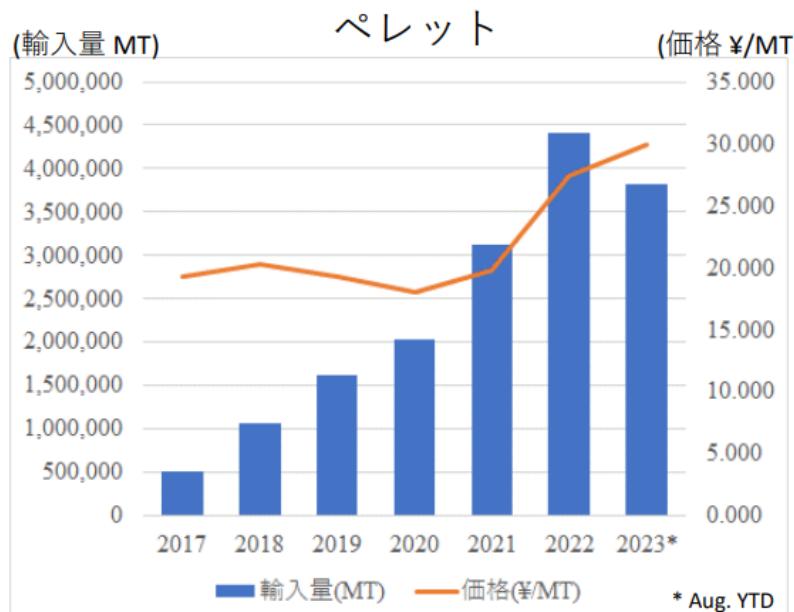
※バイオマス比率考慮「メタン発酵ガス」「未利用木質」「建設廃材」「一般廃棄物・木質以外」区分を国内材バイオマスとして集計

出所：エネ庁「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 情報公表用ウェブサイト」を基に事務局作成

# バイオマス | 計画中止・操業撤退

- 2020年度以降、コロナ禍やロシアのウクライナ侵攻などの不安定な世界情勢に加え、足元継続している円安により燃料価格が上昇しており、バイオマス発電事業の計画中止・撤退が増加している。

- 海外材バイオマス燃料価格は、2020年度以降コロナ禍、ロシアのウクライナ侵攻および円安の影響により上昇を継続している。



公表時期	発電所名	原因
2022年3月	Aバイオマス発電 (3.3万kW・国外材)	燃料価格の高騰により安定的な燃料調達が困難になり撤退
2022年3月	Bバイオマス発電 (11.2万kW・国外材)	燃料価格の高騰により事業性が見込めないために事業計画を中止
2022年10月	Cバイオマス発電 (4.1万kW・国外材)	燃料価格の高騰、燃料輸入国における人権問題などを受け撤退
2022年12月	Dバイオマス発電 (0.6万kW・国内材)	燃料価格の高騰を受け撤退 ※2024年4月に別事業者により操業再開
2023年4月	Eバイオマス発電 (国内材)	資材価格の高騰を受け、バイオマス発電事業計画を中止
2024年4月	Fバイオマス発電 (0.2万kW・国内材)	燃料価格の高騰を受け撤退 ※2024年8月に別事業者により操業再開
2024年4月	Gバイオマス発電 (0.08万kW・国内材)	燃料価格の高騰を受け撤退

出所：バイオマス発電事業者協会「第88回調達価格等算定員会 バイオマス発電の現状と要望」(2023年10月27日)、各種報道資料を基に事務局作成

# バイオマス | FIT制度変更

- 発電コストの大半を燃料費が占めるというコスト構造にあり将来的な自立化が見通しづらい状況にあること、2022年度以降入札がない状況にあること等を踏まえ、2026年度以降のFIT/FIP制度の新規認定において、輸入燃料を中心とする一般木質等（1万kW以上）と液体燃料を支援の対象外とした。

## FIT/FIP制度における2026年度以降のバイオマス発電入札対象範囲

### ■大規模バイオマスを巡る状況に関しては、以下の状況が認められる。

- バイオマス発電の電源の性質として、発電コストの大半を燃料費が占めるというコスト構造にあり、将来的な自立化が見通しづらい状況にある。
- 今年度の本委員会における事業者団体ヒアリングにおいては、事業者団体から、FIT/FIP制度からの自立化のためには、燃料コストの低減が課題との説明があった。一方、特に、入札区分である一般木質等（10,000kW以上）及び液体燃料（全規模）については、国際市場の需給や円安等の影響を強く受けた性質があり、新規の案件形成が大きく進むとは考えにくいとの説明もあった。
- 2024年度に実施したバイオマス第7回入札においても、入札件数は0件となり、2022年度以降、入札件数が0件の状況が続いていることが確認されている。
- 需給調整市場や容量市場を活用することで、FIT/FIP制度によらずに収益を上げることが期待されている電源である。

### ■以上の点を踏まえ、現在入札区分となっている一般木質等（10,000kW以上）及び液体燃料（全規模）は、2026年度以降、FIT/FIP制度の支援の対象外とすることとした。

出所：調達価格等算定委員会「令和7年度以降の調達価格等に関する意見」(2025年2月3日)、各種報道資料を基に事務局作成

### III.供給力編

#### (1)過去分析

原子力

太陽光

風力

バイオマス

水力

地熱

揚水

蓄電池

火力

#### (2)モデルケースの設定

## 中小水力 | FIT/FIP累計導入量の推移（過去トレンド）

- FIT開始以降、中小水力のFIT/FIP導入量は2012年以降順調に増加しており、ダム建設にかかる初期コストや長期の開発期間も不要な中小水力の導入拡大が期待される。



出所：第90回 調達価格等算定委員会「中小水力発電について」を基に事務局作成

## 中小水力 | 3万kW未満水力のリパワリング実績

- ・3万kW未満の水力発電所において、2015年以降のリパワリングによる出力増加分の実績は下記のとおり。
- ・発電所によってバラつきはあるものの、増加率は平均して14%程度である。

分類	発電所名	リパワリング前 (万kW)	リパワリング後 (万kW)	運開年	増加率
中小水力 (~3万kW)	発電所A	2.7	2.85	2016	<b>6%</b>
	発電所B	2	2.1	2018	<b>5%</b>
	発電所C	0.415	0.465	2021	<b>12%</b>
	発電所D	2	2.31	2022	<b>16%</b>
	発電所E	0.7	0.83	2022	<b>19%</b>
	発電所F	1.95	2.079	2023	<b>7%</b>
	発電所G	0.15	0.22	2024	<b>47%</b>
	発電所H	2	2.13	2024	<b>6%</b>
	発電所I	1.56	1.77	2024	<b>13%</b>
	<b>平均増加率</b>				<b>14%</b>

出所：各種公表情報を基に事務局作成

## 中小水力 | 3万kW以上水力のリパワリング実績

- ・3万kW以上の水力発電所において、2015年以降のリパワリングによる出力増加分の実績は下記のとおり。
- ・発電所によってバラつきはあるものの、増加率は平均して4%程度である。

分類	発電所名	リパワリング前 (万kW)	リパワリング後 (万kW)	運開年	増加率
大水力 (3万kW~)	発電所A	4	4.13	2015	<b>3%</b>
	発電所B	3.49	3.53	2016	<b>1%</b>
	発電所C	4.6	4.67	2017	<b>2%</b>
	発電所D	4.53	4.72	2018	<b>4%</b>
	発電所E	5.12	5.41	2020	<b>6%</b>
	発電所F	5.15	5.25	2021	<b>2%</b>
	発電所G	3.7	3.95	2022	<b>7%</b>
	発電所H	4	4.23	2022	<b>6%</b>
	発電所I	3.15	3.25	2024	<b>3%</b>
	<b>平均増加率</b>				<b>4%</b>

出所：各種公表情報を基に事務局作成

### III.供給力編

#### (1)過去分析

原子力

太陽光

風力

バイオマス

水力

地熱

揚水

蓄電池

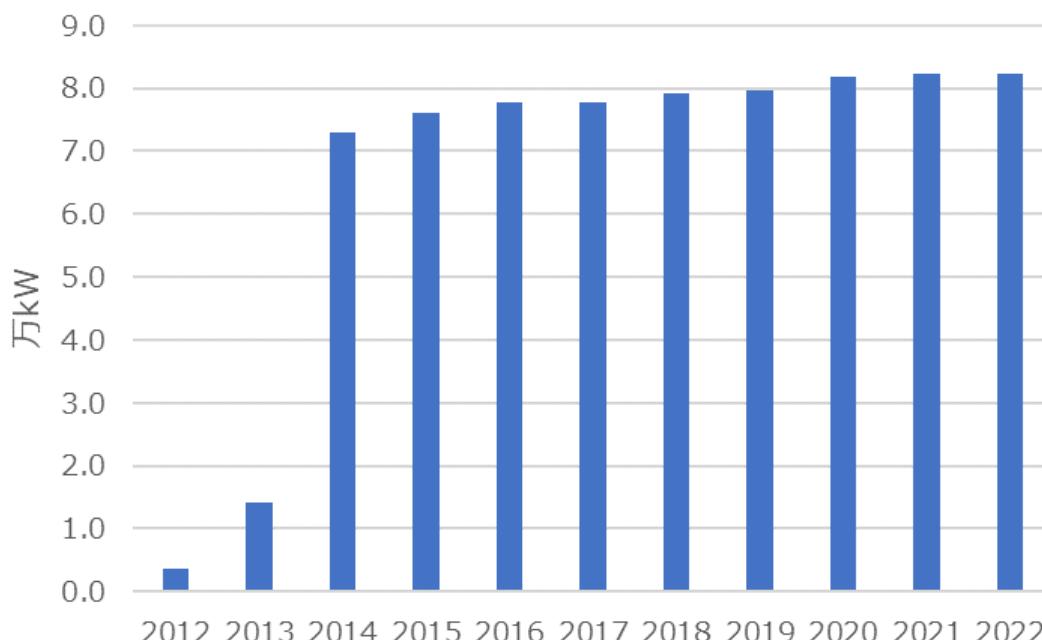
火力

#### (2)モデルケースの設定

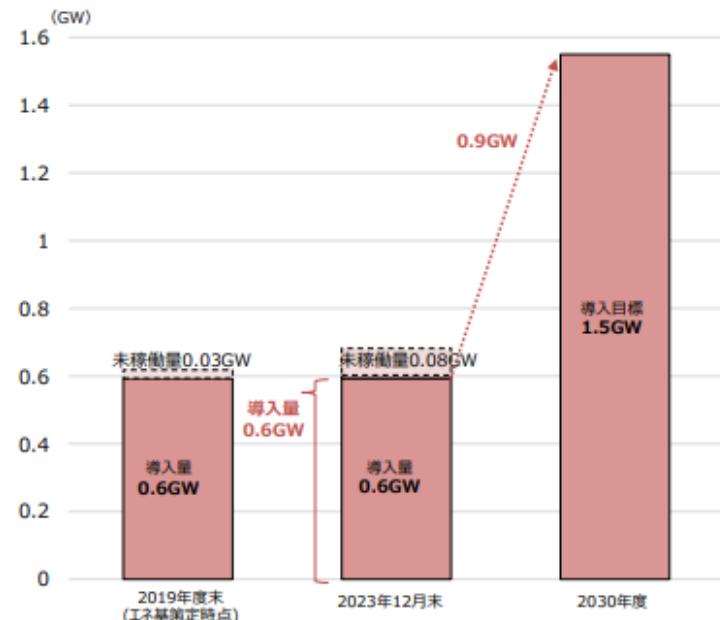
# 地熱 | FIT/FIP累計導入量の推移（過去トレンド）

- FIT制度開始後の2014年に導入量が増加したものの、2014年以降の導入量は約1万kWであり、FIT制度開始以降の累計導入量は約8万kWとなっている。
- 全体の導入量としては60万kW程度となっており、大半である50万kWはFIT以前に導入されたものである。

地熱発電のFIT/FIP累計導入量



地熱発電の導入状況



※ 導入量は、FIT前導入量0.5GWを含む。 ※ FIT/FIP認定量及び導入量は速報値。

出所：第91回 調達価格等算定委員会「地熱発電について」を基に事務局作成

# 地熱 | JOGMECによる従来型地熱の支援強化

- 地熱発電の導入に向けて、JOGMECは、これまでの先導的資源量調査の継続実施に加えて、JOGMEC自ら噴気試験を実施し、事業確度を高めるための取り組みを行う。

## 3. 従来型地熱に関する施策

### 3-2 JOGMECによる支援体制の強化

#### <残された有望なエリアへの支援>

- 過去のNEDO等既往調査結果の活用が、事業者による探査事業や新規地熱発電所の運転開始に繋がっている状況。
- 自然公園内等、情報・アクセス・社会環境等の面から事業者が参入しづらいエリアにおけるポテンシャル評価が不可欠であり、それらは民間企業単独での調査はリスクが高い。
- 近年、取組みを強化しているJOGMEC先導的資源量調査の継続実施に加えてJOGMEC自らが噴気試験を実施、資源の賦存に関するより確度の高い情報を取得して早期の開発に繋げる。

#### <我が国の地熱資源量の分布>

地域の分類	地熱資源量（万kW）
特別保護地区	700
特別地域	1,030
第1種	260
第2種	250
第3種	520
普通地域	110
国立・国定公園外	500
合計	2,340

自然公園内に  
8割の資源量が存在

これまで発電規模  
1,000kW以上の開  
発が進められていた  
主な地域

自然環境や温泉事業者への配慮を前提として、特別地域の調査加速が地熱発電の開発促進に不可欠。

- ①特別地域内の資源量調査の加速化
  - ②特別地域内での開発促進に向けた課題の特定および対応
- など効率的に開発を行うための支援が重要。

#### <JOGMECによる噴気試験について>



- ✓ JOGMECがこれまで先導的調査で実施してきた地表調査及び掘削調査に加えて、温泉法の許認可等を取得して噴気試験まで実施。
- ✓ 資源の賦存に関するより確度の高い情報を取得して早期の開発に繋げる。

出所：資源エネルギー庁「資源・燃料政策を巡る状況について」（令和6年11月）

# 地熱 | 次世代型地熱発電技術への期待

- 資源エネルギー庁は次世代型地熱発電技術として、EGS、クローズドループ、超臨界地熱等を挙げて技術開発を支援する方針である。

## ＜主な次世代型地熱技術＞

	従来型地熱領域		次世代型地熱領域		
	人工涵養 Treatment Injection	EGS Enhanced Geothermal Systems	クローズドループ Closed-loop Geothermal System	超臨界地熱 Supercritical Geothermal	カーボンリサイクルCO <sub>2</sub> EGS using Carbon Dioxide
概要	地熱貯留層に人工的に水を圧入し、その蒸気を発電に利用。	地熱層貯留層を人工造成し、水を圧入・蒸気生産させて発電に利用。	亀裂のない高温の地熱層に坑井掘削し、流体を循環させ発電に利用。	マグマ上部の高温・高圧の流体(超臨界热水)を発電に利用。	EGS(高温岩体)の貯留層造成・熱回収にCO <sub>2</sub> を用いる。
現状	R6年福島・柳津西山地熱発電所で3年8ヶ月注水し効果を確認。	1984年～NEDO等が山形県肘折で、1989年～電中研等が秋田県雄勝で実証。	同軸二重管はH3年旧資源研が実証(370kW)。マルチラテラルは独で実証中。	NEDOによる調査・研究を実施中。有望地域4地点で資源量評価を実施。	JOGMECによる基礎研究段階。

The diagram illustrates five different geothermal energy systems based on their depth and operational principles:

- 1. 人工的に水を圧入 (Artificial injection of water):** Shows water being injected into a reservoir at 1km depth.
- 2. 人工的に亀裂を造成 (Artificial fracture creation):** Shows fractures being created in a reservoir at 1.5-2km depth.
- 3. 2坑井を繋ぐか、1坑井で流体を循環 (Connect two wells or circulate fluid through one well):** Shows a fracture network between two wells or a single well being used for circulation at 3km depth.
- 4. 超臨界地熱 (Supercritical geothermal):** Shows supercritical steam being produced from magma at 3-6km depth.
- 5. CO<sub>2</sub>を注入 (CO<sub>2</sub> injection):** Shows CO<sub>2</sub> being injected into a reservoir at 3-6km depth.

The vertical axis represents depth from the surface (地表) to 6km, with temperature increasing with depth. The horizontal axis represents the horizontal distance across the geological cross-section.

出所：資源エネルギー庁「資源・燃料政策を巡る状況について」（令和6年11月）

# 地熱 | 従来型地熱導入に向けた課題

- 地熱発電の普及を阻害する大きな要因のとして、開発（特に掘削）におけるリスク/コストの高さや、地域理解の醸成や自然環境に関する制約が存在。
- 上記の阻害要因を踏まえ、JOGMECが12年と想定している中で、実際の開発にはより長期の期間がかかる例も存在している。

## 地熱発電の進捗遅延理由

### □ ステークホルダーの理解取得の難しさ

- 地域理解が得られず、調査に取り掛かれない地点がある

### □ 掘削リスク

- 昨今の資材高騰、人件費増により掘削コストが上昇（調査開始判断時の2倍超となるケースもある）
  - 費用負担の大きさから1~2本の掘削結果をもって以降の調査を断念する事業者もあった

### □ 自然環境の制約

- 地熱資源は東北・北海道、九州の山間地に偏在しており、現調査地点は機材搬入路の作設が必要な積雪地が多い
  - 積雪地では作業期間は5月中旬から11月末までのため調査が長期化



## 地熱発電の導入状況

### □ A地域実績工程（調査開始から運転まで16年）

年度	2011-17	2018	2019	2020	2021	2022-26	□ 7.5年		□ 2.5年		□ 6年	
							地表調査 調査井7坑 噴気試験	生産井1 還元井1 半量噴気 環境アセス 系統入札/開札	環境アセス	実証試験 FIT申請 保安林解除申請 系統接続契約	生産井1 坑井噴気 詳細設計 系統個別交渉	建設

- NEDO促進調査を導入したB地域、C地域では促進調査後の開発判断以降、調査・建設期間は各々12年、10年を要している→積雪、寒冷地では地表調査から開始するとA地域と同様の期間はかかる

フェーズ	JOGMECモデル	A地域実績	増減	主な増減理由
地域理解	—	(1年)	—	近隣に地熱発電所があり地域理解を得られた
調査・探査	約5年	7.5年	+2.5	アセス判断には複数坑の噴出試験等による詳細な資源量把握が必要
環境アセス	約3~4年	2.5年	-1.5	前倒し環境調査効果により短縮
建設	約3~4年	6年	+3	冬季工事の中断により工期大幅増
開発年数	約12年	16年	+4	※地域理解の期間含まず

- 積雪地では冬季工事が出来ず、通常の約2倍の建設期間を要する

出所：日本地熱協会「地熱発電の推進にむけて」（令和6年7月）

### III.供給力編

#### (1)過去分析

原子力

太陽光

風力

バイオマス

水力

地熱

揚水

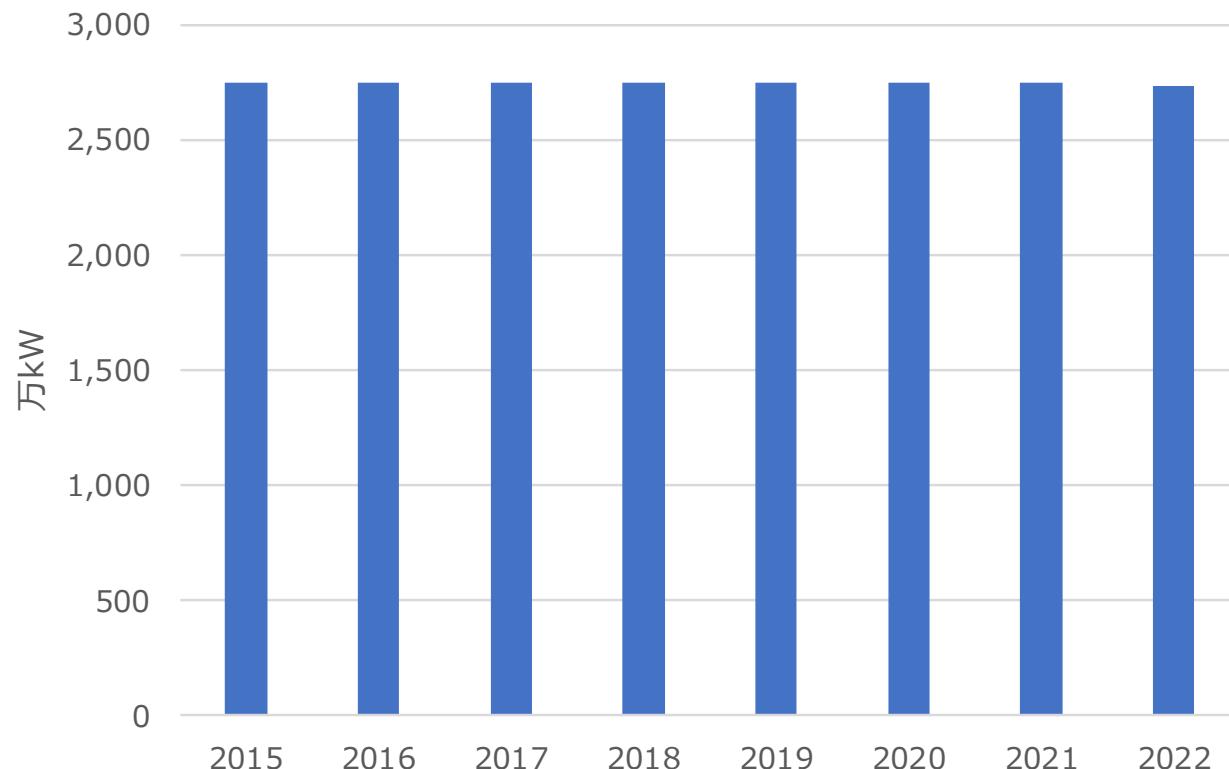
蓄電池

火力

#### (2)モデルケースの設定

## 揚水 | 累計導入量の推移（過去トレンド）

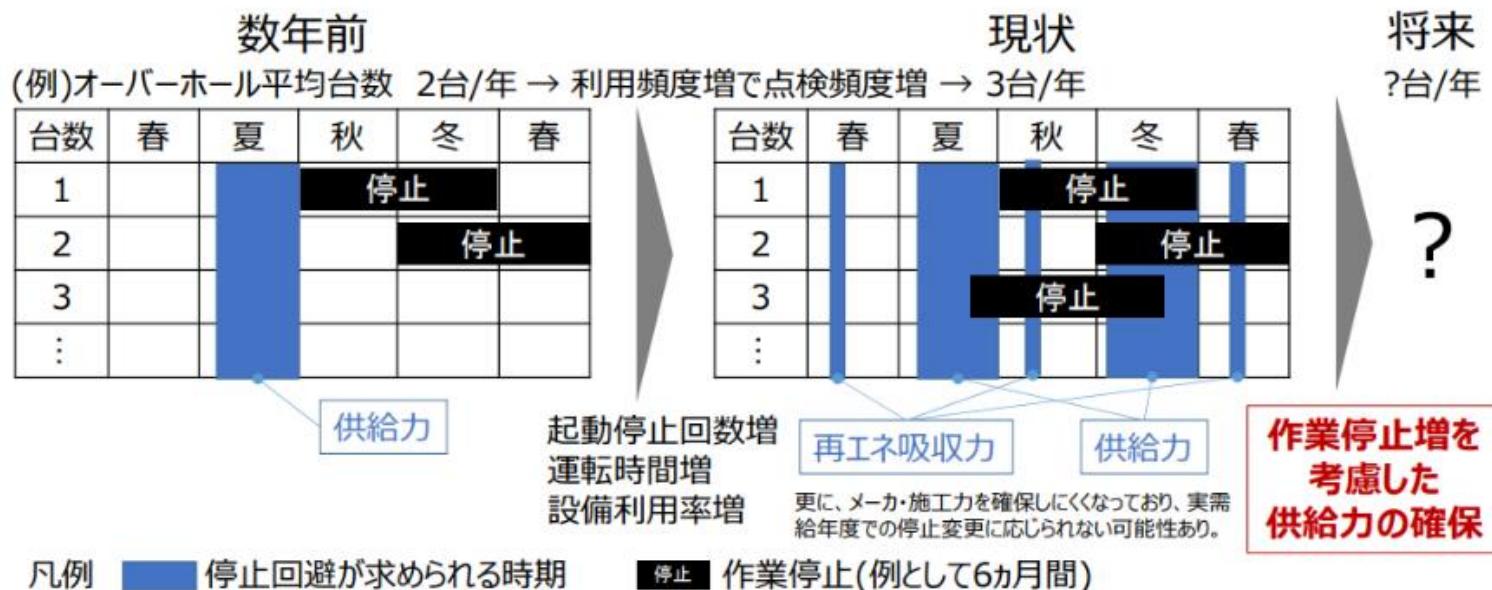
- 揚水の発電容量は、2015年以降横ばいに推移している一方、再エネの導入拡大に伴い稼働が増え、点検による停止が増えているという報告もある。



出所：電力調査統計表を基に事務局作成

## 7. 将来に向けた課題：保安に必要な作業停止

- 再エネ大量導入により揚水発電所の稼働が増加(点検・修理頻度の増加)。
- しかも、供給力確保の役割として夏期・冬期に、再エネ吸収力確保の役割として春期・秋期に稼働を求められ、一年中稼働が期待されている状況。
- 再エネ大量導入以前は、夏期の供給力確保のみが求められていたため、それ以外の時期に点検・修理のための停止(作業停止)を調整できたが、現在は作業停止のスケジュールを組むことが困難になりつつある。
- 保安を維持するための作業停止を考慮した供給力の確保が必要ではないか。



©TEPCO Renewable Power, Inc. All Rights Reserved. 目的外使用・無断転載はご遠慮ください。2023.6.13 東京電力リニューアブルパワー株式会社

### III.供給力編

#### (1)過去分析

原子力

太陽光

風力

バイオマス

水力

地熱

揚水

蓄電池

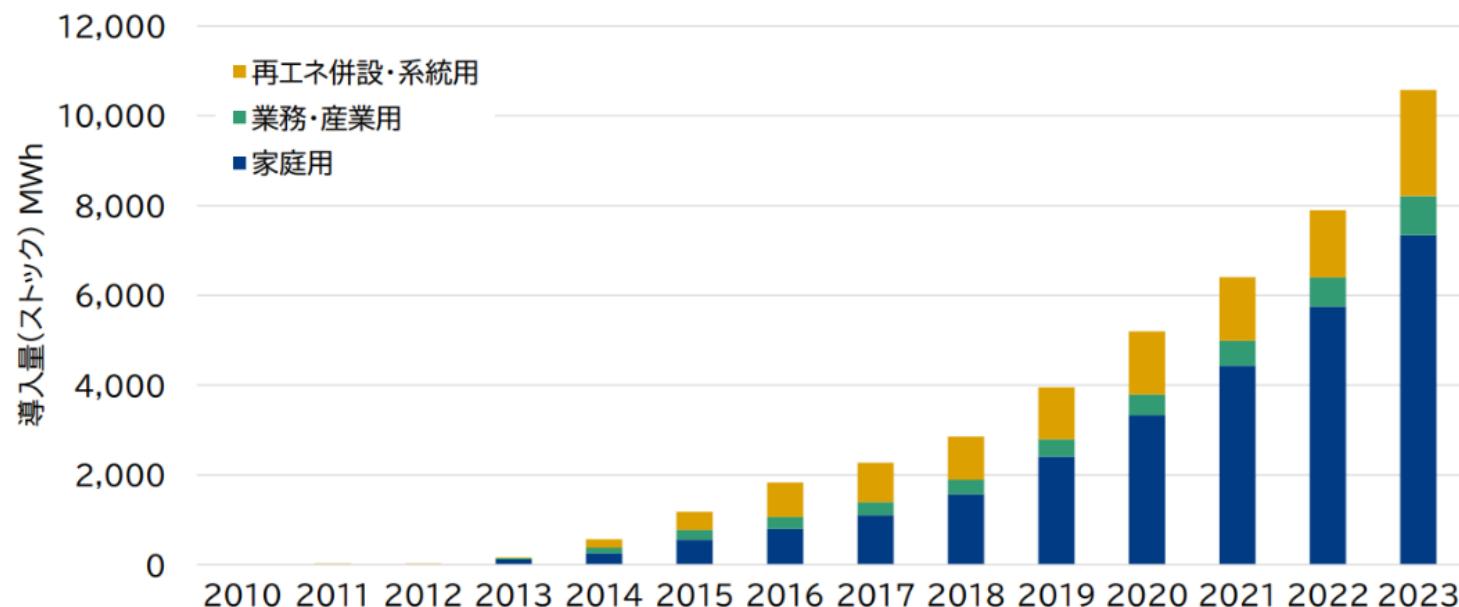
火力

#### (2)モデルケースの設定

## 蓄電池 | 累計導入量の推移（過去トレンド）

- 家庭用蓄電池を中心に2013年以降毎年1GWh程度増加しており、累積導入量は10GWh超まで拡大している。

国内の定置用蓄電システム導入量実績<sup>※1、2</sup>(ストック<sup>※3</sup>) [MWh]



出所：三菱総合研究所 2024年度 定置用蓄電システム普及拡大検討会の結果とりまとめ（案）(2025年1月30日)を基に事務局作成

# 蓄電池 | 導入支援 環境共創イニシアティブ補助実績

- 蓄電池に係るSII補助金としては、至近2年で合計300億円程度の支援が予定されており、時間容量で150万kWh相当\*（設備容量50万kW相当）となる。

\* 設備投資額に対する補助金割合50%、kWhあたり4万円、放電可能時間3時間として計算

## 令和3年度補助実績

エリア	事業概要（導入設備）	補助金の額（億円）	想定事業規模（万kWh）
北海道	蓄電システム	1.4	0.7
北海道	蓄電システム	25.0	12.5
北海道	蓄電システム	1.0	0.5
北海道	蓄電システム	7.3	3.7
東北	蓄電システム	14.3	7.2
東北	蓄電システム	7.8	3.9
中部	蓄電システム	12.2	7.0
中部	蓄電システム	25.0	11.3
九州	蓄電システム	1.4	0.7
九州	蓄電システム	0.9	0.5
九州	蓄電システム	25.0	12.5
九州	蓄電システム	1.2	0.6

## 令和4年度補助実績

エリア	事業概要（導入設備）	補助金の額（億円）	想定事業規模（万kWh）
北海道	蓄電システム	10.3	5.2
北海道	蓄電システム	25.0	12.5
北海道	蓄電システム	25.0	12.5
東京	蓄電システム	1.9	0.9
東京	蓄電システム	2.0	1.0
東京	蓄電システム	25.0	12.5
中部	蓄電システム	12.0	6.0
関西	蓄電システム	2.6	1.3
関西	蓄電システム	8.1	4.1
関西	蓄電システム	16.0	8.0
四国	蓄電システム	11.4	5.7
九州	蓄電システム	21.2	10.6
九州	蓄電システム	8.7	4.4
九州	蓄電システム	2.3	1.2
九州	蓄電システム	1.9	0.9

# 蓄電池 | 導入支援 長期脱炭素電源オークション約定実績

- 23年度長期脱炭素オークションでは109万kWの蓄電池が落札され、28年度までに導入されると見込まれる。

## 長期脱炭素電源オークション約定結果

電源種		応札	落札	不落札
既設火力の改修	水素混焼	5.5万kW	5.5万kW	—
	アンモニア混焼	77.0万kW	77.0万kW	—
蓄電池		455.9万kW	109.2万kW	346.7万kW
揚水		83.8万kW	57.7万kW	26.1万kW
原子力		131.6万kW	131.6万kW	—
水素10%混焼LNG		6.8万kW	—	6.8万kW
バイオマス専焼		19.9万kW	19.9万kW	—
脱炭素電源の合計		<b>780.5万kW</b>	<b>401.0万kW</b>	<b>379.6万kW</b>
LNG		575.6万kW	575.6万kW	—
合計		<b>1,356.2万kW</b>	<b>976.6万kW</b>	<b>379.6万kW</b>

出所：OCCTO「長期脱炭素電源オークション約定結果（応札年度：2023年度）」、「2023年度供給計画で用いる太陽光・風力・自流式水力・揚水式水力のエリア別調整係数」などを基に事務局作成

# 蓄電池 | 接続検討状況

- 系統用蓄電池の接続検討等の受付状況として、接続検討受付が約9,500万kW（2023年12月末比で約3.5倍）、接続契約受付が約800万kW（2023年12月末比で約2.7倍）となっている。

## 系統用蓄電池の接続検討等の受付状況



(※) 一般送配電事業者において集計したデータを元に、資源エネルギー庁において作成。

(※) 接続検討のすべてが系統接続に至るものではない。

(※) 数値は小数点第1位を四捨五入した値。

出所：資源エネルギー庁次世代電力システムワーキンググループ第2回資料3「系統用蓄電池の迅速な系統連系に向けて」（2025年3月17日）を基に事務局作成

### III.供給力編

#### (1)過去分析

原子力

太陽光

風力

バイオマス

水力

地熱

揚水

蓄電池

火力

#### (2)モデルケースの設定

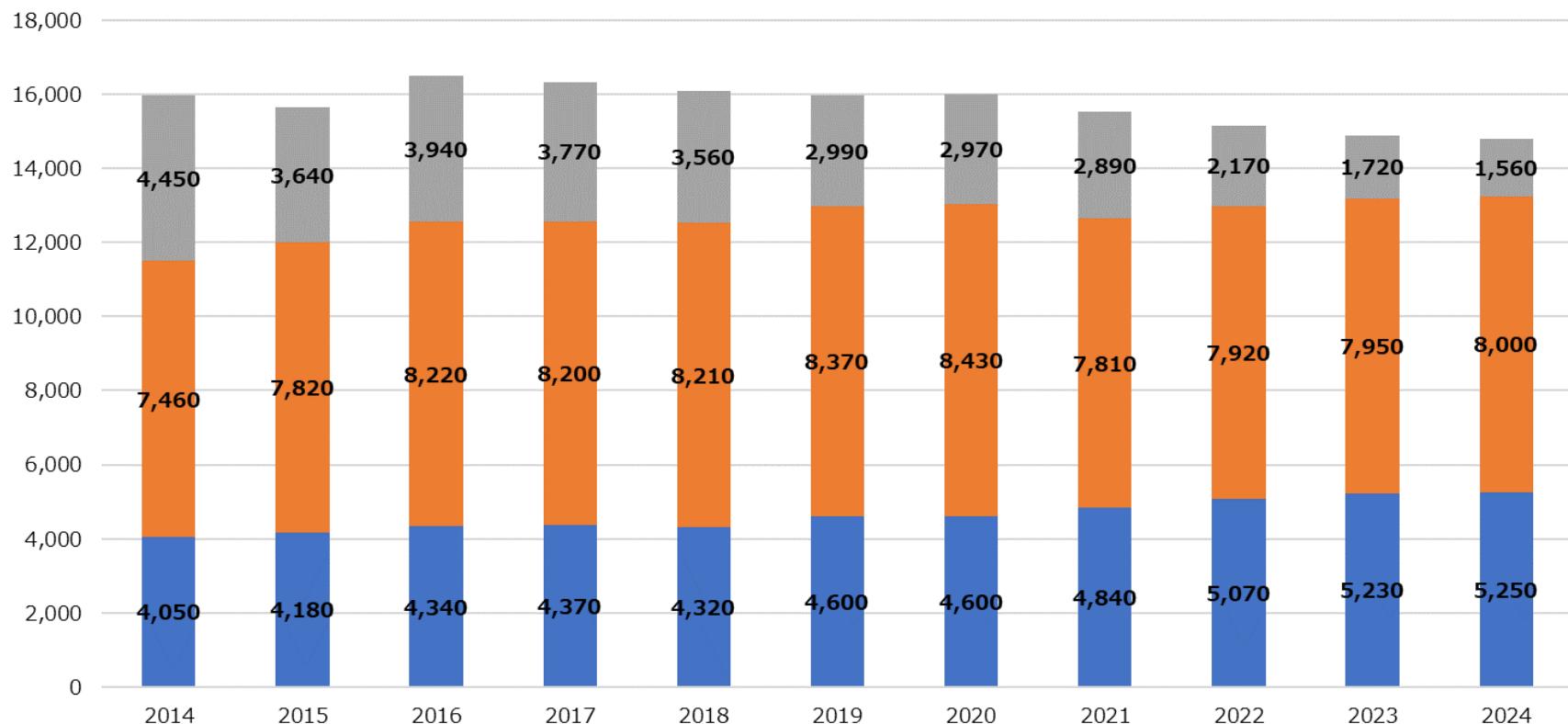
## 過去トレンド | 火力設備の推移

- 2014年度以降の火力発電所の設備容量の推移は以下のとおりであり、2020年度以降、減少傾向にある。

火力発電所の設備容量推移

単位：万kW

■ 石炭 ■ LNG ■ 石油等

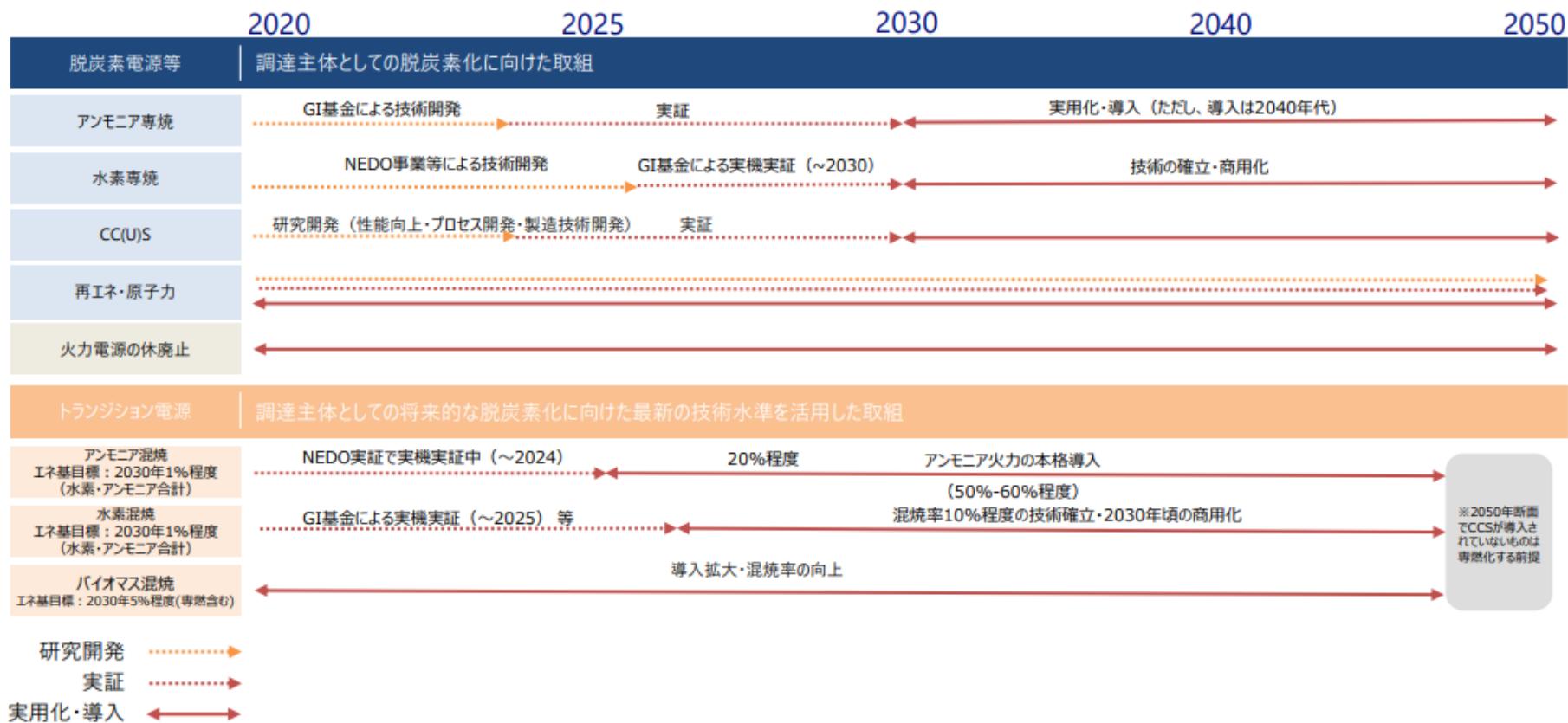


出所：OCCTO「供給計画の取りまとめ」に基づき日本総研作成

# 火力設備の脱炭素動向

- 火力設備の脱炭素化は、アンモニアもしくは水素の混焼/専焼化もしくはCCS設備の設置によって実現することが期待されている。

## 電力分野の脱炭素化に向けたトランジション・ロードマップ<sup>†</sup>



出所：エネ庁「今後の火力政策について」に基づき日本総研作成

# 参考. 大手電力事業者の脱炭素目標①

会社名	2050年 CN目標	実施手法	
北海道電力	あり	2050年まで	水素・アンモニアの混焼拡大・専焼化、CCUSの活用、経年火力の休廃止
東北電力	あり	2050年まで	石炭火力のバイオマス・アンモニア燃料への転換、LNG火力の水素燃料への転換、CCS/CCUSの活用、経年火力の新陳代謝
東京電力	あり	—	(JERAに準拠)
中部電力	あり	—	(JERAに準拠)
北陸電力	あり	2030年まで	石炭火力でのバイオマス混焼拡大 (+15億kWh/年)、石炭火力のLNG化
		2050年まで	バイオマス専焼化、アンモニア・水素等への転換、CCUSの利用、非効率火力のリプレース
関西電力	あり	2050年まで	セロカーボン燃料（水素・アンモニア等）への移行、CCUS技術の適用
中国電力	あり	2030年まで	非効率石炭火力休廃止
		2040年まで	石炭火力のアンモニア20%混焼、LNG火力の10%水素混焼
		2050年まで	石炭火力のバイオマス専焼化・IGFC（石炭ガス化燃料電池複合発電）+CCUS/カーボンリサイクル等の活用・アンモニア専焼化、LNG火力の水素専焼化

出所：各企業のHP公表情報に基づいて日本総研作成

## 参考. 大手電力事業者の脱炭素目標②

会社名	2050年 CN目標	実施手法	
四国電力	あり	2030年まで	非効率石炭火力のフェードアウト
		2050年まで	水素・アンモニアの混焼拡大・専焼化
九州電力	あり	2030年まで	非効率石炭火力のフェードアウト
		2050年まで	水素・アンモニアの混焼拡大・専焼化、CCUSの活用
JERA※	あり	2030年まで	非効率石炭火力の停廃止、アンモニア混焼比率20%
		2035年まで	アンモニア混焼比率50%
		2050年まで	アンモニア専焼、水素混焼/専焼
電源開発	あり	2040年まで	老朽化電源のフェードアウト、水素アップサイクル（既存資産へのガス化炉追加）
		2050年まで	バイオマス混焼・アンモニア混焼の拡大、水素混焼/専焼

※脱炭素化技術の着実な進展と経済合理性並びに整合性およびその実現化における事業環境が前提

出所：各企業のHP公表情報に基づいて日本総研作成

# 参考. 脱炭素化が公表されている火力発電所一覧①

発電所名	発電事業者	脱炭素方針	
苫東厚真発電所 4	北海道電力	2030年度：アンモニア20%混焼 2030年代後半：アンモニア50%混焼 2040年代：アンモニア専焼	
石狩湾新港 2	北海道電力	2040年代前半：水素20-50%混焼 2040年代末：水素専焼	
東新潟 6	東北電力	2040年代前半：水素20-50%混焼 2040年代後半：水素専焼	
南港発電所 1	関西電力	シナリオ 1	2030年代後半：CCS（全量回収）
		シナリオ 2	2030年代後半：水素20-50%混焼 2040年代半ば：水素専焼
南港発電所 2	関西電力	シナリオ 1	2040年代後半：CCS（全量回収）
		シナリオ 2	2030年代後半：水素20-50%混焼 2040年代半ば：水素専焼
南港発電所 3	関西電力	シナリオ 1	2040年代半ば：CCS（全量回収）
		シナリオ 2	2030年代後半：水素20-50%混焼 2040年代半ば：水素専焼
柳井発電所新 2	中国電力	2039年度頃：水素20-50%混焼 2050年度頃：水素専焼	
碧南火力発電所 4	JERA	2027年度：アンモニア20%混焼 2030年代半ば：アンモニア50%以上混焼 2040年代：アンモニア専焼	
碧南火力発電所 5	JERA	2029年度：アンモニア20%混焼 2030年代前半：アンモニア50%以上混焼 2040年代：アンモニア専焼	
知多火力発電所 7	JERA	2030年代前半：水素10%混焼 2040年代：水素専焼	
知多火力発電所 8	JERA	2030年代前半：水素10%混焼 2040年代：水素専焼	
磯子火力発電所 1	電源開発	2035年以降：水素混焼	

出所：各企業のHP公表情報に基づいて日本総研作成

## 参考. 脱炭素化が公表されている火力発電所一覧②

発電所名	発電事業者	脱炭素方針	
磯子火力発電所 2	電源開発	2035年以降：水素混焼	
竹原火力発電所 1	電源開発	2030年以降：バイオマス混焼拡大 + CCS	
松島火力発電所 2	電源開発	2035年以降：IGCC+CCS	
松浦火力発電所 2	電源開発	2030年以降：アンモニア/CCS	
石川石炭火力発電所 1	電源開発	2035年以降：IGCC+CCS	
石川石炭火力発電所 1	電源開発	2035年以降：IGCC+CCS	
千葉袖ヶ浦パワー 1	東京ガス	シナリオ 1	2040年代前半：e-methane10%混焼 2040年代後半：e-methane100%専焼
		シナリオ 2	2040年代前半：水素20-50%混焼 2040年代後半：水素専焼
		シナリオ 3	2040年代前半：CCS50%回収 2040年代後半：CCS100%回収
姫路天然ガス発電所 3	大阪ガス	2040年代：e-methane10-20%混焼 2040年代：e-methane40-50%混焼 2050年度：e-methane100%専焼	
神戸発電所 1	コベルコパワー神戸	2029年度：アンモニア20%混焼 2040年代：アンモニア専焼	
神戸発電所 2	コベルコパワー神戸	2029年度：アンモニア20%混焼 2040年代：アンモニア専焼	
三池発電所 2	CEFH2	2029年度：水素35%混焼	
三池発電所 3	CEFH2	2030年代前半：水素専焼	

出所：各企業のHP公表情報に基づいて日本総研作成

### III.供給力編

(1)過去分析

(2)モデルケースの設定

# 供給力モデルケース①（原子力）

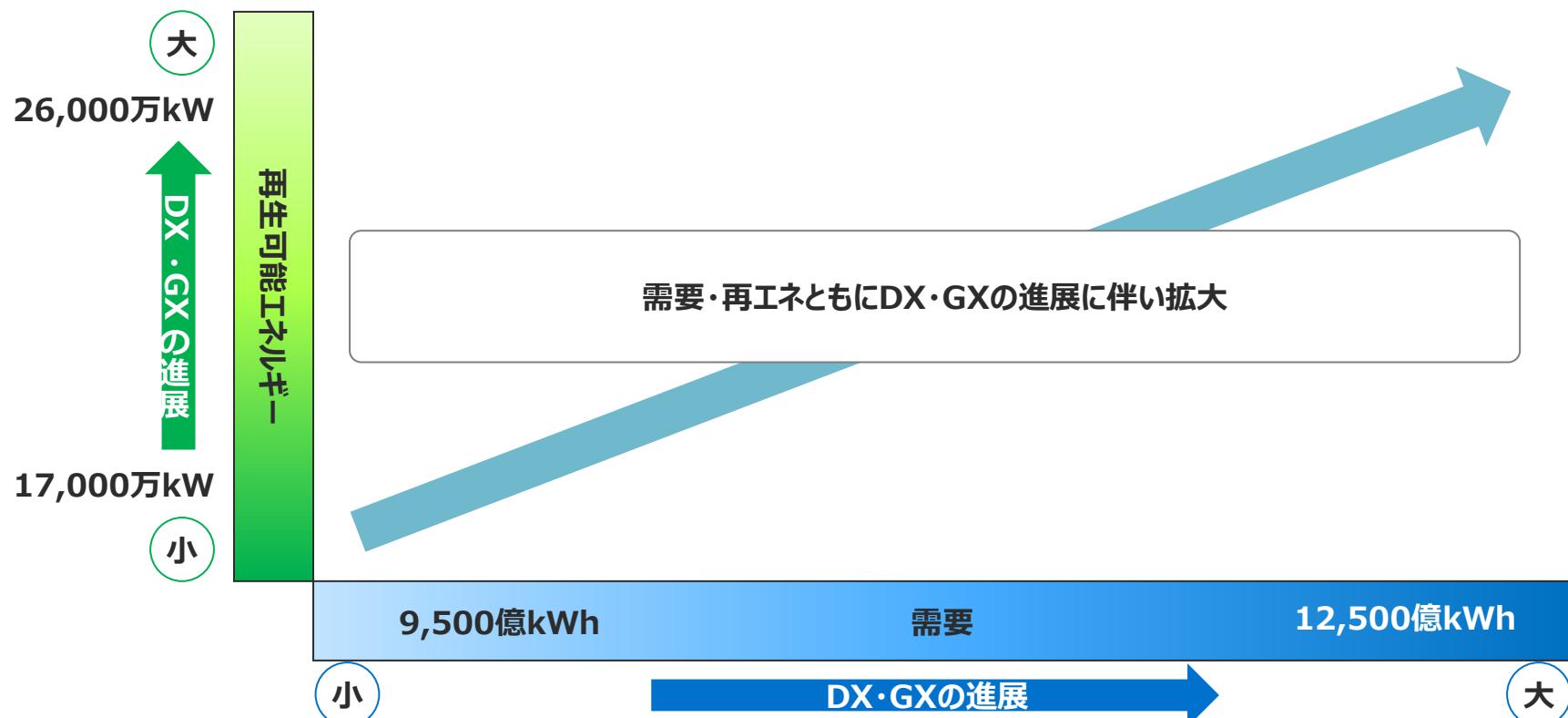
- 技術検討会社の想定及びそれに基づくモデルケースにおける原子力の設定は以下のとおり。

2040年想定(電力需要に対する割合または万kW)		2050年想定(電力需要に対する割合または万kW)		2040年モデルケース(万kW)		2050年モデルケース(万kW)			
RITE	デロイト	RITE	デロイト	9,000 億kWh	11,000億 kWh	9,500 億kWh	10,500億 kWh	11,500億 kWh	12,500億 kWh
H M L — 20%	H M L — 20%	H M L — 3,100	M — 3,700		3,300 (20%) — 2,700 (20%)	3,700 (26%) — 2,300 (16%)	3,700 (24%) — 2,300 (15%)	3,700 (21.5%) — 2,300 (13.5%)	3,700 (20%) — 2,300 (12.5%)

ケース		主な前提条件
RITE	共通	・2040年：総需要の20%、2050年：Midでは、2040年と同じ総需要の20%。High、Lowでは、Midと同じ設備容量と想定
デロイト	Mid	・60年運転（リプレースあり） ・Highケースは想定不可
	Low	・60年運転（リプレースなし）
2040年	共通	・（共通）設備利用率80%、所内率4%
2050年	共通	・技術検討会社の想定の最大・最小の幅を採用

## 再エネモデルケースの設定の考え方

- 需要モデルケースにおいては、主にDX・GXの進展度合いに応じて電力需要も拡大するという世界観に基づき設定されていることから、供給力側のモデルについてもその世界観と整合的となるように設定する。
- 具体的には、技術検討会社2社ともに再エネ大ケースは需要大ケースを前提に、再エネ小ケースは需要小ケースを前提に想定していることに加え、需要増加の最も大きな要因となっているデータセンターの新設と再エネ開発がセットで進もうとしている至近の状況を踏まえ、需要と再エネの拡大が連動するように再エネのモデルケースを設定する。

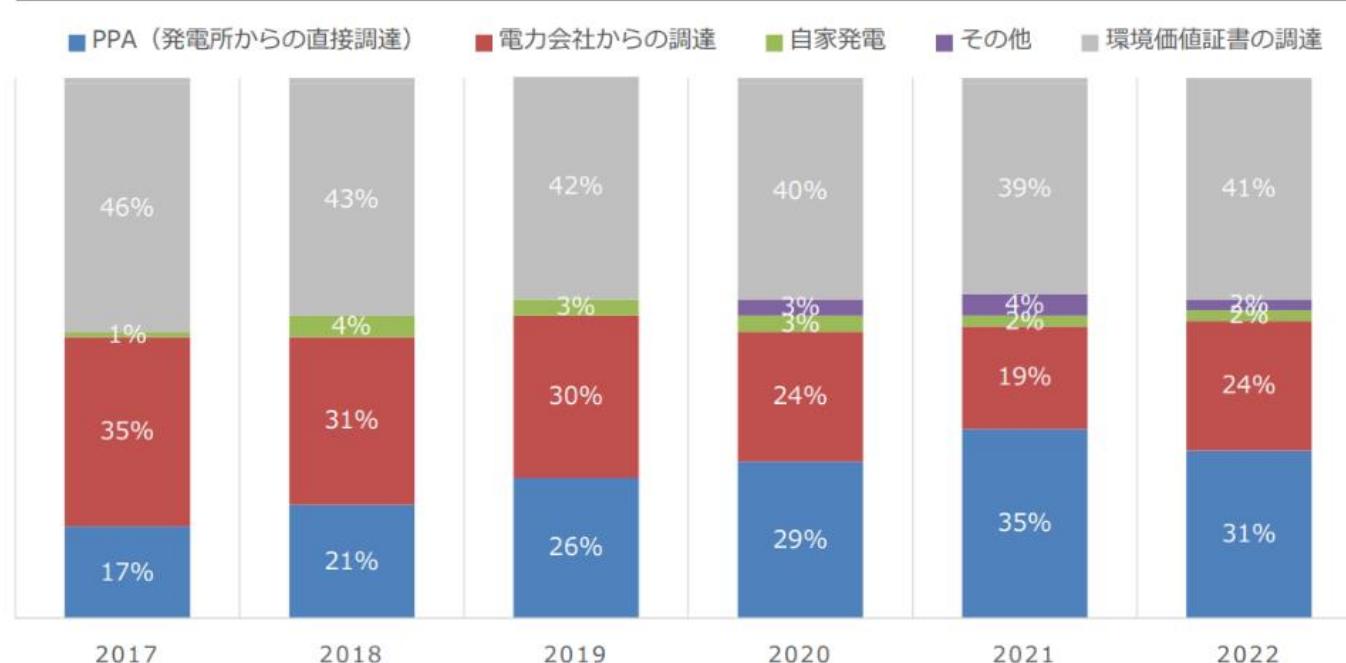


# 参考. 再エネ導入量と電力需要の関係

## 世界では脱炭素電源を直接調達する企業が増加

- 世界のRE100企業では、発電所から直接電力を調達するPPAが増加傾向にある。
- データセンターを運営する外資系企業からは、日本は他国と比較して大規模なPPAが限局的である、新たな再エネ設備への投資を促す効果である「追加性」を重視している、といった指摘がある。

RE100企業の主な再エネ調達手法の推移（世界）



(出所) RE100 Annual Disclosure Report 2023を基に経産省作成

出所：電力需要について（令和6年6月6日 資源エネルギー庁）

# 供給力モデルケース（再生可能エネルギー合計）

- 技術検討会社およびモデルケースにおける、再生可能エネルギー合計の設定は以下のとおり。

2019年時点	2040年想定(万kW)		2050年想定(万kW)		2040年モデルケース(万kW)		2050年モデルケース(万kW)			
	デロイト	RITE	デロイト	RITE	9000億kWh	11,000億kWh	9,500億kWh	10,500億kWh	11,500億kWh	12,500億kWh
— 8710	H—22500 M—20500 L—18700	H—19400 M—16400 L—14900	H—25700 M—24300 L—22700	H—25700 M—20900 L—17200	15000	22500	17000	20000	23000	26000

## 主な前提条件

RITE	<ul style="list-style-type: none"> <li>(共通) 2050年GHG排出量▲90%達成</li> <li>シナリオごとのCCS貯蔵量、原子力稼働量上限制約の下、シナリオ毎の再エネコストおよび年間拡大制約を想定し、コスト最小化で導入量を内生計算</li> <li>再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh, 2050年 需要 9,500億kWh</li> <li>再エネ中：2040年 需要 9,800億kWh, 2050年 需要 11,000億kWh</li> <li>再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh, 2050年 需要 12,500億kWh</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>(共通) 2050年のCO2排出量ゼロ、CCS貯蔵量上限1.80億トン</li> <li>シナリオごとの原子力稼働量の想定の下、コスト最小化の条件のもと導入量を内生計算</li> <li>再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh, 2050年 需要 9,500億kWh</li> <li>再エネ中：2040年 需要 10,000億kWh, 2050年 需要 11,500億kWh</li> <li>再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh, 2050年 需要 12,500億kWh</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>2040年、2050年ともに個別電源ごとのモデルケースにおける想定導入量を合算</li> </ul>

# 供給力モデルケース（太陽光合計（需要地併設型+事業用））

239

- 技術検討会社の想定及びそれに基づくモデルケースにおける太陽光の設定は以下のとおり。

2019年 時点	2040年想定 (万kW)		2050年想定 (万kW)		2040年モデルケース (万kW)		2050年モデルケース (万kW)			
	デロイト	RITE	デロイト	RITE	9000億 kWh	11,000 億kWh	9,500億 kWh	10,500億 kWh	11,500億 kWh	12,500億 kWh
— 5580	H — 15400 M — 14000 L — 13000	H — 14400 M — 11800 L — 10400	H — 17200 M — 16600	H — 18300 M — 14600 L — 11700	10500	15500	12000	14000	16000	18000

## 主な前提条件

RITE	<ul style="list-style-type: none"> <li>(共通) 2050年GHG排出量▲90%達成</li> <li>シナリオごとのCCS貯蔵量、原子力稼働量上限制約の下、シナリオ毎の再エネコストおよび年間拡大制約を想定し、コスト最小化で導入量を内生計算</li> <li>再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh, 2050年 需要 9,500億kWh</li> <li>再エネ中：2040年 需要 9,800億kWh, 2050年 需要 11,000億kWh</li> <li>再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh, 2050年 需要 12,500億kWh</li> </ul>
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> <li>(共通) 2050年のCO2排出量ゼロ、CCS貯蔵量上限1.80億トン</li> <li>シナリオごとの原子力稼働量の想定の下、コスト最小化の条件のもと導入量を内生計算</li> <li>再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh, 2050年 需要 9,500億kWh</li> <li>再エネ中：2040年 需要 10,000億kWh, 2050年 需要 11,500億kWh</li> <li>再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh, 2050年 需要 12,500億kWh</li> </ul>
モデルケース	<ul style="list-style-type: none"> <li>2040年、2050年ともに技術検討会社の想定幅に基づき設定</li> </ul>

## 供給力モデルケース②（併設型太陽光）

- 技術検討会社の想定及びそれに基づくモデルケースにおける併設型太陽光の設定は以下のとおり。

2019年時点	2040年想定(万kW)		2050年想定(万kW)		2040年モデルケース(万kW)		2050年モデルケース(万kW)			
	デロイト	RITE*	デロイト	RITE*	9000億kWh	11,000億kWh	9,500億kWh	10,500億kWh	11,500億kWh	12,500億kWh
— 1170	H M L — 7700 6700 5800	H M L — 3400 3100 2800	H M L — 9300 8800 8000	H M L — 4400 4000 3600	3500	7000	4500	6000	7500	9000

\*RITEの需要地併設型の太陽光は、住宅用のみの値を記載

### 主な前提条件

RITE	<ul style="list-style-type: none"> <li>(共通) 2050年GHG排出量▲90%達成</li> <li>シナリオごとのCCS貯蔵量、原子力稼働量上限制約の下、シナリオ毎の再エネコストおよび年間拡大制約を想定し、コスト最小化で導入量を内生計算</li> <li>再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh, 2050年 需要 9,500億kWh</li> <li>再エネ中：2040年 需要 9,800億kWh, 2050年 需要 11,000億kWh</li> <li>再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh, 2050年 需要 12,500億kWh</li> </ul>
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> <li>(共通) 2050年のCO2排出量ゼロ、CCS貯蔵量上限1.80億トン</li> <li>シナリオごとの原子力稼働量の想定の下、コスト最小化の条件のもと導入量を内生計算</li> <li>再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh, 2050年 需要 9,500億kWh</li> <li>再エネ中：2040年 需要 10,000億kWh, 2050年 需要 11,500億kWh</li> <li>再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh, 2050年 需要 12,500億kWh</li> </ul>
モデルケース	<ul style="list-style-type: none"> <li>2040年、2050年ともに技術検討会社の想定幅に基づき設定</li> </ul>

## 供給力モデルケース③（事業用太陽光）

- 技術検討会社の想定及びそれに基づくモデルケースにおける事業用太陽光の設定は以下のとおり。

2019年時点	2040年想定(万kW)		2050年想定(万kW)		2040年モデルケース(万kW)		2050年モデルケース(万kW)			
	デロイト	RITE*	デロイト	RITE*	9000億kWh	11,000億kWh	9,500億kWh	10,500億kWh	11,500億kWh	12,500億kWh
— 4410	H — 7700 M — 7300 L — 7200	H — 11100 M — 8700 L — 7600	H — 8600 M — 8400 L — 8000	H — 13900 M — 10600 L — 8100	7000	8500	7500	8000	8500	9000

\*RITEの事業用太陽光には、需要地併設型太陽光も一部含む

### 主な前提条件

RITE	<ul style="list-style-type: none"> <li>(共通) 2050年GHG排出量▲90%達成</li> <li>シナリオごとのCCS貯蔵量、原子力稼働量上限制約の下、シナリオ毎の再エネコストおよび年間拡大制約を想定し、コスト最小化で導入量を内生計算</li> <li>再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh, 2050年 需要 9,500億kWh</li> <li>再エネ中：2040年 需要 9,800億kWh, 2050年 需要 11,000億kWh</li> <li>再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh, 2050年 需要 12,500億kWh</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>(共通) 2050年のCO2排出量ゼロ、CCS貯蔵量上限1.80億トン</li> <li>シナリオごとの原子力稼働量の想定の下、コスト最小化の条件のもと導入量を内生計算</li> <li>再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh, 2050年 需要 9,500億kWh</li> <li>再エネ中：2040年 需要 10,000億kWh, 2050年 需要 11,500億kWh</li> <li>再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh, 2050年 需要 12,500億kWh</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>2040年、2050年ともに技術検討会社の想定幅に基づき設定</li> </ul>

## 供給力モデルケース④（陸上風力）

- 技術検討会社の想定及びそれに基づくモデルケースにおける陸上風力の設定は以下のとおり。

2019年時点	2040年想定(万kW)		2050年想定(万kW)		2040年モデルケース(万kW)		2050年モデルケース(万kW)			
	デロイト	RITE	デロイト	RITE	9000億kWh	11,000億kWh	9,500億kWh	10,500億kWh	11,500億kWh	12,500億kWh
— 440	H M L — 440	1300 800	H M L — 440	1600 1300 900 800	H M L — 440	1500 1300 1100 800	800	1300 800	1000 800	1250 1450

### 主な前提条件

RITE	<ul style="list-style-type: none"> <li>(共通) 2050年GHG排出量▲90%達成</li> <li>シナリオごとのCCS貯蔵量、原子力稼働量上限制約の下、シナリオ毎の再エネコストおよび年間拡大制約を想定し、コスト最小化で導入量を内生計算</li> <li>再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh, 2050年 需要 9,500億kWh</li> <li>再エネ中：2040年 需要 9,800億kWh, 2050年 需要 11,000億kWh</li> <li>再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh, 2050年 需要 12,500億kWh</li> </ul>
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> <li>(共通) 2017-2022年の導入実績のトレンドに従い試算</li> <li>シナリオ別に導入実績のトレンドが継続する期間を2030～2050年の間で設定</li> <li>再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh, 2050年 需要 9,500億kWh</li> <li>再エネ中：2040年 需要 10,000億kWh, 2050年 需要 11,500億kWh</li> <li>再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh, 2050年 需要 12,500億kWh</li> </ul>
モデルケース	<ul style="list-style-type: none"> <li>2040年、2050年ともに技術検討会社の想定幅に基づき設定</li> </ul>

## 供給力モデルケース⑤（洋上風力）

- 技術検討会社の想定及びそれに基づくモデルケースにおける洋上風力の設定は以下のとおり。

2019年時点	2040年想定(万kW)		2050年想定(万kW)		2040年モデルケース(万kW)		2050年モデルケース(万kW)			
	デロイト	RITE	デロイト	RITE	9000億kWh	11,000億kWh	9,500億kWh	10,500億kWh	11,500億kWh	12,500億kWh
— 0	H — 2300 M — 1800 L — 1600	H — 800 L·M — 500	H — 3000 M — 2200 L — 1900	H — 2400 M — 1600 L — 1100	750	2200	1300	1800	2300	2800

### 主な前提条件

RITE	<ul style="list-style-type: none"> <li>(共通) 2050年GHG排出量▲90%達成</li> <li>シナリオごとのCCS貯蔵量、原子力稼働量上限制約の下、シナリオ毎の再エネコストおよび年間拡大制約を想定し、コスト最小化で導入量を内生計算</li> <li>再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh, 2050年 需要 9,500億kWh</li> <li>再エネ中：2040年 需要 9,800億kWh, 2050年 需要 11,000億kWh</li> <li>再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh, 2050年 需要 12,500億kWh</li> </ul>
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> <li>(共通) 2050年のCO2排出量ゼロ、CCS貯蔵量上限1.80億トン</li> <li>シナリオごとの原子力稼働量の想定の下、コスト最小化の条件のもと導入量を内生計算</li> <li>再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh, 2050年 需要 9,500億kWh</li> <li>再エネ中：2040年 需要 10,000億kWh, 2050年 需要 11,500億kWh</li> <li>再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh, 2050年 需要 12,500億kWh</li> </ul>
モデルケース	<ul style="list-style-type: none"> <li>2040年、2050年ともに技術検討会社の想定幅に基づき設定</li> </ul>

## 供給力モデルケース⑥（水力）

- 技術検討会社の想定及びそれに基づくモデルケースにおける水力の設定は以下のとおり。

2019年時点	2040年想定(万kW)		2050年想定(万kW)		2040年モデルケース(万kW)		2050年モデルケース(万kW)			
	デロイト	RITE	デロイト	RITE	9000億kWh	11,000億kWh	9,500億kWh	10,500億kWh	11,500億kWh	12,500億kWh
— 2200	H — 2500 M — 2400 L — 2300	H — 2600 L·M — 2500	H — 2700 M — 2500 L — 2300	H — 2800 M — 2700 L — 2500	2250	2500	2250	2400	2550	2700

### 主な前提条件

RITE	<ul style="list-style-type: none"> <li>(共通) 2050年GHG排出量▲90%達成。FIP基準価格（新設）に基づきコストを想定。</li> <li>シナリオごとのCCS貯蔵量、原子力稼働量上限制約の下、シナリオ毎の再エネコストおよび年間拡大制約を想定し、コスト最小化で導入量を内生計算</li> <li>再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh, 2050年 需要 9,500億kWh</li> <li>再エネ中：2040年 需要 9,800億kWh, 2050年 需要 11,000億kWh</li> <li>再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh, 2050年 需要 12,500億kWh</li> </ul>
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> <li>最低の導入量として現在工事中のもののみ導入される想定</li> <li>最大の導入量として2019-2023年のFIT/FIPの導入実績のトレンドが2050年まで続くとともにリパワリングによる出力増加を考慮</li> <li>再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh, 2050年 需要 9,500億kWh</li> <li>再エネ中：2040年 需要 10,000億kWh, 2050年 需要 11,500億kWh</li> <li>再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh, 2050年 需要 12,500億kWh</li> </ul>
モデルケース	<ul style="list-style-type: none"> <li>2040年、2050年ともに技術検討会社の想定幅に基づき設定</li> </ul>

## 供給力モデルケース⑦（バイオマス）

- 技術検討会社の想定及びそれに基づくモデルケースにおけるバイオマスの設定は以下のとおり。

2019年時点	2040年想定(万kW)		2050年想定(万kW)		2040年モデルケース(万kW)		2050年モデルケース(万kW)			
	デロイト	RITE	デロイト	RITE	9000億kWh	11,000億kWh	9,500億kWh	10,500億kWh	11,500億kWh	12,500億kWh
— 450	H · M — 1000 L — 900	H · M — 1000 L — 900 H · M · L — 600	H · M — 1000 L — 900	H · M — 700 L — 600	600	900	600	700	800	900

### 主な前提条件

RITE	<ul style="list-style-type: none"> <li>(共通) 2050年GHG排出量▲90%達成</li> <li>シナリオごとのCCS貯蔵量、原子力稼働量上限制約の下、シナリオ毎の再エネコストおよび年間拡大制約を想定し、コスト最小化で導入量を内生計算</li> <li>再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh, 2050年 需要 9,500億kWh</li> <li>再エネ中：2040年 需要 9,800億kWh, 2050年 需要 11,000億kWh</li> <li>再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh, 2050年 需要 12,500億kWh</li> </ul>
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> <li>最低の導入量として現状FIT/FIP認定されているものの未導入のもののみ導入されると想定</li> <li>最大の導入量として2019-2023年のFIT/FIPの導入実績のトレンド（一般木材1万kW以上および液体燃料の導入を除外）が2050年まで続くと想定</li> <li>再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh, 2050年 需要 9,500億kWh</li> <li>再エネ中：2040年 需要 10,000億kWh, 2050年 需要 11,500億kWh</li> <li>再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh, 2050年 需要 12,500億kWh</li> </ul>
モデルケース	<ul style="list-style-type: none"> <li>2040年、2050年ともに技術検討会社の想定幅に基づき設定</li> </ul>

## 供給力モデルケース⑧（地熱）

- 技術検討会社の想定及びそれに基づくモデルケースにおける地熱の設定は以下のとおり。

2019年時点	2040年想定(万kW)		2050年想定(万kW)		2040年モデルケース(万kW)		2050年モデルケース(万kW)			
	デロイト	RITE	デロイト	RITE	9000億kWh	11,000億kWh	9,500億kWh	10,500億kWh	11,500億kWh	12,500億kWh
— 60	H — 120 M — 90 L — 60	H — 60 M — 60 L — 60	H — 130 M — 100 L — 60	H — 60 M — 60 L — 60	50	100	50	100	100	150

### 主な前提条件

RITE	<ul style="list-style-type: none"> <li>(共通) 2050年GHG排出量▲90%達成、FIP基準価格でコストを想定</li> <li>シナリオごとのCCS貯蔵量、原子力稼働量上限制約の下、シナリオ毎の再エネコストおよび年間拡大制約を想定し、コスト最小化で導入量を内生計算</li> <li>再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh, 2050年 需要 9,500億kWh</li> <li>再エネ中：2040年 需要 9,800億kWh, 2050年 需要 11,000億kWh</li> <li>再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh, 2050年 需要 12,500億kWh</li> </ul>
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> <li>最低の導入量として現状開発・建設中のもののみ導入されると想定</li> <li>最大の導入量として業界団体のアンケート結果をもとに新規に運転開始が予想されるものが導入されると想定</li> <li>再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh, 2050年 需要 9,500億kWh</li> <li>再エネ中：2040年 需要 10,000億kWh, 2050年 需要 11,500億kWh</li> <li>再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh, 2050年 需要 12,500億kWh</li> </ul>
モデルケース	<ul style="list-style-type: none"> <li>2040年、2050年ともに技術検討会社の想定幅に基づき設定</li> </ul>

# 再エネモデルケースの定性的説明 2040年1.50億kWケース

247

- 新築戸建住宅での太陽光設置は2023年度実績の1.5倍程度となる60%まで拡大するなど併設型太陽光は増加する。
- 一方、適地減少等により事業用太陽光・陸上風力の増加ペースは鈍化するとともに、洋上風力についても至近のコスト増等によって開発が限定的となるなど、再エネの伸びは2019年度比で1.7倍程度に留まる。

供給力要素	モデル概要			供給力：万kW (2019年度比)
全体	・--			15,000 (+6,300)
再エネ	太陽光	併設型	・新築戸建住宅の太陽光設置率は2023年度実績の1.5倍程度となる60%にまで上昇し、非住宅等は足元実績相当でのペースで導入が進むものの、住宅+1,500万kW、非住宅等+400万kWに留まり、2019年度比で累積導入量は3倍程度となる。	3,500 (+2,300)
		事業用	・適地減少により新規導入量の減少が継続し、2040年までの新規導入量は2,000万kWに留まり、また耐用年数を迎えた設備のリプレース率も80%と一定の比率で廃止が進むことから、設備の導入量は現在のペースに比べ鈍化する。	7,000 (+2,600)
	風力	陸上	・新規導入量は過去実績程度に開発が進むものの、耐用年数を迎えた設備のリプレース率も80%と一定の比率で廃止が進むことにより、2019年度比で2倍に留まる。	800 (+400)
		洋上	・既に事業者が選定されている促進区域では開発が進むものの、人件費や資材価格高騰のコスト増等により有望区域で指定された海域での開発は停滞しその実現率は50%に留まる。	750 (+750)
	水力		・既設発電所のリパワリングは進展せず、適地減少により新規開発は限定的となり、2019年度比で概ね横ばいとなる。	2,250 (+50)
	バイオマス		・中小規模バイオマスは、燃料調達の不確実性の高まりにより、新設導入は2023年度導入実績よりも低下し、2040年度までに120万kW（年平均約7万kW）の導入にとどまりつつ、既設の大規模バイオマスについても、事業環境の悪化などにより、210万kWが撤退し、加えて経年プラントについても80%しかリプレースされない。	600 (+150)
	地熱		・掘削等の開発コストの上昇、地域関係者調整、自然環境への対応が課題となり新規投資は進まず、設備容量は横ばいとなる	50 (+a)

# 再エネモデルケースの定性的説明 2040年2.25億kWケース

- ほぼすべての新築戸建住宅で太陽光が導入され、事業用太陽光も適地減少の中でも足元実績相当での増加ペースが維持される。
- 加えて、陸上風力も過去の導入ペース以上に開発が加速し、洋上風力についても計画されている区域での開発が順調に進展するなど、再エネの伸びは2019年度比で2.5倍まで拡大する。

供給力要素	モデル概要			供給力：万kW (2019年度比)
全体	・--			22,500 (+13,800)
再エネ	太陽光	併設型	・95%の新築戸建住宅に太陽光が導入され、またペロブスカイト型太陽光の普及などにより非住宅等の太陽光も足元実績の20倍以上に大幅に増加し、累積の導入量が2019年度比で6倍程度にまで進展する。	7,000 (+5,800)
		事業用	・適地が減少する中でも効率的な導入が進められることで足元実績相当での増加ペースが維持され、2040年までの新規導入量が2,900万kWに到達する。また耐用年数を迎えた設備のリプレース率も95%と高い水準で設備が維持されることで、累積導入量は足元の2倍近い水準にまで増加する。	8,500 (+4,100)
	風力	陸上	・新規導入量は過去実績の導入ペースよりも拡大した設備の開発が進む。また耐用年数を迎えた設備のリプレース率も95%と大部分がリプレースされることにより、設備の導入量は現在の3倍程度となる。	1,300 (+900)
		洋上	・促進、有望区域に加え導入加速から容量が定められていない準備区域においても、現在指定された海域全てにおいて洋上風力の導入が進む。さらに複数の海域で追加的な運転開始される。	2,200 (+2,200)
	水力	・大規模水力に比べ適地の多い3万kW未満の中小水力の開発が進み、2023年度導入実績の1.3倍程度で推移し、2040年頃までに+13万kW/年で導入される。さらに、大水力含む既設発電所の30%でリパワリングが実施され、設備導入量は増加する。	2,500 (+300)	
	バイオマス	・中小規模バイオマスは2023年度導入実績と同程度で今後も推移し、2040年までに180万kW（年平均約11万kW）が導入され、既設大規模バイオマスについても事業環境が好転し撤退は10万kW程度と限定期的なものに留まりつつ、経年プラントについても95%がリプレースされる。	900 (+450)	
	地熱	・足元で開発が進んでいるプロジェクトが順調に進展するなど、+50万kWに相当する複数のプラントが運転する。	100 (+50)	

# 再エネモデルケースの定性的説明 2050年1.70億kWケース

- 新築戸建住宅は太陽光設置率が2023年度実績の1.8倍程度となる65%にまで上昇することで2019年度比で3.4倍まで拡大し、また事業用太陽光や陸上風力は増加ペース自体は鈍化しながらも拡大する。
- 一方、非住宅等の太陽光は+500万kWと足元の増加ペースを維持できず、洋上風力については既に指定された区域以外での開発は限定的となるなど、再エネの伸びは2019年度比で2.0倍程度に留まる。

供給力要素		モデル概要		供給力：万kW (2019年度比)
全体		・--		17,000 (+8,300)
再エネ	太陽光	併設型	・非住宅等の太陽光導入が500万kWと足元の増加ペースを維持できないものの、新築戸建住宅の太陽光設置率は2023年度実績の1.8倍程度となる65%にまで上昇することにより2019年度比で3.4倍まで増加し、全体の累積導入量としても2019年度比で4倍程度となる。	4,500 (+3,300)
		事業用	・耐用年数を迎えた設備のリプレース率は80%と一定の比率で廃止が進むものの、新規導入量は、適地減少などにより増加ペースは鈍化しながらも2019年度から2,900万kW増加し、設備容量は2019年度比で1.7倍程度となる。	7,500 (+3,100)
	風力	陸上	・耐用年数を迎えた設備のリプレース率は80%と一定の比率で廃止が進むものの、新規導入量は、適地減少などにより鈍化しつつも+13万kW/年（過去の7割程度の水準）で増加し、設備容量は2019年度比で2倍となる。	800 (+400)
		洋上	・再エネ海域利用法にて現在指定された促進、有望区域の全てで導入が進むものの、準備区域として制定されたエリアの開発が半数程度に留まる。	1,300 (+1,300)
	水力		・既設発電所のリパワリングは進展せず、適地減少により新規開発は限定的となり、2019年度比で概ね横ばいとなる。	2,250 (+50)
	バイオマス		・中小規模バイオマスは、燃料調達の不確実性の高まりにより、新設導入は2023年度導入実績よりも30%程度低下した年平均約7万kWのペースに留まり、既設の大規模バイオマスについても、事業環境の大幅な悪化などにより既設容量の50%に相当する220万kWが撤退する影響等により、2019年度比で微増となる。	600 (+150)
	地熱		・掘削等の開発コストの上昇、地域関係者調整、自然環境への対応が課題となり新規投資は進まず、設備容量は横ばいとなる	50 (+a)

# 再エネモデルケースの定性的説明 2050年2.00億kWケース

250

- 事業用太陽光は増加ペース自体は鈍化しながらも拡大し、新築戸建住宅は太陽光設置率が75%にまで上昇することで2019年度比で3.9倍まで拡大する。
- 加えて、工場などの非住宅等向けの太陽光が1,500万kWまで拡大し、洋上風力についても現在指定された区域全域での開発が進むことにより、再エネの伸びは2019年度比で2.3倍に拡大する。

供給力要素		モデル概要	供給力：万kW (2019年度比)
全体	・ --		20,000 (+11,300)
再エネ	太陽光	併設型	6,000 (+4,800)
		事業用	8,000 (+3,600)
	風力	陸上	1,000 (+600)
		洋上	1,800 (+1,800)
	水力		2,400 (+200)
	バイオマス		700 (+250)
	地熱		100 (+50)

# 再エネモデルケースの定性的説明 2050年2.30億kWケース

- 80%を超える新築戸建住宅で太陽光が導入され、非住宅等でも幅広い建物での太陽光導入が進み2,500万kWを超える規模まで拡大する。
- 加えて、陸上風力は過去の導入ペース以上に開発が加速し、洋上風力についても新たな海域での開発が複数進むなど、再エネの伸びは2019年度比で2.6倍に拡大する。

供給力要素	モデル概要			供給力：万kW (2019年度比)
全体	・ --			23,000 (+14,300)
再エネ	太陽光	併設型	・新築戸建住宅における太陽光設置率が85%まで上昇することで2019年度比で4.3倍まで増加するとともに、非住宅等向けの太陽光では、幅広い建物に導入が進むことで2,700万kWまで拡大し、累積導入量は2019年度比で6倍程度となる。	7,500 (+6,300)
		事業用	・耐用年数を迎えた設備のリプレース率も90%と設備更新が進みつつ、新規導入量についても、適地減少などにより増加ペースは鈍化しながらも2019年度から3,300万kW増加し、設備容量としては2019年度比で1.9倍程度となる。	8,500 (+4,100)
	風力	陸上	・耐用年数を迎えた設備のリプレース率が90%と設備更新が進みつつ、年間の新規導入量は、適地減少にも関わらず過去の導入ペースを超える+28万kW/年のペースで増加し、設備容量は2019年度比で3.0倍程度まで拡大する。	1,250 (+850)
		洋上	・再エネ海域利用法にて促進、有望、準備として、現在指定された海域全てにおいて約60万kW/箇所程度の規模の洋上風力の導入が進む。さらに追加で8カ所程度の海域にて、より大規模化した洋上風力設備(80万kW/海域)が導入される。	2,300 (+2,300)
	水力		・大規模水力に比べ適地の多い3万kW未満の中小水力の開発が進み2023年度実績と同程度で今後も推移し、2050年までに+9万kW/年で導入され、大水力含む既設発電所の40%でリパワリングが実施されることで設備導入量は増加する。	2,550 (+350)
	バイオマス		・既設の大規模バイオマスの撤退は、既設容量の25%に相当する110万kWに留まり、中小規模バイオマスは、FIPの活用等を通じて過去実績を若干下回る程度の年平均9万kW程度の開発が進むことで、2019年度比では1.8倍程度となる。	800 (+350)
	地熱		・足元で開発が進んでいるプロジェクトに加えて、新たなプロジェクトが立ち上げるなど、設備容量は2019年度比で2倍程度まで増加する。	100 (+50)

# 再エネモデルケースの定性的説明 2050年2.60億kWケース

- ほぼ全ての新築戸建住宅で太陽光が導入され、ペロブスカイトの普及等により設置が困難とされてきた場所でも太陽光が導入されることで非住宅等向けの太陽光は3,500万kWまで大幅に拡大する。
- 加えて、陸上風力は過去の1.5倍超の導入ペースで開発が加速し、洋上風力についても新たな海域で大規模な開発が実施されるなど、再エネの伸びは2019年度比で3.0倍に拡大する。

供給力要素	モデル概要			供給力：万kW (2019年度比)
全体	・ --			26,000 (+17,300)
再エネ	太陽光	併設型	・新築戸建住宅における太陽光設置率が95%まで上昇することで2019年度比で4.8倍まで増加するとともに、ペロブスカイトの普及等により設置が困難とされてきた場所でも太陽光が導入されることで、非住宅等向けの太陽光が3,500万kWまで大幅に拡大し、累積導入量は2019年度比で7.5倍程度となる。	9,000 (+7,800)
		事業用	・耐用年数を迎えた設備も95%でリプレースが進み、新規導入量についても、適地減少などにより増加ペースは鈍化しながらも2019年度から3,500万kW増加し、設備容量としては2019年度比で倍増する。	9,000 (+4,600)
	風力	陸上	・耐用年数を迎えた設備の95%でリプレースが進みつつ、適地減少にも関わらず過去の1.5倍超の導入ペースとなる+33万kW/年で増加し、設備容量は2019年度比で3.0倍程度まで拡大する。	1,450 (+1,050)
		洋上	・現在、促進、有望、準備区域として指定された海域全てにおいて洋上風力の導入が進む。さらに追加で11カ所程度の指定されていない海域にて、大規模化した洋上風力設備(100万 kW/海域)が導入される。	2,800 (+2,800)
	水力	・大規模水力に比べ適地の多い3万kW未満の中小水力の開発が進み、2023年度導入実績の1.3倍程度で推移し、2050年頃までに+13万kW/年で導入され、大水力含む既設発電所の60%でリバワリングが進むことで設備導入量は増加する。		2,700 (+500)
	バイオマス	・既設の大規模バイオマスの撤退は既設の2割に満たない水準に留まりつつ、中小規模バイオマスは、FIPの活用等を通じて過去実績相当(年平均10万 kW程度)の開発が進むことで、2019年度比で倍増する。		900 (+450)
	地熱	・既存技術を活用した新たなプロジェクト開発に加えて、新技術の導入等により開発ハードルが下がり、設備容量は2019年度比で3倍程度まで増加する。		150 (+100)

# 2040年 再エネモデルケースで用いる代表指標 (1/2)

要素	代表指標					
	指標名称	評価単位	2019年実績	2023年実績	1.50億kW	2.25億kW
併設型太陽光	世帯数に対する新築率(戸建)	%	0.8%	0.6%	0.6%	0.6%
	新築戸建住宅向け太陽光設置率	%	-	37%	60%	95%
	非住宅等向け 累積新設導入量	万kW	10*	130*	+370	+2,800
事業用太陽光	累積新設導入量 (年平均新設導入量)	万kW (万kW/年)	4,400 (+530)	5,800 (+190)	+2,000 (+118)	+2,900 (+171)
	リプレース率(耐用年数22年)	%	-	-	80%	95%
陸上風力	累積新設導入量	万kW	440	580	+300	+740
	リプレース率(耐用年数22年)	%	-	-	80%	95%
洋上風力	促進区域実現率	%	(合計460万kW指定済み)		100%	100%
	有望区域実現率	%	(合計550万kW指定済み)		50%	100%
	準備区域実現率	%	(11海域指定済み× 実績平均60万kW/海域)		0%	100%
	その他地域導入量	万kW	-		0	+500
水力	年間新設増加量 (中小水力)	万kW/年	2	10	+1	+13
	リパワリングによる増加率 (中小水力)	%	14% (2015年以降の平均実績)		14%	14%
	リパワリングによる増加率 (大水力)	%	4% (2015年以降の平均実績)		4%	4%
	リパワリング実施率	%	-	-	a	30%

\*非住宅向け太陽光の導入実績値

※上記変化量については、2023年度実績以降に反映

## 2040年 再エネモデルケースで用いる代表指標（2/2）

要素	代表指標					
	指標名称	評価単位	2019年実績	2023年実績	1.50億kW	2.25億kW
バイオマス	累積新設導入量 (FIT/FIP認定対象 10MW未満) (年平均新設導入量)	万kW (万kW/年)	-* (-*)	310 (+10)	+120 (+7)	+180 (+11)
	リプレース率 (耐用年数22年)	%	-	-	80%	95%
	既設大規模撤退量	万kW	-	(440)**	▲210	▲10
地熱	累積新設導入量	万kW	50	50	+0	+50

\*10MW未満のデータなし

\*\*累積導入量

※上記変化量については、2023年度実績以降に反映

# 2050年 再エネモデルケースで用いる代表指標 (1/2)

要素	代表指標							
	指標名称	評価単位	2019年 実績	2023年 実績	1.70億 kW	2.00億 kW	2.30億 kW	2.60億 kW
併設型 太陽光	世帯数に対する新築率(戸建)	%	0.8%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%
	新築戸建住宅向け太陽光設置率	%	-	37%	65%	75%	85%	95%
	非住宅等向け 累積新設導入量	万kW	10*	130*	+540	+1,500	+2,600	+3,500
事業用 太陽光	累積新設導入量 (年平均新設導入量)	万kW (万kW/ 年)	4,400 (+530)	5,800 (+190)	+2,900 (+107)	+3,100 (+115)	+3,300 (+122)	+3,500 (+130)
	リプレース率(耐用年数22年)	%	-	-	80%	85%	90%	95%
陸上風力	累積新設導入量	万kW	440	580	+350	+540	+740	+890
	リプレース率(耐用年数22年)	%	-	-	80%	85%	90%	95%
洋上風力	促進区域実現率	%	(合計460万kW指定済み)		100%	100%	100%	100%
	有望区域実現率	%	(合計550万kW指定済み)		100%	100%	100%	100%
	準備区域実現率	%	(11海域指定済み× 実績平均60万kW/海域)		55%	100%	100%	100%
	その他地域導入量	万kW	-		0	+120	+640	+1,100
水力	年間新設増加量 (中小水力)	万kW/年	2	10	+1	+5	+9	+13
	リパワリングによる増加率 (中小水力)	%	14 (2015年以降の平均実績)		14	14	14	14
	リパワリングによる増加率 (大水力)	%	4 (2015年以降の平均実績)		4	4	4	4
	リパワリング実施率	%	-	-	a	20	40	60

\*非住宅向け太陽光の導入実績値

※上記変化量については、2023年度実績以降に反映

## 2050年 再エネモデルケースで用いる代表指標 (2/2)

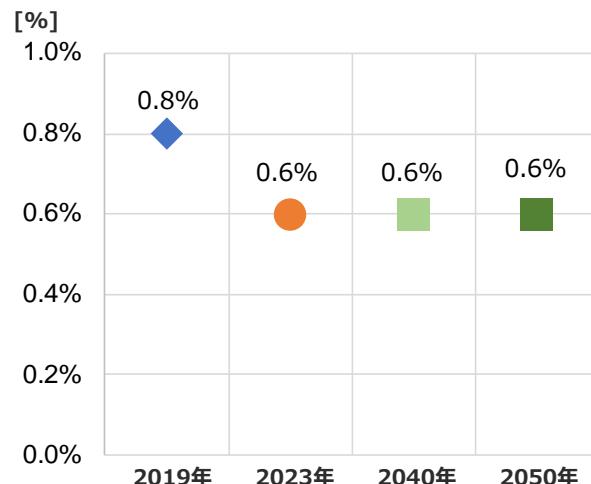
要素	代表指標							
	指標名称	評価単位	2019年 実績	2023年 実績	1.70億 kW	2.00億 kW	2.30億 kW	2.60億 kW
バイオマス	累積新設導入量 (FIT/FIP認定対象 10MW未満) (年平均新設導入量)	万kW (万kW/年)	-* (-*)	310 (+10)	+190 (+7)	+210 (+8)	+230 (+9)	+260 (+10)
	リプレース率 (耐用年数22年)	%	-	-	80%	85%	90%	95%
	既設大規模撤退量	万kW	-	(440)**	▲220	▲160	▲110	▲70
地熱	累積新設導入量	万kW	50	50	+0	+50	+50	+100

\*10MW未満のデータなし

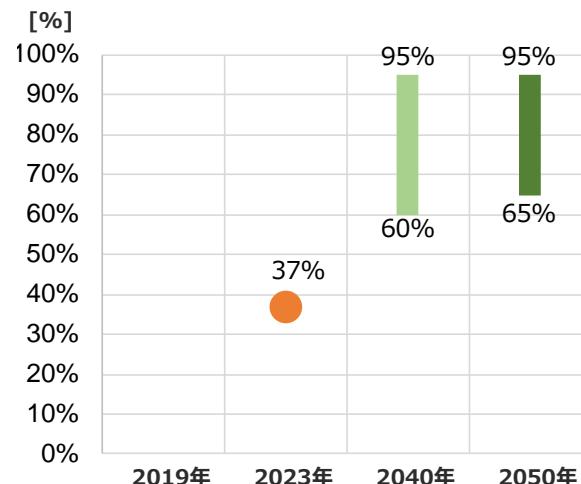
\*\*累積導入量

# 再エネモデルケースで用いる代表指標（1/4）

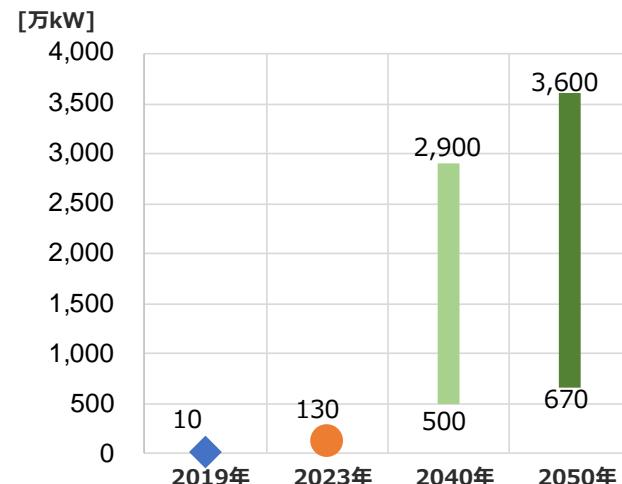
併設型太陽光 世帯数に対する新築率



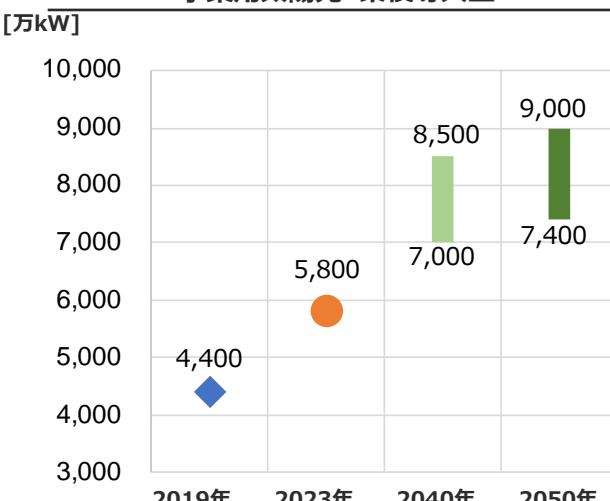
併設型太陽光 新築戸建住宅向け太陽光設置率



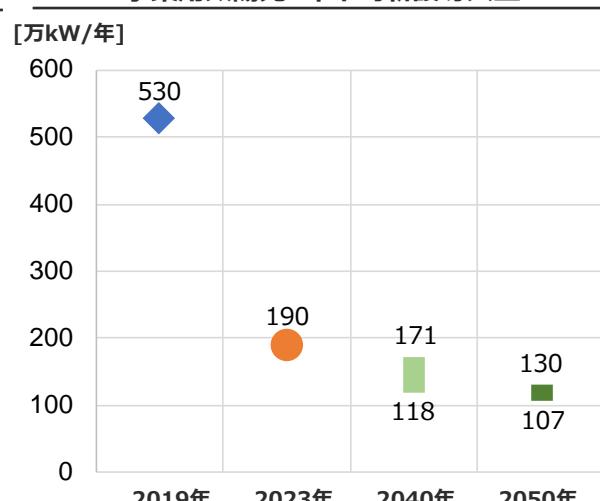
併設型太陽光 非住宅等向け累積導入量※



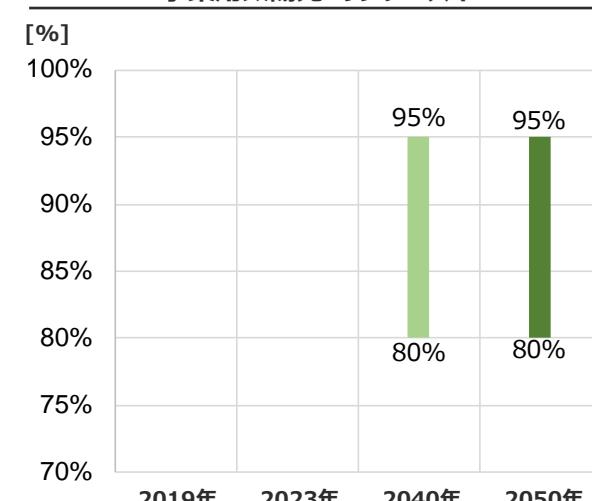
事業用太陽光 累積導入量



事業用太陽光 年平均新設導入量

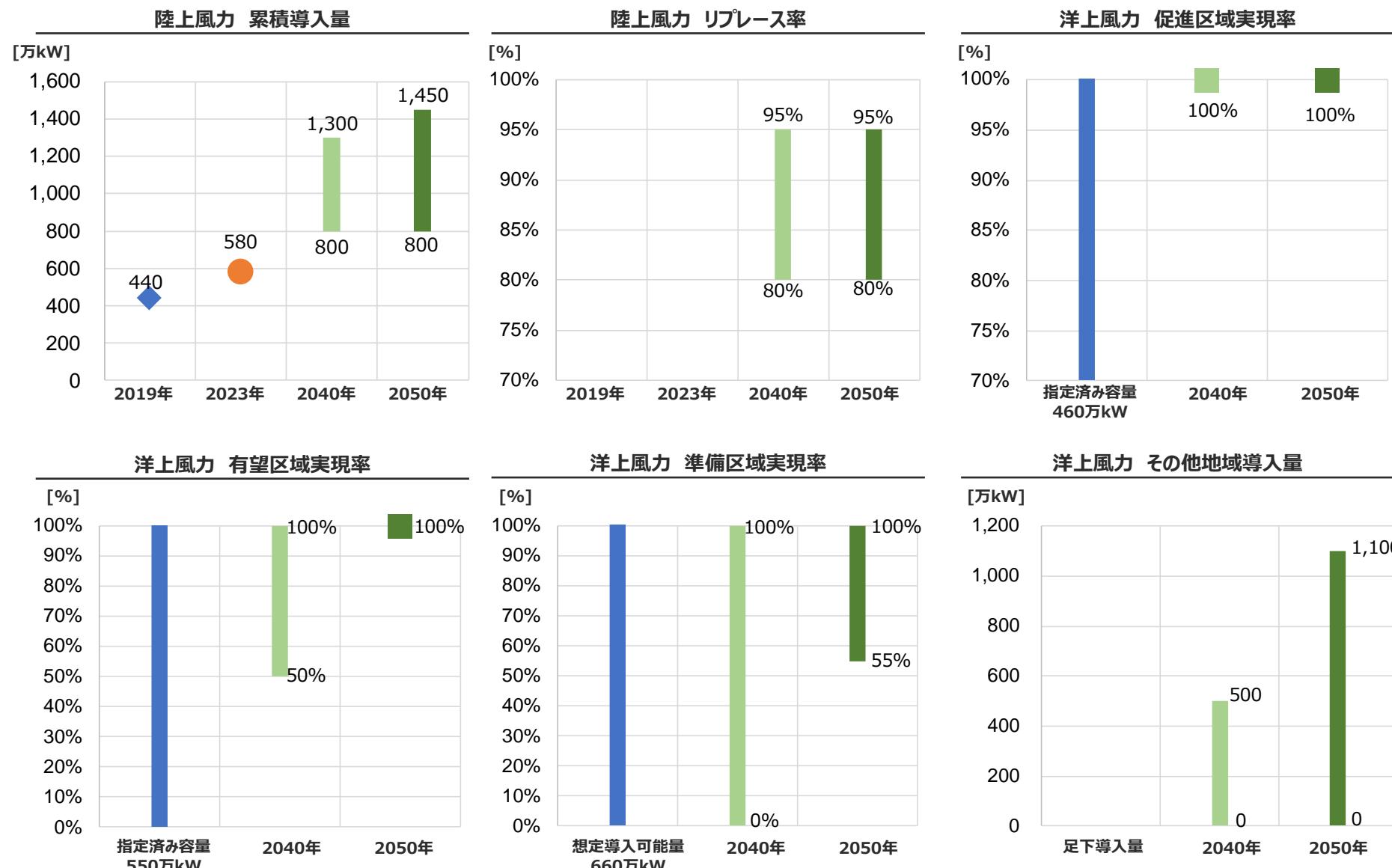


事業用太陽光 リプレース率



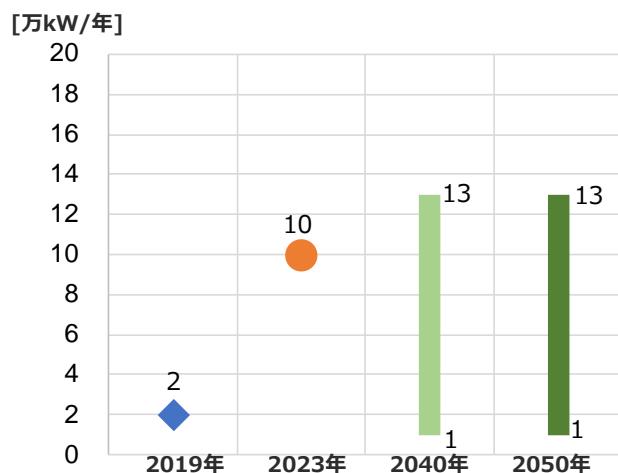
※2019年・2023年は非住宅向け導入実績を記載

## 再エネモデルケースで用いる代表指標（2/4）

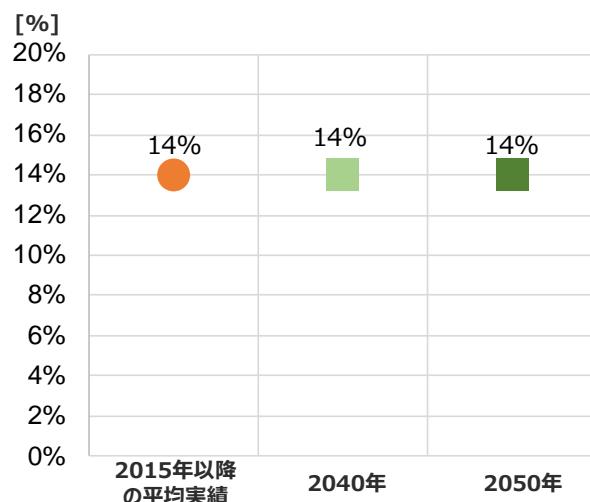


## 再エネモデルケースで用いる代表指標（3/4）

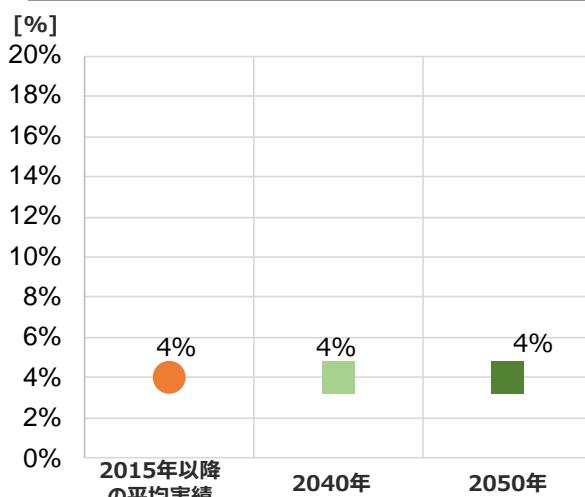
**水力 年間新設増加量(中小水力)**



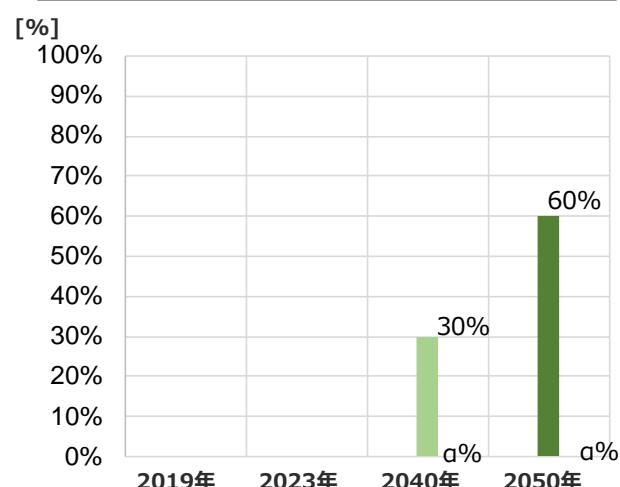
**水力 リパワリングによる増加率(中小水力)**



**水力 リパワリングによる増加率(大水力)**

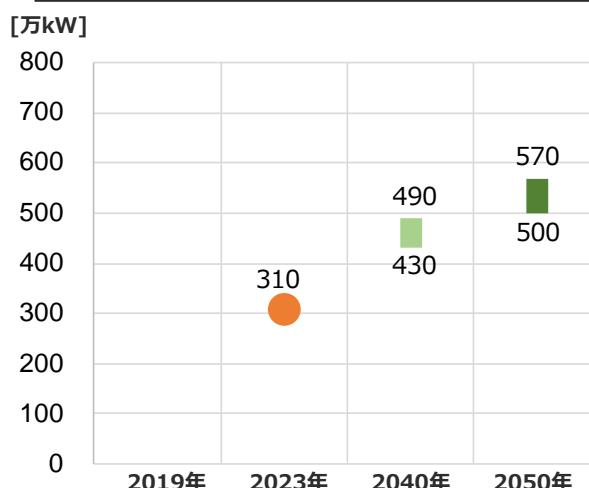


**水力 リパワリング実施率**

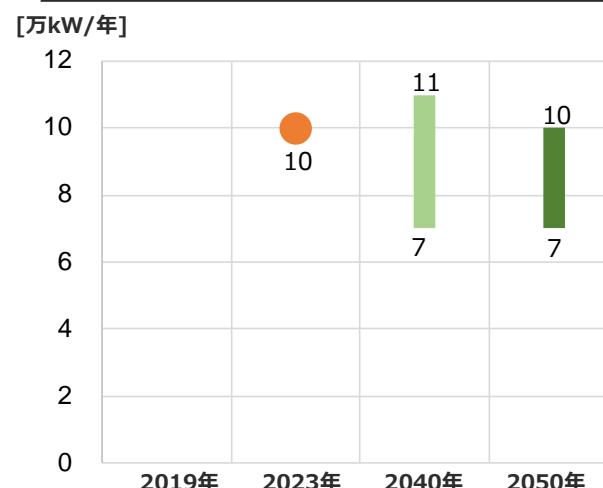


# 再エネモデルケースで用いる代表指標（4/4）

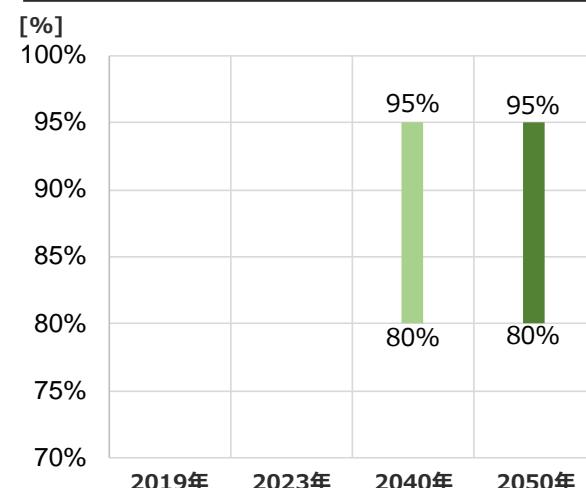
バイオマス 累積導入量  
(FIT/FIP認定対象10MW未満)※1



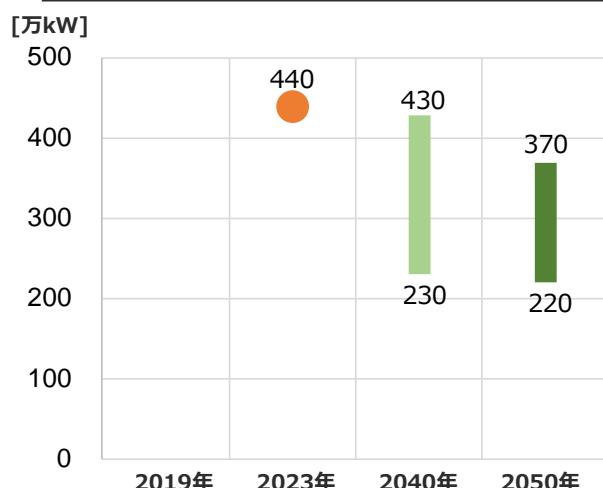
バイオマス 年平均新設導入量  
(FIT/FIP認定対象10MW未満)※1



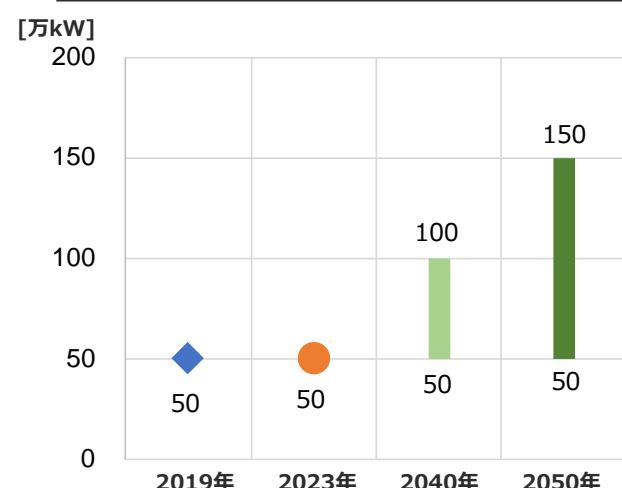
バイオマス リプレース率



バイオマス 累積導入量(10MW以上)



地熱 累積導入量



※1 2019年度における10MW未満のデータなし

## 供給力モデルケース⑨（併設型蓄電池）

- 技術検討会社の想定及びそれに基づくモデルケースにおける併設型蓄電池の設定は以下のとおり。

2019年 時点*	2040年想定 (万kW)		2050年想定 (万kW)		2040年モデルケース (万kW)		2050年モデルケース (万kW)			
	デロイト	RITE	デロイト	RITE	9000億 kWh	11,000 億kWh	9,500億 kWh	10,500億 kWh	11,500億 kWh	12,500億 kWh
L・M・H — 15*	L・M・H — 790	分析 結果 提示 なし	L・M・H — 1,090	分析 結果 提示 なし	800 (3,200)	800 (3,200)	1,100 (4,400)	1,100 (4,400)	1,100 (4,400)	1,100 (4,400)

\*過去に導入された平均的な設備容量を2hであると仮定し試算

\*\*カッコ書き：kWh容量を記載

### 主な前提条件

RITE	<ul style="list-style-type: none"> <li>VRE系統統合費用関数の中で暗示的に評価しており、蓄電池容量のシナリオ毎の詳細な評価は困難</li> </ul>
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> <li>(共通) 2030年以降6.0万円/kW, 2050年CO2排出量ゼロ, CCS貯蔵量上限1.8億トン、脱炭素電源オークションで2030年まで毎年1GWが約定するとして、2030年以降の下限値を6.1GWと想定</li> <li>2013-2021年の家庭、業務、産業用の定置用蓄電池の導入実績のトレンドが 2050年まで続くと想定</li> </ul>
2040年 モデルケース	<ul style="list-style-type: none"> <li>技術検討会社の想定幅に基づき設定</li> <li>太陽光のピーク発電時間帯への対応を想定し4時間容量と設定</li> </ul>
2050年 モデルケース	

## 供給力モデルケース⑩（系統用蓄電池）

- 技術検討会社の想定及びそれに基づくモデルケースにおける系統用蓄電池の設定は以下のとおり。

2019年 時点*	2040年想定 (万kW)		2050年想定 (万kW)		2040年モデルケース (万kW)		2050年モデルケース (万kW)			
	デロイト	RITE	デロイト	RITE	9000億 kWh	11,000 億kWh	9,500億 kWh	10,500億 kWh	11,500億 kWh	12,500億 kWh
— 5*	M  H L = 910 = 850 = 820	分析 結果 提示 なし	H M L — 1,300 — 1,020 — 970	分析 結果 提示 なし	800 (3,200)	1,000 (4,000)	1,000 (4,000)	1,100 (4,400)	1,200 (4,800)	1,300 (5,200)

\*過去に導入された平均的な設備容量を2hであると仮定し試算

\*\*カッコ書き：kWh容量を記載

### 主な前提条件

RITE	<ul style="list-style-type: none"> <li>VRE系統統合費用関数の中で暗示的に評価しており、蓄電池容量のシナリオ毎の詳細な評価は困難</li> </ul>
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> <li>(共通) 2030年以降6.0万円/kW, 2050年CO2排出量ゼロ, CCS貯蔵量上限1.8億トン、脱炭素電源オーケションで2030年まで毎年1GWが約定するとして、2030年以降の下限値を8.1GWと想定</li> <li>シナリオごとの原子力稼働量の想定の下、コスト最小化の条件のもと導入量を内生計算</li> <li>蓄電池小：2040年 需要 9,000億kWh, 2050年 需要 9,500億kWh</li> <li>蓄電池中：2040年 需要 10,000億kWh, 2050年 需要 11,500億kWh</li> <li>蓄電池大：2040年 需要 11,000億kWh, 2050年 需要 12,500億kWh</li> </ul>
2040年 モデルケース	<ul style="list-style-type: none"> <li>技術検討会社の想定幅に基づき設定</li> <li>太陽光のピーク発電時間帯への対応を想定し4時間容量と設定</li> </ul>
2050年 モデルケース	

## 供給力モデルケース⑪（揚水）

- 技術検討会社の想定及びそれに基づくモデルケースにおける揚水の設定は以下のとおり。

2019年時点	2040年想定* (万kW)		2050年想定* (万kW)		2040年モデルケース* (万kW)		2050年モデルケース* (万kW)			
	デロイト	RITE	デロイト	RITE	9000億 kWh	11,000 億kWh	9,500億 kWh	10,500億 kWh	11,500億 kWh	12,500億 kWh
—2740	H M L — 2360 2190 1928	分析結果提示なし	H M L — 2360 2190 1928	分析結果提示なし	2000	2000	2000	2000	2000	2000

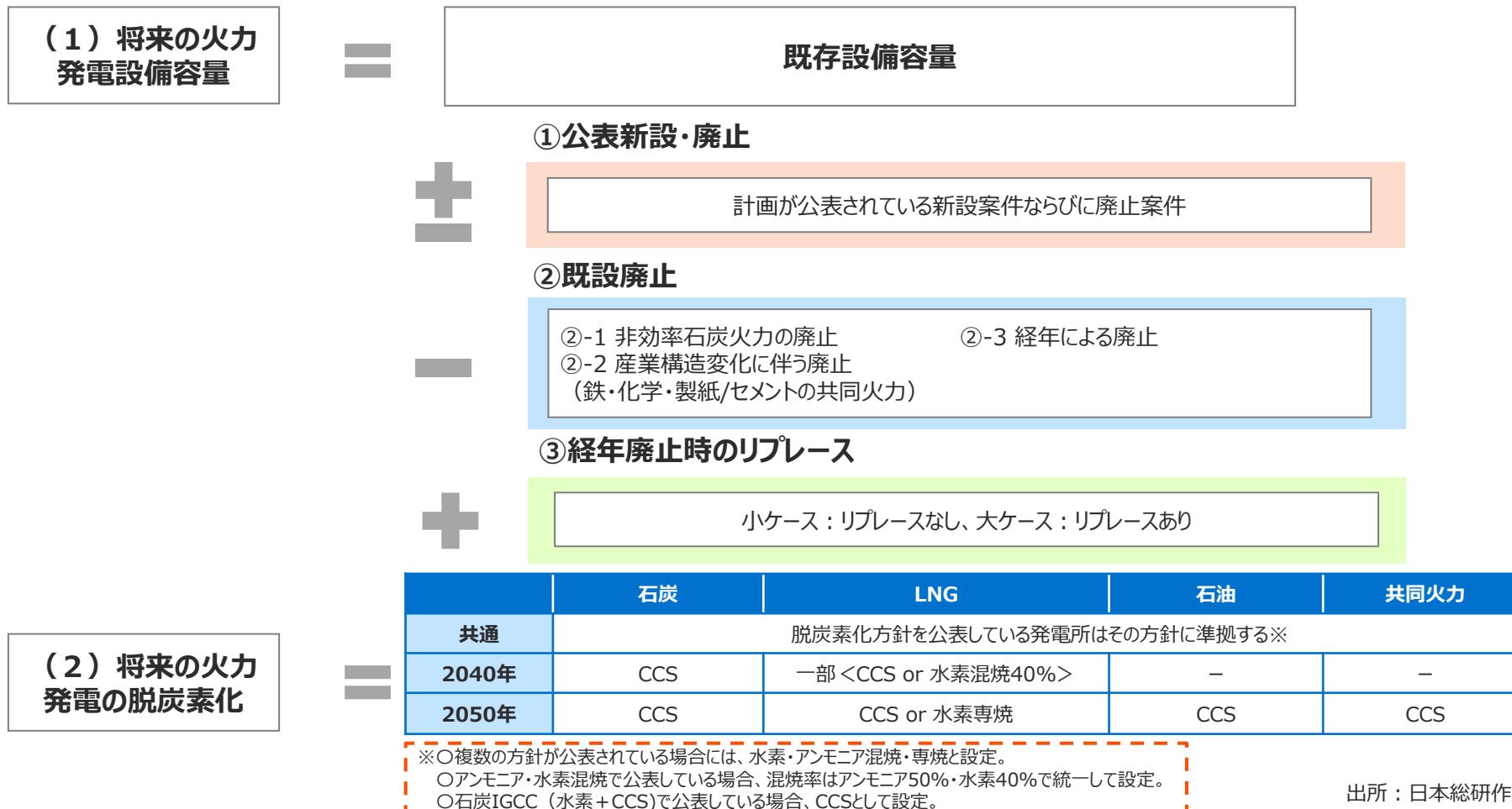
\*停止率を加味した、利用可能な設備容量の値を記載

### 主な前提条件

RITE	・電力需給については、年負荷持続曲線を用い、それを4時間帯に分割した評価の中で揚水を評価しているため、短時間での変動が大きいVREに対応した揚水の容量は十分に評価できない
デロイト	・足元の設備容量27.4GWに対して、再エネ導入拡大に伴い、点検等による停止頻度が増加すると想定
2040年モデルケース	・技術検討会社の想定幅に基づき設定
2050年モデルケース	・技術検討会社の想定幅に基づき設定

## 供給力モデルケース⑫（火力）

- 将来の火力発電設備容量については、「公表新設・廃止」「既設廃止」に加えて、経年廃止時のリプレースの有無の2つのモデルケースを設定。
- また、火力の脱炭素化については、脱炭素化モデルケースに沿って設定。



## 供給力モデルケース⑫（火力：脱炭素化モデルケースの設定方法）

- CCS貯留量については、RITE・デロイトの平均をモデルケースとして設定。なお、供給力確保の観点からみると、CCS機能を発電所に付加した場合、発電所内で消費する電力が追加で必要となることにより同じ発電電力であっても送電端としては低下するなど、電力系統から見た供給力に影響を与えることにも留意が必要。
- 具体的な火力の脱炭素化については、発電事業者が脱炭素化見通しを公表しているプラントを除いて、技術検討会社の想定を踏まえ、2040年段階では石炭火力へのCCS導入が先に進み、残りの貯留量までの余力分を活用して一部のLNG火力でもCCSが導入されると設定、2050年では貯留量が拡大されるため一部のLNG火力を除いて幅広くCCSが適用されると設定。

	2040年想定 RITE	デロイト	2050年想定 RITE	デロイト	2040年モデルケース	2050年モデルケース
CCS貯留量	— 1.2億t	— 1.0億t	— 2.4億t	— 1.8億t	— 1.1億t	— 2.1億t
脱炭素化 (数字は 優先順位を 示す)	①CCS 石炭 LNG ②水素アンモニア (混焼・専焼)	①CCS 石炭 LNG ②水素アンモニア (混焼・専焼)	①CCS 石炭 LNG ②水素アンモニア (混焼・専焼)	①CCS 石炭 LNG ②水素アンモニア (混焼・専焼)	石炭：CCS LNG（一部）：CCS or 水素混焼40% ※脱炭素化見通しが公表されている プラントを除く	石炭：CCS LNG：CCS or 水素専焼 石油：CCS ※脱炭素化見通しが公表されている プラントを除く

	ケース	主な前提条件
RITE	CCS貯留量	• 2040年：1.2億t、2050年：2.4億t
	脱炭素化	• CCSはコストの安い石炭→ガス火力の順に導入が進む。 • 海外から輸入した水素、アンモニアも利用されるが、いずれがコスト優位になるかは、海外の再生可能エネルギーのコスト低減見通しにも依存する
デロイト	CCS貯留量	• 2040年：1.0億t、2050年：1.8億t
	脱炭素化	• CO2貯留量を十分に確保できれば、いずれの発電所にもCCSを導入することが経済効率 • CCS火力の利用が限定的となると、電力システムの柔軟性を保つため、水素やアンモニアによる火力発電が導入される
モデル ケース	CCS貯留量	• 2040年：1.1億t、2050年：2.1億t
	脱炭素化	• 脱炭素化方針を公表している発電所はその方針に準拠する • 2040年CCS貯蔵制約から石炭と一部LNGのみCCS導入と設定。また、LNGリプレース時には水素混焼40%と設定。 • 2050年CCS貯留量が拡大されるため一部のLNGを除き幅広くCCSが適用されると設定。また、LNGリプレース時には水素専焼と設定。

## 参考. 火力にCCS機能を付加した場合の需給バランスへの影響

- 最新の発電コスト検証ワーキンググループによるモデルプラントの想定に基づくと、CCS付火力は発電効率の低下ならびに所内率の上昇により、8%程度出力が低下する。

### CCS設置による発電効率への影響

#### <①火力発電所>

- CCS付火力発電の発電コスト検証は、2040年に運転開始する火力発電にCCSを付けた際のコストを検証するものであり、分離回収設備は火力発電に付加する設備であることから、2021年検証と同様、当該火力発電所の設備容量・設備利用率・稼働年数については、今回の発電コスト検証における火力発電のモデルプラントと同一とすることとした。
- また、分離回収設備は火力発電の設備と一体運用されており、分離回収設備の稼働に伴って消費電力量が増加するため、結果として火力発電の総発電電力量が減少することから、分離回収設備の納入実績があるエンジニアリング会社による概算結果を基に、発電効率をCCSなしの火力発電と比較して石炭火力で3.8%、LNG火力で4.5%減少させることとした。また、所内率をCCSなしの火力発電と比較して石炭火力とLNG火力それぞれで3.7%上昇させることとした。

#### <②分離回収>

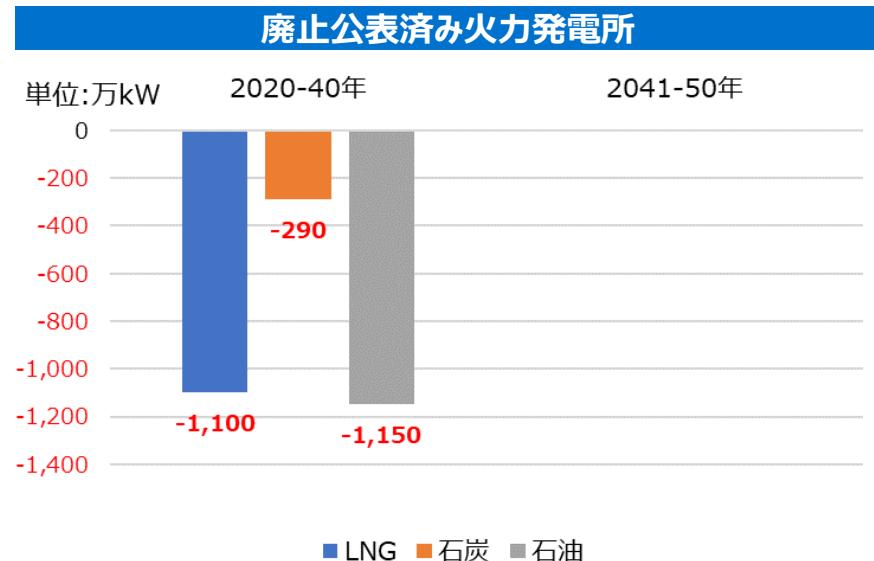
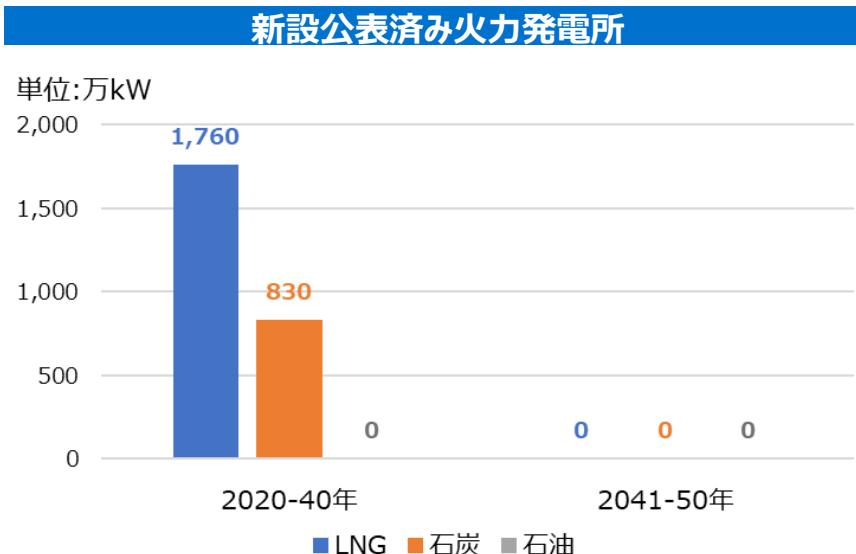
- CO2回収率・回収規模**：2021年検証では、それぞれの火力発電の稼働に伴い排出されるCO2全量を対象とし、90%を分離回収する前提としていた。海外先行事例や先進的CCS事業の中には、90%以上のCO2分離回収が可能な技術も導入され始めているものの、今後の新たな技術開発は、回収率の向上よりも分離回収コストの低減や他の不純物の除去等を目的としたものが多いといった状況を踏まえ、今回の検証においても、2021年検証と同様に、火力発電の稼働に伴い排出されるCO2全量を対象とし、その90%を分離回収することとした（具体的には、CO2分離回収型石炭火力は317万t-CO2/年、CO2分離回収型LNG火力は118万t-CO2/年のそれぞれ90%を分離回収することとした）。その上で、2021年検証と同様に、分離回収されないCO2等は、CO2対策費用として計上することとした。

→ 発電効率の低下と所内率の上昇あわせて8%程度出力が低下

出所：発電コスト検証ワーキンググループ「発電コスト検証に関するとりまとめ」に基づき日本総研作成

# ①. 公表新設・廃止

- 新設計画/廃止計画が公表されている案件を集約すると、新設2,590万kW、廃止2,540万kWとなる。



年代	導入電源	合計容量
~2040年度	◆ LNG : 1,760万kW ◆ 石炭 : 830万kW	2,590万kW
~2050年度	新設計画確認されず	—

年代	導入電源	合計容量
~2040年度	◆ LNG : ▲1,110万kW ◆ 石炭 : ▲290万kW ◆ 石油 : ▲1,150万kW	▲2,540万kW
~2050年度	廃止計画確認されず	—

出所：日本総研作成

# ①. 公表新設 | 対象案件一覧

- 2019年以降、新設計画が公表されている案件は以下のとおり（2025年3月末時点）。
- なお、長期脱炭素オーケションにおいて落札した電源については、第2回までの結果を反映している。

2024年度までの新設電源

発電所名	出力	稼働年度 (予定含む)
LNG 北ガス石狩	9	2020
石炭 釧路火力	11	2020
LNG 福島天然ガス1	59	2020
LNG 福島天然ガス2	59	2020
石炭 日鉄鹿島2(鹿島パワー)	65	2020
石炭 勿来IGCC	54	2020
LNG 三菱パワー高砂	57	2020
石炭 電発竹原 新1	60	2020
石炭 常陸那珂共同	65	2020
石炭 広野 IGCC	54	2021
LNG 伊丹産業神戸	2	2021
石炭 コベルコ神戸3	65	2021
LNG 上越1	57	2022
石炭 武豊5	107	2022
石炭 三隅2	100	2022
LNG 住共新居浜北	13	2022
LNG ひむかエルエヌジー	3	2022
石炭 コベルコ神戸4	65	2022
LNG 姉崎新1	65	2022
LNG 姉崎新2	65	2023
LNG 姉崎新3	65	2023
石炭 横須賀1	65	2023
石炭 西条新1	50	2023
石炭 横須賀2	65	2023
LNG 五井1	78	2024
LNG 五井2	78	2024
LNG 五井3	78	2024
LNG TGBP袖ヶ浦	10	2024

2025年度以降の新設電源（長期脱炭素電源オーケション以外）

発電所名	出力	稼働年度 (予定含む)
LNG ひびき1	62	2025
LNG 姫路天然ガス1	62	2025
LNG 姫路天然ガス2	62	2026
LNG 千葉袖ヶ浦パワー2号機	65	2030
LNG 千葉袖ヶ浦パワー3号機	65	2030

2025年度以降の新設電源（長期脱炭素電源オーケション対象電源）

発電所名	出力	稼働年度 (予定含む)
LNG 知多7	65	2029
LNG 新南港1	60	2029
LNG 千葉袖ヶ浦パワー1号機	65	2029
LNG 知多8	65	2029
LNG 姫路天然ガス3	62	2030
LNG 柳井新2	50	2029
LNG 新南港2	60	2030
LNG 新南港3	60	2030
LNG 石狩湾新港2	57	2030
LNG 東新潟6	65	2030
LNG 坂出5	60	2031
LNG 石狩湾新港3	57	2033
LNG ゼロワットパワー市原	10	2033
LNG 東邦瓦斯・仮称ガス火力	10	-

出所：日本総研作成

# ①. 公表廃止 | 対象案件一覧

- 2019年以降、廃止計画が公表されている案件は以下のとおり（2025年3月末時点）。

2024年度までの廃止電源

発電所名	出力	廃止年度 (予定含む)
石油 秋田 3	35	2019
石油 秋田 2	35	2019
LNG 姉崎 1	60	2021
LNG 姉崎 2	60	2021
LNG 姉崎 3	60	2021
LNG 姉崎 4	60	2021
石炭 西条 1	16	2021
石油 大井 1	35	2021
石油 大井 2	35	2021
石油 大井 3	35	2021
LNG 横浜 5	18	2021
LNG 横浜 6	35	2021
LNG 知多 1	53	2021
LNG 知多 2	53	2021
LNG 知多 3	50	2021
LNG 知多 4	70	2021
LNG 相生 1	38	2022
LNG 相生 3	38	2022
石油 鹿島 1	60	2022
石油 鹿島 2	60	2022
石油 鹿島 3	60	2022
石油 鹿島 4	60	2022
石油 鹿島 5	100	2022
石油 鹿島 6	100	2022
LNG 東新潟港 1	35	2022
LNG 東新潟港 2	35	2022
石油 広野 1	60	2023
石油 広野 3	100	2023
石油 広野 4	100	2023
石炭 水島 2	16	2023
石炭 下関 1	18	2023
石油 下関 2	40	2023
石炭 電発松島 1	50	2024
石油 秋田 4	60	2024
LNG 姫路第一 GT1	3	2024
LNG 姫路第一 GT2	3	2024
石炭 土佐発電	17	2024

2024年度までの廃止電源

発電所名	出力	廃止年度 (予定含む)
LNG 南港 1	60	2024
LNG 南港 2	60	2024
LNG 南港 3	60	2024

2025年度以降の廃止電源

発電所名	出力	廃止年度 (予定含む)
石油 赤穂 1	60	2025
石油 赤穂 2	60	2025
石油 関西国際エネルギーセンター 1	2	2025
石油 関西国際エネルギーセンター 2	2	2025
石炭 岩田 新1	36	2025
石油 豊前 2	50	2025
LNG 知多 5	70	2026
LNG 知多 GT5	15	2026
石炭 奈井江 1	18	2026
石炭 奈井江 2	18	2026
石炭 砂川 3	13	2026
石炭 砂川 4	13	2026
LNG 東新潟 1	60	2027
LNG 東新潟 2	60	2027
石炭 富山新港 石炭1	25	2028
石炭 電発高砂 1	25	2028
石炭 電発高砂 2	25	2028
LNG 柳井 2-1	20	2029
LNG 柳井 2-2	20	2029

出所：日本総研作成

# 参考. 長期脱炭素電源オークション【LNG専焼枠】

- ・長期脱炭素オークションにおけるLNG専焼枠のうち落札された案件については、新設計画として織り込み済み。
- ・今後入札が想定されるLNG専焼枠は300万kW程度であり、公表済みの新設計画300万kWと同程度となっている。

## 2023年度長期脱炭素オークションの落札結果

	約定総容量	約定総額
LNG専焼火力 (募集量600万kW <sup>※3</sup> )	575.6万kW	1,766 億円/年

## 2024年度長期脱炭素オークションの落札結果

	約定総容量	約定総額
LNG専焼火力 (募集量2,243,680kW)	131.5 万kW	456 億円/年



## 2024・25年度のLNG専焼枠の募集見通し

- ・LNG専焼火力の募集量については、初回オークションの結果や、前回の募集量設定時からの状況変化として電力需要が増加見通しとなったこと等を踏まえ、5月27日の制度検討作業部会において、募集量を増加させる方向で検討を進めることになった。
- ・電力需要については、1月24日に電力広域的運営推進機関が公表した需要想定において、データセンターや半導体工場の新增設等による産業部門の電力需要増加により、全体として電力需要は増加傾向となる見通しが示された。
- ・具体的には、足元2023年度から2030年度にかけて、年間の最大需要電力が461万kW増加すると見込んでおり、これに対応するための追加供給力を確保する必要があると考えられる。
- ・これに加え、太陽光の発電量が減少し予備率が低下する点灯帯における供給力は火力を中心であることを踏まえ、非化石電源の導入拡大を前提としつつ、更に安定供給に万全を期す観点から、400万kWを追加募集することとしてはどうか。
- ・なお、募集方法については、応札案件間の価格競争を促す観点から、2024年度・2025年度のオークションで200万kWずつ追加募集することとしてはどうか。また、23年度の残余分約24万kWについても、24年度オークションであわせて募集することとしてはどうか(合計募集量約224万kW)。



落札済みの案件は新設計画として織り込み済み  
残る長期脱炭素オークションLNG専焼枠合計300万kW程度≈LNG新設計画約300万kW※

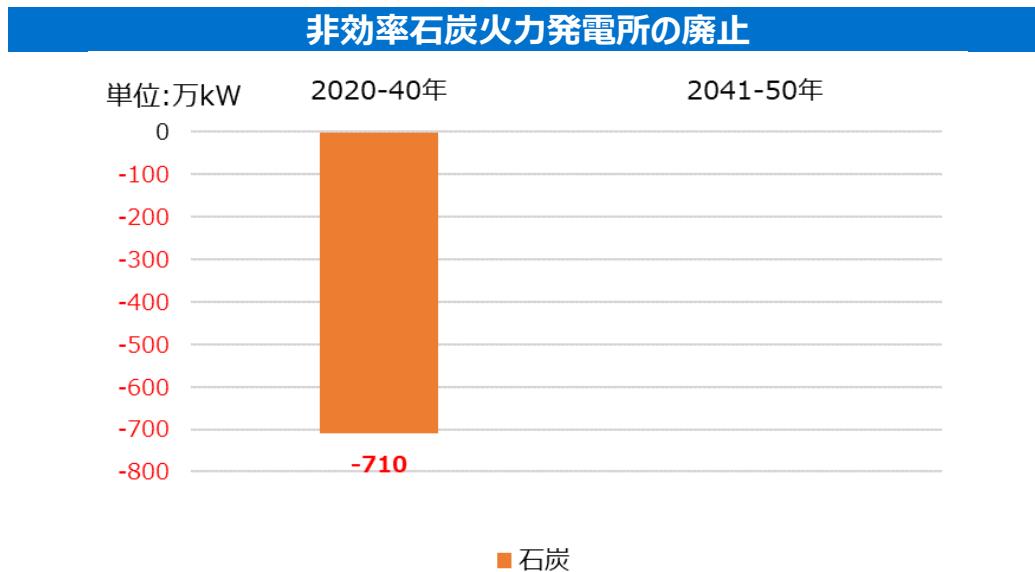
※2025年度以降運開の長期脱炭素オークション落札電源を除く公表案件の出力合算

出所：OCCTO「容量市場 長期脱炭素電源オークション約定結果（応札年度：2023年度）」、エネ庁「長期脱炭素電源オークションについて」に基づき日本総研作成

## ②-1. 既設廃止 | 非効率石炭火力の廃止（合計容量）

271

- ・発電効率の低い（亜臨界圧・超臨界圧方式、1997年度までに建設された超々臨界圧方式）石炭火力は、2040年度までに廃止と設定。
- ・ただし、バイオマス混焼を公表しているプラントや事業者単位で発電効率目標を達成する場合については、非効率石炭火力の廃止の対象とはしない。



年代	導入電源	合計容量
~2040年度	◆ 石炭：700万kW	710万KW
~2050年度	◆ 非効率理由での廃止は見込まない	—

出所：日本総研作成

# 参考. 石炭火力発電所の非効率基準の考え方

- 省エネ法では、新設する火力発電所の発電効率を最新鋭の商用プラント以上とするよう規制されている。
- また、2030年度に向けたベンチマーク目標として、発電事業者に対し、保有する火力発電設備の発電効率を既存設備の最高水準とするよう求めている。

## 石炭火力発電に関する効率目標

### ＜新たな規制的措置の主なポイント＞



※製造業等が保有する自家発自家消費の石炭火力についても、発電効率と高効率化に向けた取組の報告を追加的に措置。

出所：経済産業省「今後の火力政策について」に基づき日本総研作成

## 参考. 石炭火力の発電方式別効率

- 石炭火力の発電方式別の効率については、以下のとおり。
- 2030年度に向けた発電効率目標をクリアするためには、超々臨界(USC)の中でも最高効率水準以上の方程式が求められる。

石炭火力・発電方式別効率一覧

2030年度発電効率ベンチマーク水準

発電方式	亜臨界圧 (SUB-C)	超臨界圧 (SC)	超々臨界圧 (USC)	石炭ガス化複合発電 (IGCC)	石炭ガス化燃料電池複合発電 (IGFC)
概要	蒸気タービンのみで発電する方式。旧式であり、安価で運転管理も容易。	蒸気タービンのみで発電する方式。途上国では現在導入が進む主流の技術。	蒸気タービンのみで発電する方式、現在の石炭火力の主流。 蒸気の温度・圧力を上げることで効率が向上。	石炭をガス化した上で燃焼させて発電する技術。ガスタービン発電と、そこからの排熱で発生させた蒸気を利用する蒸気タービン発電の2つを複合することで高効率化が可能となる。	I G C C にさらに燃料電池を組み合わせたトリプル複合発電方式。更に高効率化が可能。現在広島県の大崎上島で2022年度の実証試験開始に向けて準備中。
構造					
発電効率	38%以下	38%~40%程度	41%~43%程度	46~50%程度	55%程度
蒸気圧力 蒸気温度	221bar以下 (1bar=1気圧)	221barを超えるもの	221barを超えるもの 593℃以上	ガス温度：1300℃～	ガス温度：1300℃～

出所：経済産業省「非効率石炭火力のフェードアウトを巡る状況について」に基づき日本総研作成

# 参考. 超々臨界方式の高効率化

- 超々臨界方式の石炭火力発電所については、1998年から600℃級USCが採用され高効率化が図られている。

## 微粉炭火力の変遷

年度	微粉炭火力の変遷	外部情勢
1953	中国電力 小野田5号機で初めて1機1缶ユニットシステムを採用	
1962		火力発電総出力が水力を上回り、火主水從の電力構成に
1963	電源開発 若松1、2号機が筑豊規格外低品位炭の消費を目的に建設される	「ばい煙排出規制に関する法律」が制定
1966		電気集じん機の導入
1968		「大気汚染防止法」の制定
		石油危機
1973		湿式石炭・石膏法による排煙脱硫装置の導入 「NOx排出規制法」の制定
1977		触媒を用いた選択式接触還元法による脱硝装置の導入
1979		IEAの石油火力新設禁止決議
1981	電源開発 松島1、2号機(538/538°C)、わが国初の海外炭焼き臨界海圧火力	
1985	北海動電力 苫東厚真2号機(538/566°C)、海外炭焼き超臨界圧変圧運転を初めて採用	
1990	電源開発 松浦1号機(538/566°C)、石炭焼きとして初めての1,000MW機を採用	
1991	北陸電力 敦賀1号機で主蒸気温度566°Cを採用	
1992		国連環境開発会議（リオ・サミット）開催
1993	中部電力 碧南3号機、国内で初めて最熱蒸気温度593°Cを採用	
1995		第1回国連気候変動枠組条約締約国会議（COP1）がボンにて開催
1997		COP3が京都にて開催
1998	中国電力 三隅1号機、東北電力 原町2号機において600/600°Cを採用	
2000	電源開発 橋湾1、2号機600/610°Cを採用	
2002	電源開発 磐越新1号機、純変圧方式で600/610°Cを採用	

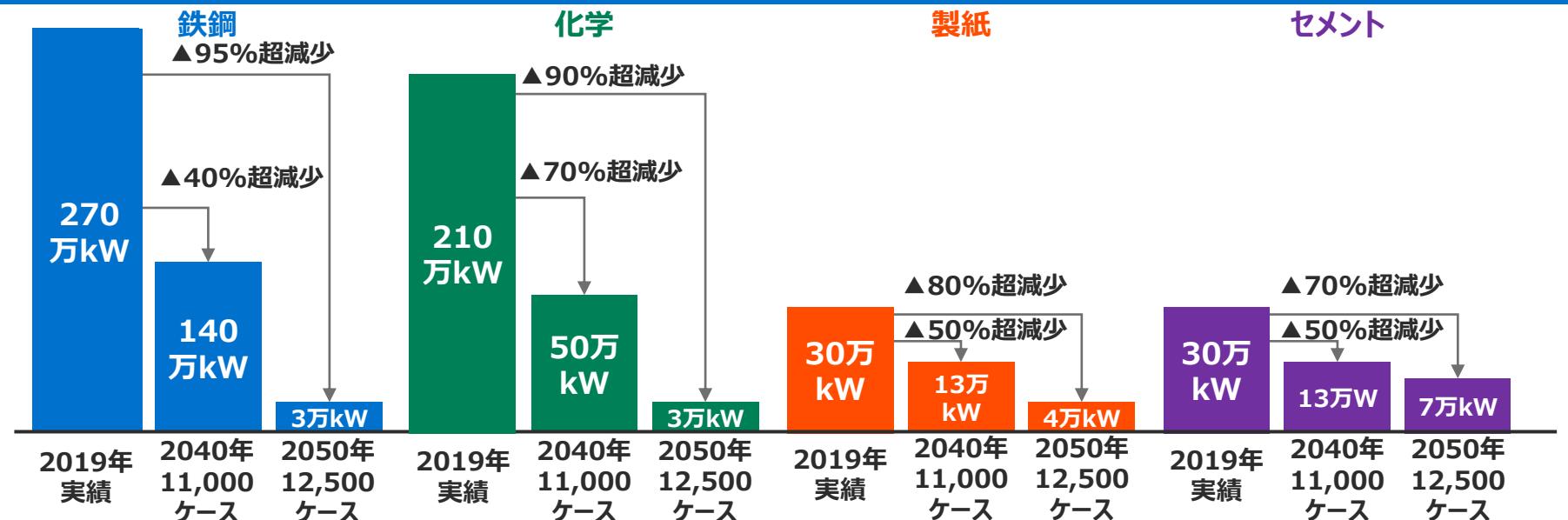
1998年から600℃級USCが採用された

出所：電力中央研究所「微粉炭火力発電技術の変遷と課題」に基づき日本総研作成

## ②-2. 産業構造変化に伴う廃止 | 共同火力の出力変化

- 共同火力については、需要モデルケースにおける各産業の生産量および製造プロセスの変化（電炉化、自家発減等）に応じて減少するものと設定。なお、共同火力の産業分類は立地・出資状況等の公表情報に基づき設定している。

共同火力の出力変化（2040年・2050年） \*設備容量の50%を自家消費分として控除している。

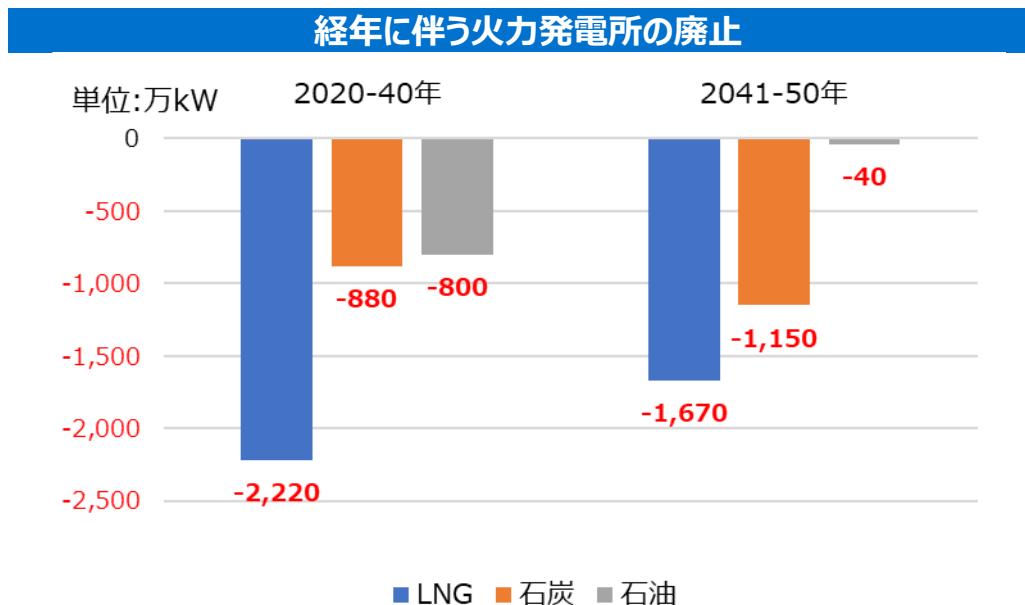


2040年需要モデルケース (億kWh)	鉄鋼	化学	製紙	セメント
11,000	11,000	11,000	11,000	11,000
生産量減少	▲20%	▲20%	▲0%	▲0%
プロセス変化	▲20%	▲50%	▲50%	▲50%
2050年需要モデルケース (億kWh)	鉄鋼	化学	製紙	セメント
12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
生産量減少	▲30%	▲20%	▲0%	▲0%
プロセス変化	▲65%	▲70%	▲80%	▲70%

\*全体の影響が軽微であることや、モデルケースをシンプル化するということも考慮し、他のモデルケースについても上記と同じ設定している

## ②-3. 経年による廃止

- 火力発電所の廃止までの稼働期間平均は45年であったことから、火力モデルケースとしては、経年45年で廃止と設定。
- なお、実際には延命化対策などにより45年を超過して稼働することもあれば、個々のプラント状況によっては45年よりも早く廃止されることもある。



年代	導入電源	合計容量
~2040年度	<ul style="list-style-type: none"> <li>LNG : ▲2,220万kW</li> <li>石炭 : ▲880万kW</li> <li>石油 : ▲800万kW</li> </ul>	▲3,900万KW
~2050年度	<ul style="list-style-type: none"> <li>LNG : ▲1,670万kW</li> <li>石炭 : ▲1,150万kW</li> <li>石油 : ▲40万kW</li> </ul>	▲2,860万KW

出所：日本総研作成

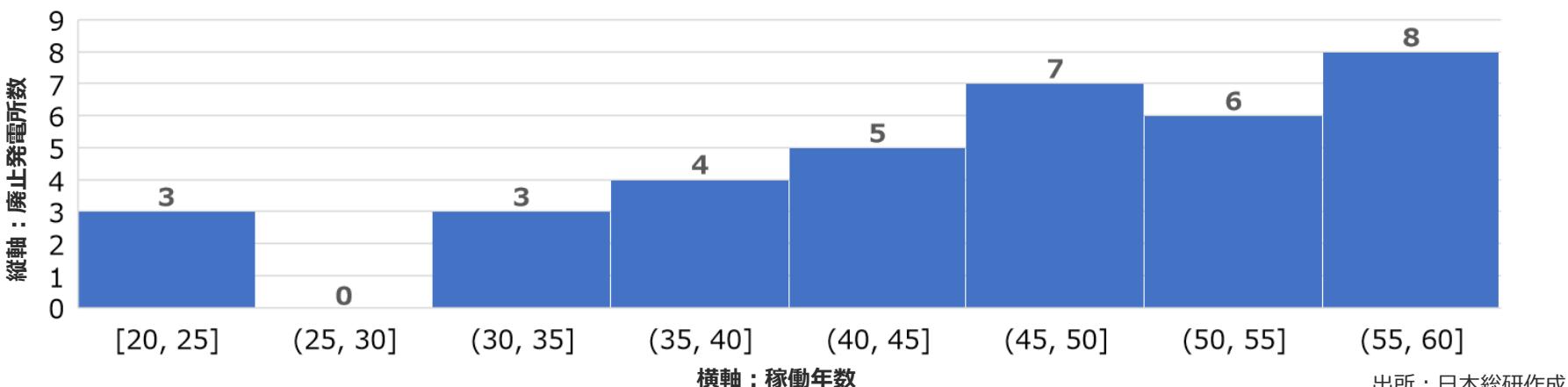
## 参考. 火力発電所の廃止までの稼働期間実績

- 2016年度以降に公表された廃止/廃止予定の発電所における廃止までの稼働期間平均は概ね45年。

### 廃止電源の集計方針

- ◆ 2016年4月の改正電気事業法の施行（電気事業者がライセンス制に移行）以降に廃止された、一定規模以上（10万kW以上）の電源を対象
- ◆ 2024年度以降についても既に廃止が公表されている発電所については集計対象に加えている

燃料種	廃止までの稼働期間平均	集計件数
石油	45年	全7箇所の発電所の稼働期間を集計
石炭	45年	全11箇所の発電所の稼働期間を集計
LNG	46年	全18箇所の発電所の稼働期間を集計
火力平均	45年	全36箇所の発電所の稼働期間を集計

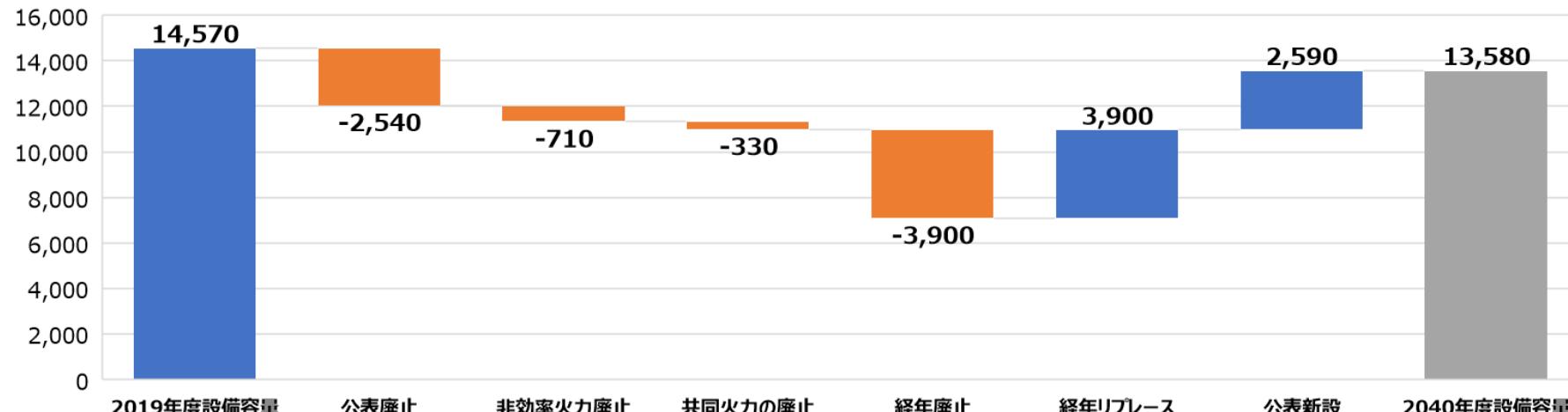


# 火力発電所の設備容量推移 | 大ケース

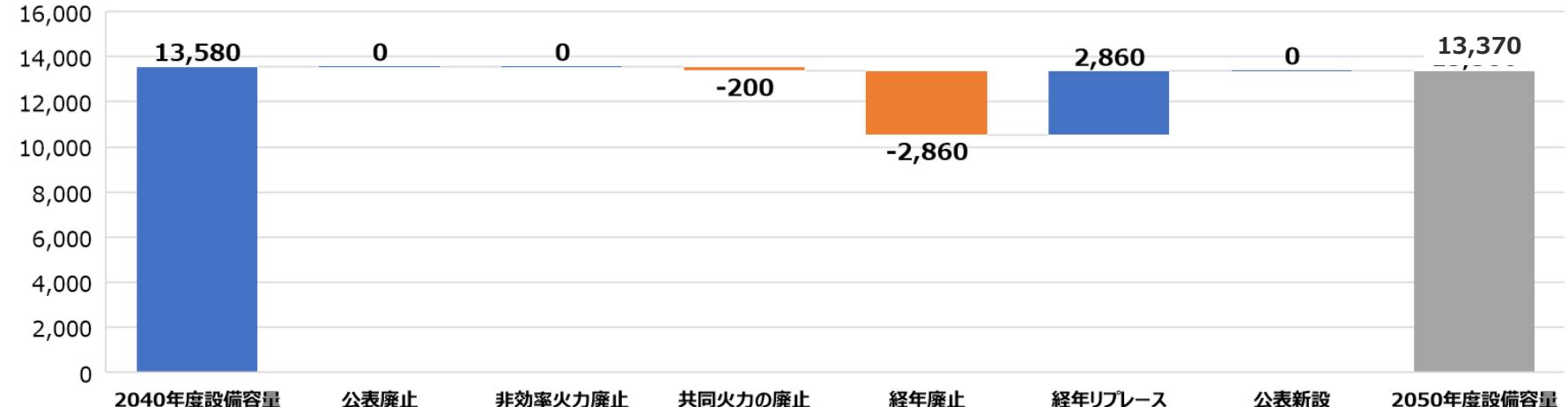
- 経年に伴うリプレースをする火力大ケースでは、2019年度での14,570万kWから、2040年：13,580万kW、2050年：13,370万kWと、設備容量は横ばいで推移する。

火力発電所の設備容量推移

単位:万kW



単位:万kW



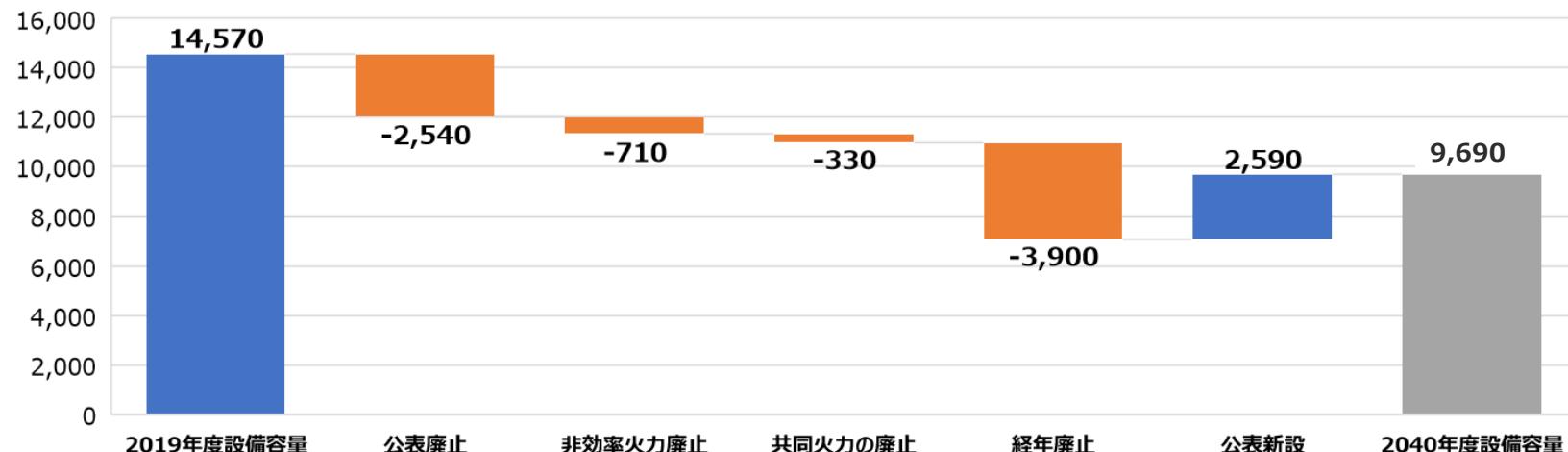
# 火力発電所の設備容量推移 | 小ケース

- 経年に伴うリプレースをしない火力小ケースでは、2019年度での14,570万kWから、2040年9,690万kW、2050年：6,630万kWまで設備容量が減少する。

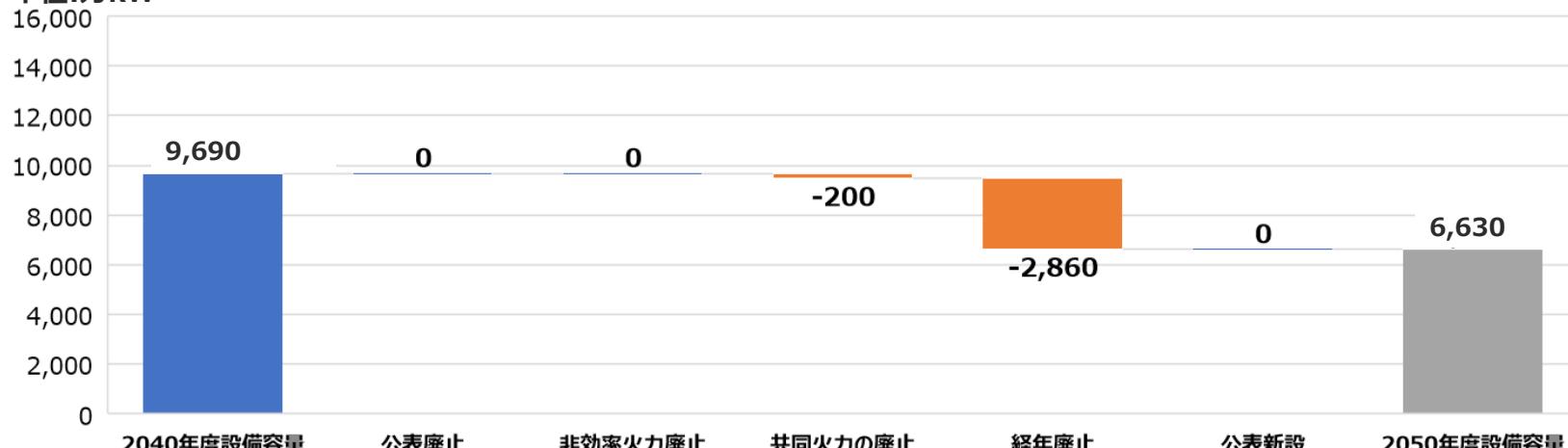
火力発電所の設備容量推移

単位:万kW

■ 増加 ■ 減少 ■ 合計



単位:万kW

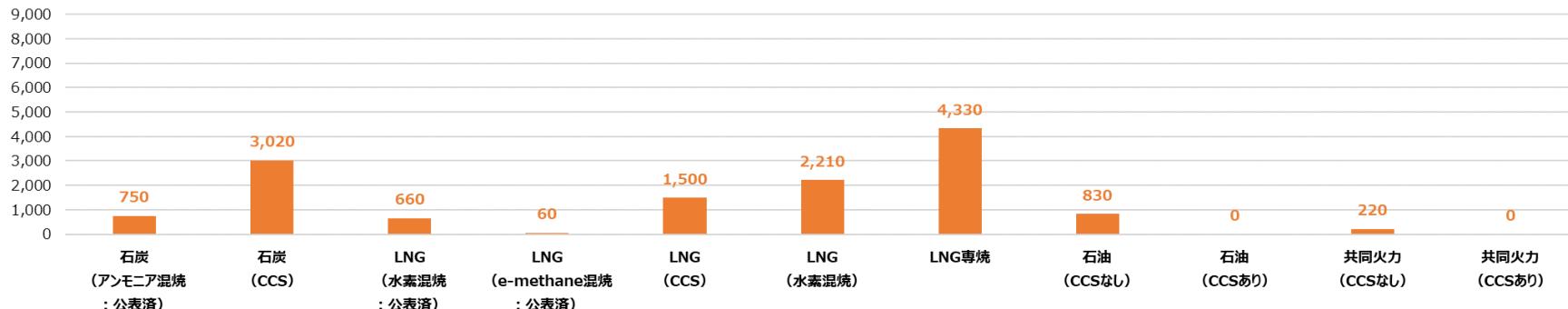


# 参考. 燃料別設備容量 | 大ケース

- 各ケースにおける設備容量の内訳は以下のとおり。

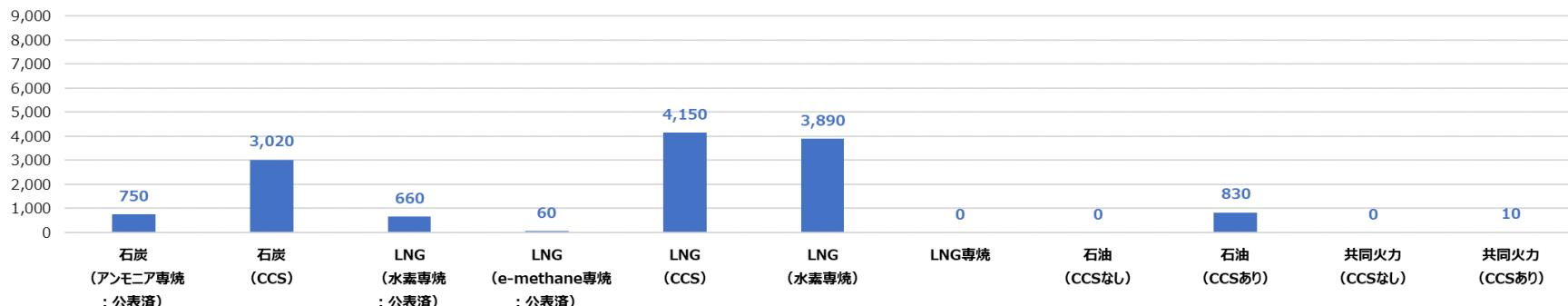
燃料別火力発電所の設備容量（単位：万kW）：2040年

単位:万kW



燃料別火力発電所の設備容量（単位：万kW）：2050年

単位:万kW



## 【CCS火力について】（次ページの小ケースも同様）

技術検討会社の検討結果を基にしたCCS貯留量の範囲内で、他産業におけるCCS活用量を考慮したうえで以下のとおり設定。

○2040年：CCS付LNG火力はCCS付き石炭火力の半量程度として設定。

○2050年：経年廃止の対象となっていないLNG火力4,150万 kWにCCS機能を付加するものと設定。

※最新のコスト検証ワーキンググループ想定に基づき排出されるCO<sub>2</sub>全量の90%を分離回収されるものとして試算。

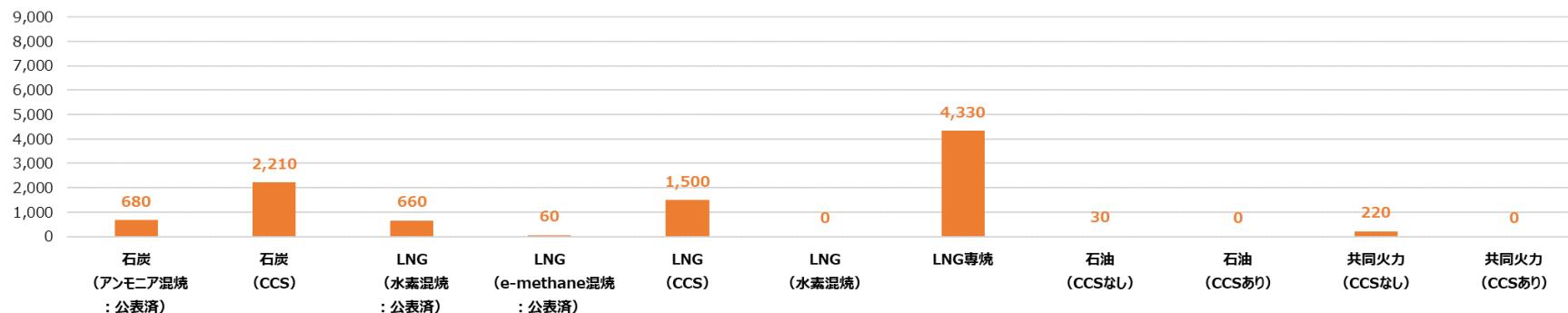
出所：日本総研作成

# 参考. 燃料別設備容量 | 小ケース

- 各ケースにおける設備容量の内訳は以下のとおり。

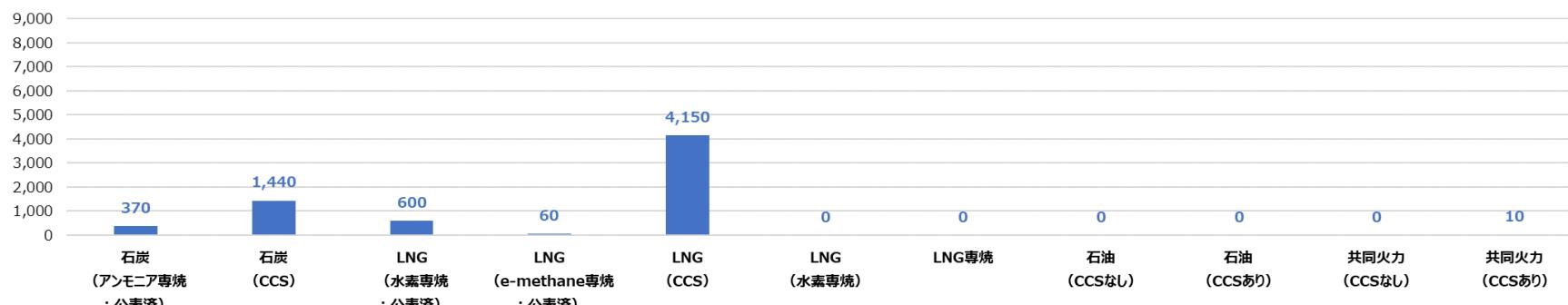
燃料別火力発電所の設備容量（単位：万kW）：2040年

単位:万kW



燃料別火力発電所の設備容量（単位：万kW）：2050年

単位:万kW



出所：日本総研作成