

電力システム改革の検証に係るヒアリング 事務局提出資料

～市場機能の活用・供給力確保策～

2024年6月3日

資源エネルギー庁

電力システム改革の検証に係るヒアリングの予定

- 電力システム改革全体に渡る検証を進めるにあたって、専門的や実務的な観点を十分に踏まえた上で検討を行うことが重要であることから、有識者・実務者からの意見のヒアリングを実施する。
- ヒアリングのテーマは電力システム改革専門委員会報告書（2013年）の主な項目を踏まえ決定する。

(2023年)

12月26日（第68回）： 検証の進め方

(2024年)

1月22日（第69回）： 電力システムを取り巻く現状

2月27日（第70回）： 総論

3月13日（第71回）： 小売全面自由化

4月17日（第73回）： 海外の電力システム改革の動向

5月 8日（第74回）： 送配電の広域化・中立化

<今回> 6月 3日（第75回）： 市場機能の活用・供給力確保策

次回以降のヒアリングのテーマ（予定） { ・ 事業環境整備

本日のヒアリング（市場機能の活用・供給力確保策）に参加いただく有識者・実務者

- 本日は、市場機能の活用・供給力確保策に関するヒアリングとして、供給力を確保し、市場を活用して取引を行っている発電事業者に加え、卸電気の取引のプラットフォームの運営者や、供給力の確保を支えるファイナンスの関係者等から、発電事業や市場に係る現状認識や直面している課題等について御意見をいただく。

	氏名	役職	資料タイトル
1	伊東 徹二	(株)日本政策投資銀行 執行役員企業金融第5部長	電力事業へのファイナンスに対する金融機関の視点
2	小川 博志	関西電力(株) 執行役常務	大規模電源投資における課題について
3	香月 有佐	ENEOS Power(株) 代表取締役社長	供給力確保のための課題について
4	多和 淳也	(株)JERA 常務執行役員	供給力(燃料)確保と脱炭素火力の推進に向けた 当社の取り組みと今後の課題
5	野澤 遼	(株)enechain 代表取締役社長	競争と安定を両立する電力卸市場の在り方について
6	吉田 宏	出光興産(株) 電力・再生可能エネルギー事業部長	当社電力事業の取り組みと 市場機能活用・供給力確保に係る課題認識

市場機能の活用・供給力確保策の検証に関する 基礎資料

市場機能の活用・供給力確保策の検証について

- 今回の市場機能の活用・供給力確保策に関するヒアリングに当たっての基礎資料として、第69回の本小委員会でお示した電力システムを取り巻く現状の市場機能の活用・供給力確保策の箇所について、電力システム改革専門委員会報告書（2013年）で取り上げられているポイント等を踏まえつつ、発電事業や市場を巡る状況の詳細を提示する。

第68回 電力・ガス基本政策小委員会（2023年12月26日）資料6より抜粋・一部編集

電気事業法附則に基づく検証項目

- 改正法の施行の状況
- エネルギー基本計画に基づく施策の実施状況
 - 供給力確保
 - 競争・市場環境の整備
 - 次世代型の電力ネットワークと分散型電力システムの構築
 - 脱炭素電源が活用できる事業・市場環境整備
 - 災害等に強い供給体制の構築
- 需給状況
- 料金水準
- その他の電気事業を取り巻く状況

第6次エネルギー基本計画『(11)エネルギーシステムの改革の更なる推進』の主な項目のポイント

電力システム改革専門委員会報告書の主な項目とポイント

I. なぜ今、電力システム改革が求められるのか

- ・東日本大震災がもたらした環境変化、電力システム改革を貫く考え方等

II. 小売全面自由化とそのために必要な制度改革

- ・小売全面自由化、小売料金の自由化（料金規制の段階的撤廃、経過措置期間における料金規制等）、需要家保護策等の整備、計画値同時同量の導入等

III. 市場機能の活用

- ・卸電力市場の活用、新電力の電源不足への対応、電力先物市場の創設、需給調整における市場機能の活用等

IV. 送配電の広域化・中立化

- ・広域系統運用の拡大、送配電部門の中立性確保の方式（所有権分離含む）、法的分離の実施、中立性確保のための必要な行為規制等

V. 安定供給のための供給力確保策

- ・供給力確保の仕組み、時間前市場の創設、インバランス制度の導入、中長期の供給力確保策（容量市場の創設等）等

VI. その他の制度改革

- ・自己託送の制度化、特定供給の扱い等

1. 日本の電力需給の現状

2. 市場機能の活用と供給力確保

(1) 発電容量 (kW) の確保・取引

(2) kWhの確保・取引

①長期的な確保 (ベースロード市場、先渡市場、内外無差別卸売等)

②短期的な確保 (スポット市場、時間前市場)

(3) 発電事業者の義務

3. 各電源を取り巻く状況

～再エネ・原子力・火力 (燃料確保含む) ・蓄電池

4. 需給調整力の確保

5. 同時市場の検討

1. 日本の電力需給の現状

2. 市場機能の活用と供給力確保

(1) 発電容量 (kW) の確保・取引

(2) kWhの確保・取引

①長期的な確保 (ベースロード市場、先渡市場、内外無差別卸売等)

②短期的な確保 (スポット市場、時間前市場)

(3) 発電事業者の義務

3. 各電源を取り巻く状況

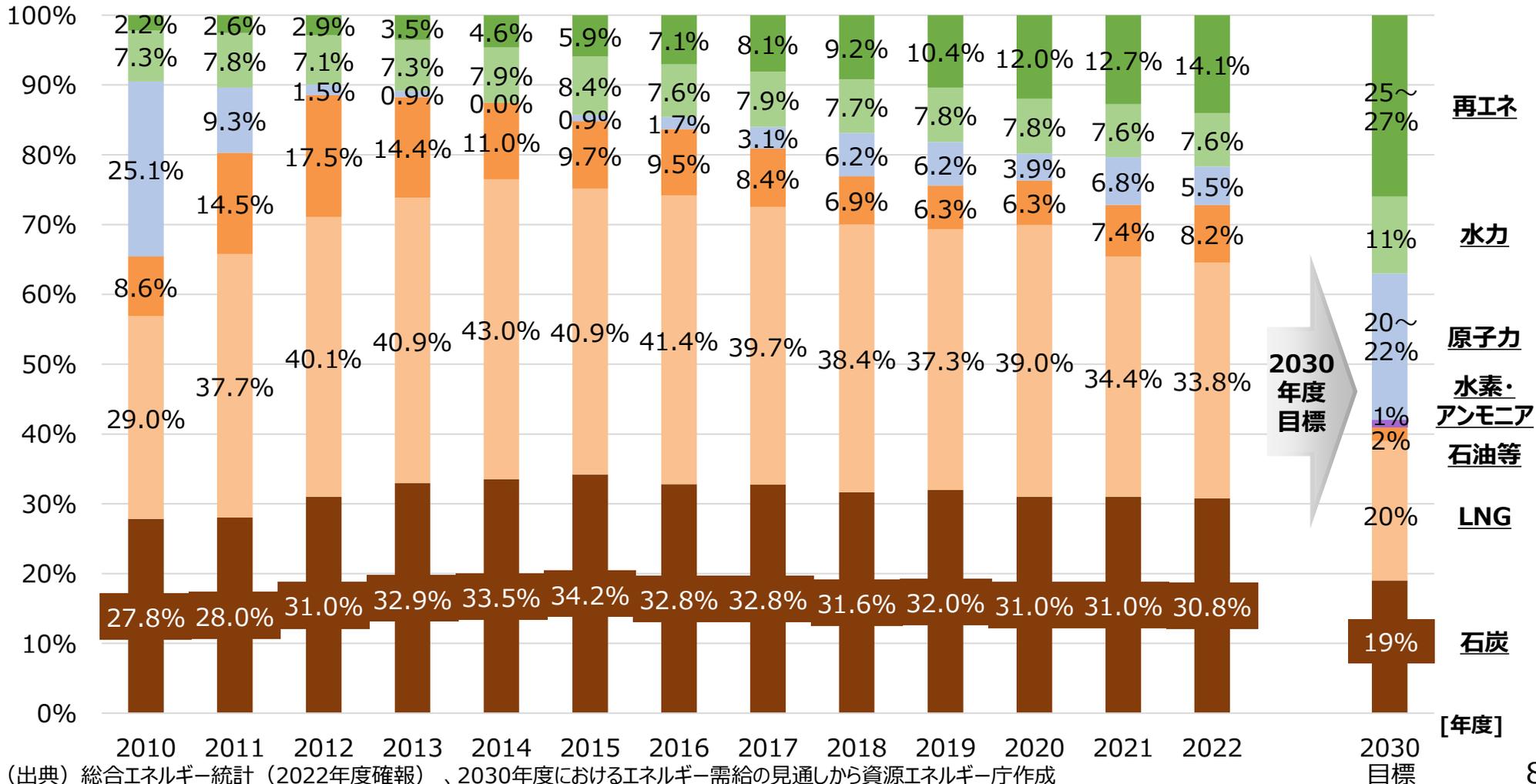
～再エネ・原子力・火力 (燃料確保含む) ・蓄電池

4. 需給調整力の確保

5. 同時市場の検討

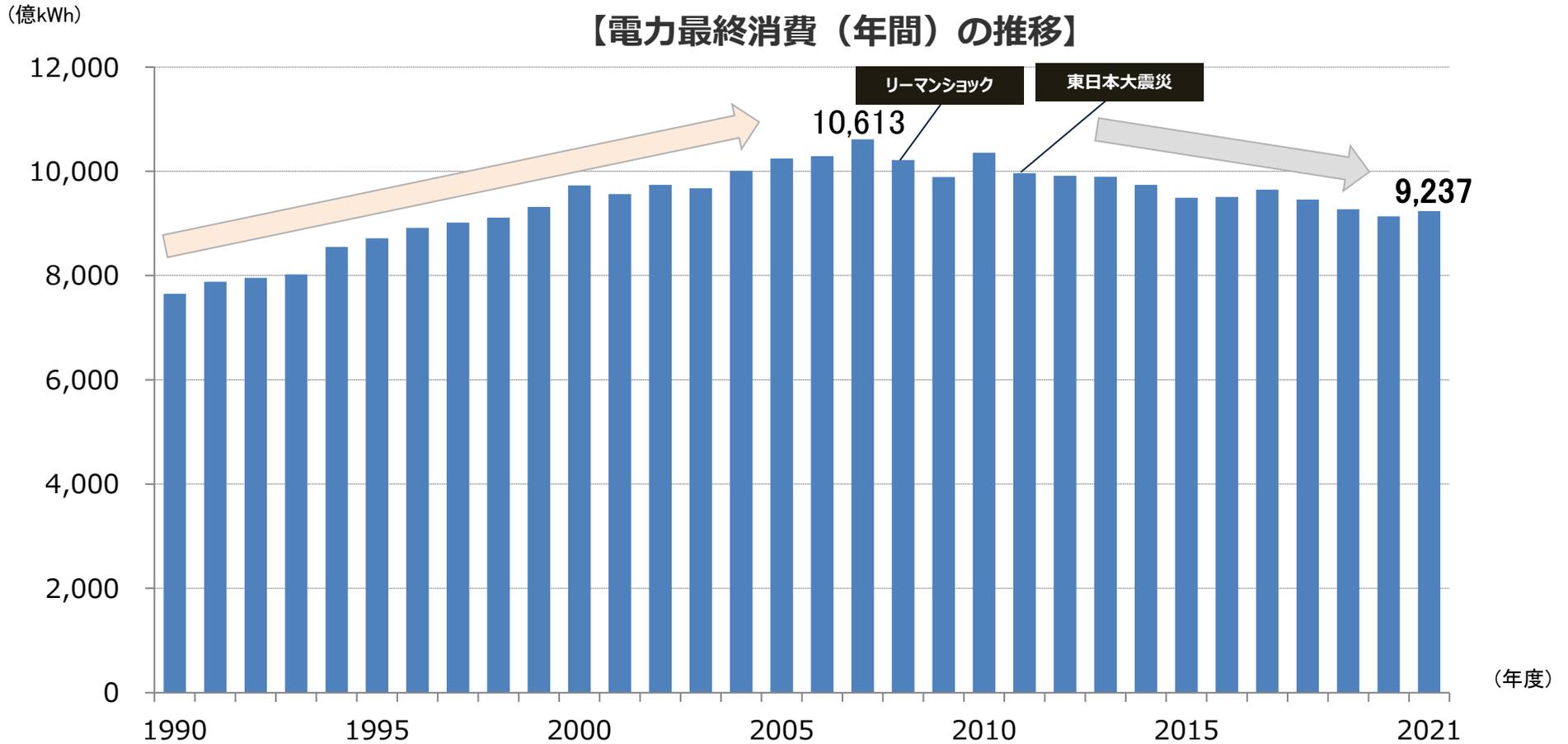
発電電力量の推移

- 再エネは、近年も急速に導入が進んでおり、水力も含めた足元の再エネ比率は約22%。
また、原子力は約6%。
- 火力発電は、東日本大震災直後は急激に割合が増えたが、その後減少傾向が続いている。



電力需要の動向(長期)

- 電力需要は、1990年以降増加傾向で推移したが、2011年の東日本大震災以降は減少傾向で推移。



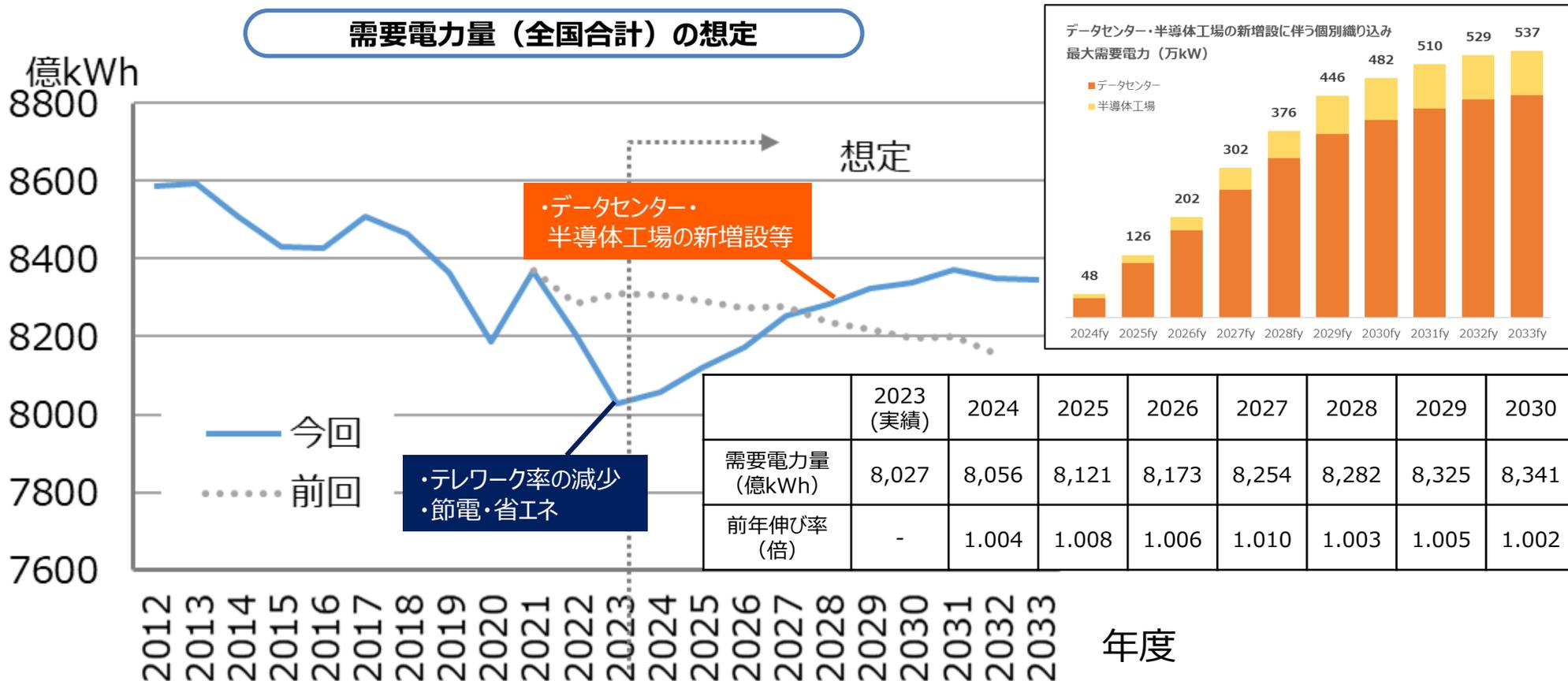
(注1) 「総合エネルギー統計」では、1990年度以降、数値の算出方法が変更されている。

(注2) 民生は家庭部門及び業務他(第三次産業)。産業は農林水産鉱建設業及び製造業。

(出典) 令和4年度エネルギーに関する年次報告(エネルギー白書2023)第214-1-1を基に作成

【参考】今後10年の電力需要の想定

- 電力広域的運営推進機関は、一般送配電事業者から提出された電力需要の想定を取りまとめ毎年公表。
- 本年1月24日に公表された想定では、人口減少や節電・省エネ等により家庭部門の電力需要は減少傾向だが、**データセンターや半導体工場の新増設等による産業部門の電力需要の大幅増加により、電力需要全体では増加の見通しに転じた。**



2024年度夏季の電力需給見通し

- 電源補修計画の変更や電源トラブル等の最新の供給力の変化※を踏まえた今夏の電力需給の見通しについて、10年に一度の厳しい暑さを想定した電力需要に対する最小予備率は、**北海道～東京エリアで7月は4.1%**となった。

※ 3月19日以降に判明した、設備トラブル・復旧状況等含む。

- **供給力にはトラブル停止のリスクが高い運転開始から40年以上経過している老朽火力が約1割※¹を占めていることに加え、火力発電所が東京湾岸に集中※²している等、一定のリスクがある状況は継続。**

※¹ 東京エリアにおける火力発電所のうち、2024年度夏季予備率最小の7月の供給力全体に対する老朽火力の割合

※² 火力発電所約3,000万kWが東京湾岸に集中

(2024年5月29日時点)

厳気象H1需要に対する最小予備率

エリア	7月	8月	9月		
北海道	4.1	10.5	16.2		
東北		8.0	11.8		
東京	10.4			12.2	13.8
中部		10.6			
北陸		12.2	13.8		
関西					
中国					
四国	13.2	14.8	14.5		
九州					
沖縄	34.0	35.8	35.1		

(出典)

左図：電力広域的運営推進機関にて計算

【参考】夏季の最大需要発生時の予備率見通しの推移

夏季高需要期（8月）の最大需要発生時の予備率見通しの推移

※直近2年分については7・8月分を記載

年度	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023		2024	
									7月	8月	7月	8月
北海道	8.7%	20.2%	14.7%	17.6%	4.7%	9.7%	23.9%	12.5%	5.2%	7.6%	4.4%	9.7%
東北	5.5%	7.3%	11.5%	3.8%		6.4%	3.8%	4.4%			15.1%	9.4%
東京	11.0%	8.1%	3.5%	8.4%	5.0%	8.1%			3.8%	4.4%	3.1%	4.8%
中部	4.9%	6.7%	3.0%				8.4%	5.0%			8.1%	4.4%
北陸	6.4%	11.1%	4.3%	8.4%	5.0%	8.1%			4.4%	9.8%		
関西	3.0%	8.2%	8.1%				8.4%	5.0%			8.1%	4.4%
中国	7.9%	13.0%	23.0%	8.4%	5.0%	8.1%			4.4%	9.8%		
四国	12.1%	5.8%	19.2%				8.4%	5.0%			8.1%	4.4%
九州	3.0%	13.9%	9.3%	8.4%	5.0%	8.1%			4.4%	9.8%		



(出典) 電力需給検証報告書等を元に資源エネルギー庁作成

電力需給ひっ迫の背景・要因と対応について

2020年度冬季

電力需給ひっ迫の背景・要因

- 断続的な寒波による**電力需要の大幅な増加**とLNG供給設備のトラブル等に起因したLNG在庫減少による**LNG火力の稼働抑制**が主因。
- 背景には、石油火力の休廃止や稼働中原発の減少といった**供給力低下**が構造的に存在する一方、水力の利用率低下、太陽光の発電量変動を補う**調整力の重要性向上**といった背景もあり、**火力に依存した供給構造**が存在。

断続的な寒波 + LNG在庫減少

電力需給ひっ迫時の対応

- 発電事象者・小売電気事業者（非調整電源保有事業者）に対する**焚き増し指示**
- 他エリアからの電力融通**（北海道、沖縄を除く8の供給区域の需給状況改善のため、累計 218 回（延べ 21 日）の融通指示）及び**連系線運用容量の拡大**
- 燃料融通**（電力会社間での融通や、大手ガス会社や、LNG基地を有するガス会社から電力会社に対する LNG の融通や配船調整等）
- 効率的な電力利用の呼びかけ**

2022年3月

電力需給ひっ迫の背景・要因

- 地震等による**発電所の停止**及び**地域間連系線の運用容量低下**
 - ✓合計335万kWが計画外停止
 - ✓東北から東京向けの運用容量が半減
- 真冬並みの**寒さによる需要の大幅な増大**
- 冬の高需要期（1・2月）終了に伴う**発電所の計画的な補修点検**、悪天候による**太陽光の出力大幅減**

3月に真冬並みの寒さ + 福島県沖地震

電力需給ひっ迫時の対応

- 火力発電所の出力増加、自家発の焚き増し、補修点検中の発電所の再稼働
- 他エリアからの電力融通**（中部→東京、東北→東京を最大限活用）
- 小売電気事業者から大口需要家への**節電要請**
- 国による東北・東京エリアへの**電力需給ひっ迫警報の発令**（東京（3月21日発令）、東北（3月22日発令））

2022年6月

電力需給ひっ迫の背景・要因

- 6月にしては異例の暑さによる**需要の大幅な増大**（6月26日時点の、翌27日の東電管内の想定最大需要5,276万kW（※東日本大震災以降の6月の最大需要は4,727万kW））
- 夏の高需要期（7・8月）に向けた**発電所の計画的な補修点検**（6月30日から7月中旬にかけて約600万kWの火力発電所が順次稼働）

6月として異例の暑さ + 高需要期前の計画的補修

電力需給ひっ迫時の対応

- 火力発電所の出力増加、自家発の焚き増し、補修点検中の発電所の再稼働
- 他エリアからの電力融通**（東京東北間の運用容量拡大、東京中部間のマージン開放、水力両用機の切り替え）
- 小売電気事業者から大口需要家への**節電要請**
- 国による東京エリアへの**電力需給ひっ迫注意報の発令**（6月26日から6月30日まで継続）
- 一般送配電事業者による北海道、東北、東京エリアへの**需給ひっ迫準備情報の発表**（6月27日及び28日）

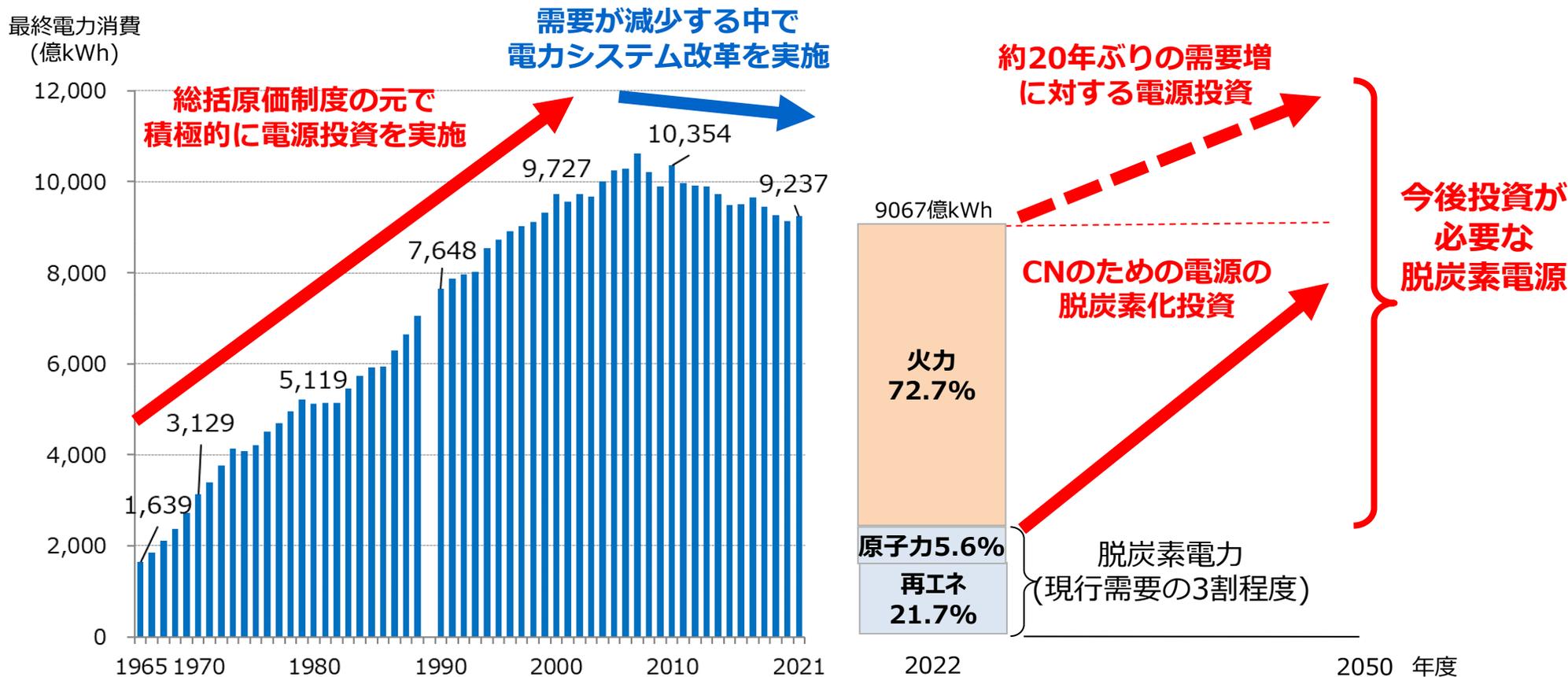
電力需給ひっ迫後の対策

- 夏冬の需要ピーク時に kWh(燃料)不足リスクを含めた需給検証を実施するとともに、**燃料の確保状況をモニタリングする仕組み**を導入。
- 国発電事業者等による望ましい燃料確保の在り方を示す「**需給ひっ迫を予防するための発電用燃料に係るガイドライン**」を策定。
- 燃料不足が懸念される際に、「**警戒対応体制**」を構築し、**事業者間の融通の円滑化**や**需要家への働きかけ**を実施。
- 「**でんき予報**」において、kWの情報だけでなく、kWh情報の発信を追加するなど、**情報発信を拡充**。
- 容量市場により安定供給に必要な供給力を確保しつつ、**カーボンニュートラルとの両立**に向け、**非効率石炭フェードアウト**を着実に進めるとともに、**新規電源への投資の促進、持続的な発電事業を可能とする制度環境の検討**を進め、電源投資が適切に行われるよう環境を整備。
- 広域的融通の強化に向けた系統整備**に向けたマスタープランの策定や、**既存系統を最大限活用するための措置**を実施。
- 需要想定**の在り方（**上振れリスクの増大を踏まえ**）を検討。高需要期以外にも従来以上に供給力確保の状況を精査し対策を検討。**経済DRの一層の導入を促進**。
- 需給ひっ迫警報の発令時期を前倒し**（前日18時→16時）するとともに、警報に至らない場合でも節電を要請する**注意報を創設**する。また、ひっ迫の可能性がある場合、**前々日に需給ひっ迫準備情報**を出し、注意喚起を促す。
- 「**でんき予報**」について、100%を超える電気使用率が表示されないよう、表示の見直しを行う。需要家への迅速かつ確実な情報発信につながるよう、**自治体との連携体制**を強化。
- 既存電源の最大限の活用**や**確実な燃料調達**、**発電所の休廃止の事前把握**を通じ、必要な供給力を確保。
- 揚水発電の維持及び機能強化**、**蓄電池や水素製造装置の活用への支援**、**地域間連系線の更なる増強**を通じて、系統の柔軟性を向上。

■ 半導体工場の新規立地、データセンター需要に伴い、国内の電力需要が約20年ぶりに増加していく見通し。2050CNに向けた脱炭素化とあいまって、大規模な電源投資が必要な時代に突入。これまでの電力システム改革時には必ずしも想定されていなかった状況変化が生じている。

■ 脱炭素電源の供給力を抜本的に強化しなければ、脱炭素時代における電力の安定供給の見通しは不透明に。

※電力広域的運営推進機関は、2024年度から29年度にかけて電力需要が年率0.6%程度で増加する見通しを公表（2024年1月）。



1. 日本の電力需給の現状

2. 市場機能の活用と供給力確保

(1) 発電容量 (kW) の確保・取引

(2) kWhの確保・取引

①長期的な確保 (ベースロード市場、先渡市場、内外無差別卸売等)

②短期的な確保 (スポット市場、時間前市場)

(3) 発電事業者の義務

3. 各電源を取り巻く状況

～再エネ・原子力・火力 (燃料確保含む) ・蓄電池

4. 需給調整力の確保

5. 同時市場の検討

【参考】供給力の見通しと確保するための仕組み（2024年度以降）

第69回電力・ガス基本政策小委員会
(2024年1月22日) 資料6

中長期（1年超）

短期（1年以内）

供給計画

電力需給検証

需要	一般送配電事業者が、電力広域機関が公表する経済見通し、その他の情報、直近の需要動向、過去の需要の実績、供給区域の個別事情等を考慮し需要を想定
供給力	供給力は、(a-b-c-d)等による1時間平均電力の合計 a:発電所及び蓄電所の設備容量 b:大気温及びダム水位低下等の影響による能力減分 c:計画補修等による停止電力 d:最大需要電力発生時に必要となる所内消費電力 (自家消費電力がある場合はそれも含む)
電力需給バランス検証	全国大及び各エリアの前年度及び第一・二年度の電力需給バランスを評価（短期） 全国大及び各エリアの第三年度～第十年度の電力需給バランスを評価（長期）

供給計画のH3需要をベースに 猛暑・厳寒H1需要を想定
供給計画をベースに、至近の状況を反映
猛暑・厳寒H1需要に対して 予備率3%の確保の確認

	容量市場 (メインオークション)	長期脱炭素電源 オークション	予備電源	電源入札
目的	中長期的な供給力の確保	脱炭素電源による供給力の確保	大規模災害等に備えた供給力の予備	供給力確保を担保するセーフティネット
供給時期	4年後	電源種別※	2～3年後	(不定期)
費用負担	容量拠出金（小売） (一部託送料金)		託送料金	

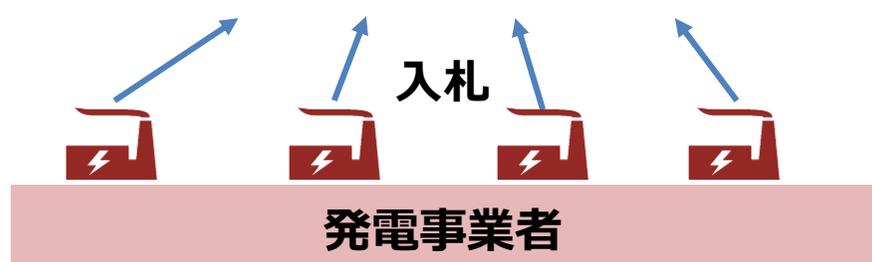
	容量市場 (追加オークション)	kW公募
目的	中長期的な供給力確保の補完	追加の供給力対策
供給時期	実需給1年前	実需給数ヶ月前
費用負担	容量拠出金（小売） (一部託送料金)	託送料金

※原子力：17年、水力：12年、水素・アンモニア混焼改修：11年 等

- 電力広域的運営推進機関は、実需給年度の4年前に容量市場のオークションを開催し、**発電事業者等から全国で必要な供給力を募集**。オークションに応札があった電源等のうち、金額が安いものから順に落札され、約定価格が決定。
- 発電事業者等は、容量確保契約で定められた義務を履行することで、**約定価格に応じて決められた「容量確保契約金」を受け取る**。その原資は、**小売電気事業者や一般送配電事業者等が支払う「容量拠出金」**によって賄われる。

オークションの開催

電力広域的運営推進機関
入札価格の安い電源から落札
(シングルプライスオークション)



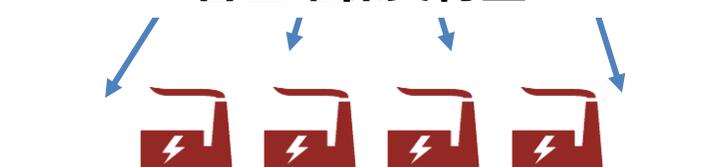
4年後

容量に対する支払い

小売電気事業者
電源を確保するための費用を支払い
容量拠出金



容量確保契約金



発電事業者
電力を供給可能な状態にしておく必要

供給力の必要量を調達

従来一体で取引されていた電力の価値のうち、kW価値を取引

○容量市場 → 将来の供給力(kW価値)

○卸売市場 → 電力量 (kWh価値)

容量市場メインオークション結果概要（第1回～第4回）

第88回制度検討作業部
会（2024年1月31日）
資料4-3

		第1回	第2回	第3回	第4回
実施年度		2020	2021	2022	2023
実需給年度		2024	2025	2026	2027
約定総容量（万kW）		16,769	16,534	16,271	16,745
エリアプライス （円/kW）	北海道	14,137	5,242	8,749	13,287
	東北		3,495	5,833	9,044
	東京			5,834	9,555
	中部			5,832	7,823
	北陸				7,638
	関西				
	中国				
	四国				
九州	5,242	8,748		11,457	
約定総額（経過措置控除後） （億円）		15,987	5,140	8,504	13,140
総平均単価（経過措置控除後） （円/kW）		9,534	3,109	5,226	7,847

（出典） 約定総容量、エリアプライス、約定総額（経過措置控除後）については、電力広域的運営推進機関が公表している各オークションの約定結果
総平均単価（経過措置控除後）については「約定総額（経過措置控除後）÷約定総容量」にて算出

(参考) 今年度から運用開始する容量拠出金の扱い (供給力確保義務との関係)

第40回制度検討作業部会
(2020年5月29日) 資料3-1

供給能力確保義務に対する審査基準

- 容量市場開設の実需給年度 (2024年度) 以降、小売電気事業者が容量拠出金の支払いに応じず、広域機関の定款・業務規程に基づく指導勧告等を行ってもなお改善が見込まれない結果として、広域機関の容量市場運営業務に支障が生じるような場合には、必要な供給能力が確保されず、ひいては電気の利用者の利益を阻害するおそれがあると考えられ、電気事業法第2条の12第2項における「小売電気事業者が必要な供給能力を確保していないため、電気の利用者の利益を阻害し、又は阻害するおそれがあるとき」に該当しうると考えられる。
- この点、小売電気事業者が供給能力を確保していない場合の措置 (電事法第2条の12第2項) に関する詳細は、「電気事業法に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等 (以下、審査基準等という)」に定められている。
- 従って、容量市場の趣旨を踏まえ、審査基準等に規定する処分の基準に、「広域的運営推進機関による供給能力を確保するための費用の請求に応じない場合」を追加することとしてはどうか。

電気事業法に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等 (案)

第2 処分の基準

第2条の12第2項

(2) 第2条の12第2項の規定による小売電気事業者に対する供給能力の確保等に係る命令 第2条の12第2項の規定による小売電気事業者に対する供給能力の確保等に係る命令については、同項に命令の基準が規定されているところであり、より具体的には、例えば、次のような場合とする。

- ① 定常的に、供給能力の不足を発生させている場合
- ② 短い時間であっても、極めて大きな供給能力の不足を発生させた場合
- ③ 過去の実績や需要の性質に照らして、供給能力の確保が十分ではなく、実需給の段階で、供給能力不足を発生させる蓋然性が高いと認められる場合
- ④ 広域的運営推進機関による供給能力を確保するための費用の請求に応じない場合

(参考) 今年度から運用開始する容量拠出金の扱い (未回収への対応)

- 電力広域機関は、容量拠出金の未払い事業者へ催告するとともに、催告に応じない事業者の名称を公表し、経済産業大臣に報告することとなっている。
※ なお、定款の規定に基づき、電力広域機関は、指導・勧告・制裁等を行うことができる
- 電力広域機関は、一般送配電事業者、配電事業者又は小売電気事業者に対して、容量拠出金の未回収分を含めて又は追加して請求できることとなっている。
※ 精算の実施時期については、必要な業務手順をもとに電力広域機関にて適切に設定する

○電力広域的運営推進機関定款

(業務内容)

第5条 本機関は、第3条の目的を達成するため、次の各号の業務を行う。

～～略～～

六 送配電等業務の円滑な実施その他の電気の安定供給の確保のため必要な電気供給事業者に対する指導、勧告その他の業務を行うこと。

～～略～～

(会員の責務)

第11条 会員は、付与された議決権その他の権利を誠実に行使するよう努めなければならない。

2 会員は、本機関の目的を達成するため次の各号に掲げる責務を負う。

一 本機関が法第28条の4第1項第6号の規定により指導又は勧告を行ったときは、これに従うこと。

～～略～～

(会員に対する制裁)

第12条 本機関は、会員が次の各号に掲げるいずれかに該当すると認めるときは、理事会の議決を経て、制裁を科すことができる。

一 前条第2項第1号の指導又は勧告に従わないとき

～～略～～

(容量拠出金)

第55条の2 本機関は、一般送配電事業者、配電事業者又は小売電気事業者たる会員に対し、容量市場における供給力の確保に係る拠出金 (以下「容量拠出金」という。) の納入を求めることができる。また、本機関は、一般送配電事業者、配電事業者又は小売電気事業者たる会員に対し、容量拠出金の未回収分を含めて又は追加して請求することができる。

2 本機関は、一般送配電事業者、配電事業者又は小売電気事業者たる会員に対し、容量拠出金の額を算出するために必要な情報を求めることができる。

3 一般送配電事業者、配電事業者又は小売電気事業者たる会員は、前項の規

定による本機関の求めに応じ、必要な情報を提出しなければならない。

4 容量拠出金の額に関する事項は、容量拠出金の請求ごとに、理事会の議決により定める。

5 一般送配電事業者、配電事業者又は小売電気事業者たる会員は、第1項の規定による本機関からの容量拠出金 (容量拠出金の未回収分を含む。) の請求を受けてから1か月以内に容量拠出金を納入しなければならない。

6 本機関は、第9条第3項の規定による一般送配電事業者、配電事業者又は小売電気事業者たる会員の地位の取得が発生した場合において、その会員の地位の取得日以降、その会員の地位を対象に容量拠出金の請求が発生する場合及びその会員の地位を対象に請求を受けた容量拠出金が納入されていない場合は、その会員の地位を取得した者に対し容量拠出金の納入を求めることができる。

○電力広域的運営推進機関業務規程

(容量拠出金の未回収分の請求)

第32条の42 本機関は、一般送配電事業者、配電事業者又は小売電気事業者たる会員が容量拠出金を滞納した場合、滞納している会員を除いた一般送配電事業者、配電事業者又は小売電気事業者たる会員に対し、容量拠出金の未回収分を含めて又は追加して請求することができる。

(容量拠出金の支払いの催告)

第32条の43 本機関は、容量拠出金の請求を受けた会員が、当該請求の支払い期限までに容量拠出金を支払わない場合は、催告書により新たに支払い期限を指定して当該請求に係る金額の支払いを催告する。

2 前項の新たな期限は、同項に規定する請求の支払い期限の日が属する月の翌月の10日とする。

3 本機関は、第1項の規定による催告を受けた会員が、同項の新たな期限までに同項に規定する請求に係る金額を支払わない場合は、理事会の議決を経て、当該会員の名称を公表するとともに、その旨を経済産業大臣に報告する。

(参考) 今年度から運用開始する容量拠出金の扱い (未回収への対応)

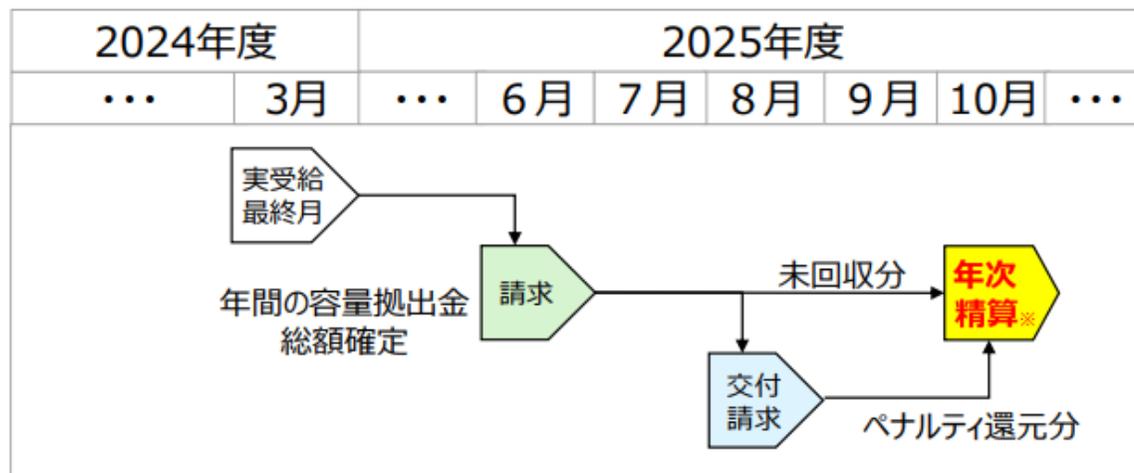
3. 実需給期間に向けた請求・交付等の業務内容について

⑥ 経済的ペナルティの還元と容量拠出金の未回収分の算定で用いるシェア配分値

- 第16回容量市場検討会において、容量確保契約金額に科された**経済的ペナルティの還元、および容量拠出金の未回収分**は、小売電気事業者の容量拠出金に反映^{※1}することと整理している。
- 小売電気事業者の容量拠出金に反映するにあたり、シェア配分は容量拠出金の当該年度を通じたシェアがもととなるため、**年間12ヶ月間分のシェア配分をもとに算定**を行う。
- 具体的には、各月シェア配分の累計を当該年度の3月分まで用いて算定・精算^{※2}を行う。

※1 具体的には、還元が未回収分を上回る場合は小売に還元し、還元が未回収分を下回る場合は小売から追加徴収することとしている。

※2 当該年度の翌年10月に還元等の精算を行う。また、容量拠出金の還元等の算定の対象は未払い事業者を除外する。

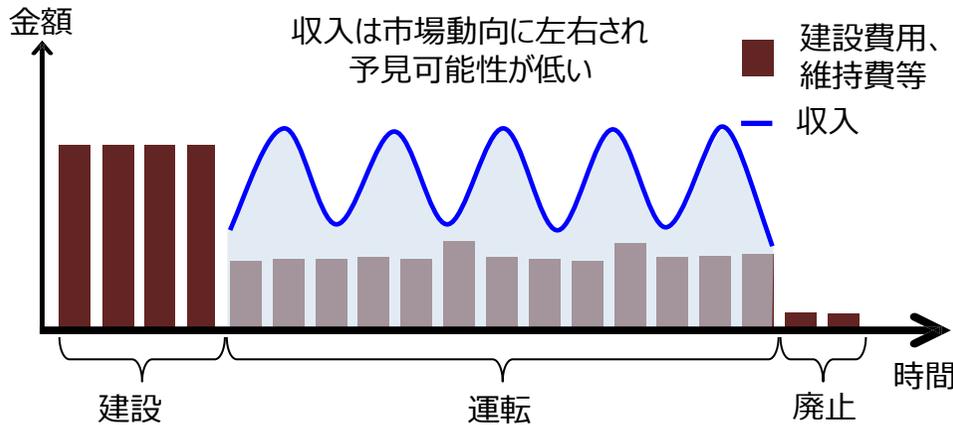


※年次精算で未払い等が生じた場合は、再算定し、年次精算月の翌月以降で請求

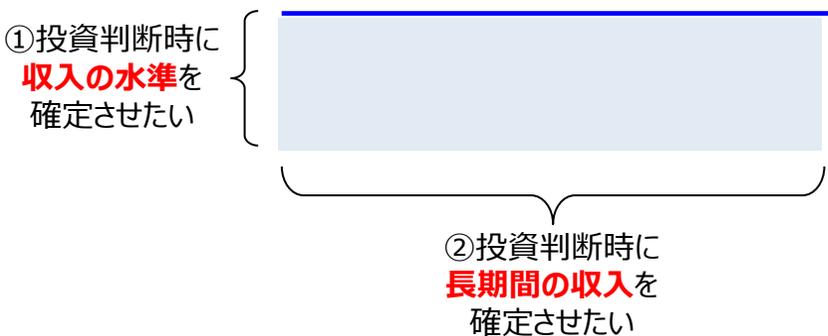
長期脱炭素電源オークションの概要

- 近年、既存電源の退出・新規投資の停滞により供給力が低下し、電力需給のひっ迫や卸市場価格の高騰が発生。
- このため、脱炭素電源への新規投資を促進するべく、**脱炭素電源への新規投資を対象とした入札制度（名称「長期脱炭素電源オークション」）を、2023年度から開始（初回の応札を2024年1月に実施）。**
- 具体的には、脱炭素電源を対象に電源種混合の入札を実施し、落札電源には、**固定費水準の容量収入を原則20年間得られる**こととすることで、巨額の初期投資の回収に対し、長期的な収入の予見可能性を付与する。

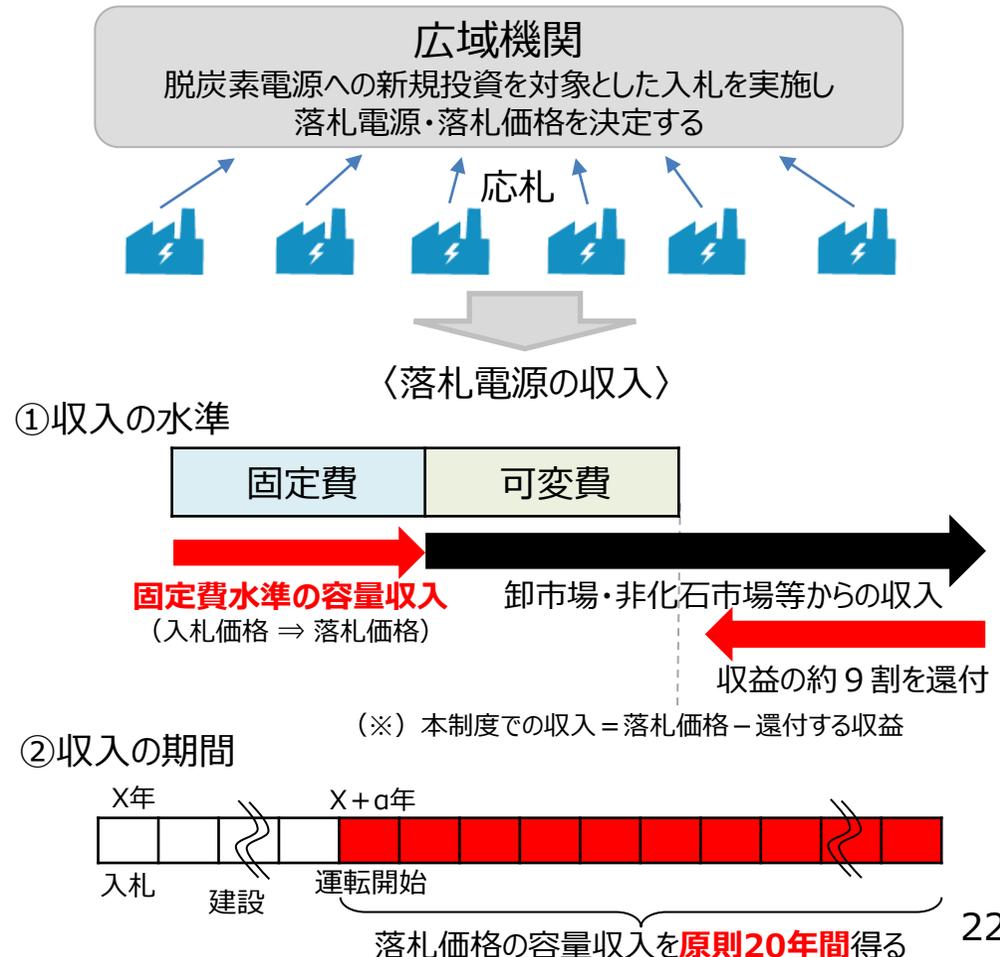
〈電源投資の課題〉



〈投資判断に必要な要素〉

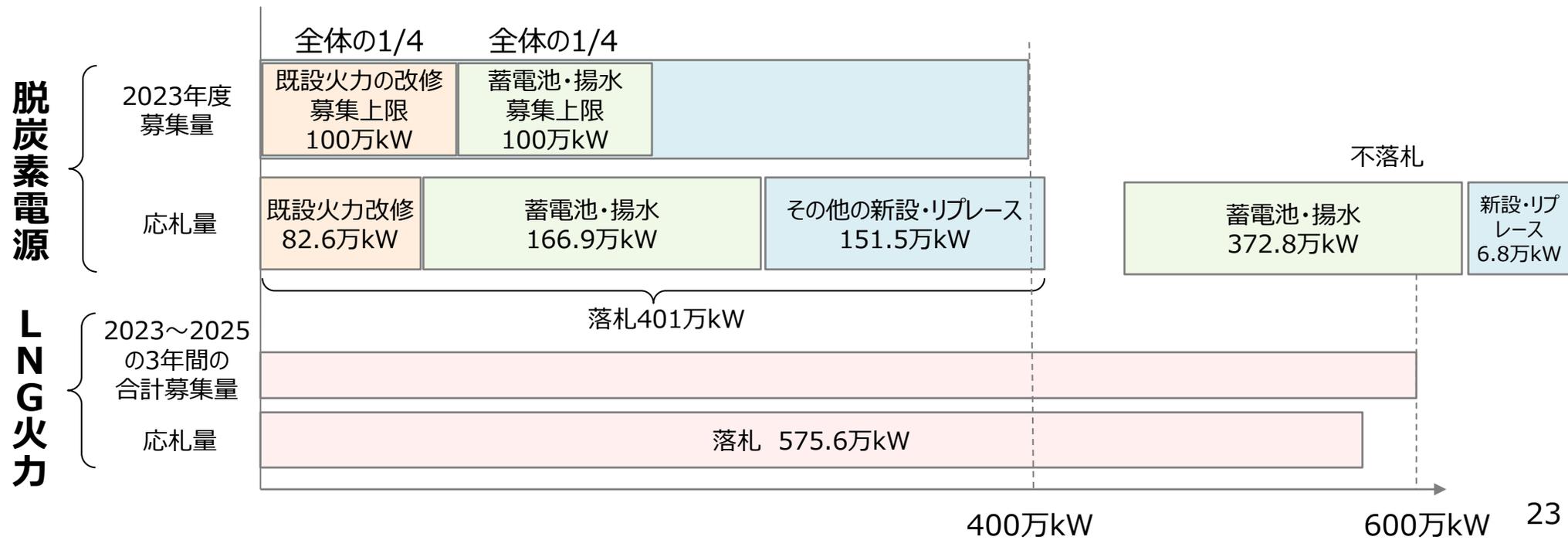


〈新制度のイメージ〉



初回入札の募集量と落札容量

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		780.5万kW	401.0万kW	379.6万kW
LNG		575.6万kW	575.6万kW	—
合計		1,356.2万kW	976.6万kW	379.6万kW



初回入札の約定結果

	約定総容量 (万kW)	約定総額 (億円/年)	還付※控除後の 約定総額 (億円/年)
脱炭素電源 (募集量400万kW)	401.0	2,336	過去3年平均 706 (過去5年の各年度 △43～1,560)
蓄電池・揚水 (募集上限100万kW)	166.9		
既設火力の改修 (募集上限100万kW)	82.6		
LNG火力 (募集量600万kW)	575.6	1,766	過去3年平均 △1,343 (過去5年の各年度 △3,163～1,062)

※過去3～5年のスポット市場と非化石価値取引市場の価格を元に、次頁の方法により還付額を試算したものであり、実際の還付額の計算方法・還付額とは異なる。

電源別のFIT/FIP認定量・導入量 (2023年12月末時点)

- 2023年12月末時点で、FIT制度開始後に新たに運転を開始した設備は、**約7,700万kW (認定容量全体の約78%)**。このうち、太陽光発電が**約88%**を占める。
- また、FIT/FIP認定容量は、**約9,900万kW**。このうち、太陽光発電が**約75%**を占める。

<2024年12月末時点のFIT・FIP認定量・導入量>

設備導入量(運転を開始したもの)

固定価格買取制度導入後

再エネ発電設備の種類	制度導入前	固定価格買取制度導入後												認定容量
	2012年6月までの累積	2012年度7月～・2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度(～12月)	制度開始後合計	2012年7月～2024年12月末
太陽光(住宅)	約470万kW	207.5万kW (476,471件)	103.6万kW (228,665件)	85.8万kW (179,384件)	79.2万kW (161,335件)	66.0万kW (133,271件)	73.3万kW (146,673件)	76.9万kW (152,225件)	75.9万kW (141,534件)	85.7万kW (153,169件)	105.9万kW (190,306件)	66.5万kW (125,692件)	1,026.3万kW (2,088,725件)	1048.1万kW (2,132,481件)
太陽光(非住宅)	約90万kW	676.9万kW (123,659件)	836.8万kW (152,758件)	814.8万kW (115,928件)	544.4万kW (72,561件)	474.5万kW (53,347件)	490.6万kW (54,817件)	487.8万kW (49,167件)	499.6万kW (33,301件)	372.8万kW (20,574件)	354.1万kW (13,674件)	175.3万kW (6,330件)	5,727.7万kW (696,116件)	6,372.3万kW (732,130件)
風力	約260万kW	17.4万kW (25件)	22.5万kW (24件)	14.8万kW (56件)	30.8万kW (149件)	16.9万kW (316件)	16.6万kW (453件)	44.9万kW (302件)	36.3万kW (267件)	29.5万kW (241件)	23.1万kW (306件)	49.0万kW (181件)	301.7万kW (2,323件)	1,390.0万kW (6,474件)
地熱	約50万kW	0.0万kW (1件)	0.4万kW (8件)	0.6万kW (10件)	0.5万kW (8件)	0.7万kW (23件)	0.9万kW (10件)	4.8万kW (6件)	1.4万kW (8件)	0.0万kW (4件)	0.2万kW (2件)	2.1万kW (8件)	11.6万kW (88件)	21.2万kW (119件)
中小水力	約960万kW	0.6万kW (38件)	8.5万kW (56件)	9.3万kW (87件)	7.9万kW (101件)	7.5万kW (86件)	6.1万kW (86件)	12.6万kW (87件)	15.5万kW (78件)	12.8万kW (96件)	24.1万kW (69件)	20.2万kW (70件)	125.0万kW (854件)	246.7万kW (1,159件)
バイオマス	約230万kW	18.4万kW (59件)	17.9万kW (48件)	30.2万kW (57件)	35.3万kW (67件)	50.0万kW (73件)	31.2万kW (60件)	48.6万kW (62件)	44.5万kW (56件)	67.8万kW (69件)	131.5万kW (60件)	29.5万kW (45件)	504.9万kW (656件)	841.6万kW (1,026件)
合計	約2,060万kW	920.8万kW (600,253件)	989.7万kW (381,559件)	955.5万kW (295,522件)	698.0万kW (234,221件)	615.5万kW (187,116件)	618.6万kW (202,099件)	675.5万kW (201,849件)	673.3万kW (175,245件)	568.8万kW (174,155件)	639.0万kW (204,417件)	342.6万kW (132,326件)	7,697.3万kW (2,788,762件)	9,919.8万kW (2,873,389件)



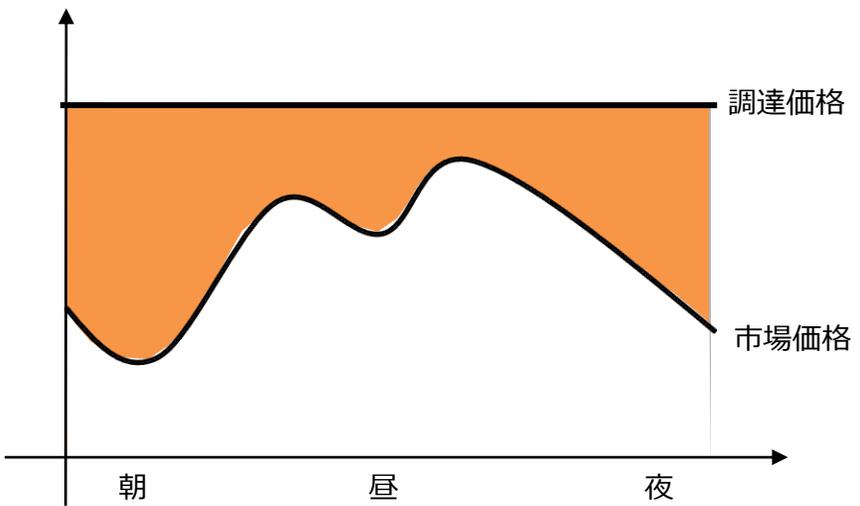
※ バイオマスは、認定時のバイオマス比率を乗じて得た推計値を集計。 ※ 各内訳ごとに、四捨五入しているため、合計において一致しない場合がある。

FIP制度の導入

- FIP制度は、投資インセンティブを確保しながら、電力市場のメカニズムを活用しつつ、再エネ電源の電力市場への統合を図るもの。2022年4月に制度を開始した。
- FIP制度における発電事業者収入は、電力市場での売電価格等にプレミアムを加えたものが基本となるため、市場価格に連動。
- FIP制度を活用する事業者は、例えば、市場価格が低い時間帯に蓄電池等に蓄電した電気を、市場価格が高い時間帯に供給すること等を通じ、事業全体の期待収入を高めることが可能。

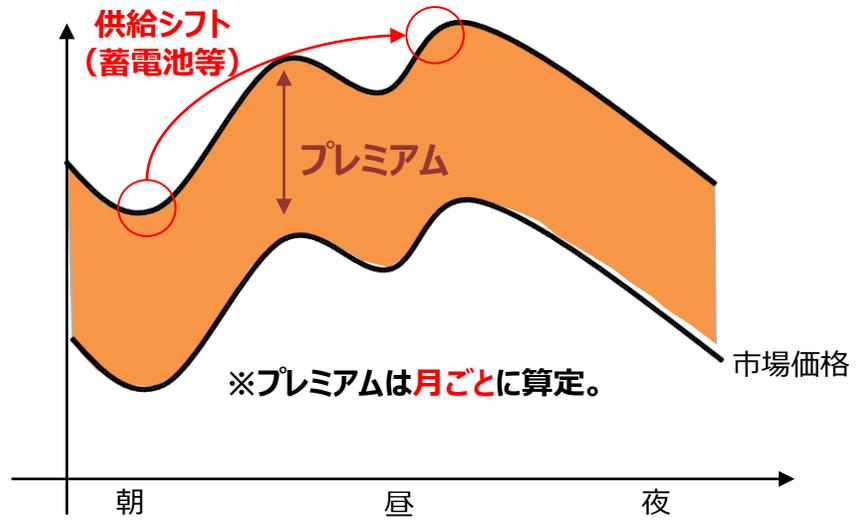
FIT制度における発電事業者収入

$$\text{調達価格} \times \text{発電量}$$



FIP制度における発電事業者収入

$$(\text{売電価格} + \text{プレミアム}) \times \text{発電量} + \text{非化石価値取引の収入}$$



プレミアム = 基準価格(※1) - 参照価格(※2) - 非化石価値相当額(※3)
 (※1) FIT制度の調達価格と同水準に設定。交付期間にわたって固定。
 (※2) 市場価格をベースに、月ごとに機械的に算定。
 (※3) 再エネ発電事業者が自ら非化石価値取引を行い、その収入が再エネ発電事業者に帰属することを前提に、非化石価値相当額を割引。

(参考) FIP制度の活用状況 (2024年2月末時点)

- 2024年2月末時点のFIP認定量は、**新規認定・移行認定を合わせて、約1,507MW・1,036件**。
- 2023年10月時点の認定量 (約986MW・275件) から、**容量は1.5倍／件数は3.8倍**となっており、FIP制度の活用は着実に進んでいる。
- 新規認定・移行認定の件数については、太陽光発電が最も多いが、**新規認定では水力発電、移行認定ではバイオマス発電の利用件数が多い傾向**。

電源種	新規認定		移行認定		合計	
	出力 (MW)	件数	出力 (MW)	件数	出力 (MW)	件数
太陽光	371	654	147	301	518	955
風力	212	5	205	15	416	20
地熱	2	1	0	0	2	1
水力	170	26	68	6	238	32
バイオマス	10	1	322	27	332	28
合計	765	687	742	349	1,507	1,036

※ 2024年2月末時点。バイオマス発電出力はバイオ比率考慮後出力。

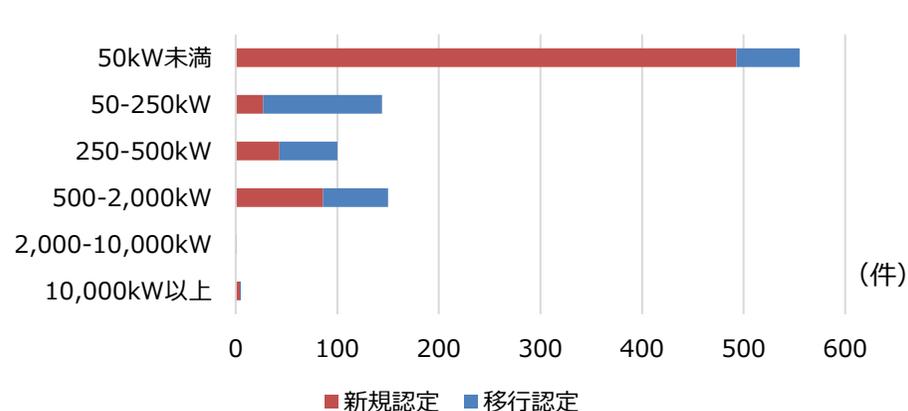
※ 「移行認定」は、当初FIT認定を受けた後に、FIP制度に移行したものを指す。

※ 2024年2月末時点で、FIP制度に未移行の事業 (FIT認定済・住宅用太陽光を除く) は、94,721MW、753,543件。

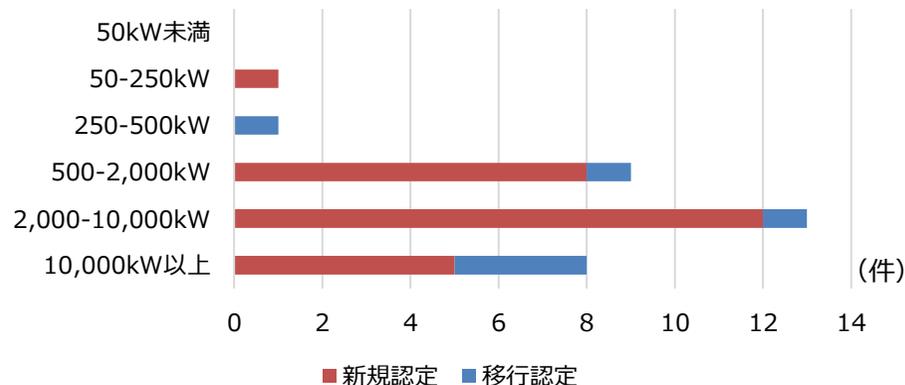
(参考) FIP制度の活用状況 (2024年2月末時点 (規模別))

- FIP制度を活用している事業の規模について、太陽光発電では、特に**50kW未満の低圧太陽光においてFIP制度の活用が進んでいる**。また、その他の規模においても、FIP制度の活用事例が一定数見られる。
- また、その他の電源については、比較的大規模な案件においてFIP制度の活用事例が多く見られ、**新規認定では水力発電、移行認定ではバイオマス発電の利用件数が多い傾向**。

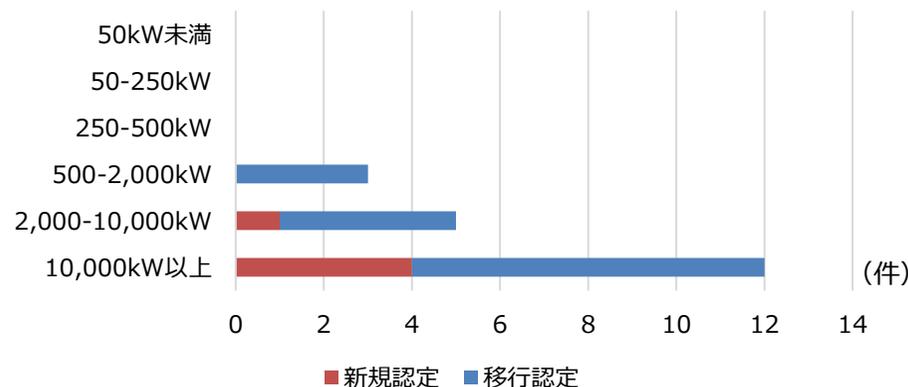
<太陽光発電>



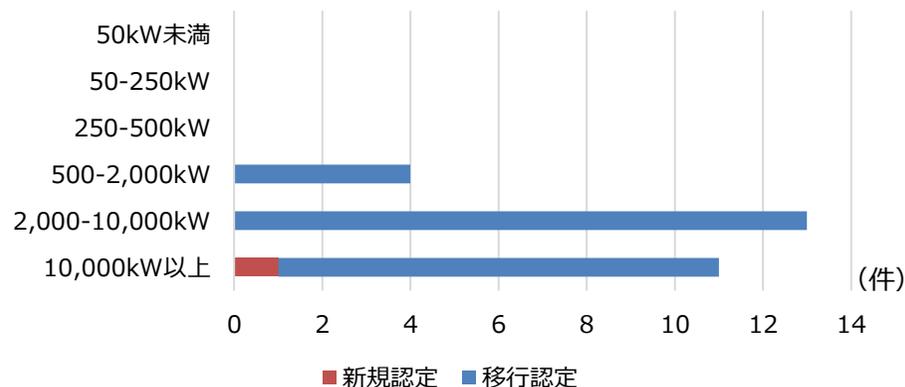
<中小水力発電>



<風力発電>



<バイオマス発電>

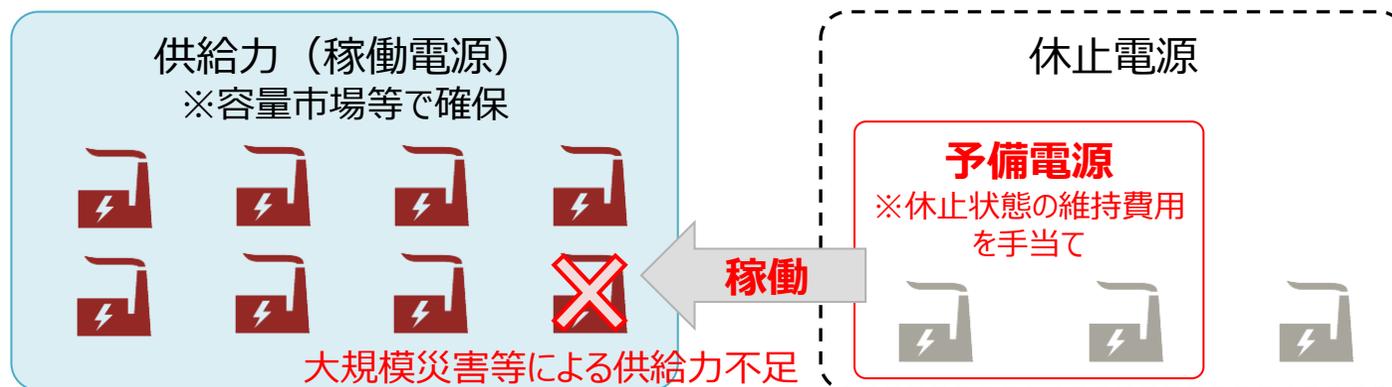


予備電源の概要

- 緊急時にも必要な供給力が確保されるよう、一定期間内に稼働が可能な休止電源を維持する枠組みである「予備電源」制度について、以下の方向で2024年度夏頃の初回募集に向けて準備中。

- ✓ 目的：大規模災害等による電源の脱落や、需要の急増など、追加の供給力確保を行う必要が生じた際に、休止中の予備電源を稼働させることで、供給力不足を防ぐ。
- ✓ 対象電源・対象費用：休止中又は休止を予定している10万kW以上の火力（容量市場において2年連続で落札できなかった電源）から選定し、休止状態の維持や修繕等に必要な費用を手当とする。なお、予備電源を稼働させる際は、供給力不足が生じた際の公募等のプロセスを経ることとする。
- ✓ 調達量・制度適用期間：合計で300～400万kW程度とし、募集エリアは東西の2エリア、制度適用期間は最大3年間とする。
- ✓ 費用負担・実施主体：託送料金による負担とし、電力広域的運営推進機関で調達等のプロセスを実施する。

予備電源の制度イメージ



※予備電源は、短期（3カ月程度）で立ち上げが可能な電源と長期（1年程度）で立ち上げを行う電源に分けて募集を行う。

休止中の電源の稼働を求める方策

- 休止中の電源に稼働を求める方法としては、現行制度上、以下の3つが考えられる。
 - ①特別調達電源 →小売電気事業者の負担の下、一般送配電事業者が募集
 - ②調整力公募 →託送料金回収を前提に、一般送配電事業者が募集
 - ③電源入札 →託送料金回収を前提に、広域機関が募集
- このうち、電源入札は、実施主体が全国的な需給安定化の役割を担う広域機関であり、同機関の実施する入札は安定供給確保のための最後の手段であるべきことを踏まえると、まずは上記①②を追求することとしてはどうか。
- また、特別調達電源（①）と調整力公募（②）は、いずれも募集主体が一般送配電事業者である点が共通する一方、毎年行われる調整力公募と異なり、特別調達電源についても電源入札同様過去に例がなく、またその具体的な制度設計において、小売電気事業者からの費用回収方法など、詰めるべき点が少なからずある。
- このため、小売事業者からの費用回収方法の検討を進めつつ、今冬に向けた追加的な供給力確保策としては、暫定的な対応として、調整力公募を基本として検討を深めていくこととしてはどうか。
- また、仮に実施する場合の費用負担のあり方については、今後検討することとしてはどうか。
- なお、仮に供給力の確保に向けた追加的な対策を講じる場合には、小売電気事業者が追加供給力を有効に活用できるよう、その市場供出の在り方について検討してはどうか。また、追加的な供給力確保費用の妥当性を担保するため、電力・ガス取引等監視委員会が必要な確認を行うこととしてはどうか。

【参考】2021年度冬季以降の追加kW・kWh公募の精算結果

第91回制度設計専門会合
(2023年11月27日) 資料5

	kW公募					kWh公募		
	2021年度冬 (東京)	2022年度夏 (東北～九州)	2022年度冬 東日本(※2) (東北、東京)	2022年度冬 西日本 (中部～九州)	2023年度夏 (東京)	2021年度冬 (北海道～九州)	2022年度夏 (北海道～九州)	2022年度冬 (北海道～九州)
募集量	55万kW (最大80万kW)	120万kW (最大140万kW)	103万kW (最大170万kW)	99万kW (最大190万kW)	30万kW (最大90万kW)	3億kWh	10億kWh	20億kWh
契約量	63.1万kW	135.7万kW	103.5万kW	185.6万kW	58.1万kW	4.17億kWh	9.3億kWh	18.6億kWh
電源 最高単価	15,530円/kW	13,718円/kW	30,696円/kW	25,557円/kW	- (※3)	37.61円/kWh	36.95円/kWh	58.11円/kWh
DR 最高単価	2,400円/kW	10,000円/kW	10,000円/kW	10,000円/kW	- (※3)	—	—	—
平均単価	14,400円/kW	7,761円/kW	25,972円/kW	6,810円/kW	11,316円/kW	35.88円/kWh	36.04円/kWh	53.23円/kWh
平均単価 マストラン除く	2,284円/kW	2,811円/kW	5,795円/kW	5,960円/kW	3,032円/kW	—	—	—
調達額 (※1)	約89億円	約112億円	約335億円	約101億円	約95億円	約151億円	337億円	1,099億円
還元額 (※1)	約34億円	約47億円	約88億円	約0.14億円	約20億円	約88億円	208億円	359億円
還元率 (※1)	38%	42%	26%	0.14%	21%	約58%	62%	33%
託送回収額 (※1)	約55億円 約8,800円/kW	約65億円 約4,800円/kW	約247億円 約19,000円/kW	約100億円 約7,600円/kW	約75億円 約12,940円/kW	約64億円 約15円/kWh	129億円 約14円/kWh	740億円 約39.9円/kWh

(※1)調整力活用分(市場供出で不落となった分)の買取費用及び事業税を含み、不要となった起動費・確認運転費分及びペナルティ戻し分を控除。期間外提供分含む。

(※2)公募未達分は、『一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方』に基づき調達された。なお、数値は、追加調達(随意契約)をした案件含む。

(※3)応札価格つり上げ防止の観点から非公表。

改正電気事業法(第2弾)に基づく電源入札制度

2

- 改正電気事業法(第2弾)では、広域的運営推進機関(以下「広域機関」)の業務として、発電用の電気工作物の設置を促進するための業務を追加。
- 供給力確保を最終的に担保するセーフティネットとして、広域機関による電源入札について、①電源入札を実施するに当たっての要件、②入札実施方法(入札要綱)、③費用負担の在り方・補填のタイミング等についての整理が必要。

【入札の対象】

- ①新規の電源建設(建設、維持及び運用)
- ②既存電源の改造・改修又は維持・運用(既存電源の休廃止により供給力不足となる場合)

【検討に留意が必要な事項】

- 本制度は、セーフティネットとしての位置づけであり、発電設備の設置者等が過度に本制度に依存する形にならないようにすることが必要。
- 本制度により建設・維持・運用することとなる電源については、国民負担を伴うものであるため、その実施に当たって慎重な検討が必要。
- 電源を建設・維持・運用する者にとって必要なインセンティブが確保されることが必要である一方、国民負担を伴い建設・運用される電源であることから、公益的性格を有するものとして扱うことが必要。

【検討内容のルールへの反映】

電源入札に必要な手続き等は広域機関の業務規程において規定。具体的な基準等の技術的要素については、送配電等業務指針において規定。

(参考)

改正電気事業法(第2弾)における関連規定
第28条の40 推進機関は、第28条の4の目的を達成するため、次に掲げる業務を行う。

一～四 (略)

五 入札の実施その他の方法により発電用の電気工作物を維持し、及び運用する者を募集する業務その他の発電用の電気工作物の設置を促進するための業務を行うこと。

六～十 (略)

1. 日本の電力需給の現状

2. 市場機能の活用と供給力確保

(1) 発電容量 (kW) の確保・取引

(2) kWhの確保・取引

①長期的な確保 (ベースロード市場、先渡市場、内外無差別卸売等)

②短期的な確保 (スポット市場、時間前市場)

(3) 発電事業者の義務

3. 各電源を取り巻く状況

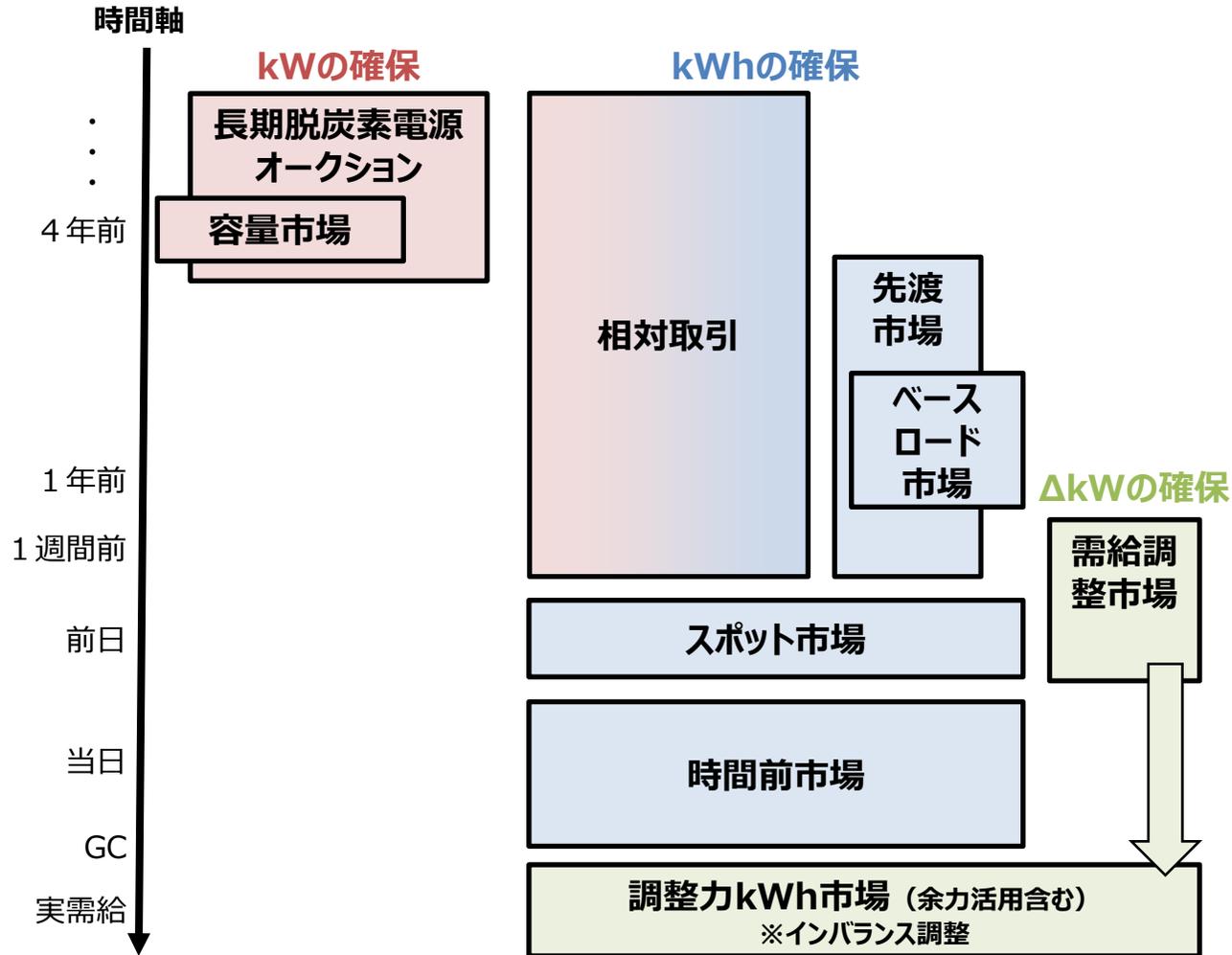
～再エネ・原子力・火力 (燃料確保含む) ・蓄電池

4. 需給調整力の確保

5. 同時市場の検討

電力にまつわる市場

- 日本の電力市場においては、異なる価値（kW、kWh、 Δ kW）の確保・取引について、異なるタイムラインで実施し、最終的な実需給における需給一致を図っている。

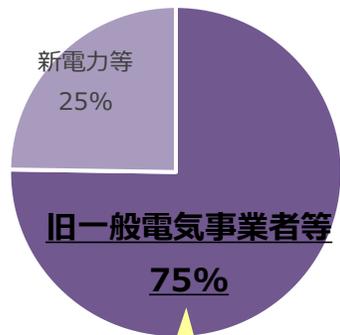


※ 図には代表的な市場・取引について記載。図に書かれていない市場・取引（容量市場の追加オークション等）もあれば、必ずしも価値（kW、kWh、 Δ kW）が明確に区別できない場合もあることに注意。

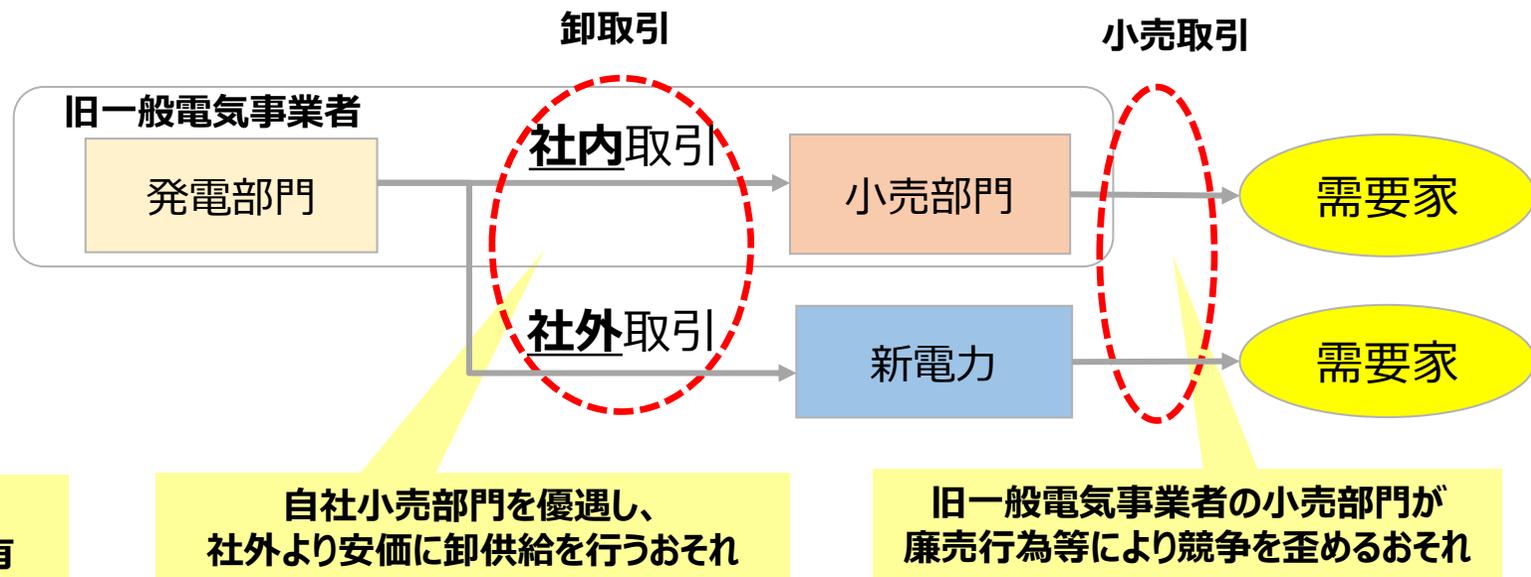
内外無差別な卸販売

- 同質財である電気の小売事業における競争上、安価な電源調達は極めて重要。電源の大半を保有する旧一般電気事業者が、自社の小売部門を優遇し、社外・グループ外の小売事業者と比べて有利な条件で卸売を行うことにより、小売市場における適正な競争を歪める懸念が指摘されるようになった。
- こうした中、監視等委員会において、2020年7月、旧一電各社に対し、「中長期的観点を含む発電利潤最大化の考え方にに基づき、社内外・グループ内外の取引条件を合理的に判断し、内外無差別に電力卸売を行うこと」へのコミットメントを要請。
- 加えて、大手電力の不適切事案（カルテル、情報漏洩）を受けた経済産業大臣からの指示（2023年4月）を踏まえ、内外無差別な卸売の更なる強化、具体的には、卸売りの長期化や競争制限的な条件（※）の解除・緩和を実施。
(※) 転売禁止、購入（応札）可能量の制限、エリア外への供給の制限のこと。

発電設備保有シェア※



電源の大半を
旧一般電気事業者が保有



※電力調査統計（2022年6月）より作成。全発電事業者の供給力（kW）に占める旧一般電気事業者及びJERA・電源開発旧卸電気事業者の供給力（kW）

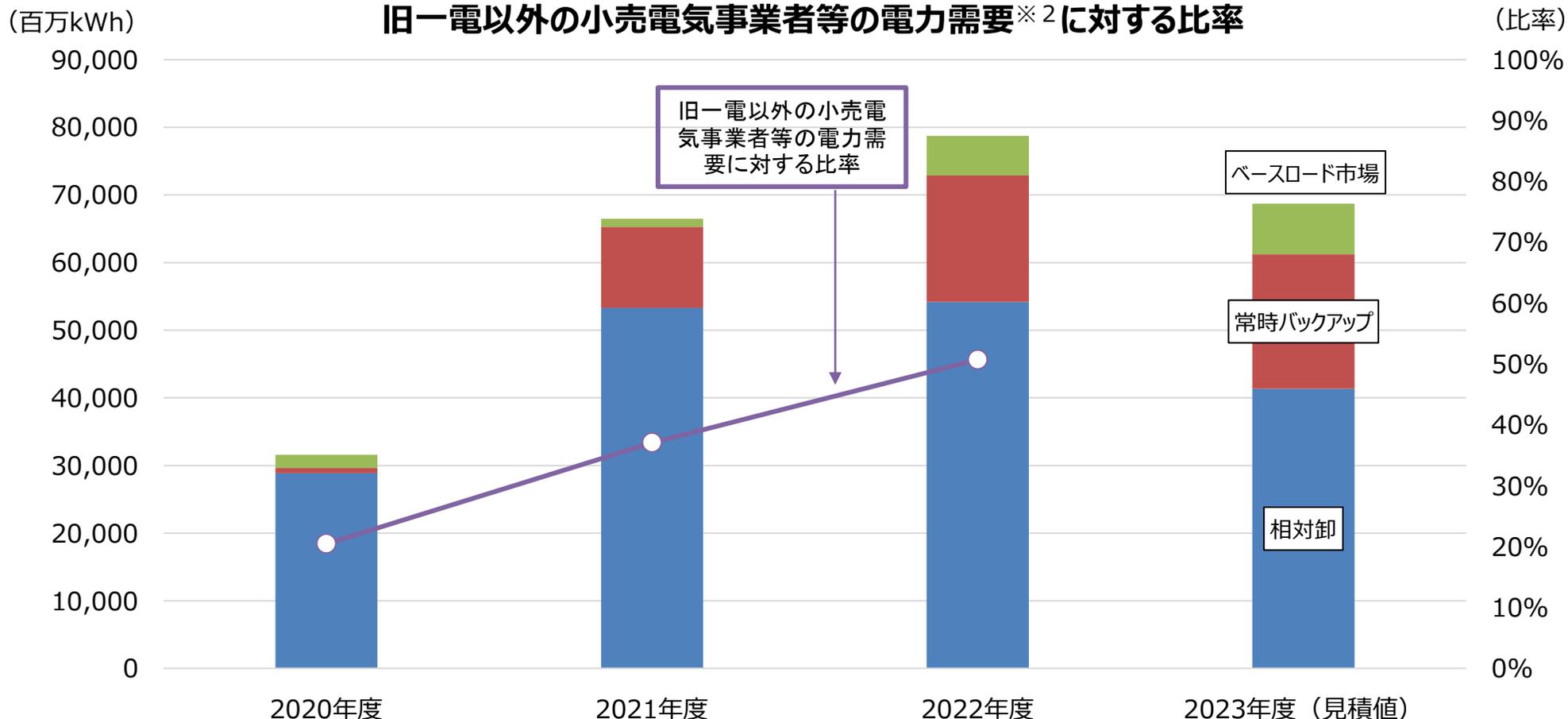
旧一電の社外・グループ外向けの電力卸売

第69回電力・ガス基本政策小委員会
(2024年1月22日) 資料3より抜粋

- 旧一電の社外・グループ外向けの電力卸売量 (相対卸、常時バックアップ、ベースロード市場) は、2020年度に比較し、近年大幅に増加。

(※) そのほか、スポット市場等での受け渡しも存在することに注意。

旧一電の社外・グループ外向けの電力卸売量^{※1} 及び 旧一電以外の小売電気事業者等の電力需要^{※2} に対する比率



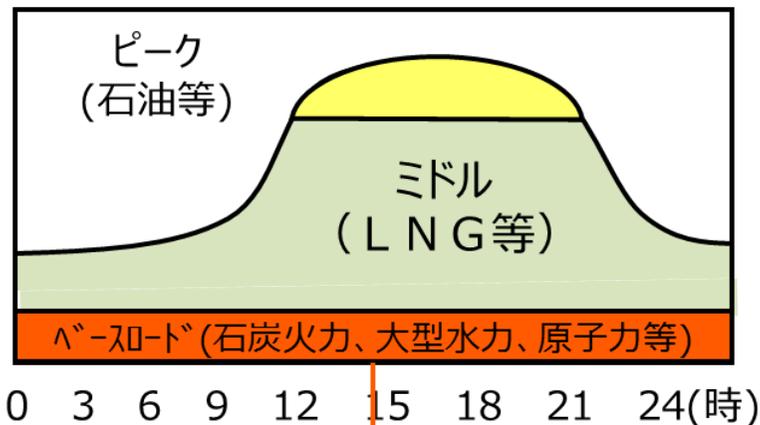
※1 第86回制度設計専門会合 (2023年6月27日) 資料5のP.7の表から引用。

※2 電力調査統計における年間の電力需要実績の「みなし小売電気事業者以外」の欄に記載の需要の合計。2023年度については、電力需要が確定していないため、図には記載していない。

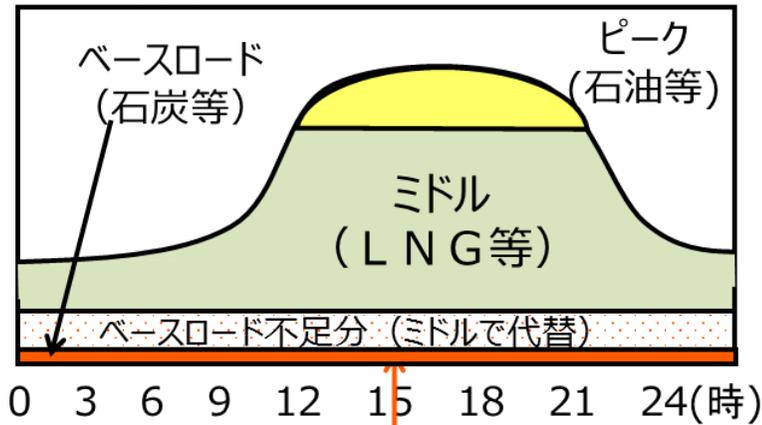
ベースロード市場の概要

- 新電力事業者によるベースロード電源へのアクセスを容易にすることを目的とした市場。日本全体の供給力の約9割弱を占める大規模発電事業者（旧一般電気事業者・電源開発）が保有するベースロード電源（石炭火力・大型水力・原子力・地熱）の電気の供出を制度的に求め、新電力が年間固定価格で購入できるようにする。
※大規模発電事業者以外も電力を販売可能（任意）。2023年度より燃料費変動に応じ受渡時に価格調整する事後調整付取引も開始。
- 大規模発電事業者からの供出量合計は、当初は新電力の販売電力量の5割程度。新電力はベース需要の範囲で購入可能。電気の受け渡しはJEPXを通じて行う。※新電力シェアが3割になった以降の大規模発電事業者の供出量は固定。
- 大規模発電事業者からの供出価格には上限価格を設定。電力・ガス取引監視等委員会において、価格の適正性等を監視。
- 2019年7月に初回オークションを実施して以降、現在は年4回（8・10・11・1月）オークションを実施。

<旧一般電気事業者>



<新規参入者>



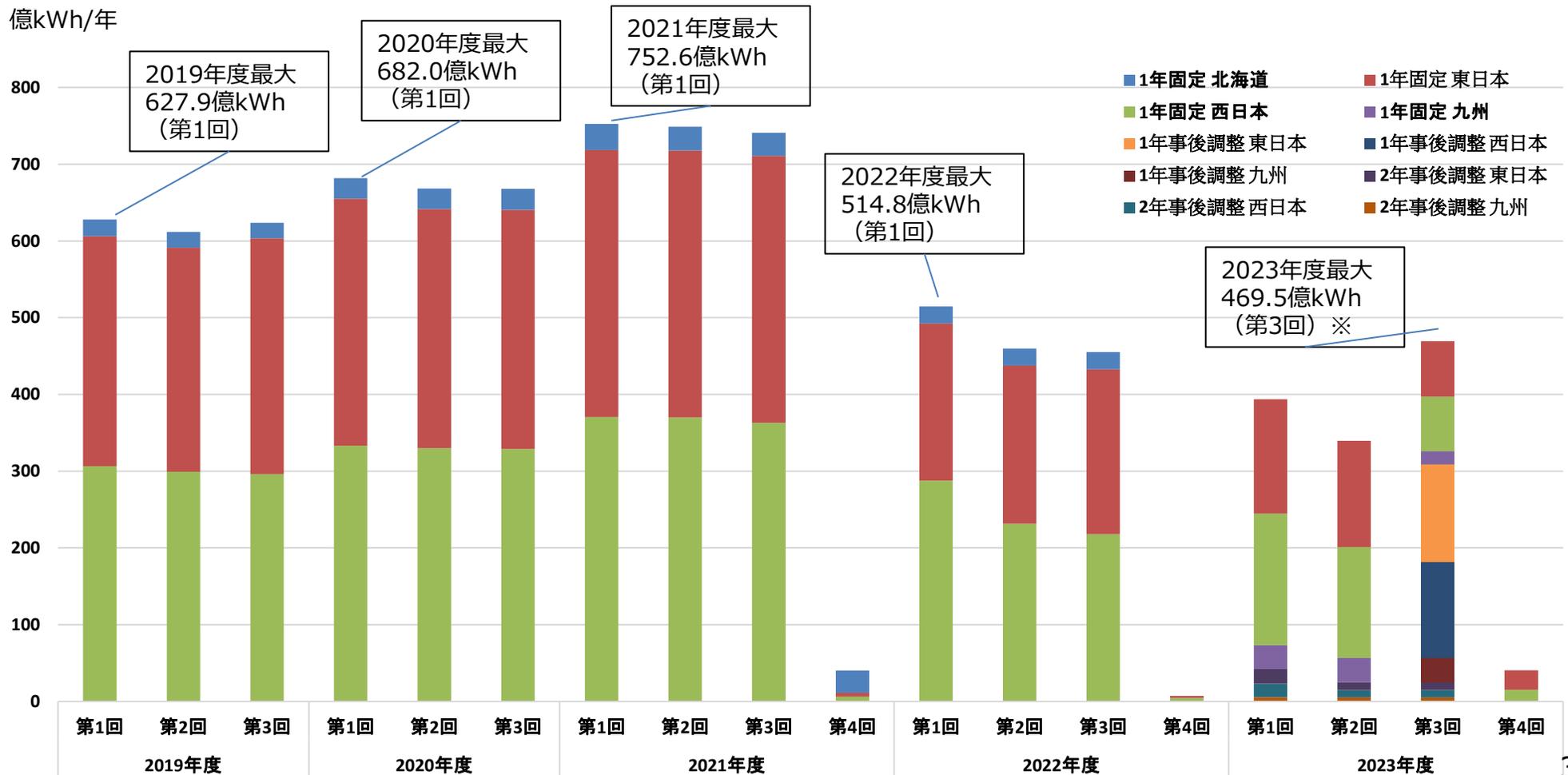
電源供出

ベースロード市場

電源調達

ベースロード市場の売応札推移（2019年度～2023年度）

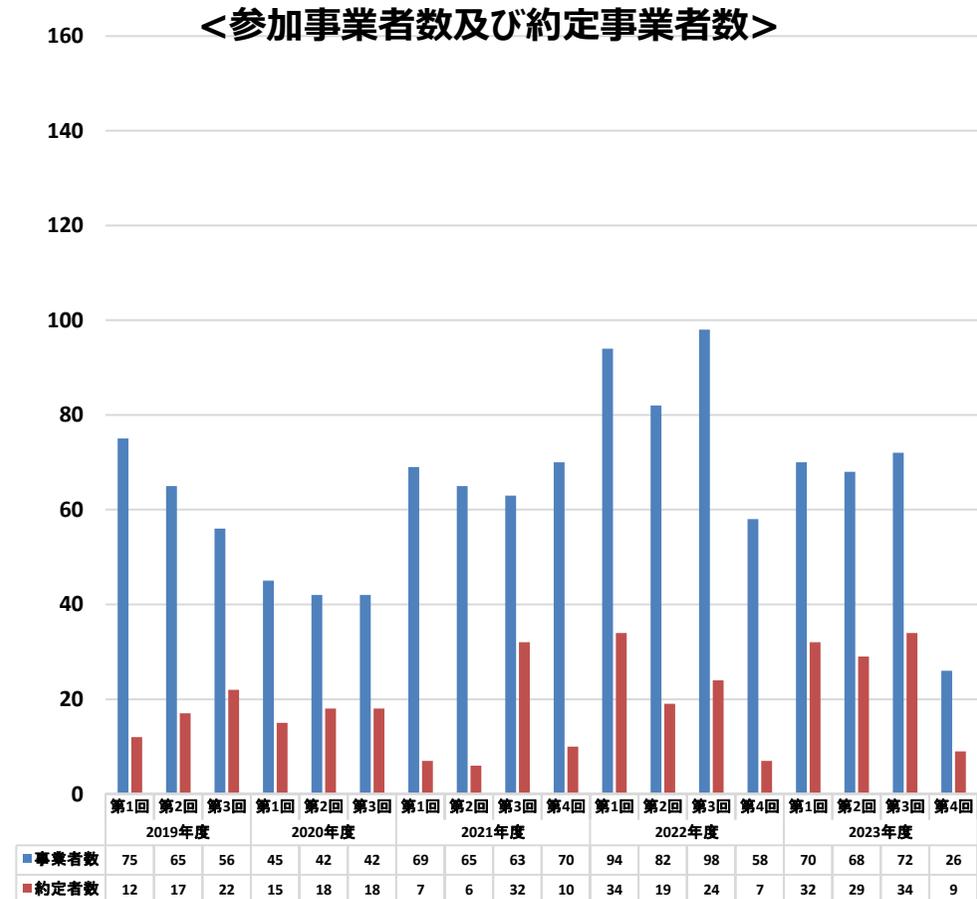
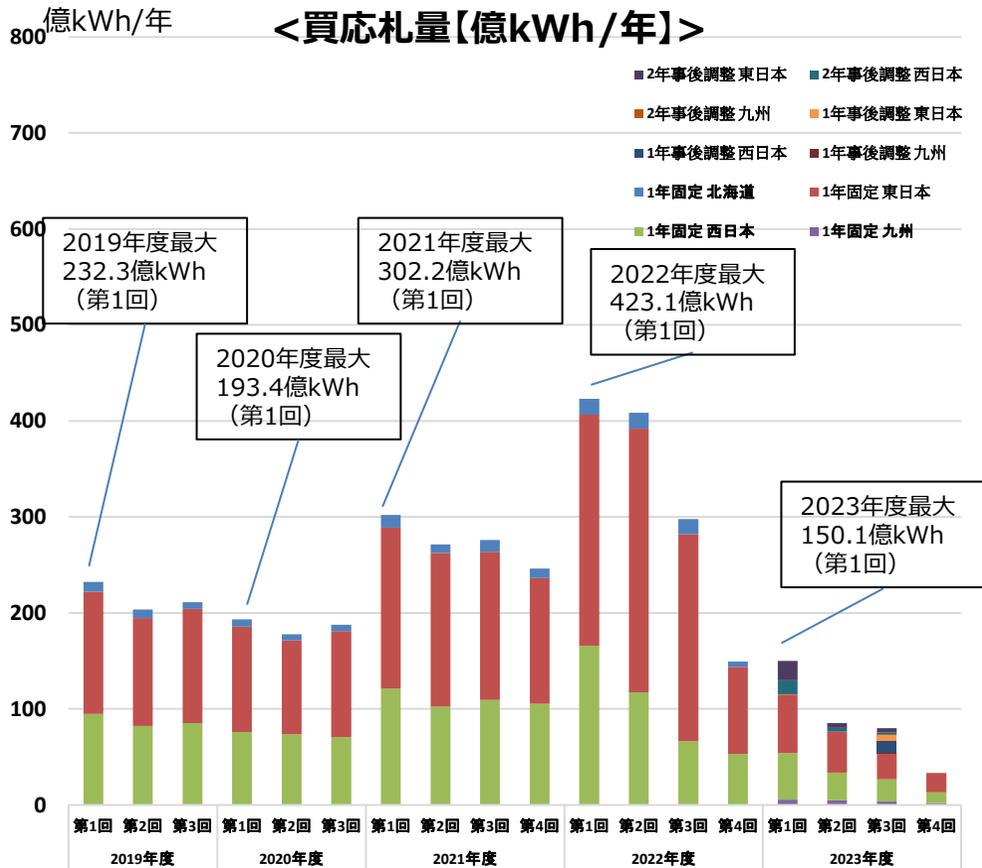
- 売応札量は、2021年度までは新電力シェア拡大により供出量が増加していたが、2022年度以降は、適格相対契約控除量及び常時BU控除の増加、制度見直し等により、**制度的供出量は年々減少した結果、売応札量は減少している。**
- 2023年度の第3回※を除けば、どの年度も第1回の売応札量が最も多い。
※2023年度第3回において、1年商品・固定価格取引の未約定分が、1年商品・事後調整付取引の売応札として再投入される。



ベースロード市場の買応札及び事業者数推移（2019年度～2023年度）

第89回制度検討作業部会
(2024年2月28日) 資料7

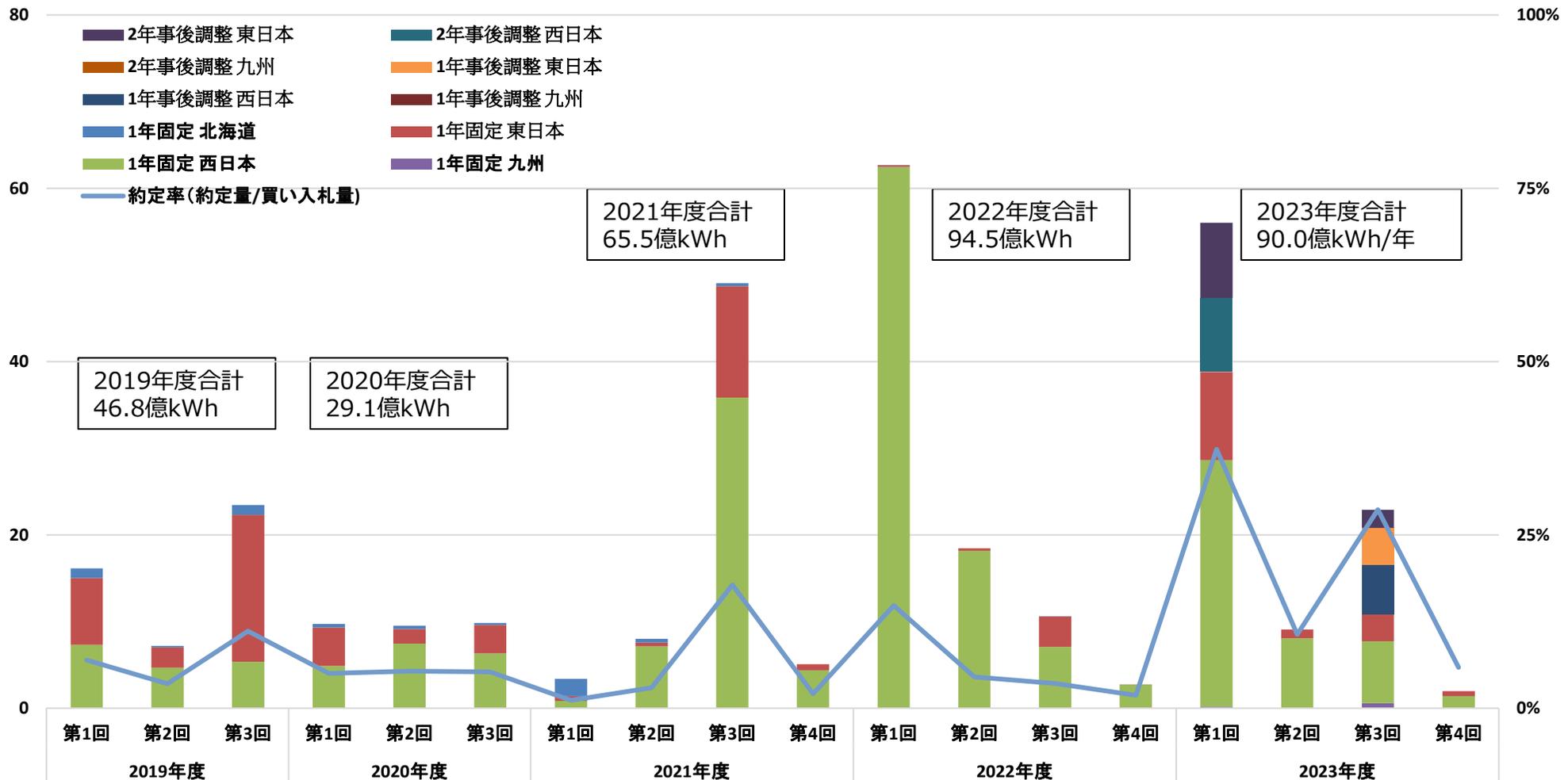
- **買応札量は、減少傾向**であり、2023年度が最も少ない結果となった。
- 一方で、参加事業者数については、第1回において多い傾向。2022年度以外は第3回で多くの事業者が約定する傾向。



(出所) JEPXより提供データより事務局作成

ベースロード市場の約定量・約定率の推移 (2019年度～2023年度)

- 売応札量は減少傾向にあり、また買応札量も減少傾向と、売り手買い手双方の量が減っているなか、約定率は増加傾向となっており、一定量の取引があることや、商品の増加により、市場としては流動性が出てきたところ。



先渡市場の概要

- 先渡市場では、商品ごとに実需給の3年前から3日前まで取引が可能となっており、小売電気事業者は中長期的に必要な供給力を確保することが可能。

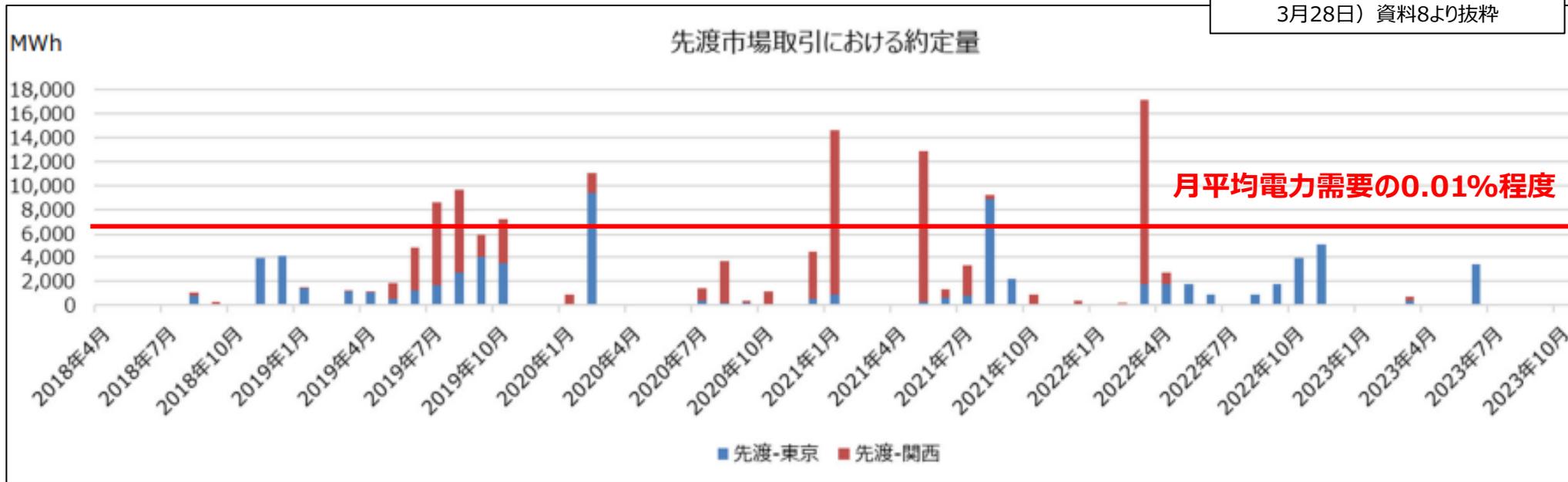
商品種類	詳細	取引期間
年間・24時間型商品	<ul style="list-style-type: none"> 4月～翌年3月末までの間、24時間全ての時間帯で一定の電力の受渡しを行う商品。 	<ul style="list-style-type: none"> 3年前の4月1日から受渡開始日の前々月末（2月末）まで
月間・24時間型商品	<ul style="list-style-type: none"> 1ヶ月間、24時間全ての時間帯で一定の電力の受渡しを行う商品。 	<ul style="list-style-type: none"> 受渡月の前年同月から受渡前々月の19日まで
月間・昼間型商品	<ul style="list-style-type: none"> 1ヶ月間のうち土日祝日を除く8時～18時までの全時間帯で一定の電力の受渡しを行う商品。 	
週間・24時間型商品	<ul style="list-style-type: none"> 1週間、24時間全ての時間帯で一定の電力の受渡しを行う商品。 	<ul style="list-style-type: none"> 受渡開始日が属する月の前々月20日から、受渡開始日の3日前まで
週間・昼間型商品	<ul style="list-style-type: none"> 1週間のうち土日祝日を除く8時～18時までの全時間帯で一定の電力の受渡しを行う商品。 	

項目	内容
取引単位	1000kW（30分の電力量としては500kWh）
入札価格の指定単位	kWh当りの価格を0.01円(銭単位)で指定

先渡市場取引における約定量

- 先渡市場取引における月平均約定量は以下のとおり。約定量は、月平均電力需要の0~0.02%程度を推移している。

第95回制度設計専門会合（2024年3月28日）資料8より抜粋



(参考) TOCOM電力先物の概要

I-② TOCOM電力先物の概要-1

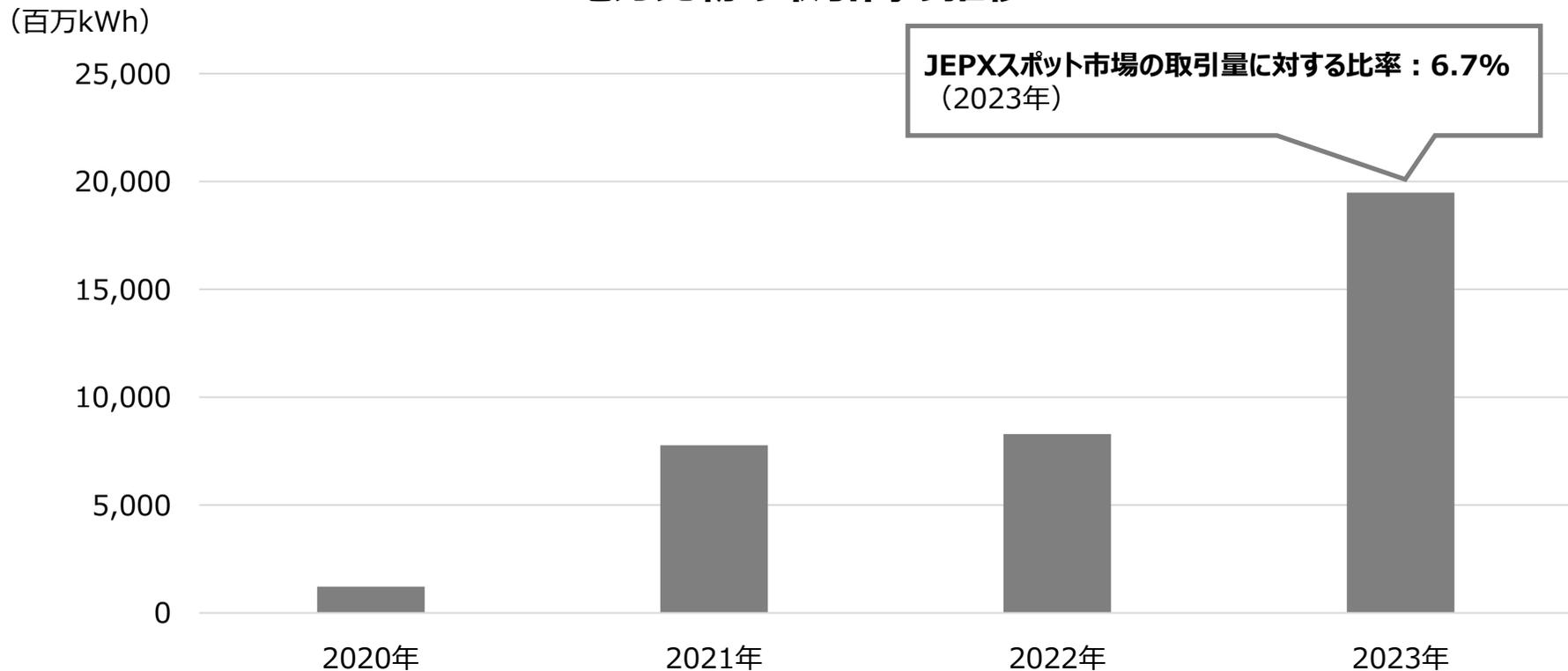
- 電力取引にはエリア、ピークロード・オフピークロードなど様々な契約が存在。TOCOMでは**東京ベース&日中、関西ベース&日中**を上場。また、月間物に加え、本年3月より、**週間物を取引開始**。

取引エリア/ 電力ロード	西エリア ベースロード電力	東エリア ベースロード電力	西エリア 日中ロード電力	東エリア 日中ロード電力
取引の種類	現金決済先物			
取引対象	JEPXスポット市場 関西エリア ベースロード価格 (0:00~24:00)	JEPXスポット市場 東京エリア ベースロード価格 (0:00~24:00)	JEPXスポット市場 関西エリア 日中ロード価格 (8:00~20:00)	JEPXスポット市場 東京エリア 日中ロード価格 (8:00~20:00)
最終決済価格	最終決済価格は上記価格の対象期間の月間平均価格			
取引単位 ※限月により異なる	“月間物” $100\text{kWh} \times 24\text{h} \times \text{暦日数}$ (31日の場合74,400kWh/枚)		“月間物” $100\text{kWh} \times 12\text{h} \times \text{平日数}$ (20平日の場合24,000kWh/枚)	
	取引量の少ない中小規模の電力会社でも取引しやすいように、取引単位を小さく設定			
呼値の単位	0.01円/kWh			
限月	直近24限月			
サーキット・ブレーカー 制度	SCB (制限値幅) : 8.00円		DCB (即時約定可能値幅) : 5.00円 (ザラバ)、6.00円 (板合せ)	
建玉制限	取引参加者	委託者	取引参加者	委託者
	各限月 10,000枚	各限月 5,000枚	各限月 14,000枚	各限月 7,000枚

(参考) 電力先物の取引量

- 取引開始した2019年以降、電力先物の取引高は飛躍的に増加。なお、JEPXスポット市場の取引量に対する電力先物の取引高の比率は、2023年で約7% (※) 程度。
(※) JEPXスポット市場の取引量に対する電力先物の取引高の比率は、2022年で2.6%、2023年で6.7% (電力量ベース)。
- 電力先物は、価格変動リスクのヘッジや、電力取引の価格指標として、有力なものとなりつつある。

電力先物の取引高の推移



※ 日本卸電力取引所 (JEPX) スポット市場約定量並びにTOCOM (東京商品取引所) 及びEEX (欧州エネルギー取引所) の取引高より経済産業省作成。
※ EEXの取引高については、日本電力先物のOTC取引に係るクリアリングサービスを開始した2020年5月以降のデータを使用。

1. 日本の電力需給の現状

2. 市場機能の活用と供給力確保

(1) 発電容量 (kW) の確保・取引

(2) kWhの確保・取引

①長期的な確保 (ベースロード市場、先渡市場、内外無差別卸売等)

②短期的な確保 (スポット市場、時間前市場)

(3) 発電事業者の義務

3. 各電源を取り巻く状況

～再エネ・原子力・火力 (燃料確保含む) ・蓄電池

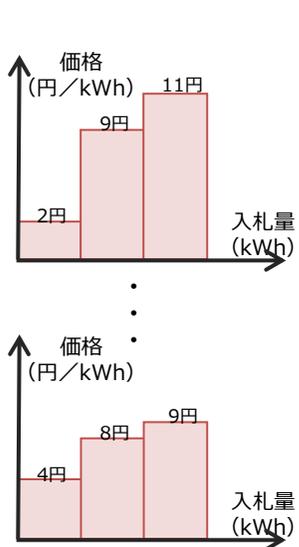
4. 需給調整力の確保

5. 同時市場の検討

スポット市場の仕組み

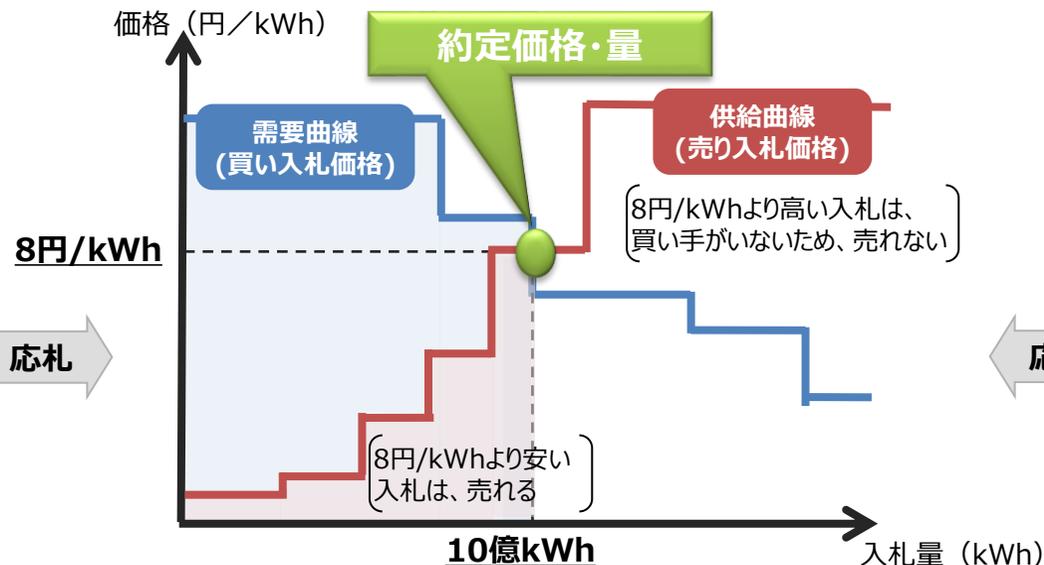
- **スポット市場**は、1日を30分単位に区切った**48コマ**について**翌日に受け渡す電気を取引する市場**。
- 具体的には、
 - 発電事業者や小売電気事業者等が、**前日10時まで**に、**翌日48コマの商品**の「売り」「買い」の希望価格（円/kWh）、希望量（kWh）を応札。
 - JEPXは、**全ての入札を価格順に並べて需要曲線及び供給曲線を形成**。前日10時に約定結果を公表。
- **需要曲線と供給曲線の交点が約定価格・約定量**となり、約定した取引は**同一の約定価格（※）**で取引される（シングルプライスオークション）。
（※）連携線容量により市場が分断し、分断エリアごとに違った価格で約定する場合もある。

<売り事業者>

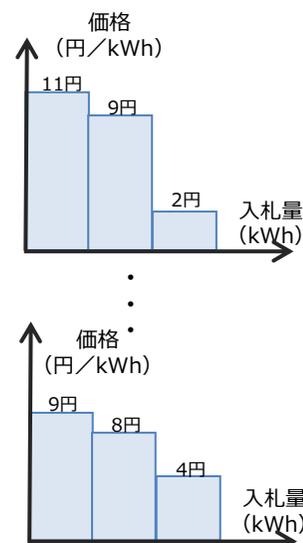


<JEPX>

全国すべての応札を合成し、約定（シングルプライス）



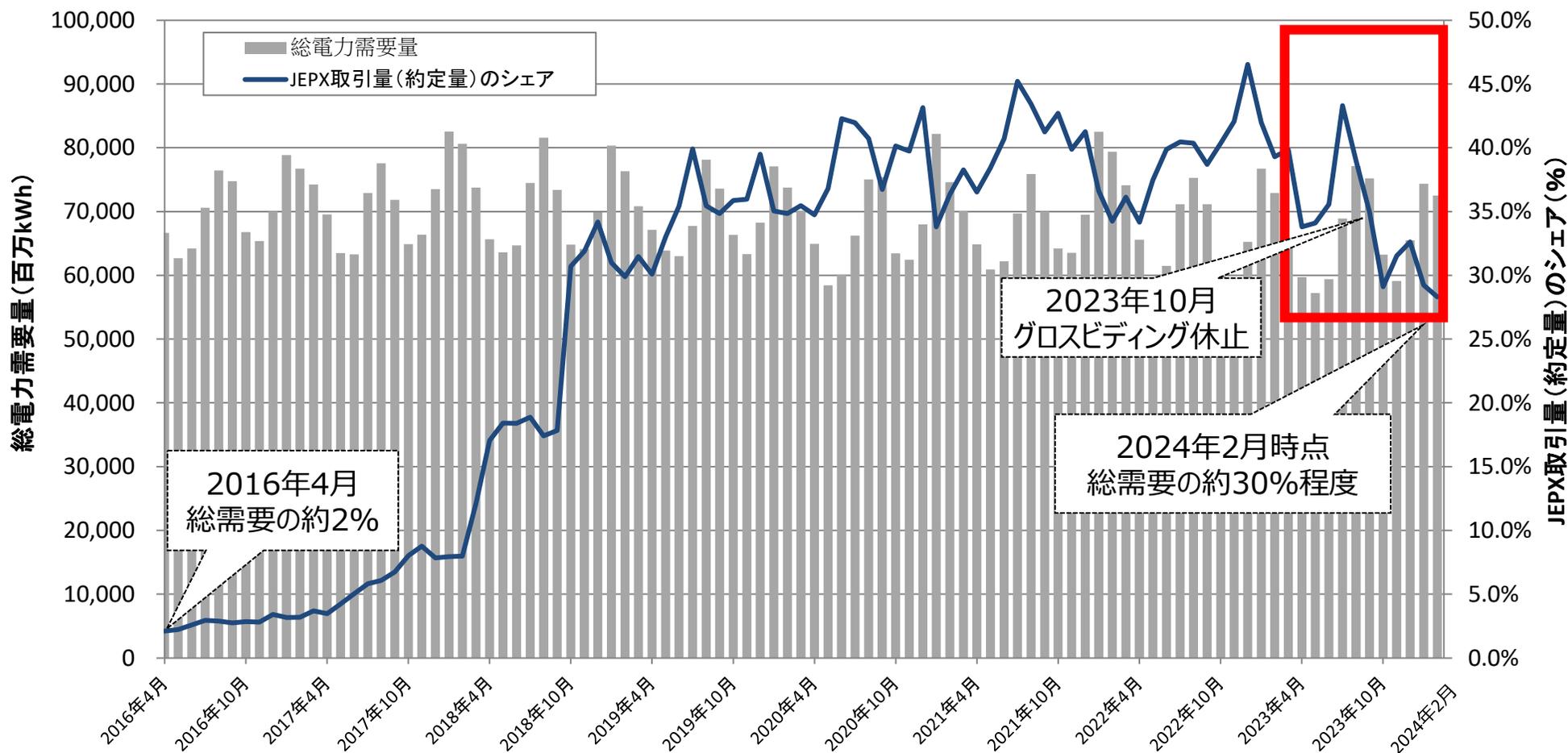
<買い事業者>



全面自由化後の卸取引市場の状況（取引量）

- 卸電力取引所の取引量は、小売全面自由化当初（2016年4月1日）には、総需要の約2%であったのに対し、2024年2月時点で約30%程度。

JEPX取引量（約定量）のシェアの推移



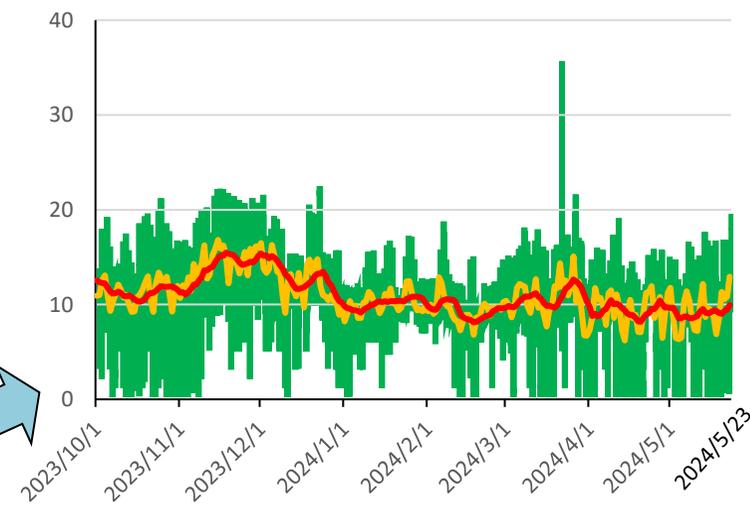
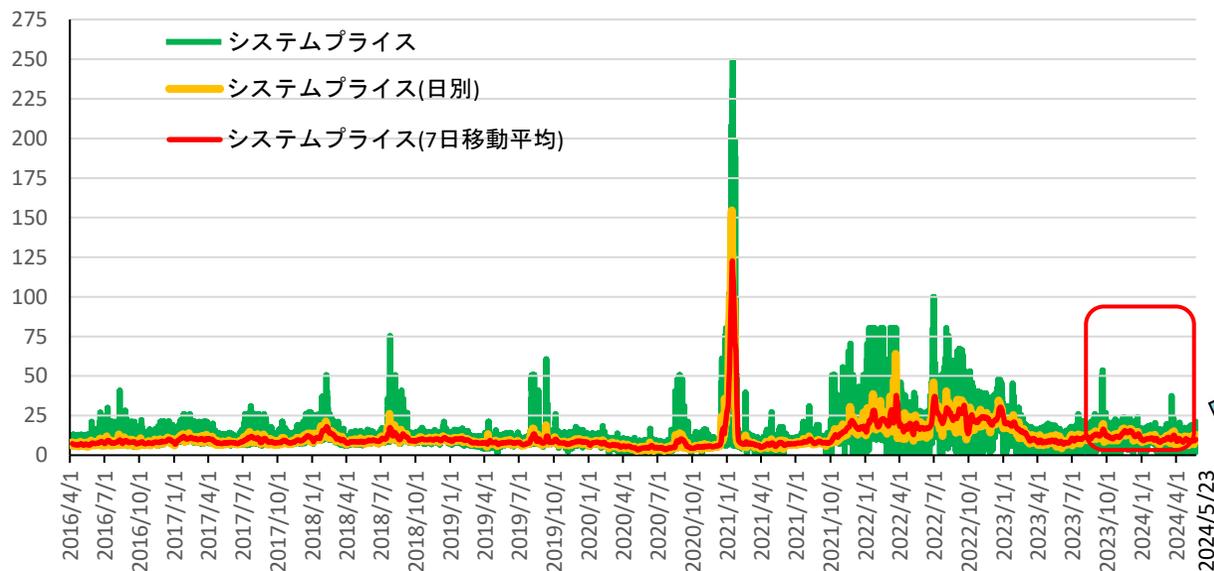
スポット市場価格の推移

- スポット市場の価格は全面自由化以降、年間平均で10円/kWh弱であったが、**2020年度当期の需給ひっ迫や2021年度後半からの燃料価格の高騰等で価格高騰や変動が発生**。また、2020年度ごろから**徐々に0.01円/kWhのコマが増加**している。

取引価格 (スポット市場)

<2023年10月1日～2024年5月23日分>

[円/kWh]



(出所) JEPXホームページ

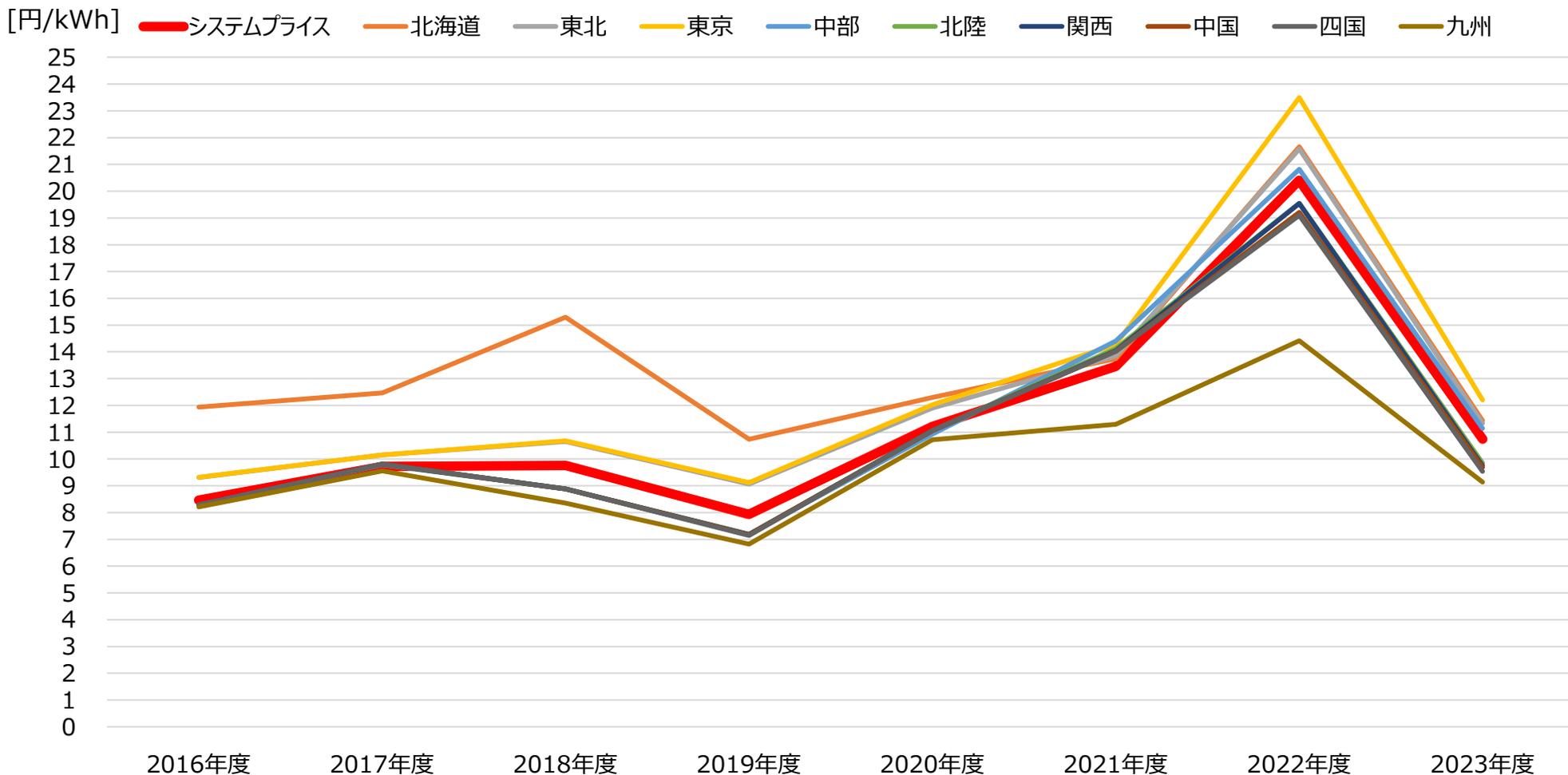
	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度※
平均価格 (円/kWh)	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.2	13.5	20.41	10.74	9.38
最高価格 (円/kWh)	55	44.6	44.9	40.0	50.0	75.0	60.0	251.0	80.0	100.0	52.94	20.0
200円/kWh超えの時間帯	0	0	0	0	0	0	0	0.3%	0	0	0	0
100～200円/kWhの時間帯	0	0	0	0	0	0	0	1.6%	0	0.04%	0	0
(参考)0.01円/kWhの時間帯※	0	0	0	0	0	0	0.1%	1.5%	1.6%	3.3%	4.7%	8.8%

※2024年度の平均価格は2024年5月23日時点までの価格

スポット市場におけるエリアプライスの推移

- 2016年度から2023年度までのスポット市場のエリアプライスの推移は以下のとおり。

年度平均エリアプライスの推移



(参考) 各エリア間の市場分断率発生率の推移

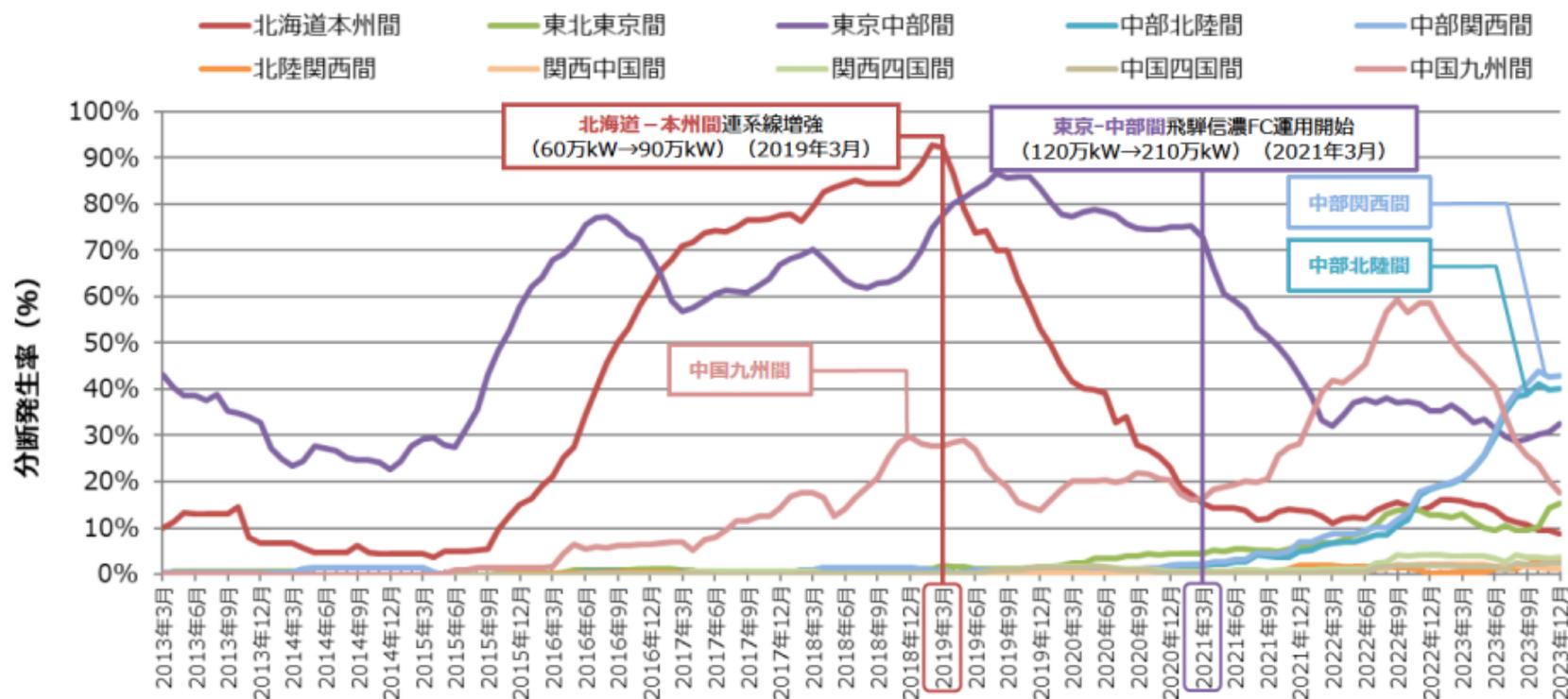
第95回制度設計専門会合（2024年3月28日）資料8より抜粋

中長期推移

各エリア間の市場分断発生率の推移

- 東京中部間は引き続き、3割程度の分断発生率が継続している一方で、北海道本州間・中国九州間は、直近1年では1割～2割程度の発生率となっている。
- これに対し、中部北陸間、中部関西間は上昇傾向にあり、4割程度の分断発生率となっている。

スポット市場 月間分断発生率の推移（12カ月移動平均）
（2013年3月～2023年12月）



※ 月間分断発生率(12か月移動平均)：スポット市場における30分ごとの各コマのうち、隣り合うエリアのエリアプライスが異なるコマの割合を月間で集計した値の12か月移動平均値。
 ※ 北海道エリアは、2018年9月7日～26日の期間において平成30年北海道胆振東部地震の影響によりスポット取引を停止。停止期間中は除外して算定。

時間前市場の概要

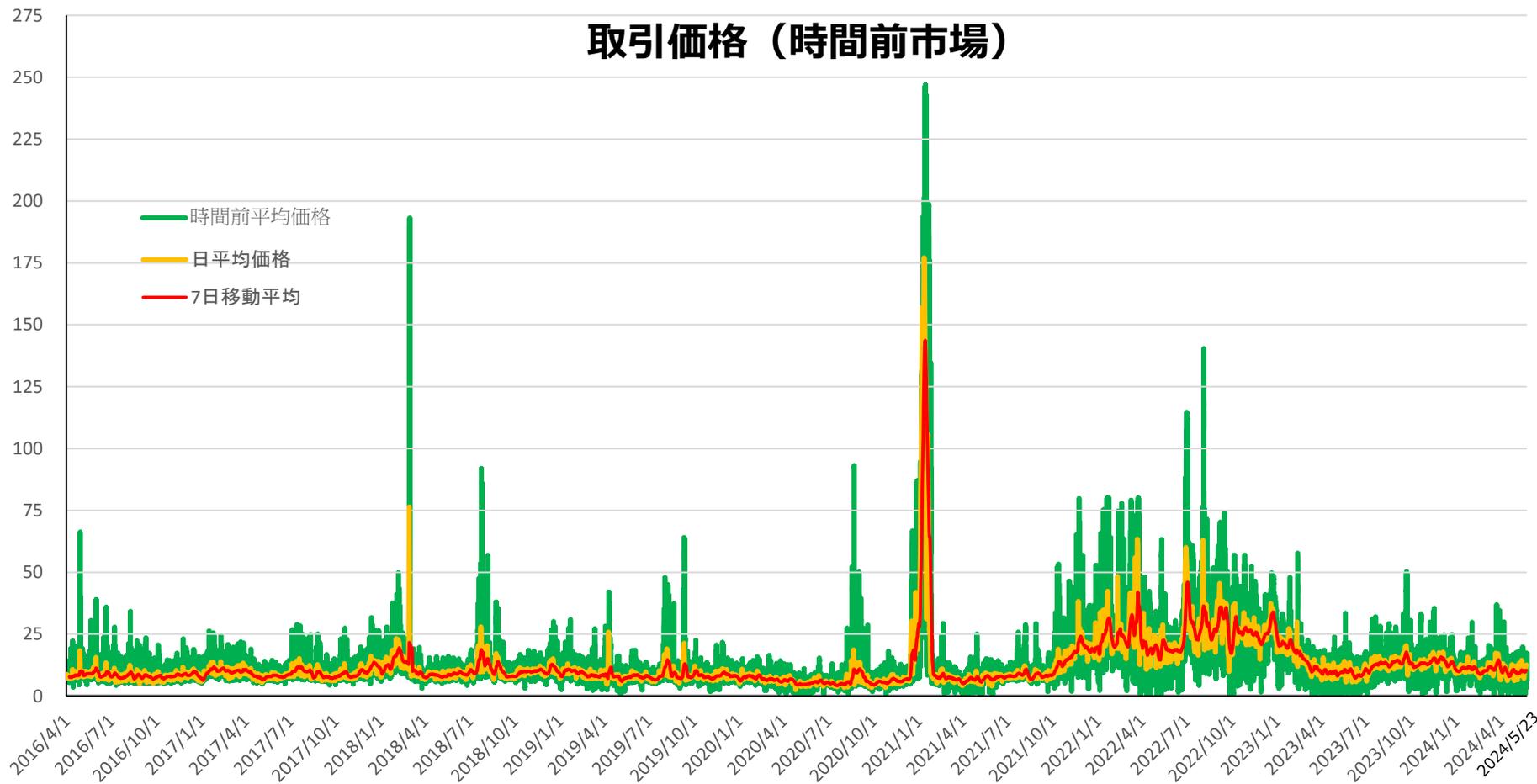
- 時間前市場はスポット市場後、前日17時から当日のゲートクローズ（実需給の1時間前）まで取引が可能な市場。発電事業者や小売電気事業者は実需給に向けて、精緻になる需要予測や再エネ出力予測等に応じて、計画値同時同量を達成するため、スポット市場後も取引を行う。

項目	内容
取引商品	0：00～24：00を30分単位で分割した48商品
取引単位	100kW（30分の電力量としては50kWh）
入札価格の指定単位	kWh当りの価格を0.01円（銭単位）で指定
入札方法	ザラバ取引
入札受付時間	毎日17：00に、翌日0：00～24：00までの48時間帯の取引を開始し、各時間帯の受渡時間の1時間前（ゲートクローズ）まで取引可能 ※ただし、修正した計画を広域機関へ提出することが必要となるため、手続き時間の考慮が必要
連系線可否判断	売買入札のうち価格条件が合致したものについて、随時広域機関に問合せを行い託送可否判断を実施
清算決済方法	取引所が仲介し、清算を引受け
売買手数料	約定のkWh当り0.1円（税別）。スポット市場のような定額制は無し。

時間前市場価格の推移

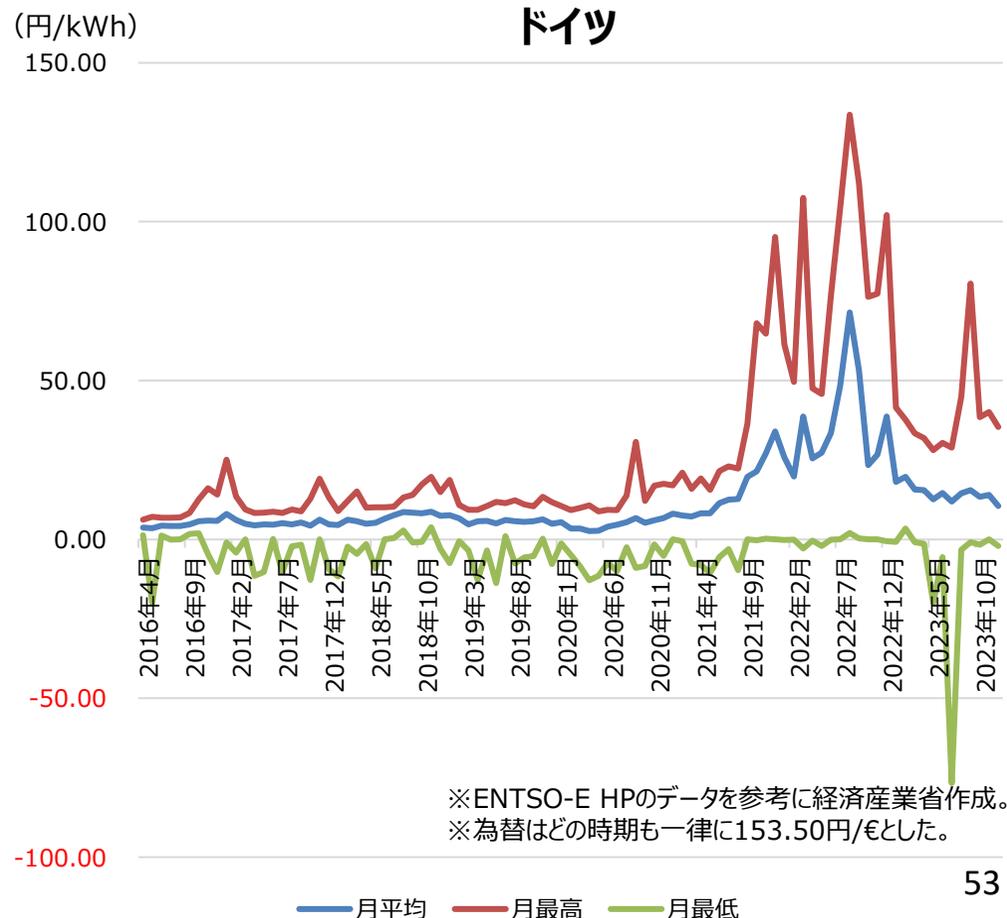
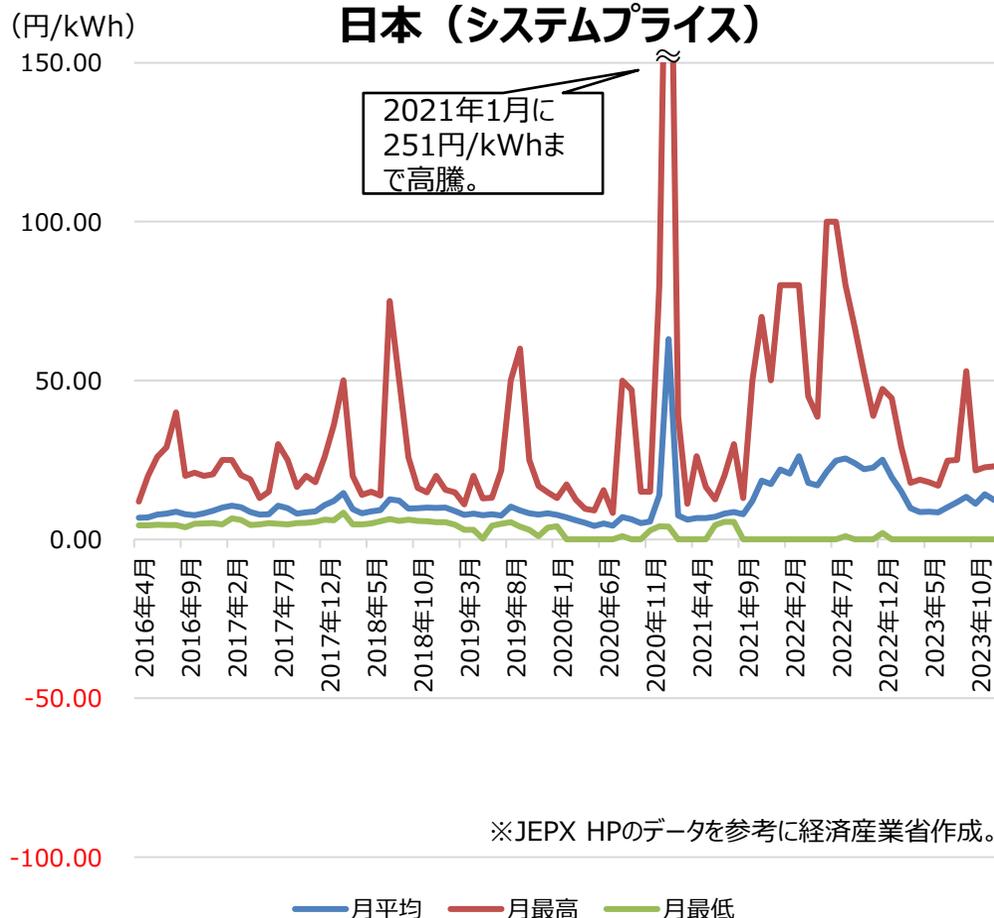
- 時間前市場における取引価格もスポット市場の取引価格と概ね同様の傾向。なお、**2023年度は、平均11.71円/kWh**で推移。

[円/kWh]



日本とドイツの市場価格（平均・最高・最低）の推移

- 日本もドイツも平均価格や最高価格は大きく振れており、この傾向は2020年頃以降において、より顕著。最低価格については、ドイツはネガティブプライスを導入しているため、大きく変動している。
- なお、日本は30分コマ単位、ドイツは60分コマ単位のデータを用いているため、一概に比較できないことに注意。

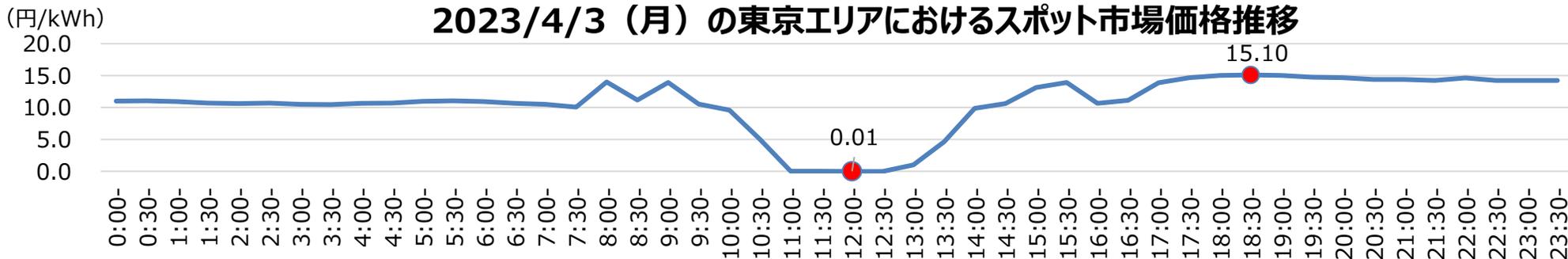


スポット市場の価格と電源構成（例：2023/4/3（月）東京エリア）

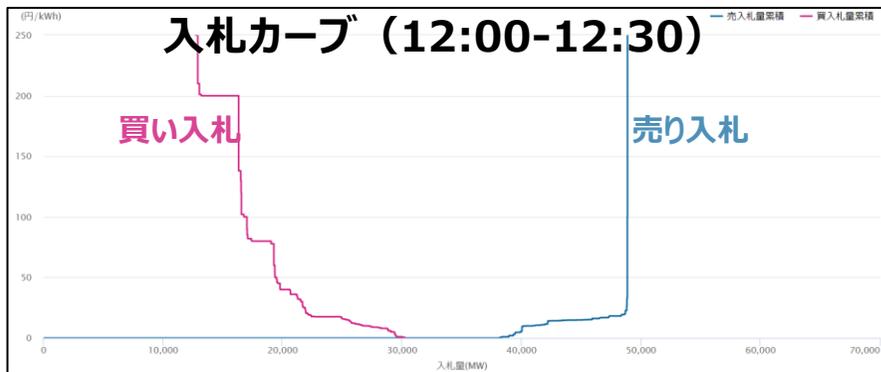
第69回電力・ガス基本政策小委員会（2024年1月22日）資料3より抜粋

- スポット市場の価格は基本的には系統全体で追加の1kWを出力させるときの費用であり（売り切れ時等を除く。）、実際に稼働している電源の平均費用とは乖離した価格設定となっている。

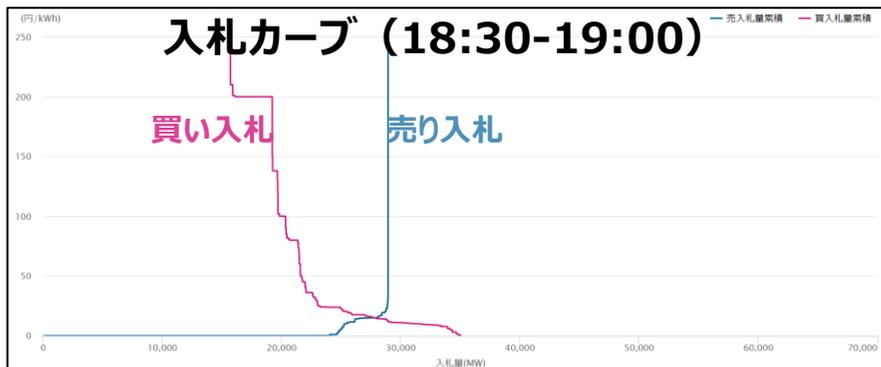
2023/4/3（月）の東京エリアにおけるスポット市場価格推移



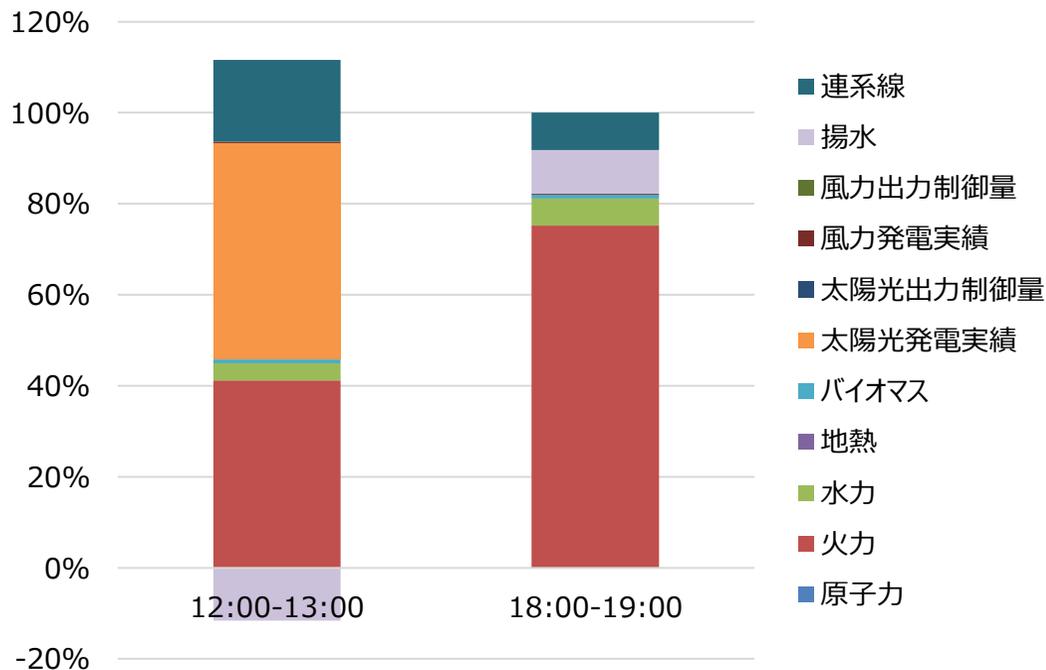
入札カーブ（12:00-12:30）



入札カーブ（18:30-19:00）



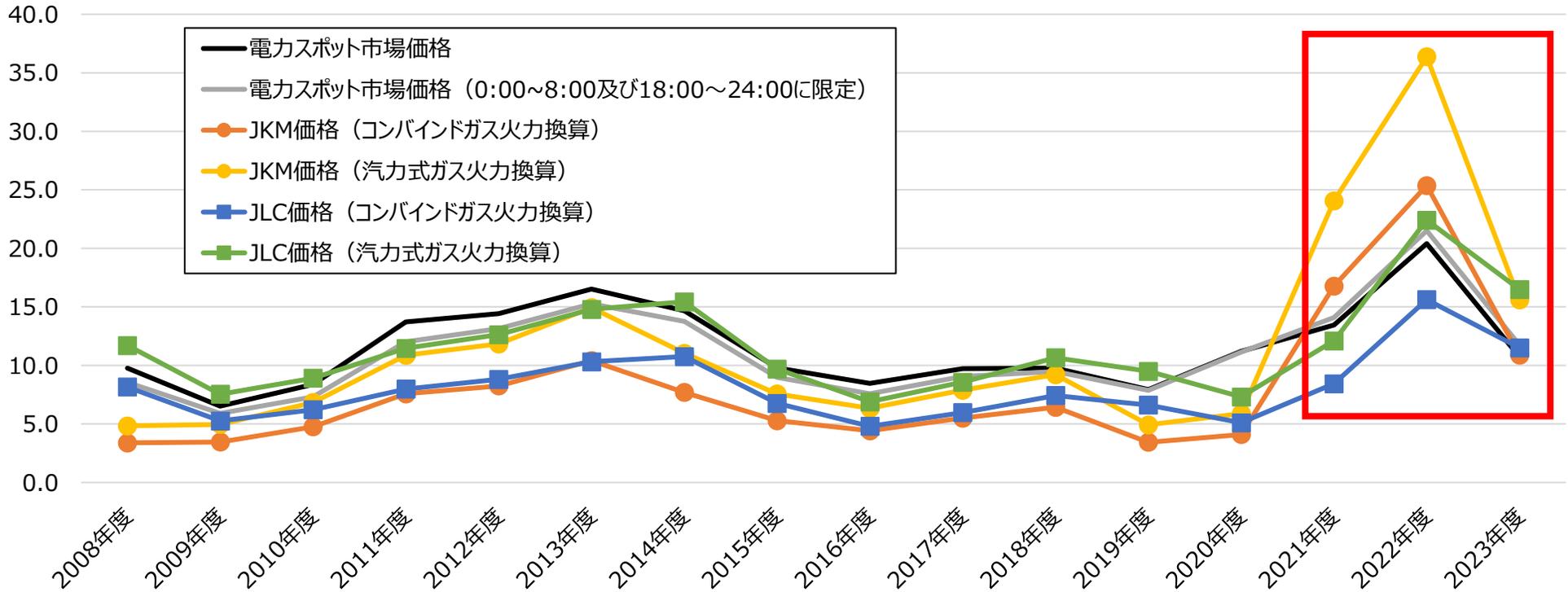
2023/4/3（月）の東京エリアの発電実績（推計実績含む）



電力スポット市場価格とLNG価格（発電単価換算）の比較

- 電力スポット市場価格はLNG価格と強く相関。ここ2、3年の電力スポット価格は、JKM価格（発電単価換算）に比して、安価となる傾向が見受けられる。 FIT・FIP電源の導入による電力スポット価格の下落の影響も一部あると考えられるが、太陽光がほぼ出力されないであろう時間帯に限定した電力スポット価格と比較しても、この傾向がある。

(円/kWh) 電力スポット市場価格とLNG価格（発電単価換算）の比較（年平均）



(参照データ、試算の諸条件等)

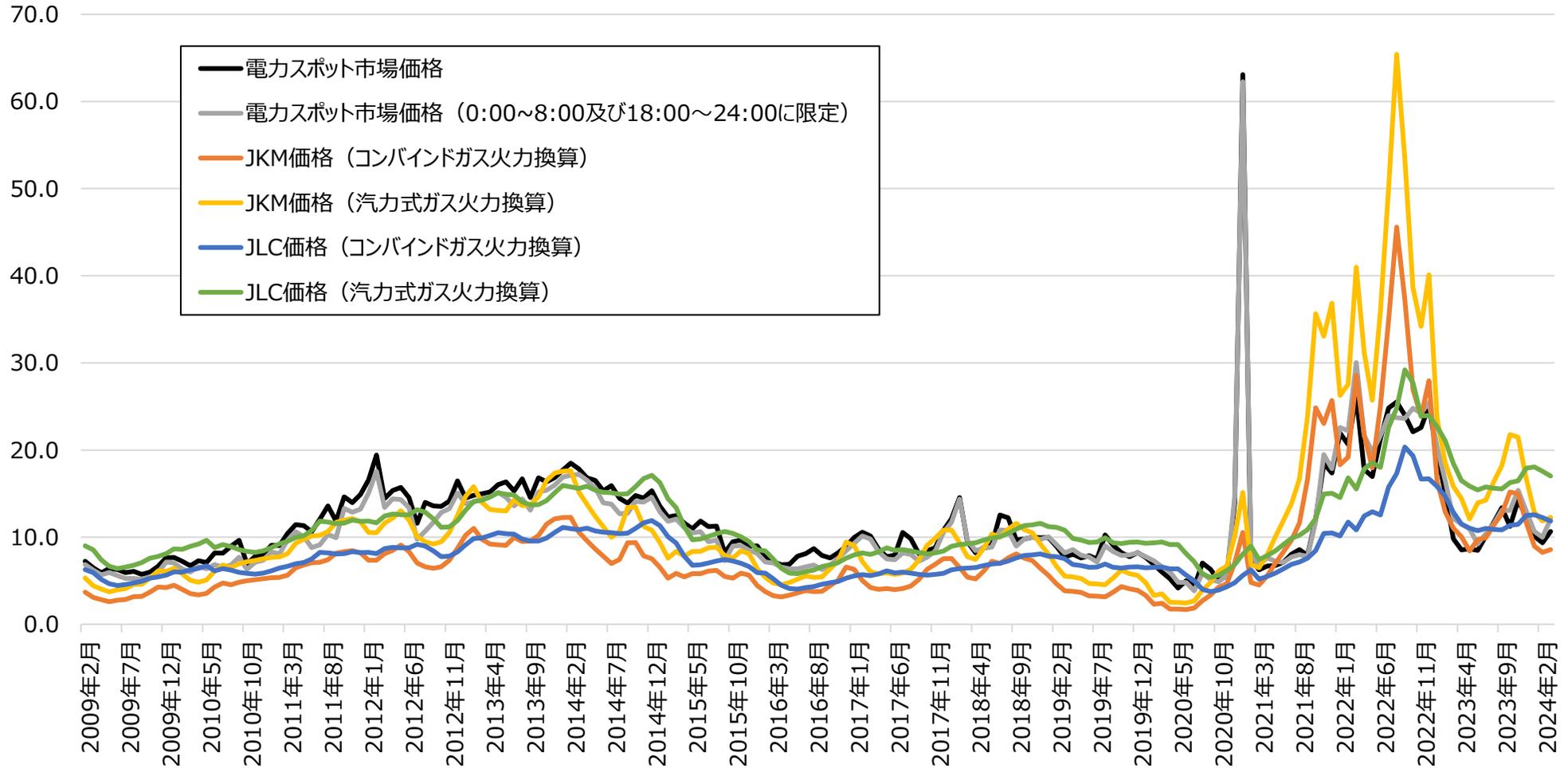
- 電力スポット市場価格はJEPX HPのデータを参照。システムプライスを引用。
- LNG価格（発電単価換算）はS&P Global Platts社JKM指標及び財務省貿易統計から「発電コスト検証ワーキンググループ 令和3年9月報告書」の諸元に基づき、以下の方法で計算。

$$\text{JKM価格 (¥/kWh)} = (\text{JKM価格 (\$/MMbtu)} \times \text{為替レート (¥/\$)} \times \text{単位換算係数 (MJ/MMbtu)} + \text{燃料諸経費 (¥/MJ)}) \times \text{単位換算係数 (kWh/MJ)} \times \text{熱効率係数} \times \text{所内変換効率係数}$$

$$\text{JLC価格 (¥/kWh)} = (\text{JLC価格 (¥/t)} \times \text{単位換算係数 (MJ/t)} + \text{燃料諸経費 (¥/MJ)}) \times \text{単位換算係数 (kWh/MJ)} \times \text{熱効率係数} \times \text{所内変換効率係数}$$
- 為替レートは、みずほ銀行「外国為替相場情報 ヒストリカルデータ」より、各日のレートを使用。
- 汽力式ガス火力の熱効率は38%、コンバインド式ガス火力の熱効率は54.5%として計算。

(参考) 電力スポット市場価格とLNG価格 (発電単価換算) の比較

(円/kWh) 電力スポット市場価格とLNG価格 (発電単価換算) の比較 (月平均)



(参照データ、試算の諸条件等)

- 電力スポット市場価格はJEPX HPのデータを参照。システムプライスを引用。
- LNG価格 (発電単価換算) はS&P Global Platts社JKM指標及び財務省貿易統計から「発電コスト検証ワーキンググループ 令和3年9月報告書」の諸元に基づき、以下の方法で計算。

$$\text{JKM価格 (¥/kWh)} = (\text{JKM価格 (\$/MMbtu)} \times \text{為替レート (¥/\$)} \times \text{単位換算係数 (MJ/MMbtu)} + \text{燃料諸経費 (¥/MJ)}) \times \text{単位換算係数 (kWh/MJ)} \times \text{熱効率係数} \times \text{所内変換効率係数}$$

$$\text{JLC価格 (¥/kWh)} = (\text{JLC価格 (¥/t)} \times \text{単位換算係数 (MJ/t)} + \text{燃料諸経費 (¥/MJ)}) \times \text{単位換算係数 (kWh/MJ)} \times \text{熱効率係数} \times \text{所内変換効率係数}$$
- 為替レートは、みずほ銀行「外国為替相場情報 ヒストリカルデータ」より、各日のレートを使用。
- 汽力式ガス火力の熱効率は38%、コンバインド式ガス火力の熱効率は54.5%として計算。

JKMとJLCの比較

- 近年のJKM高騰を受け、10年移動平均で見ても、近年はJKMの方がJLC（全日本通関統計。長期契約の燃料価格とJKM（スポット調達）の燃料価格等が混合した価格。）よりも高価。一方、**2022年度末以前の10年平均については、JLCの方が高価であり、電力事業者のヘッジ意欲が低い場合、燃料の長期調達のインセンティブは働きにくい。**

電力スポット市場価格とLNG価格（発電単価換算）の比較（10年移動平均、円/kWh）

集計開始日	終了日	電力スポット市場価格	電力スポット市場価格 (0:00~8:00 及び18:00~ 24:00に限定)	JKM価格 (コンバインドガス火力換算)	JKM価格 (汽力式ガス火力換算)	JLC価格 (コンバインドガス火力換算)	JLC価格 (汽力式ガス火力換算)
2009/4/1	2019/3/31	11.2	10.2	6.4	9.2	7.4	10.7
2010/4/1	2020/3/31	11.3	10.4	6.4	9.2	7.6	10.9
2011/4/1	2021/3/31	11.6	10.8	6.3	9.1	7.5	10.7
2012/4/1	2022/3/31	11.6	11.0	7.2	10.4	7.5	10.8
2013/4/1	2023/3/31	12.2	11.9	9.0	12.9	8.2	11.7
2014/4/1	2024/3/31	11.6	11.5	9.0	12.9	8.3	11.9

JLCの方が
高価



JKMの方が
高価

電源の販売・調達

- 実質的にスポット市場や時間前市場で販売・調達される電力の割合は10%程度と考えられる。

発電事業者の販売契約期間

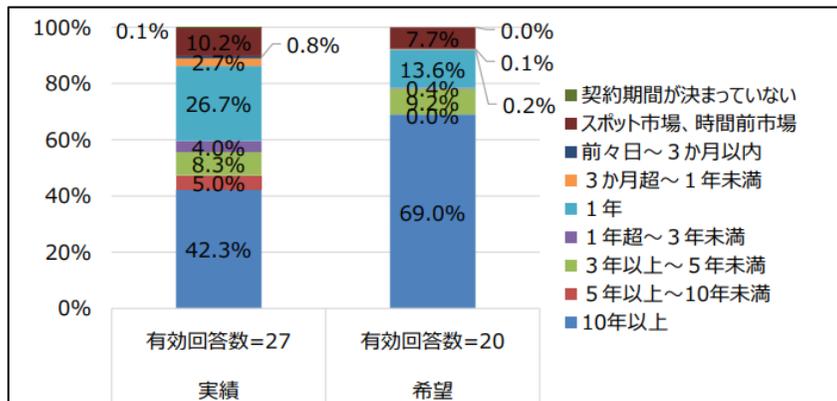


図4 2021年度契約期間別契約実績 (kWh ベース) と希望のポートフォリオの比較 (単純平均)

小売電気事業者の調達契約期間

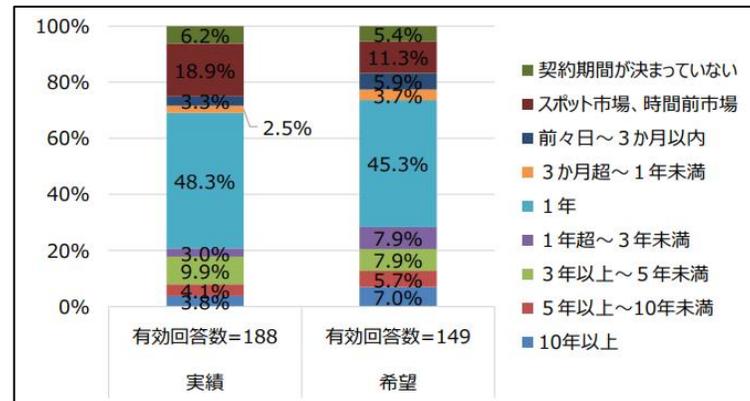


図57 2021年度契約期間別契約実績 (kWh ベース) と希望のポートフォリオの比較 (単純平均)

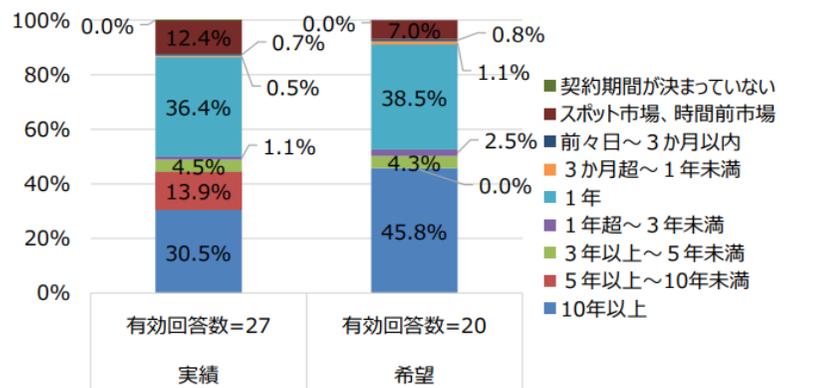


図5 2021年度契約期間別契約実績 (kWh ベース) と希望のポートフォリオの比較 (加重平均)

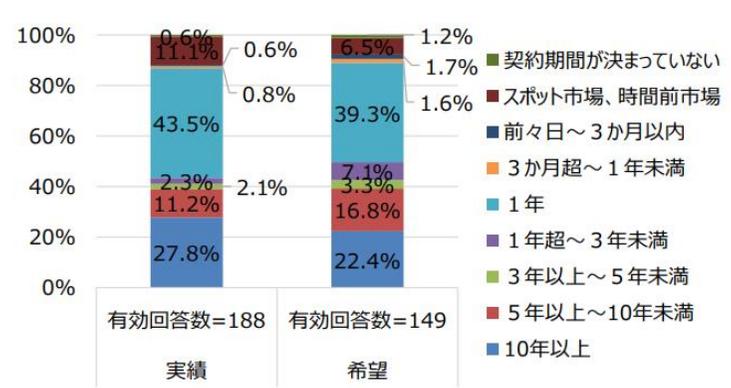


図58 2021年度契約期間別契約実績 (kWh ベース) と希望のポートフォリオの比較 (加重平均)

- 図4：2021年度契約期間別契約実績 (kWh ベース) と希望のポートフォリオの比較について、各社の回答を単純平均した結果
- 図5：2021年度契約期間別契約実績 (kWh ベース) と希望のポートフォリオの比較について、各社の回答を各社の2021年度の発電実績 (kWh ベース) で加重平均した結果

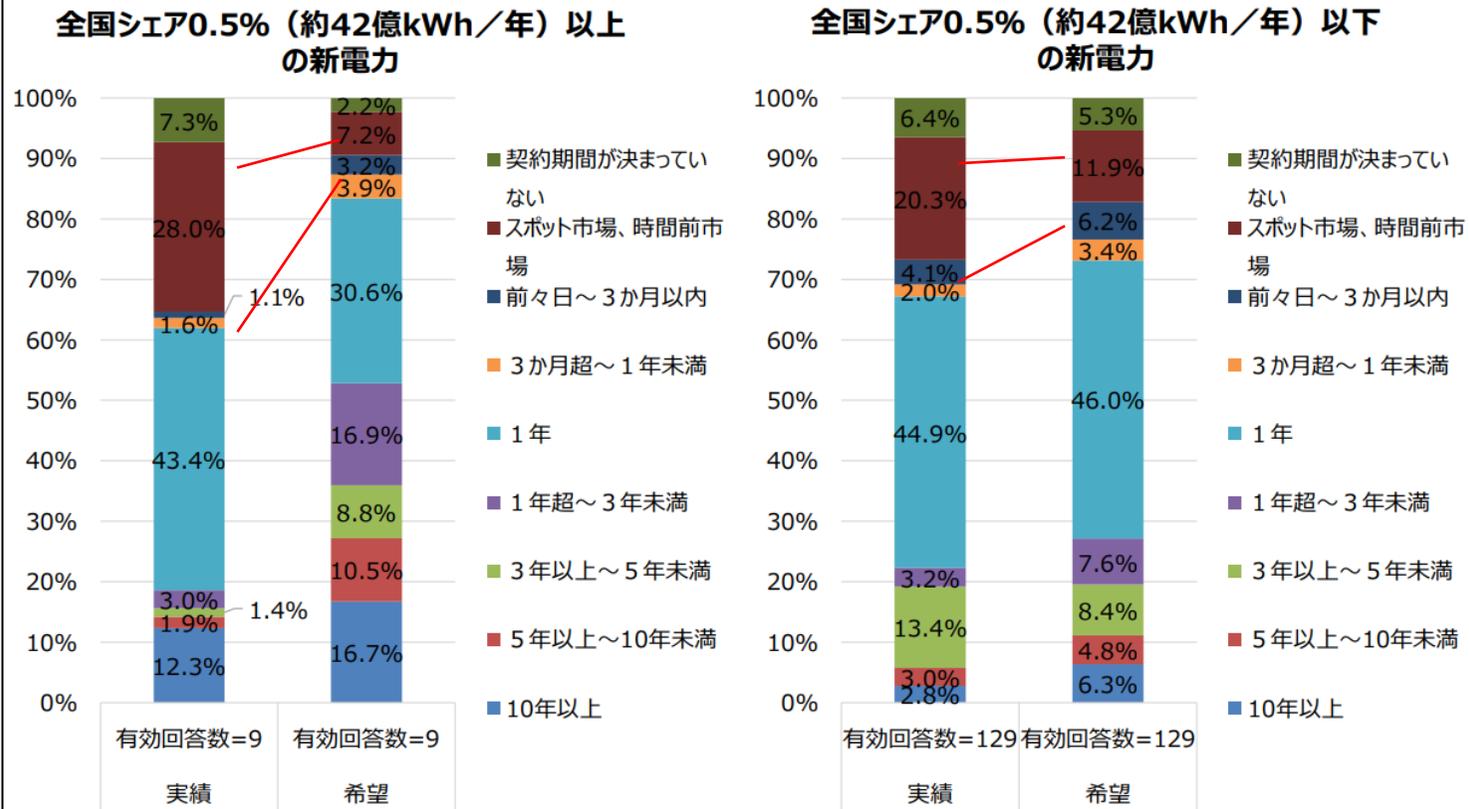
- 図57：2021年度契約期間別契約実績 (kWh ベース) と希望のポートフォリオの比較について、各社の回答を単純平均した結果
- 図58：2021年度契約期間別契約実績 (kWh ベース) と希望のポートフォリオの比較について、各社の回答を各社の2021年度の発電実績 (kWh ベース) で加重平均した結果

スポット市場や時間前市場での実質的な電気の販売・調達割合（新電力）

- 新電力は、調達量の2割以上をスポット市場や時間前市場での調達に依存。一方、特に大手の新電力においては、スポット市場等からの調達を減少させ、より長期の契約期間の取引を実施したい意向が見受けられる。

新電力：全国シェア0.5%（約42億kWh／年）で区分け

第63回電力・ガス基本政策小委員会（2023年6月27日）資料8より抜粋



1. 日本の電力需給の現状

2. 市場機能の活用と供給力確保

(1) 発電容量 (kW) の確保・取引

(2) kWhの確保・取引

①長期的な確保 (ベースロード市場、先渡市場、内外無差別卸売等)

②短期的な確保 (スポット市場、時間前市場)

(3) 発電事業者の義務

3. 各電源を取り巻く状況

～再エネ・原子力・火力 (燃料確保含む) ・蓄電池

4. 需給調整力の確保

5. 同時市場の検討

発電事業に係る制度改正の経緯

1

発電事業について「届出制」を導入

発電事業を行う事業者は届出を行うことを義務づけ。
(2016年4月)

2

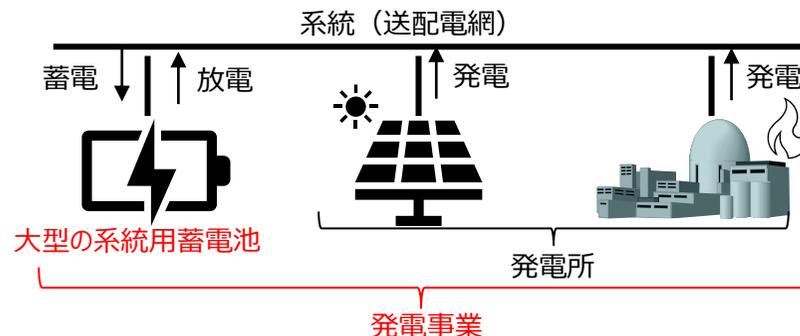
発電所の休廃止に関する届出を「事前届出制」に変更

発電所の休廃止が増加し、安定供給へのリスクが顕在化している状況を踏まえ、発電所の休廃止について事前に把握・管理し、必要な供給力確保策を講ずる時間を確保するため、発電所の休廃止について、「事後届出制」を「**事前届出制**」に改正。
(2022年11月)

3

大型の蓄電池から放電する事業を発電事業に位置付け

脱炭素化された供給力・調整力として導入が期待される蓄電池について、発電事業の要件を満たすような大型の蓄電池から放電する事業を発電事業に位置付け。
(2023年4月)



発電事業者の義務

発電等義務

発電事業者は、一般送配電事業者及び配電事業者に、その維持し、及び運用する発電等用電気工作物を用いてその一般送配電事業及び配電事業の用に供するための電気を発電し、又は放電し、当該電気を供給することを約しているときは、正当な理由がなければ、発電又は放電及び電気の供給を拒んではならない。

(電気事業法第二十七条の二十八)

供給命令等

経済産業大臣は、電気の安定供給の確保に支障が生じ、又は生ずるおそれがある場合において公共の利益を確保するため特に必要があり、かつ、適切であると認めるときは電気事業者に対し、次に掲げる事項を命ずることができる。

ただし、第一号に掲げる事項は送電事業者に対して、第二号に掲げる事項は小売電気事業者、発電事業者及び特定卸供給事業者に対して、第三号に掲げる事項は送電事業者、発電事業者及び特定卸供給事業者に対しては、命ずることができない。

- 一 小売電気事業者、一般送配電事業者、配電事業者又は特定送配電事業者に電気を供給すること。
- 二・三 [略]
- 四 電気事業者に電気工作物を貸し渡し、若しくは電気事業者から電気工作物を借り受け、又は電気事業者と電気工作物を共用すること。
- 五 前各号に掲げるもののほか、広域的運営による電気の安定供給の確保を図るために必要な措置をとること。

(電気事業法第三十一条第一項)

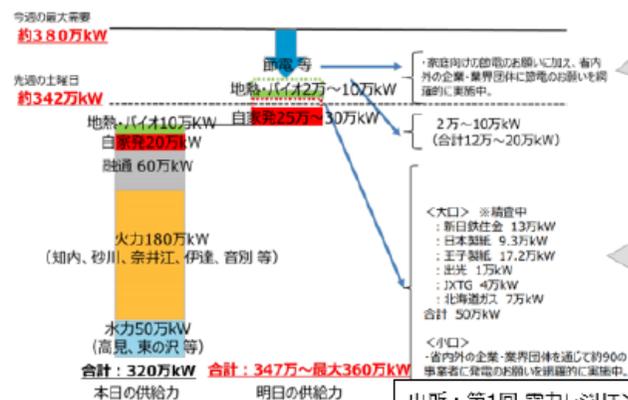
特定卸供給事業（アグリゲーター）制度の背景

- 東日本大震災以降、分散リソースや需要家側エネルギーリソース（太陽光発電、定置用蓄電池、ネガワット等）の導入拡大に伴い、新たなビジネス領域として、**エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスが注目**されている。
- 電力システム改革やIoTの発展、災害の激甚化等を踏まえ、アグリゲーションビジネスを新たなエネルギー産業として育成し、分散型・需要家側デバイスを全体のエネルギーシステムの中で効果的に活用していくことは、**更なる分散リソースの導入拡大や災害時・緊急時のレジリエンスを向上させる観点から重要**である。
- このため、**自家発等の分散リソースを広く供給力として国が把握**するとともに、**分散リソースを束ねて供給力や調整力として活用するビジネス環境を整える観点**から、アグリゲーターを電気事業法に位置付ける必要があった。これを踏まえ、**改正電気事業法においてアグリゲーターを特定卸供給事業者として新たに位置付けることとした。**

<平成30年 北海道胆振東部地震>

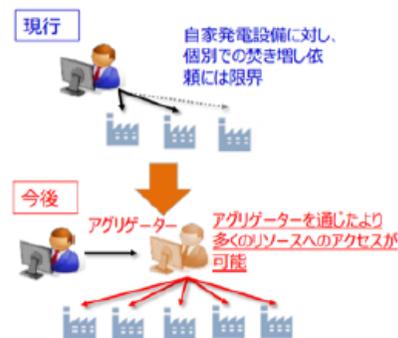
経済産業省の対応として、道内の自家発保有者に対する個別の電話での自家発稼働依頼や、大口需要家に対する個別の需要抑制要請、復旧地域に対する節電要請等を行った。

(参考) 9月8日(土)の供給見通し(7日(金)時点)



→自家発や需要家を束ねるアグリゲーターに連絡し、分散リソースを効率的に活用できるようになると、災害時の需給ひっ迫解消やより早期の復旧につながる可能性がある。

<アグリゲーターを通じた供給力の確保>

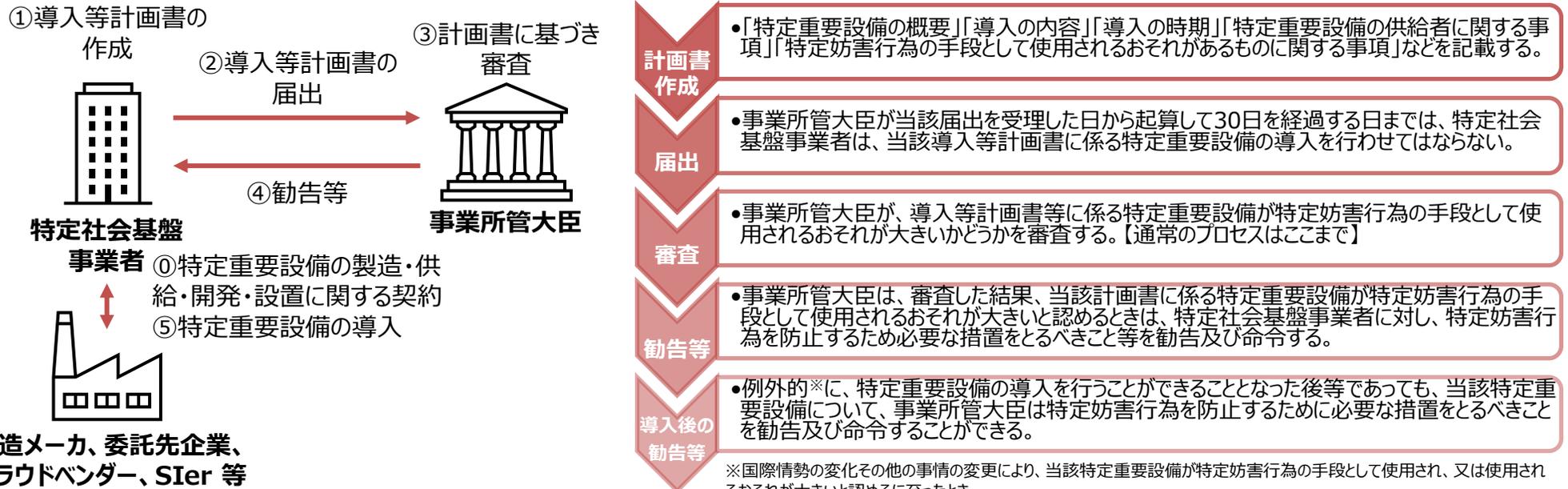


経済安全保障推進法に基づく届出・審査について

(特定妨害行為の防止による特定社会基盤役務の安定的な提供の確保に関する制度)

- 2022年5月に成立した経済安全保障推進法では、**特定社会基盤事業者が特定重要設備（国が指定した重要設備）の導入及び重要維持管理等の委託を行う場合、事業所管大臣の審査を受けなければならない**としており、2024年5月17日より運用が開始されている。
- 審査において、特定重要設備が特定妨害行為（我が国の外部から行われるサイバー攻撃、物理的な妨害行為等）の手段として使用されるおそれ大きいと認められたとき、**事業所管大臣は、特定妨害行為を防止するため必要な措置をとるべきこと等を勧告及び命令**することができる。
- 2023年11月16日、**電力分野では特定の基準を満たす42者が特定社会基盤事業者として指定され、特定重要設備の導入及び重要維持管理等の委託を行う場合、経済産業大臣による事前審査が必要**となる。

「特定重要設備」の導入に係るプロセス



(参考) 電気事業における規制対象

対象事業 (特定社会基盤事業)	特定社会基盤事業者の 指定基準	特定重要設備※1	重要維持 管理等※2	構成設備※3
一般送配電事業	電気事業法第2条第1項第9号に 規定する一般送配電事業者 (全者を 指定)	需給制御システム	・維持管理 ・操作	・監視制御サーバ ・需給演算サーバ ・需給制御業務アプリケーション、OS、ソフトウェア
		系統制御システム		・監視制御サーバ ・操作サーバ ・系統制御業務アプリケーション、OS、ソフトウェア
送電事業	電気事業法第2条第1項第11号に 規定する送電事業者 (全者を指定)	系統制御システム		・監視制御サーバ ・操作サーバ ・系統制御業務アプリケーション、OS、ソフトウェア
配電事業	電気事業法第2条第1項第11号の 3に規定する配電事業者 (全者を指定 ※) ※現在営んでいる事業者が存在しないため指定 事業者なし	需給制御システム		・監視制御サーバ ・需給演算サーバ ・需給制御業務アプリケーション、OS、ソフトウェア
		系統制御システム		・監視制御サーバ ・操作サーバ ・系統制御業務アプリケーション、OS、ソフトウェア
発電事業	所有する発電設備：発電設備ごと の出力が50万kW以上※ (我が国の発電容量の大半を確保できる数値と して設定) ※出力は、火力・原子力等は発電機ごと、水力・ 風力・蓄電池等は発電所・蓄電所ごとに判断	出力制御装置		・監視制御サーバ ・各種制御装置 (ボイラー監視制御装置、ター ビン監視制御装置等) ・アプリケーション、OS等のソフトウェア
特定卸供給事業	集約する電気：50万kW以上 (発電事業と同様)	エネルギーマネジメントシ ステム		・監視制御サーバ ・アプリケーション、OS等のソフトウェア

- ※1 特定重要設備：「特定社会基盤事業の用に供される設備、機器、装置又はプログラムのうち、特定社会基盤役務を安定的に提供するために重要であり、かつ、我が国の外部から行われる特定社会基盤役務の安定的な提供を妨害する行為の手段として使用されるおそれがあるもの」として国が定めるもの
- ※2 重要維持管理等：「特定重要設備の維持管理又は操作のうち、当該特定重要設備の機能を維持するため又は当該特定重要設備に係る特定社会基盤役務を安定的に提供するために重要であり、かつ、これらを通じて当該特定重要設備が我が国の外部から行われる特定社会基盤役務の安定的な提供を妨害する行為の手段として使用されるおそれがあるもの」として国が定めるもの
- ※3 構成設備：「特定重要設備若しくは特定重要設備の一部を構成する設備、機器、装置若しくはプログラムであって特定妨害行為の手段として使用されるおそれがあるもの」として国が定めるもの

(参考) 届出事項 (導入等計画書) の詳細

- 特定社会基盤事業者が作成する導入等計画書には、「**特定重要設備の概要**」「**導入の時期/委託の時期又は期間**」「**特定重要設備の供給者に関する事項/重要維持管理等の委託の相手方に関する事項**」「**特定重要設備の導入/重要維持管理等の委託に当たって特定社会基盤事業者が講ずる特定妨害行為を防止するための措置に係る事項 (リスク管理措置)**」を記載する必要がある。
- 加えて、特定重要設備の導入時には「特定重要設備の一部を構成する設備、機器、装置又はプログラムであって特定妨害行為の手段として使用されるおそれがあるもの (構成設備) に関する事項」、重要維持管理等の委託時には「重要維持管理等の委託の相手方が他の事業者に再委託して重要維持管理等を行わせる場合にあっては、当該再委託に関する事項」(※) を記載する必要がある。

(※) 重要維持管理等の委託の相手方が他の事業者に再委託して重要維持管理等を行わせる場合

導入等計画書における記載事項

事項	特定重要設備の導入を行う場合	特定重要設備の重要維持管理等を行わせる場合
特定重要設備の概要	種類、名称、機能、設置場所、使用場所	種類、名称、機能、設置場所、使用場所
導入の内容及び時期/ 委託の内容及び時期又は期間	導入の目的、導入に携わる者の名称等、導入の時期	委託の目的、委託の内容・場所、委託の時期又は期間
特定重要設備の供給者に関する事項/重要維持管理等の委託の相手方に関する事項	供給者の名称・住所・設立準拠法等、供給者の議決権の5%以上を保有する者、供給者の役員の氏名・生年月日・国籍等、(供給者が、外国政府等との取引が売上高の25%以上を占める場合) 外国政府等の名称等、設備の製造場所の所在地	相手方の名称・住所・設立準拠法等、相手方の議決権の5%以上を保有する者、相手方の役員の氏名・生年月日・国籍等、(相手方が、外国政府等との取引が売上高の25%以上を占める場合) 外国政府等の名称等
構成設備に関する事項/重要維持管理等の再委託に関する事項	構成設備の概要 (種類・名称・機能)、供給者の名称・住所・設立準拠法、供給者の議決権の5%以上を保有する者、供給者の役員の氏名・生年月日・国籍等、(供給者の外国政府等との取引が当該供給者の売上高全体の25%以上を占める場合) 取引先の外国政府等の名称等、構成設備の製造場所の所在地	再委託の内容・場所・時期又は期間、相手方の名称・住所・設立準拠法、相手方の議決権の5%以上を保有する者、相手方の役員の氏名・生年月日・国籍等、(相手方の外国政府等との取引が当該相手方の売上高全体の25%以上を占める場合) 取引先の外国政府等の名称等
リスク管理措置	導入に関するリスク管理措置	重要維持管理等の委託に関するリスク管理措置

(参考) 審査に当たっての考慮要素

- 特定重要設備が特定妨害行為の手段として使用されるおそれが大きいかどうかを審査するに当たっては、以下に掲げる要素等を考慮することとしている。

審査に当たっての考慮要素

- ① 特定社会基盤事業者が導入等を行おうとする特定重要設備の供給者等が我が国の外部にある主体から強い影響を受けているかどうか
- ② 特定社会基盤事業者が導入等を行おうとする特定重要設備について、特定社会基盤役務の安定的な提供が妨害されるおそれに関する評価を自ら行い、その結果に応じて、リスク管理措置を講じているかどうか
- ③ 特定社会基盤事業者が導入等を行おうとする特定重要設備について、その供給者等が供給する特定重要設備及び構成設備に関する製品に対して脆弱性が指摘された例、その供給者等が実施する重要維持管理等に対して不適切性が指摘された例及びその供給者等に対して我が国の法令や国際的に受け入れられた基準等の不遵守等が指摘された例
- ④ ①から③までのほか、特定重要設備の導入等又は特定重要設備の供給者等に関して特定重要設備が特定妨害行為の手段として使用されるおそれに関する事項

1. 日本の電力需給の現状

2. 市場機能の活用と供給力確保

(1) 発電容量 (kW) の確保・取引

(2) kWhの確保・取引

①長期的な確保 (ベースロード市場、先渡市場、内外無差別卸売等)

②短期的な確保 (スポット市場、時間前市場)

(3) 発電事業者の義務

3. 各電源を取り巻く状況

～再エネ・原子力・火力 (燃料確保含む) ・蓄電池

4. 需給調整力の確保

5. 同時市場の検討

再生可能エネルギーの導入状況

- 2012年7月のFIT制度（固定価格買取制度）開始により、再エネの導入は大幅に増加しており、2011年度10.4%から**2022年度は21.7%**に拡大。

	2011年度	2022年度	2030年ミックス
再エネの 電源構成比 発電電力量:億kWh	10.4% (1,131億kWh)	21.7% (2,189億kWh)	36-38% (3,360-3,530億kWh)
太陽光	0.4%	9.2%	14-16%程度
	48億kWh	926億kWh	1,290~1,460億kWh
風力	0.4%	0.9%	5%程度
	47億kWh	93億kWh	510億kWh
水力	7.8%	7.6%	11%程度
	849億kWh	768億kWh	980億kWh
地熱	0.2%	0.3%	1%程度
	27億kWh	30億kWh	110億kWh
バイオマス	1.5%	3.7%	5%程度
	159億kWh	372億kWh	470億kWh

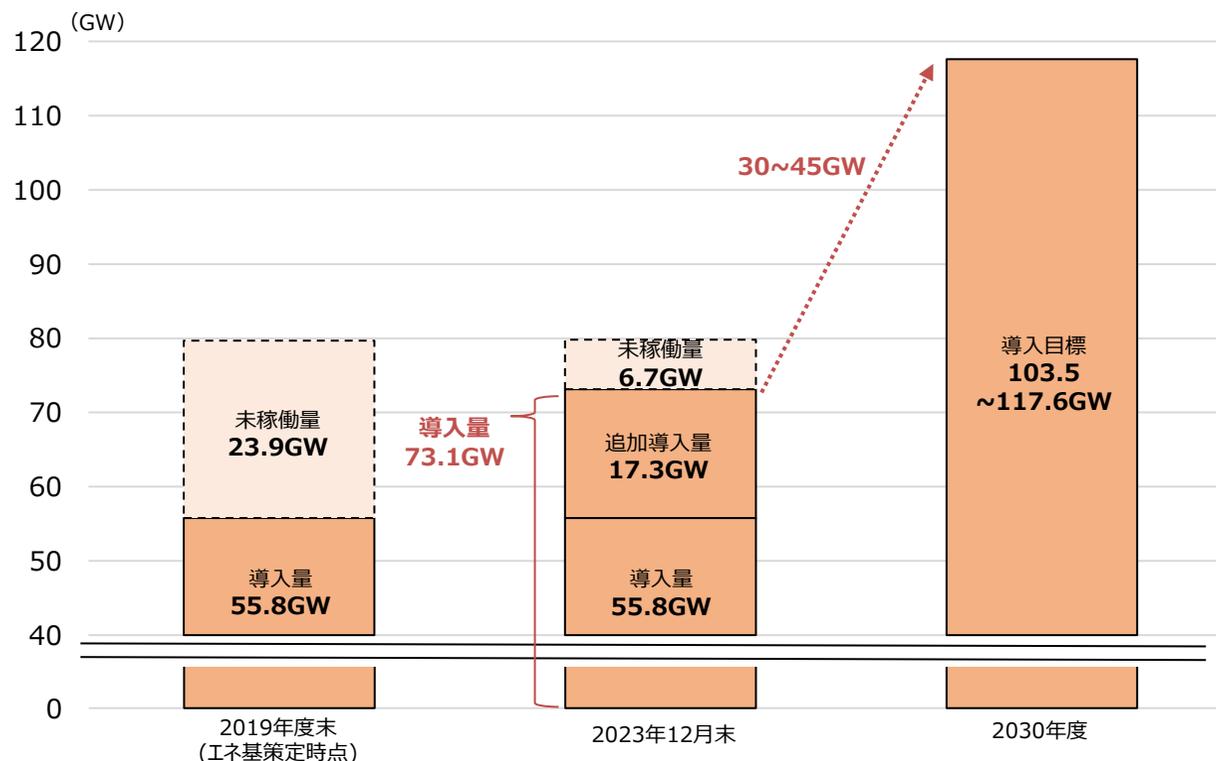
※2022年度数値は令和4年度（2022年度）エネルギー需給実績（確報）より引用

太陽光発電の導入状況（1）

第62回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会
(2024年5月29日) 資料1より抜粋

- **2030年導入目標103.5～117.6GW**に対して、**2023年12月末時点の導入量は73.1GW**。
また、FIT/FIP認定済の**未稼働量は6.7GW**。
- 2019年度末から2023年12月末までの間に、**追加的に導入された案件は17.3GW**。
- この他、**FIT/FIP制度によらずに導入される太陽光発電事業**も生じており、一般送配電事業者から報告された系統接続済容量を用いて、現在、2023年度の導入量の推計（詳細p.40参照）を行っているところ。

【太陽光発電の導入状況】

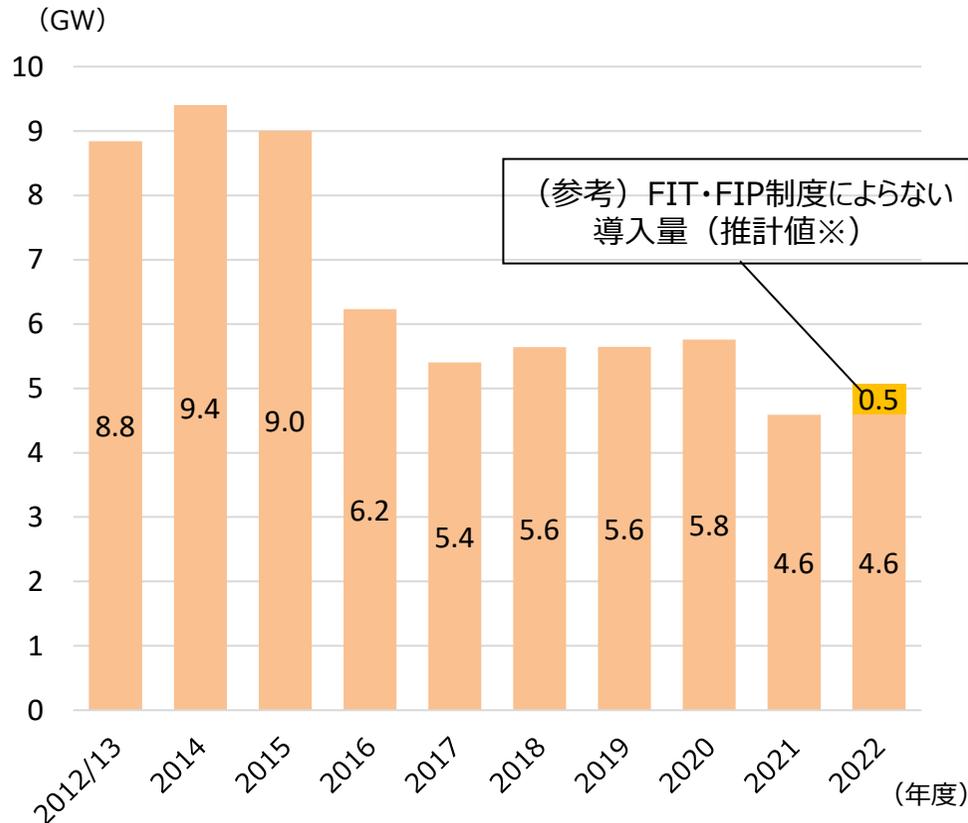


※ 導入量は、FIT前導入量5.6GWを含む。
※ FIT/FIP認定量及び導入量は速報値。
※ 入札制度における落札案件は落札時点の認定量として計上。

太陽光発電の導入状況 (2)

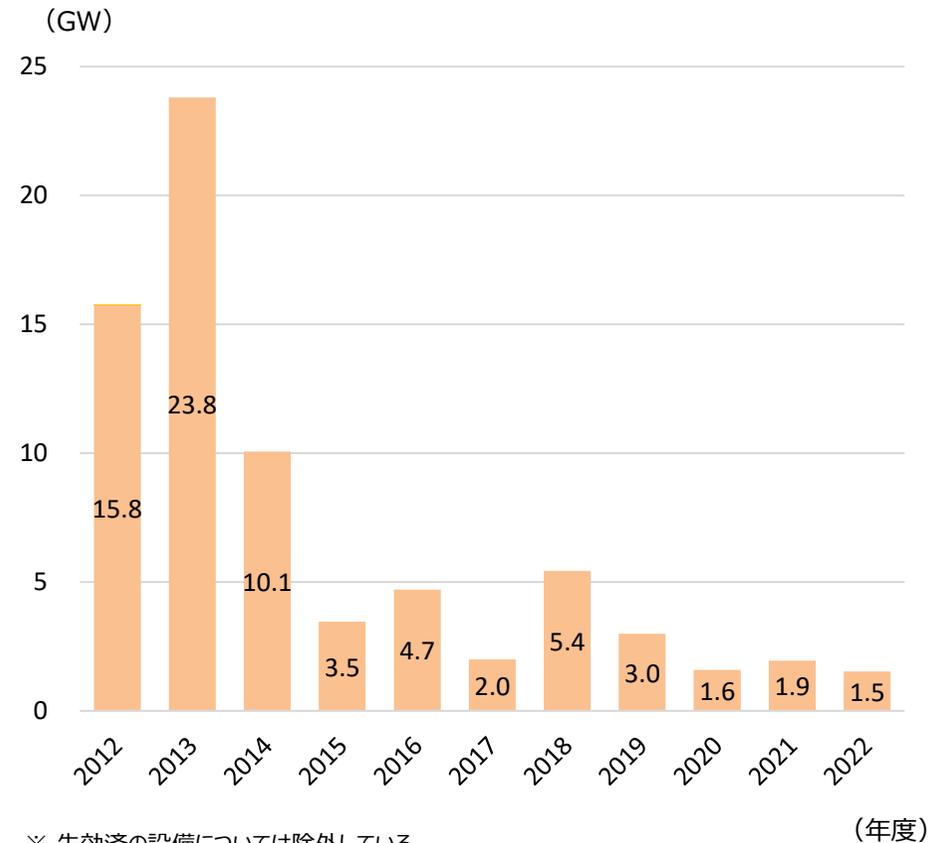
- 太陽光発電は、直近では、**5 GW/年程度の追加導入**が見られる。
- 足下の2022年度の導入量の特徴として、系統接続済容量を踏まえてFIT/FIP制度によらない導入量を推計したところ、**0.5GWのFIT/FIP制度によらない追加導入**が確認された。

【太陽光発電の導入量推移】



※ FIT/FIP制度によらない太陽光発電の導入量の推計方法については、次ページ参照。
 ※ 2022年度末時点におけるFIT/FIP認定量及び導入量は速報値。
 ※ 入札制度における落札案件は落札年度の認定量として計上。

【(参考) 太陽光発電の認定量推移】



※ 失効済の設備については除外している。

(参考) ペロブスカイト太陽電池の研究開発状況

- ペロブスカイト太陽電池は、主要な材料であるヨウ素の生産量は、日本が世界シェア30% (世界2位)を占めている。ヨーロッパや中国を中心に技術開発競争 (ガラス型・タンデム型) が激化。日本も技術は世界最高水準に位置し、特に、フィルム型では、製品化のカギとなる大型化や耐久性の面で世界をリードしている状況。
- 積水化学工業は、現在、30cm幅のペロブスカイト太陽電池 (フィルム型) のロールtoロールでの連続生産が可能となっており、耐久性10年相当、発電効率15%の製造に成功。昨年11月には、世界初となる1 MW超の建物壁面への導入計画が公表された、今後、1 m幅での量産化技術を確立させ、2025年の事業化を目指している。
- パナソニック (ガラス・建材一体型) は、昨年8月から神奈川県藤沢市で実証実験を開始。
- 京都大学発スタートアップのエネコートテクノロジーズ (小型のフィルム型) も、IoT機器などの用途も含め、複数の実証プロジェクトを推進。



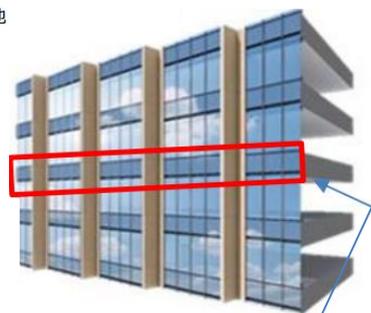
ロールtoロールによる製造

出所：積水化学工業 (株) HP 出所：中央日本土地建物グループ・東京電力HD HPより一部加工

内幸町一丁目街区南地区第一種市街地再開発事業 世界初 フィルム型ペロブスカイト太陽電池による 高層ビルでのメガソーラー発電を計画

第一生命保険、中央日本土地建物、東京センチュリー、
東京電力P G、東電不動産、東京電力HD

内幸町一丁目街区南地区第一種市街地
再開発事業完成イメージ



スパンドレル部 (※) 外壁面内部

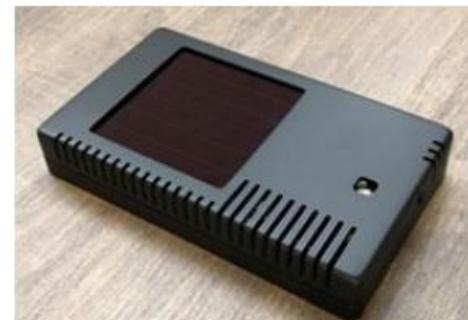
(※) 本計画では、ビルの各階の床と天井
の間に位置する防火区画に位置する外壁面

1 MW導入計画プレスリリース

パナソニックの実証の様子



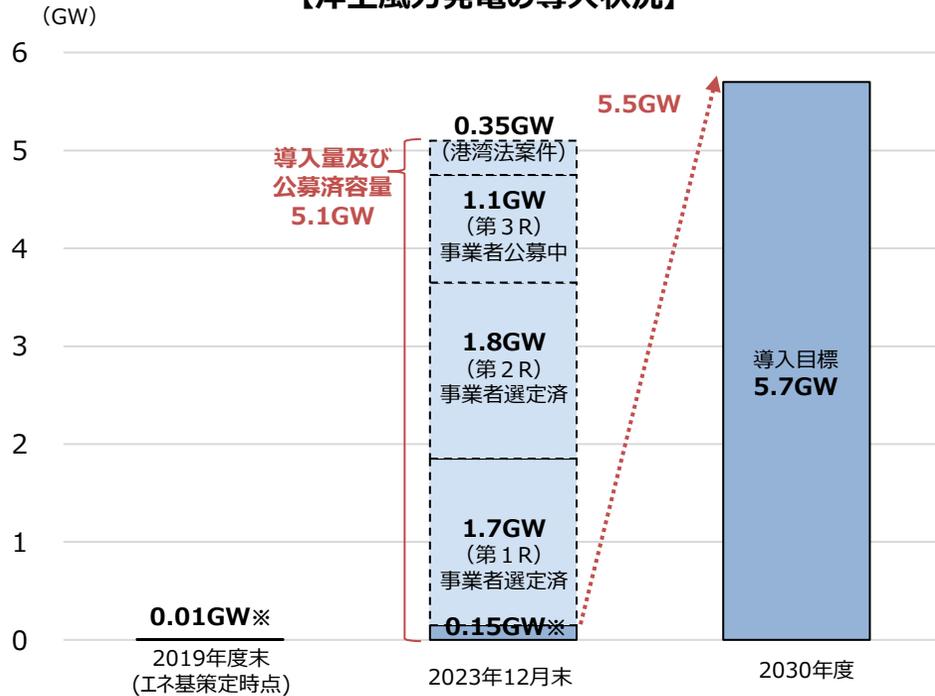
エネコートのIoT機器 (CO2センサ)



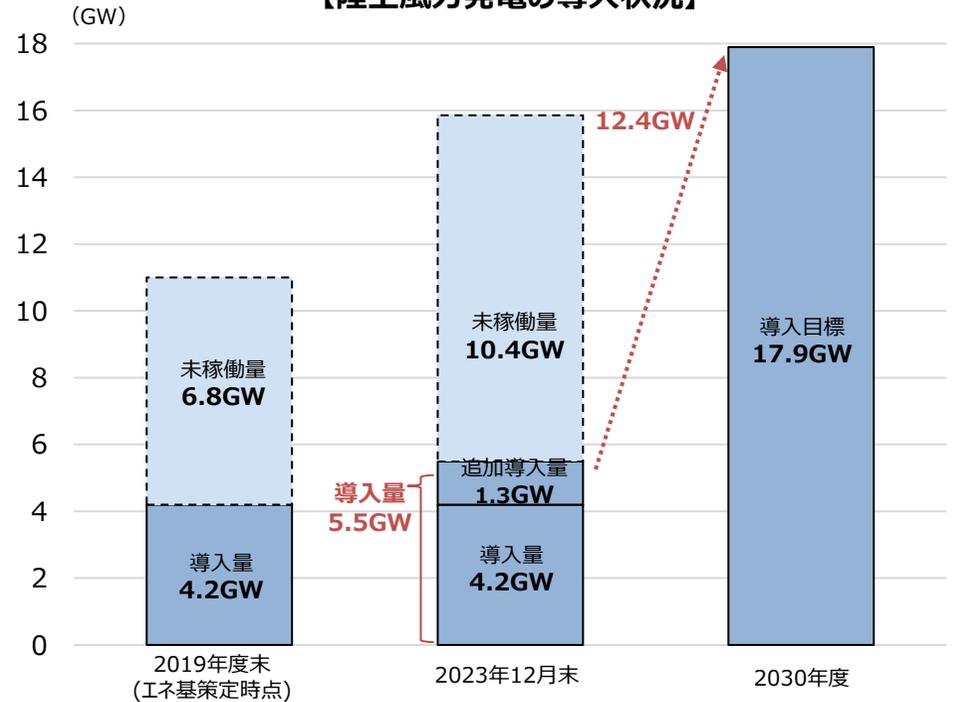
風力発電の導入状況

- **洋上風力**は、**2030年導入目標5.7GW**に対して、**2023年12月末時点における導入量と再エネ海域利用法等に基づく公募済容量の合計は、5.1GW**。
- **陸上風力**は、**2030年導入目標17.9GW**に対して、**2023年12月末時点の導入量は5.5GW**。
また、FIT/FIP認定済の**未稼働量は10.4GW**。2019年度末から2023年12月末までの間に、**追加的に導入された案件は1.3GW**。

【洋上風力発電の導入状況】



【陸上風力発電の導入状況】



注) 再エネ海域利用法、港湾法等に基づく設備容量等を記載。
※ 導入量については、港湾法等に基づき実施している発電事業で稼働済みの設備容量を記載。

※ 導入量は、FIT前導入量2.6GWを含む。
※ FIT/FIP認定量及び導入量は速報値。
※ 入札制度における落札案件は落札時点の認定量として計上。

(参考) 再エネ海域利用法における案件形成状況

第62回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会
(2024年5月29日) 資料1より抜粋

<導入目標> []内は全電源の電源構成における比率

現状：風力全体4.5GW【0.9%】
(うち洋上0.01GW)

2030年：風力全体23.6GW【5%】
(うち洋上5.7GW【1.8%】)

<洋上風力案件形成目標>

2030年 10GW / 2040年 30-45GW

<洋上風力国内調達比率目標(産業界目標)>

2040年 60%

【凡例】

- 促進区域 (第1ラウンドは黒字)
- 有望区域 ● 準備区域

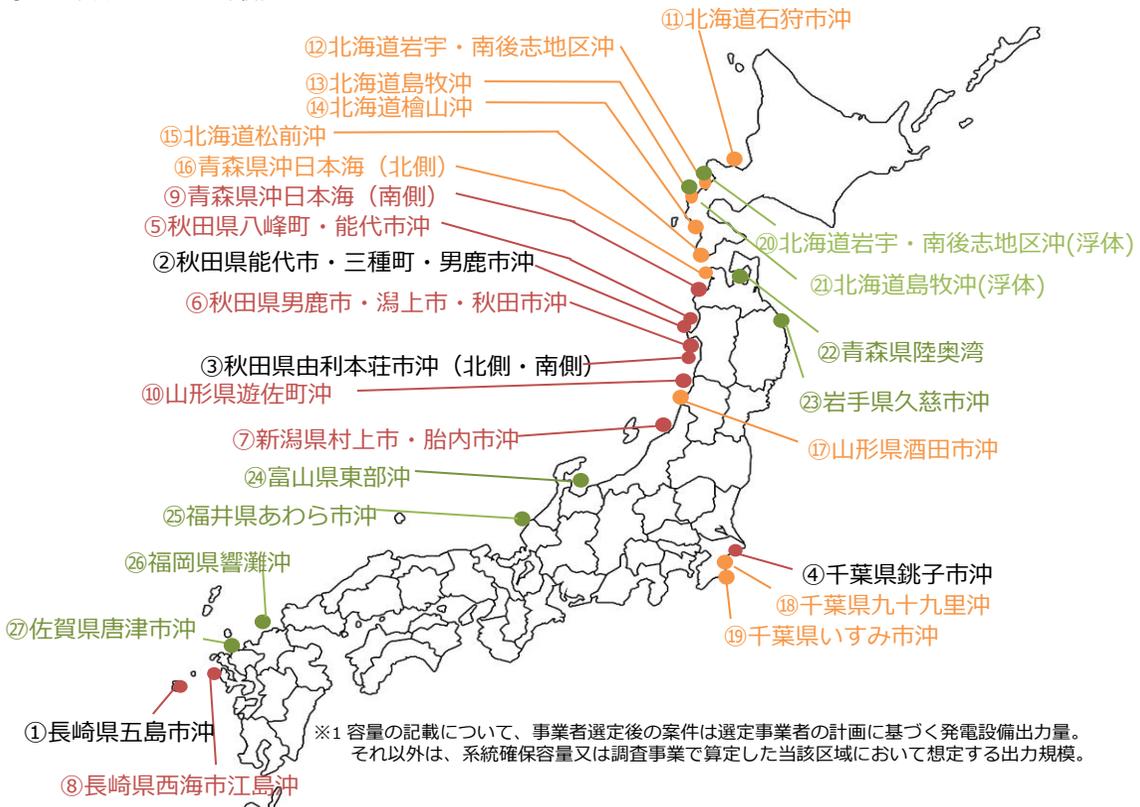
区域名	万kW※1	供給価格※2 (円/kWh)	運開年月	選定事業者構成員	
促進区域	①長崎県五島市沖(浮体)	1.7	36	2026.1	戸田建設、ERE、大阪瓦斯、関西電力、INPEX、中部電力
	②秋田県能代市・三種町・男鹿市沖	49.4	13.26	2028.12	三菱商事洋上風力、三菱商事、C-Tech
	③秋田県由利本荘市沖	84.5	11.99	2030.12	三菱商事洋上風力、三菱商事、C-Tech、ウエンティ ジャパン
	④千葉県銚子市沖	40.3	16.49	2028.9	三菱商事洋上風力、三菱商事、C-Tech
	⑤秋田県八峰町能代市沖	37.5	3	2029.6	ERE、イベルドロ-ラ-リニューアブルズ・ジャパン、東北電力
	⑥秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖	31.5	3	2028.6	JERA、電源開発、伊藤忠商事、東北電力
	⑦新潟県村上市・胎内市沖	68.4	3	2029.6	三井物産、RWE Offshore Wind Japan 村上胎内、大阪瓦斯
	⑧長崎県西海市江島沖	42	22.18	2029.8	住友商事、東京電力リニューアブルパワー
	⑨青森県沖日本海(南側)	60			
	⑩山形県遊佐町沖	45			
有望区域	⑪北海道石狩市沖	91~114			
	⑫北海道岩宇・南後志地区沖	56~71			
	⑬北海道島牧沖	44~56			
	⑭北海道檜山沖	91~114			
	⑮北海道松前沖	25~32			
	⑯青森県沖日本海(北側)	30			
	⑰山形県酒田市沖	50			
	⑱千葉県九十九里沖	40			
	⑲千葉県いすみ市沖	41			
	準備区域	⑳北海道岩宇・南後志地区沖(浮体)			
㉑北海道島牧沖(浮体)					
㉒青森県陸奥湾					
㉓岩手県久慈市沖(浮体)					
㉔富山県東部沖(着床・浮体)					
㉕福井県あわら市沖					
㉖福岡県響灘沖					
㉗佐賀県唐津市沖					
㉘長崎県五島市沖					
㉙長崎県西海市江島沖					

第1ラウンド公募
事業者選定済
約170万kW

第2ラウンド公募
事業者選定済
約180万kW

第3ラウンド公募
約110万kW
(事業者公募中
1/19~7/19)

※2 ①~④についてはFIT制度適用のため調達価格。
⑤~⑧はFIP制度適用のため基準価格。



※1 容量の記載について、事業者選定後の案件は選定事業者の計画に基づく発電設備出力量。それ以外は、系統確保容量又は調査事業で算定した当該区域において想定する出力規模。

(参考) 「セントラル方式」とJOGMECによる調査

- 洋上風力の案件形成における課題として、**複数の事業者が同一海域で重複した調査を実施し非効率**であるほか、それに伴い**地元漁業における操業調整等の負担**が生じている。このため、「セントラル方式」として、**政府が主導して効率的に案件形成を実現**するため、**JOGMECが担い手となり、洋上風力発電事業の検討に必要な基本設計に関する調査を実施**。事業者は、この調査結果を用いて事業計画の検討を行う。
- 2023年度から24年度にかけて、①北海道岩宇・南後志沖、②島牧沖、③檜山沖の3海域を対象に、24年度から25年度にかけて、①と②の沖合、山形県酒田沖を対象に調査を実施中。**今後も対象海域を拡大していく。**

※JOGMECは「独立行政法人エネルギー・金属鉱物資源機構」の略称
(Japan Organization for Metals and Energy Security)

「セントラル方式」における案件形成プロセスのイメージ



(参考) 浮体式洋上風力の早期社会実装に向けた政策の方向性

- 着床式洋上風力について、引き続き、再エネ海域利用法等に基づき、着実に導入を進めていくとともに、**浮体式洋上風力**についても、**我が国の産業競争力を強化し、早期導入を実現していくこと**を目的に、以下、4点に取り組む。

1. 案件形成

- 改正再エネ海域利用法に基づきEEZで洋上風力を実施していくため、運用ルール等を整備。
- EEZを含む洋上風力の案件形成加速化に向け、JOGMECによるセントラル調査等の体制強化を図る。
- 浮体式洋上風力の導入目標等を含む戦略を策定。国内外から更なる投資を呼び込む魅力的な市場を創出。

2. 研究開発・実証

- 浮体式洋上風力分野で日本がグローバル市場をリードしていくため、我が国の産学官が緊密に連携しつつ、グローバルな共通課題である、コストを抑えつつ量産化する技術等の確立を目指す。
- これに向けて、研究開発・大規模実証を実施するとともに、欧米を中心とした有志国とグローバルに連携し、規格・国際標準等に関する議論を推進。

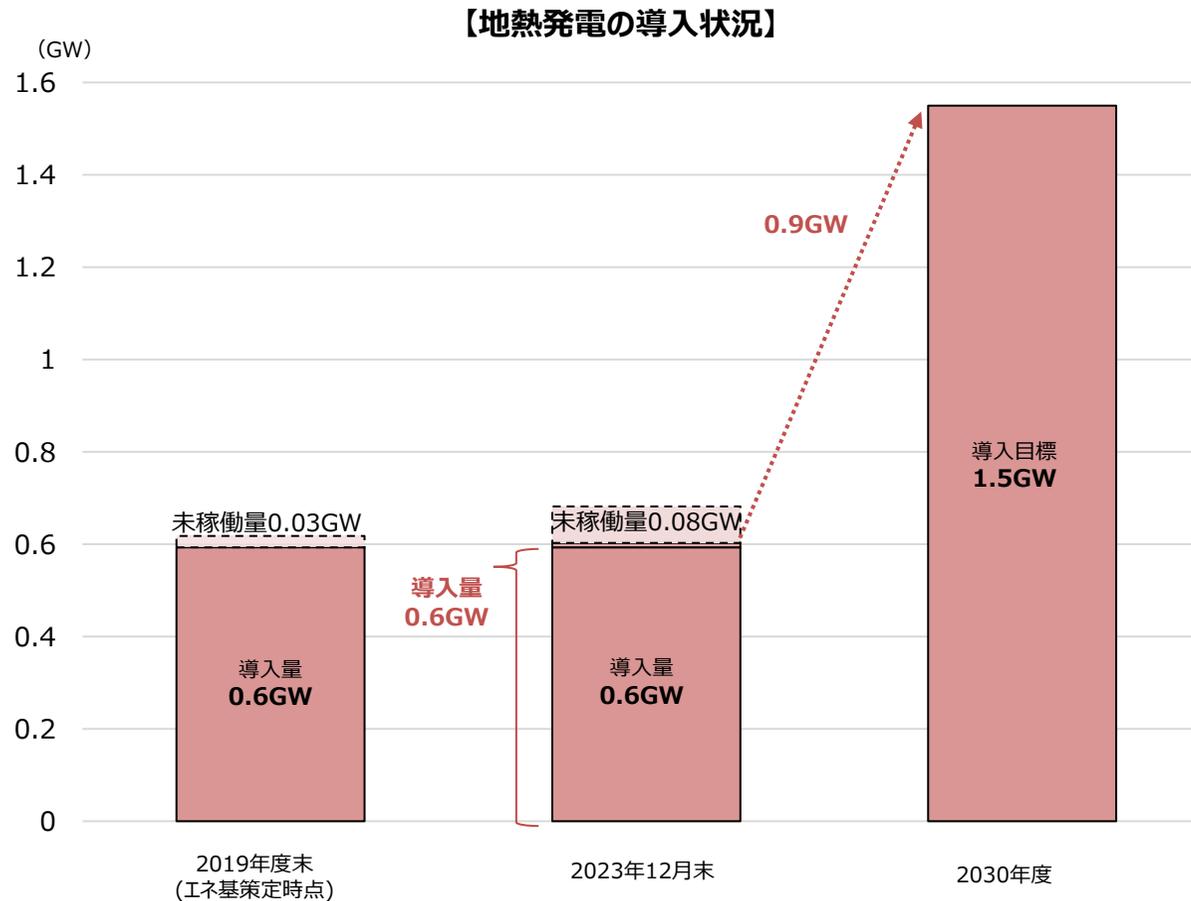
3. サプライチェーン構築

- 着床式洋上風力に係るサプライチェーンについては、補助金や電力安定供給について重点評価する事業者選定方法により、着実に国内に形成されつつある。
- 浮体式洋上風力についても、GXサプライチェーン補助金を活用しつつ戦略的に設備投資等を実施。国外にも輸出し得る生産基盤を国内に確保。

4. 人材育成

- 洋上風力産業を支える人材育成のため、地域における人材育成拠点の整備を推進。
- 加えて、これら拠点を活用し、大学・高専等の教育研究機関が広く産業界と連携した人材育成枠組を構築。

- 2030年導入目標1.5GWに対して、2023年12月末時点の導入量は0.6GW。FIT/FIP認定済の未稼働量は0.08GW。
- 2019年度末から2023年12月末までの間に、追加的に稼働した案件は0.01GW。



※ 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。

(参考) 地熱開発プロセスと経済産業省・JOGMECによる支援措置

第62回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会
(2024年5月29日) 資料1より抜粋

新規有望地点の開拓
<国主体 (JOGMEC自身が実施) >

個別地点での調査・探査・開発
<開発事業者主体 (JOGMECが支援) >

開発プロセス

先導的資源量調査

- 高いポテンシャルが期待されるが、開発難度が特に高い地域での地表・掘削調査。
- 特に、国立・国定公園内における新規有望地点の開拓を想定。

初期調査 (地表調査／掘削調査)

約3～5年

- 地表調査 (地形・地下構造・熱)
- 掘削調査 (温度・蒸気・熱水)



探査事業 (噴気試験等)

約1～2年

- 蒸気・熱水量を確認



環境アセス

約2年

- 7,500kW以上が対象 (一部例外)



開発事業 (発電設備の設置等)

約1～3年

- 生産井・還元井掘削
- 発電設備設置



事業化判断

支援措置

調査支援等

地表調査／掘削調査

- 事業者が行う調査に対して、JOGMECから助成金を交付。
- 補助率は、地表調査は2/3、掘削調査は1/2。
- 地元案件等は、補助率引上げ。

出資

事業者が行う噴気試験に必要な資金をJOGMECが出資 (50%上限)。

債務保証

事業者が行う井戸掘削、発電設備設置等に必要の融資を受ける際の債務をJOGMECが保証 (80%上限)。

理解促進

モニタリング調査／理解促進／代替温泉井掘削

- 地表調査・掘削調査を行う際、温泉事業者等の理解促進のため、調査による温泉や生態系等の自然環境への影響のモニタリング調査を支援。
- 温泉事業者等の理解を得るため、地元説明会や専門家派遣を実施。その他、国民理解を得るための地熱シンポジウムを年1回開催する等のPR活動。
- 万が一温泉湧出量等が過度に減少した場合、代替温泉井掘削を支援。

モデル地域選定等

地熱資源を活用した産業振興等の優良事例をモデル地区として認定。新たな地熱の魅力を発信。

技術開発

調査技術高度化／掘削技術高度化 等

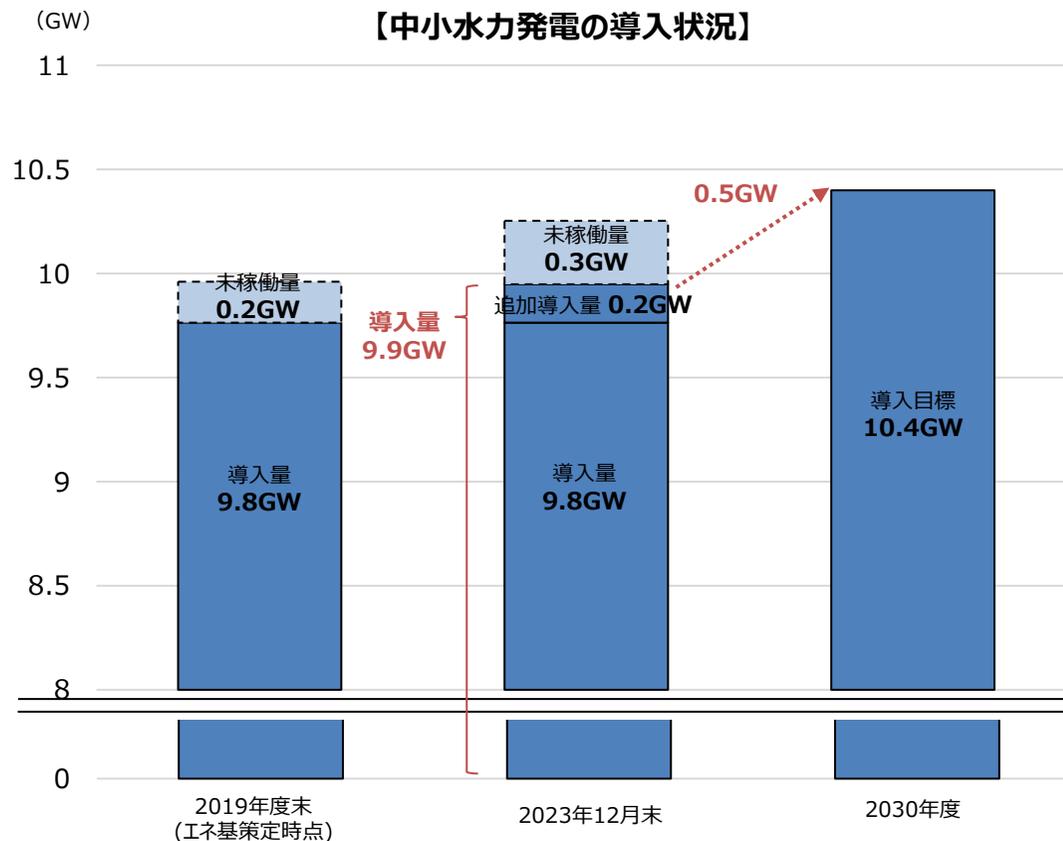
- 地熱発電に適さない酸性流体の分布を事前に把握するための化学探査手法を開発。
- 地下を斜め掘りをする際の掘削技術、逸泥対策等の技術開発。
- 地熱発電の抜本的拡大に向け、革新的地熱発電技術の開発 等

発電設備の効率改善

- 発電設備等の耐食性向上
- 出力安定のための管理技術

中小水力発電の導入状況

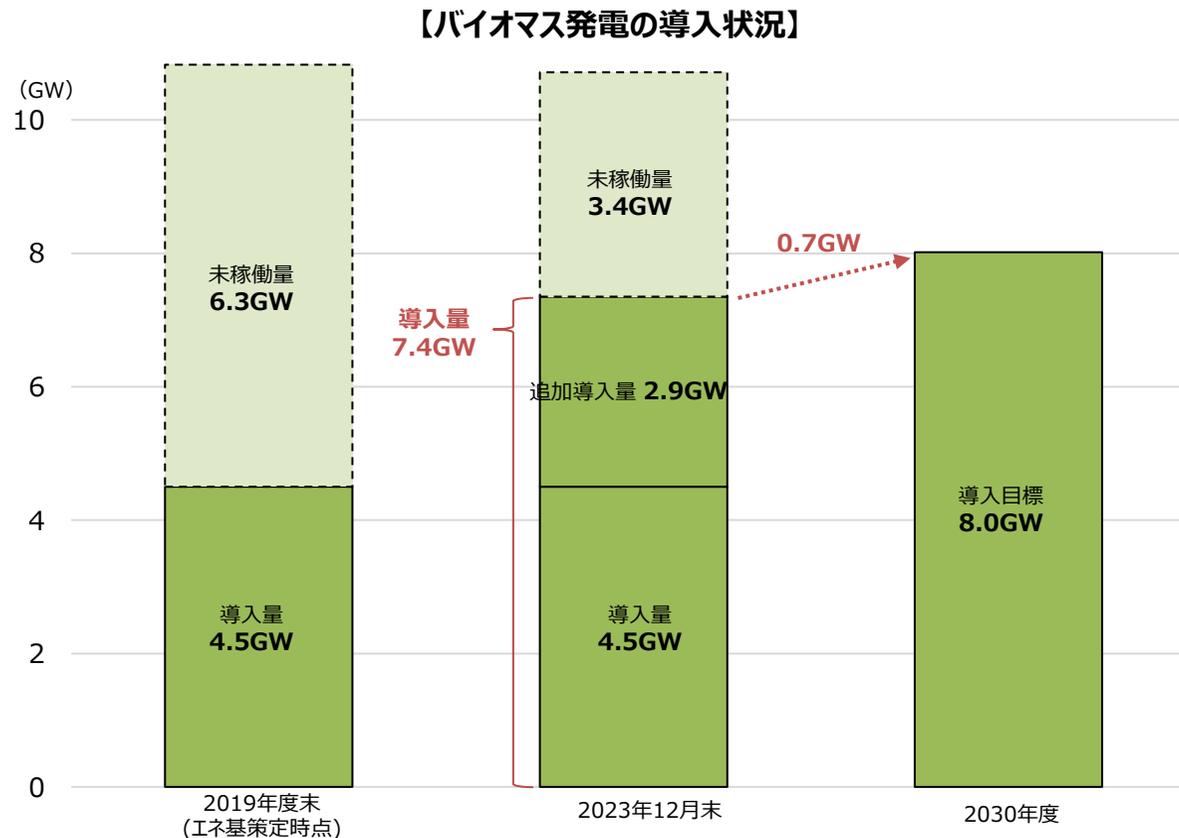
- 2030年導入目標10.4GWに対して、2023年12月末時点の導入量は9.9GW。FIT/FIP認定済の未稼働量は0.3GW。
- 2019年度末から2023年12月末までの間に、追加的に稼働した案件は0.2GW。



※ 導入量は、FIT前導入量9.6GWを含む。
※ FIT/FIP認定量及び導入量は速報値。

バイオマス発電の導入状況

- 2030年導入目標8.0GWに対して、2023年12月末時点の導入量は7.4GW。また、FIT/FIP認定済の未稼働量は3.4GW。
- 2019年度末から2023年12月末までの間に、追加的に稼働した案件は2.9GW。



- ※ 導入量は、FIT前導入量2.3GWを含む。
- ※ FIT/FIP認定量及び導入量は速報値。
- ※ 入札制度における落札案件は落札年度の認定量として計上。

原子力発電所の現状

2024年6月3日時点

再稼働
12基

稼働中 11基、停止中 1基 (送電再開日)

設置変更許可
5基

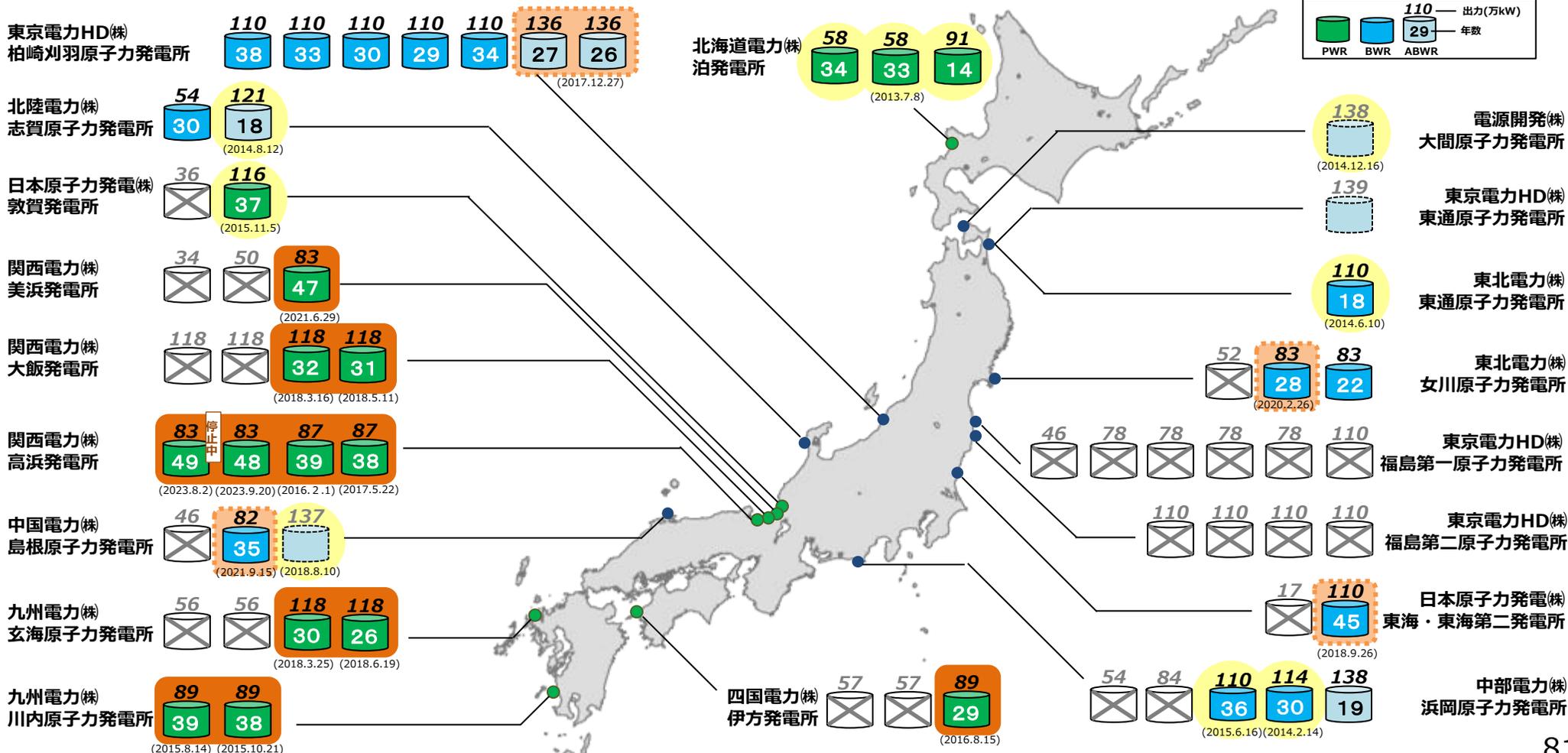
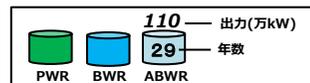
(許可日)

新規制基準
審査中
10基

(申請日)

未申請
9基

廃炉
24基



再稼働済の原子炉と設置変更許可済の原子炉

2024年6月3日時点

再稼働を果たした原子炉：12基

稼働中：11基

(美浜③、大飯③④、高浜②③④、伊方③、玄海③④、川内①②)

停止中：1基

(高浜①)

設置変更許可済の原子炉：5基

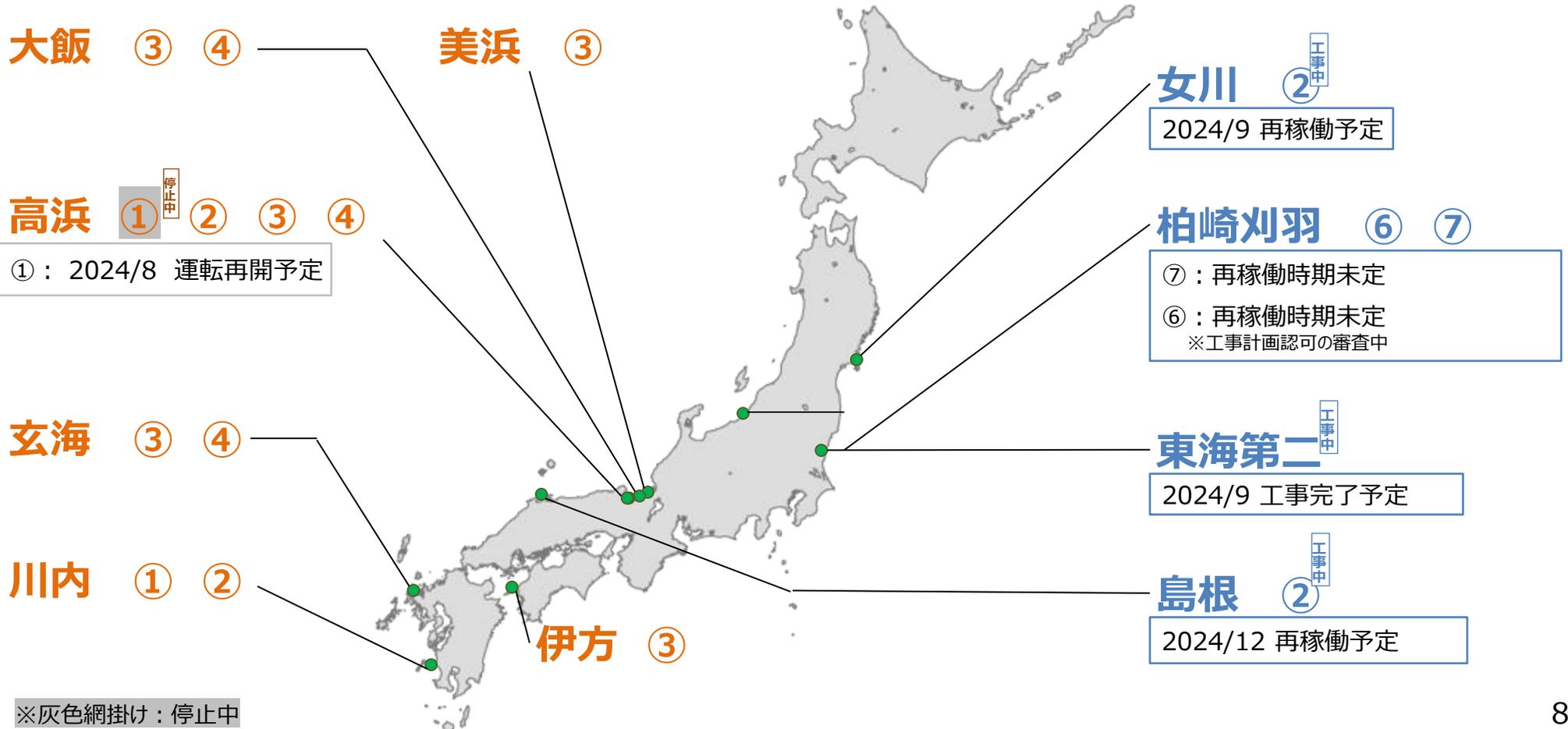
設置変更許可済+地元理解表明済：2基

(女川②、島根②)

設置変更許可済：3基

(柏崎刈羽⑦、東海第二、柏崎刈羽⑥※)

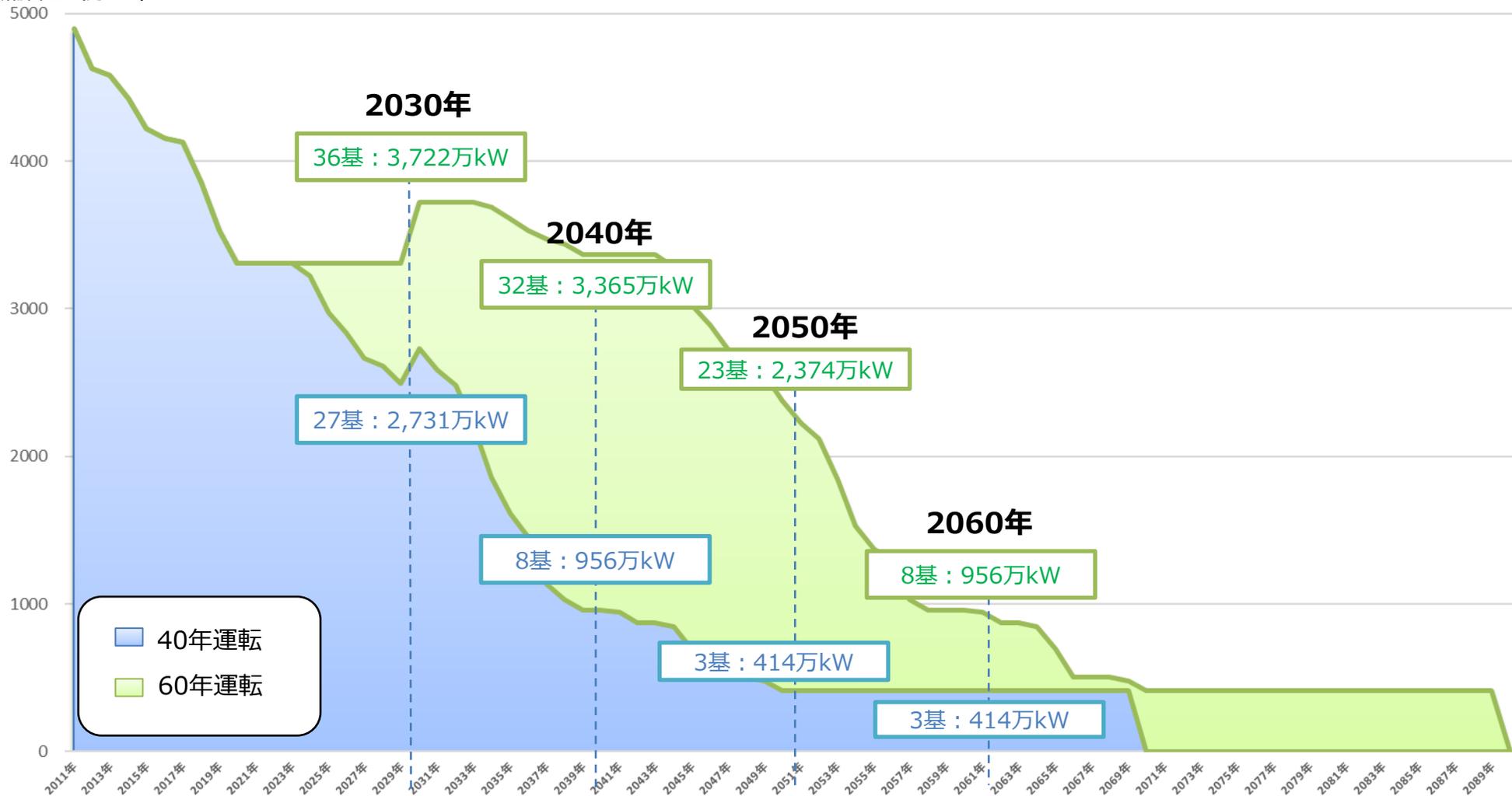
※工事計画認可の審査中



原子力発電所の設備容量見通し

- 国内の原子力発電所の設備容量は、このままでは時間とともに大きく減少。
- 次世代革新炉の開発・建設を進めるに当たっては、商用運転までには相当の期間を要することを考慮することが重要。

設備容量 (万kW)



革新炉の種類（各事業者による開発コンセプト）

革新軽水炉

※現行炉と同じ出力規模



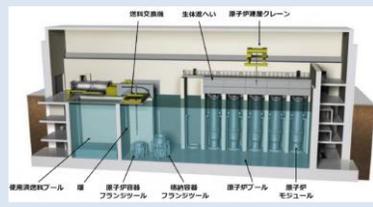
◆ 三菱重工業

- 技術熟度が高く、規制プロセスを含め高い予見性あり
- 受動安全や外部事象対策（半地下化）により更なる安全性向上
- シビアアクシデント対策（コアキャッチャー、ガス捕集等）による所外影響の低減

<課題>
 ・初期投資の負担 ・建設長期化の場合のファイナンスリスク

SMR（小型モジュール炉）

※軽水炉、小出力



◆ VOYGR（NuScale社）



◆ BWRX-300（日立GE）

- 炉心が小さく自然循環冷却、事故も小規模に
- 工期短縮・初期投資の抑制

<課題>
 ・小規模なため効率低い（規模の経済性小） ・安全規制等の整備

高速炉

※冷却材に軽水でなくナトリウムを使用



◆ 実験炉：常陽（JAEA）

- 金属ナトリウムの自然対流による自然冷却・閉じ込め
- 廃棄物の減容・有害度低減
- 資源の有効利用

<課題>
 ・ナトリウムの安定制御等の技術的課題
 ・免震技術・燃料製造技術等の技術的課題

高温ガス炉

※冷却材にヘリウムガス、減速材に黒鉛を使用



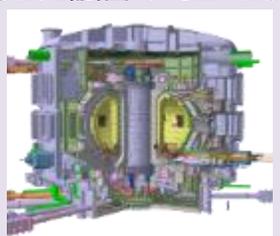
◆ 試験炉：HTTR（JAEA）

- 高温で安定なヘリウム冷却材（水素爆発なし）
- 高温耐性で炉心熔融なし
- 950℃の熱の利用が可能（水素製造等）

<課題>
 ・エネルギー密度・経済性の向上
 ・安定な被覆燃料の再処理等の技術的課題

核融合

※水素をヘリウムに融合・メカニズム大きく異なる



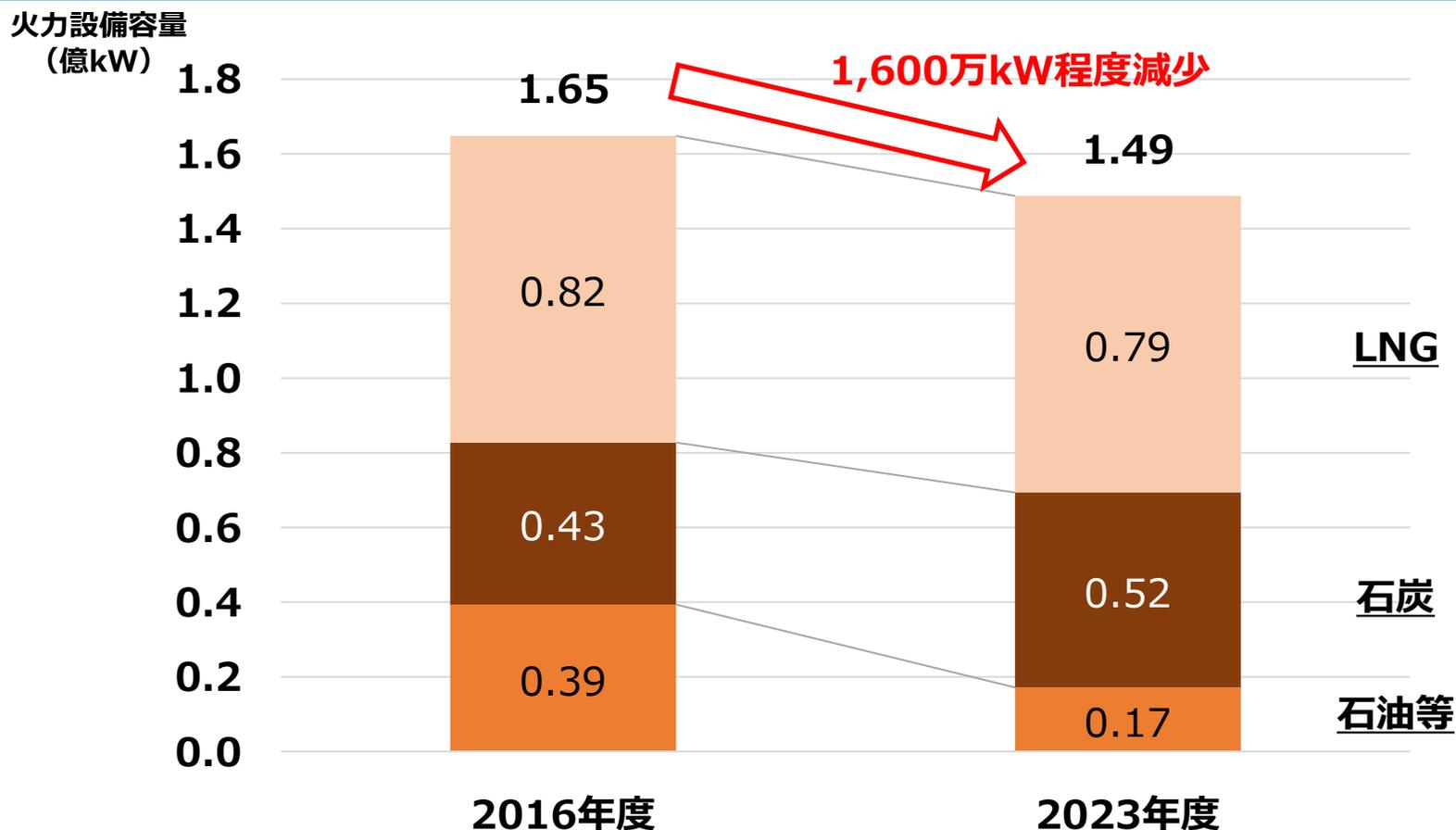
◆ 実験炉：ITER

- 連鎖反応が起こらず、万一の場合は反応がストップ
- 廃棄物が非常に少ない

<課題>
 ・プラズマの維持の困難性、主要機器の開発・設計（実用化には相応の時間）
 ・エネルギー密度・経済性の向上

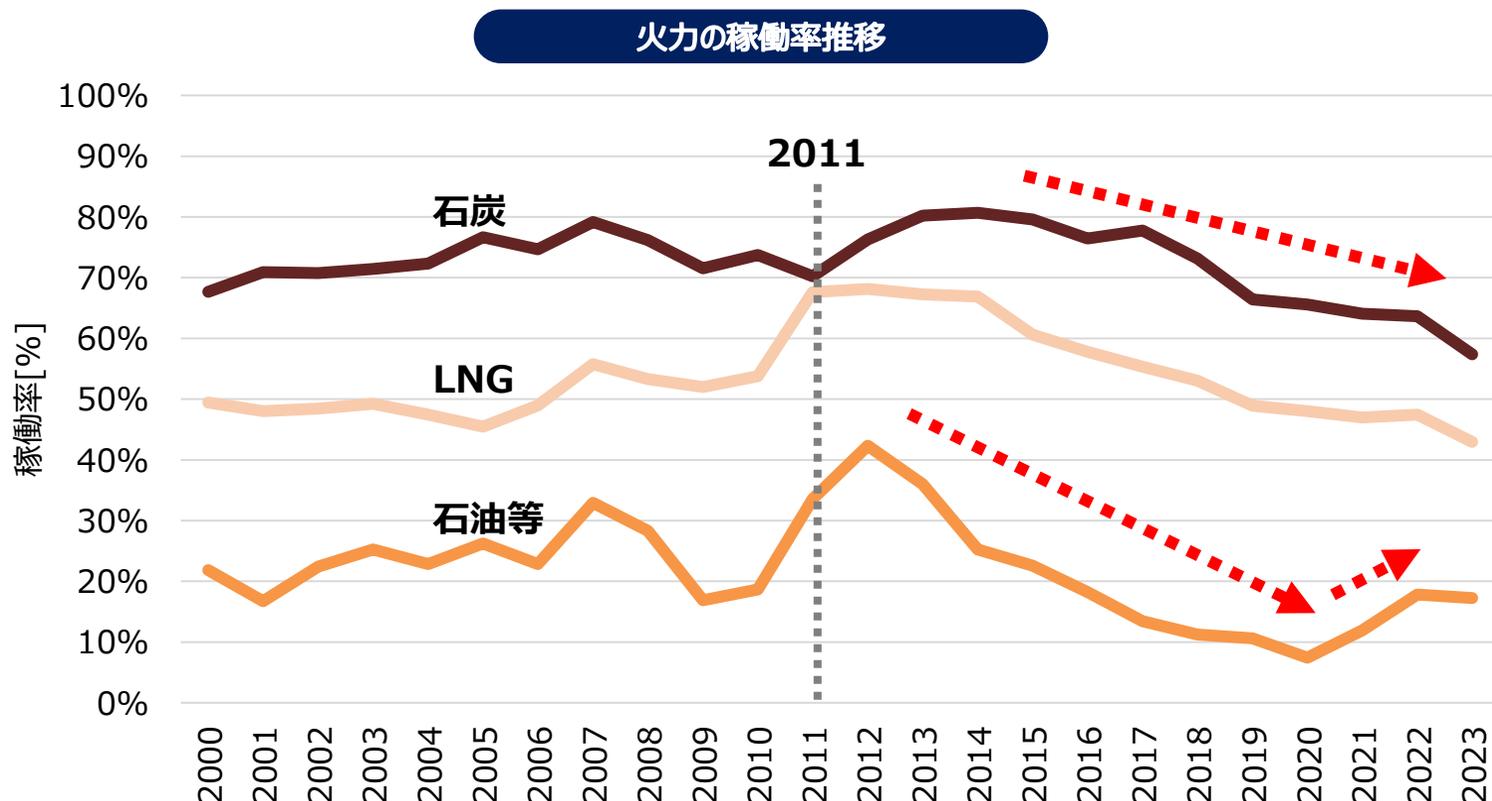
火力の設備容量の減少

- 小売全面自由化のタイミングである2016年度と、足元2023年度における、火力の設備容量の推移を見ると、ここ7年で1,600万kW程度減少している。
- 燃種別に見ると、石油等火力（約▲2,200万kW）・LNG火力（約▲300万kW）が減少。石炭火力は増加（約+900万kW）している。



火力の稼働率の推移

- 足元における火力の稼働率は、震災後、特にLNG・石油火力を中心に増加したものの、足元においては燃料種を問わず低下傾向。
- 一方、2021～22年にかけては、電力需給の厳しさや、LNG・石炭の価格高騰によるメリットオーダーの逆転等により、石油火力の稼働率が増加傾向に転じた。



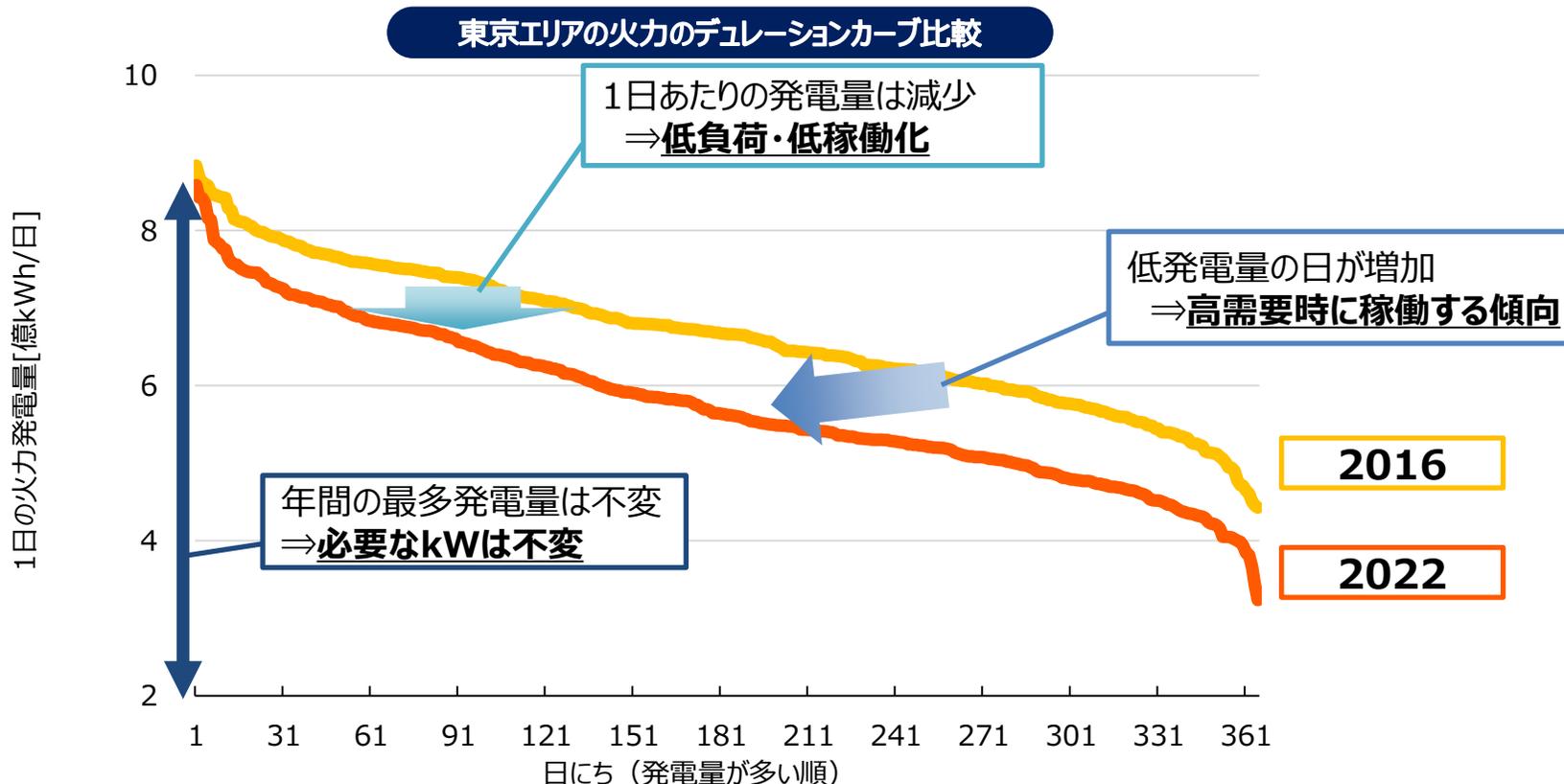
(出典) 2000～2015年度：電源開発の概要（資源エネルギー庁）、2016年度以降：供給計画とりまとめ（電力広域的運営推進機関）から作成

(注) 燃料ごとの発電電力量を、設備容量に1年の時間（24時間×365・366日）を乗じた値で除して算出している。

発電容量には、休止中の火力発電所の発電容量も含まれることに留意。

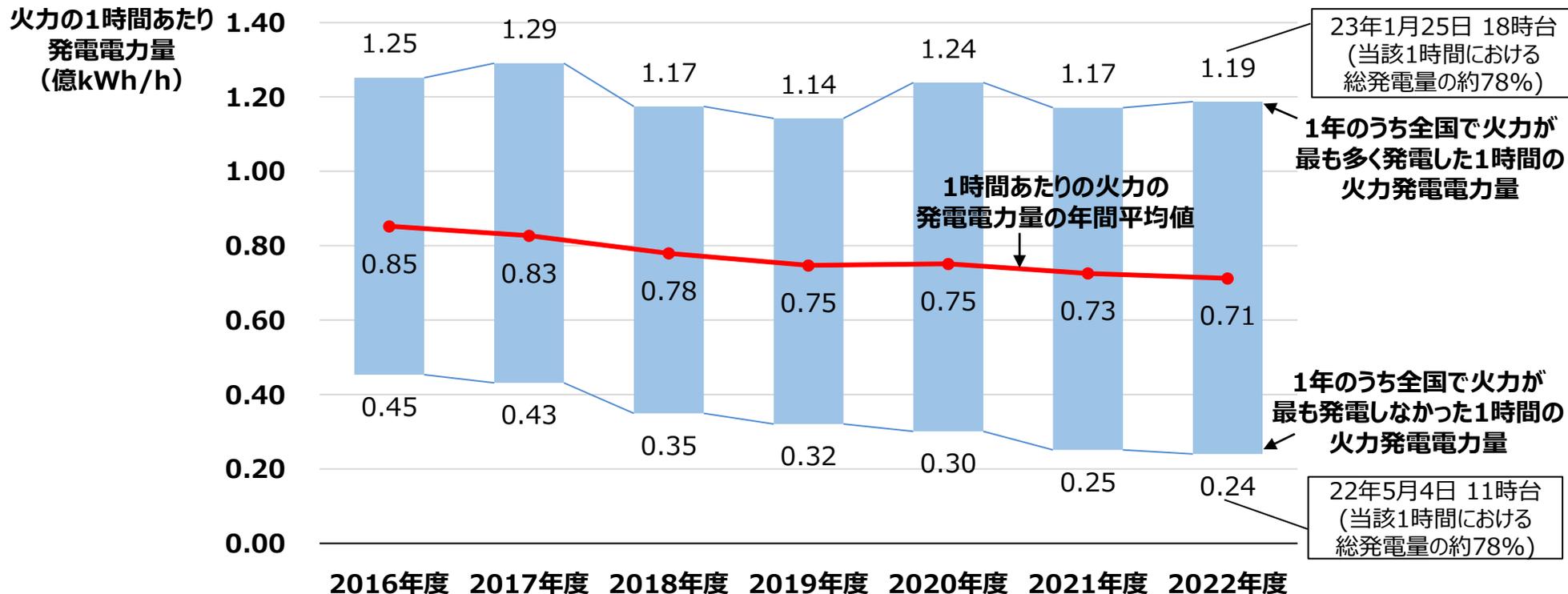
火力の使われ方の変化

- 火力のデューションカーブを分析すると、従前と比較して、**1日あたりの火力発電量は減少**しており、**低負荷・低稼働で運転する日は増加**。一方、**年間最大稼働日の発電量は大きく減少しておらず**、火力発電に**求められる必要な発電容量は大きく変わっていない**と考えられる。
- また、**全体として発電量が多い日が減少**。一部の電源は、ピーク電源的に高需要期・時間帯のみに発電する状況と考えられる。



1時間あたりの火力の発電電力量の推移

- 一般送配電事業者が公表している1時間毎のエリア発電実績を集計すると、**火力の1時間あたり発電電力量の年間平均値は、減少傾向**にある。また、火力の1時間毎の発電電力量の最小値（1年のうち、全国の火力が最も発電しなかった1時間の発電電力量）も、減少傾向。
- 他方で、火力の1時間毎の発電電力量の最大値（**1年のうち、全国で火力が最も多く発電した1時間の発電電力量**）は横ばい。再エネが導入拡大する中で、**火力の発電電力量は減少する一方で、火力に求められるkWは変わらず、発電電力量の振れ幅が拡大**している。



省エネ法による規制的措施の概要

- 省エネ法による石炭火力の発電効率目標の強化等により、個別発電所の休廃止規制（kW削減）ではなく、安定供給や地域の実情に配慮しながら、非効率石炭火力のフェードアウト（kWh削減）及び石炭火力の高効率化を着実に促進。

<新たな規制的措施の主なポイント>

① 新たな指標の創設

火力全体のベンチマーク指標

※燃料種別の発電効率の加重平均が指標
（石油等39%、石炭41%、LNG48%）
⇒非効率石炭火力を減らさずとも、発電効率の高いLNG火力を増やすことで達成可能

② 発電効率目標の強化

石炭火力の発電効率目標41%

※USC（超超臨界）の最低水準
※火力全体のベンチマーク指標の内数

③ 脱炭素化への布石

バイオマス等混焼への配慮措置

※発電効率の算出時に、バイオマス等混焼分を分母から控除（⇒発電効率が増加）

$$\text{発電効率} = \frac{\text{発電量}}{\text{石炭投入量} - \text{バイオマス等投入量}}$$

現行

新たな措置

石炭単独のベンチマーク指標を新設

※既存の火力ベンチマークとは別枠で新設
⇒石炭火力に特化した指標により、フェードアウトの実効性を担保

発電効率目標43%に引き上げ

※既設のUSC（超超臨界）の最高水準
※設備単位ではなく、事業者単位の目標水準
⇒高効率石炭火力は残しつつ、非効率石炭火力をフェードアウト

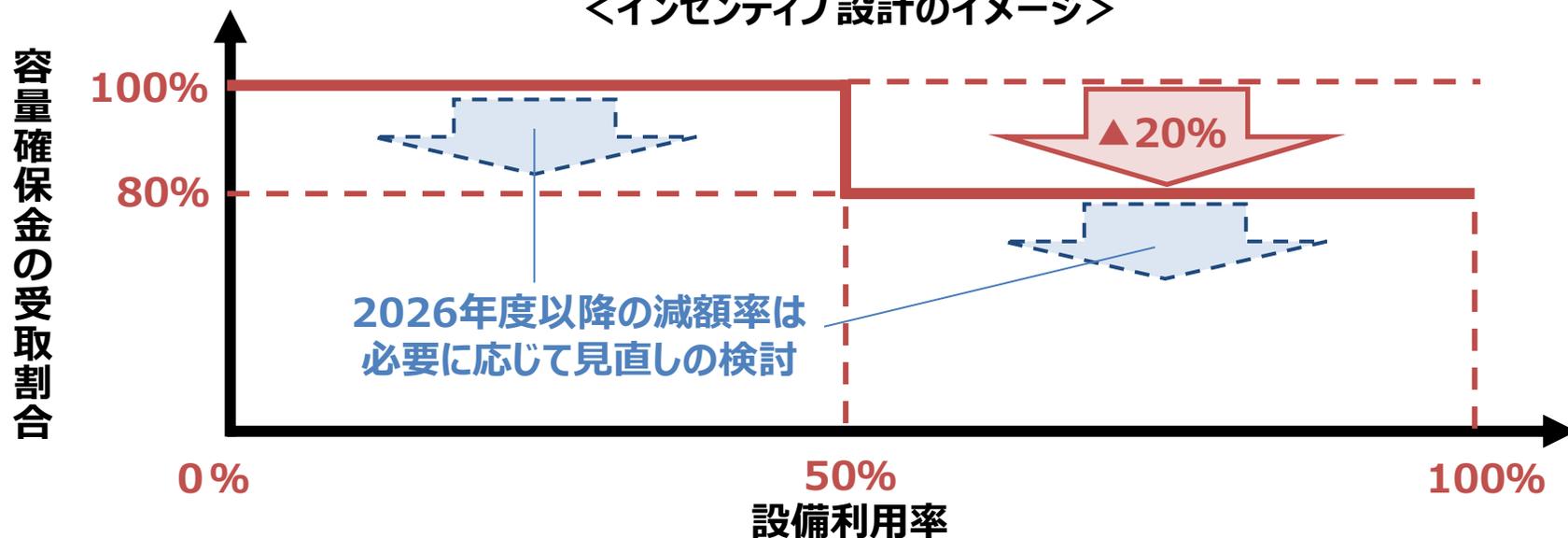
アンモニア混焼・水素混焼への配慮措置を新設

※バイオマス等混焼と同様の算出方法を使用
⇒脱炭素化に向けた技術導入の加速化を後押し

誘導措置におけるインセンティブ設計について（減額率）

- 前回の作業部会で、非効率石炭火力の具体的な容量確保金の減額幅については、
①脱炭素化を進める観点からは強い稼働抑制を求められる一方、足許の供給力が必ずしも十分でないことを踏まえると、**非効率石炭火力の過度な退出を招かないよう留意する必要**があること
②インセンティブ強化により退出した非効率石炭火力の再稼働は極めて困難であるが、**非効率石炭火力の退出を促すため、インセンティブを段階的に強化**すること
という考えの下で定めていくこととした。
- このとき、足下の平均設備利用率67%から減額の閾値50%まで稼働抑制する場合、約20%分の稼働抑制（収入減少）が発生。その中でも、稼働抑制のインセンティブを付与する観点から、誘導措置においては、50%まで稼働抑制できない場合、20%分の容量確保金の減額措置を講じることが一案。
- 係る観点から、**2025年度オークション**においては、急激な減額による事業者の予見性喪失の緩和の観点も含めて、**まずは設備利用率50%超の電源の減額率を20%**として、**2026年度以降の減額率**については、石炭火力の稼働状況等も踏まえつつ、**必要に応じて見直しを検討すること**としてはどうか。

<インセンティブ設計のイメージ>



G7気候・エネルギー・環境大臣会合の結果概要

- 4月28日～30日、イタリア・トリノにおいて、G7気候・エネルギー・環境大臣会合が開催され、エネルギー政策や気候変動政策について、幅広い議論が行われた。
- 石炭火力については、各国のネット・ゼロの道筋に沿って、2030年代前半、または、気温上昇を1.5度に抑えることを射程に入れ続けることと整合的なタイムラインで、排出削減対策が講じられていない既存の石炭火力発電をフェーズアウトすることに合意した。

開催概要

- 日程：2024年4月28～30日 場所：トリノ（イタリア）
- 参加国：G7（イタリア議長）
※招待国：アルジェリア、アゼルバイジャン(COP29議長)、ブラジル(G20議長)、ケニア、モーリタニア(AU議長)、UAE(COP28議長)
- ※招待機関：UNEP、UNFCCC、OECD、IEA、IRENA、ODI、UNDP
- 日本出席者：齋藤経済産業大臣、伊藤環境大臣、八木環境副大臣



結果概要

- 3つの世界的危機に対処するため、脱炭素・循環型・ネイチャーポジティブな経済社会への転換とシナジー（相乗効果）の推進。
- COP28のグローバル・ストックテイク（GST）を受けて、1.5度目標に向けた気候変動対策の強化・加速化。
- 排出削減の進捗を確認しつつ、1.5度目標に沿った、全経済分野、すべての温室効果ガス（GHG）を対象とした総量削減目標を次期NDCとして提出。すべての国（特に主要経済国）に同様の措置を求める。
- GSTで決定された世界全体の取組を実施するため、世界全体の再エネ3倍目標・エネルギー効率改善率2倍目標の実現、排出削減対策が講じられていない既存石炭火力発電をフェーズアウト、化石燃料からの移行、産業部門・交通部門の脱炭素化、非CO2ガス排出、メタン排出削減、非効率な化石燃料補助金のフェーズアウトに関する具体的な行動に合意。
- エネルギー安全保障・気候危機・地政学リスクの3つの危機への対応等の必要性を再確認。グリーンエネルギー技術サプライチェーンの構築の必要性を確認。
- 石炭火力については、コミュニケにおいて、「各国のネット・ゼロの道筋に沿って、2030年代前半、または、気温上昇を1.5度に抑えることを射程に入れ続けることと整合的なタイムラインで、排出削減対策が講じられていない既存の石炭火力発電をフェーズアウトする」ことに合意した。
(phase out existing unabated coal power generation in our energy systems during the first half of 2030s or in a timeline consistent with keeping a limit of 1.5° C temperature rise within reach, in line with countries' net-zero pathways.)

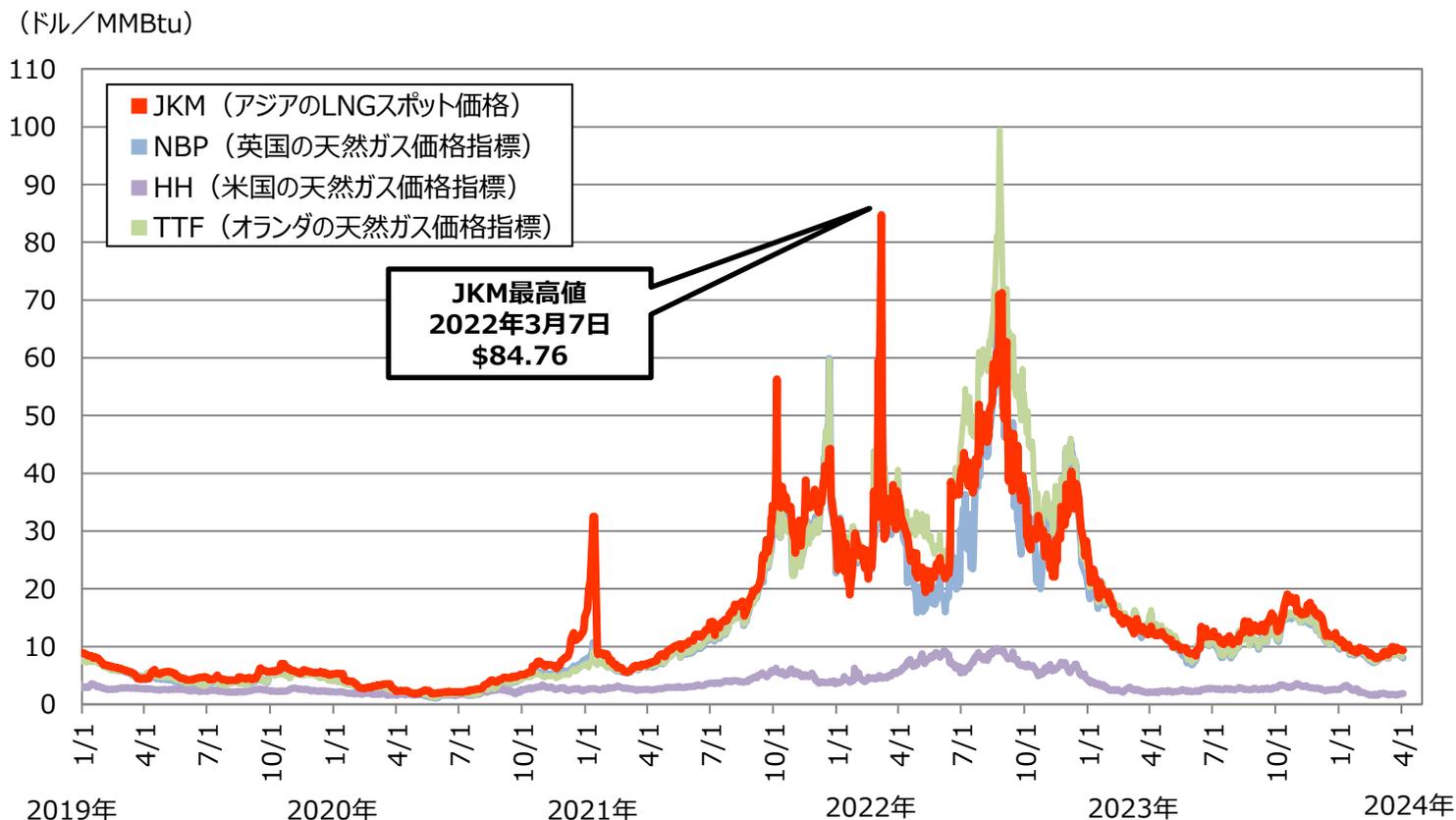
石炭火力に関する各国方針

- 欧州各国は、2030年代までに石炭火力を完全に廃止する方針を示している。また、アジア等においても、発電電力量の削減等といった方針が示されている。

イギリス 	• 2024年10月1日までに、排出削減対策が講じられていない石炭火力をフェーズアウト。
フランス 	• 2027年1月1日までに石炭火力を退出。
ドイツ 	• 遅くとも2038年まで（理想的には2030年まで）に石炭火力をフェーズアウト。
イタリア 	• 2025年までに石炭火力をフェーズアウト（サルディーニャを除く）。
アメリカ 	• 「パリ協定」に復帰。2035年までに発電部門のネットゼロを、2050年までに排出量のネットゼロを達成。
カナダ 	• 2030年までに排出削減対策が講じられていない石炭火力をフェーズアウト。
韓国 	• 石炭火力の発電電力量比率を引き下げる方針（2018年：約40%→2030年：約20%）。
中国 	• 国内では、石炭火力の調整電源としての役割を重視し、引き続き活用する方針。国外については、2021年に石炭火力発電所の新設停止を表明。 • 国内において石炭の増産を続けており、2023年の原料炭生産量は過去最高を更新。
豪州 	• 再生可能エネルギーの発電電力量比率を引き上げる方針（2022年：32%→2030年：82%）。これに伴い、石炭火力の発電電力量比率（2022年：47%）は引き下げられる見通し。

最近の天然ガスの市場価格動向

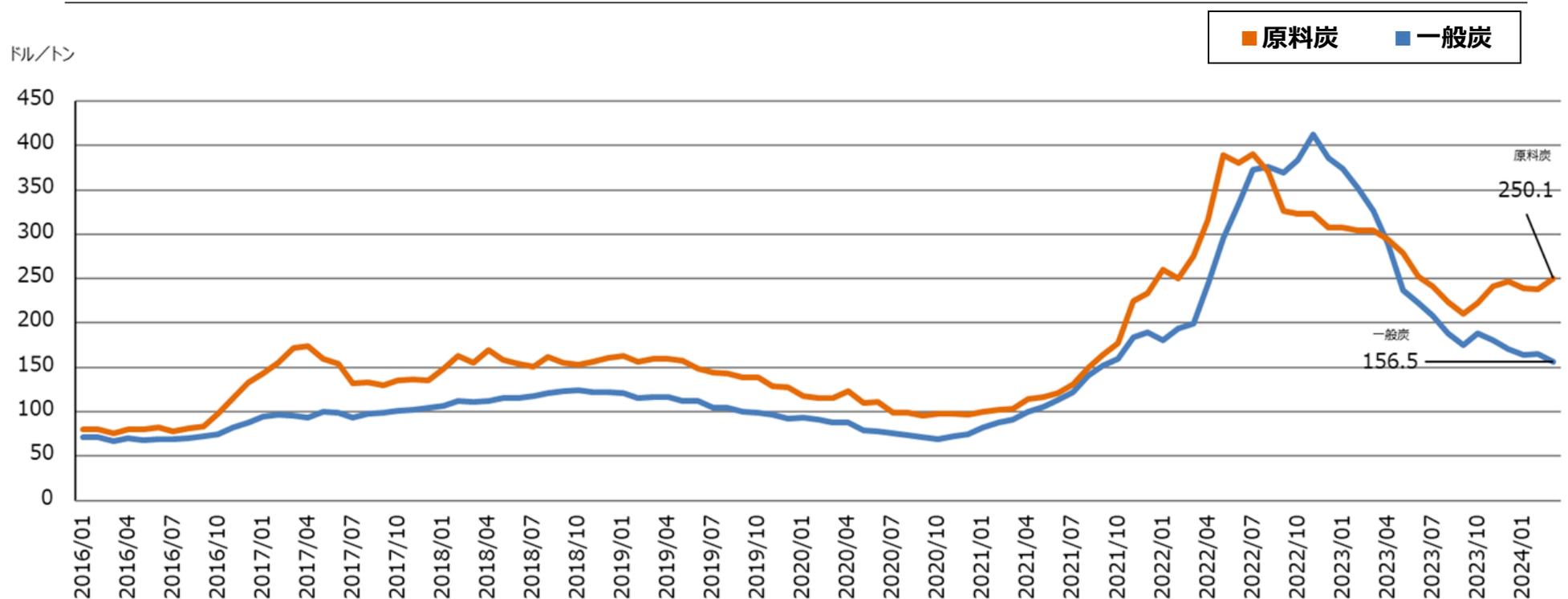
- 2022年2月からのロシアによるウクライナ侵攻により、ロシアから欧州へのパイプラインによるガス供給が減少したことなどから、価格が急騰。
- 足元のアジアのスポット市場価格（JKM）は、暖冬による低調な需要と欧州の堅調な在庫水準により下落していたが、中東情勢の悪化懸念等を受けて僅かに上昇し、10ドル/MMBtu台前後で推移。



最近の石炭の輸入価格動向

- 最近の石炭動向については、輸入側では、**Covid-19からの経済回復と需要増に加え、ロシアに対する制裁として石炭輸入のフェーズアウトや禁止**などから、市場構造に変化が生じ、**輸出側としては、供給力が不足**するという構造的な背景の中、**2022年は、一般炭・原料炭ともに高騰**を見せた。
- 2023年以降は、豪州の生産回復と我が国の好天等による石炭需要減によりスポット価格は下落したが、産炭国の生産コスト上昇や、天然ガス価格の下げ止まりもあり、コロナ前の水準には至っていない。

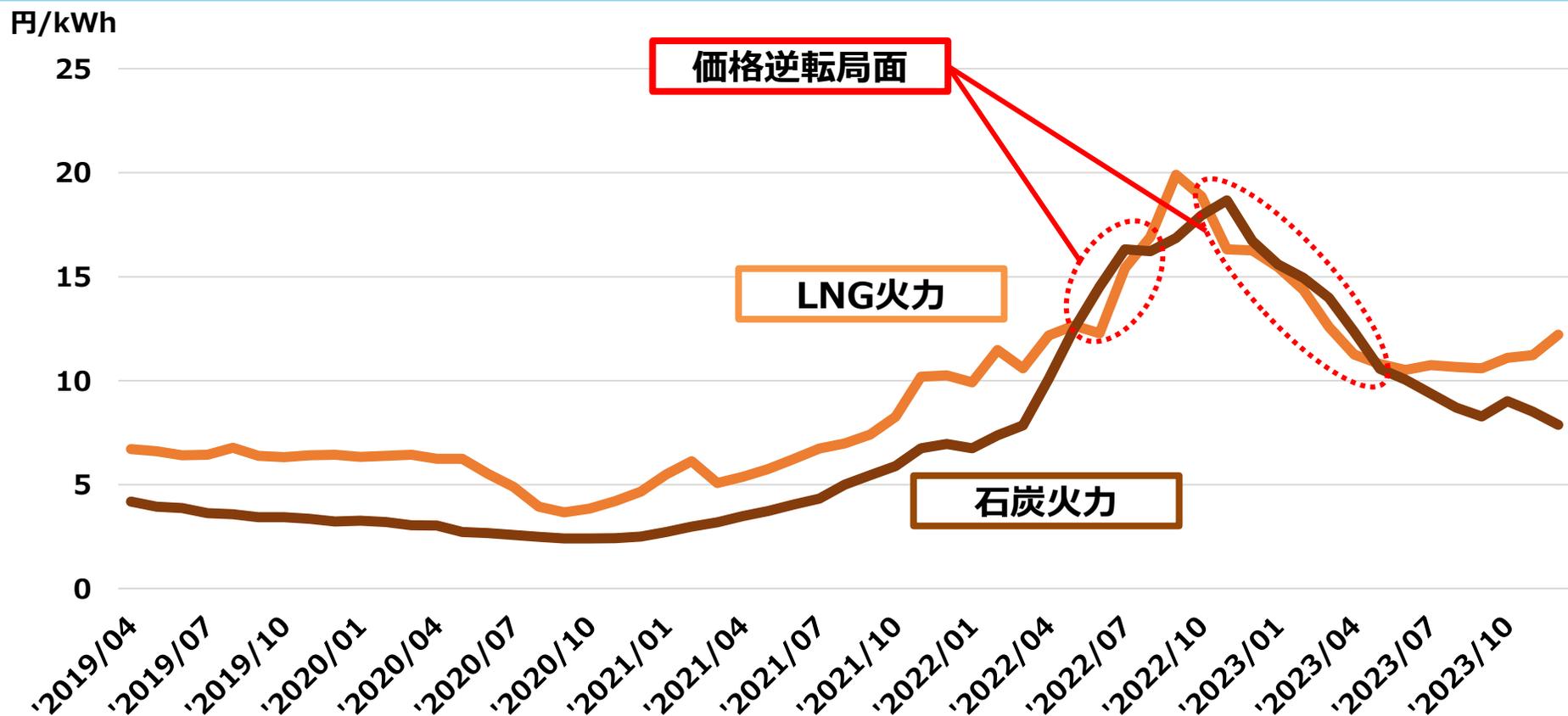
最近の石炭価格の動向



(出典) 貿易統計、為替換算については三菱UFJ銀行のTTSLレートを参照
※最新は2024年2月時点の輸入価格

石炭火力とLNG火力の発電単価比較（試算）

- 石炭火力とLNG火力の発電単価について、それぞれの発電効率を発電コスト検証WGで用いている値（石炭43.5%、LNG54.5%）と仮定して、貿易統計の燃料輸入単価を基に機械的に算出したところ、2021年頃までは石炭火力はLNG火力と比較して安価であったが、2022年の燃料価格高騰時以降は石炭とLNGの発電単価が逆転する局面も発生。



(出典) 貿易統計、発電コスト検証ワーキンググループ報告書から資源エネルギー庁作成。

(注) 貿易統計から算出した燃料ごとの輸入単価に、燃料ごとの発熱量を乗じて熱量あたりの燃料輸入価格を算出し、これを燃料ごとの発電効率で除して機械的に算出。

燃料ごとの発熱量（LNG54.70MJ/kg、石炭26.08MJ/kg）及び、発電効率（LNG54.5%、石炭43.5%）は、発電コスト検証ワーキンググループ報告書の値を採用。

LNGの長期契約比率（計画・実績）の推移

- 大手電力会社への調査によると、**年度当初の計画では、各社が受け入れるLNGのうち9割程度を長期契約によって調達する計画**としているが、年度中に追加のスポット調達や長期契約の転売等を行うことにより、**実績の受入量に占める長期契約の比率が計画時を下回る傾向**。また、**実績の長期契約比率は、減少傾向**が続いている。

LNG
長期契約比率

100%

80%

60%

40%

20%

0%

2018年度

2019年度

2020年度

2021年度

2022年度

■ 長期契約比率（計画）
■ 長期契約比率（実績）

（出典）資源エネルギー庁が大手電力会社（旧一般電気事業者＋JERA（2018年度は東京電力フュエル&パワー・中部電力））に対して行った調査を基に作成
（注）各年度における長期契約比率（計画・実績）は、各社が受け入れたLNGのうちターム・ポートフォリオによる調達量を、各社が受け入れたLNGの総量で除して算出。
いずれも長期契約の契約数量から算出したものではない。

燃料ガイドラインの作成

- 2021年9月、発電事業者（自家発電事業者を含む）の燃料調達行動の目安と、国・広域機関の取り得る対応や役割を示す、「燃料ガイドライン」を策定。

<燃料ガイドラインの位置づけと目次>

燃料ガイドラインは、電力の安定供給や電力市場の安定化のため、**発電事業者が取る燃料調達行動の目安や、国・広域機関の取り得る対応や役割を示すもの。**

1. ガイドライン策定の背景
2. ガイドラインの必要性
3. ガイドラインの位置づけ・対象
4. 燃料確保にあたって望ましい行動
 - (1) 燃料調達の実態
 - (2) 燃料確保にあたって発電事業者に望まれる行動
5. 燃料ひっ迫を予防するための仕組みとひっ迫時の行動
 - (1) 燃料ひっ迫を予防するための仕組み
 - ① 発電情報公開システム(HJKS)による燃料制約情報の公開
 - ② 燃料在庫のモニタリング
 - (2) 燃料ひっ迫が生じた際の対応
6. ガイドラインの見直しについて

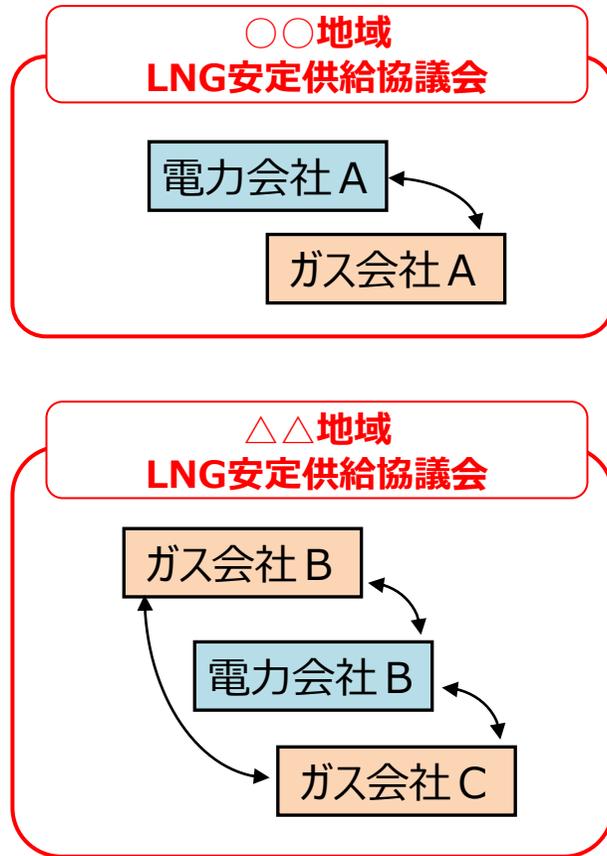
業界を超えた原燃料融通の枠組みのイメージ

低

原燃料途絶等の深刻度

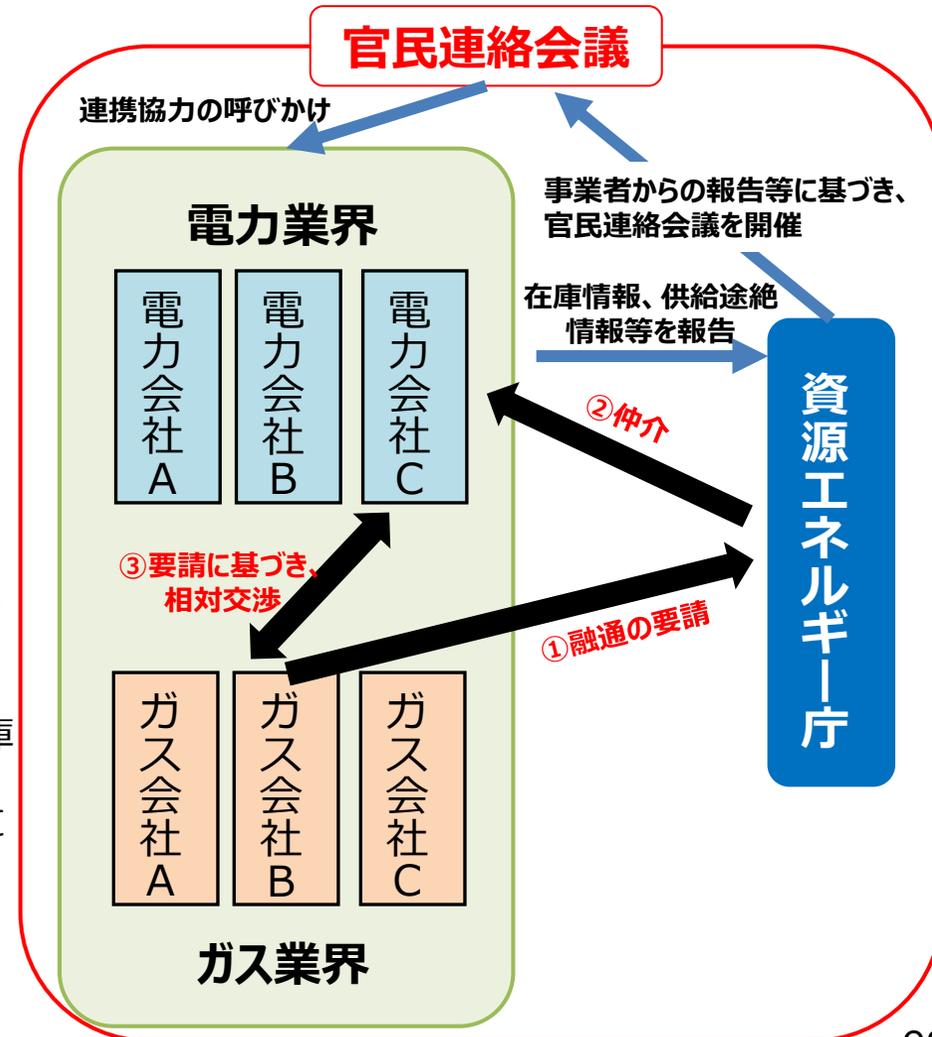
高

<地域連携スキーム>



- ① 紛争・事故等による大規模供給途絶
- ② 全国的な在庫の減少
- ③ その他これらに準ずる場合

<全国連携スキーム>



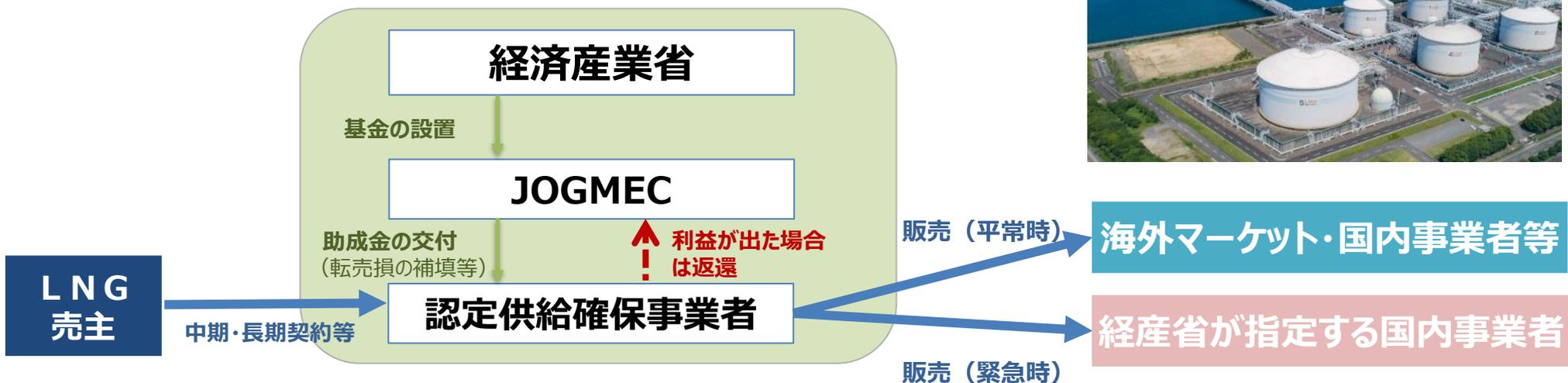
※地域ごとの連携体制は、共同基地を有している、基地間の距離が近い、導管によりガスを送ることができる電力・ガス会社間の連携を想定。

連携体制は平時から構築しておく。

戦略的余剰LNG（SBL）の概要

- 石油のように長期間タンクに置いた備蓄が困難であるLNGの性質を踏まえ、民間企業の調達力を活かし、有事に備えたLNG確保の仕組み（「戦略的余剰LNG：SBL（Strategic Buffer LNG）」）を用意。
- 経済安全保障推進法に基づいて、SBL確保・運用の目標等を経産省の取組方針として提示。取組方針に則って、事業者のSBL確保支援を実施する。
- 国内電力・ガス事業者には有事が発生した際には、認定供給確保事業者が確保したSBLを活用し、当該事業者が対応を行うための時間的な猶予を確保し、供給途絶を防ぐ。
- 2023年11月24日、株式会社JERAの供給確保計画を認定。2023年12月から運用を開始。

【事業イメージ】



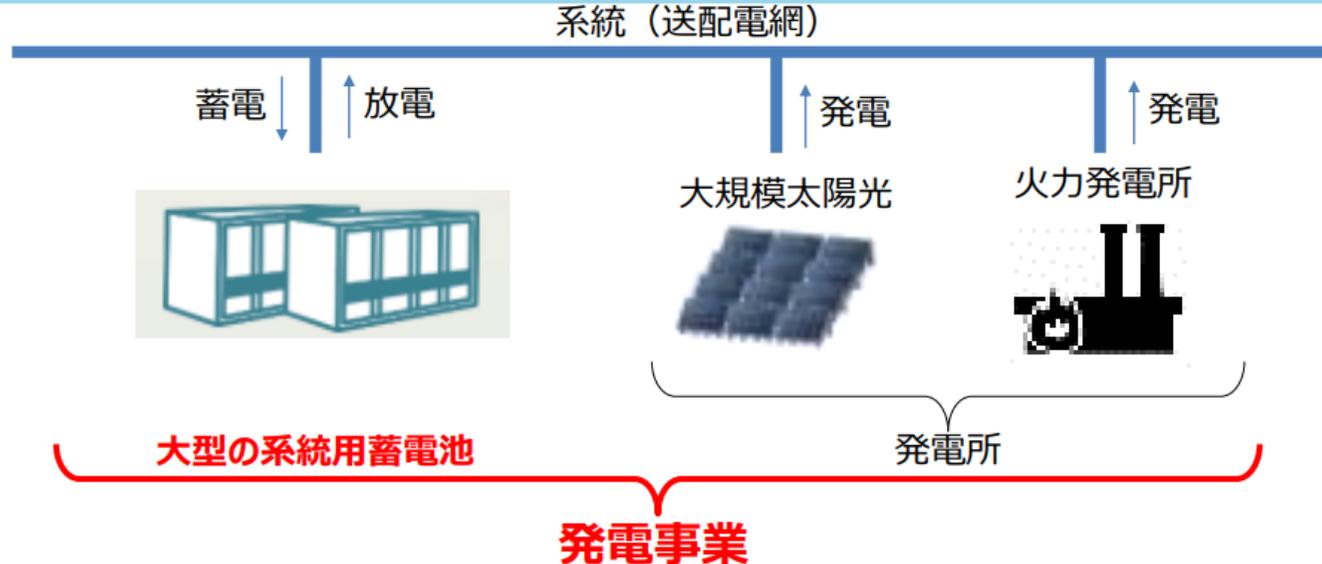
【参考】電気事業法における蓄電池の位置づけ

- 2022年の電気事業法改正において系統用蓄電池の扱いを明確化。**1万kW以上の系統用蓄電池から放電する事業を「発電事業」に位置付け、系統への接続環境を整備。**

大型系統用蓄電池の発電事業への位置づけ

第43回 電力・ガス基本政策小委員会
(2021年12月27日) 資料5-1

- 大型の系統用蓄電池**は、コストダウンによって今後大幅な導入拡大が期待され、脱炭素電源と併せて用いることで、**脱炭素化された供給力・調整力**として、**電力の安定供給に大きく貢献**していくことが期待されている。
- このため、その設備容量を適切に把握し、必要な命令等を行うことができるよう、揚水発電所と同様、**大型の系統用蓄電池から放電する事業を発電事業に位置**づけ、現行の発電事業者に対する規制を課すこととしてはどうか。



(規制内容：参入・退出時の届出義務、需給逼迫時の供給命令、等)

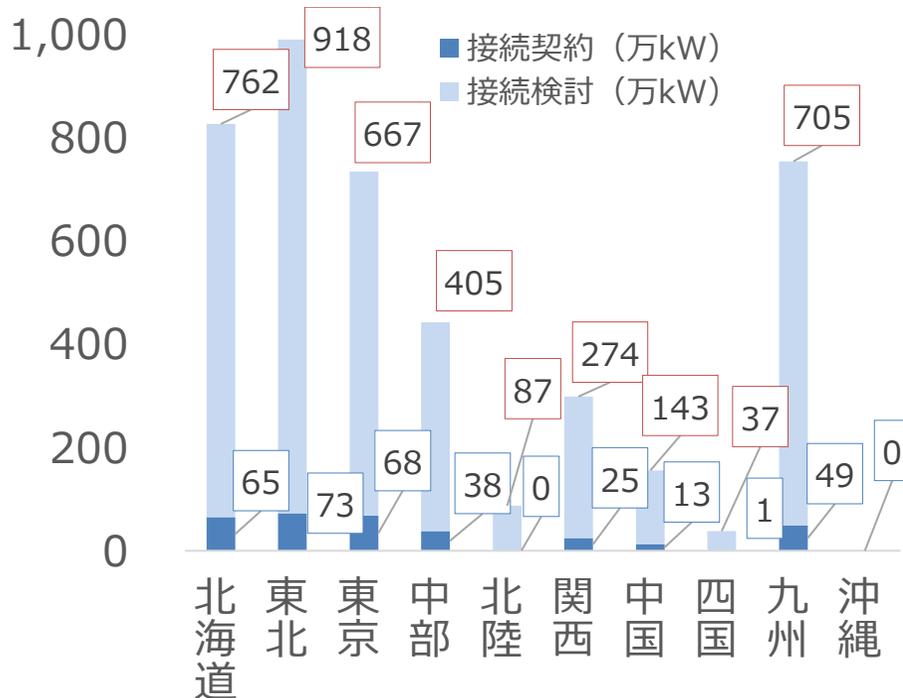
※ 併せて、発電事業の規模に満たない蓄電池も含め、系統接続、系統利用の環境整備に向けた措置を講じる。

※ 大型の系統用蓄電池と同様に、需給ひっ迫時に供給力を活用できるようにする趣旨から、一定の規模以上の蓄電用電気工作物を所有する者を特定自家用電気工作物設置者に含め、経済産業大臣への届出を定めることとする。

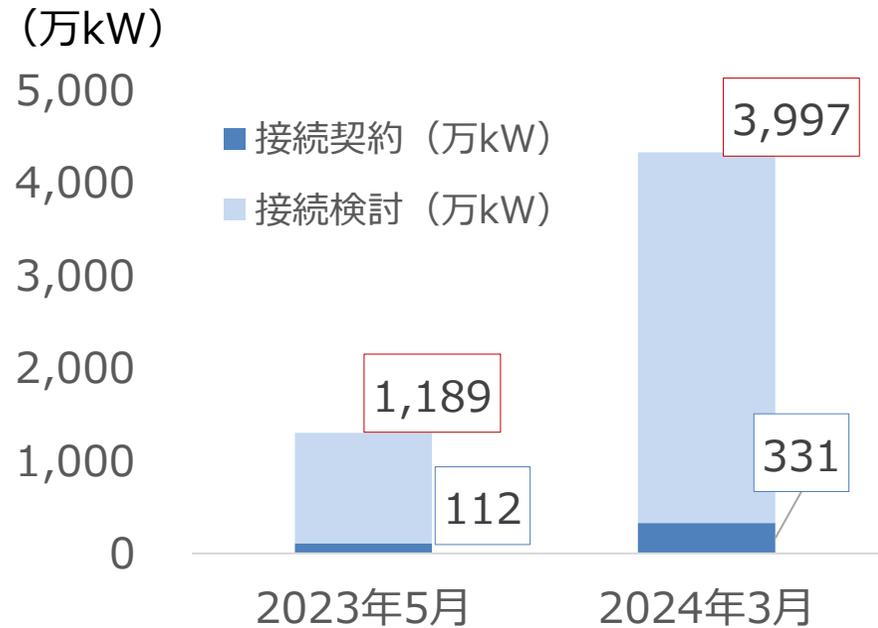
【参考】系統用蓄電池の導入状況

- 系統用蓄電池の接続契約等の受付状況として、**接続検討受付が約4,000万kW、契約申込が約330万kW**となっている。
- 接続検討及び接続契約は、**2023年5月末時点と比べて約3倍に増加**。

系統用蓄電池の接続契約等受付状況
(万kW) (2024年3月末時点)



系統用蓄電池の接続契約等受付状況の推移



(出典) 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。

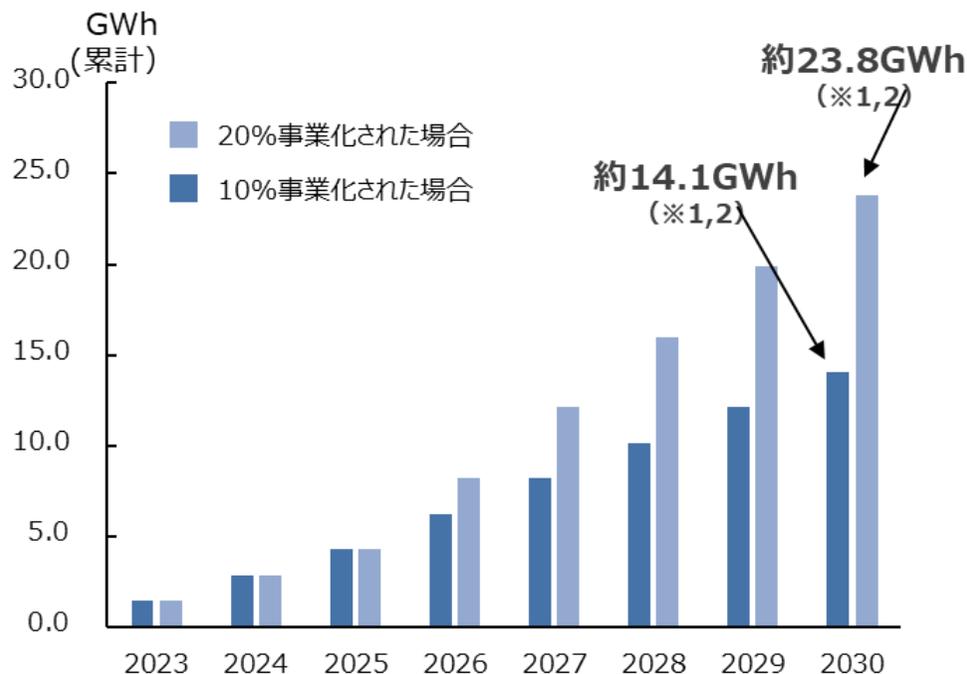
(※) 数値は小数点第1位を四捨五入した値。

【参考】系統用蓄電池の導入見通し

- 蓄電池メーカー等の事業の予見性を高めるため、定置用蓄電池の導入見通しを設定。
- 系統用蓄電池の導入見通しについては、2030年に累計14.1～23.8GWh程度。

※系統接続検討申込の状況を基に、事業化される案件（GW）を推計。過去の補助事業実績等から容量を3時間率と仮定して算出。

系統用蓄電池の導入見通し



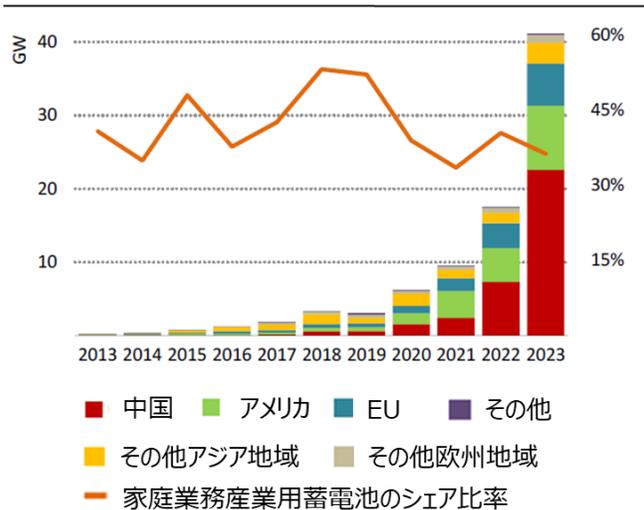
(※1)2023年5月末時点における系統用蓄電池の「接続検討申込」の総数に対して「契約申込」に移行した案件数の割合が約10%。今後、蓄電池コストの低減などにより事業化される確度が増え、太陽光や陸上風力並み（電力広域的運営推進機関 発電設備等系統アクセス業務に係る情報の取りまとめ2022年度の受付・回答参照）となった場合、20%程度となると仮定し、両ケースで「接続検討申込」から「契約申込」に移行する案件数を想定。

(※2)「契約申込」から「実際に稼働」へ移行する案件数については、第6次エネ基検討時に陸上風力発電の導入見込みで想定した既認定未稼働案件の稼働比率を参照。陸上風力の認定取得においては接続契約の締結が必要であり、このうち「実際に稼働」する案件については業界ヒアリング等を通じた結果約70%（陸上風力の場合）が稼働すると想定されており、本見通しの想定においても70%程度が「契約申込」から「実際に稼働」と仮定。

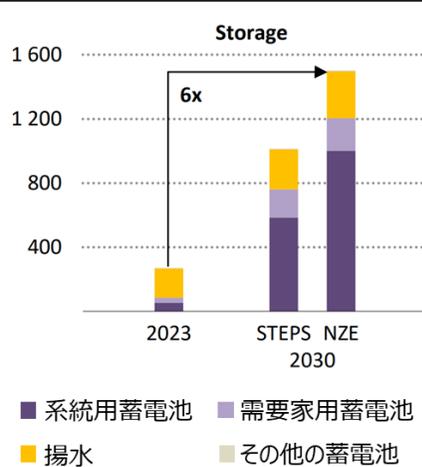
【参考】国際的なエネルギー貯蔵能力のニーズの高まり

- 国際的にも蓄電池の導入量は過去10年間で増加。特に過去5年間の導入は顕著。
- 蓄電池の導入は、今後も増加することが見込まれており、**IEA（国際エネルギー機関）は、2050年カーボンニュートラルシナリオで2030年には2023年の6倍に増加**すると試算されている。
- 再エネ導入拡大に伴う調整力は、**世界全体で2030年に2倍、2050年には4.5倍**となると予測される。そのうち蓄電池は、2050年に短期調整力の約1/3以上を占めるまでに拡大する見込まれている。

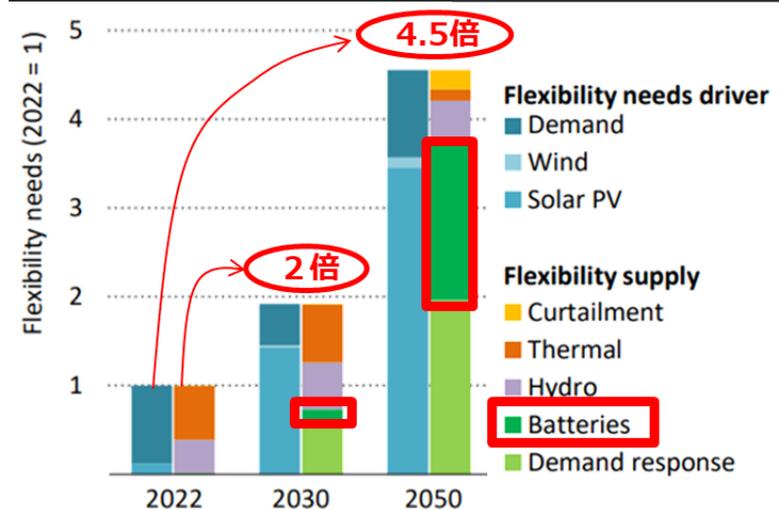
世界全体の蓄電池の導入容量の推移



世界全体のエネルギー貯蔵能力



世界全体で必要となる短期調整力とその内訳



(出典)「Batteries and Secure Energy Transitions World Energy Outlook Special Report」(2024年4月公表)より抜粋。

(出典) IEA World Energy Outlook 2023より抜粋。

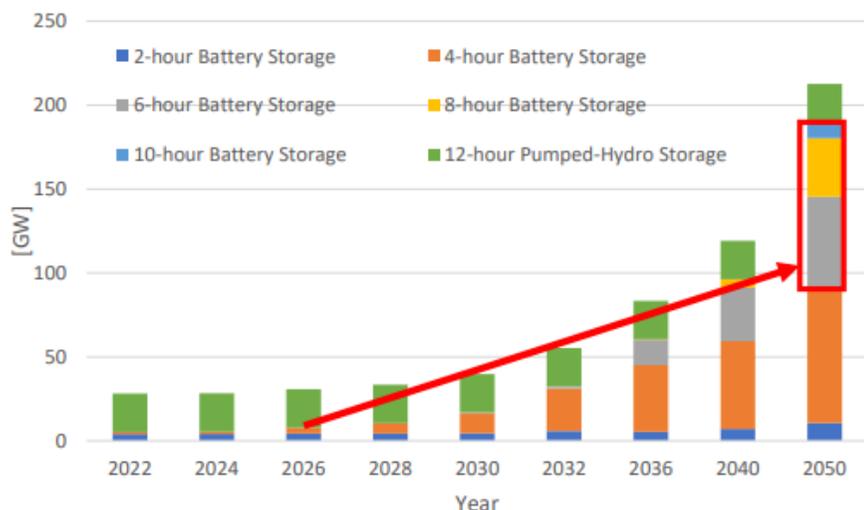
(参考) 諸外国における長時間容量蓄電池の動向

- アメリカでは、2020年代後半から6時間以上の時間容量をもつ蓄電池の導入が本格化してきており、2050年には全体の5割を占めるとの予想もある。
- 出力制御が発生する時間帯をカバーできる時間容量を持つ系統用蓄電池の導入促進に資する取組を検討することも必要ではないか。

(内閣官房) 第3回GX実現に向けた専門家WG (2023年11月8日) 配布資料より抜粋

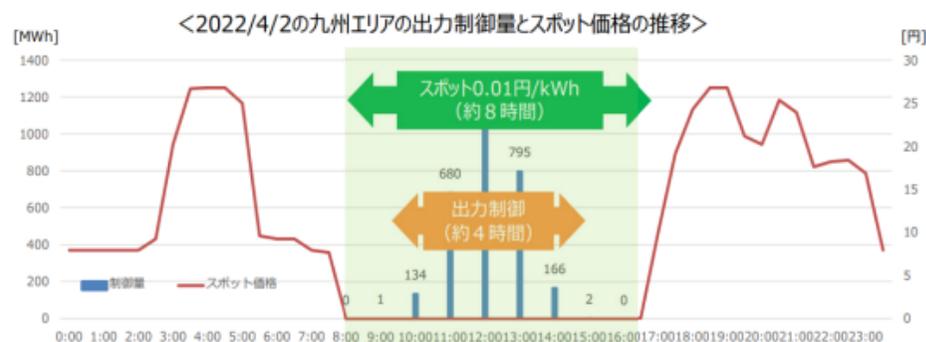
米国における導入予測 (累計)

米NRELによれば、同国内で20年代後半から**6時間以上蓄電池の導入が本格化**。2050年には全体の5割弱を占めると予想。



九州エリアの出力制御量とスポット価格の推移

九州エリアでは既に、出力制御やスポット価格が0.01円/kWhとなる時間が4時間を超える断面が発生。



再エネの有効活用や出力制御の対策に向け4時間超の長時間充放電可能な蓄電池の活用も期待

(出典) National Renewable Energy Laboratory (NREL) HP (2023年11月3日時点)
<https://www.nrel.gov/analysis/storage-futures.html> を基に資源エネルギー庁にて編集

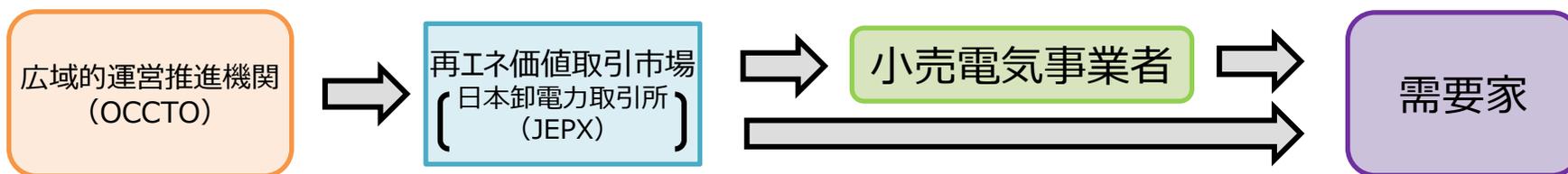
(出典) 第46回 系統ワーキンググループ 資料5より一部編集

非化石価値取引市場について

- **小売電気事業者による高度化法の目標達成を促す**ため、非化石電源に由来する電気の「**非化石価値**」を顕在化し、**非化石証書として取引する非化石価値取引市場を2018年に創設**。
- 再エネ電気への需要家ニーズの高まりに対応するため、**①需要家の直接購入を可能とし、②価格を引き下げる**ことで、グローバルに通用する形で取引できる**再エネ価値取引市場を2021年11月に創設し、引き続き小売電気事業者の義務達成を促す高度化法義務達成市場と分割**。

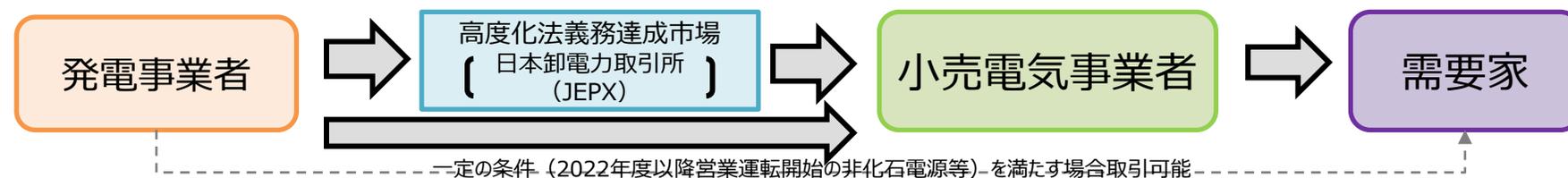
再エネ価値の取引【再エネ価値取引市場】

- 小売電気事業者及び需要家が購入可能
- 取引対象は「FIT電源」
- 2021年度から全量トラッキング※。（※RE100へ活用するためには、発電所の位置情報等のトラッキングが行われている必要あり。）



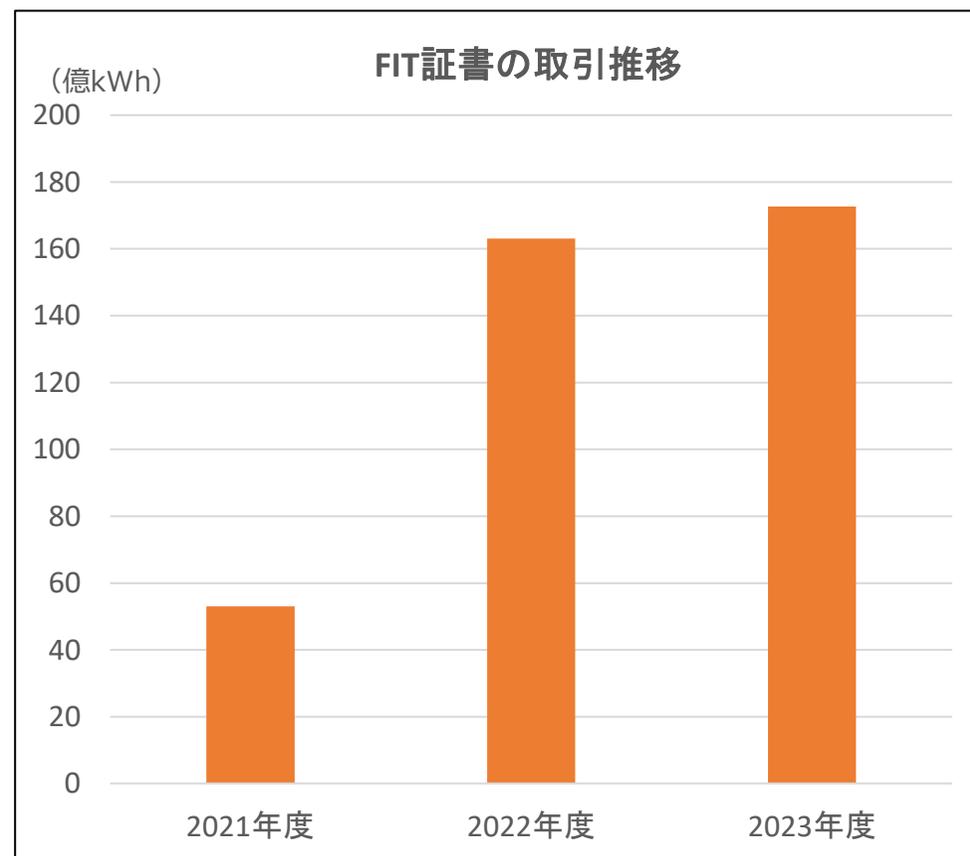
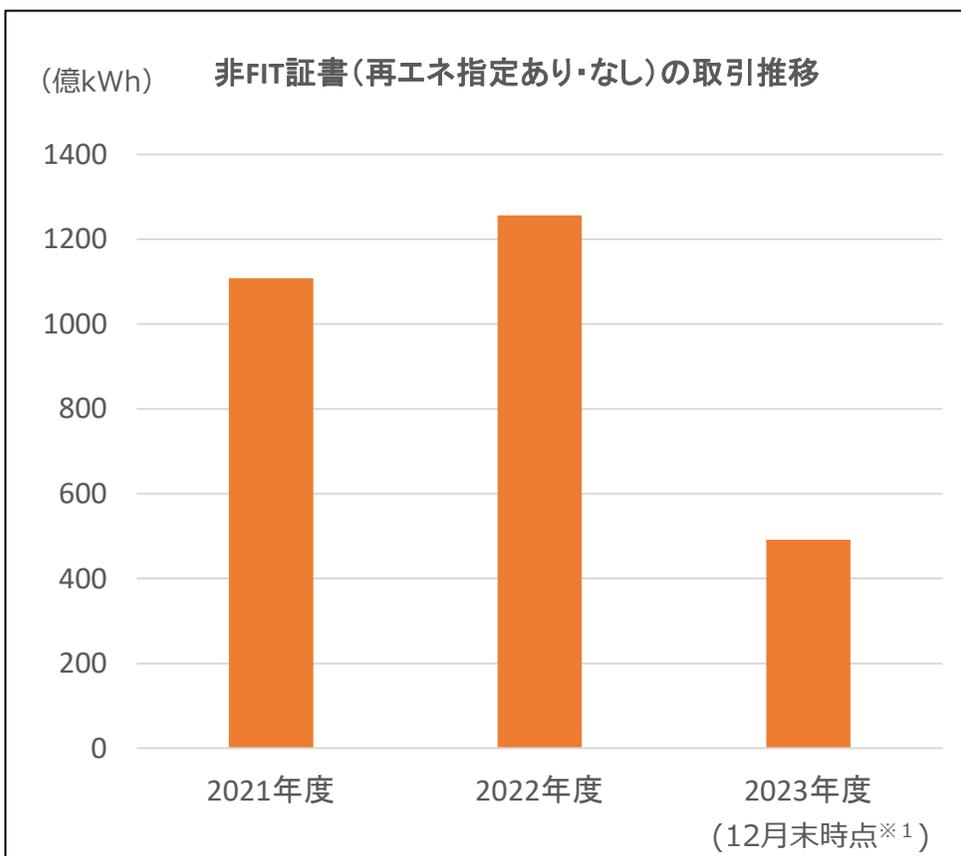
高度化法義務の達成【高度化法義務達成市場】

- 小売電気事業者のみ購入可能 ※一定の条件を満たす場合は、需要家は発電事業者から非FIT証書を直接取得することが可能。
- 取引対象は「非FIT電源」
- 2022年2月よりトラッキング開始済。



非化石証書の取引推移

- 非FIT証書（再エネ指定あり・なし）の取引量は、高度化法義務の中間目標値の引き上げに伴って増加傾向にある※¹。
- 2021年の再エネ価値取引市場創設以降、FIT証書の取引量は増加傾向にあり、2023年11月に開催された第2回オークションでは、過去最高の約定量となった。



※¹ 2023年度の非FIT証書・FIT証書の取引量は、23年12月末時点における暫定値。非FIT証書の相対取引分は23年12月末時点で売買申請書が事務局宛てに提出された量を計上しており、高度化法の期末である6月に売買申請書が集中的に提出される傾向にあるため、今後増加する見込み。

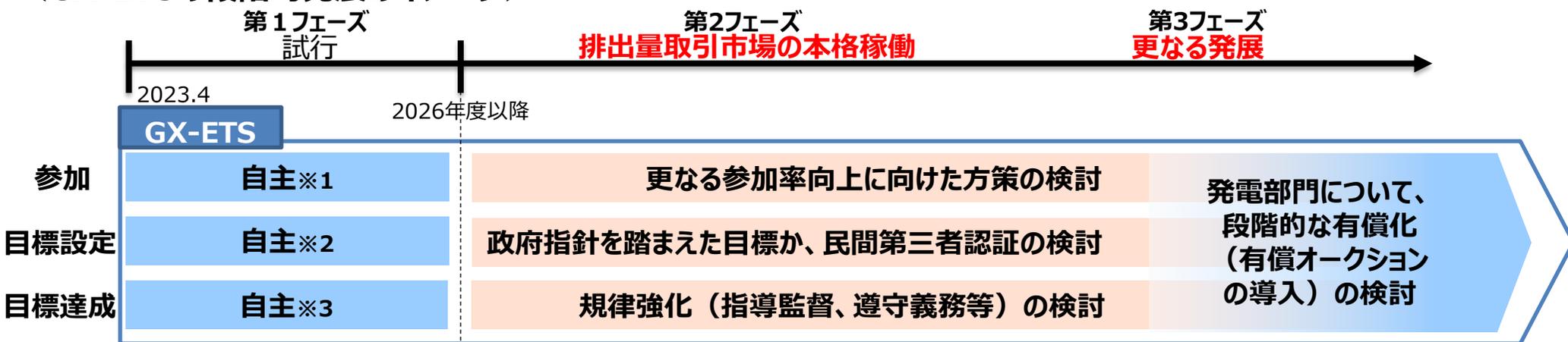
※² 非FIT証書の推移は、高度化法義務対象事業者の提出した達成計画を基に集計。

排出量取引制度の道行き

- 2023年度より、GXリーグの枠組みにおいて、企業が自主設定・開示する削減目標達成に向けた排出量取引（GX-ETS）を導入。日本の温室効果ガス排出量の5割超（EUは現状約4割）を占める企業群が参画。
- 知見やノウハウの蓄積、必要なデータ収集を行い、公平性・実効性を更に高めるための措置を講じたうえで、2026年度より、排出量取引を本格稼働。
- 発電部門の脱炭素化の移行加速に向け、2033年度頃から発電部門について段階的な有償化（オークション）※を導入。

※排出量の多い電気事業法上の発電事業者に対し、CO2排出量に応じた「排出枠」の一部又は全部を、政府からオークションで購入することを義務づける仕組み。

<GX-ETSの段階的発展のイメージ>



※1 日本のCO2排出量の5割以上を占める企業群（568社、2023年10月12日時点）が参加
 ※2 2050年カーボンニュートラルと整合的な目標（2030年度及び中間目標（2025年度）時点での目標排出量）を開示
 ※3 目標達成に向け、排出量取引を行わない場合は、その旨公表（Comply or Explain）

1. 日本の電力需給の現状

2. 市場機能の活用と供給力確保

(1) 発電容量 (kW) の確保・取引

(2) kWhの確保・取引

①長期的な確保 (ベースロード市場、先渡市場、内外無差別卸売等)

②短期的な確保 (スポット市場、時間前市場)

(3) 発電事業者の義務

3. 各電源を取り巻く状況

～再エネ・原子力・火力 (燃料確保含む) ・蓄電池

4. 需給調整力の確保

5. 同時市場の検討

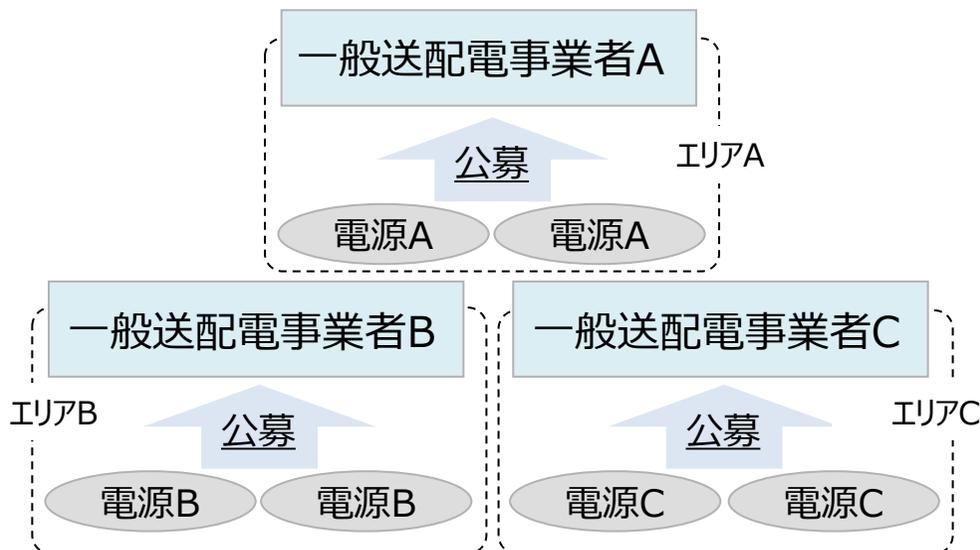
需給調整市場について

- 周波数を維持し安定供給を実現するため、**一般送配電事業者は需要と供給を最終的に一致させる調整力を確保するという、極めて重要な役割を担っている**。そのため、2016年10月より調整力公募を毎年実施し、周波数維持義務を果たすために必要な調整力をエリア内で確保してきたところ。
- また、2021年4月より**エリアを越えた広域的な調整力の調達・運用と、市場原理による競争活性化・透明化による調整力コスト低減**を図るため、**需給調整市場を開設し取引を開始した**※。DR事業者や新電力等の新規事業者も市場に参加し、より効率的で柔軟な需給運用の実現が望まれている。

※2021年度は需給調整市場の商品のうち三次調整力②のみ取引開始。2022年度からは三次調整力①の取引を開始し、他商品は2024年より導入。

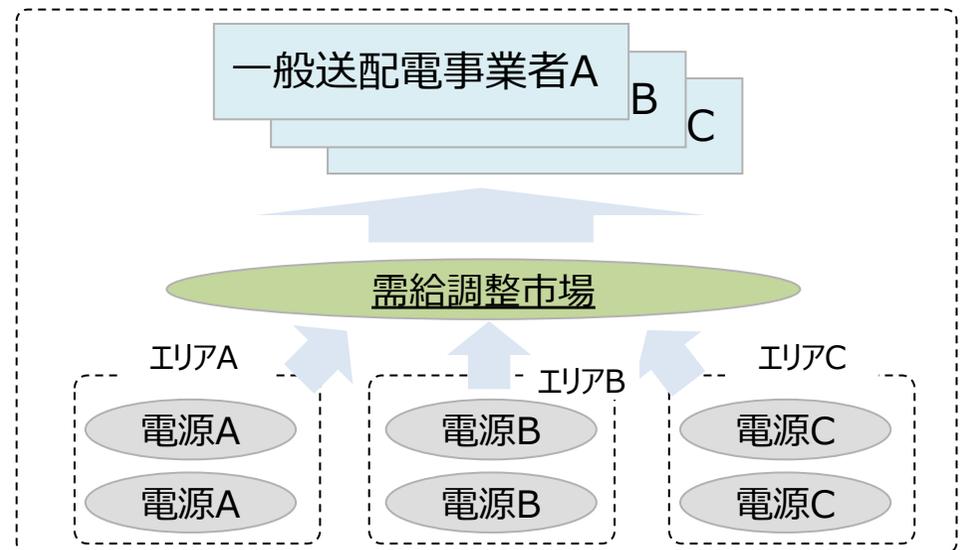
需給調整市場創設前 (調整力公募)

各エリアの一般送配電事業者が公募により調整力を調達



需給調整市場創設後

一般送配電事業者が**エリアを超えて市場から調整力を調達**

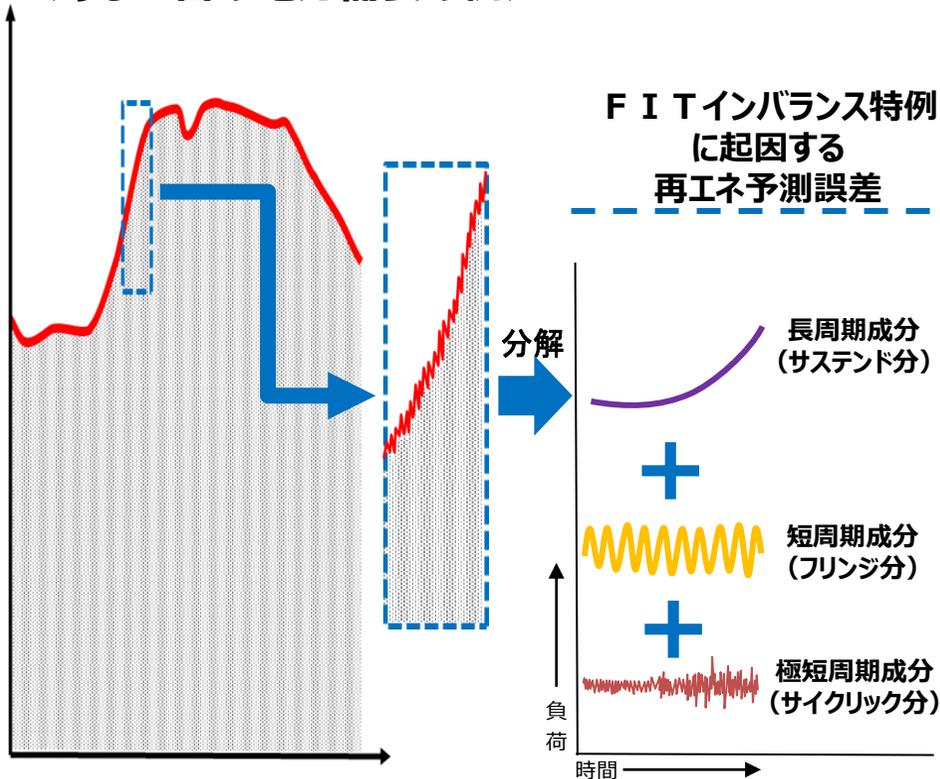


※「電源」は旧一電電源、新電力電源、DR等

(参考) 需給調整市場で取り扱う商品と導入スケジュール

- 電力需要の変動は成分毎に分解可能であり、発電機はそれぞれの変動成分に対応した機能を使い分けて周波数制御を実施している。需給調整市場ではこの制御機能等を踏まえ、**応動時間や継続時間に応じて一次から三次②までの5つの商品を取り扱う予定。**
- 需給調整市場において調整力を広域調達するためには、システム改修や連系線の運用変更が必要となるため、まずは**2021年度から低速域の三次②の広域調達を開始**することとした。また、**2022年度からは三次①の調達を開始し、他商品は2024年度から取引を開始。**

＜ある一日の電力需要の例＞



＜商品区分と導入スケジュール＞

	年度	2021	2022	2023	2024	2025
商品区分	三次調整力② 応動時間45分以内 継続時間：3時間		▼調達開始			
	三次調整力① 応動時間15分以内 継続時間：3時間			▼調達開始		
	二次調整力② 応動時間5分以内 継続時間：30分以上				▼調達開始	
	二次調整力① 応動時間5分以内 継続時間：30分以上				▼調達開始	
	一次調整力 応動時間10秒以内 継続時間：5分以上				▼調達開始	

(参考) 需給調整市場における調整力必要量の算定方法

第56回調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会（2023年12月7日）資料2より抜粋

需給調整市場における調整力必要量の考え方について

7

- 同時市場における調整力・予備力必要量の考え方を検討する前段として、まずもって現行の需給調整市場における調整力必要量の考え方について確認を行った。
- 現行の需給調整市場においては、調整力で対応すべき事象ごとに一つ以上の商品を用意し、各商品の必要量を過去の誤差実績や応動実績から算出する考え方となっており、詳細は下表のとおり。

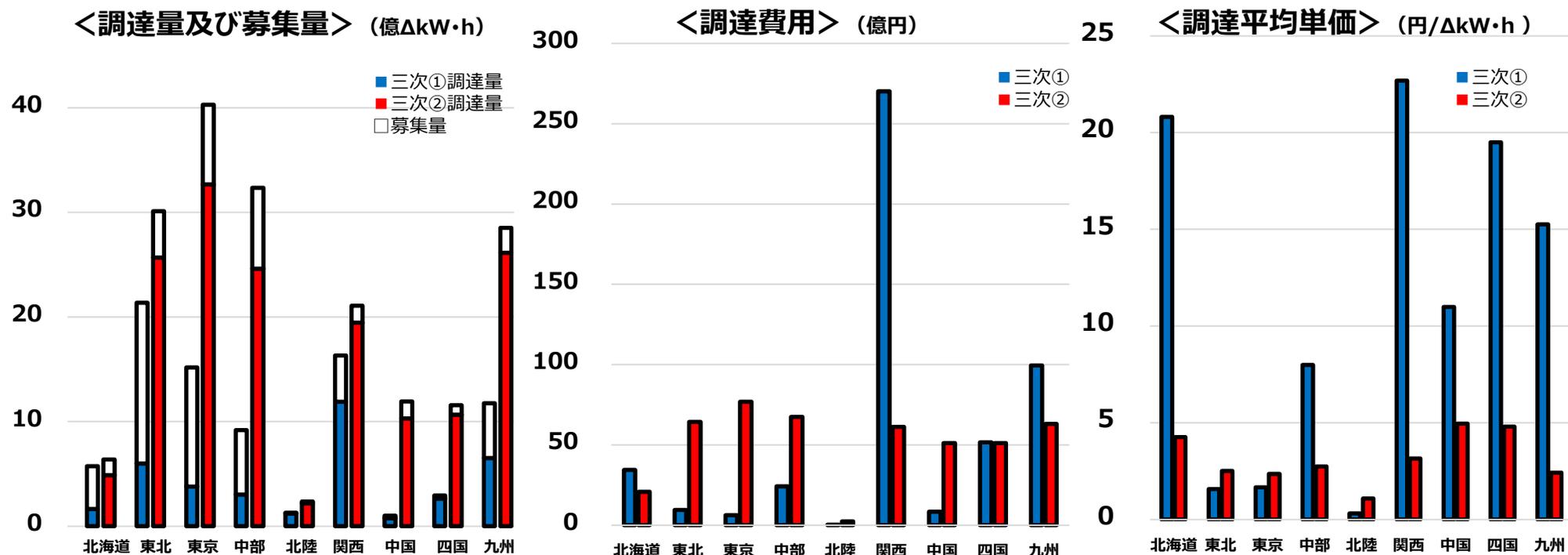
< 需給調整市場における必要量の考え方（算定式） >

対応する事象	需給調整市場の商品区分	需給調整市場における必要量の考え方（算定式）
時間内変動 (極短周期成分)	一次 (GF)	「残余需要元データ - 元データ10分周期成分」の3σ相当値
時間内変動 (短周期成分)	二次① (LFC)	「元データ10分周期成分 - 元データ30分周期成分」の3σ相当値
需要予測誤差	二次② (GC以降のEDC)	「残余需要予測誤差30分平均値のコマ間の差」の3σ相当値
再エネ予測誤差	三次① (GC以降のEDC)	「残余需要予測誤差30分平均値のコマ間で連続する量の差」の3σ相当値
	三次② (前日～GCの再エネ)	「前日予測値-実績値」の3σ相当値-「GC後予測値-実績値」の3σ相当値
電源脱落 (瞬時)	一次	単機最大ユニット容量の系統容量按分値
	二次①	単機最大ユニット容量の系統容量按分値
電源脱落 (継続)	三次①	単機最大ユニット容量の系統容量按分値

2023年度の需給調整市場の取引状況

- 2023年度は三次①・②の2商品について需給調整市場にて取引を実施、募集量に対する応札量の不足や調達費用の大幅な上昇等の課題が生じていた。
- そのため、関係機関と連携し、募集量や応札価格の在り方について、継続的に検討を進めてきたところ。例として、調整力の効率的な調達（週間商品の前日取引化）の導入、週間商品への応札上限価格の導入が挙げられる。

【参考】需給調整市場の取引状況（2023年4月～2024年3月分）



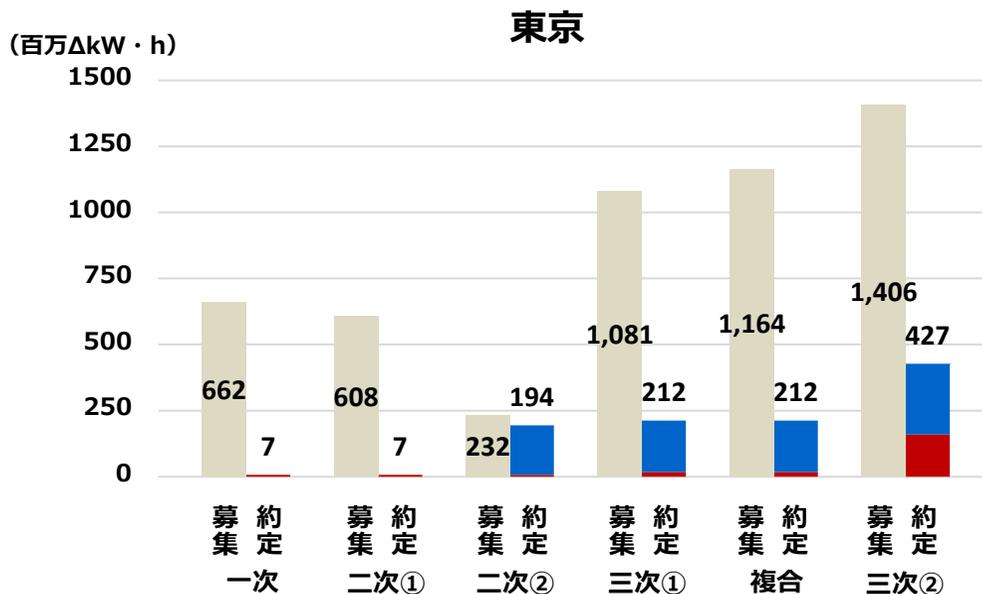
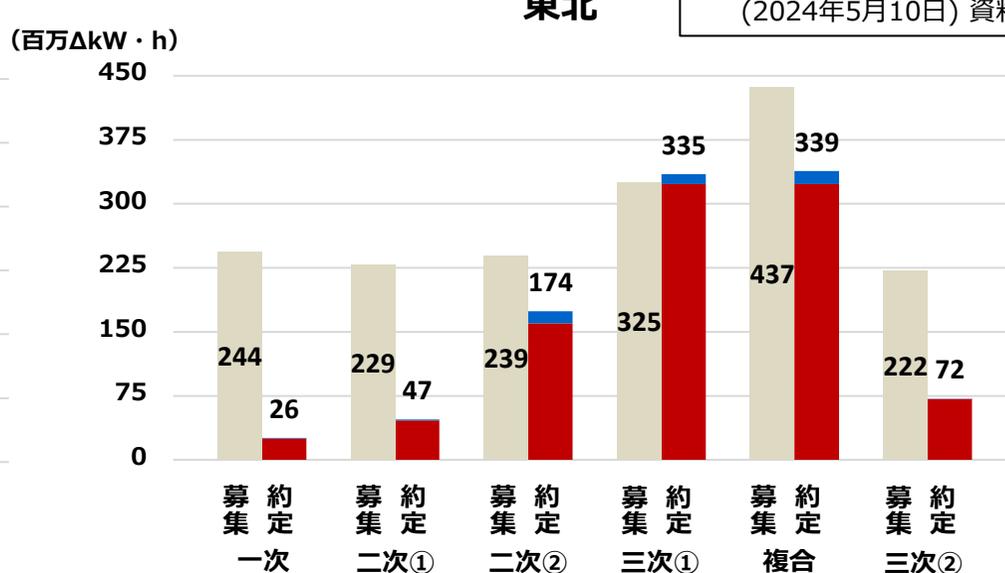
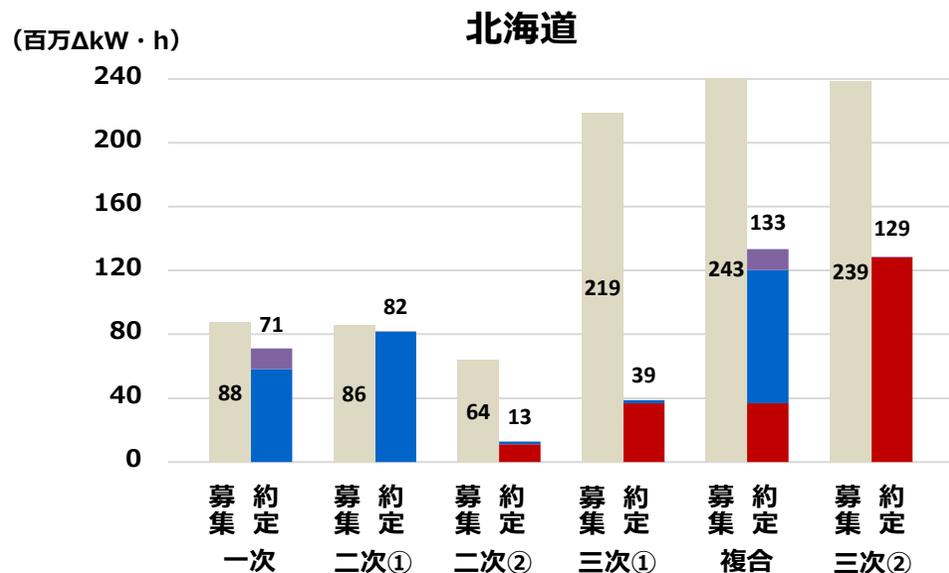
2024年度の需給調整市場の取引状況（4月の約定量の動向①）

第92回制度検討作業部会
(2024年5月10日) 資料4

- 本年4月の需給調整市場における約定量の動向は、エリアにより差があるものの、一次から三次②までのすべての商品について、総じて募集量に比べて応札量が少なく、約定量が募集量を大幅に下回る傾向が続いている。
 - 商品別では、二次②の未達率が比較的低い水準である一方、一次及び二次①の未達率が約7~8割程度と極めて高くなっている。
 - エリア別では、東北、北陸、四国において約定率が比較的高く、これらのエリアでは、二次②・三次①及び複合商品の約定率が100%に近い水準となっている。
 - 一方、東京及び中部では約定率が極めて低く、特に一次及び二次①については約定量がほぼゼロとなっている。
- 約定量の内訳について、火力、揚水、蓄電池等のリソース別に見ると、エリアにより差があるものの、火力が最も多く、次いで揚水となっており、蓄電池やDRの約定量は僅かである。
 - 火力は、すべての商品について幅広く約定しているが、エリア別では、東京及び中部において約定量が極端に少なくなっている。
 - 揚水は、本来、応動時間の短い一次や二次①に適したリソースであるが、北海道以外では一次及び二次①での応札が極めて少ない。また、北陸及び中国では、全商品について揚水の約定がほとんどなく、東北、関西、九州においても約定量が少なくなっている。
 - 北海道で蓄電池が少量約定しているが、その他エリアにおいては、蓄電池やDR等の新規リソースの約定量はほとんどない。

2024年度の需給調整市場の取引状況（4月の約定量の動向②）

第92回制度検討作業部会
(2024年5月10日) 資料4

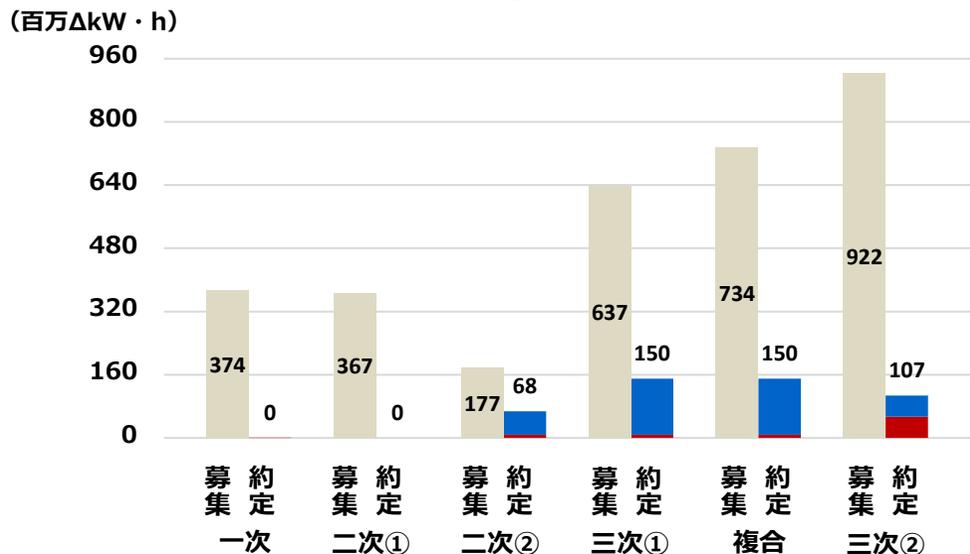


(出典) 電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成 (速報値)

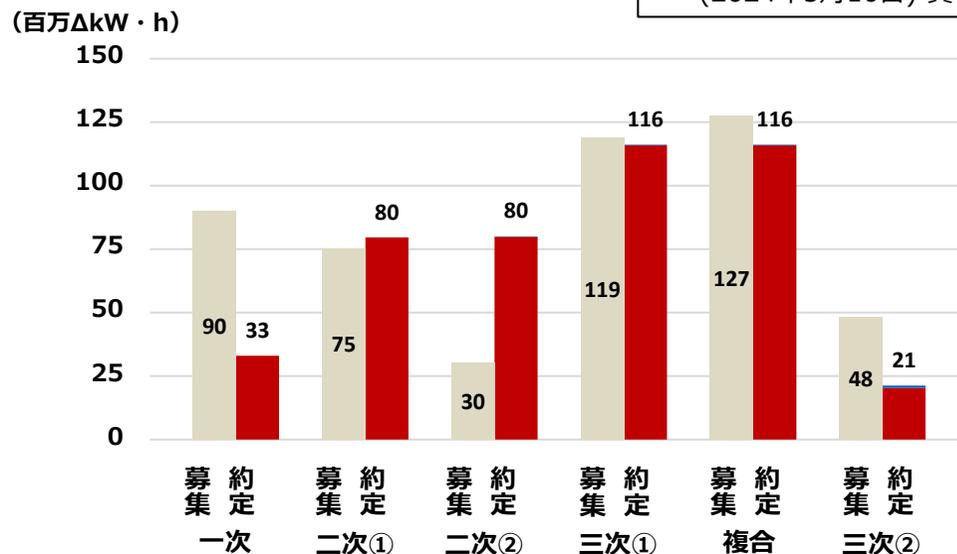
2024年度の需給調整市場の取引状況（4月の約定量の動向③）

第92回制度検討作業部会
(2024年5月10日) 資料4

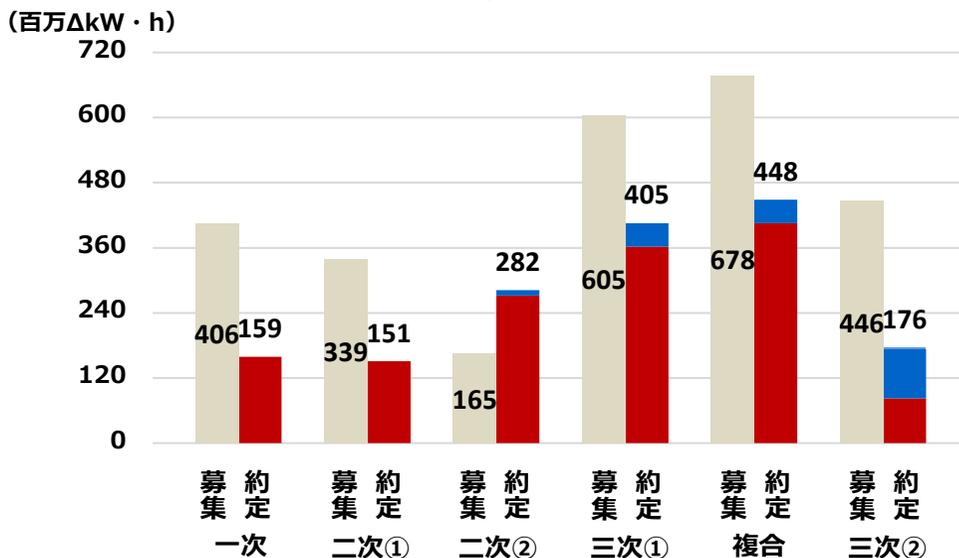
中部



北陸



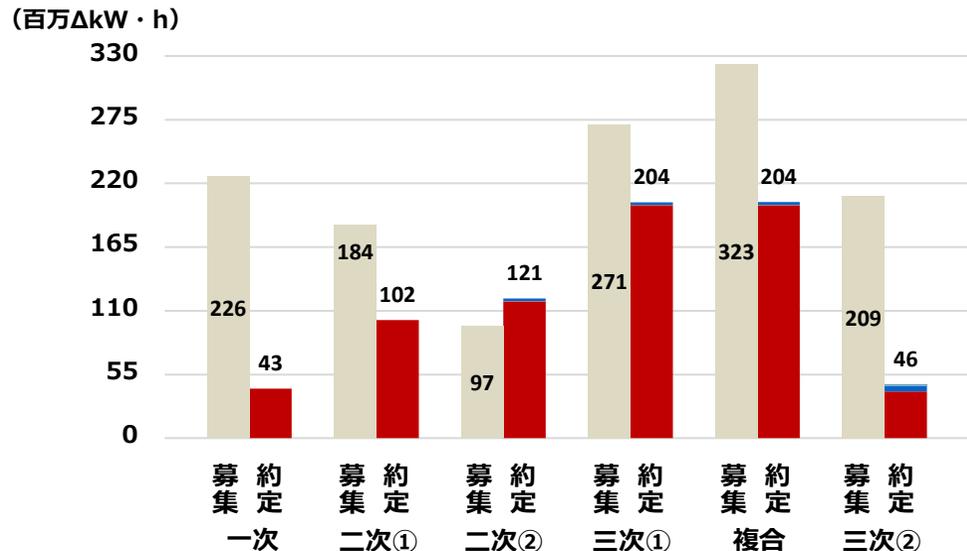
関西



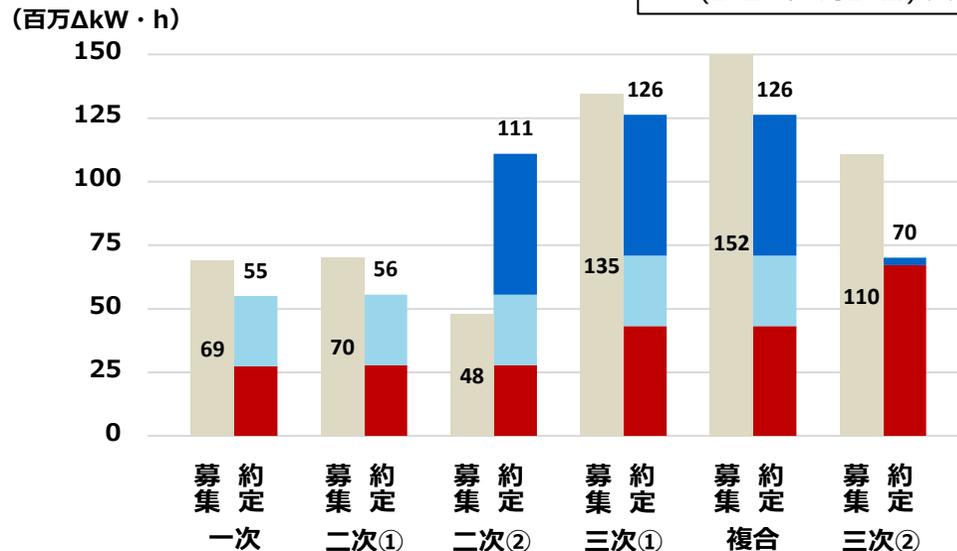
2024年度の需給調整市場の取引状況（4月の約定量の動向④）

第92回制度検討作業部会
(2024年5月10日) 資料4

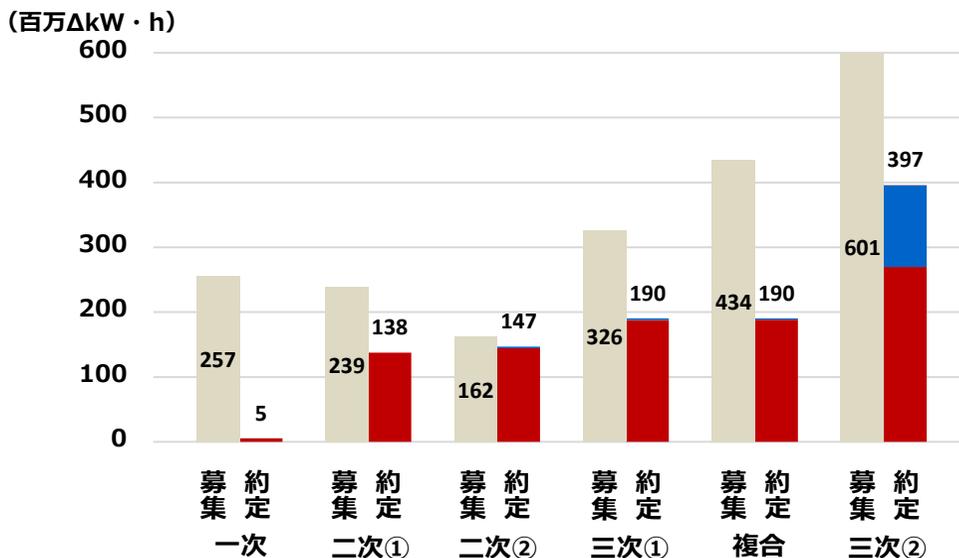
中国



四国



九州



2024年度の需給調整市場の取引状況（4月の約定量の動向⑤）

第92回制度検討作業部会
(2024年5月10日) 資料4

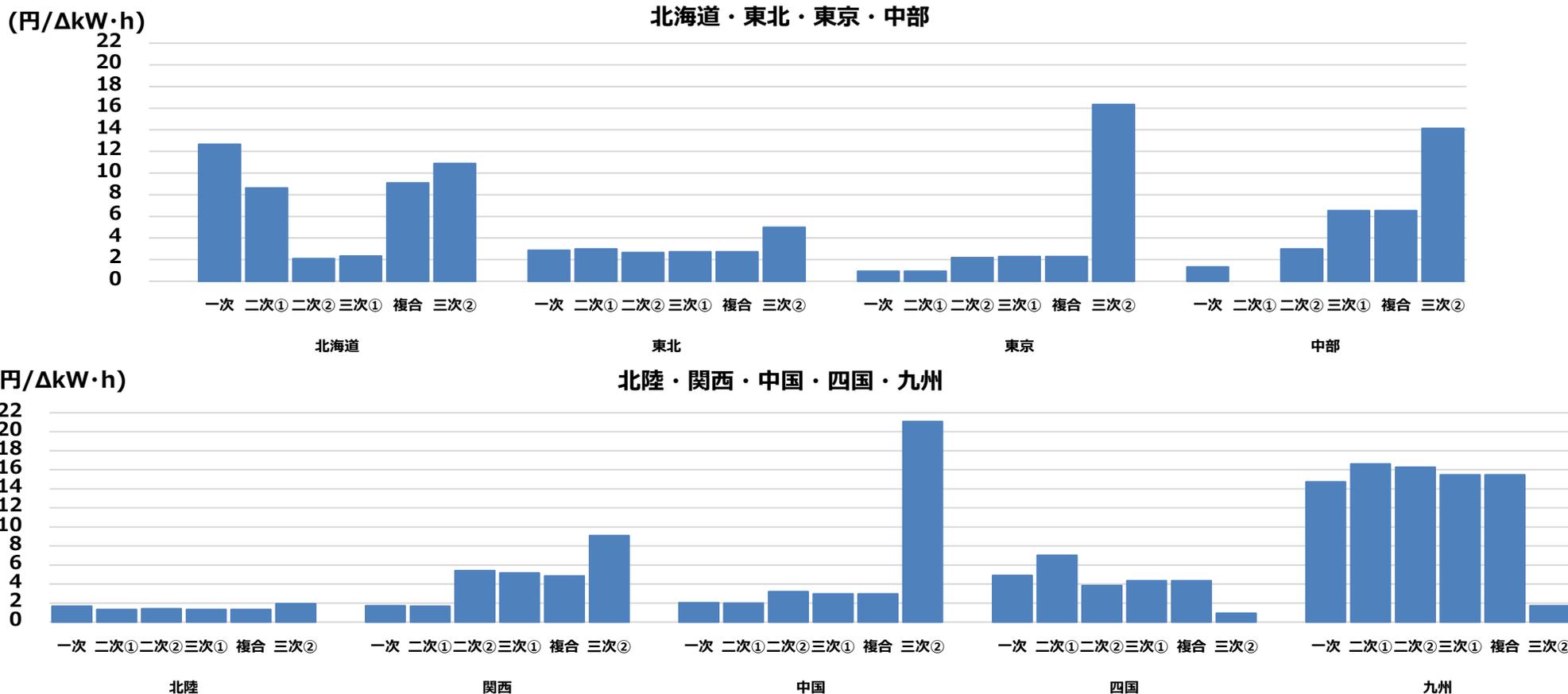
【商品別の未達率(%)】

	一次	二次①	二次②	三次①	複合	三次②
北海道	19	5	80	82	45	46
東北	89	79	29	8	24	68
東京	99	99	19	80	82	70
中部	100	100	62	76	80	88
北陸	63	4	0	5	9	56
関西	61	56	3	33	34	61
中国	81	45	9	25	37	78
四国	22	21	0	7	17	37
九州	98	48	34	46	56	34
全国	84	71	28	54	56	66

2024年度の需給調整市場の取引状況（4月の約定価格の動向①）

第92回制度検討作業部会
(2024年5月10日) 資料4

- 約定価格は、エリアにより大きな差を生じており、北海道や九州において平均単価8円超の商品が多い一方、東北、北陸、中国においては、すべての商品について比較的低くなっている。
- 応動時間の短い高速商品（一次及び二次①）は、低速商品（二次②及び三次①）に比べて上限価格が高めに設定されているが、東京、中部、関西では、高速商品が低速商品より安い約定価格となっている。
- 上限価格の設定がない三次②について、東京、中部、中国で約定価格が他商品に比べて相当高くなっている。



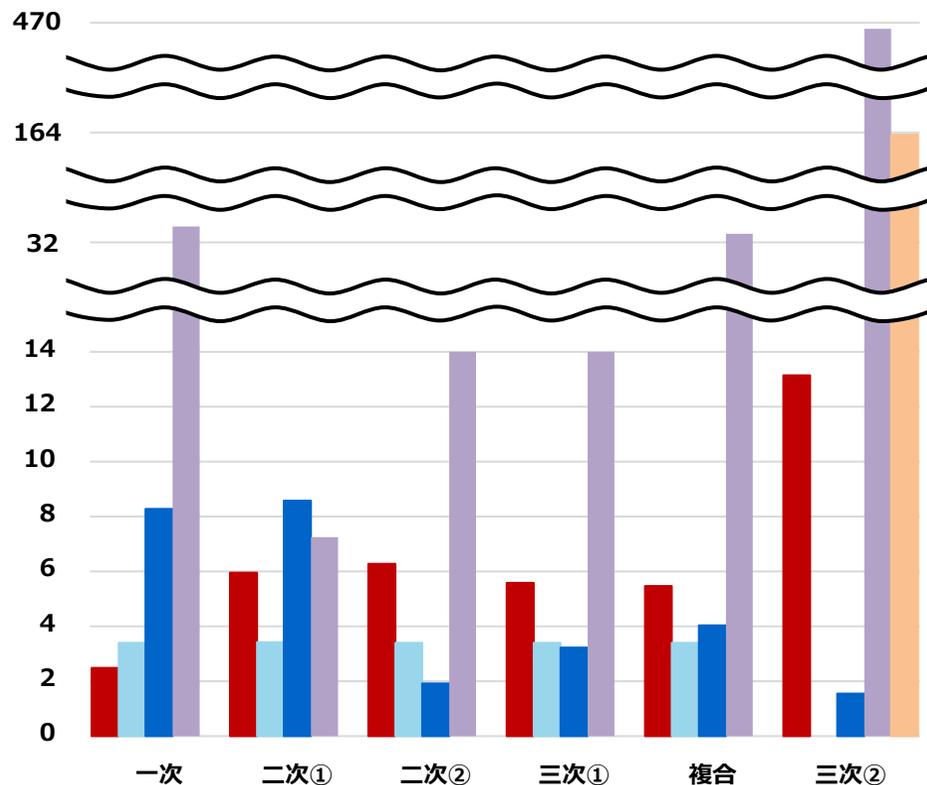
2024年度の需給調整市場の取引状況（4月の約定価格の動向②）

第92回制度検討作業部会
(2024年5月10日) 資料4

- 一次や複合商品においては、蓄電池リソースによる上限価格に近い水準での約定が確認できる。
- 三次②においては、蓄電池やDRリソースについて価格の高騰が見られる他、火力リソースについて他商品より平均価格が高く、より高値で応札している事業者が存在することが確認できる。

(円/ΔkW・h)

【商品・リソース別平均約定価格(円/ΔkW・h)】

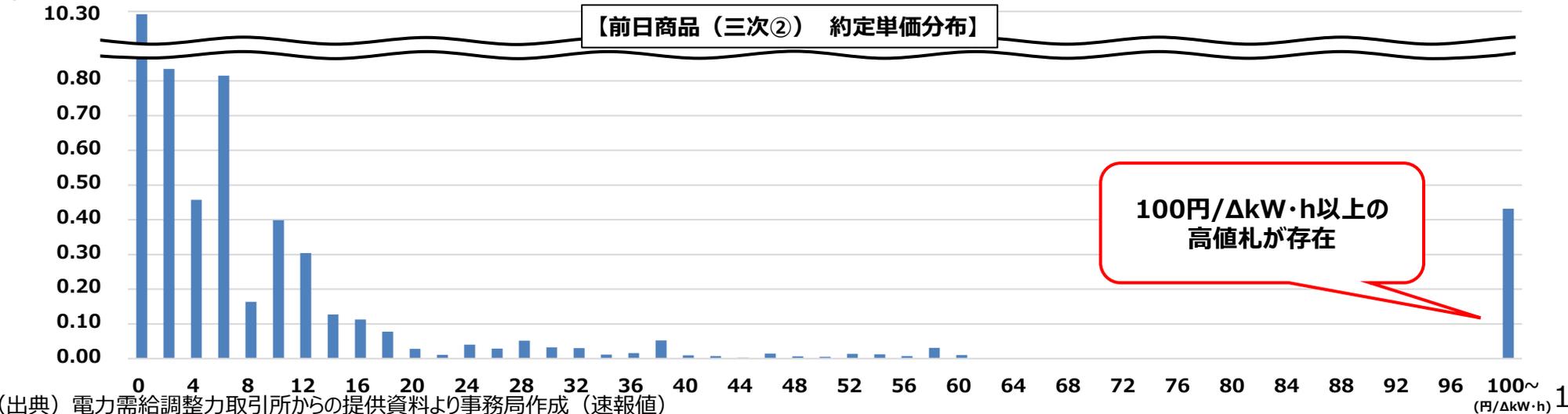
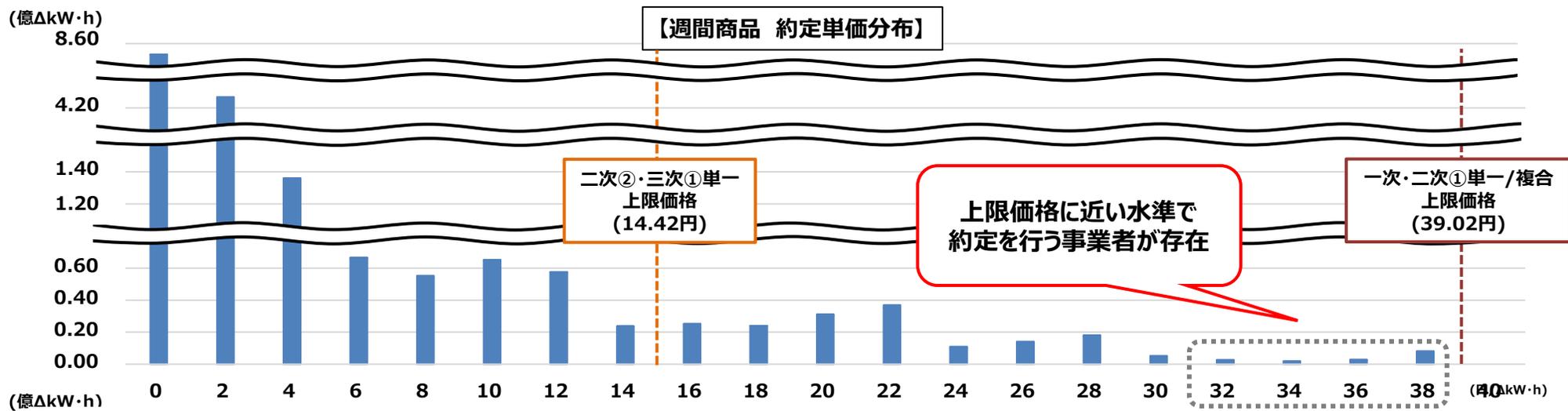


	一次	二次①	二次②	三次①	複合	三次②
火力	2.49	5.96	6.28	5.59	5.47	13.15
一般水力	3.39	3.42	3.39	3.39	3.39	-
揚水	8.28	8.58	1.92	3.23	4.04	1.55
蓄電池	32.57	7.25	14.00	14.00	32.30	469.78
VPP/DR	-	-	-	-	-	163.91
全体	4.38	6.18	5.00	4.95	5.22	9.44
(参考) 上限価格	39.02	39.02	14.42 (単一)	14.42 (単一)	39.02	なし

2024年度の需給調整市場の取引状況（4月の約定価格の動向③）

第92回制度検討作業部会
(2024年5月10日) 資料4

- 週間商品（一次～三次①）は、上限価格に近い水準の約定もあったが、上限価格への張り付きはなかった。
- 三次②は上限価格設定がない中、100円/ Δ kW・h以上の高値札が多く約定した。



(出典) 電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成 (速報値)

1. 日本の電力需給の現状

2. 市場機能の活用と供給力確保

(1) 発電容量 (kW) の確保・取引

(2) kWhの確保・取引

①長期的な確保 (ベースロード市場、先渡市場、内外無差別卸売等)

②短期的な確保 (スポット市場、時間前市場)

(3) 発電事業者の義務

3. 各電源を取り巻く状況

～再エネ・原子力・火力 (燃料確保含む) ・蓄電池

4. 需給調整力の確保

5. 同時市場の検討

同時市場検討の経緯と「同時市場の在り方等に関する検討会」の設置

- 電力の効率的・安定的な調達について、卸電力市場や需給調整市場の取引の最適化に係る課題、一般送配電事業者における需給運用上の課題、発電事業者の電源運用や小売電気事業者の電気の調達における課題など、様々な課題が顕在化している。
- 実需給直前まで出力が変動する変動性再生可能エネルギー電源を大量に導入し、需給運用の困難さが増すと、これらの課題は更に拡大することが想定される。一方、これらの課題に対応できないことで、再生可能エネルギーの導入に遅れが生じ、2050年のカーボンニュートラルが達成できないことは許されない。**S+3Eの大原則を担保しつつ、カーボンニュートラルと両立させるためには、それに対応する電力システム・電力市場の仕組みの不断の見直し・アップデートが求められる。**
- これらを踏まえ、以下のとおり検討を進めてきたところ。これまでの議論の結果、市場に**Three-Part Offer（①起動費、②最低出力費用、③増分費用カーブでの入札）を導入するとともに、kWhとΔkWを同時に約定させる仕組み等**の提案がなされた（以下、実需給の1週間程度前から実需給までの間に、安定的な電源起動・運用とメリットオーダーを追求する枠組み全体を「**同時市場**」という。）。
 - 第41回電力・ガス基本政策小委員会（以下「小委員会」という。）（2021年11月18日）において、勉強会設置の提起
 - 卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会（以下「勉強会」という。）の実施（2021年12月28日から2022年6月20日）
 - 第51回小委員会（2022年6月30日）において、勉強会取りまとめの報告、新検討体制の提起
 - あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会（以下「作業部会」という。）の実施（2022年7月29日から2023年4月25日）
 - 第62回小委員会（2023年5月30日）において、新たな検討会と検証体制の構築の提起
- 作業部会の取りまとめの報告を受けた第62回小委員会（2023年5月30日）では、更に詳細な検討を行うため、有識者や事業者を構成員とした新たな検討会を設置することとされた。これを踏まえ、「**同時市場の在り方等に関する検討会**」（以下「検討会」という。）が設置され、これまで9回検討会を開催している。

(参考) 勉強会において提案された仕組みのイメージ

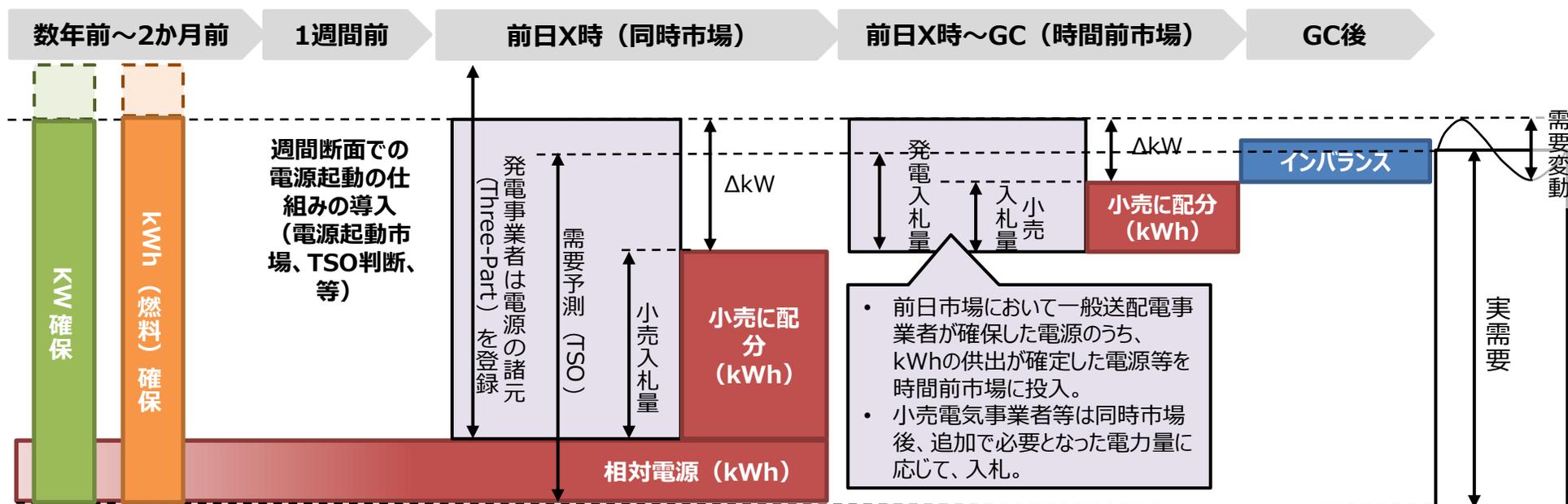
- 中長期的な電力システムのあるべきひとつの姿として、以下が提案され、作業部会を経て、検討会において、週間断面から実需給までの一連の仕組みについて、議論中。

「卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方に関する勉強会」取りまとめ（2022年6月20日）を一部修正

具体的な仕組みのイメージ(※)

- **週間断面での電源起動の仕組みを設ける。**
- **前日X時にkWhとΔkWの同時約定市場を設ける。**
 - ✓ 発電事業者が電源諸元（①起動費、②最低出力費用、③増分費用カーブ）を市場に登録（Three-Part Offer方式）。
 - ✓ 小売電気事業者は買い入札価格・量（kWh）を入札。
 - ✓ 同時市場において、翌日の需要予測に従って、過不足なく、電源を立ち上げる（kWhとΔkWを確実に確保）。
- 前日市場において一般送配電事業者が確保した電源のうち、kWhの供出が確定した電源などを、時間前市場に投入する。小売電気事業者等は実需給に近づくにつれて精緻化される需要予測を元に、**時間前市場で売買を行う。**
- GCまで小売に配分されていない電源は、一般送配電事業者が実需給断面における需給調整に用いる。

(※) 必要なkWh及びΔkWが確保されていることを前提。



(参考) 市場機能の活用・供給力確保に関する主な意見 (1/3)

- 令和6年1月22日～2月21日に実施した電力システム改革の検証に係る意見募集について、市場機能の活用・供給力確保に関する主な意見は以下のとおり。
- 市場機能の活用・供給力確保に関する意見全体は資料4のとおり。

- 電力市場の自由化を優先するあまり、安定供給が毀損されている。従来「地域独占」と表裏一体であった管轄エリアでの「供給責任」が曖昧となっている。とりわけ原子力発電は市場メカニズムに適さず、自由化対象から除外する制度に改めることが有効であり、抑制された総括原価主義も容認されるべきと考える。従って原子力発電事業を本電力システム改革の対象から除外し、原子力発電事業が長期安定的・持続的に運営維持できるように制度的な保護施策を講ずることが国益に適っている。
- JEPXでの「kWh」取引市場に加え、発送電分離や将来供給力確保といった観点から、需給調整市場（ΔkW取引）、容量市場（kW取引）が整備されたのは電源の持つ価値に適切に評価する意味で有効と考える。一方で、これらの市場設計にあたって、火力や揚水など、既存電源を前提に検討が進められた結果、近年活用の進む分散型エネルギーリソース（DER）については障壁となっているケースもあり、適宜見直しを進めていただきたい。
- 電力自由化の枠組を再構築し、安定供給の視点から発電、配送電、小売の各事業者の供給責任を明らかにすべきである。大手電力事業者の大型蓄電システムに依存する変動再生可能エネルギー発電事業者は供給責任を果たしているとは言えない。
- 電力逼迫などへの対応のためにも価格シグナルが機能する公正な電力市場とすることが不可欠である。さらに発電側の競争を促すためにも、優先給電ルールの廃止、また再エネ出力抑制を徹底的に回避するための市場価格等へのマイナス価格の導入を急ぐべきである。
- 内外無差別な卸販売が競争を阻害しているため、見直すべき。
- 需給調整市場における市場機能の強化として、情報公開の改善や参加者の拡大、価格シグナルの適正化を図っていただきたい。
- 卸電力市場、容量市場、需給調整市場、先物市場などの電力取引市場の運営主体を一元化頂きたい。

(参考) 市場機能の活用・供給力確保に関する主な意見 (2 / 3)

- 蓄電所・蓄電池の導入に関する政府導入目標を示して頂きたい。蓄電所・蓄電池を最大限活用できるよう、特性に配慮した制度設計をお願いしたい。
- 台風・地震等による大規模災害等が発生した際には、一般送配電事業者と発電・小売電気事業者、国・自治体等の関係機関が連携して対応することで、早期復旧に向けて取組んでいる。これまでの対応も踏まえ、関係者間で連携を取りながら災害等に対応できる仕組みを、引き続き検討いただきたい。需給調整市場を活性化するためにも、蓄電池等の参入実態に沿ったルール整備をお願いする。
- 旧一般電気事業者（以下、旧一電）の発電事業者との卸取引について、内外無差別な卸売に関する取組の一つとして、独自のマルチプライスオークションによる画一的な入札が増えている。内外無差別にかかる取組状況を確認する傍ら、外外（旧一電と資本関係のない事業者同士）の観点では、必ずしも画一的な取引条件でなく、相対契約者双方のメリットを出せる個別取引を結ぶ環境も促していただきたい。
- 再エネ大量導入やカーボンニュートラル実現に向けてLNGおよびLNG火力電源が果たす役割は大きいと思料。しかしながら、足元では将来への不確実性から新規電源投資の断念や老朽化電源の休廃止、稼働率の減少が進んでおり、安定供給への懸念が存在。このため、今後のエネルギー基本計画の改定と合わせ、当面はLNGおよびLNG火力電源が重要であることを明確に発信いただきたい。
- CN実現に向けたトランジション期において、安定供給の確保に必要となる火力電源の活用策について検討いただきたい。
- エネルギー安全保障にも寄与し、脱炭素にもつながる原子力を最大限に活用していくという原子力の位置付けをエネルギー基本計画で明確に示していただき、現行の電力システムの下で、原子力に対する事業予見性を確保出来るような仕組みとしていただきたい。
- 長期脱炭素電源オークションが、ファイナンスする金融機関の視点から適切な制度になっているかどうかを検証していただきたい。

(参考) 市場機能の活用・供給力確保に関する主な意見 (3 / 3)

- 世界的な脱炭素化の機運の高まりを受け、石油火力の休廃止や非効率石炭火力のフェードアウトが進み、過度にガス火力に偏重する虞があるが、国内外で頻発しているエネルギー価格高騰や電力需給ひっ迫等を踏まえれば、発電コストや発電量当たりCO₂排出量に加え、地政学リスクや燃料調達リスク、備蓄性や保管の容易性などエネルギー安全保障の観点等も含め、「3つのE」のバランスを踏まえた適切な化石燃料のポートフォリオを確保し続けることが重要である。今後の火力発電の在り方を考えるにあたっては、容量市場の安定的な運用による必要な規模の供給力の確保や適切な化石燃料ポートフォリオの構築により足元の電力需給の安定に万全を喫しつつ、水素等及びCCSなどの脱炭素技術の開発等への投資を進め、世界の脱炭素化の機運に乗り遅れないことが重要である。
- 脱炭素電源への新規投資を促進するべく、脱炭素電源への新規投資を対象とした長期脱炭素電源オークションが創設されているが、対象電源には最低設備容量（送電端）が設定されている。第八次中間とりまとめに関するパブリックコメントでは、「最低入札容量の設定は、本制度が特別な支援制度であることに鑑み、巨額の初期投資を伴うことが想定され、かつ、需給上の影響が大きい一定規模以上の案件に限定することが適切であり、特定の電源種の既存の発電所の大半が対象となるかどうかで設定すべきものではない」と記されている。一方で、現制度では多くの既設火力電源が対象外となっている現状を鑑みれば、さらに脱炭素を推進するためには、長期脱炭素電源オークションの最低設備容量などの募集要項を適時見直すべきではないか。
- 容量市場の目的の達成状況と容量確保契約金の適切な反映の検証として、発電事業者の投資回収の予見性が高まったのか、それにより適切なタイミングで電源投資がなされたのか等、制度の目的の達成状況について、実態把握と検証をお願いしたい。また、容量確保契約金が相対契約の卸価格や各種市場取引の入札価格に適切に反映されているのか、実態把握と検証をお願いしたい。
- 需給調整力、kWh持続力のある電源については一定の稼働時間を予め付与し、安定電源維持、需給調整市場参入電源の意欲涵養に努めるべき。電力システム改革の目的のひとつである「電力の安定供給の確保」に貢献し、かつ過度のボラティリティ抑制により中長期的な「電気料金上昇の抑制」に寄与すると考える。