

電力分野における実態調査報告書

～発電・小売分野について～

令和7年4月



公正取引委員会
Japan Fair Trade Commission

目次

第1 調査の趣旨、方法等	1
1 調査の趣旨.....	1
2 調査対象及び調査期間.....	2
(1) ヒアリング調査.....	2
(2) 調査期間.....	2
第2 電力分野の概要とそれを取り巻く状況	3
1 電力分野の概要.....	3
(1) 電力取引の流れ.....	3
(2) 電気事業法上の規制.....	4
(3) 発電分野の概要.....	4
(4) 小売分野.....	8
2 電力分野を取り巻く状況.....	12
(1) 脱炭素（カーボンニュートラル実現）に向けた動き.....	12
(2) FIT/FIP 制度の下での取引.....	15
(3) 再エネ拡大に当たっての課題.....	18
第3 電力取引における電源等の有する価値	22
1 電力量価値（kWh 価値）の取引.....	22
2 供給力（発電設備の容量）価値（kW 価値）の取引.....	23
(1) 総論.....	23
(2) 容量市場の概要.....	24
(3) メインオークション・追加オークション.....	24
(4) 長期脱炭素電源オークション.....	29
3 調整力価値（ Δ kW 価値）の取引.....	34
(1) 需給調整市場.....	35
(2) DR（ディマンドレスポンス）による需要家側エネルギーリソースの活用.....	37
4 非化石価値をはじめとする環境価値の取引.....	40
(1) 経緯.....	40
(2) FIT 非化石証書の取引.....	42
(3) 非 FIT 非化石証書の取引.....	42
第4 電源等の有する価値やコストを横断する取引	45
1 系統整備等に係るコストに係る諸制度.....	45
(1) 託送料金.....	45
(2) 発電側課金.....	45
(3) 系統用蓄電池.....	46
2 発電事業者等と小売電気事業者等との相対取引.....	47
(1) 容量拠出金・容量確保契約金の相対卸売価格への反映.....	47
(2) 発電側課金相当額の相対卸売価格への反映.....	48

第5 洋上風力の公募制度・資源の供給安定	49
1 洋上風力発電の公募制度	49
(1) 第1回公募から第3回公募（第1ラウンドから第3ラウンド）まで	49
(2) 第4回公募（第4ラウンド）以降に向けた制度の見直し	52
2 資源の供給安定	53
第6 発電分野・小売分野等における競争政策上の課題	55
1 電源等の有する価値	55
(1) 供給力価値（kW 価値）	55
(2) 調整力価値（ Δ kW 価値）	57
(3) 環境価値	59
2 制度変更に伴う相対取引への影響	60
(1) 容量拠出金・容量確保契約金	60
(2) 発電側課金	63
3 洋上風力発電・資源の供給安定	66
(1) 洋上風力発電の公募要件	66
(2) LNG 取引の仕向地制限について	67
第7 発電分野・小売分野等に係る独占禁止法・競争政策上の考え方	70
1 電源等の有する価値	70
(1) 供給力価値（kW 価値）	70
(2) 調整力価値（ Δ kW 価値）	71
(3) 環境価値（旧一電内部における環境価値取引の透明化）	72
2 発電事業者・小売電気事業者間における相対取引の透明性向上	72
(1) kW 価値取引の透明性向上（容量確保契約金の卸売価格への反映）	72
(2) 送配電コスト負担の透明性向上（発電側課金の卸売価格への反映）	73
3 洋上風力発電・資源の供給安定	73
(1) 洋上風力発電の公募制度	73
(2) LNG の安定調達（LNG 取引の仕向地制限の見直し）	74
第8 公正取引委員会の今後の取組	76
参考1 電力自由化の流れ等	77
1 電力制度改革が行われることとなった背景	77
2 電力制度改革の経緯	77
(1) 発電分野の自由化の概要	78
(2) 小売分野の自由化に至る経緯	78
(3) 小売全面自由化の概要	79
(4) 送配電事業者の分離（発送電分離）の経緯	79
(5) 発電事業と小売電気事業の実施体制	80
(6) 小売全面自由化後の課題	81
参考2 用語集	84

第1 調査の趣旨、方法等

1 調査の趣旨

公正取引委員会は、従来から、電力市場における競争環境について実態調査を行ってきたところ、平成24年9月、「電力市場における競争の在り方について」と題する報告書（以下「平成24年報告書」という。）により提言を公表¹⁾し、平成30年2月、経済産業省電力・ガス取引監視等委員会（以下「電取委」という。用語集89頁参照）の「競争的な電力・ガス市場研究会」において、競争政策上の考え方について意見表明（以下「平成30年意見表明」という。）を行った²⁾。

また、電力自由化の進展とともに独占禁止法の適用範囲が拡大することを踏まえ、経済産業省と連携し、「適正な電力取引についての指針」（用語集89頁参照）を策定し、適時、改定を行うことにより、電気事業法及び独占禁止法上問題となる行為等を明らかにして違反行為の抑止を図ってきた。

公正取引委員会は、このような取組を通じ、経済産業省による卸分野及び小売分野の競争活性化の取組に対し、一定の後押しをしてきたところである。

こうした中、「電力システムに関する改革方針」（平成25年4月2日閣議決定）において、小売分野の全面自由化や送配電部門の法的分離（用語集91頁参照）の実施が決定され、これらの改革は令和2年4月に完了したところであるが、同年10月、政府において「2050年カーボンニュートラル実現」が表明されたことを受けて、電源の非化石化及び再生可能エネルギー（以下「再エネ」という。用語集87頁参照）電源主力化の推進が求められることとなり、安定的な電力供給の維持及び確保が課題となっている。その後、令和3年後半から令和4年にかけて、LNG（用語集85頁参照）等の燃料価格上昇を背景に、スポット市場（用語集87頁参照）価格の高騰や電力需給逼迫が生じた結果、平成12年の小売分野の部分自由化後に小売分野に新規参入した事業者（以下「新電力」という。）の撤退等が相次ぐこととなった。近年では、地政学リスクに基づくエネルギー安全保障への懸念や国際的なカーボンニュートラルの動きの進展があり、これらに対応するエネルギー構造転換を経済成長につなげるための政策強化も重要な課題となっている。

このように、電力市場は、安定供給と効率性あるいは競争促進とのバランスの中で、国内外の様々な情勢を受けて市場環境や制度上の課題が大きく変化する市場である。

電力システムの在り方及び制度改正の進め方については、経済産業省（資源エネルギー庁及び電取委）において、安定供給対策、環境対策等の様々な政策的要請を踏まえながら、総合的に判断していくべきものである。

一方、公正取引委員会としては、デジタル社会や脱炭素社会において家庭生活や産業活動の重要な基盤となる電気については、需要家にとって、常に多様な選択肢が確保され、自己のニーズに合った形で電力会社や料金メニューを選択できる利益や、効率化による価格低下等が実現する利益を持続的に享受できることが一層重要になるとの認識の下、これらの利益を実現するためには、競争環境の整備も引き続き重要であると考えている。

¹⁾ <https://www.jftc.go.jp/houdou/pressrelease/cyosa/cyosa-sonota/h24/120921.html>

²⁾ 第4回競争的な電力・ガス市場研究会（平成30年2月20日）資料3「公正取引委員会提出資料」
https://www.egc.meti.go.jp/activity/emsc_studygroup/pdf/004_03_00.pdf

平成 24 年報告書及び平成 30 年意見表明の時点に比べて、市場を取り巻く状況が大幅に変化したことを踏まえ、現在の電力市場における競争環境の実態や制度上の課題等を把握するため、改めて実態調査を実施することとした。

公正取引委員会は、まずは卸分野を中心に、調査結果を取りまとめ、令和 6 年 1 月、「電力分野における実態調査報告書～卸分野について～」と題する報告書（以下「令和 6 年報告書」という。）を公表した。

今般は、発電分野や小売分野を中心に、令和 6 年報告書の公表後、継続実施してきた調査結果を取りまとめ、公表することにした。

2 調査対象及び調査期間³⁾

(1) ヒアリング調査⁴⁾

- ・旧一般電気事業者（以下「旧一電」という。用語集 84 頁参照）：12 社⁵⁾
- ・一般送配電事業者（以下「一送」という。用語集 84 頁参照）：9 社
- ・新電力・新電力系発電事業者：9 社

(2) 調査期間

- ・ヒアリング調査：令和 6 年 3 月から同年 10 月

³⁾ 今回公表する調査結果の内容に関するもののみ

⁴⁾ 本報告書に記載した事業者の意見は、飽くまでも各事業者の認識又は見解に基づくものである。

⁵⁾ 株式会社 JERA を含む。また、後記第 2 のみ沖縄電力株式会社を含む。本調査においては、発販一体の旧一電においても、発電部門と小売部門に対して別々にヒアリングを実施したが、会社としては 1 社であるため、ここでは 1 社とカウントしている。

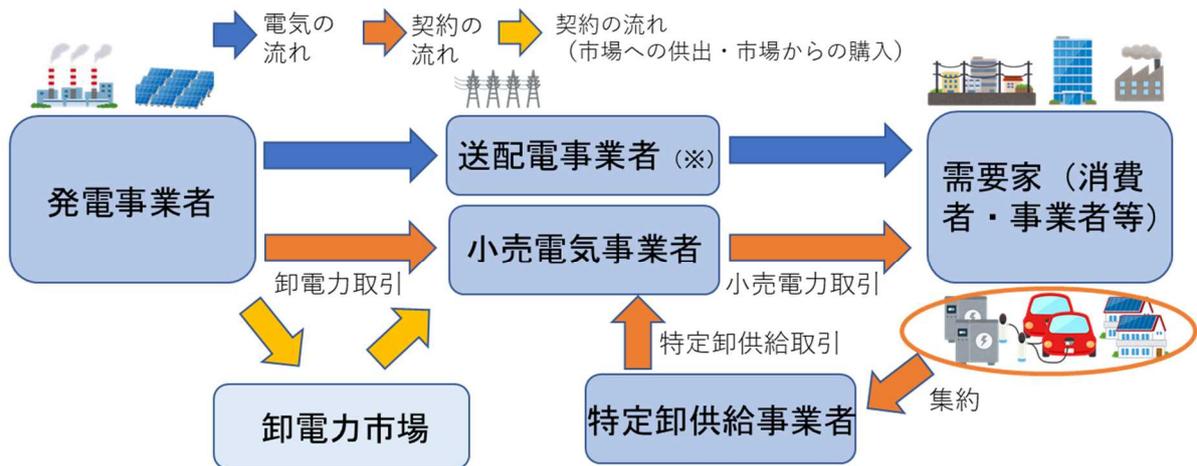
第2 電力分野の概要とそれを取り巻く状況

1 電力分野の概要

(1) 電力取引の流れ

電力取引の流れは、大要、図 1 のとおり、電気そのものの流れ（送配電事業）と契約の流れ（卸売・小売事業）に分かれている。

図 1 電力取引の流れ



※一般送配電事業者、送電事業者、特定送配電事業者、配電事業者を総称（それぞれ用語集参照）

（出典：各種公表資料を基に公正取引委員会において作成）

また、各取引段階における事業及び事業者に関する電気事業法上の定義は以下のとおりである⁶⁾。

- ・**発電事業**とは、自らが維持・運用する発電等用電気工作物を用いて小売電気事業、一般送配電事業、配電事業又は特定送配電事業の用に供するための電気を発電し、又は放電する事業⁷⁾をいう。
- ・**発電事業者**とは、発電事業を営むことについて電気事業法上の届出をした者をいう。
- ・**小売電気事業**とは、小売供給（一般の需要に応じ電気を供給することをいう。）を行う事業（一般送配電事業、特定送配電事業及び発電事業に該当する部分を除く。）をいう。
- ・**小売電気事業者**とは、小売電気事業を営むことについて電気事業法上の登録を受けた者をいう。
- ・**特定卸供給事業**とは、特定卸供給（電気の供給能力を有する者（発電事業者を除く。）から集約した電気を、小売電気事業、一般送配電事業等の用に供するための電気として供給すること）を行う事業のうち、その供給能力が一定以上のもの⁸⁾をいう。

⁶⁾ 図 1 においては、電気そのものの流れと契約の流れを概括するため、前者を担う電気事業法上の「一般送配電事業者（者）」、「送電事業者（者）」（用語集 88 頁参照）、「特定送配電事業者（者）」（用語集 90 頁参照）及び「配電事業者（者）」（用語集 90 頁参照）を総称し「送配電事業者（者）」と定義した。

⁷⁾ その事業の用に供する発電等用電気工作物が経済産業省令で定める要件に該当するもの。当該要件を満たす発電等用電気工作物で当該事業を営もうとするものは、電気事業法上の届出が義務付けられている。

⁸⁾ 供給能力が一定以上のものは、電気事業法上の届出が義務付けられている。

- ・**特定卸供給事業者**とは、特定卸供給事業を営むことについて電気事業法上の届出をした者をいう。

さらに、発電事業者が発電した電力を最終需要家以外の者に供給すること（卸電力市場（電力の卸売市場（marketplace）の総称。用語集 85 頁参照）への電力の供出又は小売電気事業者への電力の販売を含む。）を「卸電力取引」と定義する⁹。

(2) 電気事業法上の規制

発電事業、小売電気事業及び一般送配電事業への参入に当たっては、電気事業法上、一定の規制がなされており、それぞれの事業を営む事業者は、同法において一定の義務が課されている（参入規制及び事業者に課された義務は、表 1 のとおり）。

なお、発電事業者が、発電した電力を小売電気事業者等に卸売を行う際の取引条件について、電気事業法上、特段の規制はない。

表 1 電気事業法上の規制

		参入規制	業務上の義務
発電事業		届出制	・調整力等の供給
小売電気事業	旧一電	登録制	・特定小売供給（経過措置料金） ・供給能力の確保 等
	その他の小売電気事業者		・供給能力の確保 等
一般送配電事業		許可制	・託送供給 ・電力量調整供給 ・最終保障供給 ・離島等供給
特定卸供給事業		届出制	・特定卸供給

（出典：各種公表資料を基に公正取引委員会において作成）

(3) 発電分野の概要

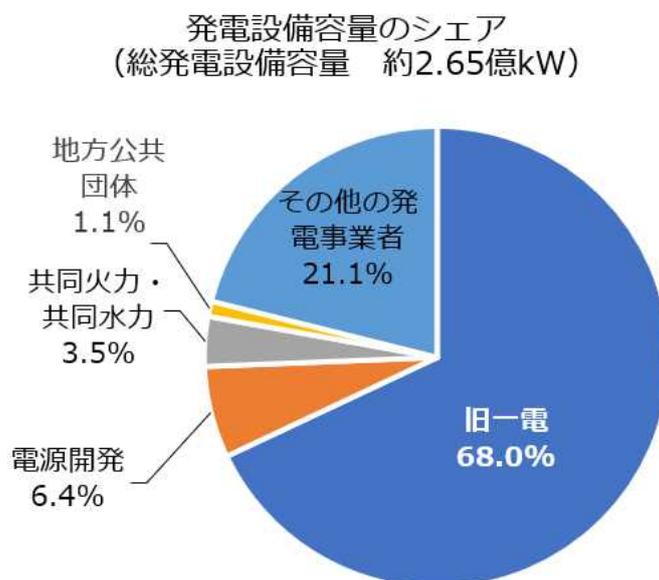
ア 発電設備容量（供給力）に基づくシェア

令和 6 年 3 月時点における発電事業者の総発電設備容量（最大出力）は、約 2.65 億 kW である。そのうち、旧一電の総発電設備容量の合計は約 1.80 億 kW¹⁰であり、発電設備容量に基づく旧一電のシェアは 68.0%である。

⁹ 「発電事業」や「小売電気事業」とは異なり、現在の電気事業法において、「卸電気事業」や「卸電力取引」といった卸売を総称する概念は規定されていないが、製造（発電）・卸売・小売という取引段階を踏まえて整理することが便宜にかなうため、本報告書においては、電力の卸売取引を指す用語として、本文のとおり定義した。

¹⁰ 資源エネルギー庁が公表している電力調査統計（令和 5 年度）の発電所出力を基に、公正取引委員会において集計（旧一電が出資している共同火力発電所等は除く。）

図 2 発電設備容量に基づくシェア

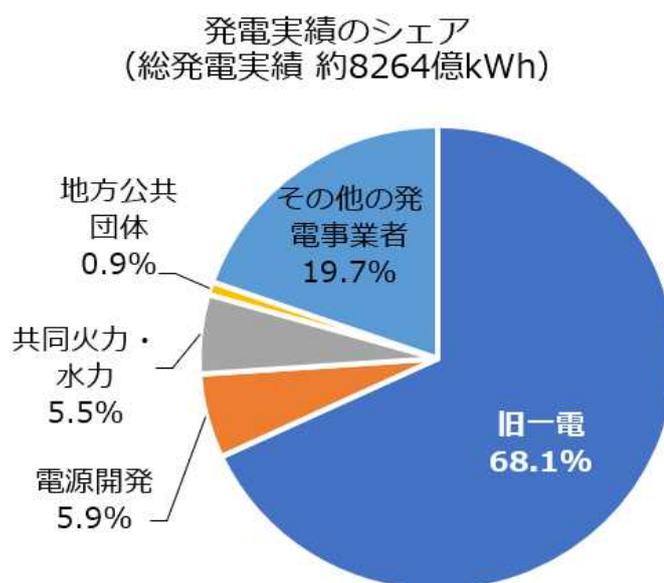


(出典：電力調査統計（令和6年3月分）を基に公正取引委員会において作成)

イ 発電実績（電力量）に基づくシェア

令和5年度における電気事業者の総発電電力量は、約8264億kWhである。そのうち、旧一電の発電電力量の合計は、約5626億kWh¹¹⁾であり発電実績に基づく旧一電のシェアは68.1%である。

図 3 発電実績に基づくシェア



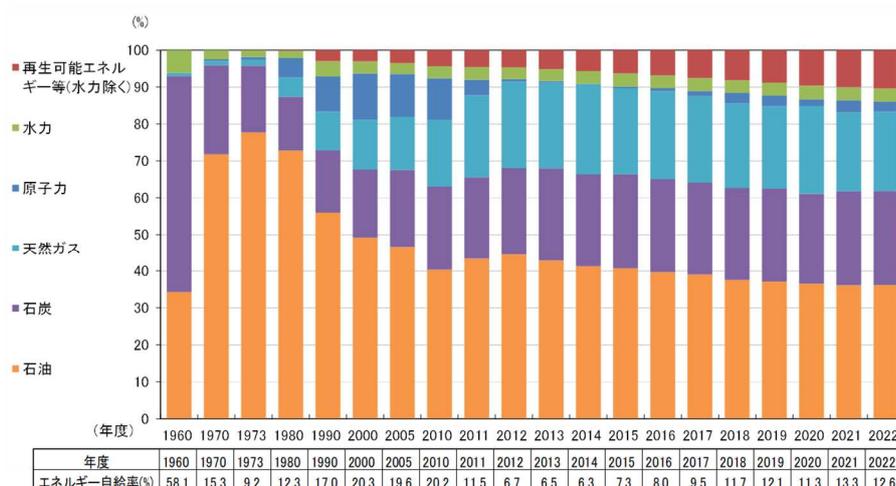
(出典：電力調査統計（令和5年度）を基に公正取引委員会において作成)

¹¹⁾ 資源エネルギー庁が公表している電力調査統計（令和5年度）の発電実績を基に、公正取引委員会において集計（旧一電が出資している共同火力発電所（用語集86頁参照）等は除く。）

ウ エネルギー自給率

四方を海に囲まれており、エネルギー資源に乏しい日本では、過去から現在に至るまで、一次エネルギーの大半を海外から輸入する化石エネルギー（石炭、天然ガス、石油等）に頼っている。再エネの導入拡大や原子力の再稼働といった取組を進めているものの、令和4年度のエネルギー自給率は、12.6%¹²⁾となっている。

図4 一次エネルギー国内供給の構成及びエネルギー自給率の推移



(出典：エネルギー白書 2024)

エ 発電コスト

2023年及び2040年に新たに発電設備を建設・運転した際のkWh当たりのコストについて、モデルプラント方式（用語集 92頁参照）に基づき、資源エネルギー庁の発電コスト検証ワーキンググループにおいて一定の前提のもと試算された結果としては図5のとおり¹³⁾。

¹²⁾ エネルギー自給率(%) = 一次エネルギー国内産出 / 一次エネルギー国内供給 × 100 で算出
https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/total_energy/pdf/gaiyou2022fykaku.pdf

図 5 各電源のモデルプラント方式の発電コスト

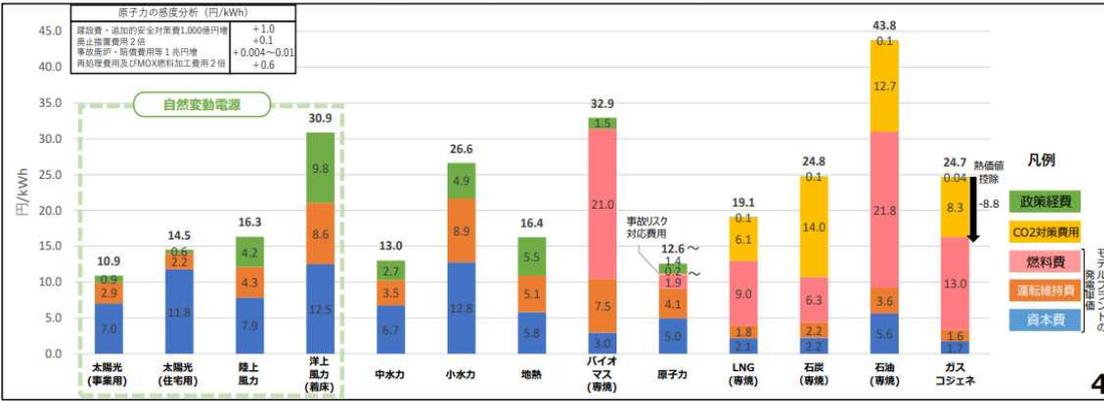
【モデルプラント方式の発電コスト】2023年の試算の結果概要

検証結果は、標準的な発電所を立地条件等を考慮せずに新規に建設し所定期間運用した場合の「総発電コスト」の試算値。政策支援を前提に達成するべき性能や価格目標とも一致しない。

1. 各電源のコスト面での特徴を踏まえ、どの電源に政策の力点を置くかといった、**2040年に向けたエネルギー政策の議論の参考材料**とするために試算。
2. **2023年に、発電設備を新設・運転した際のkWh当たりのコストを、一定の前提で機械的に試算したもの（既存設備を運転するコストではない）。**
3. 事業者が**現実に発電設備を建設する際は**、下記の**発電コストだけではない様々な条件（立地制約・燃料供給制約等）が助案され、総合的に判断される。**

電源	自然変動電源				水力		地熱	バイオマス	原子力	火力			コジェネ	
	太陽光(事業用)	太陽光(住宅用)	陸上風力	洋上風力(箱床)	中水力	小水力	地熱	バイオマス(専焼)	原子力	LNG(専焼)	石炭(専焼)	石油(専焼)	ガスコジェネ	
LCOE (円/kWh)	政策経費あり	10.9	14.5	16.3	30.9	13.0	26.6	16.1 16.8	32.9	12.6~	19.1	24.8	43.8	15.8 16.9
	政策経費なし	10.0	14.0	12.1	21.1	10.3	21.7	10.9	31.4	11.2~	19.1	24.7	43.8	15.8 16.9
設備利用率	18.3%	15.8%	29.6%	30%	54.7%	54.4%	83%	87%	70%	70%	70%	30%	72.3%	
稼働年数	25年	25年	25年	25年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	30年	

(注1) グラフの値は、IEA「World Energy Outlook 2024」の公表政策シナリオ (STEPS) のケースがベース。CO2価格はEU-ETSの2023年平均価格、コジェネはCIF価格で計算したコストを使用。その他の前提は、後述の、各電源ごとの「発電コストの内訳」(グラフ)のとおり。
 (注2) 発電コスト検証WGで考慮した政策経費は、国際的に確立した手法では算入しないことが一般的であることから、政策経費を算入しないケースについても併せて記載することとした。
 (注3) 四捨五入により合計が一致しないことがある。(注4) 「CO2対策費用」は環境外部費用の一部を、便宜的にWEOで示された炭素価格に擬制したもの。



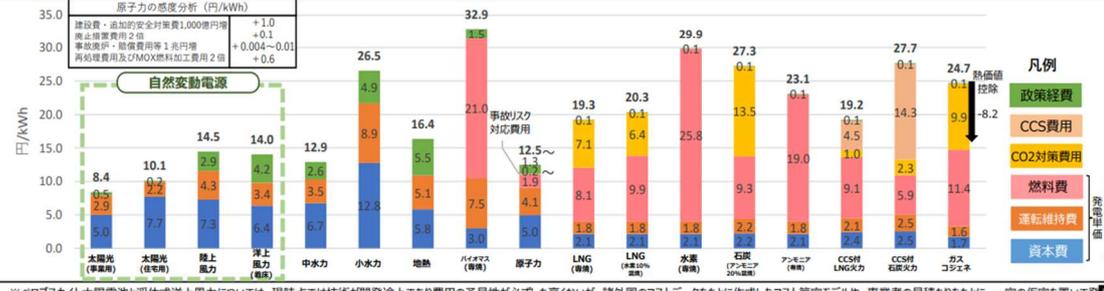
【モデルプラント方式の発電コスト】2040年の試算の結果概要

検証結果は、標準的な発電所を立地条件等を考慮せずに新規に建設し所定期間運用した場合の「総発電コスト」の試算値。政策支援を前提に達成するべき性能や価格目標とも一致しない。

1. 各電源のコスト面での特徴を踏まえ、どの電源に政策の力点を置くかといった、**2040年に向けたエネルギー政策の議論の参考材料**とするために試算。
2. **2040年に、発電設備を新設・運転した際のkWh当たりのコストを、一定の前提で機械的に試算したもの（既存設備を運転するコストではない）。**
3. 2040年のコストは、燃料費の見直し、設備の稼働年数・設備利用率、自然変動電源の導入量、気象状況などの**試算の前提を変えれば、結果は変わる**。また、今回想定されていない更なる技術革新などが起こる可能性にも留意する必要がある。
4. 事業者が**現実に発電設備を建設する際は**、下記の**発電コストだけではない様々な条件（立地制約・燃料供給制約等）が助案され、総合的に判断される。**

電源	自然変動電源				水力		地熱	バイオマス	原子力	LNG	脱炭素火力				コジェネ			
	太陽光(事業用)	太陽光(住宅用)	陸上風力	洋上風力(箱床)	中水力	小水力	地熱	バイオマス(専焼)	原子力	LNG(専焼)	LNG(水素10%混焼)	水素(専焼)	石炭(アミノ酸20%混焼)	アンモニア(専焼)	CCS付LNG火力	CCS付石炭火力	ガスコジェネ	
LCOE (円/kWh)	政策経費あり	6.9	7.8	12.6	13.5	12.9	26.5	16.1 16.8	32.9	12.5~	16.0 21.0	16.9 22.3	24.4 33.1	21.1 32.0	21.0 27.9	17.1 21.1	26.6 32.3	16.5 17.5
	政策経費なし	6.6	7.6	10.1	9.5	10.3	21.7	10.9	31.4	11.2~	15.9 20.9	16.8 22.2	24.3 33.0	21.0 31.9	20.9 27.8	17.0 21.0	26.5 32.2	16.4 17.4
設備利用率	18.3%	15.8%	29.6%	40.2%	54.7%	54.4%	83%	87%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	72.3%
稼働年数	25年	25年	25年	25年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	30年

(注1) 表の値は将来の燃料価格、CO2対策費用、太陽光・風力の導入拡大に伴う機器価格低下などをどう見込むかにより、幅を持った試算となる。例えばCO2対策費用は、IEA「World Energy Outlook 2024」(WEO2024)における韓国の公表政策シナリオ (STEPS) とEUの表明公約シナリオ (APS) で幅を取っている。
 (注2) グラフの値は、WEO2024のSTEPSのケースがベース。CO2価格はWEO2024のEUのSTEPSのケース。水素・アンモニアは海外からブルー水素・ブルーアンモニアを輸入するケース、CCSはパイプライン輸送のケース、コジェネはCIF価格で計算したコストを使用。その他の前提は、後述の、各電源ごとの「発電コストの内訳」(グラフ)のとおり。
 (注3) 発電コスト検証WGで考慮した政策経費は、国際的に確立した手法では算入しないことが一般的であることから、政策経費を算入しないケースについても併せて記載することとした。
 (注4) 四捨五入により合計が一致しないことがある。(注5) 水素、アンモニア混焼は熱効率ベース。(注6) 「CO2対策費用」は環境外部費用の一部を、便宜的にWEOで示された炭素価格に擬制したもの。



※ヘブスカイト太陽電池と浮体式洋上風力については、現時点では技術が開発途上で費用の予見性が必ずしも高くないが、諸外国のコストデータをもとに作成したコスト算定モデルや、事業者の見積もりをもとに、一定の仮定を置いて発電コストを試算したところ、ヘブスカイト太陽電池は政策経費あり16.4円/kWh、政策経費なし15.3円/kWh、浮体式洋上風力は政策経費あり21.6~21.7円/kWh、政策経費なし14.9円/kWhとなった。(参考値)

(出典：総合資源エネルギー調査会 発電コスト検証ワーキンググループ報告書 (令和7年2月6日) 資料1)

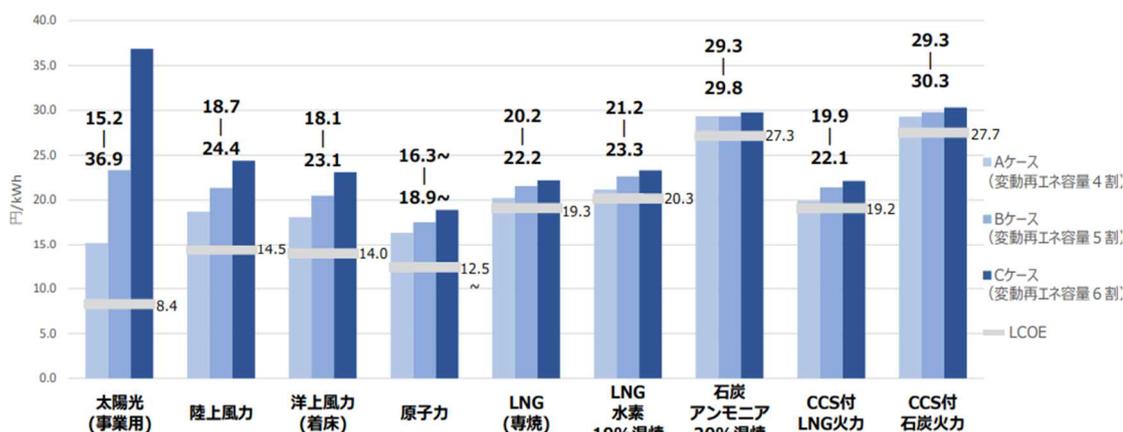
図 6 は、①2040 年に新たに発電設備を建設・運転した際の発電コスト（モデルプラント方式）及び②当該電源の追加により電力システム全体にもたらず追加コストも考慮したコストを試算したものである。太陽光発電や風力発電等、出力をコントロールできない自然変動電源（用語集 87 頁参照）については、後記 2(3)（18 頁参照）のとおり、需給逼迫時のバックアップや需給変動への対応が必要となり、電力システム全体にも追加コストを生じさせることとなる。

図 6 各電源の統合コストの一部を考慮した発電コスト

【統合コストの一部を考慮した発電コスト】2040年の試算の結果概要

委員試算を踏まえた検証結果。政策支援を前提に達成すべき性能や価格目標とも一致しない。

1. 太陽光や風力といった安定した供給が難しい電源の比率が増えていくと、電力システム全体を安定させるために電力システム全体で生じるコストも増加する。電源別の発電コストを比較する際、従来から計算してきた①に加え、一定の仮定を置いて、②も算定した。
 ①新たな発電設備を建設・運転した際のkWh当たりのコストを、一定の前提で機械的に試算したもの（＝「LCOE」）
 ②ある電源を追加した場合、**電力システム全体に追加で生じるコスト**（例：他電源や蓄電池で調整するコスト）を考慮したコスト（■統合コストの一部を考慮した発電コスト）
2. 統合コストの一部を考慮した発電コストは、**既存の発電設備が稼働する中で、ある特定の電源を追加した際に電力システムに追加で生じるコスト**を計算している。具体的には、LNG火力など他の電源による調整、揚水や系統用蓄電池による蓄電・放電ロス、再エネの出力制御等に関するコストを加味する。
3. 将来のコストは、燃料費の見通し、設備の稼働年数・設備利用率、ある特定の電源を追加した際に電力システムで代替されると想定される電源の設定（今回は、費用が一番高い石炭火力とした）などの**試算の前提を変えれば、結果は変わる**。今回は、3ケースについて算定。更なる技術革新などが起こる可能性も留意する必要あり。



※2040年の電源システムについて、一定程度、地域間連系線が増強され、系統用蓄電池が実装されているケースを想定しており、これらによる統合コストの引き下げ効果は、上記結果に加味されている。加えて、デマンドレスポンスを一定程度考慮した場合、統合コストの一部を考慮した発電コストが上記より低い水準になる。
 ※地域間連系線の増強費用や蓄電池の整備費用は、「ある特定の電源を追加した際に電力システム全体に追加で生じるコストではないため、計算には含まれない。
 ※水素、アンモニアは熱量ベース。

6

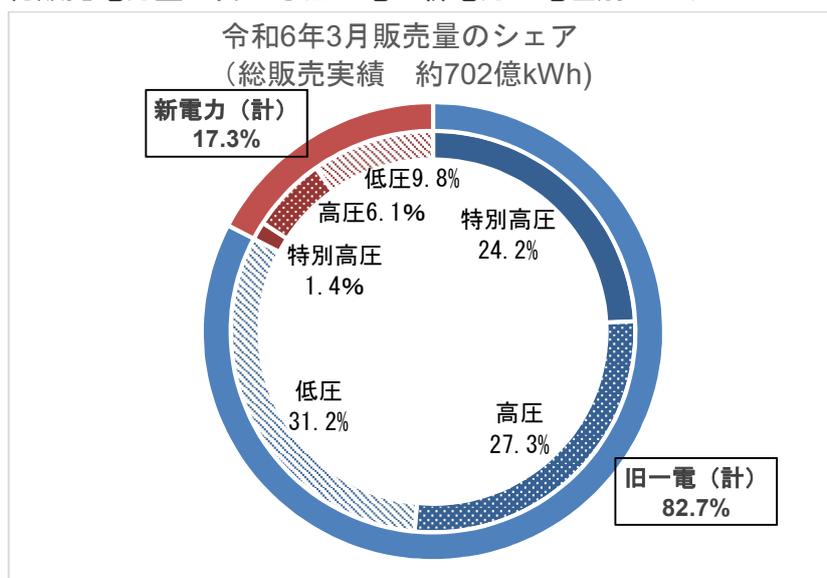
（出典：総合資源エネルギー調査会 発電コスト検証ワーキンググループ報告書（令和7年2月6日）資料1）

(4) 小売分野

ア 総販売量（電力量）に基づくシェア

令和6年3月時点における総販売量（特別高圧（用語集90頁参照）、高圧（用語集86頁参照）、低圧（用語集89頁参照）の合計）のうち、旧一電のシェアは82.7%、新電力のシェアは全体で17.3%である。

図 7 総販売電力量に占める旧一電・新電力の電圧別シェア



(出典：電力取引報結果（令和6年3月）を基に公正取引委員会において作成)

平成28年4月の小売全面自由化後、新電力のシェアは全体として拡大傾向にあるが、電圧やエリアごとにシェアの差がみられる¹⁴。

図 8 総販売電力量に占める新電力の電圧別シェアの推移



※上記「新電力」には、供給区域外の大手電力（旧一般電気事業者）を含まず、大手電力の子会社を含む。
※シェアは販売電力量ベースで算出したもの。

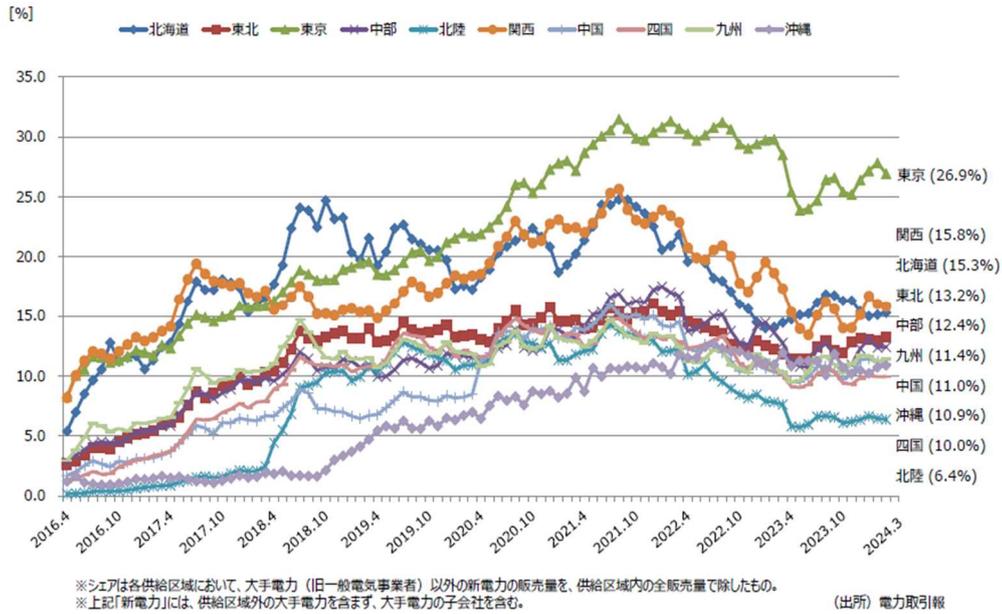
(出所) 電力取引報 3

(出典：第78回 電力・ガス基本政策小委員会（令和6年7月9日）資料3)

¹⁴ エム・アール・アイ リサーチアソシエイツによる調査（家庭部門の地域別新電力切替状況調査 2018）において、参入している新電力が多く競争が激化しているエリアにおいて新電力への切替が進み、新電力シェアが拡大している可能性が指摘されている。

<https://www.mri-ra.co.jp/blog/2019/01/mifreport2019-1.pdf>

図 9 エリア別の新電力シェア（全電圧合計）



（出典：第 78 回 電力・ガス基本政策小委員会（令和 6 年 7 月 9 日）資料 3）

イ 小売電気事業者の登録数

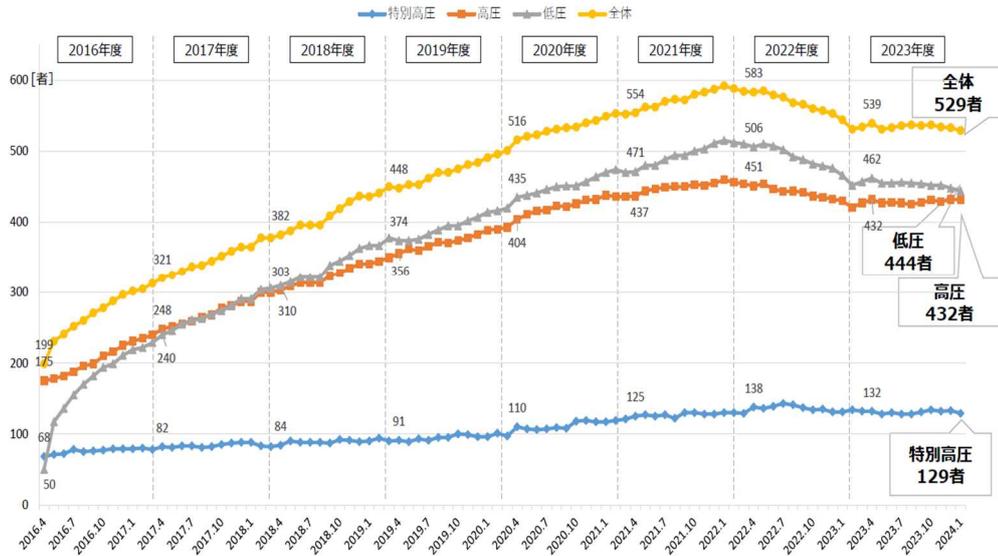
平成 28 年の小売電気事業自由化以降、小売電気事業者の登録数は増加傾向にあったが、令和 4 年前後からは横ばいの傾向にある。また、供給実績のある小売電気事業者については、令和 4 年度を境に増加から減少に転じ、令和 5 年度以降は横ばいの傾向にある。

図 10 小売電気事業者の登録数



（出典：第 78 回 電力・ガス基本政策小委員会（令和 6 年 7 月 9 日）資料 3）

図 11 供給実績のある小売電気事業者の推移

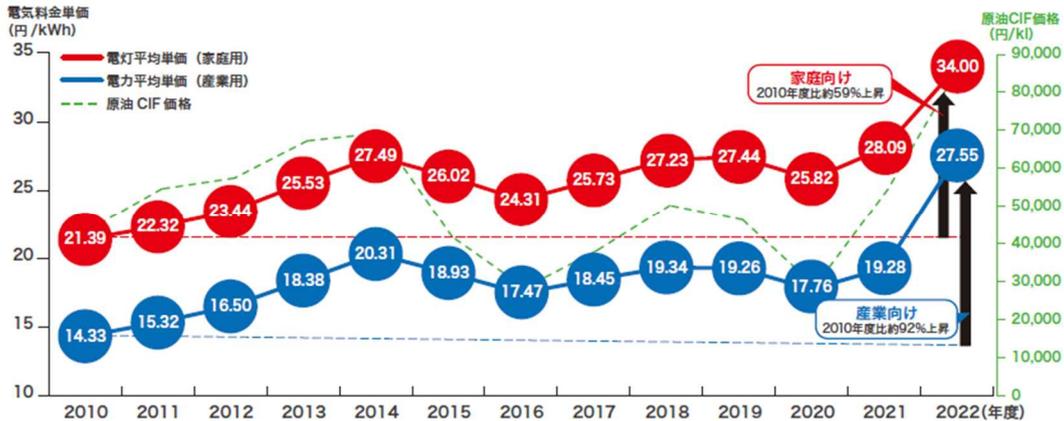


(出典：第 78 回 電力・ガス基本政策小委員会 (令和 6 年 7 月 9 日) 資料 3)

ウ 電気料金及び家庭の電力使用量

東日本大震災以降、電気料金は上昇傾向にあり、2010 年代後半以降、家庭用向け電気料金の平均単価は 30 円程度/kWh となっている。また、一般的な世帯の電力使用量は月 400kWh とされている¹⁵。

図 12 電気料金平均単価の推移



(出典：資源エネルギー庁「日本のエネルギー2023 年度版
「エネルギーの今を知る 10 の質問」)

¹⁵ 資源エネルギー庁「日本のエネルギー 2023 年度版 「エネルギーの今を知る 10 の質問」

<https://www.enecho.meti.go.jp/about/pamphlet/energy2023/index.html>

なお、総務省家計調査によれば、二人以上の家庭における電気代の平均支出 (月平均額) は 12,265 円 (2023 年)

2 電力分野を取り巻く状況

(1) 脱炭素（カーボンニュートラル実現）に向けた動き

ア エネルギーを巡る状況への対応と環境との調和に向けた動き

我が国のエネルギー政策の要諦は、安全性を大前提に、エネルギー安定供給を第一として、経済効率性の向上と環境への適合を図るという、「S+3Eの原則」にある。

前記1(3)ウ(6頁参照)のとおり、我が国では歴史的に一次エネルギーの多くを海外から輸入する化石エネルギーに頼ってきた。しかし、令和4年2月から始まったロシアによるウクライナ侵略や、令和5年10月からのイスラエル・パレスチナ情勢の悪化など、エネルギーを巡る不確実性が高まりつつある。

また、気候変動問題への対応など、環境との調和も世界的な潮流となっている。平成27年の国連気候変動枠組条約第21回締結国会議（COP21）において採択されたパリ協定において、世界各国は2030年の温室効果ガス排出削減目標（Nationally Determined Contribution。以下「NDC」という。）を定めている。我が国においても、温室効果ガスの排出削減に向けた取組や、それらを経済成長につなげるグリーントランスフォーメーション（GX）の動きが進められている。

イ 脱炭素に向けた我が国の取組の方向性

我が国においては、令和2年（2020年）10月、2050年までに、温室効果ガスの排出を全体としてゼロとするカーボンニュートラルを目指すこととされた¹⁶。我が国におけるNDCとしては、「2030年度において、温室効果ガスを2013年度から46%削減することを目指す。さらに、50%の高みに向け、挑戦を続けていく」というこれまでの目標に加え、新たな目標として、「また、2035年度、2040年度において、温室効果ガスを2013年度からそれぞれ60%、73%削減することを目指す」ことが決定されている¹⁷。当該NDCの達成に向けた進捗として、令和4年度（2022年度）における温室効果ガス（Greenhouse Gas。以下「GHG」という。）の削減（排出・吸収量）実績は23%となっており、着実に削減が進んでいる。

¹⁶ 令和2年（2020年）10月26日の所信表明演説において、菅内閣総理大臣（当時）は、我が国が2050年までにカーボンニュートラルを目指すことを宣言した。

¹⁷ 地球温暖化対策計画 地球温暖化対策推進本部（第53回）（令和7年2月18日）

図 13 日本における温室効果ガスの排出・吸収量の推移



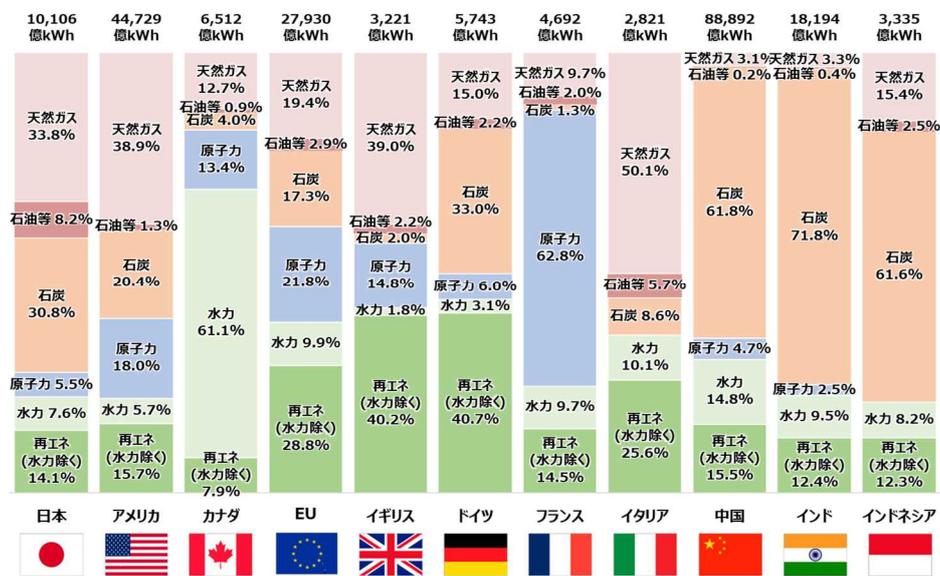
(出典：環境省「2022年度の我が国の温室効果ガス排出・吸収量について」
(令和6年4月12日))

令和4年度(2022年度)の我が国の電源構成のうち、化石エネルギー由来の発電量は全体の約73%となっている。GHGの削減のためには、省エネ等の需要家側の取組とともに、非化石エネルギー中心の構造への転換といった供給側からの取組も必要となる。また、エネルギーセキュリティの確保の観点からも、再エネ等の自給可能な非化石エネルギーの割合を高めていくことが重要とされている。

令和7年(2025年)2月に閣議決定された第7次エネルギー基本計画においては、エネルギー安定供給と脱炭素を両立する観点から、再エネを主力電源として最大限導入するとともに、特定の電源や燃料源に過度に依存しないようバランスのとれた電源構成を目指していく方針を示している。そして、2040年度におけるエネルギーミックスでは、再エネの割合が4~5割程度(令和5年度(2023年度)時点で22.9%)、原子力の割合が2割程度(同年度時点で8.5%)となる見通しを示している。

図 14 各国の電源構成の比較

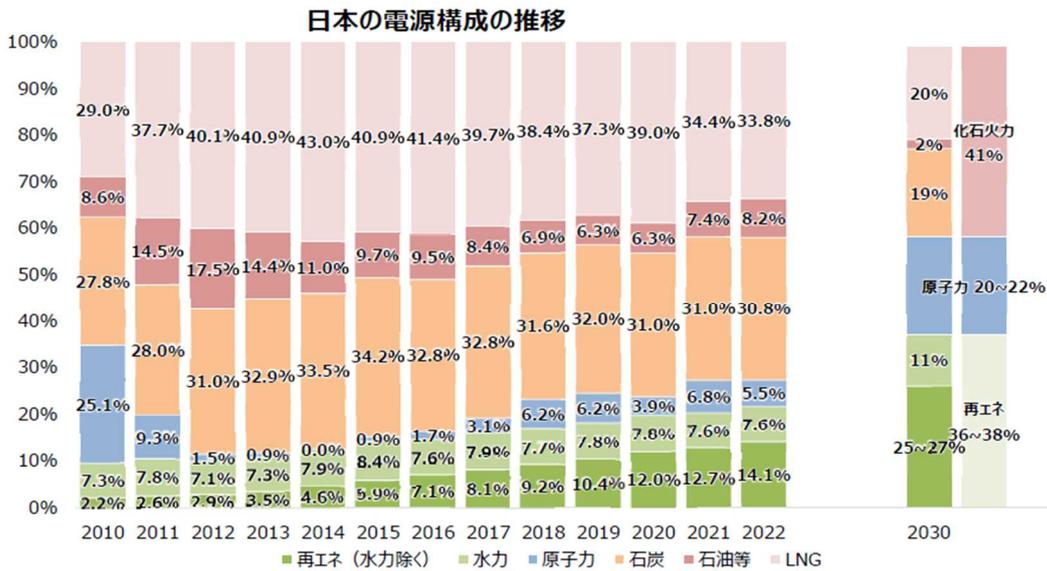
各国の電源構成の比較



出典：IEA World Energy Balances (各国2022年の発電量)、総合エネルギー統計 2022年度確報) をもとに資源エネルギー庁作成

(出典：第 55 回総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 (令和 6 年 5 月 15 日) 資料 1)

図 15 日本の電源構成の推移



(出典) 総合エネルギー統計 (2022年度確報)、2030年度におけるエネルギー需給の見通しをもちに資源エネルギー庁作成

(出典：第 64 回 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 (令和 6 年 10 月 8 日) 資料 1)

表 2 2040 年度におけるエネルギー需給の見通し

【参考】2040年度におけるエネルギー需給の見通し

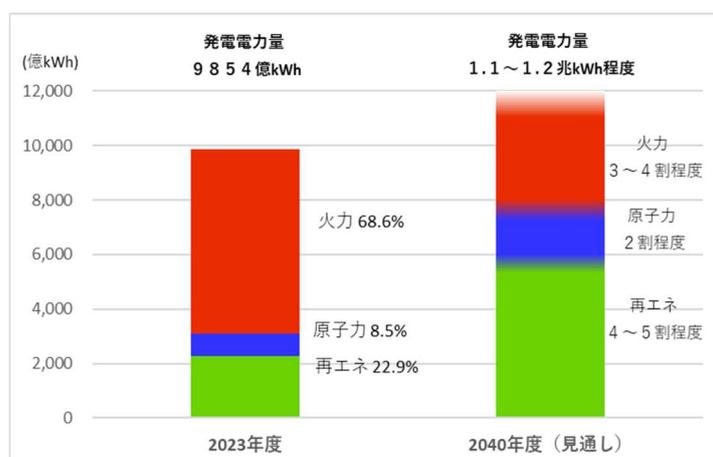
- 2040年度エネルギー需給の見通しは、諸外国における分析手法も参考としながら、**様々な不確実性が存在することを念頭に、複数のシナリオを用いた一定の幅として提示。**

	2023年度 (速報値)	2040年度 (見通し)	
エネルギー自給率	15.2%	3～4割程度	
発電電力量	9854億kWh	1.1～1.2兆kWh程度	
電源構成	再エネ	22.9%	4～5割程度
	太陽光	9.8%	23～29%程度
	風力	1.1%	4～8%程度
	水力	7.6%	8～10%程度
	地熱	0.3%	1～2%程度
	バイオマス	4.1%	5～6%程度
	原子力	8.5%	2割程度
火力	68.6%	3～4割程度	
最終エネルギー消費量	3.0億kL	2.6～2.7億kL程度	
温室効果ガス削減割合 (2013年度比)	22.9% ※2022年度実績	73%	

(参考) 新たなエネルギー需給見通しでは、2040年度73%削減実現に至る場合に加え、実現に至らないシナリオ(61%削減)も参考値として提示。73%削減に至る場合の2040年度における天然ガスの一次エネルギー供給量は5300～6100万トン程度だが、61%削減シナリオでは7400万トン程度の見通し。⁹

(出典：資源エネルギー庁「第7次エネルギー基本計画の概要」(令和7年2月))

図 16 2040 年度におけるエネルギーミックス



(出典：資源エネルギー庁「第7次エネルギー基本計画の概要」(令和7年2月)に基づき公取委作成)

(2) FIT/FIP 制度の下での取引

これまで我が国においては、再エネの導入を拡大するため、再エネにより発電された電力量について、以下のような支援が行われている。

ア FIT 制度

平成 24 年(2012 年)7 月から、再エネにより発電された電気を、電力会社(導入当初は旧一電の小売電気事業者又は小売部門(以下「旧一電小売」という。))を中心とし

た小売電気事業者、平成 29 年（2017 年）4 月以降は送配電事業者）が一定価格（固定価格）で一定期間買い取ることを保証する固定価格買取制度（FIT(Feed-in Tariff)制度）（用語集 91 頁参照）が導入された。

FIT 制度における調達価格や調達期間は、電源の種類や発電容量ごとに、事業が効率的に行われた場合に通常必要となるコスト（建設費や固定資産税等の資本費、人件費や修繕費等の運転維持費等を含む。）を基礎に、価格目標その他の事情を勘案して、調達価格等算定委員会（用語集 89 頁参照）の意見を尊重し、経済産業大臣が決定することとされている。

平成 29 年（2017 年）からは、国民負担軽減等の観点から、主に大規模電源を対象とした FIT の入札制度が導入されている。

イ FIP 制度

FIT 制度の導入により、再エネの導入は一定程度進んだものの、同制度では固定価格での買取りが保証されるため、再エネ事業者は、電気の需要と供給のバランスを意識する必要はなかった。そこで、次のステップとして、再エネの電力市場への統合を促しながら、投資インセンティブの確保と国民負担の抑制を両立していくことを狙いとして、令和 4 年（2022 年）4 月から、再エネ電源が発電した電力を卸電力市場又は相対取引で売電した際、発電事業者が一定の補助（プレミアム）を受け取ることとする FIP(Feed-in Premium) 制度（用語集 91 頁参照）が導入された。

FIP 制度においては、売電価格とプレミアムの合計を再エネ事業者が収入として受け取ることとなる。プレミアムは基準価格と参照価格の差として計算される¹⁸。

(7) 基準価格

売電収入の基準としてあらかじめ定める価格のこと。事業が効率的に行われた場合に、通常必要となるコスト（建設費や固定資産税等の資本費、人件費や修繕費等の運転維持費等を含む。）を基礎とし、価格目標その他の事情を勘案し、FIT 制度の調達価格と同じ水準となるように設定される。

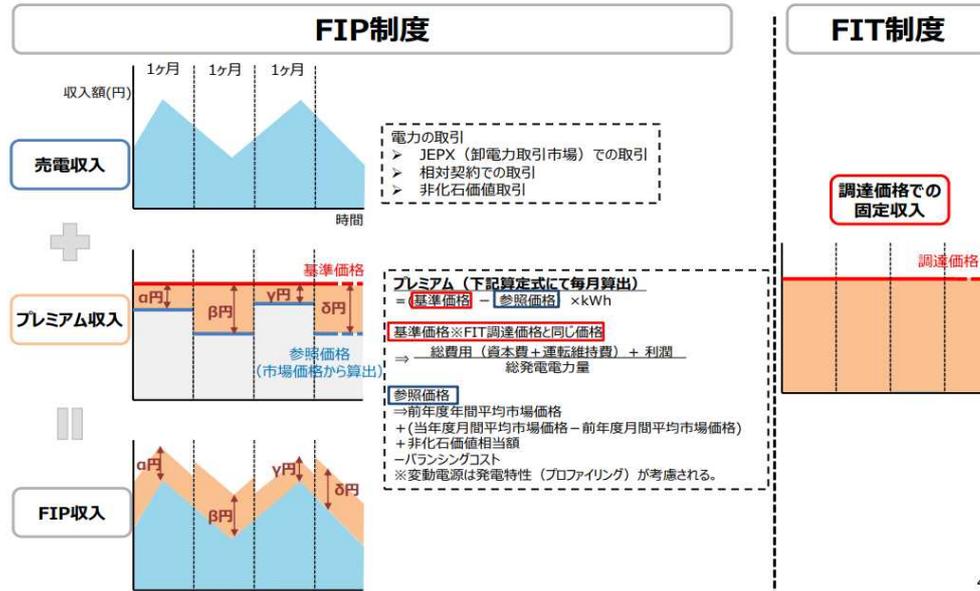
入札の場合には、発電事業者において落札した額が基準価格とされる。

(1) 参照価格

市場取引などによって発電事業者が期待できる収入分のことで、A：「卸電力市場」の価格に連動して算定された価格に、B：「非化石価値取引市場」の価格に連動して算定された価格を足したのから、C：balancing cost（用語集 91 頁参照）を差し引いた額となる。

¹⁸ 参照価格は 1 か月単位で見直され、プレミアムもそれに連動して更新される。

図 17 FIT/FIP 制度の収入イメージ



(出典：第 1 回 節電・DR 促進研究会 (令和 4 年 6 月 24 日) 資料 2-8)

図 18 太陽光・風力の FIT/FIP 制度の適用

FIT(住宅用) FIT(地域活用要件あり)		太陽光				
2022年度		FIT (入札対象外)	FIT (入札) <small>※産業の建物への屋根設置は入札免除</small>	FIP (入札) <small>※産業の建物への屋根設置は入札免除</small>		
		FIP (入札対象外) ※選択可能				
2023年度		FIT (入札対象外) ^①	FIT (入札)	FIP (入札)		
		FIP (入札対象外) ※選択可能				
2024年度		FIT (入札対象外) ^①	FIP (入札)			
		FIP (入札対象外) ※選択可能				
		0kW	50kW	250kW	500kW	1,000kW
		10kW		②		

		陸上風力	
2022年度		FIT (入札対象外)	FIT (入札) ^③
		FIP (入札対象外) ※選択可能	
2023年度		FIT (地域活用要件あり) ^④	FIP (入札) ^③
		FIP (入札) ※選択可能	
		0kW	50kW

		着床式洋上風力 ^⑤	
2022年度		FIT (再エネ海域利用法適用外は入札対象外)	FIP (再エネ海域利用法適用外は入札対象外) ※選択可能
2023年度		FIT (入札)	FIP (入札) ※選択可能
2024年度		FIP (入札)	
		0kW	50kW
		⑥	

(出典：資源エネルギー庁「FIT・FIP 制度ガイドブック (2022 年度版)」)

図 19 FIT/FIP 制度の太陽光、風力の調達価格／基準価格

電源	区分	1kWhあたり調達価格／基準価格 ^{※1}				調達期間／ 交付期間 ^{※2}
		2023年度 ^{(4月～9月) (※#)}	2023年度 ^{(10月～3月) (※#)}	2024年度	2025年度	
太陽光	入札制度適用区分	入札制度により 決定 (第16回9.5円/第17回9.43円/ 第18回9.35円/第19回9.28円)		入札制度により 決定 ^{※4} (第20回9.2円/第21回9.13円/ 第22回9.05円/第23回8.98円)		20年間
	50kW以上(地上設置)(入札制度対象外)	9.5円		9.2円	8.9円	
	10kW以上50kW未満(地上設置) ^{※3}	10円				
	50kW以上(屋根設置)	9.5円	12円		11.5円	
	10kW以上50kW未満(屋根設置) ^{※3}	10円	12円		11.5円	
	10kW未満	16円		15円		10年間
電源	区分	1kWhあたり調達価格／基準価格 ^{※1}				調達期間／ 交付期間 ^{※2}
		2023年度 ^(※#)	2024年度	2025年度	2026年度	
風力	陸上風力(50kW以上)	入札制度により 決定 (第3回15円)	入札制度により 決定 ^{※7} (第4回14円)	入札制度により 決定 (13円)	入札制度により 決定 (12円)	20年間
	陸上風力(50kW未満) ^{※5}	15円	14円	13円	12円	
	陸上風力(リプレース) ^{※6}	13円	12円	—	—	
	着床式洋上風力	入札制度により 決定 ^{※8} (24円)	入札制度により 決定 (事前非公表)	入札制度により 決定	—	
	浮体式洋上風力	36円				

(出典：資源エネルギー庁「FIT・FIP 制度ガイドブック(2024年度版)」)

ウ 再エネ賦課金

FIT 制度に基づき電力会社が買い取る費用の一部¹⁹⁾や、FIP 制度のプレミアム費用については、電気を利用する全ての需要家が電気料金を通じて負担する再生可能エネルギー発電促進賦課金(以下「再エネ賦課金」という。)により集めている。

再エネ賦課金単価は、買取費用等から、市場価格に連動する回避可能費用等を差し引き、販売電力量で除して算定され、直近の単価は表 3 のとおりである。

表 3 再エネ賦課金

	再エネ賦課金	買取費用等	回避可能費用等	販売電力量
2022 年度	3.45 円/kWh	4 兆 2033 億円	1 兆 4609 億円	7943 億 kWh
2023 年度	1.40 円/kWh	4 兆 7477 億円	3 兆 6353 億円	7946 億 kWh
2024 年度	3.49 円/kWh	4 兆 8172 億円	2 兆 1322 億円	7707 億 kWh
2025 年度	3.98 円/kWh	4 兆 8540 億円	1 兆 7906 億円	7708 億 kWh

(出典：経済産業省 2024 年度及び 2025 年度の賦課金単価の設定に関する資料に基づき公正取引委員会において作成)

(3) 再エネ拡大に当たっての課題

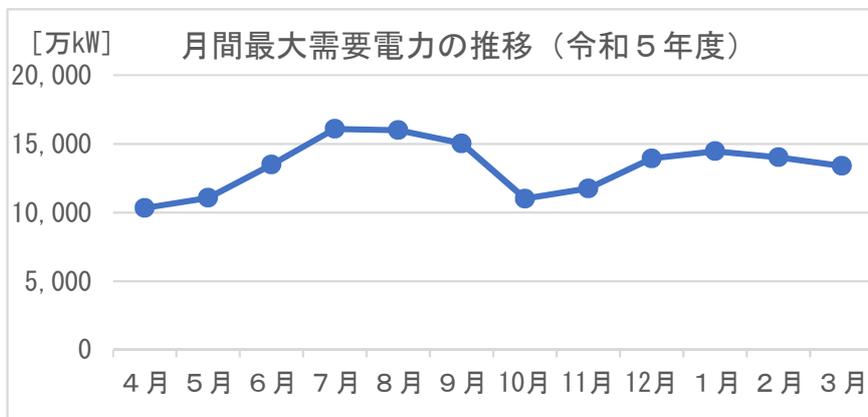
電力消費は、常に一定ではなく、季節や一日の時間帯によって大きく変動する。

需要については、我が国では、夏や冬に冷暖房等による需要が増える一方、春や秋は需要が少なくなる。需要が最も多い時期は最も少ない時期の 1.5 倍程度となっている。ま

¹⁹⁾ 電力会社が FIT 制度に基づき買い取った電力をスポット市場で売電(入札価格は最低価格の 0.01 円/kWh)し、約定した価格を差し引いたもの

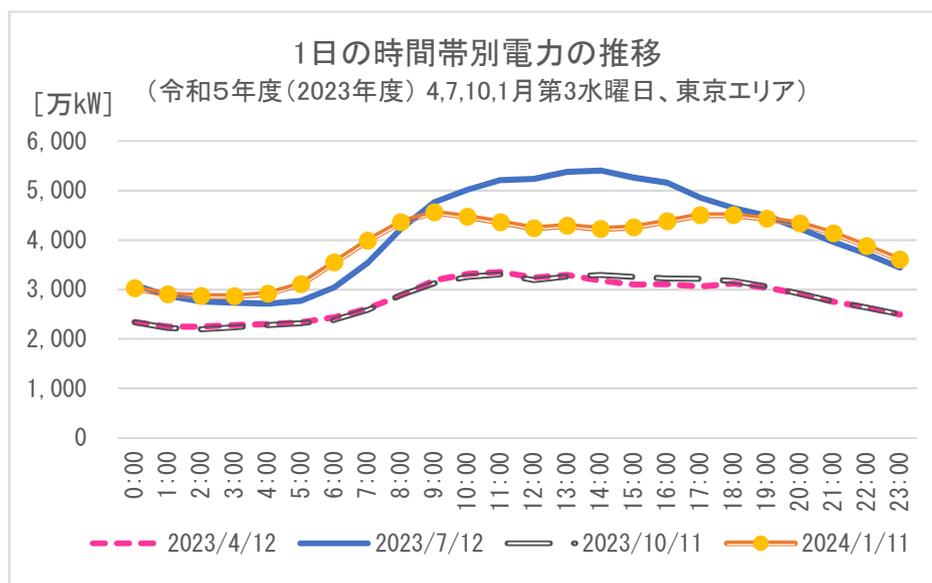
た、時間帯による変動については、夏は冷房の使用が増える昼間に、冬は暖房の使用が増える朝や夕方に需要が多くなり、いずれの時期も深夜の需要は少なくなる傾向がある。

図 20 需要の変動（季節変動）一月間最大需要電力の推移（令和5年度）



（出典：電力広域的運営推進機関「電力需給及び電力システムに関する概況（2023年度の実績）」を基に公正取引委員会において作成）

図 21 東京エリアにおける需要の変動（時間帯変動）



（出典：東京電力パワーグリッド「でんき予報 過去の電力使用実績データ」を基に公正取引委員会において作成）

電気は大量に貯めておくことができないことから、電力の安定供給のためには、季節ごとの需要の最大量に対応できるよう、ある程度供給力に余裕を持って発電設備を整備するとともに、需要量と供給量を常に一致させる（同時同量の原則）ため、季節や時間帯ご

とに変動する需要量の増減に応じて供給量を調整する必要がある²⁰。

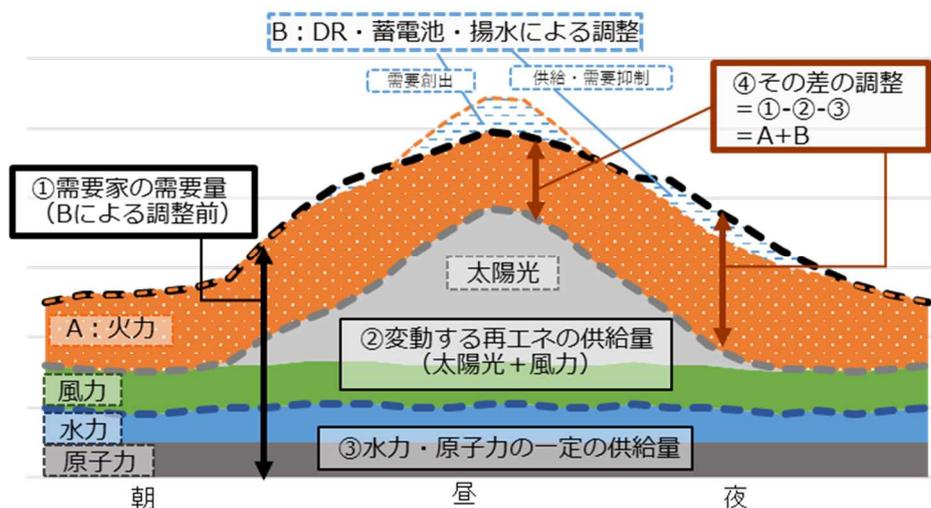
前記(1)のとおり、GHGの削減やエネルギーセキュリティの観点から、再エネ等の非化石エネルギーの活用が重要とされているところ、政策的な後押しもあり、太陽光発電や風力発電といった自然変動電源の導入量は着実に増加している²¹。ただし、太陽光発電や風力発電といった自然変動電源については、天候等の自然条件によって供給が変動する²²ため、自然条件によって供給量が変動しない安定電源（用語集 84 頁参照）等と組み合わせ、需給調整を行う必要がある。

安定電源のうち、水力発電や原子力発電はほぼ一定の出力を維持し、出力調整は困難であるが、火力発電などは出力調整が可能であり、需給の差の調整に活用される。

また、単体では発電機能を有しないものの、あらかじめ電力等を蓄え必要なときに発電又は放電する機能を有する電源（揚水発電、蓄電池）や、需要家側が需要量を調整することで需給の一致を図る DR（ディマンドレスポンス。後記第 3 の 3(2)（37 頁参照））についても、需給の差の調整に活用される。

これらの関係を整理したのが図 22 である。DR による調整前の需要家の需要量として想定されるもの（①）から、変動する再エネの供給量（②）及び水力発電や原子力発電の一定の供給量（③）を差し引いた差引きの部分（④）について、火力発電（A）や DR・蓄電池・揚水（B）で調整を行う構造となっている。

図 22 需要の変動と再エネの供給の変動の関係（イメージ）



（出典：各種公表資料を基に公正取引委員会において作成）

図 23 は、その差引きの部分（④）をクローズアップしたものである。前記のとおり、晴れた日の昼間は太陽光発電等の再エネの出力（②）が増えるため、需要家の需要量（①）

²⁰ 供給量が需要量を上回るような場合には、需給を一致させるため、優先給電ルール（用語集 92 頁参照）に基づき、供給量が抑制される。

²¹ エリアによっては、当該エリア内の最小需要を当該エリア内における太陽光及び風力発電の導入量が超えている例も複数出てきている。

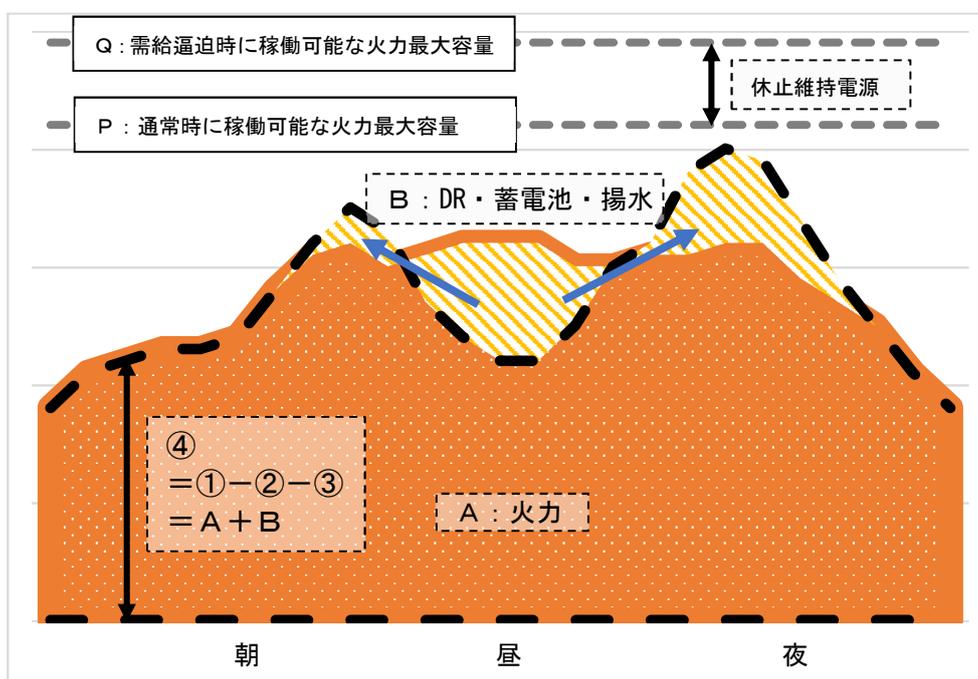
²² 例えば、太陽光発電は晴れた日の昼間に出力が増加する一方、夜間は出力がゼロとなる。また、風力発電についても、天候によって出力が変動する。

の増加を踏まえても、その差引きの部分(④)は小さくなる。他方、夜間は太陽光発電の出力がゼロとなり、再エネの出力(②)が大幅に下がるため、需要量の減少を踏まえても、その差引きの部分(④)が大きくなる。このように変動する差引きの部分(④)を賅うため、火力の出力(A)を調整するとともに、火力の出力調整を補う形で、DR・蓄電池・揚水(B)を作用させる必要がある。

更に、気象条件等により、太陽光発電の出力量や需要家の需要量が変動し、その差引きの部分(④)に影響を与えるケースもある。例えば、需要が比較的少ないと想定していた春に急激に冷え込む雨の日があった場合、暖房の使用等により需要家の需要量(①)が大幅に増える一方、太陽光発電の供給量はゼロとなり、再エネの出力(②)は大幅に低下することで、その差引きの部分(④)が非常に大きくなった結果、その差引きの部分(④)が通常時に稼働する火力発電の最大容量を上回る場合があり得る。このため、そうした事態も想定しておく必要がある²³。

以上を踏まえると、変動する需要の最大量に対応する容量を確保するため、需給逼迫時に稼働できる火力発電設備の確保や、需要の変動や供給の変動に応じて需給を柔軟に調整できる手段としてのDR・蓄電池等の能力を最大限発揮できる環境の整備が重要な課題となっている。

図 23 ④差引きの部分の調整 (イメージ)



(出典：各種公表資料を基に公正取引委員会において作成)

²³ 春や秋等の需要量が少ない季節においては、発電事業者がメンテナンスをこの時期に行うなどの事情により、火力電源の容量の合計が小さくなる傾向がある。このような場合には、その時期に稼働する火力発電の最大容量を、その差引きの部分(④)を上回るリスクが高くなる。

第3 電力取引における電源等の有する価値

電力システム改革において、市場原理を活用した制度運用という考え方にに基づき、電源等の価値を様々な面から切り取り、それぞれの価値を取引する市場の整備が進展している。

電源等の価値としては、

- ①実際に発電された現物の電気としての電力量価値（後記1及び用語集89頁参照）、
- ②発電し電気を供給することができる能力としての供給力（発電設備の容量）価値（後記2及び用語集86頁参照）、
- ③短期間で需給調整できる能力としての調整力価値（後記3及び用語集88頁参照）、
- ④発電における環境負荷の小ささとしての環境価値（後記4及び用語集85頁参照）

がある。

電力量はkWh、供給力（発電設備の容量）はkW、kWを調整するkWの増分はΔkWで計測されることから、①電力量価値はkWh価値、②供給力（容量）価値はkW価値、③調整力価値はΔkW価値とも呼ばれる。

また、①電力量価値（kWh価値）は卸電力市場で、②供給力（容量）価値（kW価値）は容量市場で、③調整力価値（ΔkW価値）は需給調整市場で、④環境価値は非化石価値取引市場で、それぞれ市場取引が行われている。

図24 日本の電力市場で取引される価値

電源等の価値	取引される価値（商品）	取引される市場
電力量 【kWh価値】	実際に発電された電気	卸電力市場
供給力（容量） 【kW価値】	発電することができる能力	容量市場
調整力 【ΔkW価値】	短時間で需給調整できる能力	需給調整市場
非化石 【環境価値】	非化石電源で発電された電気に付随する環境価値	非化石価値取引市場

（出典：第69回 電力・ガス基本政策小委員会（令和6年1月22日）資料3を基に公正取引委員会において作成）

1 電力量価値（kWh 価値）の取引

一般社団法人日本卸電力取引所（以下「JEPX」という。用語集90頁参照）において、発電事業者や小売電気事業者等が実際に発電された現物の電気を取引する市場が設けられており、その市場で電力量価値（kWh 価値）が取引されている²⁴。

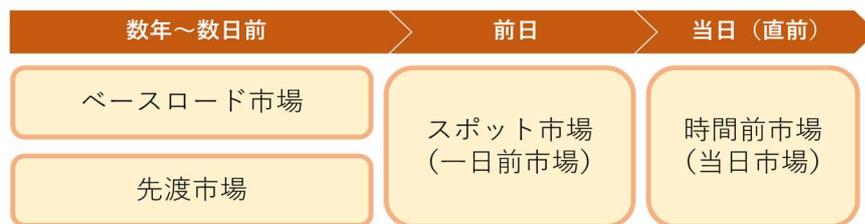
²⁴ 平成15年2月に取りまとめられた「今後の望ましい電気事業制度の骨格について」（資源エネルギー庁総合資源エネルギー調査会電気事業分科会報告）において、全国規模の卸電力市場を整備するとされたことを受けて、同年11月、私設・任意の市場としてJEPXが創設され、平成17年4月から、「スポット取引」等の電力の現物取引が開始されている。その後、電気事業者に対する電力の卸取引の機会の拡大や、卸取引の指標として用いられる適正な価格の形成等の目的を果たすため、平成26年の電気事業法改正により、それまで私設・任意で運営されてきた卸電力取引

卸電力市場には、取引時期、電源種類、目的等の異なる複数の市場が存在している。翌日に受け渡す電力の取引を行う「スポット（一日前）市場」が取引量の大半を占めているほか、前日の予測に対する電力需給の過不足に対応するために実需給の1時間前までに取引を行う「時間前（当日）市場」（用語集 87 頁参照）、将来の一定期間に受け渡す電気を取引する「先渡市場」（用語集 87 頁参照）がある。

また、これらの市場に加えて、令和元年7月に安定的に発電可能なベースロード電源が発電する電力の取引を行う「ベースロード市場」（用語集 91 頁参照）が創設された。旧一電等にはその保有するベースロード電源の一定量の供出が義務付けられ、新電力等の小売電気事業者が1年間固定価格で購入すること等が可能となっている。

総販売電力量に占める卸電力市場の取引量は約3割から4割を推移しており、小売電気事業者にとって重要な取引の場の一つになっている。ただし、卸電力市場における約定価格は燃料価格の高騰等により変動し得ることから、小売電気事業者においては、電力調達における事業上のリスクヘッジのため、自社電源や相対取引等の確保など、他の手段による電力確保を併せて行うことも重要である。

図 25 卸電力市場の分類と取引時期



（出典：各種公表資料を基に公正取引委員会において作成）

2 供給力（発電設備の容量）価値（kW 価値）の取引

(1) 総論

2050年カーボンニュートラルの実現に向けて、再エネの導入が進んでいるところ、再エネのうち、太陽光及び風力（以下「太陽光等」という。）は、気象条件や時間帯によって発電量が変動する。

太陽光等の発電量が少ない時間帯においては、十分な供給能力を確保するために、太陽光等のバックアップとなる火力電源等が必要となる。一方、太陽光等の発電量が多い時間帯においては、火力電源等の稼働率が低下することにより、火力電源等の発電効率が悪化し、その売電収入も低下することになる²⁹。このような状況下では、火力電源等は、電源の固定費（用語集 86 頁参照）を賄うことが難しくなる。

太陽光等のバックアップとなる火力電源等が必要であるにもかかわらず、採算が取れ

所を法定化し、指定された法人は国による規制・監督を受けることとする指定法人制度が創設され、同法の施行（平成 28 年 4 月）と同時に、JEPX がその指定を受けることとなった。

²⁹ 太陽光等は燃料費が不要であり、限界費用（用語集 86 頁参照）がゼロに近いため、太陽光等の発電量が多くなる時間帯のスポット市場の約定価格は低下する。その一方、火力発電等は燃料費等を要するため、限界費用がゼロとならず約定量が減り、売電収入も低下することとなる。

ないことを理由に火力電源等の撤退や新規投資の減退が進むことを防止するため、発電（又は放電）し電気を供給することができる能力である供給力に社会的価値を見出し、発電事業者等が持つ供給力（発電設備の容量）に応じた対価を支払うことで、供給力の確保にインセンティブを与える制度として、容量市場が導入された。

(2) 容量市場の概要

容量市場は、発電所等の供給力を金銭価値化し、多様な発電事業者等が市場に参加することで、将来にわたる我が国全体の供給力を効率的に確保する仕組みとして、令和 2 年度から導入された制度である。

容量市場においては、

- ①メインとなる 4 年後の供給力を確保する「メインオークション」（後記(3)参照）、
- ②メインオークションで確保した容量に更に調達等を行う「追加オークション」（後記(3)参照）、
- ③これらとは別に長期脱炭素電源を支援するため固定費水準の容量収入を原則 20 年間得られるようにする「長期脱炭素電源オークション」（後記(4)参照）

の 3 種類のオークションがある。これらのオークションは電力広域的運営推進機関（用語集 89 頁参照）が運営しており、いずれも買手は電力広域的運営推進機関、売手は発電事業者等²⁶となっている。このため、電力広域的運営推進機関が、発電事業者等から必要な供給力を調達することとなる。

その他、容量市場を補完する制度として予備電源制度（用語集 92 頁参照）がある。

(3) メインオークション・追加オークション

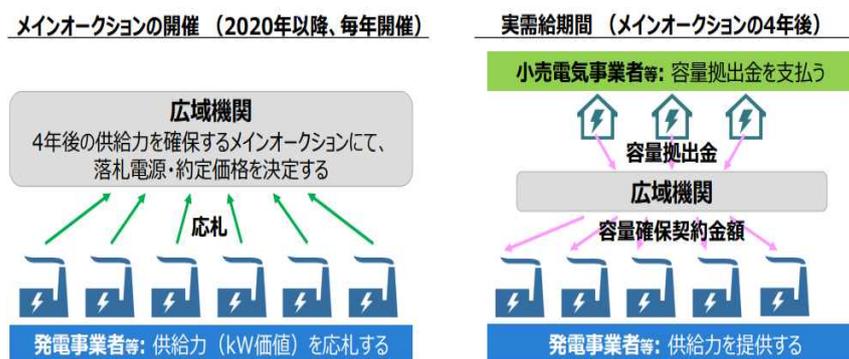
メインオークションは、実際に電気を使用する年（実需給年度）の 4 年前に実施され、4 年後に供給可能な状態にできる電源の募集を行う²⁷。

追加オークションは、実需給年度の 1 年前に実施されるものであり、メインオークションで調達できなかった供給力を追加で調達する、又はメインオークションで調達した供給力に余剰が認められた場合に容量をリリースするための制度となる（以下メインオークション及び追加オークションを合わせて「メインオークション等」という。）。

²⁶ 容量市場において市場支配力を有する事業者（原則として 500 万 kW 以上の発電規模を有する事業者）については、売惜しみ・価格つり上げ防止の観点から、原則として、保有する全ての電源を期待容量どおりに応札すること、電源を維持するために容量市場から回収が必要な金額を不当に上回る価格で応札しないことが求められている。そのため、同事業者の売惜しみ・価格つり上げ行為については、電取委の監視が行われている。

²⁷ 例えば、令和 2 年度に最初に実施されたメインオークションでは、実需給年度である 4 年後の令和 6 年度分の供給力が募集対象となっている。

図 26 容量市場の仕組み



(出典：電力広域的運営推進機関「容量市場メインオークションについて」
(令和6年7月))

ア 対象電源

(7) 総論

火力、原子力、水力、風力、太陽光等の電源が対象とされている。具体的には、以下の電源がメインオークション等の対象電源とされており、その電源の性質に応じて、4種類に区分されている。

① 安定電源²⁸⁾

期待容量²⁹⁾が 1,000kW 以上の安定的な供給力を提供する電源。火力、原子力、水力（揚水式、貯水式、自流式）、地熱・バイオマス・廃棄物、蓄電池³⁰⁾が該当する。

② 変動電源（単独）

期待容量が 1,000kW 以上の供給力を提供する電源のうち、自然変動電源に該当するもの。水力（一部の自流式）、風力及び太陽光が該当する。

③ 変動電源（アグリゲート）

期待容量が 1,000kW 未満の電源のうち、同一供給区域内の自然変動電源を組み合わせることで、期待容量が 1,000kW 以上の供給力を提供するもの。②と同様、水力（一部の自流式）、風力及び太陽光が該当する。

④ 発動指令電源

期待容量が 1,000kW 未満の電源・安定的供給力を提供できない自家発電、DR、蓄電池等を単独又は組み合わせることで、期待容量が 1,000kW 以上の供給力を提供するものが該当する。

²⁸⁾ 安定電源においては、応札容量まで供給力を提供してもなお、需給逼迫時に当該応札容量を超えて発動指令電源として供給力を提供できる場合は、1 計量単位にて安定電源に加えて、発動指令電源の 1 リソースとしても参加すること（1 地点複数応札）が可能である。これは、今後のアグリゲーション・ビジネス（アグリゲーションについては用語集 84 頁参照）の拡大に向けて、例えば、安定電源として供給力を提供可能な自家発電設備において、更に需要抑制等により供給力を提供できる場合等に対応することにより、容量市場への参入機会の拡大を図る観点から、2022 年度（対象実需給年度 2026 年度）以降のメインオークション等から導入されたものである。

²⁹⁾ 電源等情報として登録した設備容量のうち、実需給年度において供給区域の供給力として期待できる容量を指す。

³⁰⁾ 蓄電池については、対象実需給年度 2027 年度向けメインオークションより、計量単位で期待容量が 1,000kW 以上、放電可能時間が 3 時間以上の蓄電池は安定電源として登録可能となっている。

発動指令電源については、全体の供給力（容量）を確保するとともに、後記3のとおり、需要と供給を常に一致させるため、需給の変動に対応して供給力を補うといった調整力（ΔkW 価値）を確保する電源としても利用する。

表 4 メインオークション等の対象電源

オークション参加対象となる電源等					
電源/DR	期待容量 ^{※1}	電源種別	発電方式別	供給ガイドラインに基づく電源 ^{※2}	供給ガイドラインに基づかない電源 ^{※2}
電源	計量単位 1,000kW以上	水力	一般（調整式・貯水式）	安定電源	発動指令電源
			一般（自流水式）	安定電源／変動電源（単独） ^{※3}	
			揚水 ^{※6}	安定電源	
		火力	—	安定電源	
		原子力	—	—	
		再生可能 エネルギー	風力・太陽光	変動電源（単独）	
			地熱・バイオマス・廃棄物	安定電源	
	その他	蓄電池 ^{※5}	安定電源		
	計量単位 1,000kW未満	水力	一般（調整式・貯水式）	発動指令電源	
			一般（自流水式）	発動指令電源／変動電源（アグリゲート） ^{※4}	
			揚水	発動指令電源	
		火力	—	発動指令電源	
		原子力	—	—	
		再生可能 エネルギー	風力・太陽光	変動電源（アグリゲート）	
地熱・バイオマス・廃棄物			発動指令電源		
その他	蓄電池	発動指令電源			
DR	—	—	—	発動指令電源	—

※1：期待容量とは、「電源等情報として登録した設備容量のうち、実需給年度において供給区域の供給力として期待できる容量」です。（詳細は第3章で述べ）
 ※2：供給計画の届出に係るガイドラインに沿って適切に供給計画に計上することが求められるため、供給計画に計上されている、もしくは供給計画に計上する見込みがある電源等が安定電源または変動電源に登録が可能で、また、供給計画に計上されていない、もしくは供給計画に計上する見込みがない電源等は発動指令電源に登録が可能です。なお、発動指令電源として落札した事業者は、発動指令電源の供給電力の計上内訳について、供給計画の別紙に記載して提出することが求められます。
 ※3：ダム水位から供給力を算定している場合および調整係数に調整能力を加算している場合は安定電源、調整係数のみで供給力を算定している場合は変動電源（単独）となります。
 ※4：供給計画においてダム水位から供給力を算定している場合および調整係数に調整能力を加算している場合は発動指令電源、調整係数のみで供給力を算定している場合は変動電源（アグリゲート）となります。
 ※5：対象実需給年度（2027年度）向けメインオークションより、計量単位で期待容量が1,000kW以上、1日1回以上連続3時間以上の運転継続が可能となる蓄電池は安定電源として登録が可能です。
 ※6：揚水式は1日1回以上連続3時間以上の運転継続が可能となる能力を有するものに限ります。

（出典：電力広域的運営推進機関「容量市場メインオークションについて」
（令和6年7月））

(イ) 蓄電池及び DR の取扱い

蓄電池については、前記(ア)中①安定電源又は④発動指令電源の区分として対象に含まれているが、ここでの蓄電池は後記第4の1(3) (46頁参照)の系統（用語集86頁参照）に直接接続されている「系統用蓄電池」（用語集86頁参照）を指しており、変動電源である太陽光等の再エネ電源に併設されている蓄電池（以下「再エネ併設型蓄電池」という。）は対象外となっている。

また、前記(ア)のとおり、安定電源においては、1地点で複数の電源区分で応札すること（1地点複数応札）が可能であるが、その組合せとしては、安定電源（火力電源等）と発動指令電源（DR等）のみが認められており、変動電源（非FIT/FIPの太陽光発電等）が含まれる組合せは認められていない。これは、1地点複数応札においては、組み合わせた電源それぞれが提供した供給力を確認する必要があるところ³¹、変動電源については、気象条件等により出力が変動することを踏まえて、組み合わせた内容の実績値評価を行うこと等に対する技術的な課題や一送の体制等の課題が存在することを踏まえてのものである。

³¹ 容量市場においては、実需給年度において供給力を確実に提供していることを確認した上で、その対価として容量確保契約金額（後記エ参照）を支払う仕組みとなっているため、組み合わせた電源がそれぞれ提供した供給力の実績値を確認する必要がある。

図 27 1 地点複数応札の考え方

パターン	安定電源 発動指令電源	安定電源 変動電源	変動電源 発動指令電源	安定電源 変動電源 発動指令電源
具体例	・自家発(安定)+DR など	・火力+非FIT など	・非FIT+蓄電池・DR など	・火力+DR+非FIT など
アセスメントの観点からの評価	<ul style="list-style-type: none"> ・平常時は、発動指令電源は基本的に発動されないため、計量値を安定電源分の実績値として評価可能か ・需給ひっ迫時は、双方ともに供給力を提供し実績値でアセスメントすることから、配分方法を決めることが出来れば一定の評価は可能か 	<ul style="list-style-type: none"> ・変動電源は、自然変動等により出力が変動するため、組み合わせ内容の合理的な実績値評価が困難か ・変動電源の実績値が契約容量以上に出た場合、アセスメントにおいては、契約容量以上の部分は提供する必要がないため、組み合わせ先の供給力へ恣意的な配分も可能となるか ・変動電源－発動指令電源の組み合わせにおいては、自然影響や操業計画等にもない、いずれも契約容量に対して出力が増減する可能性が高く、お互いに影響を及ぼし合うことで、より正しい実績値の評価ができないか 		

(出典：第 34 回 容量市場の在り方等に関する検討会（令和 3 年 11 月 25 日）資料 5）

(ウ) FIT/FIP 制度の下での取引との関係

前記第 2 の 2 (2) ア及びイ（15 頁参照）のとおり、FIT/FIP 制度の固定価格や基準価格の基礎となるコストには、供給力（kW 価値）を確保するために必要となる固定費にあたる資本費や運転維持費が含まれることから、FIT/FIP 制度を通じ発電事業者が受け取る交付金（FIT 制度においては固定価格と市場価格の差、FIP 制度においては基準価格と参照価格の差であるプレミアム収入。以下「プレミアム収入等」という。）には、電力量価値だけではなく、供給力（kW 価値）も反映されたものとなっている。

そのため、FIT/FIP 電源（FIT 制度による買取期間又は FIP 制度による適用期間がメインオークション等の実需給年度と重なる電源）は、容量市場と FIT/FIP 制度の双方からの kW 価値二重取り防止及びシンプルな制度設計の観点から、容量市場に参入可能な対象電源から除外されている。

イ 入札方式

メインオークション等においては、応札価格の安い電源から順番に約定していくことになる。そして、原則として落札された電源のうち最も高い応札価格が約定価格となり、当該応札価格が単一の約定価格となる（シングルプライスオークション方式（用語集 87 頁参照））。

ウ 約定結果

第 1 回から第 4 回まで（実施年度 2020 年度から 2023 年度まで）のメインオークションの約定価格等については表 5、第 5 回メインオークション（実施年度 2024 年度）の約定価格³²等については表 6 のとおりである。

³² 第 5 回メインオークションの約定総額（経過措置控除後）は、前年度比約 40.8%増加の約 1 兆 8506 億円となり、過去最高額となっている。

表 5 容量市場メインオークション結果概要（第1回～第4回）

	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	5,242	8,749	13,287
	東北	14,137	5,833	9,044
	東京		5,834	9,555
	中部		5,832	7,823
	北陸			7,638
	関西			
	中国	5,242	8,748	11,457
	四国			
九州				
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

（出典：第88回 制度検討作業部会（令和6年1月31日）資料4-3）

表 6 容量市場メインオークション結果概要（第5回）

<約定結果>

	約定総容量	約定総額（経過措置控除後）
全国	166,213,742 kW	1,850,597,827,276 円

<約定結果（エリア）>

エリア	エリアプライス	エリア毎の約定容量	エリア毎の約定総額 （経過措置控除後）
北海道	14,812 円/kW	5,293,409 kW	71,740,775,643 円
東北	14,812 円/kW	16,526,974 kW	222,793,802,026 円
東京	14,812 円/kW	54,048,583 kW	731,025,393,338 円
中部	10,280 円/kW	23,597,868 kW	221,281,627,563 円
北陸	8,785 円/kW	4,557,129 kW	36,303,409,526 円
関西	8,785 円/kW	27,502,806 kW	219,807,149,644 円
中国	8,785 円/kW	9,727,561 kW	77,854,256,273 円
四国	8,785 円/kW	7,504,988 kW	59,839,299,738 円
九州	13,177 円/kW	17,454,424 kW	209,952,113,525 円

（出典：電力広域的運営推進機関「容量市場メインオークション約定結果
（対象実需給年度：2028年度）」（令和7年1月））

エ 容量確保契約金及び容量拠出金

メインオークション等で落札した供給力の買手である電力広域的運営推進機関は、その供給力の売手である発電事業者等との間で容量確保契約を締結した上で、容量の確保が実際に求められる年度（実需給年度）において、発電事業者等が供給力を提供する対価として、容量確保契約金（用語集 92 頁参照）を交付することになる³³。

容量確保契約金の原資は、容量拠出金（用語集 92 頁参照）として、小売電気事業者、

³³ ただし、発電事業者等が容量確保契約で定められたリクワイアメント（用語集 92 頁参照）を達成できない場合には、ペナルティとして容量確保契約金が減額されることとなる。

一送及び配電事業者が負担することになる³⁴。具体的には、電力広域的運営推進機関が、エリア別の容量拠出金総額を算定した上で、小売電気事業者については夏季・冬季ピーク時 kW シェア等に応じて、一送及び配電事業者については各エリアの需要に応じて事業者ごとの容量拠出金額を算定し、各事業者に請求する。

図 28 容量確保契約金と容量拠出金の関係



(出典：電力広域的運営推進機関ウェブサイト)

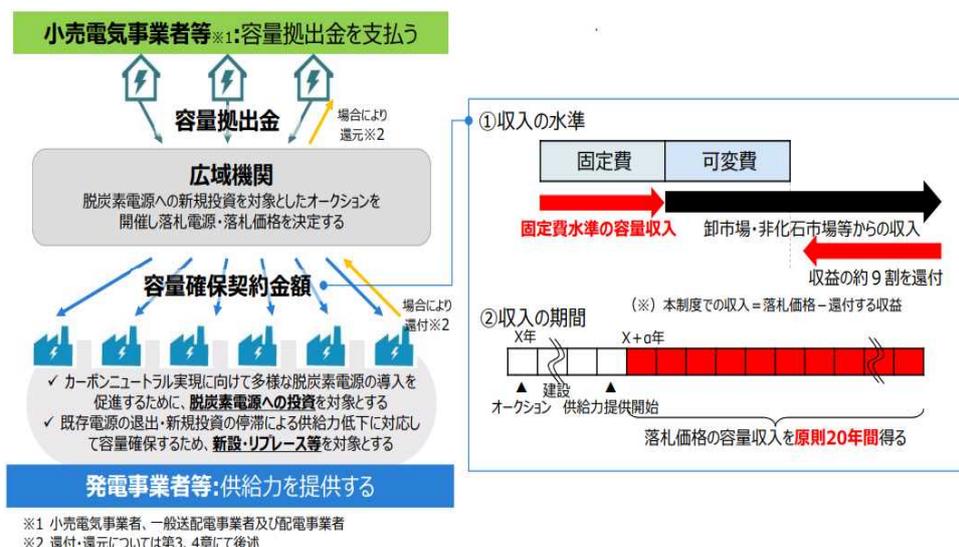
(4) 長期脱炭素電源オークション

長期脱炭素電源オークションは容量市場の一つであり、脱炭素電源への新規投資を促進し、脱炭素電源による供給力を確保することを目的として令和 5 年度に導入された制度である。

容量市場のメインオークションは 4 年後の供給力を確保するものであるが、長期脱炭素電源オークションは、固定費水準の容量収入を原則 20 年間得られるようにすることによって、発電事業者等に対して長期的な投資回収の予見可能性を付与し、長期間にわたって脱炭素電源からの供給力を確保するためのものである (図 29 参照)。

³⁴ 電力広域的運営推進機関は、実需給 2028 年度における容量拠出金について、第 5 回メインオークションの約定結果を受け試算しているところ、小売電気事業者は約 1 兆 6935 億円、一送は約 1571 億円となっている。

図 29 長期脱炭素電源オークションの仕組み



(出典：電力広域的運営推進機関「長期脱炭素電源オークションの概要について
(応札年度：2023年度実施分)」(令和5年6月))

ア 対象電源

長期脱炭素電源オークションは、①脱炭素電源の新設・リプレース(用語集92頁参照)及び②脱炭素化に資する既設火力の改修が募集の対象となる。

また、足元の供給力不足を踏まえ、③将来的に脱炭素化することを条件としたLNG専焼(用語集88頁参照)火力の新設・リプレースについても、令和5年度(2023年度)から3年間の時限措置として募集対象に加えられている。

さらに、第2回オークション(応札年度：2024年度)から、既設原子力の安全対策投資案件が対象電源として追加された。

なお、FIT/FIP電源については対象電源からは除外されている。

イ 最低設備容量

長期脱炭素電源オークションは、巨額の初期投資の回収に対して長期的な収入の予見可能性を付与するための制度であり、入札価格の監視、他市場収益の還付手続等、制度の運用コストが一定程度必要になることを踏まえ、原則として、最低設備容量(最低応札容量)を10万kWとする基準が設定されている。

ただし、令和6年1月に実施された第1回オークション(応札年度：2023年度)では、蓄電池及び揚水の最低設備容量は1万kW³⁵⁾、既設の火力電源をアンモニア混焼(用

³⁵⁾ 蓄電池の最低設備容量は、令和3年度補正予算「再生可能エネルギー導入加速化に向けた系統用蓄電池等導入支援事業」にて採択された案件の申請情報を基に資源エネルギー庁が試算したところ、平均値が1.9万kWとなっていたことを踏まえたものである(「第67回総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会」資料5参照)。また、揚水は、水のくみあげ・落下を通じて、電力の需給バランスを調整することが可能であり、蓄電池と同様の機能を持つことから、蓄電池と同様の最低設備容量となっている。

語集 86 頁参照) 又は水素混焼にするための改修³⁶⁾の最低設備容量は 5 万 kW となっていた。

表 7 第 1 回オークションの対象電源

対象	電源種別	燃料または発電方式	専焼/混焼	新設・リプレース/改修	供給力提供開始期限 [年] ()内は注・条例アセス済みの場合	最低応札容量 [万kW] (送電端設備容量ベース)	電源等区分
脱炭素電源	火力※4	水素またはアンモニア	専焼	新設・リプレース/改修	11(7)	10/5 (新設・リプレース/改修)	安定電源
			混焼	新設・リプレース/改修			
		バイオマス※5※6	専焼	新設・リプレース/改修		10	安定電源
	蓄電池	—	—	新設・リプレース	4	1	安定電源
		揚水	—	—	—		安定電源
	水力	一般(貯水式)	—	新設・リプレース	12(8)	10	安定電源
		一般(自流式)	—				安定または変動電源
		—	—				—
	地熱	—	—	新設・リプレース	8(4)	10	安定電源
	原子力	—	—	新設・リプレース	17(12)	10	安定電源
太陽光・風力	—	—	新設・リプレース	太陽光:5(3)・風力:8(4)	10	変動電源	
LNG専焼火力	火力※4	LNG火力	専焼	新設・リプレース	6	10	安定電源

※1供給力提供開始から10年後までの間に脱炭素化に向けた対応(改修のための本制度への応札等)を開始することや、2050年までの脱炭素化ならびに落札後6年以内の供給力提供開始を条件とする。※2本制度措置によって様々な脱炭素電源への投資を促進し、脱炭素化された供給力を確保するためには、建設リードタイムを十分に考慮した制度とすべく設定。※3本制度は巨額の初期投資の回収に対して長期的な収入の予見可能性を付与するものであり、現行容量市場以上に制度の運用コストが一定程度必要であることに鑑み、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るため設定。※4脱炭素化に向けたロードマップの提出が必要であり、既設火力の改修の場合は、脱炭素化されたkW分のみ対象。※5バイオマスの燃料種については、FIT制度で対象となっているバイオマス種(メタン発酵ガス、未利用の木質バイオマス、一般木質バイオマス・農業残渣(固体燃料)、バイオマス液体燃料、建設資材廃棄物、廃棄物・その他のバイオマス)と同様。※6既設火力をバイオマス専焼にするための改修案件(同一プラントの一部の設備容量が別の脱炭素技術(アンモニア等)による設備容量である場合を含む)は、改修によって新たに増加する脱炭素化kW分を本制度の対象とし、燃料の専焼に至るまでは7割以上の混焼比率が必要

(出典: 第 92 回 制度検討作業部会 資料 3-3 (令和 6 年 5 月 10 日))

また、第 2 回オークション(応札年度: 2024 年度)では、最低設備容量について、一般水力の新設・リプレースの最低設備容量が 3 万 kW に引き下げられる³⁷⁾とともに、蓄電池・揚水の最低設備容量が一般水力と同様の 3 万 kW に引き上げられた³⁸⁾。

³⁶⁾ アンモニア混焼は発熱量ベースでアンモニアを 20%以上混焼させる場合に限り、水素混焼は発熱量ベースで水素を 10%以上混焼させる場合に限る。

³⁷⁾ FIT/FIP 制度と長期脱炭素電源オークション双方の対象外となっていた 3 万 kW 以上 10 万 kW 未満の一般水力の固定費回収を行うことができるようにするための見直し

³⁸⁾ 初回オークションに応札された蓄電池案件の設備容量の平均が 3.5 万 kW であったことを踏まえた見直し

表 8 第 2 回オークションの対象電源

対象	電源種別	燃料または発電方式	専焼/混焼	新設・リプレース等/改修	供給力提供開始期【年】 (内は法・条例アセス済みの場合)	本オークションに参加可能な設備容量(送電端)※1[万kW以上]	電源等区分	
脱炭素電源	太陽光	—	—	新設・リプレース	5(3)	10	変動電源	
	風力	陸上風力、洋上風力	—	新設・リプレース	8(4)	10	変動電源	
	蓄電池	—	—	新設・リプレース	4	3※3	安定電源	
	水力	揚水	—	新設・リプレース・既設の大規模改修※2	12(8)			
		一般(貯水式)	—	新設・リプレース	12(8)			3
		一般(調整式)	—					
	一般(流込式)	—	—	—	—	変動電源		
	地熱	—	—	—	新設・リプレース	11(7)	10	安定電源
	原子力	—	—	—	新設・リプレース・既設の安全対策投資※4	17(12)	10	安定電源
	火力※5	水素	専焼	—	新設・リプレース/改修	11(7)	10(新設・リプレース) 5(改修)	安定電源
混焼								
アンモニア		混焼	改修	11(7)	5			
バイオマス※6	専焼	—	—	新設・リプレース/改修	11(7)	10	—	
LNG専焼火力	火力	LNG火力	専焼	—	—	8	10	安定電源

※1 設備容量(発電端)から、当該電源の所内消費電力および自家消費のために必要な容量、自己託送および特定供給のために必要な容量ならびに特定送配電事業者が利用するために必要な容量等、長期脱炭素電源オークションの要件を満たさない発電容量、FIT・FIPの適用対象となる容量を控除した容量
 ※2 「オーバーホール(水車および発電機を全て分解し、各部品の点検、手入れ、取替えや修理)を行う場合であって、主要な設備(発電機(固定子)、主要変圧器、制御盤)の全部を更新するもの」が該当
 ※3 本オークションに参加可能な設備容量(送電端)で、1日1回以上連続3時間以上の運転継続が可能な能力を有するもの
 ※4 2013年7月に施行された新規制基準に対応するための投資を対象
 ※5 「CCS(Carbon dioxide Capture and Storage)付火力」や「アンモニア混焼を前提としたLNG火力の新設・リプレース」、「合成メタンを燃料とする発電所」は、本制度の対象だが、現時点では応札が想定されないことと、上限価格を設定することが困難であることを踏まえ、2024年度のオークションでは対象外
 ※6 既設火力をバイオマス専焼にするための改修案件(同一プラントの一部の設備容量が別の脱炭素技術(アンモニア等)による設備容量である場合を含む)は、改修によって新たに増加する脱炭素化kW分を本制度の対象とし、燃料の専焼に至るまでは7割以上の混焼比率が必要

(出典：電力広域的運営推進機関「長期脱炭素電源オークションの概要について(応札年度：2024年度実施分)」(令和6年7月))

ウ 募集量及び約定結果

足元の約 1.2 億 kW の化石電源を 20 年間で全て脱炭素電源に置き換えることを想定すると、年平均で 600 万 kW 程度の脱炭素電源導入が必要になるが、第 1 回オークション(応札年度：2023 年度)については、今後のイノベーションにより、脱炭素電源が効率的に導入される可能性があること等を踏まえ、初期段階における募集量はスモールスタートで進められることとなった。

具体的には、脱炭素電源(前記ア①及び②)の募集量合計が 400 万 kW とされ、このうち、蓄電池・揚水の新設・リプレース及び既設火力の改修の募集上限が 100 万 kW とされた。これに対し、780.5 万 kW の応札があり、401.0 万 kW が落札となった³⁹⁾。

このほか、LNG 専焼火力の新設・リプレース(前記ア③)について、令和 4 年度から令和 7 年度までの 3 年間で 600 万 kW の募集量が設定され、575.6 万 kW の応札があり、全て落札となった。

³⁹⁾ 蓄電池・揚水の応札量は募集上限の 5 倍超である 539.7 万 kW (蓄電池 455.9 万 kW、揚水 83.8 万 kW) の応札があり、166.9 万 kW (蓄電池 109.2 万 kW、揚水 57.7 万 kW) が落札となった。

表 9 第 1 回オークションの募集量と落札容量

初回入札の募集量と落札容量

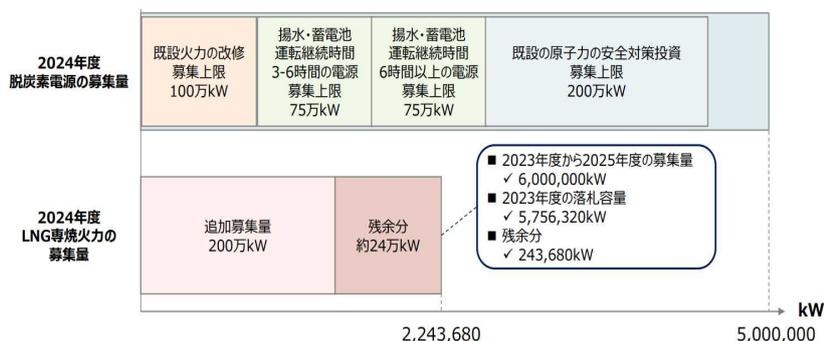
電源種	応募	落札	不落札	
既設火力の改修	水素混焼	5.5万kW	5.5万kW	-
	アンモニア混焼	77.0万kW	77.0万kW	-
蓄電池	455.9万kW	109.2万kW	346.7万kW	
揚水	83.8万kW	57.7万kW	26.1万kW	
原子力	131.6万kW	131.6万kW	-	
水素10%混焼LNG	6.8万kW	-	6.8万kW	
バイオマス専焼	19.9万kW	19.9万kW	-	
脱炭素電源の合計	780.5万kW	401.0万kW	379.6万kW	
LNG	575.6万kW	575.6万kW	-	
合計	1,356.2万kW	976.6万kW	379.6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



(出典：第 92 回 制度検討作業部会 (令和 6 年 5 月 10 日) 資料 3-3)

第 2 回オークションにおいては、第 1 回オークションの結果を受け、蓄電池・揚水については、「運転継続時間 3-6 時間の電源」と「運転継続時間 6 時間以上の電源」に分け、それぞれ募集上限目安が 75 万 kW に設定されるとともに、既設の原子力の安全対策投資が追加され、その募集上限目安が 200 万 kW に設定された。また、第 1 回オークションで 3 年間の募集量の大部分が約定した LNG 専焼火力の新設・リプレースについては、当初の募集量の残余に加え、追加募集量として新たに 200 万 kW が追加された。

表 10 第 2 回オークションの募集量



(出典：電力広域的運営推進機関「長期脱炭素電源オークションの概要について (応札年度：2024 年度実施分)」 (令和 6 年 7 月))

エ 応札価格、約定価格等

長期脱炭素電源オークションの応札価格⁴⁰は、メインオークションとは異なり、初期

⁴⁰ 応札価格の上限は電源種ごとに設定されており、応札価格については電取委において監視が行われる。

投資額を含む固定費水準の投資回収の予見性を確保するものであることから、他市場収益（長期脱炭素電源オークション以外の他市場から固定費に充当可能な収益として見込まれるもの⁴¹⁾）を考慮しない仕組みとされている。ただし、後記オのとおり、発電事業者等は、事後的に、実際に得た他市場収益の約 9 割を電力広域的運営推進機関経由で小売電気事業者等に還付することとなっている⁴²⁾。

また、約定価格は、メインオークションと異なり、落札電源ごとの応札価格（マルチプライスオークション方式（用語集 91 頁参照））であり、原則として電源種混合で応札価格の低い順に電源が落札され、募集量を満たす電源までが落札される。

第 1 回オークションの約定結果は、「脱炭素電源」の約定総額が年間 2336 億円、LNG 火力の約定総額が年間 1766 億円となった。

オ 容量確保契約及び容量拠出金

長期脱炭素電源オークションにおいても、メインオークション等と同様、電力広域的運営推進機関が発電事業者等に容量確保契約金を支払い、その原資として、小売電気事業者、一送及び配電事業者が容量拠出金を負担することになる。

ただし、長期脱炭素電源オークションにおいては、メインオークション等と異なり、前記エのとおり、発電事業者等は他市場収益の約 9 割を還付し、それを小売電気事業者等に還元することになるため、小売電気事業者等が実質的に負担する容量拠出金は当該還付額を差し引いた額となる。

3 調整力価値（ΔkW 価値）の取引

前記第 2 の 2 (3)（18 頁参照）のとおり、電力の安定供給のためには、需要量と供給量を常に一致させる必要があり（同時同量の原則）、需要と供給が一致しなければ、電気の周波数が乱れ、設備の故障や停電が生じる可能性がある。もっとも、予想外の気温上昇等による需要の増加、天候不順による太陽光等の再エネの出力の低下等、日々の需要と供給は変動するため、このような需給の変動に対応して、供給力を補う、需要を増減させるといった需給の調整に使用できる電源等の能力である調整力（ΔkW 価値）が必要となる。

調整力が必要になるのは、①小売電気事業者が作成した需要計画と実需要に差が生じたとき（需要予測誤差）、②再エネの出力予測値と実績値に差が生じたとき（再エネ予測誤差）、③30 分単位よりも短い時間で需給の細かな変動が生じたとき（時間内変動）、④地震や発電所の設備故障等の予期せぬトラブルで需給の差が生じたとき（電源脱落）といった場面である。

日々の需給管理（用語集 87 頁参照）については、周波数維持義務（用語集 87 頁参照）を負う一送があらかじめ確保した調整力を用いて行っているところ、一送は、平成 28 年 10

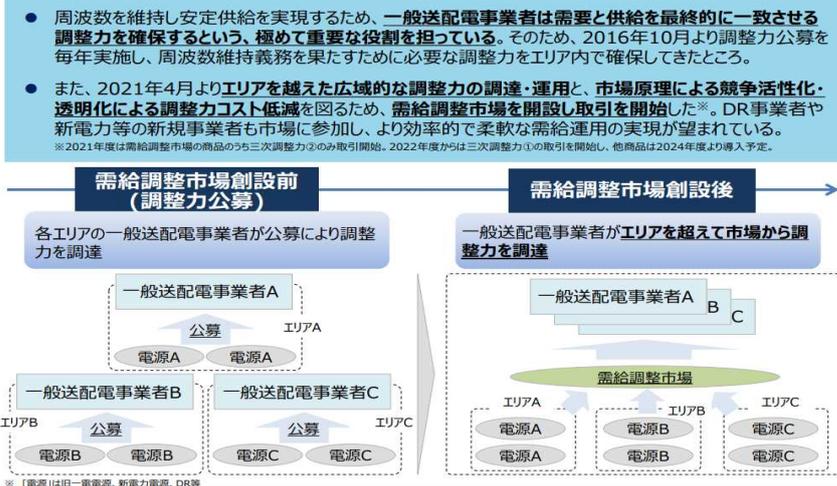
⁴¹⁾ 相対契約、卸電力市場、非化石取引市場等からの収益を指す。

⁴²⁾ 相対契約の価格を意図的に低くすることで他市場収益を発生させないような潜脱行為を防止するため、相対契約に基づく収入には一定の規律が設けられており、電力広域的運営推進機関の長期脱炭素電源オークション容量確保契約約款に基づき、①内外無差別（用語集 90 頁参照）に決定された価格であること、又は、②市場価格の水準に比して不当に低くない水準以上であることが求められている。

月より調整力公募⁴³を実施し、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いた。その後、エリアを越えて低廉かつ安定的に調整力を確保するとともに、より効率的で柔軟な需給運用を実現するために、令和3年4月から需給調整市場が創設された。

図 30 調整力公募から需給調整市場へ

調整力公募から需給調整市場へ



(出典：第51回「電力・ガス基本政策小委員会(令和4年6月30日)資料5-1)

(1) 需給調整市場

ア 運営主体、買手、売手等

需給調整市場の運営は一般社団法人電力需給調整力取引所(用語集 89 頁参照)が行っている。需給調整市場では、実需給時点で各時間帯に必要な能力を持った電源等(以下「調整電源」という。)を、出力調整できる状態であらかじめ確保することの価値を調整力(ΔkW 価値)として取引することになる。ここでの買手は一送となり、売手は発電事業者、アグリゲーター(用語集 84 頁参照)、法人需要家保有の自家発電設備等の調整電源の保有者となる。

一送は、調達した調整電源を必要なときに指令できる権利を持ち、実際にこの指令を行うことで、調整電源が稼働し、必要な発電等を行うことになる。一送は、この指令できる権利を取得したことに対する対価を調整力(ΔkW 価値)として発電事業者等に支払う。また、実際に調整を行った場合は使用した電力量(kWh 価値)に対する対価も発電事業者等に支払うことになる。

イ 対象商品

需給調整市場においては、応動時間⁴⁴、継続時間⁴⁴等に応じて、一次調整力から三次調整力②までの五つの商品を取り扱っている(詳細は表 11 参照)。需給調整市場が創設

⁴³ 調整力公募においては、一送の専用電源として常時確保している電源(電源Ⅰ)、小売電気事業者の供給力等と一送の調整力の相乗りとなる電源等(電源Ⅱ)が年間調達で募集されていた。

⁴⁴ 応動時間は一送が電気の需給調整の指令を発信してから調整力を供給するまでに要する時間を指し、継続時間は継続して電気を供給できる時間を指す。

された令和 3 年度においては、まずは三次調整力②の取引を開始し、令和 4 年度から三次調整力①、残りの商品は令和 6 年度から取引を開始し、令和 6 年 4 月から需給調整市場において全商品を取り扱うようになった。

各商品の要件等については、電力需給調整力取引所の取引規程等で定められている。

ウ 通信回線の要件

前記アのとおり、一送が調整電源に発動指令を行うことにより、調整電源が稼働し必要な発電を行うことになる。そのため、その指令等を伝える一送の中給システム（用語集 88 頁参照）と調整電源の間に通信回線が必要となる。

通信回線には、中給システムと調整電源を専用通信回線で接続する「専用線」と、中給システムから簡易指令装置を経由した上で調整電源と接続する「簡易指令システム」がある。専用線は、簡易指令システムと比較して、新たに通信回線を構築する際に費用・工期を多く要するが、指令が伝達するまでの時間が短時間となる⁴⁵⁾。

そのため、応動時間が 5 分以内と短時間である一次調整力及び二次調整力①においては、専用線を敷設することとされている⁴⁶⁾ほか、定格出力（用語集 89 頁参照）が 10 万 kW 以上の単独発電機を系統に連系させる場合においても、調整力の安定確保の観点から、需給調整市場への応札の有無を問わず、専用線を敷設することとされている。

表 11 需給調整市場の商品

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン（自端制御）	オンライン（LFC信号）	オンライン(EDC信号)	オンライン(EDC信号)	オンライン
監視	オンライン (一部オフラインも可 ^{※1)})	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
回線	専用線のみ (オフライン監視の場合は不要)	専用線のみ	専用線 または (簡易指令システム) ^{※2)}	専用線 または 簡易指令システム	専用線 または 簡易指令システム
入札時間単位	3時間 ^{※3)}	3時間 ^{※3)}	3時間 ^{※3)}	3時間 ^{※3)}	3時間 ^{※4)}
応動時間	10秒以内 ^{※8)}	5分以内	5分以内	15分以内	45分以内 ^{※5)}
継続時間	5分以上 ^{※8)}	30分以上 ^{※3)}	30分以上 ^{※3)}	3時間 ^{※3)}	3時間 ^{※4)}
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	-（自端制御）	0.5～数十秒	専用線：数秒～数分 (簡易指令システム ^{※2)} ：5分)	専用線：数秒～数分 簡易指令システム：5分	30分
監視間隔	1～数秒 ^{※1)}	1～5秒程度	専用線：1～5秒程度 (簡易指令システム ^{※2)} ：1分)	専用線：1～5秒程度 簡易指令システム：1分	1～30分 ^{※6)}
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に出力変化可能な量 (機器性能上のGFC幅を上限)	5分以内に出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅を上限)	5分以内に出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限)	15分以内に出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限)	45分以内 ^{※5)} に出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限)
最低入札量	5MW ^{※7)} (オフライン監視の場合は1MW)	5MW ^{※7)}	専用線：5MW ^{※7)} (簡易指令システム ^{※2)} ：1MW)	専用線：5MW ^{※7)} 簡易指令システム：1MW	専用線：5MW ^{※7)} 簡易指令システム：1MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ

※1 事後に数値データを提供する必要有り

※2 休止時間を反映した簡易指令システム向けの指令値を作成するための中給システム改修の完了後に開始

※3 将来130分に変更予定。システム改修内容を踏まえ、2026年度変更を自指し検討中

※4 2025年度より30分に変更予定

※5 2025年度より60分以内に変更予定

※6 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容

※7 2024年度に1MWに変更予定

※8 2025年度にオンライン監視の場合、応動時間「30秒以内」、継続時間「設定なし」に変更予定

（出典：第 44 回 需給調整市場検討小委員会（令和 6 年 12 月 21 日）資料 2）

⁴⁵⁾ 簡易指令システムは、汎用的な通信回線を用いる仕組みであり、専用線と比較して、通信回線を構築する費用が少なく工期も短い、伝送遅延が大きい（指令が伝達するまでに要する時間が多い）という制約がある。

⁴⁶⁾ 二次調整力②は応動時間が 5 分以内であるが、応動時間を除き、指令・制御方法は簡易指令システムの適用を認めている三次調整力①と同様であること等から、簡易指令システムの適用も認められている。

エ 約定価格

需給調整市場の応札価格の決定方式はマルチプライスオークションであり、応札価格が安いものから順に約定することになる。また、一次調整力から三次調整力①については、2024年度から上限価格が設定された。

(2) DR（ディマンドレスポンス）による需要家側エネルギーリソースの活用

DRは、前記第2の2(3)（18頁参照）のとおり、需要家側エネルギーリソース（用語集87頁参照）を制御することで、電力の需給バランスを確保するものである。DRで活用される需要側エネルギーリソースには、製造業者等が従来から保有する自家発電設備、製造設備等のほか、近年導入が進む一般消費者等が保有する蓄電池、EV、発電設備も含まれる。

ただし、これらのリソース一つ一つが創出する供給力や調整力は概して小さく、単独で市場に供給される供給力や調整力を創出することは難しいことから、複数の需要家側エネルギーリソースを一事業者が集約（アグリゲーション）して制御することで、一定規模の供給力又は調整力を創出し、市場等に供出することとなる。

このように自ら発電設備を保有し、発電事業を営むのではなく、複数の需要家側エネルギーリソースや分散型エネルギーリソースを統合制御し、エネルギーサービスを提供する事業者をアグリゲーターという。

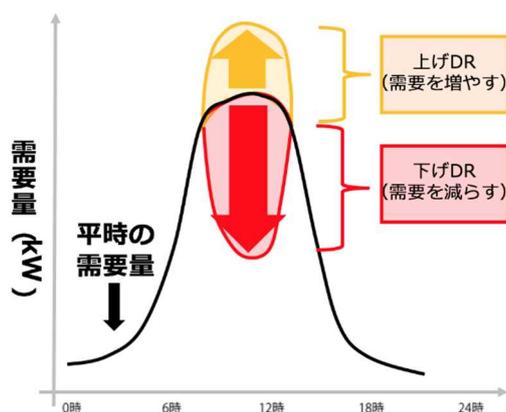
ア DRの種類

(7) 需要制御のパターンによる分類

DRの需要制御のパターンには、DRの発動により需要量を増やす「上げDR」と、DRの発動により需要量を減らす「下げDR」が存在する。

上げDRの発動は、再エネの過剰出力分を需要機器の稼働による消費や蓄電池の充電等により吸収する場合等が挙げられ、下げDRの発動は、電気のピーク需要のタイミングで需要機器の出力を落とし、需要と供給のバランスを取る場合等が挙げられる。

図 31 DR の概要 (イメージ)



(出典：資源エネルギー庁ウェブサイト)

(イ) 需要制御の方法による分類

DR の需要制御の方法には、小売電気事業者が、需要ピーク時に電気料金を値上げするなど多様な電気料金を設定することで需要家に DR を促す「電気料金型 DR」と、事前の契約に基づき、一送、小売電気事業者、アグリゲーター等が指令により需要家に DR を促し、対価として需要家にインセンティブ（報奨金）を支払う「インセンティブ型 DR」がある⁴⁷。

イ DR を活用したビジネス（ネガワット取引）

DR を活用したビジネスとして、「ネガワット取引」が挙げられる。ネガワット取引とは、アグリゲーター（小売電気事業者がアグリゲーターを兼務する場合を含む。以下同じ。）との事前の契約に基づき、電気のピーク需要のタイミングで需要家が需要量を減らすインセンティブ型の下げ DR のことをいう。

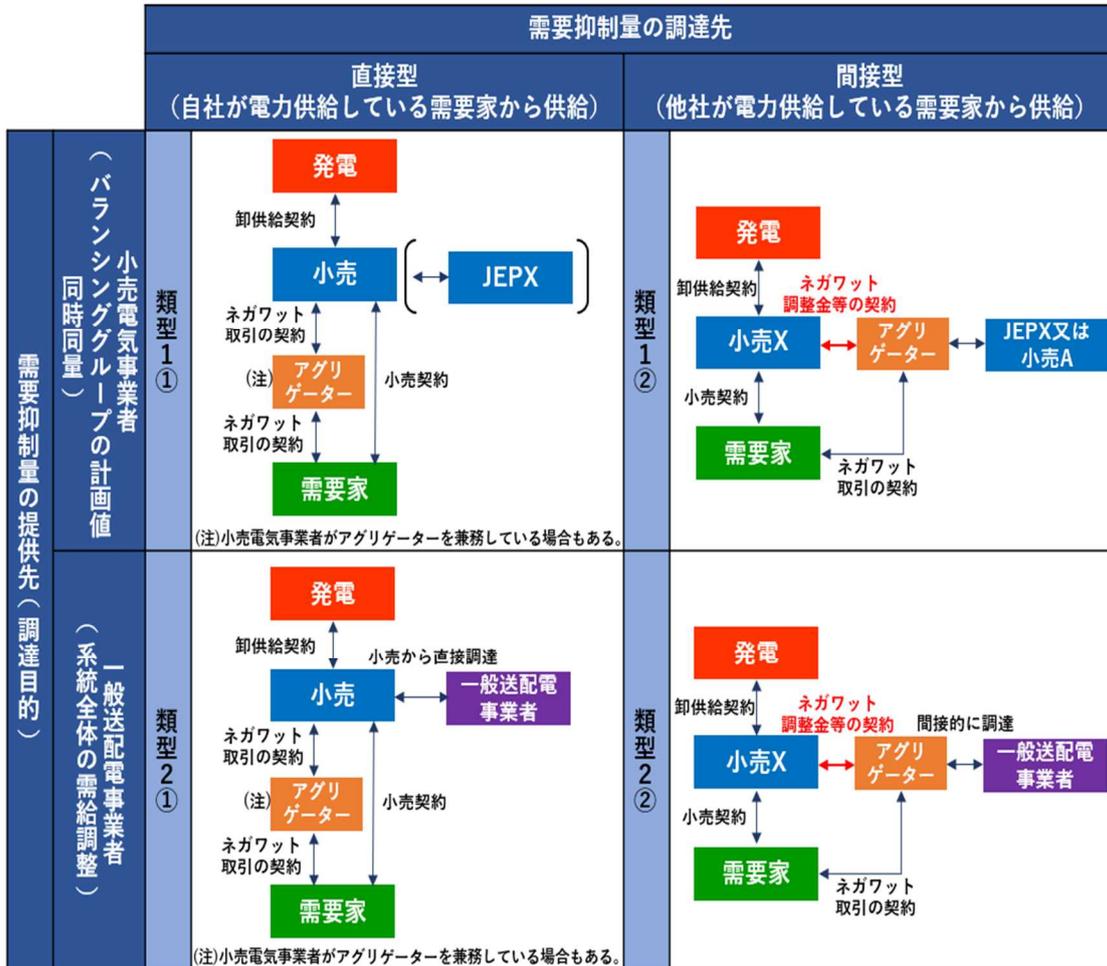
ネガワット取引において、アグリゲーターは、小売電気事業者又は一送から依頼を受け、契約先の複数の需要家を束ね、各需要家の状況に応じて下げ DR の指令を出す。需要家は、アグリゲーターからの依頼に基づいて下げ DR を実施することで、電力料金の低減に加えて、事前にアグリゲーターと契約した報酬を得ることもできる。

ネガワット取引は、小売電気事業者が計画値同時同量達成のために需要抑制量（ネガワット）を調達するもの（類型 1）と、一送が需給調整のために需要抑制量を調達するもの（類型 2）の二つに分けられる。このうち類型 1 は、小売電気事業者が自社の需要家によって生み出された需要抑制量を調達するもの（類型 1①）と、小売電気事業者が他の小売電気事業者の需要家によって生み出された需要抑制量を調達するもの（類型 1②）に分けられる。また、類型 2 については、一送が小売電気事業者自身の需要家によ

⁴⁷ 電気料金型 DR は、実施が比較的簡便であり、一度に大多数への適用が可能というメリットがある一方、需要パターンの変更を約していないため、DR が実行されるかは時々の需要家の行動次第であり、効果が不確実というデメリットがある。他方、インセンティブ型 DR は、事前の契約に基づく DR であるため、効果の確実性が高いというメリットがある一方、事前の契約が必須であるため、比較的手間が掛かり、多数の小口需要家に一度に適用するのは難しいというデメリットがある。

って生み出された需要抑制量を小売電気事業者から直接調達するもの（類型 2①）と、一送がアグリゲーターを経由して需要抑制量を調達するもの（類型 2②）に分けられる。

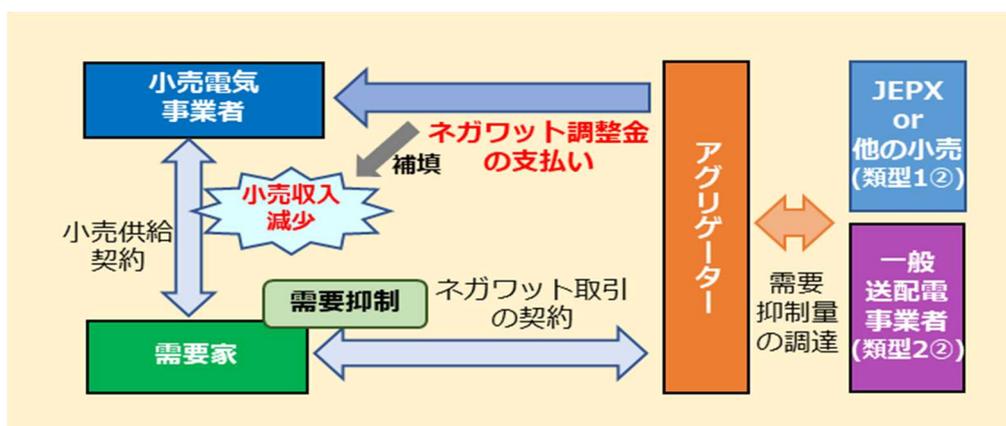
図 32 下げ DR（ネガワット取引）における各類型



（出典：資源エネルギー庁「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するガイドライン」を基に公正取引委員会において作成）

このうち、類型 1②及び類型 2②においては、下げ DR を行う需要家と小売供給契約を締結している小売電気事業者は、ネガワット取引を行う意思を持っていないにもかかわらず、需要家が下げ DR により需要量を減らすことで需要家への小売供給量が減り、売上げが減少する。そのため、小売電気事業者とアグリゲーターとの間に生じる費用と便益の不一致を調整（小売電気事業者の売上補填）するために、アグリゲーターが供給元小売電気事業者に対して、需要抑制量に応じた調整金（ネガワット調整金）を支払う必要がある。

図 33 ネガワット調整金の概要



(出典：各種公表資料を基に公正取引委員会において作成)

ネガワット調整金はアグリゲーターと小売電気事業者の交渉により決定されるものであり、資源エネルギー庁が策定した「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するガイドライン」(以下「ERAB ガイドライン」という。)において、「特定の関係事業者だけに極端な利益または損失が生じる等、ネガワット調整金の額がその趣旨から逸脱しないように留意し、取引の実情や DR・VPP⁴⁸⁾の普及拡大の観点を踏まえて協議をすること」とされている。

また、ネガワット調整金の計算方法については、同ガイドラインにおいて、ネガワット調整金の趣旨、取引コストの低減、ネガワット調整金に係る水準の予見可能性の確保等の観点を踏まえた上で、「電力料金単価(参考値)⁴⁹⁾—託送料金(用語集 88 頁参照)」を基本とすることとされている。

4 非化石価値をはじめとする環境価値の取引

世界的な温室効果ガス排出削減の流れを踏まえ、脱炭素(非化石)電源の持つ、二酸化炭素等の温室効果ガスを排出しない価値(ゼロエミ価値。用語集 88 頁参照)等に着目し、こうした価値を顕在化し、電力そのものの価値とは切り離して取引を可能とすることで、非化石電源の普及や需要家の選択肢を拡大する非化石価値取引の考え方が定着してきた。

(1) 経緯

我が国のエネルギー供給の大部分を化石燃料が占めていることに鑑み、エネルギー安定供給、経済効率性の向上による低コストでのエネルギー供給を実現し、同時に、環境への適合を図るために、平成 21 年(2009 年)7 月、エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律(平成 21 年法律第 72 号。令和 4 年法律第 46 号による改正後の題名は「エネルギー供給事業者によ

⁴⁸⁾ パーシャルパワープラント(用語集 90 頁参照)

⁴⁹⁾ 「電力料金単価(参考値)」とは、旧一電の小売部門が公表している電力単価など、DR の対象となる需要家の想定小売価格を指す。なお、同ガイドラインにおいては、DR 対象の需要家の実際の小売価格である「電力料金単価(実績値)」を基に計算する方法も例示されている。

るエネルギー源の環境適合利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律」。以下「高度化法」という。)が制定され、非化石エネルギー源の利用又は化石エネルギー原料の有効な利用が技術的かつ経済的に可能な一定規模以上のエネルギー供給事業者⁵⁰は、非化石エネルギー源の利用や化石エネルギー原料の有効な利用に関する目標の達成のための計画を作成し、経済産業大臣に提出することとされた。

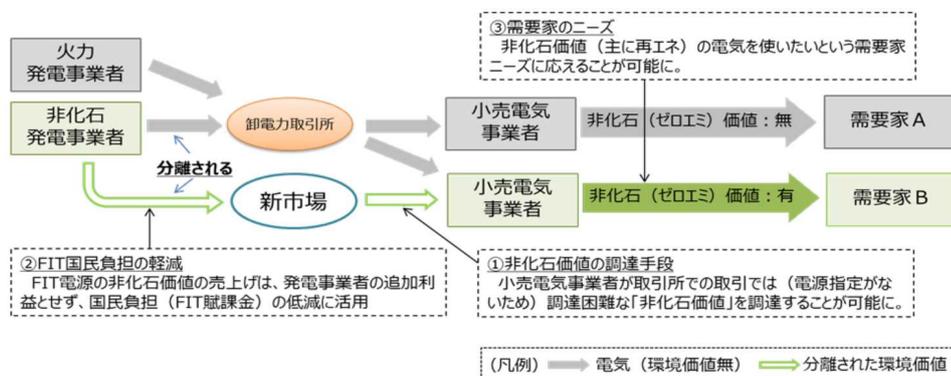
平成 28 年(2016 年)に非化石エネルギー源の利用の目標が見直され、対象となる小売電気事業者は、2030 年度までに自ら調達する電気の非化石電源比率⁵¹を 44%以上とする義務⁵²(以下「高度化法義務」という。)が課せられたとともに、事業者の取組状況の把握のため、年間販売電力量が 5 億 kWh を超える小売電気事業者に対して、達成すべき非化石電源比率の目標値(以下「中間目標」という。)を設定し、資源エネルギー庁に対して取組状況を提出することとされた。

しかしながら、非化石電源を自ら保有しない事業者や、スポット市場等の卸電力市場による調達の割合が高い事業者にとっては、当該義務を達成することは困難であった⁵³。

そこで、まず FIT 電源を対象に、①非化石価値の取引手段の確保、②需要家の選択肢の拡大及び③FIT 制度による国民負担の軽減に資することを目的として、FIT 非化石証書(用語集 91 頁参照)の取引を行う非化石価値取引市場⁵⁴が 2018 年 5 月に JEPX により創設され、取引が開始された。

また、原子力等を含む非 FIT 電源を対象とする非 FIT 非化石証書については、2020 年 4 月から相対取引が、同年 11 月から JEPX での市場取引が開始された。

図 34 非化石価値取引のイメージ



(出典：第 15 回 制度検討作業部会(平成 29 年 11 月 28 日)資料 4)

⁵⁰ 電気事業者のうち計画の作成対象となるのは、「前事業年度における電気の供給量から、当該年度における他の電気事業者に対する供給量を減じた量が「5 億 kWh」(国内総供給量の 0.05%)以上である」事業者(資源エネルギー庁「エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律の制定の背景及び概要」)

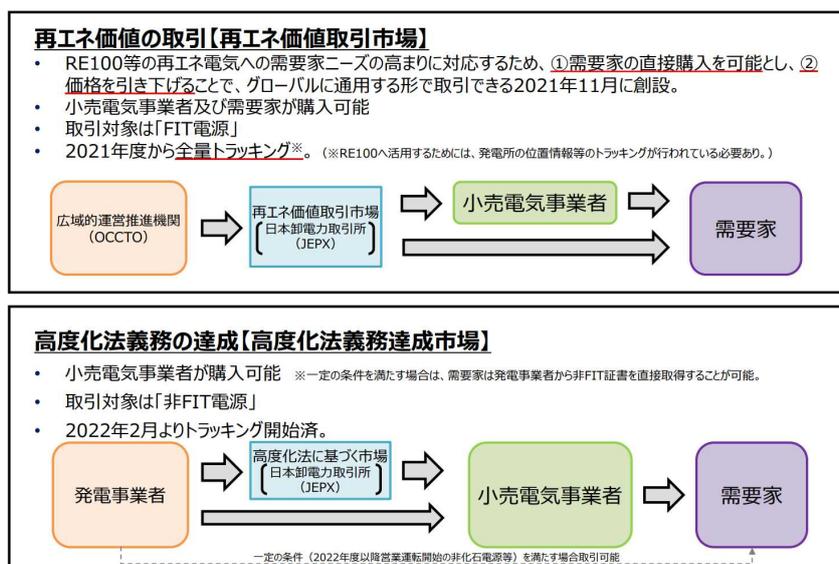
⁵¹ 化石エネルギーを除く電源であり、再エネのほか原子力等も含む。

⁵² 当該義務を達成するために、2030 年までの間、1 年～数年を単位に段階的に引き上げられる中間目標値以上とすることも義務の内容に含まれる。

⁵³ スポット市場等の卸電力市場において取引される電気は、どの電源に由来するか区別されていないことから、非化石電源由来の電力を優先的に調達することができない。また、FIT 電源の環境価値についても、再エネ賦課金の負担に応じて、全需要家に均等に帰属するとされていたため、FIT 電源の持つ環境価値を単体で小売電気事業者が取得する手段は非化石価値取引市場の創設前には存在しなかった。

⁵⁴ 現在の再エネ価値取引市場及び高度化法義務達成市場を含む概念としての「非化石価値取引市場」とは異なる。

図 35 FIT 非化石証書の取引と、非 FIT 非化石証書の取引



(出典：第 84 回 制度検討作業部会（令和 5 年 9 月 11 日）資料 3-2)

(2) FIT 非化石証書の取引

ア 概要

FIT 電源に由来する FIT 非化石証書は、電力広域的運営推進機関が発行者・売主であり、需要家、仲介業者又は小売電気事業者のいずれも買主となることが可能である⁵⁵。

なお、小売電気事業者が FIT 非化石証書を購入することは可能だが、購入した FIT 非化石証書を高度化法の間目標の算定の際に非化石電源として計上することはできない⁵⁶。

イ 取引方法

JEPX に設置される再エネ価値取引市場においてのみ取引が可能である。

応札価格の決定方式はマルチプライスオークションであり、最低価格は 0.4 円/kWh (2022 年オークションまでは 0.3 円/kWh)、最高価格は 4.0 円/kWh に設定されている。

(3) 非 FIT 非化石証書の取引

ア 概要

非 FIT 非化石電源に由来する非化石証書については、再エネ指定あり（大型水力、卒 FIT 電源、FIP 電源）と、再エネ指定なし（原子力、水素・アンモニア火力等）の 2 種

⁵⁵ FIT 制度の対象期間（最長 20 年間）のみ発行可能。また、FIT 非化石証書は、運転開始後の期間が比較的短い FIT 制度の利用電源のみが対象であり、RE100（用語集 84 頁参照）の要件（運転開始後 15 年以内の再エネ電源）と整合しやすく、RE100 に参加している需要家からのニーズが高い。

⁵⁶ 「エネルギー供給事業者によるエネルギー源の環境適合利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律に係る電気事業者の非化石電源比率の算出方法等について」（令和 6 年 7 月 1 日電力・ガス事業部電力基盤整備課電力供給室）によれば、高度化法上の達成計画の「II エネルギー源の環境適合利用の状況」における非化石電源比率の実績値は非 FIT 非化石電源に由来するものに限るとされている。

https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/nonfossil/koudokahou/20240701.html

類が存在する⁵⁷⁾。各電源を保有する発電事業者が発行者・売主であり、原則小売電気事業者のみが買主となる⁵⁸⁾。

なお、小売電気事業者が購入した非 FIT 非化石証書については、高度化法の間目標の算定の際に非化石電源として計上することが可能である。

イ 取引方法

以下のとおり、(ア)JEPX に設置される高度化法義務達成市場における取引のほか、(イ)発電事業者と小売電気事業者間での相対取引も可能である。

(ア) 高度化法義務達成市場

非 FIT 非化石証書（再エネ指定あり）及び非 FIT 非化石証書（再エネ指定なし）の取引を行う市場として JEPX に設置された。

応札価格の決定方式はシングルプライスオークションであり、非 FIT 非化石証書（再エネ指定あり）、非 FIT 非化石証書（再エネ指定なし）のいずれも最低価格は 0.6 円/kWh、最高価格は 1.30 円/kWh に設定されている。

(イ) 相対取引

非 FIT 非化石証書については、非 FIT 非化石電源を保有する発電事業者と小売電気事業者（又は需要家）間での相対取引も認められている。相対取引の場合、事業者同士の交渉で取引価格を決定し、価格に対する制限はない。

なお、自社の小売部門に社内取引によって取得させる又はグループ内の小売電気事業者に相対取引により取得させること（以下「内部取引」という。）も認められているが、後記ウのとおり一定の制限がかけられている。

ウ 内部取引の取扱い

非 FIT 非化石電源を保有する発電事業者が自ら発行した非 FIT 非化石証書について、内部取引自体は認められているものの、その他の小売電気事業者にも非 FIT 非化石証書へのアクセスを確保する観点から、内部取引による調達量には制限が設けられている。

このため、高度化法の間目標の達成状況の算定に当たっては、小売電気事業者は、少なくとも内部取引による調達量で不足する分について、市場又はグループ外の発電事業者等からも調達する（以下「外部取引」という。）ことが必要となる。

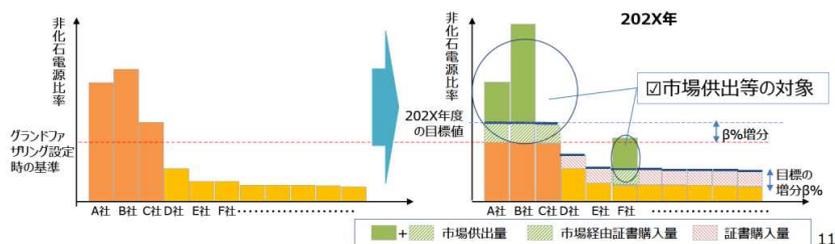
⁵⁷⁾ 再生エネ由来の非化石電源は「再エネ指定あり」、化石燃料をエネルギー源としていないものの再エネ由来ではない非化石電源は「再エネ指定なし」と区分されている。両者の非化石証書とも非化石価値を有しており、高度化法義務達成に活用できるが、「再エネ指定あり」の非化石証書は「実質再エネ 100%」といった表現で再エネ由来の環境価値を表示できるなどの違いがある。

⁵⁸⁾ 一定の条件（令和 4 年度以降に運転開始された電源等）を満たす場合、需要家が直接購入することも可能

図 36 非化石証書の調達方法について

論点⑨ 非化石証書の調達方法について

- 非化石電源比率の高い小売事業者が目標値以上の非化石価値を保有し続けた場合、他の小売事業者は、目標を達成する手段が限定されてしまい、非化石価値へのアクセス環境が著しく阻害されることになる。
- このため、小売事業者に対する非化石価値へのアクセス環境の確保の観点から、FIT証書売残り分としての6%を除き、
 - ① グランドファザリングを設定されていない事業者においては、グランドファザリング設定の基準年の非化石電源比率の全国平均値
 - ② グランドファザリングを設定された事業者においては、グランドファザリング設定の基準年の当該事業者の非化石電源比率
 の範囲内でグループ内の発電事業者からの相対取引又は社内取引で入手することを認めることとしてはどうか。
- また、小売電気事業者は、上記①②の範囲を上回る非化石証書は市場またはグループ外の発電事業者等から調達することとしてはどうか。



(出典：第 29 回 制度検討作業部会（平成 31 年 2 月 28 日）資料 4)

旧一電のコミットメント（用語集 86 頁参照）に基づく内外無差別の取組状況の監視においては、非 FIT 非化石証書の調達コストを小売部門が適切に認識した上で、小売価格に適切に反映しているか確認することとされている。

監視の開始当初においては、当該小売価格の監視に当たって、外部取引による非 FIT 非化石証書の調達コストのみが確認対象とされていたものの、第 91 回制度設計専門会合（令和 5 年 11 月 27 日）において、小売市場における非化石証書の価値は、調達方法によらず等しいとの考え方が示されたことを踏まえ、コミットメント対象の全事業者（旧一電発電（旧一電の発電事業者又は発電部門をいう。以下同じ。）、旧一電小売）において、非化石証書の内部取引分も小売価格に反映すべきコストとして認識することを求めるとともに、電取委において取組状況の確認を行う方針が示された⁵⁹。

⁵⁹ 令和 5 年 6 月時点の内外無差別のフォローアップにおいて、旧一電小売各社が内部取引で調達する非 FIT 非化石証書の調達コストの認識についてヒアリングが行われたところ、10 社のうち 3 社において、内部取引による証書取得をコストとして認識していない旨が確認されており、第 91 回制度設計専門会合の方針を踏まえ、今後、確認が行われることとされている。

第4 電源等の有する価値やコストを横断する取引

1 系統整備等に係るコストに係る諸制度

電力を発電所から需要家のもとに運ぶ（送配電）に当たっては、送配電線や変電所等のインフラの総称である電力系統（送配電網）の整備が必要であり、系統整備に係るコストも電力取引においてコストとして付加されることとなる。

一送が系統設備（送配電設備）を整備・維持するための費用の一部は、系統設備の利用料金（託送料金）として、小売電気事業者及び発電事業者等から回収している。

洋上風力等の再エネ電源の導入や、データセンター等の大規模需要家の増加に伴い、系統整備の重要性が注目されるとともに、系統整備に係るコストの公平な負担や、既存系統の活用が課題として浮上している。

(1) 託送料金

託送料金とは、電気を送る際に小売電気事業者や発電事業者等が利用する系統設備の利用料金として一送が設定するものであり、料金の設定に当たっては、経済産業大臣の認可が必要である。

小売電気事業者は、旧一電・新電力の区別なく、自らの販売電力量に応じて託送料金を負担することとなっており、小売電気事業者の負担する託送料金については、自らの需要家・消費者に販売する電気料金に転嫁することで回収することとなる。

従前は、小売電気事業者が託送料金の全額を負担していたところ、後記(2)のとおり、発電側課金の導入により、その一部を発電事業者等が負担することとされた。

(2) 発電側課金

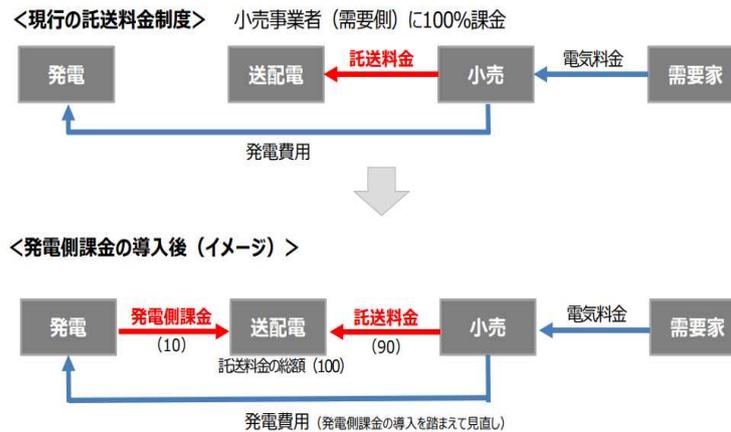
発電側課金は、系統を効率的に利用するとともに、再エネ導入拡大等に向けた系統増強を効率的かつ確実に行うため、送配電設備の維持・拡充に必要な費用としてこれまでエリア内の小売電気事業者が全て負担していた託送料金について、その一部をエリア内に立地する発電事業者等に負担させることで、より公平な費用負担とすることを目的として、令和6年4月に導入されたものである。

発電側課金の課金対象電源は、原則として系統に接続し、かつ、系統側に逆潮流（用語集86頁参照）させている電源全てとすることとされており、料金は電源の容量に応じたkW課金（固定料金）、送電する電力量に応じたkWh課金（従量料金）の合計で算定される。

発電事業者は、自社が負担する発電側課金としての費用を、発電料金の一部として小売電気事業者に販売する電力の卸売価格に転嫁することで回収するとともに、小売電気事業者としては当該費用を最終的に需要家に転嫁することになる⁶⁰。

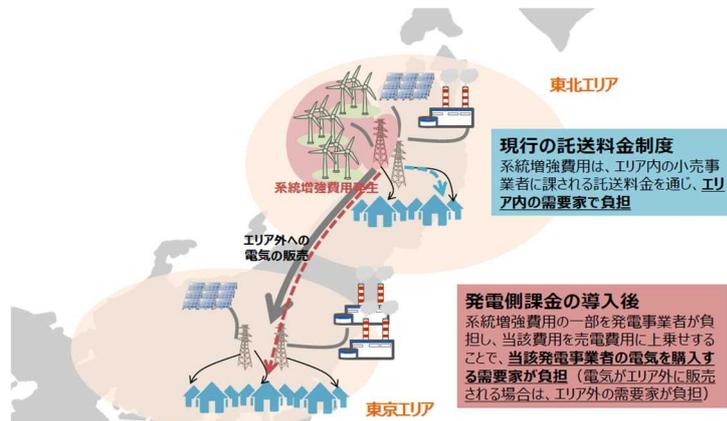
⁶⁰ 従来の託送料金制度においては、Aエリアに設置される再エネ電源の導入等に伴う系統増強費用は、当該電源により発電された電気を他エリア（Bエリア）の需要家が利用していた場合であっても、Aエリアの小売電気事業者が負担する託送料金を通じ、Aエリアの需要家が負担する仕組みとなっていた。発電側課金の導入により、当該系統増強費用の一部を発電事業者等が負担することとされたことで、発電事業者等からBエリアの小売電気事業者への卸売価格への当該費用の反映を通じ、Bエリアの需要家も系統増強費用を負担することとなった。

図 37 発電側課金の仕組み



(出典：第 65 回 電力・ガス基本政策小委員会（令和 5 年 9 月 27 日）資料 4-1)

図 38 発電側課金を通じたエリア外需要家における系統増強費用の負担

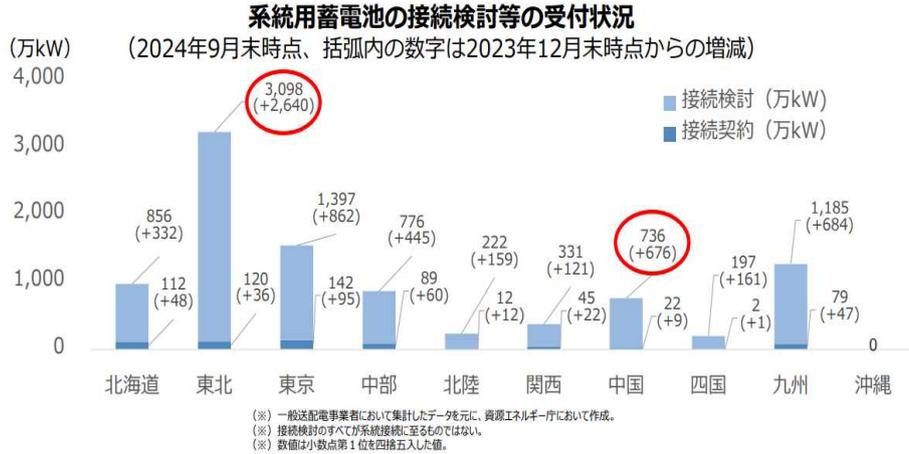


(出典：電取委「発電側課金の導入について 中間とりまとめ概要」(令和 5 年 4 月))

(3) 系統用蓄電池

系統用蓄電池は、主に自家使用目的で再エネ電源や自家発電設備に併設される蓄電池とは異なり、系統に直接接続され、電力システム全体の需給変動への対応に活用されるものである。系統用蓄電池については、国や地方公共団体における補助金による導入支援のほか、電気事業法の改正により系統用蓄電池の扱いを明確化し、1 万 kW 以上の系統用蓄電池から放電する事業を電気事業法上の発電事業と位置付け、系統への接続環境を整備するなど、導入拡大に向けた取組が進められている。また、前記第 3 の 2 (3) 及び (4) (24 頁及び 29 頁参照) のとおり、容量市場メインオークションや長期脱炭素電源オークションの対象電源に系統用蓄電池を含めて固定費を制度的に負担することにより、系統用蓄電池の新規投資を促進している。これらの取組もあり、系統用蓄電池の接続検討及び接続契約の件数は急増しており、今後も導入が進むことが見込まれる。

図 39 系統用蓄電池の接続検討等の受付状況



(出典：第 53 回 電力・ガス基本政策小委員会 系統ワーキンググループ
(令和 6 年 12 月 2 日) 資料 5)

図 40 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高がり、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、同ケースで「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次エネ基本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。

(出典：第 62 回 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
(令和 6 年 5 月 29 日) 資料 5)

2 発電事業者等と小売電気事業者との相対取引

(1) 容量拠出金・容量確保契約金の相対卸売価格への反映

発電事業者等と小売電気事業者との間の相対取引は、前記第 3（22 頁参照）に掲げる複数の価値も含めて取引されるものであり、電力量価値（kWh 価値）のみならず、供給力価値（kW 価値）や託送料金の負担等も含めた価値やコストが反映される。

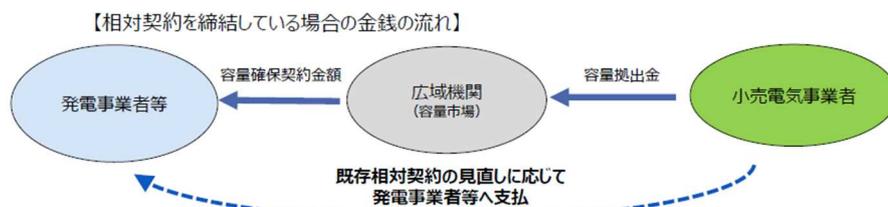
前記第 3 の 2 (3)エ及び(4)オ（28 頁及び 34 頁参照）のとおり、容量市場制度を通じ、供給力（kW 価値）の確保を目的として、小売電気事業者、一送及び配電事業者が自社の

需要規模等に応じて拠出する容量拠出金を原資に、電力広域的運営推進機関を通じて、供給力（kW 価値）を提供する容量提供事業者に対して容量確保契約金が支払われる。

小売電気事業者においては、自身が発電事業者等と締結する既存の相対契約に kW 価値の対価が含まれるか否かを問わず容量拠出金を支払う必要がある。容量市場で落札された供給力（kW 価値）に対する対価を含む既存の相対契約について、容量市場導入前と同様の契約を継続した場合、発電事業者等は、供給力（kW 価値）の対価を容量市場（容量確保契約金）と既存の相対契約の双方から受け取ることとなるため、その全部又は一部が重複する（発電事業者等は同一の kW 価値に対して二重の収入を得る一方で、小売電気事業者は二重の負担を負う）こととなる。そのため、容量市場で供給力（kW 価値）対価が支払われるものについては、相対取引における卸売価格にその分を反映させる必要がある。

こうしたことから、資源エネルギー庁においては、「容量市場に関する既存契約見直し指針」を定め、容量市場創設の趣旨を踏まえ、契約上の kW 価値の有無とその対価に関する考え方を相対契約の当事者間で協議の上、当該指針に則って見直し協議を行うことが望ましい旨を示している。

図 41 既存相対契約の見直し



(出典：電力広域的運営推進機関「容量市場メインオークションについて」
(令和 6 年 7 月))

(2) 発電側課金相当額の相対卸売価格への反映

前記 1 (2) (45 頁参照) のとおり、発電側課金の導入に伴い、託送料金の一部を発電事業者等に負担させることとなったところ、発電事業者は、自社が負担する発電側課金を、発電料金の一部として小売電気事業者に販売する卸売価格に転嫁することで回収することから、既存の相対契約においては、発電事業者が新たに負担することとなった発電側課金相当額を卸売価格に転嫁するための見直しが必要となる。

発電事業者と小売電気事業者間での既存相対契約の見直しが行われない場合、制度変更に伴う負担を発電事業者が一方的に負うこととなる。そのため、当該費用の円滑な転嫁に向けて事業者間で適切な協議が行われるよう、経済産業省において、適正な電力取引についての指針の改定と併せて「相対契約における発電側課金の転嫁に関する指針」が策定されるとともに、電取委において、転嫁の状況に関するモニタリングが実施されている。

第5 洋上風力の公募制度・資源の供給安定

1 洋上風力発電の公募制度

洋上風力発電は、海外では急激にコスト低下が進み、大規模開発も可能であることから、海に囲まれ、かつ、陸地の少ない日本において、再エネの導入拡大と国民負担抑制の観点から期待される電源である一方、海域の占有についての統一的ルールや先行利用者との調整の枠組みが存在しないという点が課題であった。そこで、平成30年（2018年）に海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（平成30年法律第89号。以下「再エネ海域利用法」という。）が制定され、同法に基づき、区域指定及び事業者選定のための公募制度が導入された。

(1) 第1回公募から第3回公募（第1ラウンドから第3ラウンド）まで

ア 募集概要

現在まで計10海域が促進区域に指定され、第1ラウンドから第3ラウンドまで計3回・10海域の公募が実施されている。区域指定及び各ラウンドの概要は図42及び表12のとおり。

第1ラウンドにおいてはFIT制度の利用が前提とされていたが、第2ラウンド以降はFIP制度の利用を前提とするものに変更された⁶¹。また、第1ラウンドで同一業者が公募対象海域全てを落札した（長崎県五島市沖を除く。後記イ(ア)参照）ことを踏まえ、第2ラウンドでは複数海域同時落札制限がかけられた（第3ラウンドでは再び制限を撤廃）。

⁶¹ 令和4年度以降の着床式洋上風力については、再エネ海域利用法適用対象/適用対象外によらず、FIP制度のみ認められることとなったため

図 42 各回の公募の状況

区域名	万kW※1	供給価格※2 (円/kWh)	運用年月	選定事業者構成員	<導入目標> 【内は全電源の電源構成における比率】	
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	現状：風力全体4.5GW [0.9%] (うち洋上0.01GW)
	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	2030年：風力全体23.6GW [5%] (うち洋上5.7GW [1.8%])
	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	<洋上風力案件形成目標>
	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	2030年 10GW / 2040年 30-45GW
	⑤秋田県八峰町能代市沖	37.5	3	2029.6	ERE、イバルドロー・リニューアブルズ・ジャパン、東北電力	<洋上風力国内調達比率目標 (産業界目標)>
	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	2040年 60%
	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	42.0	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)	61.5	3	2030.6	JERA、グリーンパワー・インベストメント、東北電力	
	⑩山形県遊佐町沖	45.0	3	2030.6	丸紅、関西電力、BP Iota Holdings Limited、東京瓦斯、丸高	
有望区域	⑪北海道石狩市沖	91~114				
	⑫北海道岩手・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北海道岩手・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秋田県秋田市沖						
㉕山形県遊佐町沖 (浮体)						
㉖福井県あわら沖						
㉗和歌山県沖 (東側)						
㉘和歌山県沖 (西側・浮体)						
㉙富山県東部沖 (浮体)						



(出典：資源エネルギー庁提供)

表 12 各ラウンドの概要

	募集海域	利用制度	複数区域 同時落札制限	公募	公表
1R	・長崎県五島市沖 (浮体式)	FIT	—	2020年6月 ~2020年12月	2021年6月
	・秋田県能代市・三種町・男鹿市沖 ・秋田県由利本荘市沖 ・千葉県銚子市沖	FIT	なし	2020年11月 ~2021年5月	2021年12月
	・秋田県八峰町・能代市沖 ・秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖 ・新潟県村上市・胎内市沖 ・長崎県西海市江島沖	FIP	あり	2022年12月 ~2023年6月	2023年12月
3R	・青森県沖日本海南側 ・山形県遊佐町沖	FIP	なし	2024年1月 ~2024年7月	2024年12月

(出典：各種公表資料を基に公正取引委員会において作成)

イ 採点方法・落札結果

各ラウンドで共通して、供給価格点 (調達価格又は基準価格)：事業実現性評価点を 1:1 (各 120 点) に設定。

供給価格点については、国民負担抑制の観点から、原則「供給価格点 = (公募参加者

の最低供給価格／提案者の供給価格) × 120 点」として算定する⁶²こととされ、事業実現性評価点については事業実施能力 80 点、地域調整・経済波及効果 40 点とされた。

(ア) 第 1 ラウンド

長崎県五島市沖⁶³を除く 3 海域については、供給価格点が「供給価格点 = (公募参加者の最低供給価格／提案者の供給価格) × 120 点」として設定され、最も低い調達価格で応札した 1 事業者(コンソーシアム)が 3 海域全てを落札する結果となった。

(イ) 第 2 ラウンド

前記アのとおり、第 2 ラウンドから FIT 制度ではなく FIP 制度の利用が前提とされたことや、第 1 ラウンドの結果を踏まえ、複数区域同時応募時の落札制限がかけられるとともに、評価点の制度変更が行われた。

供給価格点については、「供給価格点 = (公募参加者の最低供給価格／提案者の供給価格) × 120 点」という原則は維持しつつ、第 1 ラウンドで供給価格点の差が落札結果に大きな影響を与えたこと等を踏まえ、ゼロプレミアム水準(用語集 88 頁参照)以下の供給価格での提案があった場合、当該提案は供給価格点を一律満点(120 点)するとともに、その他の提案は「供給価格点 = (ゼロプレミアム水準／提案者の供給価格) × 120 点」とすることとされた。第 2 ラウンドにおいては、ゼロプレミアム水準は、市場価格を十分下回り、FIP 制度のプレミアムが生じない水準として 3 円/kWh が設定された。

事業実現性評価点については、「事業実施能力」の内容の見直し(迅速性評価の導入)や評価項目の明確化が行われ、4 海域とも別の事業者が落札する結果となった。

なお、長崎県西海市江島沖を除く 3 海域においては、落札した事業者を含めて、ゼロプレミアム水準(3 円/kWh)で入札し、供給価格点で満点を獲得する事業者が複数存在した。また、いずれの海域においても、事業実施能力のうち、迅速性評価の項目として新たに明確化された「運転開始時期」が最も早い事業者が落札した。

(ウ) 第 3 ラウンド

第 3 ラウンドでは、複数区域同時応募時の落札制限を撤廃した以外は、基本的に第 2 ラウンドの公募方法を踏襲し、2 海域を別の事業者が落札した。2 海域とも全ての応札事業者がゼロプレミアム水準(3 円/kWh)で入札したため、供給価格点では差がつかず、事業実現性評価点が高い事業者が落札した。

⁶² 「公募参加者」は、当該公募に参加した事業者(コンソーシアム)を指し、「提案者」は、評価点を算定する提案を行った公募参加者を指す。例えば、公募に参加した事業者 A の供給価格点は、公募参加者の最低供給価格／A の供給価格 × 120 点で算定される。

⁶³ 先に公募が行われた「長崎県五島市沖」は、全ての事業者の供給価格点を 120 点として採点し、事業実現性評価の結果で落札者を決定することとされた。当該公募では、1 事業者から応札があったところ、当該事業者の計画が、事業実現性の各評価項目について、全て基準に達していたため、当該事業者が落札する結果となった。

ウ 課題

(7) 供給価格点の算定方法

前記イのとおり、第1ラウンドにおいては「供給価格点＝（公募参加者の最低供給価格／提案者の供給価格）×120点」として設定されたところ、0円/kWh近傍で応札する事業者が存在した場合、他の事業者の供給価格点が0点に限りなく近づくと課題が存在した。

第2ラウンド以降、ゼロプレミアム水準が導入され、ゼロプレミアム水準以下の提案があった場合には「供給価格点＝（ゼロプレミアム水準／提案者の供給価格）×120点」とすることで、一定程度この課題は解決された。他方、ゼロプレミアム水準を少しでも上回る価格を提案した場合、供給価格点に大きな差がつき、落札に当たって大きく不利に働くこととなるという課題が引き続き存在している⁶⁴。

(イ) ゼロプレミアム水準での応札におけるFIP制度のプレミアム

前記第2の2(2)イ（16頁参照）のとおり、FIP制度の下では、基準価格と参照価格の差分に相当するプレミアム収入を受け取ることとなる。しかし、前記イ(イ)及び(ウ)のとおり、第2ラウンド及び第3ラウンドのゼロプレミアム水準は、市場価格を十分下回り、FIP制度のプレミアムが生じない水準として定められたものであることから、ゼロプレミアム水準を基準価格として応札した事業者については、基準価格と参照価格の差分に相当するプレミアム収入を事実上受け取らないこととなる。

(ウ) FIT／FIP制度と容量市場制度の関係

前記第3の2(3)ア(ウ)（27頁参照）のとおり、FIT／FIP制度におけるプレミアム収入等には供給力（kW価値）も反映されていることを踏まえ、容量市場とFIT／FIP制度の双方からのkW価値二重取り防止及びシンプルな制度設計の観点から、両制度の併用はできないこととされている。

これによって、FIP制度の利用を前提にゼロプレミアム水準で応札した事業者については、前記(イ)のとおりプレミアム収入を事実上受け取れない一方、容量市場制度を利用して供給力価値の対価を受け取ることもできないこととなる。

(2) 第4回公募（第4ラウンド）以降に向けた制度の見直し

資源エネルギー庁及び国土交通省の「総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会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洋上風力促進ワーキンググループ／交通政策審議会港湾分科会環境部会洋上風力促進小委員会合同会議」（以下「合同会議」という。）において、第4ラウンド以降の洋上風力発電の公募

⁶⁴ 価格評価点は、この算定式によると、3円/kWhの場合、満点である120点だが、4円/kWhだと90点、5円/kWhだと72点、6円/kWhだと60点に低下し、プレミアム収入が生じる見込み等を勘案した水準（後記(2)に記載するいわゆる準ゼロプレミアム水準）、例えば、14円/kWhだと16点となり、120点との差異が極めて大きくなる。

制度の見直しを行うこととされた⁶⁵。

第 30 回合同会議において、供給価格点の見直しの方針として、事業実現性評価点によっては、ゼロプレミアム水準で入札した事業者を上回ることが可能となるような供給価格評価点を与える新たな水準（準ゼロプレミアム水準）を設定し、ゼロプレミアム水準で入札した事業者と新たな水準で入札した事業者との間で適正な競争が生じる環境を創設する方針が示された。当該方針に基づき、「一般海域における占用公募制度の運用指針」が令和 7 年 1 月 29 日に改訂された。

また、第 30 回合同会議においては、FIT/FIP 制度の適用が前提となっていた再エネ海域利用法の公募案件のうち、ゼロプレミアム案件については、一定の条件を満たした場合は、固定費の二重回収の問題が生じないとして、容量市場への参加を認めることについて、経済産業省の関係審議会で議論していく方針も示された。この点については、令和 7 年 2 月 26 日開催の第 100 回制度検討作業部会において、令和 7 年度（令和 11 年度実需給）の容量市場に洋上風力のゼロプレミアム案件に参加させることを認める方向性が了承されるとともに、参加に当たっての詳細な制度検討を継続することとされた。

2 資源の供給安定

前記第 2 の 2 (3)（18 頁参照）のとおり、2050 年カーボンニュートラルに向けて、脱炭素電源への転換が進められる中で、太陽光発電や風力発電の持つ出力変動等の特性を補い、電力の安定供給を維持するためには、調整力、慣性力（用語集 85 頁参照）といった機能を有する火力発電を引き続き一定量確保することが必要である。特に、化石燃料の中で相対的に炭素排出が少ない LNG は、移行期におけるエネルギーとして重要な役割を担っている。

令和 4 年のロシアのウクライナ侵攻による需給逼迫に代表される国際情勢の変動や、データセンター等の大規模需要家の増加による国内の電力需要の増加の可能性等の情勢を踏まえると、LNG の安定供給の確保を図るため、LNG の調達先の多角化や、スポット契約と期間契約の組合せによるリスクヘッジを図ることが必要であり、特に安定確保の観点からは、必要な長期契約を確保することも求められている。

長期契約も含めた LNG の期間契約においては、通常、契約数量、引渡し条件、仕向地（輸送先）、取引価格、LNG の熱量、責任範囲等の契約条件を定めることとなるが、買主が仕向地を自由に設定・変更することに対する一定の制限（以下「仕向地制限」という。）が設けられている場合には、事実上、需要者が LNG を他の需要者等に再販売することを制限することとなる。

LNG 取引については、公正取引委員会が平成 29 年 6 月に公表した「液化天然ガスの取引実態に関する調査報告書⁶⁶」（以下「LNG 実態調査報告書」という。）において、仕向地制限

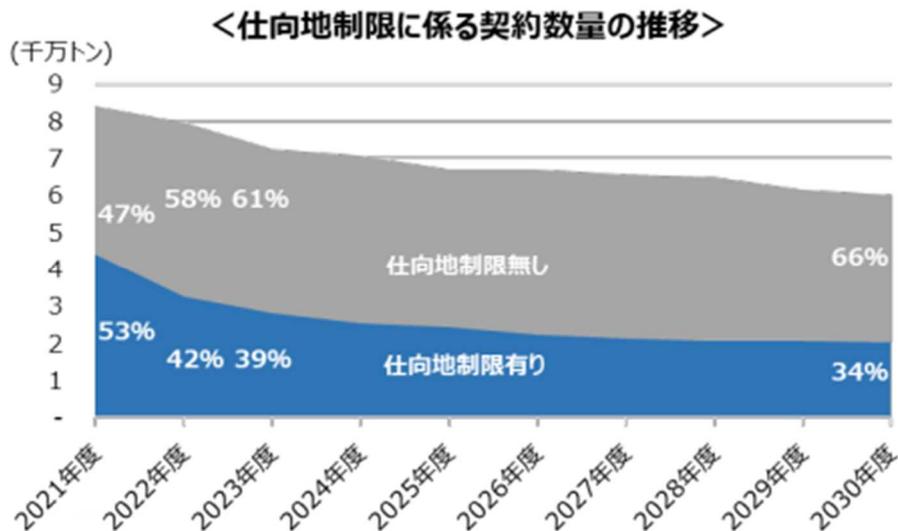
⁶⁵ 第 12 回 GX 実行会議（令和 6 年 8 月 27 日）において、大型電源は投資額が大きく、総事業期間も長期間に及ぶことから、収入・費用の変動リスクに対応しつつ事業者の予見可能性を高めるための事業環境整備を進める必要がある旨の指摘がなされたことを踏まえ、同年 9 月 11 日の第 68 回再エネ大量導入・次世代電力 NW 小委員会において、洋上風力発電への電源投資の確実な遂行のため、収入・費用の変動に対して強靱な事業組成を促進することを通じて、事業実施の確実性を高めていく方向性が示されたことを受けたもの

⁶⁶ 液化天然ガスの取引実態に関する調査について（平成 29 年 6 月公正取引委員会）
https://www.jftc.go.jp/houdou/pressrelease/h29/jun/170628_1.html

は、事実上、日本の需要者が LNG を他の需要者等に再販売することを制限しているといった考え方⁶⁷を示しているほか、「新・国際資源戦略策定に向けた提言」（令和 2 年 2 月 26 日総合資源エネルギー調査会資源燃料分科会）においても、LNG セキュリティ上の懸念点となる仕向地制限等について引き続き撤廃を進めていく旨の考え方が示されている。

独立行政法人エネルギー・金属鉱物資源機構（以下「JOGMEC」という。用語集 84 頁参照）が仕向地制限の撤廃等の状況についてフォローアップを行うことを目的として実施している「LNG 売買契約における仕向地制限等に係る調査」によれば、LNG 実態調査報告書の公表後、仕向地制限が課せられている契約数量が全体に占める割合は年々減少傾向にある。直近の令和 6 年度の調査結果によると、仕向地制限が課せられている契約数量が全体に占める割合は、令和 5 年度は 39%（全契約数量約 7200 万トンのうち約 2800 万トン）となり、令和 4 年度の同割合である 42%から減少している状況とされている。

図 43 LNG の仕向地制限に係る契約数量の推移



（出典：JOGMEC 仕向地制限等に係る 2024 年度調査結果（令和 6 年 11 月 18 日））

⁶⁷ 仕向地制限に関する競争政策上の考え方の詳細については、LNG 実態調査報告書 160～167 頁参照

第6 発電分野・小売分野等における競争政策上の課題

公正取引委員会は、今回、発電分野、小売分野を中心に、電力市場における競争を促進するに当たって必要と考えられる市場アクセスの確保、新規参入の促進、取引の透明性向上の観点から、現在の電力市場における競争政策上の課題の有無について調査を行った。

1 電源等の有する価値

(1) 供給力価値 (kW 価値)

ア 調査内容

発電設備を保有する新電力及び新電力系発電事業者（以下これらを総称して「新電力（発電）」という。）並びに旧一電発電各社に対し、容量市場及び長期脱炭素オークションの制度や現在の状況についてそれぞれヒアリングを行った。

イ 容量市場の参入要件に関する意見

前記第3の2(3)ア(イ) (26頁参照) のとおり、1地点複数応札が認められる組合せは、安定電源（火力電源等）と発動指令電源（DR等）のみであり、変動電源（非FIT/FIPの太陽光発電等）が含まれる組合せは認められていない。

これに関して、新電力（発電）から、変動電源と再エネ併設型蓄電池の組合せについても容量市場への参入を認めるべきであるとの意見があった。

【新電力（発電）の意見】（ヒアリング（令和6年3月～5月）における回答）

- 系統用蓄電池と、安定電源（火力発電等）と発動指令電源（DR等）の1地点複数応札の形は容量市場への参加が認められている一方、FIT/FIP認定済みの変動電源（太陽光発電等）と再エネ併設型蓄電池の1地点複数応札については、自然変動等により出力が変動するため、合理的な実績値評価が困難であるとして容量市場への参加が認められていない。海外では、変動電源と発動指令電源（再エネ併設型蓄電池）であっても容量市場への参加が認められている事例もあると聞く。

その他、旧一電発電各社からは、電源種別の有利・不利に関する意見はなかったが、制度の安定性・予見可能性に関する意見があった。

【旧一電発電の意見】（ヒアリング（令和6年7月～8月）における回答）

<制度の安定性・予見可能性>

- 容量市場の約定価格は毎年大きく変動しており、発電所の固定費回収の予見性が乏しい点が課題。
- 火力電源の休廃止が進む一方、既設電源への維持投資や新規の電源投資が進んでいないと考えられる。これは、容量市場の約定価格が、既設電源の維持や新規の電源投資を促す水準になっていないことや、契約期間が1年であることなどから、投資の予見性が立ちにくいことが理由ではないかと推測される。

○ 容量市場メインオークションへの応札においては、4年先の電力市場や燃料費、維持管理コスト等を予測して収益を算定した上で応札価格を設定しているが、市場設計が目まぐるしく変化する現状においては、予見性の確保が難しい。一定期間は市場設計を変更せず、制度の安定性を確保すべき。

ウ 長期脱炭素電源オークションの参入要件に関する意見

前記第3の2(4)イ(30頁参照)のとおり、長期脱炭素電源オークションは、巨額の初期投資の回収に対して長期的な収入の予見可能性を付与するための制度であり、電源ごとに最低設備容量が定められている。

これに関して、旧一電発電からは、再エネ電源の最低設備容量10万kWについて応札のハードルが高いとの意見があった。

【旧一電発電の意見】(ヒアリング(令和6年7月~8月)における回答)

<制度適用のハードル>

○ 再エネ電源の最低設備容量については、原子力・火力と同様に10万kWとなっているが、再エネ電源(太陽光・風力・地熱・一般水力※)で1発電所10万kWは地点が限定され、応札のハードルが高い。

※ 第1回オークション時は一般水力も最低設備容量が10万kWであったが、第2回オークションでは、一般水力の最低設備容量が3万kWに見直された。

新電力(発電)からも、再エネ電源の最低設備容量10万kWについて応札のハードルが高いとの意見があったほか、バイオマス専焼の最低設備容量(新設・リプレース/改修)10万kWについて、最低設備容量の基準を満たすことが困難という意見や、同じ火力発電(改修)の水素又はアンモニア混焼の最低設備容量5万kWとの差がある点について指摘があった。

【新電力(発電)の意見】(ヒアリング(令和6年3月~5月)における回答)

<制度適用のハードル>

○ 再エネ電源の最低設備容量は10万kW以上となっているが、太陽光発電や陸上風力でこの基準を満たすことは現実的ではなく、実態として参加不可能な制度となっているのではないか。

○ 長期脱炭素電源オークションの対象において、最低設備容量(例:火力発電所の新設・リプレースは10万kW等)が設定されているところ、大手電力会社以外の事業者が有する発電所は規模が小さいものも多く、新設・リプレース又は改修いずれにおいても最低設備容量の基準を満たさない。改修の進捗状況等を踏まえて、順次最低設備容量の見直しをすべきではないか。

(2) 調整力価値（ΔkW 価値）

ア 調査方法

旧一電発電各社及び一送各社並びに新電力に対し、需給調整市場の制度や現在の状況についてそれぞれヒアリングを行った。

また、旧一電小売各社及び新電力に対し、DR やネガワット取引の状況及び現行制度等に関する意見について、アグリゲーター又は小売電気事業者の立場からそれぞれヒアリングを行った。

イ 需給調整市場への参入要件に関する意見

前記第3の3(1)ウ（36頁参照）のとおり、一送が調整電源に発動指令を行うことにより、調整電源が稼働し必要な発電を行うことになるため、その発動指令等を伝える一送の中給システムと調整電源の間の通信設備が必要となるが、系統に連系する定格出力10万kW以上の単独発電機については、需給調整市場の応札の有無等に関わらず、専用線を敷設することとされている。

この点について、新電力からは、需給調整市場への参入に際して、一般送配電事業者が敷設した光ファイバー（自社線）以外のキャリア回線（他社線）での専用線の接続が認めてもらえなかったとの意見があった。

【新電力の意見】（ヒアリング（令和6年3月～5月）における回答）

○ 自社の顧客（自家発電設備を有する事業者）が、需給調整市場へ参入するに当たり、一送の担当部署とは簡易システムへの接続で話を進めていたが、参入希望時期直前になって、専用線での接続、かつ、一送が敷設した光ファイバーのみ認める（他社線は認めない）と通達されたことがあった。

専用線の他社線での接続の有無や見解を一送に確認したところ、一送のうち1社は、他社線での接続については個別に交渉して判断するとした上で、接続事例も存在するとのことであった。一送のうち8社は他社線での接続の申出を受けた事例を認識していないとのことであったが、他社線での接続を認めるためには、セキュリティ要件や保安仕様等を確認する必要がある等の意見があった。

専用線の他社線での接続事例の有無	回答社数
他社線での接続事例あり	1
他社線での接続事例なし （申出を受けた事例もなし）	8

【一送の意見】（ヒアリング（令和6年7月～8月）における回答）

<他社線での接続事例あり>
○ 専用線での接続の申出を受けた際、個別にどの専用線を使うかという交渉を行う

が、その際に他社線を排除していない。他社線の利用は、当社専用線の信頼度と遜色ないか確認を行った上で採否の判断を行っている。

<他社線での接続事例なし>

- 申出を受けた事例はない。仮に申出を受けた場合、セキュリティ要件や当社電力保安の仕様に適合し、責任分担や費用負担について合意できれば他社線も利用可能。
- 申出を受けた事例はない。仮に申出を受けた場合、他社線の利用に特段の支障はないと思われるものの、技術的な仕様等が当社と他社（キャリア回線）で異なる可能性があり、調整が必要になるとと思われる。
- 申出を受けた事例はない。仮に他社線を利用する場合、回線としての信頼性やセキュリティ面、耐災害性で課題があると考えている。
- 申出を受けた事例はない。仮に他社線を利用する場合、耐災害性や障害発生時における対応迅速性の観点から支障があるのではないかと考えている。このため、他社回線を利用する申出があった場合には、無条件で他社回線を採用するのではなく、回線としての耐災害性等を考慮した上で個別に判断することとなる。
- 申出を受けた事例がなく、検討したことがない。

ウ DRに係るネガワット取引に関する意見

第3の3(2)イ（38頁参照）のとおり、ネガワット取引類型1②及び類型2②においては、下げDRによる需要家の需要量減に伴い供給元小売電気事業者の売上げが減少することから、アグリゲーターが、供給元小売電気事業者に対して、需要抑制量に応じた調整金（ネガワット調整金）を支払う必要がある。

この点について、旧一電小売及び新電力から、アグリゲーターの立場として、小売電気事業者の示すネガワット調整金の単価が適正なものか確認するためのエビデンスを提示してもらえない、過大なネガワット調整金を強いられることがある等の意見があった。

一方、小売電気事業者の立場としては、アグリゲーターや一送とのやり取りが煩雑である等の意見があった。

【旧一電小売及び新電力の意見】（ヒアリング（令和6年3月～8月）における回答）

<アグリゲーターとしての意見>

- ネガワット調整金契約における適用単価について小売電気事業者の契約単価を採用する場合において、エビデンスを提示してもらえないことがあり、提示された単価が本当に需要家との契約単価なのか確認できないケースがある。
- 過大なネガワット調整金（例えば、年間を通じてTOU（時間帯別料金：Time of Use）の夏季重負荷時間帯単価（最も高い単価）の適用）を強いてくる小売電気事業者がある。

＜小売電気事業者としての意見＞

- ネガワット調整金の金額の割には、アグリゲーターとの契約書のやり取り、一送とのやり取り等の手続が非常に煩雑。

(3) 環境価値

ア 調査内容

旧一電各社に対し、非化石証書の内部取引分の価格設定の状況や現行制度に関する意見についてそれぞれヒアリングを行うとともに、新電力に対しても、これらの見解についてヒアリングを行った。

イ 非 FIT 非化石証書の価格設定に関する意見

第3の4(3)ウ(43頁参照)のとおり、非 FIT 非化石電源を保有する発電事業者においては、自ら発行した非 FIT 非化石証書の内部取引は認められているものの、特に、旧一電については、内部取引分も小売価格に反映すべきコストとして認識することを求められている。

旧一電発電各社に対して、社内又はグループ内取引が認められている分の非 FIT 非化石証書の取引の価格設定について確認したところ、一部の旧一電発電においては、電力価格と非 FIT 非化石証書の価格設定を分離していなかった。

社内・グループ内取引分の非 FIT 非化石証書の価格設定の状況		回答社数
電力と非 FIT 非化石証書の価格設定を分離	非化石証書の取引開始当初から分離	5
	令和3年度から分離	1
	令和6年度から分離	2
電力と非 FIT 非化石証書を一体として価格設定 (非 FIT 非化石証書価格は電力価格の中に区別されず含まれるものと整理)		2

【旧一電発電の意見】(ヒアリング(令和6年7月~8月)における回答)

＜非化石証書の取引開始当初から価格設定を分離＞

- 非化石証書化したものについては、制度上認められている自社小売部門と取引する分も含め、適正な価格設定の上、発電事業の収益として認識。
- 非化石証書については、市場販売又は当社で実施するオープンオークションでの販売を原則としており、当該オークションにてグループ会社が落札した場合は落札価格で販売。

＜途中から価格設定を分離＞

- 令和3年度以降は価格設定をして内部取引を行っている。
- 非化石証書制度導入前より電気価値と非化石価値をセットで取引していたため、令和5年度取引分までは非化石価値を区別せず、価格設定をしていなかったが、経

経産省審議会の方針を踏まえ、令和 6 年度取引分から価格設定することで自社小売部門と合意。

- 令和 5 年度までは社内取引価格を設定していなかったものの、令和 6 年度から発販の間で社内取引条件書を作成して取引条件を定めている。

<電力と非化石証書を一体として価格設定>

- 2018 年度に契約がある小売電気事業者については、電気の価格と区分することなくセットでグループ内に販売。
- グループ内小売電気事業者との長期の電力購入契約に基づき、内部取引可能量の範疇において、電気価値と一体で価格設定を行い取引している。

また、新電力に対して、非 FIT 非化石証書の旧一電の社内又はグループ内取引に関する問題意識をヒアリングしたところ、旧一電グループ内の取引を外部から検証できないため非 FIT 非化石証書の取引量や価格を公表すべきという意見や、新電力が非 FIT 非化石証書購入コストを負う一方、旧一電の内部取引において非 FIT 非化石証書が値付けされていないのであれば問題であるという意見があった。

【新電力の意見】（ヒアリング（令和 6 年 3 月～5 月）における回答）

- 高度化法の対象となっている小売電気事業者等のエネルギー供給事業者の大半は、非化石価値取引市場（高度化法義務達成市場）等において、非 FIT 非化石証書を調達している。一方で、証書調達の約 9 割が相対取引されており、大手電力会社等からの売り先や価格は外部から検証できないことから、これらの相対取引量や価格を公表し、透明性を確保すべきではないか。
- 電取委の報告によれば、一部の旧一電発電と旧一電小売の内部取引において、非化石価値部分の価格設定が行われていない事例がある。新電力が非 FIT 非化石証書の調達にコストを負う一方、こうした旧一電小売がコストをかけずに調達しているとなれば問題ではないか。

2 制度変更に伴う相対取引への影響

(1) 容量拠出金・容量確保契約金

ア 調査内容

旧一電発電各社に対し、容量確保契約金の相対取引の卸売価格への反映状況についてヒアリングを行った。あわせて、新電力の見解についてもヒアリングを行った。

イ 容量拠出金の卸売価格への反映に関する状況

前記第 4 の 2 (1) (47 頁参照) のとおり、容量市場創設の趣旨を踏まえ、既存相対契約については、契約上の kW 価値の有無とその対価に関する考え方を相対契約の当事者間で協議の上、見直し指針に則って見直し協議を行うことが望ましいとされている。

旧一電発電各社に、令和 6 年度向け卸売価格について、発電事業者等が受け取る容量確保契約金の卸売価格への反映の状況を確認したところ、各社によって対応が分かれた。

容量確保契約金の卸売価格への反映の状況	回答社数
容量確保契約金を全ての卸売価格に反映	7
一部の卸売価格には容量確保契約金を反映せず	1
その他	2

【旧一電発電の回答（容量確保契約金の卸売価格への反映の状況）】（ヒアリング（令和 6 年 7 月～8 月）における回答）

<p><容量確保契約金を全ての卸売価格に反映></p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 卸売価格に容量確保契約金相当を反映（卸売価格から容量確保契約金相当を控除）。 ○ 卸売価格に反映し、プライスベースでの相対協議により卸販売を実施。 ○ 単年契約は入札における最低落札価格を、複数年契約は販売価格を、それぞれ容量確保契約金を踏まえて設定。 ○ 単年卸は公募（マルチプライスオークション方式）において、当社が評価基準価格を設定する際に容量確保契約金相当を控除するとともに、公募以外の相対取引で提示する卸売価格においても容量確保契約金相当を控除。複数年卸は公募（マルチプライスオークション方式）で当社から提示する卸売価格において、容量確保契約金相当を控除。 <p><一部の卸売価格に容量確保契約金を反映せず></p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 単年卸及び 2 年卸は、マーケットベースで卸取引をするため、別途容量確保契約金の控除は実施せず。長期卸は、コストベースにより入札最低価格を算定しており、その算定の際に容量確保契約金相当分を控除。 <p><その他></p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 全量を自社グループ小売に卸しているが、同社との既契約分については、同社と協議し、令和 6 年度は「容量市場に関する既存契約見直し指針」の考え方にに基づき、自社グループ小売が容量確保契約金について受け取るものと整理。 ○ 単年卸は容量確保契約金の反映なし（容量確保契約金の控除は料金の内数に含んで協議）。複数年卸は容量確保契約金の反映あり（毎年容量確保契約金を精算）。
--

また、旧一電発電各社に、令和 6 年度に発電事業者等が受け取る容量確保契約金について、令和 6 年度向け卸売価格への反映額を契約相手に通知しているかを確認したところ、事業者によって対応が分かれた。

容量確保契約金の卸売価格への反映額の通知	回答社数
反映額を通知	3
今後通知予定	1
単年卸の場合には通知せず	1
反映額を通知せず	4
その他	1

【旧一電発電の回答(容量確保契約金の通知の状況)】(ヒアリング(令和6年7月~8月)における回答)

<p><全ての事業者に容量確保契約金の反映額を通知又は公表></p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 入札参加事業者(自社小売を含む全参加者)に対し、容量確保契約金の控除額を通知。 ○ 全量を自社グループ小売に卸しているが、容量確保契約金を通知の上、自社小売が受け取るものと整理。 ○ 複数年卸公募に応募の全ての事業者(自社小売も含む。)に、容量確保契約金の反映方法を公表。 <p><今後通知予定></p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 本回答時点では電力広域的運営推進機関から容量確保契約金額が支払われていない状況であり、未対応だが、料金精算において容量確保契約金相当額を卸売価格から控除する前提の契約条件で合意した契約者には、容量確保契約金相当額の反映額を提示することを予定。 <p><単年卸の場合には通知せず></p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 単年卸については、入札の最低落札価格へ織り込んだ容量確保契約金相当額は公表していないが、参加事業者に対して、最低落札価格が容量確保契約金相当額を反映したものである旨は明示。複数年契約については、反映した額については、全ての小売電気事業者(自社小売部門を含む。)に対して通知。 <p><容量確保契約金の控除額を通知せず></p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 卸売契約の内容をウェブサイト公表しており、公表内容に対して具体的な書類請求をした事業者に対しては、容量確保契約金を反映(控除)しているということを電子媒体(PDF)で伝えているが、具体的な金額は伝えていない。 ○ 全ての小売電気事業者に対して容量確保契約金反映後のプライスベースでの相対協議を行っており、明示的に容量確保契約金相当を差し引く対応をしていないことから、反映額の公表は不要と考えている。 ○ 単年卸及び複数年卸の卸売価格へ反映した容量確保契約金相当額は、自社小売部
--

門と他の小売電気事業者のいずれにも公表していない。

- 単年卸及び2年卸は、マーケットベースで卸取引をするため、約定価格から別途、容量確保契約金に係るコストを控除しないことを取引参加事業者に通知済み。長期（3年）卸は、控除した容量確保契約金額自体は公表していないが、入札最低価格の算定の際に容量確保契約金相当分を控除している旨を取引参加事業者に通知済み。

<その他>

- 新規契約となる卸標準メニューの価格は容量確保契約金を反映済みのため、購入希望事業者に対して容量確保契約金相当額は通知しなかった（容量確保契約金相当を控除済みである旨は通知した。）。ただし、自社グループの小売電気事業者とは容量市場創設前に長期契約を締結済みのため、容量市場に関する既存契約見直し指針に基づき、容量確保契約金相当額を通知した。

新電力からは、旧一電発電が容量確保契約金の卸売価格への反映状況を明示しないことにより需要家への説明が困難となるという意見があった。

【新電力の意見】（ヒアリング（令和6年3月～5月）における回答）

- 旧一電発電において、受け取った容量確保契約金をどのように卸売価格に反映させたのか明示していなかった事業者が存在した。容量確保契約金の卸売価格への反映状況が分からない状況では、発電事業者から提示された卸売価格が適正かどうか検証できず、小売電気事業者として需要家に小売料金の算出方法を説明することができない。

(2) 発電側課金

ア 調査内容

旧一電発電各社に対し、発電側課金の卸売価格への反映状況についてヒアリングを行った。あわせて、新電力の見解についてもヒアリングを行った。

イ 発電側課金導入に伴うコスト分担変更の卸売価格への反映に関する意見

第4の2(2)（48頁）のとおり、発電側課金の導入に伴い、既存の相対契約においては、発電事業者が新たに負担することとなった発電側課金相当額を卸売価格に転嫁するための見直しが必要となる。

旧一電発電各社に、令和6年度向け卸売価格について、発電側課金の反映の有無、令和5年度向け卸売価格と比較した卸売価格への影響を確認したところ、各社によって対応が分かれた。

令和6年度向け卸売価格（単年卸）への発電側課金の反映の有無	回答社数
発電側課金を反映	8
単年卸に発電側課金を反映せず	2

【旧一電発電の回答（発電側課金の卸売価格への反映の状況）】（ヒアリング（令和6年7月～8月）における回答）

<p><発電側課金を反映></p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 単年卸、複数年卸いずれの卸売価格にも発電側課金を反映している。その結果、令和6年度向け卸売価格に関して、令和5年度向け卸売価格と比較して、価格の単純な比較は困難だが、発電側課金以外の要素が同内容であったと仮定した場合、発電側課金分を加算していることから、単価増の方向に作用している。 ○ 社内外の区別なく、発電側課金相当を反映。令和6年度向けの卸売価格については令和5年度向けと比べて低下しているが、主な要因は電力市況価格が低下したことと認識。 ○ 純揚水を除き、全量を自社グループ小売に卸しているが、同社との契約分については発電側課金を全額卸売価格へ反映。これにより令和6年度向けの卸売価格は発電側課金相当分が上昇している。 ○ 令和6年度向け卸売価格へ発電側課金を反映。 ○ 発電側課金を卸売価格に反映している（令和6年度は協議時点で発電側課金単価が未確定のため、後日加算）。令和5年度の卸売価格との比較については、プライスベースでの協議のため、市況の影響を受け、令和6年度の卸売価格の方が安価になっている。 ○ 単年卸及び複数年卸とも卸売価格に加算。単年卸における令和6年度向け卸売価格（平均）は、令和5年度向け卸売価格（平均）に比べて低下しているが、電力市況の低下によるものと推測。複数年卸については、令和5～7年度向けの卸販売を実施していないため、令和6～8年度向けの卸販売価格との比較ができない。 <p><単年卸に発電側課金を反映せず></p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 令和6年度向け単年卸については、売手・買手双方において令和6年度の発電側課金の見通しが立っていること等を踏まえて、発電側課金の反映は料金の内数に含んで協議可能と考え、発電側課金の反映は実施していない。 複数年卸については、価格設定がコストベースであることや取引期間の一部については、発電側課金が不透明であることを考慮し、毎年発電側課金を精算することとした。 なお、令和5年度と比較した際に、全体として卸売価格は下がっており、発電側課金の反映額による卸売価格の上昇よりも、燃料価格が落ち着いたことによる発電コストや市況価格の下落の方が大きいと考えられる。 ○ 単年・2年商品については、市場価格に発電側課金のコストが反映されていると認

識しており、当社の卸取引はマーケットベースで取引をするため、別途、発電側課金の反映は実施していないことから、当該コストの反映有無による市場価格の変動は把握できない。市場価格下落に伴い、令和 5 年度向け卸売価格と比較して令和 6 年度向け卸売価格は下がった。

長期（3 年）商品については、コストベースにより入札最低価格を算定しており、その算定の際に発電側課金相当分を反映している。令和 5 年度向けの販売はなかった。

また、旧一電発電各社に、令和 6 年度向け卸売価格への発電側課金の反映額について、卸売を行った小売電気事業者へ通知しているかを確認したところ、各社によって対応が分かれた。

発電側課金の反映の通知又は公表の有無	回答社数
全ての小売電気事業者に発電側課金の反映額を通知	8
発電側課金の反映額を通知せず	1
その他	1

【旧一電発電の回答（発電側課金の通知の状況）】（ヒアリング（令和 6 年 7 月～8 月）における回答）

<全ての事業者に発電側課金の反映額を通知>

- 取引に至った全ての小売電気事業者に加算する発電側課金分の単価を通知。
- 令和 6 年度は協議時点で発電側課金単価が未確定であり、発電側課金を卸売価格に後日加算したため、取引に至った全ての小売電気事業者に加算する発電側課金分の単価を通知。
- 書類請求があった事業者に対して発電側課金相当の単価を通知。
- 自社グループ小売のみに卸しており、同社には発電側課金の額を通知している。

<発電側課金の反映額を通知せず>

- 単年卸及び 2 年卸については、市場価格に発電側課金のコストが反映されていると認識しており、当社の卸取引はマーケットベースで取引をするため、約定価格から別途、発電側課金のコストを反映しないこととした。長期（3 年）卸については、反映した発電側課金の金額自体は公表していないが、入札最低価格の算定の際に発電側課金相当分を反映している旨を取引参加事業者へ通知済み。

<その他>

- 新規契約となる卸標準メニューの価格は発電側課金を反映済みのため、購入希望事業者に対して発電側課金相当額は通知しなかった（発電側課金を反映済みである旨は通知した。）。ただし、自社グループの小売電気事業者とは発電側課金導入前に

長期契約を締結済みのため、相対契約における発電側課金の転嫁に関する指針に基づき、発電側課金相当額を通知した。

新電力（発電）からは、一送が発電事業者から発電側課金を取り過ぎていないか事後的に検証すべきという意見、単価の計算方法が分かりにくいという意見があった。また、小売電気事業者の立場として、新電力からは、旧一電発電が発電側課金の卸売価格への反映状況を明示しないことにより需要家への説明が困難となるという意見があった。

【新電力（発電）の意見】（ヒアリング（令和6年3月～5月）における回答）

＜発電側課金の額について＞

- 経済産業省が公表した計算方法に基づく負担額と発電事業者が一送から請求される負担額に齟齬がないか、また、結果的に一送の託送料収入が増加しているようなことはないか、発電事業者から取り過ぎていないか、事後的に検証すべき。

＜発電側課金の単価の設定について＞

- 令和6年4月から、発電側課金の単価（kW単価、kWh単価）がエリアごとに出ているが、その計算方法がブラックボックスで分かりにくい。

【新電力（小売）の意見】（ヒアリング（令和6年3月～5月）における回答）

- 旧一電発電において、発電側課金をどのように卸売価格に反映させたのか明示していなかった事業者が存在した。発電側課金の卸売価格への反映状況が分からない状況では、発電事業者から提示された卸売価格が適正かどうか検証できず、小売電気事業者として需要家に小売料金の算出方法等を説明することができない。

3 洋上風力発電・資源の供給安定

(1) 洋上風力発電の公募要件

ア 調査内容

新電力（発電）及び旧一電発電各社に対し、洋上風力発電の公募の参加実績や制度に対する意見等について、それぞれヒアリングを行った。

イ 公募要件に関する意見

前記第5の1(1)ウ(ア)（52頁参照）のとおり、ゼロプレミアム水準以下の提案があった場合には、それ以外の提案と供給価格点に大きな差がつくこととなる。また、前記第5の1(1)ウ(イ)（52頁参照）のとおり、ゼロプレミアムで入札した事業者についてはプレミアム収入を事実上受け取れないとともに、前記第5の1(1)ウ(ウ)（52頁参照）のとおり、容量市場制度に参加することができない。

これに関して、落札を目指すとするれば、実質的にゼロプレミアム水準で入札せざるを得ないという意見や、ゼロプレミアム水準で入札した電源は、落札した場合でも、他の電源が利用可能な固定費回収手段としての FIP プレミアムや容量市場制度にアクセスできないという意見があった。

【事業者（旧一電発電、新電力（発電）の意見）】（ヒアリング（令和6年3月～8月）における回答）

<p><容量市場や長期脱炭素電源オークションへの参加></p> <p>○ FIP 制度の利用は公募の前提として必須であるが、ゼロプレミアム水準での入札ではプレミアムが受け取れず、FIP 制度を利用する意味はない。しかし、現時点（令和6年3月時点）においては、FIP 制度の利用により、落札電源は、容量市場にも長期脱炭素電源オークションにも参加することができず、他の電源が利用可能な固定費回収手段にアクセスできない。</p> <p><ゼロプレミアム水準></p> <p>○ 供給価格がゼロプレミアム水準か否かで、価格評価点で大きく差がつかってしまうと、事業実現性評価点で挽回することは難しい仕組みになっているため、落札するにはゼロプレミアム水準での入札しか選択の余地がなくなり、事業者の入札行動に影響が生じている。</p>
--

(2) LNG 取引の仕向地制限について

ア 調査内容

LNG を輸入する旧一電発電及び新電力（発電）に対し、LNG の長期契約における仕向地制限について、既存の長期契約の更新又は新規の長期契約の締結にどのような影響を与えるか、ヒアリングを行った。

イ 仕向地制限に関する意見

前記第5の2（53頁参照）のとおり、公正取引委員会は、LNG 実態調査報告書において、仕向地制限は、事実上、日本の需要者が LNG を他の需要者等に再販売することを制限しているといった考え方を示している。

これに関して、旧一電発電及び新電力（発電）からは、FOB（Free On Board）条件⁶⁸の契約における仕向地制限の緩和は、新規の長期契約の締結を促進する効果があるという意見等があった一方、契約締結又は更新に当たっては他の要因も作用することから、仕向地制限の緩和が即座に新規の長期契約の促進に直結するものではないとの意見もあった。

⁶⁸ FOB（Free On Board）とは、物品の引渡地点を輸出国の船積港とする積地渡しの取引条件をいう。買主は、船積港から物品を輸送するとともに、輸送に伴う一切の費用と危険を負担する。国際的な LNG 売買契約においては、一般に、輸出国の出荷基地が船積港に該当する。なお、物品の引渡し地点を輸入国の仕向港とする揚地渡しの取引条件は DES（Delivered Ex Ship）条件という。

【旧一電及び新電力（発電）の意見】（ヒアリング（令和6年10月）における回答）

<総論>

- 既存長期契約の更新・新規長期契約の締結いずれにおいても、仕向地制限の緩和により、LNG 需要の変動時の第三者への転売等が容易になるため、将来の LNG 需要が不確実な中、長期契約の締結を促進する効果・影響がある。
- 状況の変化により長期契約締結時の想定所要量より、実際の所要量が下振れするケースがあるところ、仕向地変更の条件が厳しい場合、燃料タンク運用が困難となる（運用上限の超過につながる）ことから、長期契約における仕向地制限緩和が進むことで、将来の不確実性の対応や、燃料需給運用の改善にもつながる。
- 余剰発生時にスポット市場で転売する際、市況に晒されるリスク（安値損切となるリスク）は仕向地制限が緩和されても残る。
- 当社は配船計画に合わせた計画消費の実施で仕向地を変更することはほぼないため、仕向地制限緩和が既存・新規長期契約締結へ与える影響は軽微だが、大幅な所要量減の可能性を踏まえると、減量方向の柔軟性が上がることはメリットとなる。
- 電気事業向け LNG 所要量の大半を長期契約により確保しているところ、需給計画策定以降の需給変動により LNG 所要量が変動した際は、スポット取引等で追加調達や確保済み LNG の転売をし、引取り・在庫数量の適正化に努めている。このような中、長期契約における仕向地制限の緩和（揚地制限の撤廃・利益分配の撤廃）は、より柔軟な LNG の引取り・在庫調整の実現に寄与する。既存・新規いずれの契約においても、一般的に仕向地制限が緩和されている LNG プロジェクトの方が、そうでない LNG プロジェクトに比して、新規契約の検討可能性が高くなり得る。
- 既存・新規契約のいずれにおいても、仕向地制限が緩和されれば、自社の LNG 需要の変動に合わせ、転売等の対応が可能となるため、長期契約の締結が容易になるが、DES 条件の場合は、売主側がコスト上昇やオペレーション上のリスクを抱えることになるため、契約価格が割高となることが懸念される。

<既存長期契約の更新>

- 買主が仕向地制限の緩和を求めた場合、代わりに売主から価格等の諸条件を売主優位に変更することを求められる懸念がある。
- 既存長期契約の更新において仕向地制限が緩和されることは、仕向地柔軟性の向上や最適化機会の創出に寄与することから、買主として大変望ましいものの、既存長期契約の更新の可否は、仕向地制限の緩和のみをもって判断されるものではなく、スポット・中期契約との経済性等にも左右されるため、仕向地制限の緩和は長期契約の促進に必ずしも直結しない。
- 既存長期契約の更新に当たっても、仕向地制限の撤廃は重要な要素だが、実際の契約交渉では、仕向地制限の撤廃の条件として、売主が買主に供給柔軟性を要求する、買主に追加リスクの負担を要求するなど、コマーシャル上の交渉条件として扱

われている。その結果、協議が長期化し、仕向地自由化はなかなか進まない。

<新規長期契約の締結>

- 仕向地制限の緩和により、今まで買主であった事業者が売主となる可能性もあり、選択肢が増えることで、競争力のある条件で長期契約が締結できる可能性がある。
- 新規長期契約の締結について、仕向地制限のない契約は、制限のある契約と比較して、より優先度が高いと考えている。他方で、既存長期契約の更新と同様に、買主の戦略や市況の見通し、その他の商務条件も踏まえて総合的に判断されるため、仕向地制限の緩和が即座に新規長期契約の促進に直結するとは想定していない。
- 将来の需要の不確実性に対応しながら安定供給を実現するためには、需給変動に柔軟に対応できる、仕向地制限のない契約が重要となるが、依然として仕向地制限を必須とする売主も存在し、調達先の多様化、新規の契約検討・交渉に際し、大きな制約となっている。

第7 発電分野・小売分野等に係る独占禁止法・競争政策上の考え方

本項目においては、前記第6（55頁参照）を踏まえ、これらを概括しつつ、独占禁止法及び競争政策上の観点から検討を行う。

電力システムの在り方及び制度改正の進め方については、経済産業省（資源エネルギー庁及び電取委）において、エネルギー政策、市場監視等の様々な政策的要請を踏まえながら総合的に判断していくべきものである。

本項目において検討する独占禁止法及び競争政策上の観点とは、公正かつ自由な競争を確保して事業者の効率化を促すとともに、需要家の選択肢の拡大を通じて、需要家がメリットを享受できるようにする、という視点からの考え方である。

1 電源等の有する価値

(1) 供給力価値（kW 価値）

ア 容量市場への参入促進（再エネ併設型蓄電池の容量市場アクセス確保）

前記第2の2(3)（18頁参照）のとおり、政策的な後押しもあり、再エネの導入量は増えている一方、このうち太陽光等については、季節や気候条件によって出力が大きく変動することから、その変動を調整することのできる再エネ併設型蓄電池は、電力の安定供給のみならず、発電事業者等の競争手段としても重要である。

再エネ併設型蓄電池については、前記第3の2(3)ア(1)（26頁参照）のとおり、現在メインオークション等への参入が認められていないところ、前記第6の1(1)イ（55頁参照）のとおり、1地点複数応札の組合せとして、変動電源（非FIT/FIPの太陽光発電等）と再エネ併設型蓄電池についても、メインオークション等への参入を認めてほしい旨の意見があった。

現時点では、変動電源を含む1地点複数応札については、気象条件等による出力変動を踏まえた実績値評価等への技術的な課題や一送の体制等の課題があり、容量市場への参入が認められていないものの、将来的にこうした問題が解決した場合には、参入を認めることにより、再エネ発電・蓄電池事業者の参入及び発電事業者間の競争を促すことが競争政策上望ましい。

イ 長期脱炭素電源オークションの参入促進（各電源の最低容量基準の見直し）

長期脱炭素電源オークションにおいて、特定の電源にとって不利となる条件が定められた場合、安定的かつ脱炭素に資する電源の確保の観点から支障が生じるだけでなく、発電事業者の参入及び競争促進が妨げられるため問題となる。

前記第3の2(4)ウ（32頁参照）のとおり、第1回オークションにおいては、電源種ごとの応札量に差が見られたとともに、前記第6の1(1)ウ（56頁参照）のとおり、最低設備容量の基準を満たさず同オークションに応札できない電源の存在は確認できたものの、巨額の初期投資の回収に対して長期的な収入の予見可能性を付与するという長期脱炭素電源オークションの制度趣旨や、他の制度における供給力（kW 価値）負担の仕組み等を踏まえると、現行制度（電源ごとの最低設備容量の基準の設定）により、

特定の電源の発電事業への参入を困難にしているとまでは評価できなかった。

引き続き、発電事業に関する制度や発電事業者の事業活動の変化の状況を踏まえつつ、入札・応札の状況についてモニタリングを行い、仮に現行の最低設備容量の基準が、特定の電源の発電事業への参入阻害として作用している事実が認められた場合には、最低設備容量の基準の扱いも含めて見直すことが競争政策上望ましい。

(2) 調整力価値（ Δ kW 価値）

ア 需給調整市場への参入促進（通信回線要件の見直し）

需給調整市場における指令・制御方法の規制や事業者の定める条件が目的に比して過度に厳しいものとなっている場合、需給調整市場に参入できるポテンシャルを持った電源が需給調整市場に参入できなくなるおそれがある。

例えば、前記第6の1(2)イ（57頁参照）のとおり、一部のエリアにおいて、新電力から、自社の顧客が需給調整市場に参入する際、一送が敷設した光ファイバー（自社線）以外のキャリア回線（他社線）での専用線の接続が認められなかったという意見があった。他社線での接続に関する一送の認識は様々であるが、他社線での接続を排除するものではないという回答も複数見受けられることから、実際に申出を受けた場合に、こうした条件について各社のセキュリティ方針や設備仕様・技術面の観点などを考慮の上、可能な限り柔軟に運用することで、需給調整市場への電源の参入を促進し、需給調整市場の競争を促進することが競争政策上望ましい。

イ DRに係るネガワット取引の透明性向上（ネガワット調整金の円滑な協議）

前記第2の2(3)及び第3の3(2)（18頁及び37頁参照）のとおり、太陽光等の出力変動の調整において、DRの果たす役割は重要性を増すところ、DRの拡大は、アグリゲーターの取引機会の拡大にもつながり、新たな事業者の電力事業への参入促進にも寄与すると考えられることから、競争政策の観点からも、DRが円滑に行えるようにするための取引環境の整備は重要である。アグリゲーターがDRを行うための一形態として、ネガワット取引があるところ、そのうちアグリゲーターが他の小売電気事業者の需要家によって生み出された需要抑制量を調達する類型1②及び類型2②（前記第3の3(2)イ（38頁参照）については、他の類型と比較して関係者が多く、金銭（ネガワット調整金）による調整も必要となる。

前記第3の3(2)イ（38頁参照）のとおり、アグリゲーターとその取引先の需要家に電気を供給する小売電気事業者との間のネガワット調整金の決定に当たっては、ERABガイドラインにおいて、「特定の関係事業者だけに極端な利益または損失が生じる等、ネガワット調整金の額がその趣旨から逸脱しないように留意し、取引の実情やDR・VPPの普及拡大の観点を踏まえて協議をすること」とされており、また、同ガイドラインにおいて、ネガワット調整金の計算方法として、ネガワット調整金の趣旨、取引コストの低減、ネガワット調整金に係る水準の予見可能性の確保等の観点を踏まえた上で、「電力料金単価（参考値）－託送料金」を基本とすることとされている。

同ガイドラインで求められている予見可能性を向上させる観点、ひいては事業者間での円滑な協議を促進する観点から、小売電気事業者は、ネガワット調整金の設定に当たっては、適正価格を設定していることがネガワット取引の当事者同士において確認できるよう、その算定根拠（小売電気事業者の電力料金単価（参考値）を基に計算する場合にはその参考値の出所選定理由、小売電気事業者の電力料金（実績値）を基に計算する場合にはそのエビデンス等）を可能な限り明示することが競争政策上望ましい。

(3) 環境価値（旧一電内部における環境価値取引の透明化）

前記第3の4（40頁参照）のとおり、再エネ電源等が有する非化石価値等の環境価値は、小売電気事業者において非化石電源比率を引き上げる高度化法義務の達成に活用するほか、環境価値のある電気を使いたいという需要家のニーズに応えるなど、再エネ電源等が有する電力そのものの価値（kW 価値、kWh 価値等）とともに重要な価値をなすものである。このため、環境価値は、発電事業者、小売事業者又は需要家等の取引当事者において適正に評価され、取引されることが重要である。

旧一電発電による非FIT非化石証書の相対取引については、前記第6の1(3)イ（59頁参照）のとおり、一部の旧一電発電が、グループ内の小売電気事業者との内部取引において、既存の長期契約の存在を理由に非FIT非化石証書の価値を区別することなく、電気価値として一体で価格設定して取引を行っていることが確認された。

旧一電発電が、非FIT非化石証書の相対取引において、合理的な理由なく、内部取引を無償とする一方、他の小売電気事業者に対しては有償又は不利な取引条件を設定するなどすることで、他の小売電気事業者の競争機能に直接かつ重大な影響を及ぼすことにより、公正な競争秩序に悪影響を与える場合には、独占禁止法上問題となる（差別対価、差別取扱い等）。

以上の考え方を踏まえれば、非FIT非化石証書の価値を区別することなく、電気価値と一体で価格設定して内部取引を行っている一部の旧一電発電においては、無償取引でないことを明確化するため、内部取引であっても価格設定を行うことが競争政策上望ましい。

2 発電事業者等・小売電気事業者間における相対取引の透明性向上

(1) kW 価値取引の透明性向上（容量確保契約金の卸売価格への反映）

発電事業者等が受け取った kW 価値を評価する容量確保契約金について、小売電気事業者が卸売価格への反映額を明示することは、相対取引の透明性を向上し、公正な競争環境の確保の観点から望ましい取組である。

前記第6の2(1)イ（60頁参照）のとおり、一部の旧一電発電において、容量確保契約金の卸売価格への反映額を明示している事例が確認されており、相対取引の透明性の向上に資するものとして評価できることから、他の発電事業者等においてもこのような取組が行われることが競争政策上望ましい。

(2) 送配電コスト負担の透明性向上（発電側課金の卸売価格への反映）

発電事業者が支払った託送料金の発電側課金について、小売電気事業者への卸売価格への反映額を明示することは、相対取引の透明性を向上し、公正な競争環境の確保の観点から望ましい取組である。

前記第6の2(2)イ（63頁参照）のとおり、一部の旧一電発電において、託送料金の発電側課金の卸売価格への反映額を明示している事例が確認されており、相対取引の透明性の向上に資するものとして評価できることから、他の発電事業者においてもこのような取組が行われることが競争政策上望ましい。

3 洋上風力発電・資源の供給安定

(1) 洋上風力発電の公募制度

ア 他の電源との競争環境整備（FIP 支援を受けない洋上風力電源の容量市場アクセスの確保）

前記第5の1(1)イ（50頁参照）のとおり、第2ラウンド以降の再エネ海域利用法に基づく洋上風力発電の公募制度（以下「公募制度」という。）においては、原則としてFIP制度の利用を前提とした上で、供給価格点評価の最低基準価格としてゼロプレミアム水準を設定し、当該水準を下回る供給価格の提案の供給価格点を一律満点としている。これは、国民の賦課金負担を抑制するため、FIP制度によるプレミアム収入を活用しない事業者を高く評価することが望ましいという考え方に基づくものであり、再エネ賦課金の抑制が達成される一方、第6の3(1)イ（66頁参照）のとおり、公募参加者からすると、公募制度における供給価格点の設定方法と相まって、落札に当たってゼロプレミアム水準での入札を事実上余儀なくされている状況にある。また、前記第5の1(1)イ（50頁参照）のとおり、実際に多くの案件でゼロプレミアム水準での入札・落札が行われている。

前記第5の1(1)ウ（52頁参照）のとおり、ゼロプレミアム水準で入札した事業者が落札した電源については、プレミアムを全く受け取ることができない一方、FIP制度を利用していることを理由に容量市場や長期脱炭素電源オークションといった固定費を回収する他の制度が利用できないという点で、他のFIT/FIPを利用せず、容量市場等を利用する電源と比較しても不利な立場にあると評価することもできる。前記第5の1(2)（52頁参照）のとおり、この点については、合同会議において、ゼロプレミアム水準での入札を行った場合などの一定の条件を満たす場合には、公募制度の対象事業であっても、容量市場への参加を認める方向で今後検討すべきの方針が示され、令和7年2月26日開催の第100回制度検討作業部会において、令和7年度（令和11年度実需給）の容量市場に洋上風力のゼロプレミアム案件を参加させることを認める方向性が了承されるとともに、参加に当たっての詳細な制度検討を継続することとされた。ゼロプレミアム水準で落札した電源の固定費の回収手段を制度的に設けることは、他の電源と競争できる環境を整備し、ひいては洋上風力公募への多様な事業者の参入の促進にも寄与すると考えられる。したがって、経済産業省においては、ゼロプレミアム

水準で落札した電源と他の電源とが公正な環境で競争できる形で容量市場に参加できるようにすることが競争政策上望ましい。

イ 新規参入を促進する公募制度（公募における価格評価の見直し）

現在の公募制度は、1事業者でもゼロプレミアム水準での入札があると、その事業者は満点の120点となる一方、プレミアム収入が生じる見込み等を勘案した水準の価格評価点との間で極めて大きな差を生じるため、発電事業者の入札行動への影響を与える事態が生じている。

この点については、前記第5の1(2)（52頁参照）のとおり、合同会議において、供給価格点のあり方の見直しが行われ、その結果、第4ラウンド以降の公募においては、準ゼロプレミアム水準を設定し、事業実現性評価の点数によっては、準ゼロプレミアム水準で入札した事業者が落札可能となる環境を作ることとされた。これらの見直しは、多様な事業者がより参入しやすい環境整備に資することから、競争政策上望ましい。

(2) LNGの安定調達（LNG取引の仕向地制限の見直し）

再エネ電源の出力調整や、脱石炭を見据えた現実的なトランジションとしてのLNG火力について、燃料を海外からの輸入に頼る我が国においては、LNGセキュリティの強化のための柔軟なLNG市場の形成（新国際資源戦略）や、調達必要量、長期契約比率や調達先のバランスを見ながら、エネルギー安全保障に資する形で長期契約を確保していくことが重要である⁶⁹とされている。

他方、再エネ電源の拡大等、中長期的なLNG火力の需要見通しが不透明であることから、LNGの長期契約の締結は、買主（旧一電及び新電力）において余剰を抱えるリスクを生じさせるところ、前記第6の3(2)イ（67頁参照）のとおり、買主が仕向地を自由に設定・変更することに対する一定の制限（仕向地制限）が付されていると、買主は調達したLNGを再販売することが制限される。

公正取引委員会は、LNG実態調査報告書（平成29年6月）において、LNG調達契約における仕向地制限について、以下の考え方を示している。

<LNG実態調査報告書（抜粋）>

<164頁>

以上を踏まえれば、通常、FOB条件の期間契約において、仕向地条項を規定すること自体、必要性があるとまではいえず、合理性があるともいい難いと考えられ、独占禁止法上問題（拘束条件付取引）となるおそれがある。

また、仕向地条項を規定するとともに仕向地変更を制限することは、DES条件の場合に比して必要性・合理性が認められる範囲がより狭いと考えられ、独占禁止法上問題（拘束条件付取引）となるおそれが強い。

<167頁>

⁶⁹ 第22回総合資源エネルギー調査会 資源・燃料分科会 資源開発・燃料供給小委員会（令和6年6月27日）

以上を踏まえれば、DES 条件の期間契約において、引渡地点を定めるために、仕向地条項を規定すること自体は、独占禁止法上問題となるものではない。

また、仕向地変更条項に「売主が同意すること」を条件として定めることや、一定の必要性・合理性のある条件を定めること自体は、直ちに独占禁止法上問題となるものではない。ただし、仕向地変更条項を規定していない場合も含め、運用において、必要性・合理性のある条件を満たしているにもかかわらず、条件を満たしていないものと主張して同意を拒否する場合、独占禁止法上問題（拘束条件付取引）となるおそれがある。

他方、仕向地変更条項に競争制限的な条件を定めることや、運用において、競争制限的な条件を仕向地変更の条件とすることは、通常、合理性がないと考えられ、独占禁止法上問題（拘束条件付取引）となるおそれが強い。

<174 頁>

LNG の売主（需要者が売主となる場合を含む。）においては、本報告書を踏まえ、新規契約締結時や契約期間満了後の更新時において、再販売の制限等につながる競争制限的な契約条項や取引慣行を定めないことが必要である。また、契約期間満了前の既存契約においても、少なくとも、再販売の制限等につながる競争制限的な取引慣行を見直すことが必要である。

LNG の買主においては、期間契約市場及びスポット契約市場の競争が促進されることで、LNG 調達コストの低減が実現した場合、電気料金や都市ガス料金に適正に反映し、消費者利益の向上を図ることを期待する。

前記第5の2（53 頁参照）のとおり、JOGMEC による LNG 売買契約における仕向地制限等の実態調査によれば、上記の LNG 実態調査報告書が公表されて以降、仕向地制限が課せられている契約数量が全体に占める割合が減少する傾向にあるなど、仕向地制限の見直しが着実に進んでいるところである。仕向地制限の見直しにより、LNG の再販売の制限等につながる競争制限的な契約条項や取引慣行が減少して LNG 市場の競争が促進されることから、引き続き仕向地制限の見直しが進むことが競争政策上望ましく、関係者が仕向地制限の見直しの進捗を随時確認できるように、JOGMEC において上記実態調査を当面継続して実施することが望ましい。

第8 公正取引委員会の今後の取組

公正取引委員会は、令和6年報告書においては電力の卸分野における相対取引を中心に、本報告書においては発電分野や小売分野の取引を中心に、旧一電及び新電力の取引実態等についての調査結果及び独占禁止法又は競争政策上の考え方を示し、電力取引の流れを概括した。

公正取引委員会は、引き続き、経済産業省（資源エネルギー庁及び電取委）とも連携し、電力分野の取引について注視するとともに、本報告書等において示した独占禁止法又は競争政策上の考え方の関係事業者等への普及・啓発に努めることにより、関係省庁や事業者等において、電力市場における事業者間の公正かつ自由な競争の促進につながるような取組が進展することを期待する。加えて、今後、独占禁止法上問題となる具体的な事例に接した場合には厳正に対処していく。

参考 1 電力自由化の流れ等

1 電力制度改革が行われることとなった背景

我が国の電気事業は、昭和 26 年⁷⁰以降 70 年以上にわたり、規模の経済性等を理由に、全国を 9 の区域（沖縄復帰後は 10 の区域）に分けて、区域ごとに、発電、送配電及び販売（小売）を一貫して行う一般電気事業者（用語集 84 頁参照。北海道電力株式会社、東北電力株式会社、東京電力株式会社、北陸電力株式会社、中部電力株式会社、関西電力株式会社、中国電力株式会社、四国電力株式会社、九州電力株式会社及び沖縄電力株式会社の 10 社）に地域独占を認めるとともに、電気料金をはじめとする供給条件を規制することで、需要家の保護や電気事業の健全な発達を図るものとして、制度が設けられ、運用されてきた。

当時の電気事業法において、「卸電気事業者」（電源開発株式会社等が該当。以下「旧卸電気事業者」という。用語集 85 頁参照）も存在していたが、旧卸電気事業者が発電する電力は、それぞれの区域において小売電気事業を独占的に営む一般電気事業者に供給することが義務付けられていたため、一般電気事業者の供給力に組み込まれていた。

このような制度に対して、諸外国と比較して電力分野の高コスト構造が指摘されるようになり、これを受けて、平成 7 年以降、段階的な制度改革を実施し、電力市場の自由化が行われてきた。

2 電力制度改革の経緯

我が国の電気事業制度は、平成 7 年以降、発電部門における競争原理の導入や小売部門の自由化対象の拡大など、段階的に制度改革を実施してきた。東日本大震災を契機に進められてきた電力システム改革は第 5 次制度改革に当たるものであり、料金規制や地域独占といった市場構造を転換し、国民に開かれた電力システムの下、事業者間の競争環境の整備を通じ、①安定供給の確保、②電気料金の最大限の抑制及び③需要家の選択肢や事業者の事業機会の拡大を目指すもの⁷¹として、平成 27 年以降各部門における制度改革が行われてきた。

⁷⁰ 戦時中、電力の国家管理を目的として、発送電事業については日本発送電株式会社による独占、配電事業については地域ごとの配電会社 9 社という体制が整備されたが、昭和 25 年のポツダム政令（電気事業再編成令及び公益事業令）により日本発送電株式会社が解体された。

⁷¹ 発電分野及び小売分野における競争を導入することについて、電力システム改革専門委員会報告書（2013 年 2 月）では、「発電部門における競争は、燃料調達や発電所建設における効率の追求や、最も競争力のある電力から順番に使用することによる発電の最適化（メリットオーダー。用語集 91 頁参照）が進展する結果として、卸価格の低減やエネルギー産業の国際競争力向上に寄与することとなる。他方、小売市場における競争のメリットは、新たなサービス・料金メニューの提供や、低廉な小売価格という形で生み出されることとなる。」（同報告書 I. 3.）との考え方を示している。

図 44 制度改革の経緯

制度改革	概要
第 1 次制度改革（平成 7 年）	発電部門の自由化
第 2 次制度改革（平成 12 年）	小売部門自由化（第 1 弾）
第 3 次制度改革（平成 15 年）	小売部門自由化（第 2 弾）
第 4 次制度改革（平成 20 年）	卸市場改革
第 5 次制度改革（平成 27 年～）	電力広域的運営機関の創設 小売全面自由化 法的分離

（出典：第 60 回電力・ガス基本政策小委員会（令和 6 年 3 月 7 日）資料 1 を
基に公正取引委員会において作成）

(1) 発電分野の自由化の概要

発電分野は、小売分野に先立って自由化が進められており、平成 7 年の電気事業法改正⁷²により、卸電気事業の参入許可を原則撤廃し、旧一電が行う卸電力の購入に係る入札に応募し、落札することにより、旧一電や旧卸電気事業者以外の発電事業者（以下「旧卸供給事業者」という。用語集 85 頁参照）の自由な参入が認められている。

また、平成 28 年以前の電気事業法においては、旧卸電気事業者や旧卸供給事業者（令和 7 年 4 月現在の電気事業法では、いずれも「発電事業者」に該当）は、一般電気事業者に電気を供給（卸供給）するものとされており、旧卸電気事業者や旧卸供給事業者による一般電気事業者に対する一定の規模・期間を超える電力の供給（卸供給）については、設備種別ごと、かつ、地点別又は水系別に、必要と想定される適正な原価に事業報酬を加えて料金を算定することとされていたが、現在は、供給先や卸料金に係る規制（卸規制）は全て撤廃されている。

(2) 小売分野の自由化に至る経緯

平成 12 年 3 月から特別高圧で受電する大口需要家（原則契約電力 2,000kW 以上）を対象として、電力小売分野が部分自由化されたことに伴い、旧一電以外の小売電気事業者⁷³による小売分野への参入が認められた。

また、平成 16 年 4 月からは高圧で受電する需要家の一部（契約電力 500kW 以上）が、平成 17 年 4 月からは高圧で受電する全ての需要家（原則契約電力 50kW 以上）が、それぞれ自由化の対象となり、電力小売分野の自由化範囲が段階的に拡大された。

その後、東日本大震災による原子力発電所の事故や電力需給の逼迫を契機に、従来の電力システムの抱える様々な限界が明らかになったことから、①安定供給の確保、②電気料金の最大限の抑制及び③需要家の選択肢や事業者の事業機会の拡大の三つを目的として、(i)広域系統運用の拡大（電力が余っている地域から足りない地域へ供給するなど、地域

⁷² 電気事業法の一部を改正する法律（平成 7 年法律第 75 号）による改正

⁷³ 当時の電気事業法上は「特定規模電気事業者」とされていた。現在の新電力を指す。

を越えた電力の融通をしやすいするための制度整備)、(ii)小売及び発電の全面自由化並びに(iii)法的分離の方式による送配電部門の中立性の一層の確保の三つを柱とした「電力システムに関する改革方針」が平成 25 年 4 月 2 日に閣議決定された。

こうした経緯を経て、平成 26 年の電気事業法改正⁷⁴により、低圧で受電する一般家庭等の需要家（原則契約電力 50kW 未満）も自由化の対象となり、平成 28 年 4 月に小売分野の全面自由化が実現した。

(3) 小売全面自由化の概要

電気事業法に基づき、現在、小売電気事業は登録制となっている。

平成 28 年 4 月以降は、経済産業大臣の登録を受けた小売電気事業者であれば、一般家庭も含む全ての需要家に対して電気の供給が可能となり⁷⁵、全ての需要家は、そのエリアの旧一電のほか、新電力等も含め、自由に小売電気事業者や料金メニューを選択できるようになっている。ただし、低圧需要家向けの小売料金等については、令和 7 年 4 月現在でも規制料金（用語集 85 頁参照。経過措置料金）が存続しているほか、特別高圧及び高圧の需要家については、一送に対する最終保障供給義務（用語集 86 頁参照）が存続している。

小売全面自由化後も電力の安定供給を確保するため、電気事業法第 2 条の 12 により、全ての小売電気事業者は、自らの顧客の電力需要に応じるために必要な供給能力を確保（供給電力量（kWh）及び中長期的な供給力（kW）を確保）しなければならないことが義務付けられている（以下「供給能力確保義務」という。）。ただし、自前の電源を確保することまでは求められておらず、容量市場制度に基づき容量拠出金（用語集 92 頁参照）を支払うことで供給能力確保義務を履行したとみなされることになる。

あわせて、小売全面自由化後の電力市場の厳正な監視を行うための機関として設立された電取委において、相談・情報提供窓口を設置し、小売供給契約を締結する際のトラブル等に関する消費者からの相談に対する助言を行っているほか、旧一電や一送に対する監査、小売取引や卸取引の監視、卸電力取引の活性化に係る取組等を行っている。

(4) 送配電事業者の分離（発送電分離）の経緯

送配電部門については、需給管理や送配電網の建設・保守の規模の経済性の観点から、各区域に一つの事業者が独占的にサービスを提供する形態を残しつつ、中立性を担保する方向での制度改正が行われてきている。

具体的には、送配電部門の会計と発電・小売部門の会計を分離する「会計分離」（用語集 85 頁参照）、旧一電の送配電部門を別会社として分離し、一送とする「法的分離」が順次導入され、現在、一送は、発電事業や小売電気事業を営むことが原則として禁止されている。

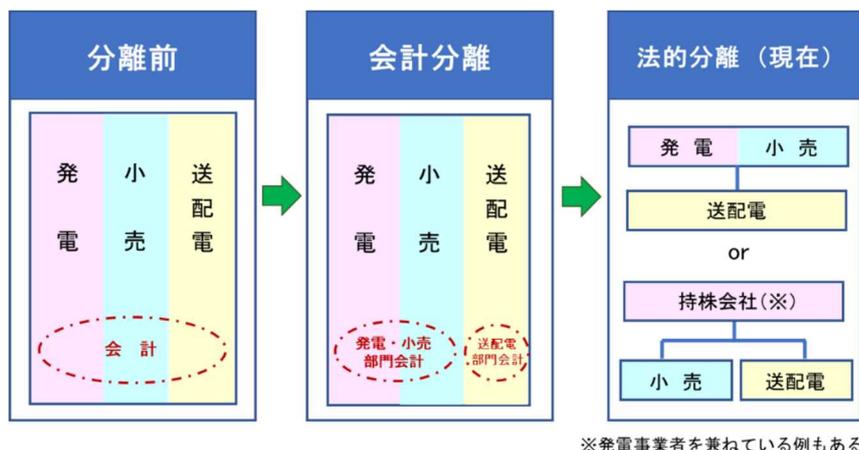
また、「法的分離」に伴い、適正な競争関係を確保するため、電気事業法において、一

⁷⁴ 電気事業法等の一部を改正する法律（平成 26 年法律第 72 号）による改正

⁷⁵ 小売電気事業を行う旧一般電気事業者については、みなし小売電気事業者として、新たに経済産業大臣の登録を受けずに事業を営むことが可能

送に対し、自社グループの発電事業者、小売電気事業者等の取締役等の兼職禁止、託送供給（用語集 88 頁参照）業務等で得た情報の目的外利用の禁止等の行為規制が課せられている。

図 45 発送電分離



（出典：各種公表資料を基に公正取引委員会において作成）

(5) 発電事業と小売電気事業の実施体制

ア 旧一電における発電事業と小売電気事業の実施体制

旧一電には、発電事業と小売電気事業の両方の事業を行っている（発販一体）者と、いずれか一方の事業のみを行っている（発販分離）者が存在する。それぞれの地域における現在の旧一電の体制は、図 46 のとおりである。

図 46 各地域における旧一電の体制

地域	発電部門（事業者）	小売部門（事業者）
北海道	北海道電力(株)	
東北	東北電力(株)	
東京	東京電力ホールディングス(株) 原子力 東京電力リニューアブルパワー(株) 再エネ	東京電力エナジーパートナー(株)
中部	(株) J E R A 火力 中部電力(株) 原子力・再エネ	中部電力ミライズ(株)
北陸	北陸電力(株)	
関西	関西電力(株)	
中国	中国電力(株)	
四国	四国電力(株)	
九州	九州電力(株)	
沖縄	沖縄電力(株)	

（出典：各種公表資料を基に公正取引委員会において作成）

なお、株式会社 JERA は、平成 27 年に東京電力グループ及び中部電力グループの火

力発電部門を統合して設立された発電事業者である。

イ 新電力における発電事業と小売電気事業の実施体制

小売電気事業への参入に当たっては、自社電源を保有することは要件ではないことから、自社電源を保有していない新電力も多い。ただし、新電力の中には、発電事業も併せて営む者も存在する。

ウ その他の発電事業者

その他の主な発電事業者として、電源開発が存在する。同社は電源開発促進法⁷⁶⁾に基づく特殊法人（当時の一般電気事業者 9 社及び政府が株主）として昭和 27 年に設立され、平成 16 年の完全民営化⁷⁷⁾後は、旧一電各社及び新電力への卸売や卸電力市場への供出を行っている。

(6) 小売全面自由化後の課題

小売全面自由化を受け、新電力が多数参入し、需要家にとっては多様な料金メニューが提供されることとなったが、市場や制度設計に起因する課題も生じている。

ア 小売電気事業者に対する規律強化

平成 28 年の小売全面自由化後に参入した小売電気事業者について、一定数の倒産・廃業や撤退、新規受付停止等がみられ、特に令和 4 年以降は増加している傾向がみられる⁷⁸⁾。小売電気事業者間での公正かつ自由な競争の結果として撤退等を選択する事業者が発生することはあり得るが、需要家の保護や社会的負担の抑制を図る観点から、①事業開始時点からの事業上のリスク管理の実施、②事業者自身による定期的なリスク分析や事業の持続可能性の確認、③事業の継続が困難な兆候が現れた場合に円滑な撤退を促すこと（需要家への丁寧な周知や支払困難な費用の増大防止など）など、小売電気事業者に対する一定の規律強化を図る方向での議論も行われている⁷⁹⁾。

イ 規制料金

(7) 規制料金の設定

平成 28 年の小売全面自由化に当たり、旧一電の「規制なき独占」に陥る事態を防ぐこと及び需要家保護の観点から、家庭用の低圧需要家向けの小売料金等については、従来と同様の規制料金メニューを継続し、規制料金を改定する際には引き続き経

⁷⁶⁾ 昭和 27 年法律第 283 号。電気事業法及びガス事業法の一部を改正する等の法律（平成 15 年法律第 92 号）第 3 条（平成 15 年 10 月 2 日施行）により廃止

⁷⁷⁾ 平成 16 年に東京証券取引所第一部に上場

⁷⁸⁾ 帝国データバンクの調査によれば、親会社の方針での事業再編によるものや、エネルギー価格が不安定な状況下で撤退を判断した事業者や、電力の調達を卸市場や他企業など外部からの仕入れに頼った結果、市場での調達価格と需要家への販売価格の逆ザヤが倒産につながった事業者等の例も確認されている。

<https://prtimes.jp/main/html/rd/p/000000840.000043465.html>

⁷⁹⁾ 第 55 回電力・ガス基本政策小委員会資料 3-3（令和 4 年 11 月 18 日）

済産業大臣の認可が必要とされた⁸⁰。

平成 31 年 4 月に公表された「電気の経過措置料金に関する専門会合とりまとめ」においては、規制料金を解除するための考慮要素の一つとして競争的環境の持続性が挙げられ、「旧一般電気事業者の発電部門が自社小売部門に対して、電源調達面で不当な内部補助（用語集 91 頁参照）を行い、内部補助を受けた旧一般電気事業者小売部門は廉売を行うといった行為が行われることによって、小売市場における地位を維持し、又は強化する」ような場合に小売市場における競争の歪曲をもたらし得ること、不当な内部補助を防ぐために「卸市場において市場支配力を有する旧一般電気事業者の社内・グループ内取引における価格その他の取引条件が新規参入者と無差別的であること（社内外取引の無差別性の確保）を担保することが、最も有力で現実的な方法の一つであると考えられる」こと、小売市場における競争歪曲を確認する観点から、小売価格についてモニタリングを行っていく必要があることが指摘された。令和元年 9 月以降は、電取委において継続的にモニタリングが行われている⁸¹。

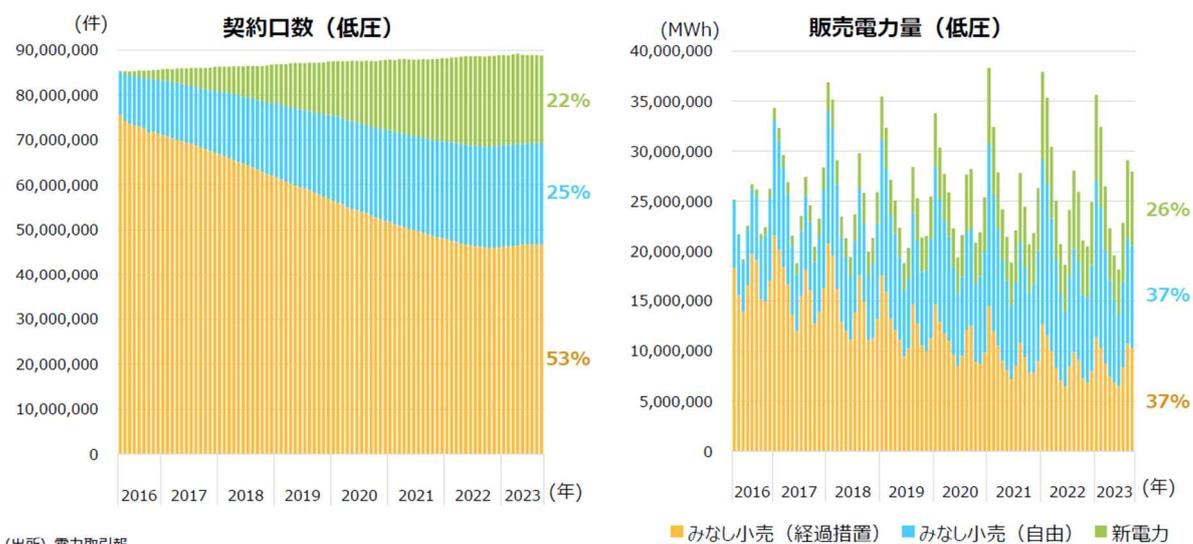
(イ) 規制料金のシェア

新電力のシェア拡大の影響等もあり、規制料金（経過措置料金）により供給を受ける需要家の割合は減少傾向にあり、契約口数ベースでは令和 5 年 9 月時点で 53%となっている。また、販売量ベースでは、同月時点での低圧販売電力量の 37%が規制料金（経過措置料金）となっている。

⁸⁰ 平成 26 年改正の電気事業法において、低圧需要家向けの小売規制料金等については、令和 2 年 3 月末までは、全国全ての区域において、従来と同様の規制料金（経過措置料金）が存続すること、また、電気の利用者の利益を保護する必要性が特に高いと認められるものとして経済産業大臣が指定する供給区域は、同年 4 月以降も規制料金が存続することが規定された（附則第 16 条第 1 項、第 6 項及び第 7 項）。その後、令和元年 7 月、全ての旧一電の供給区域が経済産業大臣の指定を受けたことで、令和 2 年 4 月以降も当該区域において旧一電の規制料金が存続することとなった。規制料金には、低圧需要家向け料金以外に、農事用電力向け料金及び公衆街灯用向け料金がある。

⁸¹ 令和元年 9 月以降、電取委において、小売市場における公正な競争を確保することを目的に、一定条件を満たす事業者を対象に、競争者からの情報提供等を踏まえ、当該対象事業者の小売契約のうち、一定の価格水準を下回る小売契約についてヒアリングを実施し、小売契約内容の確認を通じ、小売市場の競争状況を把握する取組である「小売市場重点モニタリング」が開始され、定期的に調査結果が公表されている。

図 47 規制料金（経過措置料金）の割合（低圧の契約口数、販売電力量）



（出典：第 69 回 電力・ガス基本政策小委員会（令和 6 年 1 月 22 日）資料 3）

ウ 旧一電の発電部門と小売部門

旧一電の発電部門から小売部門に内部補助が行われ、旧一電小売における調達価格がその小売料金に適正に反映されない場合、新電力は旧一電小売と競争を維持することが困難となるおそれがある。

公正取引委員会は、令和 6 年報告書において、旧一電の発電部門と小売部門の在り方について、独占禁止法上及び競争政策上の考え方を示した⁸²。

⁸² 令和 6 年報告書第 6 の 1「旧一電発電からの卸料金を踏まえた旧一電小売の小売料金の設定」（同報告書 77 頁）参照

あ行

・ RE100

「Renewable Energy 100%」の略称で、企業が自らの事業活動で使用する電力を100%再生電力で賄うことを目標とする国際的イニシアチブであり、世界各国の企業が加盟している。RE100では、加盟企業が調達する再生エネルギーの技術要件を規定しており、その一つとして、再生エネルギーからの購入電力については、運転開始日等から起算して15年以内の電源からの調達が必要となる。

・ アグリゲーション

アグリゲーション（aggregation）は、「集合」や「集約」という意味があり、小規模な再生エネルギーや需要家が持つエネルギーリソースを束ねることを指す。

・ アグリゲーター

複数の需要家側エネルギーリソースや分散型エネルギーリソースを統合制御し、エネルギーサービスを提供（特定卸供給事業）する事業者。

・ 安定電源

季節や天候といった自然条件によって出力が変動する再生エネルギー（自然変動電源）と異なり、安定的に発電できる電源のこと。火力、原子力、水力、地熱等を指す。

・ 一般送配電事業

自らが維持及び運用する送電用及び配電用の電気工作物（前者は発電所からの送配電線等）により、その供給区域において託送供給及び電力量調整供給を行う（発電事業者から受けた電気を一般の需要に応じて供給する）事業。

・ 一般送配電事業者（一送）

一般送配電事業を営むことについて経済産業大臣の許可を受けた者。

・ (旧) 一般電気事業者

平成28年4月改正前の電気事業法において、一般電気事業（一般の需要に応じて電気を供給する事業）を営む事業者として経済産業大臣の許可を受けた者。平成28年3月以前は、全国10エリアごとに、一つの民営会社が、発電から送電・配電を一貫して行う体制により、一般電気事業者としての許可を受けており、許可を受けた供給区域内における一般の需要家や、供給区域内において新電力や他の一般電気事業者からの供給を受けていない需要家に対して供給を行う義務を負っていた。また、一般電気事業者は、一般の需要に応じる電気を供給するためには、電気料金や供給条件について経済産業大臣の認可を受ける必要があった。

・ インバランス

小売電気事業者又は発電事業者が作成した需要計画又は発電計画の計画値と実績値の差のこと。平成28年4月の小売全面自由化後に導入された計画値同時同量制度において、小売電気事業者及び発電事業者は、それぞれ1日を48コマに分割した30分単位のコマごとに需要計画又は発電計画を作成し、実需給の1時間前（ゲートクローズ）までに需給を一致させなければならないとされている。インバランスが発生した場合は、一般送配電事業者があらかじめ契約により確保した需給調整用の電源等（調整力）を用いて解消するよう調整し、インバランスを発生させた者は、インバランス分の電気について、一般送配電事業者との間で事後精算を行う。インバランスには、需要実績が需要計画を上回る又は発電実績が発電計画を下回る「不足インバランス」（不足分を卸電力市場価格より高い価格で一般送配電事業者から買い取る）と、需要実績が需要計画を下回る又は発電実績が発電計画を上回る「余剰インバランス」（余剰分を卸電力市場より安い価格で一般送配電事業者に買い取ってもらう）がある。

・ エネルギー・金属鉱物資源機構（JOGMEC）

経済産業省所管の独立行政法人であり、平成16年に、石油・天然ガスの安定供給確保の役割を担ってきた石油公団の機能と、非鉄金属鉱物資源の安定供給確保の役割を担ってきた金属鉱業事業団の機能が集約され、「独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構」として設立された。その後、令和4年に名称が「独立行政法人エネルギー・金属鉱物資源機構」（Japan

Organization for Metals and Energy Security、略称：JOGMEC）に改称されている。資源・エネルギーの安定的かつ低廉な確保を目的としており、石油・天然ガス、水素・アンモニア、CCS、地熱、洋上風力等様々なエネルギー分野において、地質構造調査、金融支援、技術開発等の活動を行っている。

・ LNG

天然ガスを約マイナス 162°Cまで冷却して液化させたものであり、液化天然ガス（LNG：Liquefied Natural Gas）という。天然ガスは液化することで体積が約 600 分の 1 となり、大量輸送や大量貯蔵が可能になる。LNG は化石燃料の中で GHG 排出量が最も少なく、トランジションエネルギーとして重要とされている。

・ (旧) 卸供給事業者

平成 28 年 4 月改正前の電気事業法において、一般電気事業者に電気を供給する卸電気事業者以外の者で、一般電気事業者と 10 年以上にわたり 1,000kW を超える供給契約又は 5 年以上にわたり 10 万 kW を超える供給契約を交わしている者。現在の電気事業法においては発電事業者に該当する。

・ (旧) 卸電気事業者

平成 28 年 4 月改正前の電気事業法において、一般電気事業者に電気を供給する事業者で、200 万 kW を超える発電設備を有する者。現在の電気事業法においては発電事業者に該当する。

・ 卸電力市場

電力の卸売市場（marketplace）の総称。一般社団法人日本卸電力取引所（JEPX）は、電気事業法における「卸電力取引所」の指定を受けており、同法人が運営する卸電力市場には、スポット市場、時間前市場、先渡市場、ベースロード市場等の卸売市場が開設されている。

か行

・ 会計分離

一つの事業者の内部で部門や事業ごとにそれぞれ独立した会計処理を行うこと。かつては、一般電気事業者の送配電部門の公平性や中立性を確保し、競争環境を整備するための発送電分離の一形態として実施され（当時の電気事業法では会計整理という用語を使用）、一般電気事業者の送配電部門と他の部門との会計を分離し、送配電部門において生じた利益によって他部門の赤字を補填することが禁止された。現在は、旧一電の発電部門と小売部門の会計を分離して、発電部門と小売部門の間の取引の透明化や不当な内部補助を防止するための一つの方策として用いられている。

・ 環境価値

電源の持つ環境負荷の小ささに対する価値。化石燃料を使用せず GHG を排出しないことに対する非化石価値や、再生可能エネルギーによって発電することによる再エネ価値等が含まれる。

・ 慣性力

電源脱落等により瞬間的に需給のバランスが崩れても周波数を維持する能力。火力や原子力は、タービンの回転で発電しており、同じ周期で回転を維持する慣性力を有しているが、太陽光や風力等の再エネは慣性力を有していない。

・ 規制料金（経過措置料金）

平成 28 年 4 月の小売全面自由化に当たり、旧一電の「規制なき独占」に陥る事態を防ぐこと及び需要家保護の観点から、平成 26 年改正の電気事業法において、低圧需要家向けの小売規制料金等については、令和 2 年 3 月末までは、全国全ての区域において、従来と同様の規制料金（経過措置料金）が存続すること、また、電気の利用者の利益を保護する必要性が特に高いと認められるものとして経済産業大臣が指定する供給区域は、同年 4 月以降も規制料金が存続することが規定された（附則第 16 条第 1 項、第 6 項及び第 7 項）。その後、令和元年 7 月、全ての旧一電の供給区域が経済産業大臣の指定を受けたことで、令和 2 年 4 月以降も当該区域において旧一電の規制料金が存続することとなった。規制料金には、低圧需要家向け料金以外に、農事用電力向け料金及び公衆街灯用向け料金がある。

- **逆潮（流）**
需要家が発電した電力が系統に流れること。例えば、需要家が太陽光発電により発電した電力を売電する場合には逆潮（逆潮流）となる。
- **供給区域（供給エリア）**
平成 28 年 4 月改正前の電気事業法に基づく各一般電気事業者が許可を受けていた供給区域。
- **供給力価値（kW 価値）**
発電し電気を供給することができる能力（発電設備の容量）としての供給力の価値。kW（キロワット）価値ともいわれる。
- **共同火力発電所**
複数の旧一電や新電力等が共同出資して建設した火力発電所。
- **系統**
電気を送る送電網・配電網のことであり、電気を各地へ送るためのシステムを指す。発電した電気を送電網・配電網につなぐことを系統接続という。
- **系統用蓄電池**
主に自家使用目的等で再エネ電源や自家発電設備に併設される蓄電池とは異なり、系統に直接接続され、電力システム全体の需給変動への対応に活用されるもの。
- **限界費用**
ものを生産する際、1 単位分を追加生産するために必要となる費用のこと。電力分野においては、電力を 1kWh 追加的に発電する際に必要となる費用を指す。
- **高圧**
600V（交流）又は 750V（直流）超 7,000V 以下の供給電圧であり、契約電力が 50kW 以上 2,000kW 未満の需要家において使用される。
- **固定費**
電源新設・維持に必要な建設費、系統接続費、修繕費等を指す。発電事業における固定費は、小売全面自由化後は、原則として卸売市場を通じた売電収入（kWh）により回収していく必要があるが、それだけでは投資回収の予見可能性が乏しいことから、kW 価値としての固定費回収の手段として、容量市場が導入された。
- **コミットメント**
旧一電の発電部門から小売部門への不当な内部補助を防止するため、電取委からの要請により、令和 2 年 7 月、旧一電各社において、中長期的な観点を含め、発電から得られる利潤を最大化するという考え方にに基づき、①社内外の取引条件を合理的に判断し、内外無差別に卸売を行うこと、②小売について、社内（グループ内）取引価格等をコストとして適切に認識した上で小売取引の条件や価格を設定し、営業活動等を行うことを内容とするコミットメントが行われた。コミットメントの実施状況については、電取委において、定期的にフォローアップが行われている。
- **混焼**
火力発電において、複数の燃料を混合して燃やすこと。

さ行

- **最終保障供給（義務）**
特別高圧及び高圧の需要家が、いずれの小売電気事業者（みなし小売電気事業者を含む。）からも電気の供給を受けられないような場合に、各区域の一般送配電事業者が最終的な電気の供給を行うもの。電気事業法において、一般送配電事業者に対して最終保障供給義務が課せられている。

・再エネ賦課金

再エネの導入を拡大することを目的として、小売電気事業者等が再エネ電気の購入に要した費用の一部を、電気を利用する全ての需要家・消費者が電気料金を通じて負担する制度。

・再生可能エネルギー（再エネ）

エネルギー供給事業者によるエネルギー源の環境適合利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律（平成 21 年法律第 72 号。高度化法）において、「再生可能エネルギー源」について、「太陽光、風力その他非化石エネルギー源のうち、エネルギー源として永続的に利用することができるものと認められるものとして政令で定めるもの」と定義されており、政令において、太陽光・風力・水力・地熱・太陽熱・大気中の熱その他の自然界に存する熱・バイオマスが定められている。

・先渡市場

JEPX が開設する卸電力市場の一つで、将来の一定期間（1 年間・1 か月間・1 週間）に受け渡す電気を取引する。将来受け渡される電気の価格を固定化したい（価格ヘッジ）際の利用に適しており、24 時間型（24 時間を通して受け渡されるもの）、昼間型（平日の 8 時から 18 時の間だけ受け渡されるもの）の 2 種類があり、期間と型の組合せで、「年間 24 時間型商品」、「月間 24 時間型商品」、「月間昼間型商品」、「週間 24 時間型商品」及び「週間昼間型商品」の 5 種類の商品がある。

・時間前（当日）市場

スポット市場が取引を終了した後に、発電機のトラブルが起きたり、天気が予報より大きく変わったりした場合に、計画値からズレが生じ、電力の追加的な確保が必要になるときに活用される卸電力市場。実需給の 1 時間まで開いており、小売電気事業者がインバランス（用語集 84 頁参照）の発生を回避するために卸電力市場から調達できる最後の機会となる。

・自然変動電源

季節や天候といった自然条件によって出力が変動する再エネ電源のこと。

・周波数維持義務

電気事業法第 26 条第 1 項に定められた一般送配電事業者の義務。電気は大量に貯めることが難しいため、電気の需給を常にバランスさせる必要があり、この需給バランスが崩れることで周波数が変動する。周波数を一定に保てない場合、停電のおそれもあることから、一般送配電事業者に周波数維持義務が課せられている。

・需給管理

需要計画と需要（供給）実績の差が出ないように管理すること。小売電気事業者には、需要の計画値と実績値を一致させる「計画値同時同量制度」が導入されており、需要の計画値と実績値に差異（インバランス）が生じた場合は、インバランス料金を支払わなくてはならない。

・需要家側エネルギーリソース

需要家の受電点以下に接続されているエネルギーリソース（発電設備、蓄電設備及び需要設備）の総称。

・シングルプライスオークション（方式）

スポット市場等において用いられている約定方式で、全ての売り札と買い札を価格と数量に応じて積み上げ、需要曲線と供給曲線が交わる均衡点を算出し、一つの約定価格を決定するもの。約定価格以上の買い入札及び約定価格以下の売り入札が約定することとなる。

・スポット市場（一日前市場）

翌日に受け渡す電力の取引を行う市場。卸電力市場の中で最も取引量が多い市場である。

・制度検討作業部会

経済産業省資源エネルギー庁に設置されている審議会の一つで、平成 29 年 2 月に電力・ガス基本政策小委員会（用語集 89 頁参照）の下に設置されてから現在に至るまで、電力システムの詳細制度設計について議論が行われている。

- 制度設計専門会合（制度設計・監視専門会合）**
 電取委に設置されている審議会のうちの一つで、平成 27 年 10 月に設置されてから現在に至るまで、電力・ガス取引の監視に必要な詳細制度の設計や様々な課題等について議論が行われており、公正取引委員会もオブザーバー参加している。なお、令和 6 年 9 月から、「制度設計・監視専門会合」に改組された。
- ゼロエミ価値**
 小売電気事業者が調整後排出係数算定時に、調達した非化石証書の電力量に「全国平均係数」を乗じることで算出した CO₂ 排出量を実二酸化炭素排出量から減算することができる価値。
- ゼロプレミアム水準**
 FIP 制度において、市場価格を大きく下回り、プレミアム（補助額）が生じない基準価格の水準。
- 専焼**
 火力発電において、単独の燃料のみを燃やすこと。
- 送電**
 発電所において発電された電気等を消費地（地域の変電所）まで送ること。
- 送電事業**
 自らが維持し、及び運用する送電用の電気工作物（送電線など）により一般送配電事業者又は配電事業者へ振替供給を行う（発電事業者から受けた電気を一般送配電事業者や配電事業者へ供給する）事業。
- 送電事業者**
 送電事業を営むことについて経済産業大臣からの許可を受けた者。

た行

- 託送供給**
 小売電気事業者等が小売電気事業等のために調達した電気について、発電事業者から一般送配電事業者が受電し、一般送配電事業者の送配電ネットワークを介して、一般送配電事業者の供給区域内における電気の需要者（一般家庭等を含む全ての顧客）へ供給すること。
- 託送料金**
 託送供給に当たって、電気を送る際に小売電気事業者が利用する送配電網の利用料金として一般送配電事業者が設定するものであり、電気事業法に基づき経済産業大臣の認可制となっている。新規参入する小売電気事業者だけではなく、旧一電小売が送配電網を利用する際にも、各社が販売した電気の量に応じて託送料金を負担している。
- 中給システム**
 中央給電指令所のシステムのことであり、電気の需給をバランスさせる役割を果たしている。中央給電指令所では、各一般送配電事業者が、電力システムの全体の状況を把握しながら、電気の需給をコントロールし、周波数を一定に保つように努めている。
- 調整力**
 一般送配電事業者が電力の需給の調整に使う電力のこと。電力の需要量と供給量は常に一致している必要があり（同時同量の原則）、これらのバランスが崩れた場合、電気の品質（周波数）が乱れ、電気の供給を正常に行うことができなくなる。令和 3 年度から需給調整市場が開設され、令和 6 年度からは全調整力商品の市場での取扱いが開始。かつては一般送配電事業者が行う公募調達による調整力調達も行われていたが、令和 5 年度を以て沖縄エリアを除き終了している。
- 調整力価値（ Δ kW 価値）**
 調整力を確保する価値で Δ kW（デルタキロワット）価値ともいわれる。令和 3 年度から新設された需給調整市場による調達が行われている。

- ・ **調達価格等算定委員会**
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（平成 23 年法律第 108 号）第 43 条第 1 項により、資源エネルギー庁に設置される委員会であり、各委員は国会の同意を得て、経済産業大臣が任命することとなっている。FIT/FIP 制度の対象等を定める際には、経済産業大臣は、調達価格等算定委員会の意見を聴かなければならないとともに、その意見を尊重するものとされている。
- ・ **低圧**
600V 以下（交流）又は 750V 以下（直流）の供給電圧であり、契約電力が 50kW 未満の一般家庭等の需要家において使用される。
- ・ **定格出力**
一定の条件下で使用した出力の最大値。
- ・ **デマンドレスポンス（DR）**
電力の需給バランスを確保する取組。DR の発動により需要量を増やす上げ DR と、DR の発動により需要量を減らす下げ DR が存在する。
- ・ **適正な電力取引についての指針**
公正取引委員会と経済産業省が共同で策定している指針であり、電力市場における公正かつ有効な競争の観点から、独占禁止法又は電気事業法上問題となる行為等を記載している。平成 11 年 12 月に策定され、これまで電気事業法の改正や制度の改廃等に伴い、随時改定を行っている。
- ・ **電力・ガス基本政策小委員会**
経済産業省資源エネルギー庁に設置されている審議会のうちのひとつで、正式名称は「総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会」である。平成 28 年 10 月に設置されてから現在に至るまで、電力・ガス事業の制度設計について、エネルギー政策の基本的視点から総合的な検討を行っており、議案に応じて、公正取引委員会もオブザーバー参加している。
- ・ **電力・ガス取引監視等委員会（電取委）**
平成 27 年に成立した改正電気事業法に基づき、電力システム改革の実施に当たり、電力取引の監視等の機能を一層強化し、電力の適正な取引の確保に万全を期すため、独立性と高度な専門性を有する経済産業大臣直属の新たな規制組織として、電力取引監視等委員会が同年 9 月 1 日に設立され、平成 28 年 4 月 1 日に、ガス事業及び熱供給事業に関する業務が追加され、電力・ガス取引監視等委員会に改称された。委員会は、委員長及び委員 4 名で構成され、法律、経済、金融又は工学の専門的な知識と経験を有し、その職務に関し、公正かつ中立な判断をすることができる者のうち、経済産業大臣により任命され、委員長及び委員は、独立してその職権を行うこととされている。
- ・ **電力広域的運営推進機関**
全国の需給状況や系統の運用状況の監視等を行う電気事業法に基づく認可法人で、全ての電気事業者は同機関への加入が義務付けられている。
- ・ **電力需給調整力取引所**
一般送配電事業者 9 社（北海道電力ネットワーク株式会社、東北電力ネットワーク株式会社、東京電力パワーグリッド株式会社、中部電力パワーグリッド株式会社、北陸電力送配電株式会社、関西電力送配電株式会社、中国電力ネットワーク株式会社、四国電力送配電株式会社及び九州電力送配電株式会社）は、需給調整市場の運営を行うことを目的として、令和 3 年 3 月に、電力需給調整力取引所（組合組織）を共同で設立した。その後、需給調整市場の安定性、透明性・中立性の更なる向上等のため、令和 6 年 4 月に、「一般社団法人電力需給調整力取引所」として法人化し、引き続き、需給調整市場の運営業務を行っている。
- ・ **電力量価値（kWh 価値）**
実際に発電された現物の電気の供給に対する価値。kWh（キロワットアワー）価値ともいわれる。

- ・ **特定送配電事業**

自らが維持及び運用する送電用及び配電用の電気工作物（送配電線など）により特定の供給地点における需要に応じ電気を供給する（一般的には、発電事業者から受けた電気を小売供給する、又は小売電気事業者、一般送配電事業者若しくは配電事業者に供給する）事業。

- ・ **特定送配電事業者**

特定送配電事業を営むことについて経済産業大臣に届出をした者。

- ・ **特別高圧**

7,000V（受電電圧が 20,000V（20kV））超の供給電圧であり、契約電力が 2,000kW 以上の需要家において使用される。

な行

- ・ **内外無差別**

旧一電の発電部門又は発電事業者等が、自己の小売部門又はグループ内の小売電気事業者との内部取引の条件を他の小売電気事業者に対する卸供給の取引条件に比して有利に取り扱っていない状態、かつ、他の小売電気事業者に対する卸供給の取引条件を自己又はグループ内の小売部門との内部取引の条件に比して不利に設定していない状態のこと。令和 2 年 7 月に、電取委からの要請に応じて旧一電各社が行ったコミットメントに基づき、旧一電各社が自主的取組として進めている。

- ・ **日本卸電力取引所（JEPX）**

平成 15 年 11 月に、全国規模の卸電力市場を運営するための私設の任意の取引所として創設され、平成 28 年 4 月に、電気事業法に基づく国の指定法人に指定された。現在、日本卸電力取引所に開設されている卸電力市場は、スポット（一日前）市場、時間前（当日）市場、先渡市場、ベースロード市場がある。また、再生可能エネルギー発電や原子力発電などの非化石電源で発電された電気が持つ「非化石価値」を取り出し、非化石証書にして売買する「非化石価値取引市場」も運営している。

は行

- ・ **バーチャルパワープラント（VPP）**

需要家側エネルギーリソース、電力系統に直接接続されている発電設備、蓄電設備の所有者もしくは第三者が、そのエネルギーリソースを制御（需要家側エネルギーリソースからの逆潮流も含む）することで、発電所と同等の機能を提供すること。

- ・ **配電**

消費地（地域の変電所）まで送電された電気を需要家に送ること。

- ・ **配電事業**

自らが維持及び運用する配電用の電気工作物（配電線など）によりその供給区域において託送供給及び電力量調整供給を行う（一般的には、一般送配電事業者から受けた電気を一般の需要に応じて供給する）事業。

- ・ **配電事業者**

配電事業を営むことについて経済産業大臣からの許可を受けた者。

- ・ **発送電分離**

送配電網の中立性・公平性を担保するための方策として、送配電部門と他の部門を分離すること。発送電分離の方法としては、主に「会計分離」、「法的分離」、「所有権分離」及び「機能分離」（送配電設備は電力会社に残したまま、送電線の運用や指令を出す機能（系統運用機能）のみを別の組織に分離する方法）がある。我が国においては、平成 15 年の電気事業法改正によって、一般電気事業者の送配電部門と他の部門の会計を分離（会計分離）し、送配電事業で得た情報の目的外利用や差別的な取扱いの禁止等を規定するなどの取組が行われたが、会計分離では中立性の確保が不十分という議論を経て、平成 27 年の電気事業法改正により、令和 2 年 3 月から法的分離が実施された。

・ バランシングコスト

FIP 制度において、発電事業者は「計画値同時同量制度」の責任を負うことになり、実績値と計画値に差が生じた場合（インバランスが発生した場合）には、ペナルティとして費用を支払うことになる。このインバランスを発生させないための費用がバランシングコストであり、発電事業者の負担に配慮して、一定額が交付されている。

・ 非化石証書（FIT 非化石証書及び非 FIT 非化石証書）

非化石価値（発電時に二酸化炭素を排出しないという、電気の持つ環境価値の一種）を証明する証書。平成 30 年 5 月から開始された非化石価値取引市場で取引され、電力会社は当該市場において電力とともに非化石証書を購入することで、「二酸化炭素を排出しない電気（環境負荷の少ない電気）」として販売することができる。なお、令和 3 年 11 月、非化石価値取引市場は FIT 非化石証書を取引対象とする再エネ価値取引市場、非 FIT 非化石証書を取引する高度化法義務達成市場に分割されている。

・ FIT 制度（Feed-in Tariff）

再生可能エネルギー源（太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス）で発電した電力を、国が定める価格で一定期間、電気事業者が買い取ることを義務付ける制度。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（平成 23 年法律第 108 号）に基づくもの。平成 24 年から制度が開始され、買取義務者は小売電気事業者であったが、平成 29 年から、買取義務者が送配電事業者に変更されるなどの制度変更が行われている。

・ FIP 制度（Feed-in Premium）

再生可能エネルギー源で発電した電力の売電価格に一定のプレミアム（補助額）を上乗せすることで再エネ導入を促進する制度。令和 4 年から制度が開始されている。

・ 不当な内部補助

旧一電が、電力の卸売において、社外・グループ外の小売電気事業者と比して、自社の小売部門にのみ有利な条件で卸売を行うこと等により、その結果として、旧一電の小売部門による不当な廉売行為等、小売市場における適正な競争を歪曲する行為が生じること。

・ ベースロード電源（ベースロード市場）

継続的な稼働が可能で、発電コストが比較的安く、安定した供給が見込める電源を指し、具体的には、石炭火力、原子力、大型水力及び地熱が該当する（これらの電源を取引する卸電力市場をベースロード市場という。）。その他の電源の分類としては、「ミドル電源」（発電コストがベースロード電源に次いで安く、電力需要の変動に応じた出力変動が可能な電源。LNG 火力、LP ガス火力等が該当）や、「ピーク電源」（発電コストは高いが電力需要の変動に応じた出力変動が容易な電源。主に石油火力、揚水式水力等が該当）がある。

・ 法的分離（法人分離）

一つの事業者を事業部門ごとに別の法人として分割し、各事業部門の行為、会計、従業員等を明確に区分する方法。現在電力業界においては、沖縄以外の区域における発送電分離と、東京電力グループ及び中部電力グループの発電分離がこの方法により行われている。

ま行

・ マルチプライスオークション（方式）

事前に単位時間ごとに高い価格から並べた買い注文と、価格を指定しない（成り行き価格）売り注文で、量に合わせて複数の取引価格が決定される方式。

・ みなし小売電気事業者

旧一電の小売部門又は小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者は、電気事業法に基づき特定小売供給約款（低圧需要家向けの規制料金（経過措置料金））を定める義務が課せられており、変更にあたって経済産業大臣の認可を受けなければならない。

・ メリットオーダー

発電コストが安い順番に電源を並べたものを指す。一般的に、太陽光、水力、風力等の再生可能エネルギー、次いで原子力、最後に火力といった順番に並ぶ。

- ・ **モデルプラント方式**

発電コストの試算方法であり、実際に建設された代表的な発電設備などのデータを基にして「総費用」を計算し、これを「総発電電力量」で割ることで、1kWhあたりのコストを算出するもの。

や行

- ・ **優先給電ルール**

需給のバランスを維持するために、需要の変動等に応じて、稼働中の電源等に対する出力制御の条件や順番を定めたもの。電気の発電量がエリアの需要量を上回る場合には、①火力の出力制御、揚水・蓄電池の活用、②他地域への送電（連系線）、③バイオマスの出力制御、④太陽光、風力の出力制御、⑤水力、原子力、地熱の出力制御といった順番になっている。

- ・ **容量確保契約金**

容量市場の落札者に対して電力広域的運営推進機関から支払われる対価。電力広域的運営推進機関は、小売電気事業者等から需要規模等に応じた金額を容量拠出金として徴収する。

- ・ **容量拠出金**

容量市場の導入に伴い、国全体で必要な供給力（kW 価値）を、市場管理者である電力広域的運営推進機関が容量市場を通じて一括確保することとなり、電力広域的運営推進機関は、定款で規定された「容量拠出金」として、小売電気事業者等からその費用を徴収する。電気事業法上、小売電気事業者は、供給電力量（kWh）の確保のみならず、中長期的に供給能力（kW）を確保する義務があり、小売電気事業者にとって容量市場は、電気事業法上の供給能力確保義務を達成するための手段と位置付けられている。

- ・ **予備電源制度**

大規模災害等による電源の脱落や中長期的な需要増等、追加の供給力確保が必要になった場合に、休止中の予備電源を稼働して供給力不足を防止するために、一定期間内に再稼働が可能な休止電源を維持する制度。予備電源の募集は電力広域的運営推進機関が入札を行い、予備電源の確保費用は一送（託送料金）の負担とされている。

ら行

- ・ **リクワイアメント（requirement）**

「要求」や「必要条件」という意味があり、容量市場においては、電力広域的運営推進機関と発電事業者等との間で取り決めた供給力提供の条件・方法のことを指す。

- ・ **リプレース**

同一事業者が同一地域で発電所の建て替え（スクラップ&ビルド）を行い、同一系統にアクセスすること。