

「同時市場の在り方等に関する検討会」

中間取りまとめ

2024 年 11 月 8 日

同時市場の在り方等に関する検討会

目次

略語の正式名称と用語の定義.....	6
1 検討会設置の背景・目的等	11
1.1 検討会設置の背景及び経緯.....	11
1.2 検討会の目的	12
1.3 議論の進め方	12
1.4 本書の構成.....	15
2 同時市場導入の意義.....	16
2.1 勉強会・作業部会の議論概要（振り返り）	16
2.2 検討会・小委員会の議論概要	17
3 電源の入札・運用	21
3.1 入札義務	21
3.1.1 現行制度における考え方	21
3.1.1.1 市場供出.....	21
3.1.1.2 予備力	22
3.1.2 同時市場における市場供出及び予備力の考え方	24
3.1.2.1 前日同時市場における考え方.....	24
3.1.2.2 調整力市場への供出義務.....	25
3.1.2.3 時間前同時市場における考え方	27
3.1.2.4 市場供出及び予備力の考え方に関するまとめ及び留意点.....	28
3.2 入札方法	29
3.2.1 入札区分（自己計画電源・市場計画電源）の選択.....	29
3.2.2 出力容量（出力容量下限及び出力容量上限）の設定	30
3.2.3 入札区分と出力容量の設定に関するまとめ.....	30
3.3 自己計画電源を選択した場合の入札方法	31
3.4 自社電源の余力の活用	34
3.5 電源差替	35
3.6 小売電気事業者の売り入札及び発電事業者の買い入札.....	37
4 時間前市場の設計、調整力の取扱い.....	40
4.1 時間前市場の設計に関する 2つのイメージ.....	40
4.2 時間前市場の設計に関する基本的な方針	42
4.3 時間前同時市場における決済対象の取引	42
4.4 時間前同時市場における入札内容の変更	44
5 市場価格算定・費用回収.....	45
5.1 現行制度の概要と作業部会における議論の振り返り	45

5.1.1	現行制度の概要	45
5.1.2	作業部会における議論概要（振り返り）	47
5.2	同時市場における価格算定・費用回収	49
5.2.1	全体像	49
5.2.2	kWh 市場	51
5.2.2.1	案 A・案 B-1・案 B-2	51
5.2.2.2	起動費及び最低出力費用の取扱い	52
5.2.2.3	Uplift	54
5.2.3	Δ kW 市場	54
5.2.4	調整力 kWh 市場	55
5.2.5	インバランス	56
6	その他の論点	57
6.1	特殊な電源の取扱い	57
6.1.1	変動性再エネ電源	57
6.1.1.1	変動性再エネ電源を考慮した調整力の取扱いについて	57
6.1.1.2	FIT 特例①・③	58
6.1.1.3	FIP 電源等	61
6.1.2	DER	62
6.1.3	大規模揚水・蓄電池	64
6.2	他制度・他市場への影響	65
6.3	同時市場運営主体の役割	66
7	費用便益分析	67
7.1	費用便益分析の進め方	67
7.2	定量分析の結果（※）	67
7.2.1	便益①の分析結果	67
7.2.2	便益②の分析結果	68
7.2.3	費用評価結果	68
7.2.4	費用便益分析結果	69
7.3	定性的な費用便益項目の整理	69
7.3.1	定性的な便益の抽出・整理	70
7.3.2	定性的な費用その他項目の抽出・整理	71
8	今後の検討の進め方（提案）	73
	委員等名簿	74
	開催実績	75

図目次

図 1	電源入札・運用に関する用語の図示	9
図 2	SCUC・SCED と同時市場の関係（概要）	10
図 3	同時市場に関する検討の全体像	12
図 4	市場の全体像と検証 A、検証 B の関係	13
図 5	検証 A の全体像	13
図 6	細分化作業会へのタスクアウト	15
図 7	勉強会で提示された電力システムのひとつの姿	16
図 8	変動再エネ大量導入に対応可能な市場制度の構築	17
図 9	同時市場の意義	18
図 10	電力市場の全体像における同時市場の位置づけ	19
図 11	必要な供給力を確保するための各事業者・広域機関の役割	23
図 12	前日同時市場の断面における約定電源・未約定電源のステータス	27
図 13	入札区分と出力容量の設定	31
図 14	選択肢③における市場計画可能領域以外の電源の入札	32
図 15	前日同時市場後の自社電源の余力の活用（平常時を想定）	34
図 16	電源差替	35
図 17	現行の仕組みにおける電源差替の例	36
図 18	Three-Part Offer（売り入札）を行う形での電源差替	37
図 19	時間前市場で想定される売買例（作業部会取りまとめ（2023 年 4 月 25 日）より抜粋）	38
図 20	NYISO における約定価格と約定電源等の決定プロセス	39
図 21	作業部会において提示された時間前同時市場のイメージ	40
図 22	「①ザラバ中心の取引を行う市場」のイメージ	41
図 23	「②時間前同時市場」のイメージ	41
図 24	起動速度が速い電源の有効活用	42
図 25	約定点近辺にある電源の約定推移と収入（例 1）	43
図 26	約定点近辺にある電源の約定推移と収入（例 2）	44
図 27	ΔkW を考慮しない方法（案 A）（作業部会とりまとめ（2023 年 4 月 25 日）より抜粋）	47
図 28	ΔkW を考慮する方法（案 B-1）（作業部会とりまとめ（2023 年 4 月 25 日）より抜粋）	48
図 29	ΔkW を考慮する方法（案 B-2）（作業部会とりまとめ（2023 年 4 月 25 日）より抜粋）	48

図 30	増分費用カーブと平均費用カーブの留意点（作業部会とりまとめ（2023年4月25日）より抜粋）	49
図 31	再エネ余剰時の価格変化	51
図 32	案 A・案 B-1・案 B-2 の平均値・分布（増分費用カーブ）	52
図 33	検証 B による算定結果（増分費用カーブと平均費用カーブの比較）	53
図 34	様々な再エネ調達手法	57
図 35	現行の FIT 特例①の計画提出実務と同時市場における論点	59
図 36	FIT 特例①と SCUC・SCED 上の需給曲線の変化	60
図 37	FIT 特例③と SCUC・SCED 上の需給曲線の変化	60
図 38	コーポレート PPA と同時市場（同時市場へ入札する場合）	62
図 39	同時市場移行の費用評価イメージ	69

表目次

表 1	略語の正式名称と用語の定義	6
表 2	同時市場の制度に関する主要論点と本書における記載箇所	14
表 3	市場供出及び予備力の考え方に関するまとめ	29
表 4	自己計画電源を選択した場合の入札方法（作業部会及び検討会の整理）	33
表 5	現行制度における入札価格規律と価格算定方法	46
表 6	同時市場における入札価格規律と価格算定方法	50
表 7	調整力 kWh 市場における価格算定方法の評価	55
表 8	FIP 電源等の入札方法	61
表 9	便益①の分析結果	68
表 10	便益②の分析結果	68
表 11	費用便益分析結果	69

略語の正式名称と用語の定義

本書における略語の正式名称や用語の定義については、表 1 のとおりである。

表 1 略語の正式名称と用語の定義

略語・用語	正式名称・定義
BG	balancing group (Balancing Group) のこと。計画値同時同量制度の下でインバランスの算定単位となる事業者群をいう。発電・小売・需要抑制それぞれが組成するものとされており、一般的には、当該事業者群において発電量や需要量の予測などが行われている。なお、発電者による balancing group を発電 balancing group (発電 BG)、小売電気事業者等による需要 balancing group を本検討会では小売 balancing group (小売 BG) という。
DER	distributed energy resources (Distributed Energy Resources) のこと。主として需要地近辺に設置される小規模な電源等をいう。検討会では、変動性再生可能エネルギー電源、蓄電池、DR 等を想定。
DR	demand response (Demand Response) のこと。
EDC	economic load dispatching control (Economic Load Dispatching Control) のこと。比較的長時間の負荷変動(十数分から数時間程度の周期)に対応するため、中央給電指令所が需要予測に合わせ先行的に発電出力を制御する。 (参照) 第 19 回 OCCTO 需給調整市場検討小委員会(2020 年 9 月 29 日) 資料 2-2
GC	gate close (Gate Close) のこと。現行制度においては電力の実需給の 1 時間前に設定。
GF	governor-free (Governor-Free) のこと。発電機の回転速度(周波数)を一定に保つよう、同期発電機の調速機(ガバナ)が系統周波数の変化に追従して発電出力を増減することをいう。LFC では追従できないような数秒から数分程度の周期の負荷変動や需給ミスマッチに対応するために、発電機の調速機により発電出力を調整するもの。 (参照) 第 19 回 OCCTO 需給調整市場検討小委員会(2020 年 9 月 29 日) 資料 2-2
JEPX	一般社団法人日本卸電力取引所のこと。
LFC	load frequency control (Load Frequency Control) のこと。系統周波数を一定に保つよう、中央給電指令所において、周波数及び連系線潮流の偏差に基づいて、偏差を解消する発電出力を計算し制御することをいう。需要予測が困難な数分から十数分程度の周期の負荷変動や需給ミスマッ

略語・用語	正式名称・定義
	チへ対応するため、中央給電指令所で変動量を計算し、これに追従するよう発電出力を制御する。 (参照) 第 19 回 OCCTO 需給調整市場検討小委員会 (2020 年 9 月 29 日) 資料 2-2
SCED	系統制約を考慮した上で、起動費、最低出力費用、増分費用が最経済となるように経済負荷配分を決定すること。Security Constrained Economic Dispatch の略。より詳細な解説は後記「参考」参照。
SCUC	系統制約を考慮した上で、起動費、最低出力費用、増分費用が最経済となるように起動停止計画を策定すること。Security Constrained Unit Commitment の略。より詳細な解説は後記「参考」参照。
Three-Part Offer	米国の PJM や NYISO、ERCOT 等において、導入されている入札手法のこと。売り入札時に①起動費、②最低出力費用（無負荷費用の場合もある。）、③増分費用カーブの 3 つの情報を登録する。
TSO	一般送配電事業者（TSO は Transmission System Operator の略。なお、電気事業法（昭和三十九年法律第七十号）上は一般送配電事業者の英訳は General Electricity Transmission and Distribution Utility であるが、検討会では一般的な略称である TSO を用いる。）
検討会	同時市場の在り方等に関する検討会
広域機関	電力広域的運営推進機関
細分化作業会	調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会
作業部会	あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会
時間前同時市場	前日同時市場後の断面において、前日同時市場と同様に同時約定を行う仕組みを導入し、都度 SCUC・SCED を繰り返し、実需給を迎える時間前市場のこと。
シャドウプライス	最適化問題において、需要（供給）が微少に 1 単位増えた時の目的関数の増加量であり、需給均衡点における限界費用のこと。
前日同時市場	現行制度におけるスポット市場と同じような時間帯に開場されており、売り入札の方法として Three-Part Offer を採り、kWh と ΔkW を同時に約定させる、すなわち、供給力、調整力に関わらず全ての電力を同時に約定させる仕組みの市場のこと。
増分費用カーブ	元々、勉強会や作業部会においては、Three-Part Offer は起動費、最低出力費用、限界費用カーブの 3 つの要素で構成されるとしていた。このうち、限界費用カーブは発電機の出力を 1kW 増加させるときにかか

略語・用語	正式名称・定義
	る追加費用のことである。一方、「限界費用」という単語は、日本の現行制度における「スポット市場においての限界費用に基づく価格での余剰電力の全量供出」といった文脈で使用されることもあり、混同する可能性があるため、本検討会においては、Three-Part Offer における構成要素である限界費用カーブを、諸外国では、Incremental Energy Offer や Incremental Energy Cost Curve と呼ばれていることも踏まえ、「増分費用カーブ」という呼称とした。
同時市場	作業部会取りまとめ（2023 年 4 月 25 日）においては、「同時市場」という単語は「売り入札の方法として Three-Part Offer（米国の PJM や NYISO、ERCOT 等において、導入されている入札手法のこと。売入札を行う者は、入札時に①起動費、②最低出力費用（無負荷費用を入札させる場合もある。）、③増分費用カーブ、の 3 つの情報を登録する。）を採り、kWh と ΔkW を同時に約定させる、すなわち、供給力、調整力に関わらず全ての電力を同時に約定させる仕組みの市場のこと。」という定義で使用されていたが、本検討会においては、作業部会取りまとめ（2023 年 4 月 25 日）の第 3 章「安定供給のための電源起動とメリットオーダー」において提案された実需給の 1 週間程度前から実需給までの一連の仕組み全体を指して「同時市場」と呼ぶこととする。
勉強会	卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会
電源運用・入札に関する用語（図 1 において、それぞれの用語について図示。）	
自己計画電源 (Self-scheduled resources)	電源等（DR 等のリソースを含む。）の起動及び出力容量下限までの出力を電源等の保有主体が決定する電源等のこと。
市場計画電源 (Pool-scheduled resources)	電源等（DR 等のリソースを含む。）の起動及び出力容量下限までの出力を同時市場の約定結果に委ねる電源等のこと。
出力容量下限 (Economic Min.)	自己計画電源や、同時市場での約定の結果、起動することが確定した市場計画電源において、最低限出力させる容量のこと。電源等の保有主体が登録する値であり、必ずしも発電機における機器の運用制約と一致するわけではないことに注意。

略語・用語	正式名称・定義
出力容量上限 (Economic Max.)	自己計画電源や、同時市場での約定の結果、起動することが確定した市場計画電源において、最大限出力が可能な容量のこと。電源等の保有主体が登録する値であり、必ずしも発電機における機器の運用制約と一致するわけではないことに注意。
絶対出力容量 (Must Run)	自己計画電源における出力容量下限のこと。自己計画電源は確実に起動され、出力容量下限までは確実に出力されることになるため、「絶対出力容量 (Must Run)」という別称を定義。
出力配分可能領域 (Dispatchable Range)	自己計画電源や市場計画電源における出力容量下限と出力容量上限の間の領域のこと。同時市場の約定結果に応じて出力配分量が決定することになる。
固定出力 (Block Loading (Block Loaded))	自己計画電源や市場計画電源において、出力容量下限と出力容量上限が一致している状態のこと。当該電源は一定の値での出力を行うことになり、言い換えると、出力配分可能領域が存在しない電源ともいえる。
市場計画可能領域	同時市場の約定結果に起動・停止や出力配分を委ねる領域全体の総称。具体的には、自己計画電源における出力配分可能領域全体と市場計画電源全体（起動・停止も出力配分も市場で確定）を指す。

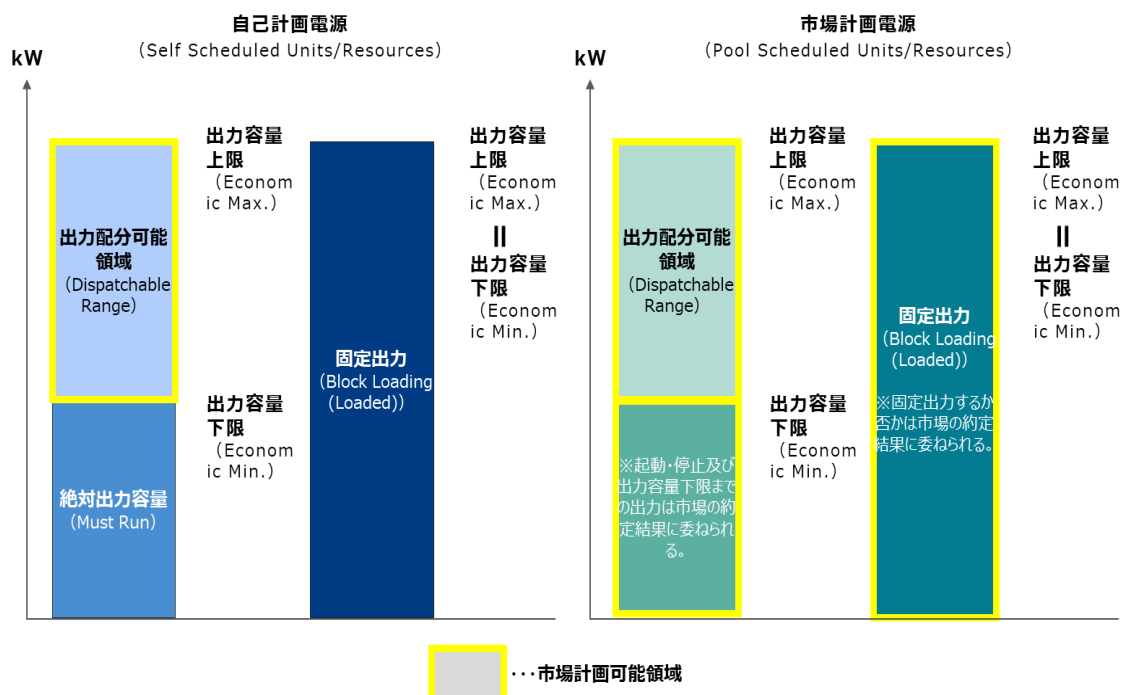


図 1 電源入札・運用に関する用語の図示

(参考) SCUC・SCED の解説

SCUC・SCED とは、系統制約を考慮した上で、発電にかかる起動費、最低出力費用、増分費用（いわゆる Three-Part 情報）が最も経済的となるように電源の起動停止（SCUC）や出力量（SCED）を決定することである。前者は Security Constrained Unit Commitment、後者は Security Constrained Economic Dispatch の略である。

系統制約や日本全体の需要動向、電源特性（費用特性のみならず、電源の起動時間や出力変化速度等の稼働制約も含む。）を踏まえつつ、kWh と ΔkW の調達に係る費用が最小となるような電源態勢を組むことができることに利点がある。米国の一部等、海外において、この仕組みを活用している電力市場が存在する。日本においては、卸電力市場における電源の約定に関して、ブロック入札により電源特性の一部を反映させることは可能であるものの、系統制約は考慮されていない。ただし、現在検討中の次期中央給電指令システムにおいては、SCUC・SCED が可能となる機能を具備する方針である。

この SCUC・SCED と同時市場の関係の概要を図 2 である。



図 2 SCUC・SCED と同時市場の関係（概要）

1 検討会設置の背景・目的等

1.1 検討会設置の背景及び経緯

エネルギーは、国民生活や経済社会活動の基盤をなすものであり、我が国においては、環境保全や効率化の要請に対応しつつ、安定的なエネルギーの供給を実現することが求められている。このためには、電力の効率的・安定的な調達が必要となるところ、現在、卸電力市場や需給調整市場の取引の最適化に係る課題、TSOにおける需給運用上の課題、発電事業者の電源運用や小売電気事業者の電気の調達における課題など、様々な課題が顕在化している。

実需給直前まで出力が変動する変動性再生可能エネルギー電源（以下「変動性再エネ電源」という。）を大量に導入し、需給運用の困難さが増すと、これらの課題は更に拡大することが想定される。一方、これらの課題に対応できないことで、再生可能エネルギーの導入に遅れが生じ、2050年のカーボンニュートラルが達成できないことは許されない。S+3Eの大原則を担保しつつ、カーボンニュートラルと両立させるためには、電力システム・電力市場の在り方の不断の見直しが求められる。

これらを踏まえ、「卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会」（以下「勉強会」という。）（2021年12月28日から2022年6月20日まで実施。）及び「あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会」（以下「作業部会」という。）（2022年7月29日から2023年4月25日まで実施。）では、「日本全国として再生可能エネルギーの最大限の導入により再生可能エネルギーの市場統合が進み、需給運用上の不確実性が拡大する中でも、安定的かつ持続可能な形で、日本全国で最適運用が可能な需給運用・市場システム」を将来の目指すべき姿とし、安定供給のための電源起動とメリットオーダーの追求の観点から、具体的な対応策について検討を行った。

作業部会取りまとめ（2023年4月25日）においては、供給力、調整力にかかわらず全ての電力を同時に約定させる仕組みの市場（以下「同時市場」という。）等について、具体的な仕組みの提言がなされ、この取りまとめの報告を受けた第62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（2023年5月30日。以下、電力・ガス基本政策小委員会を「小委員会」という。）では、更に詳細な検討を行うため、有識者や事業者を構成員とした新たな検討会を設置することとされた。これを受け、資源エネルギー庁と電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という。）を事務局とし、「同時市場の在り方等に関する検討会」（以下「検討会」という。）が設置された。

1.2 検討会の目的

検討会における検討事項について、作業部会取りまとめ（2023 年 4 月 25 日）においては、「本書の提案の中には複数案を提示したものもあり、今後、これまでの整理を踏まえて、約定ロジックの設計や実現性・妥当性、事業者の実務への影響、関係法令等との関連整理など更に具体的に検証することが必要となる。また、新たな仕組みに関する導入の適否を判断するにあたっては、当該検証内容も踏まえて、同時市場を導入した際の費用便益分析などを行うことが必要となる。」とされている。これを踏まえ、検討会の目的は以下の 2 点とした。

目的① 作業部会における提案について、約定ロジックの設計や実現性・妥当性、事業者の実務への影響、関係法令等との関連整理など更に具体的に検証を行い、同時市場の仕組みをより具体化すること。

目的② 上記具体化の結果も踏まえつつ、同時市場の導入の可否の判断に資するため、費用便益分析を行い、その妥当性について評価すること。

1.3 議論の進め方

検討会は、2023 年 8 月 3 日から 2024 年 9 月 25 日までの期間で、全 12 回開催された（詳細は後記「開催実績」参照）。同時市場に関する検討の全体像は、図 3 のとおりであり、前節の検討会の目的を踏まえ、一部の事項については検討及び調査の委託、タスクアウト等を行いつつ、定量的・定性的両面の視点から、総合的に検討を行った。

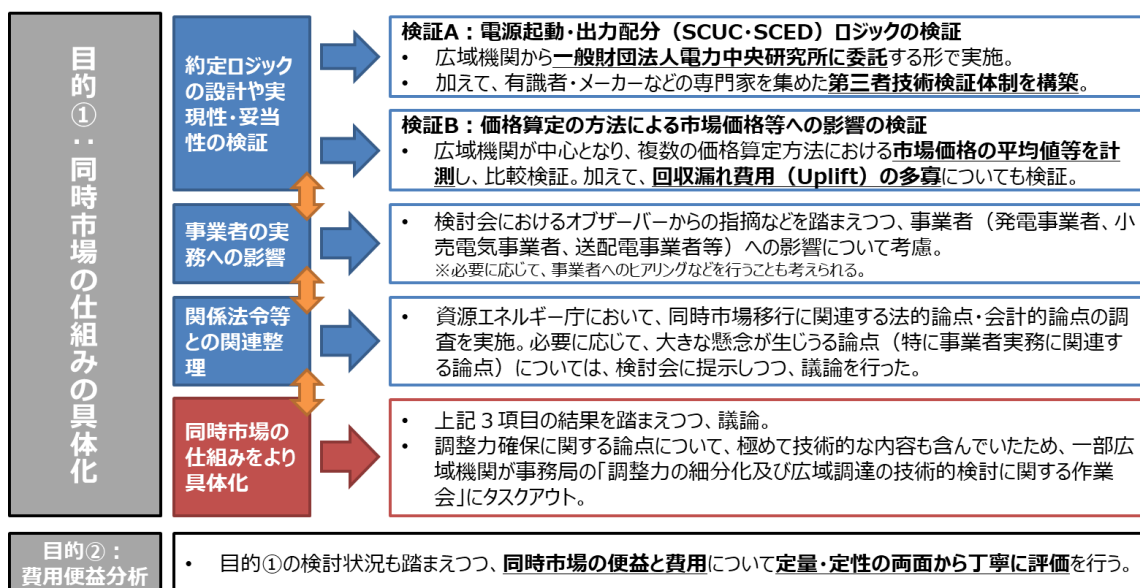


図 3 同時市場に関する検討の全体像

同時市場の機能としては、入札、約定（電源起動・出力配分、価格算定）、精算の仕組みが必要であり、同時市場を導入するためには、市場全体の核となる約定ロジック等の検証を行う必要がある。これを踏まえ、検証 A と題して電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジックの検証を、検証 B と題して価格算定の方法による市場価格等への影響の検証を行った（図 4）。

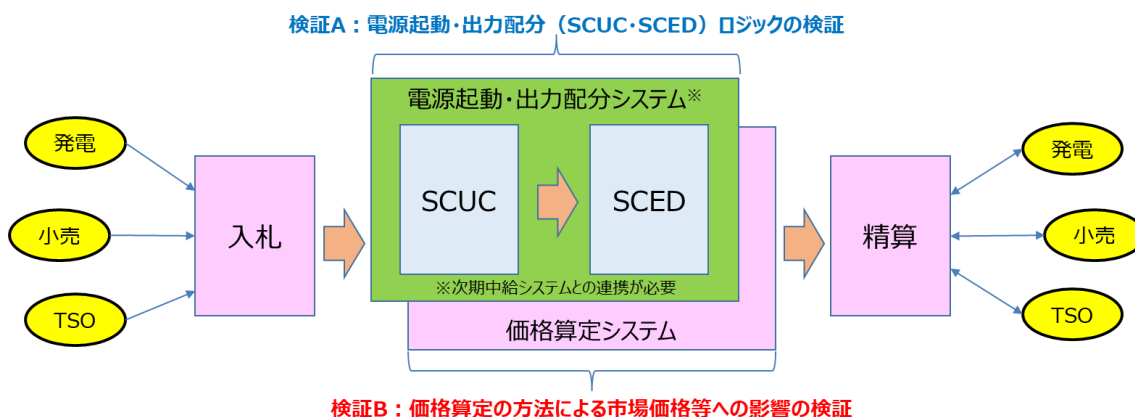


図 4 市場の全体像と検証 A、検証 B の関係

検証 A については、相当程度高度な計算を行うことが想定されたため、図 5 のとおり、検討会実施前に、第三者検証体制による検証・議論を行った。

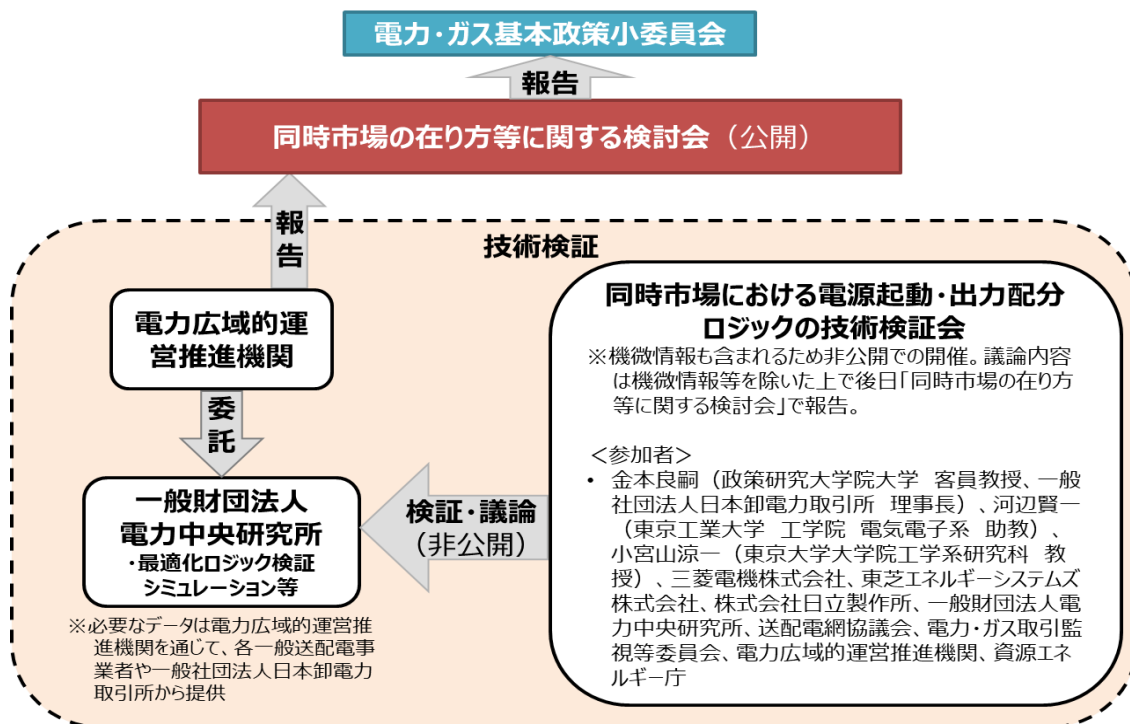


図 5 検証 A の全体像

検証 A、検証 B の詳細については、参考資料 1 及び参考資料 2 を参照されたい。

また、同時市場の仕組みの具体化のため、検証 A、検証 B の検討状況及び結果を踏まえながら、同時市場の制度に関する主要論点の議論（表 2）や、海外調査の結果報告を行った¹。

表 2 同時市場の制度に関する主要論点と本書における記載箇所

大項目	詳細項目	本書における記載箇所
電源の入札・運用	● 入札義務 ● 入札規律 ● 自己計画電源を選択した場合の入札方法 ● 自社電源の余力の活用 ● 電源差替 ● 小売電気事業者の売り入札及び発電事業者の買い入札	第 3 章
時間前市場の設計、調整力の取扱い	● 時間前市場の設計に関する 2 つのイメージ ● 検討の基本方針 ● 決済対象の取引 ● 入札内容の変更	第 4 章
市場価格算定・費用回収	● 現行制度の概要と作業部会での議論の振り返り ● 同時市場における市場価格算定・費用回収（kWh 市場、ΔkW 市場、調整力 kWh 市場、インバランス）	第 5 章
その他	● 特殊な電源の取扱い（変動性再エネ電源、DER、大規模揚水・蓄電池） ● 他制度・他市場への影響 ● 同時市場運営主体の役割	第 6 章

なお、同時市場の仕組みの具体化（目的①）に必要な論点のうち、調整力確保に関する論点については、高度に技術的な内容を含んでいるため、広域機関が事務局である「調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会」（以下

¹ 海外調査の詳細は、広域機関による北米（ERCOT、CAISO）調査（第 4 回検討会（2023 年 11 月 27 日）資料 5-1）や株式会社三菱総合研究所による調査（第 4 回検討会（2023 年 11 月 27 日）資料 5-2 並びに第 7 回検討会（2024 年 3 月 18 日）資料 3-2 及び資料 4-1）を参照。

「細分化作業会」という。)に検討事項の一部をタスクアウトする形で検討を行った(図 6)。細分化作業会の議論については、第 8 回検討会(2024 年 4 月 19 日)資料 4 を参照されたい。

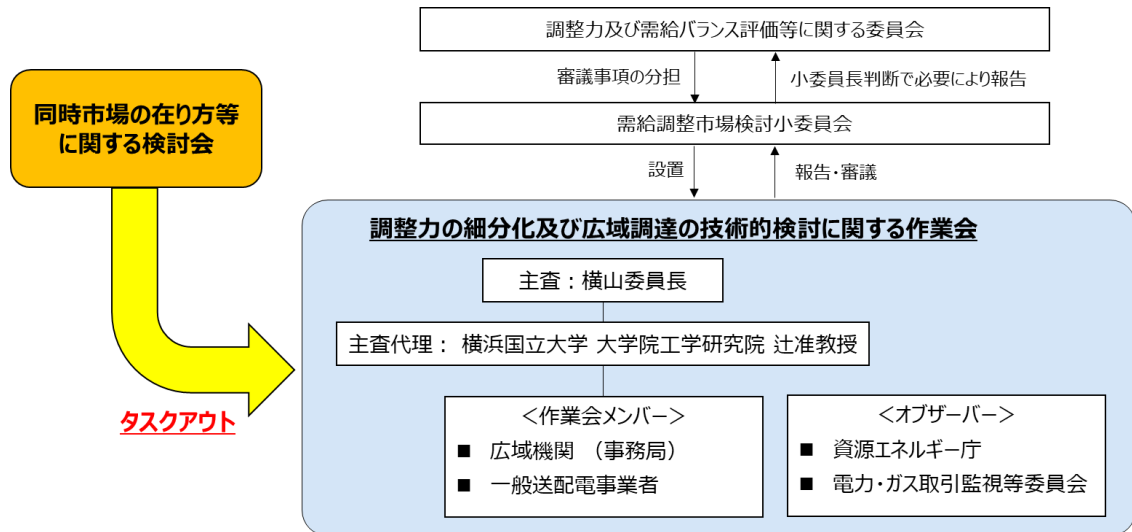


図 6 細分化作業会へのタスクアウト

1.4 本書の構成

本書においては、第 2 章で、小委員会における議論も踏まえ、検討会において議論された同時市場導入の意義について記載している。次に、第 3 章から第 6 章において、同時市場の仕組みの具体化(目的①)に関する議論の詳細を記載している。第 7 章では、同時市場の導入に関する費用便益分析(目的②)の分析結果を記載している。最後に、第 8 章において、検討会や第 77 回小委員会(2024 年 6 月 24 日)での議論を踏まえ、今後の検討の進め方に関する検討会の提案を記載している。

2 同時市場導入の意義

2.1 勉強会・作業部会の議論概要（振り返り）

第 1.1 節にも記載のとおり、2021 年 12 月 28 日から 2022 年 6 月 20 日まで勉強会が開催され、電力の安定的・効率的な調達に関する課題についての検討が行われた。

勉強会においては、安定供給のための電源起動とメリットオーダーの追求の観点から、週間断面での電源の確実な起動等の仕組み（揚水発電や起動に 1 日以上以上の時間がかかる電源等週間断面から計画を作ることが安定的・効率的な電源の取扱い）や、電源の起動・停止、出力増減等の費用最小化のために必要な仕組み、現行の複数の市場（スポット市場、時間前市場、需給調整市場等）においてメリットオーダーを追求するための在り方等、多角的な視点から議論が行われ、中長期的な電力システムのあるべきひとつの姿として、以下のような仕組みが提案された（図 7）。

- 実需給の 1 週間前の断面における電源起動の仕組みを設ける（電源起動市場、TSO 判断等）。
- 実需給の前日断面において kWh と ΔkW を同時に約定させる電力市場を設け、当該市場における電源の入札について Three-Part Offer 方式を導入する。

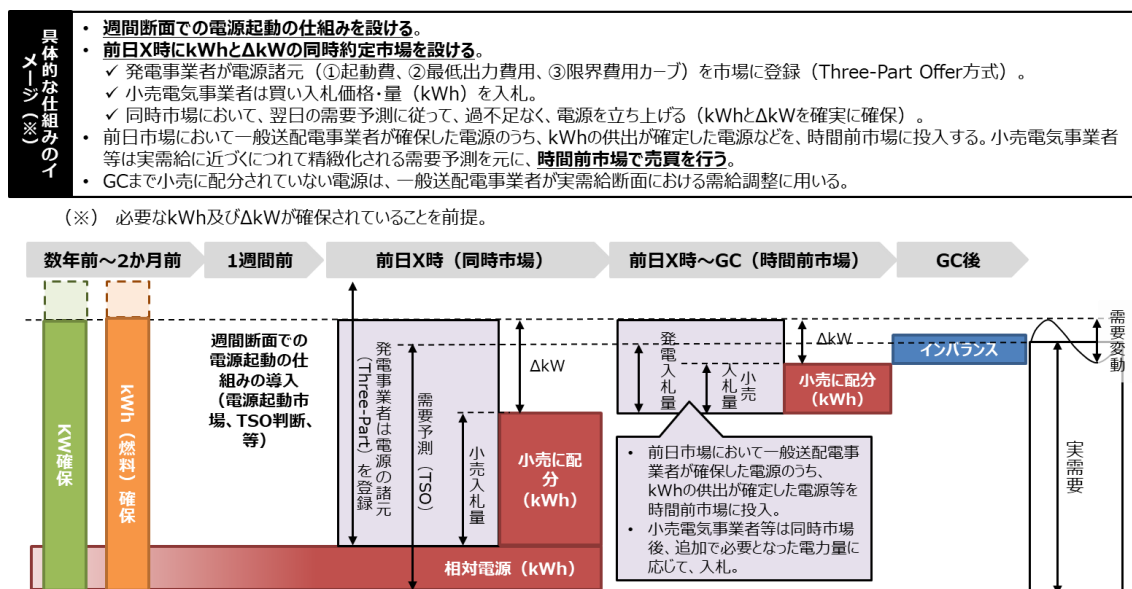


図 7 勉強会で提示された電力システムのひとつの姿²

² あくまで、勉強会の時点で提案されたイメージであり、時間前市場の断面における吹き出し等、検討会での議論と内容が異なる部分もあることに留意されたい。

その後、2022年7月29日から2023年4月25日まで実施された作業部会においては、中長期（実需給の数年前から2か月程度前まで）の断面における確実な燃料確保の観点からのあるべき姿と具体的な対応策に加えて、実需給の1週間前から実需給までの一連の仕組みについて議論が行われた。この議論の中で、前日同時市場における約定電源の決定方法や約定価格の決定方法、週間運用の在り方、時間前市場の設計、電源情報等の一元的な把握・管理や電源差替等について、複数の方法が提案され、考えられる方向性が整理された。

2.2 検討会・小委員会の議論概要

検討会及び第77回小委員会（2024年6月24日）における検討会の中間報告では、同時市場の意義について、図8及び図9が提示され、議論が行われた。

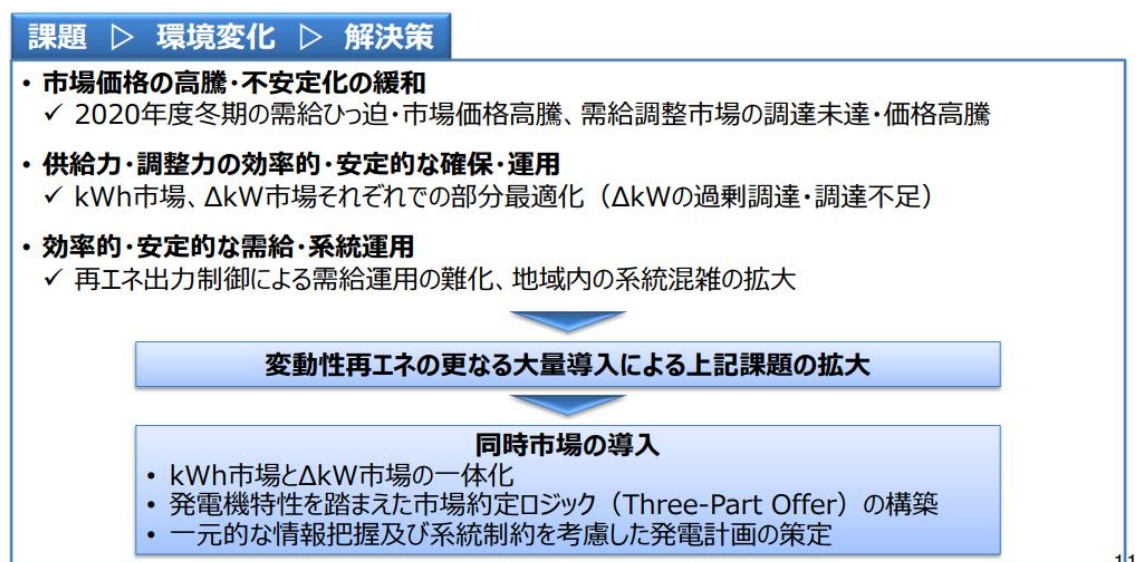


図8 変動再エネ大量導入に対応可能な市場制度の構築

現在、変動性再エネ電源の導入により需給運用が難化しており、2020年度冬期の需給ひっ迫等によるスポット市場の売り切れ・価格高騰や、足下の需給調整市場の応札不足等の問題も、そのような課題が背景にあるものと考えられる。

さらに、変動性再エネ電源が今後大量に導入されると、再エネ出力予測誤差の拡大等により調整力の必要量も増加する上、時々刻々の需給予測の変化の拡大、系統混雑の増加等により、需給運用は今後一層難化すると考えられる（図9）。

検討中の同時市場は、実需給の前日以降の断面で、系統制約を考慮する形でThree-Part Offerに基づくkWhとΔkWの同時約定を行うことにより、kWhとΔkWの適切な配分や柔軟な組替えを可能とする仕組みである。上記課題を踏まえると、このような同時市場の導入により、電源の安定的・効率的な確保を可能

とし、需給予測の変化や緊急事態への対応力を向上させることには大きな意義があると考えられる。

また、需給バランスの不安定化によりスポット市場価格のボラティリティが拡大する状況において、発電機特性を考慮した約定の仕組みを導入することには、発電事業者の収益機会の改善や、売り切れの防止による市場価格高騰の抑制等のメリットもあると考えられる。

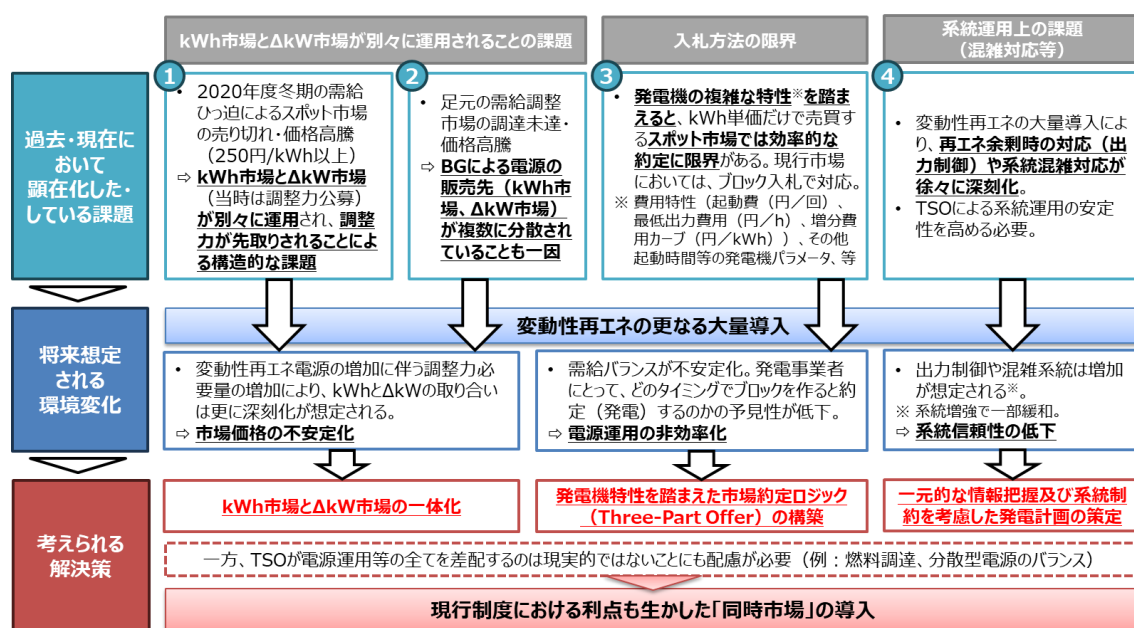


図 9 同時市場の意義

そのほか、電力市場の全体像における同時市場の位置づけを示すものとして、図 10 が提示され、同時市場の検討における留意点についても議論が行われた。

同時市場は、実需給の1週間程度前から実需給までの短期の需給の断面で、安定的な電源起動・運用とメリットオーダーを追求する枠組みといえる。一方、同時市場以前の中長期の需給において、kW (発電設備投資・維持) と kWh (燃料) を確実に確保することも電力の安定供給のためには極めて重要であり、同時市場の設計については、中長期断面の取引との整合性を確保することが重要である旨の指摘がされた。

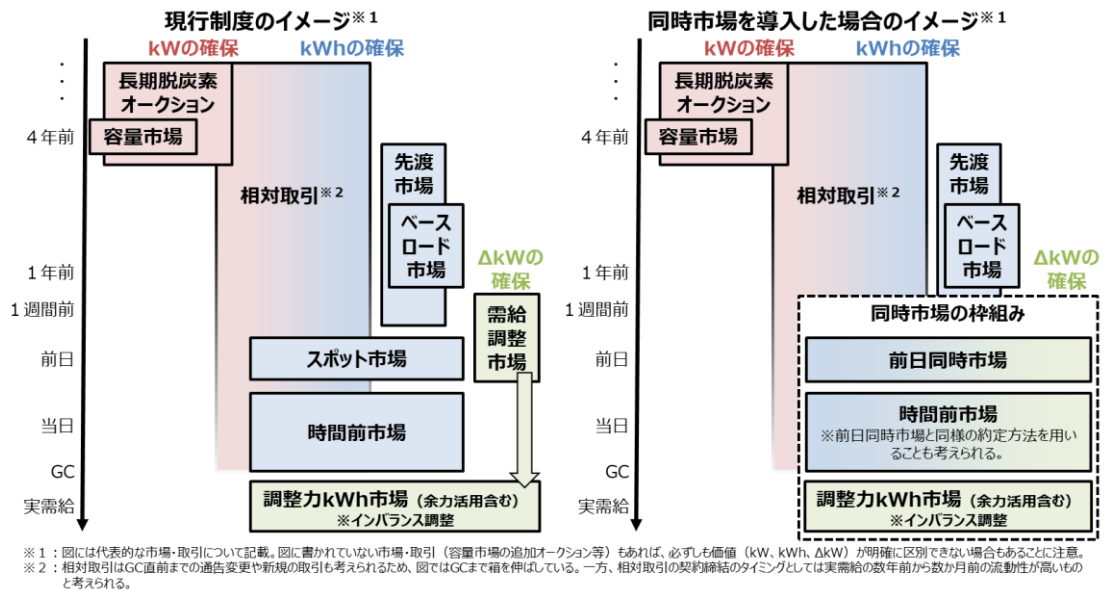


図 10 電力市場の全体像における同時市場の位置づけ

なお、同小委員会では、委員やオブザーバーから以下のような意見があった。

- 太陽光・風力といった自然変動電源の導入によって、需給運用が既になりに難しくなっている。その一つの典型例は、需給調整市場の応札不足といった問題。現状では、電源キャパシティーは、全体としては十分にあるのに、需給調整市場への応札が足りないといったことが起きている。同時市場を導入して、電源キャパシティーの kWh と ΔkW への配分を最適にすることができれば、この問題は自動的に解決される。よく分かる例で、もっと根本的な問題は、変動再エネが大量に導入されると、当日に発生する予測誤差がかなり大きいものになる。その対応で必要になるのは、電源の追加起動。Three-Part Offer に基づく最適化を前日市場・当日市場でもやることの大きなメリットは、電源の追加起動をいろんなタイミングで最適に行うことができるようになる。（金本オブザーバー）
- 大変難しい市場ではあるが、多大なる効果が期待できるということで、重要な点を整理いただき大変感謝。今後検討すべき点が複数あると理解しているが、それらの検討結果によっては、同時市場の導入をこのまま進めていいのかという検討につながる可能性もあるかと考える。やはり導入ありきではなく、ほかの案とのプロコンを比較しつつ進めていただければと思う。（村松委員）
- 同時市場が、JEPX と需給調整市場を分けてやるよりも、同時に Three-Part Offer に基づいて最適化を行い、一括して決定することで、より理想に近いものになるのではないかと期待を持っている。その一方で、これからカーボンニュートラルに向かって再エネが増えていく中で、これを混合整数線形計画のモデルにどう取り込んでいくかが、非常に重要であると思っている。具体的には、今太陽光が大量に入っていて、これからは風力も増えてくるが、この出力の不確実性をどのように表現するか、これによって同時決定の威力が大きく変わってくると思う。（松橋委員）

- 今回の同時市場の検討は、kWh と ΔkW を同時に、実際のコストを踏まえて約定させるコンセプトに基づくものであって、電力システムの効率的な運用に資すると考えており、この検討をぜひ支持したいと思う。その上で、発電事業者の予見可能性が低下した場合、燃料の長期契約比率のさらなる低下や市場からの退出の加速といった kW や kWh の調達が難しくなることも考えられるのではないかとと思うので、その生じる影響を精査した上で、必要に応じて容量市場などのほかの市場との連携も含めて検討していただきたい。最終的には、電源、系統運用の最適化により、安定供給の確保とコスト抑制を両立させるだけでなく、再エネの出力制御の最小化などを実現することで、脱炭素にも貢献できる制度にしていいただきたい。（武田専門委員）
- 昨今の需給調整市場の議論の文脈では、電源が持つ調整機能について、卸市場と需給調整市場との間で、どのように割り振って活用するのがよいのかという問題が浮上してきていると理解。ピーク時の供給力については、容量市場において市場参加者と一般送配電事業者全体で確保するという仕組みが整備された今、需要に見合った電源の手当と変動する需給の調整を一体的に行う仕組みに移行するのは合理的であると認識をしている。（新川オブザーバー）

3 電源の入札・運用

勉強会及び作業部会では、同時市場を導入した場合の発電事業者、小売電気事業者の電源の入札・調達・運用の在り方（相対取引やセルフスケジュール電源³の取扱い、電源差替の方法等）について、委員やオブザーバーから多くの意見があった。具体的には、作業部会において、取引の透明性等の観点から、電力の卸取引は全て市場を経由して行う形とすべきとの意見があり、その一方で、経済的に等価な仕組みであれば、市場での取引とするか市場外での取引とするかについては様々な選択肢がありえ、電力取引に関係しうる法律・会計上の課題等も踏まえて判断すべきといった意見があった。

市場外での電力の相対取引を一切認めない制度設計も考えうるところではあるが、発電事業者・小売電気事業者間で相対取引が行われることは電源投資や燃料調達の観点からも重要であり、基本的には認められるべきと考えられる。その一方で、電源の入札義務や入札方法については、安定供給のための電源起動という観点やメリットオーダー（経済性）の観点、BGにおける創意工夫や予見性の観点、足下における実態⁴等を総合的に勘案して議論することが重要であり、これは、同時市場における各事業者の行動や同時市場の流動性・経済性・安定性等に大いに影響を与えるものと考えられる。そのため、検討会においては、入札義務等について議論を行い、以下のとおり、一定の方向性を得た。

3.1 入札義務

3.1.1 現行制度における考え方

3.1.1.1 市場供出

現行制度において、発電事業者等の供給者は、スポット市場で取引することは強制されておらず、供給者・受給者間の取引の大部分は相対契約によって行われている。

その上で、適正な電力取引についての指針（令和6年4月1日改正、公正取引委員会・経済産業省。以下「適取GL」という。）において、供給者は、余剰電力⁵を全量市場供出することが望ましいとされている⁶。このため、スポット市場の開場の断面においては、基本的には、相対取引・スポット取引を含む広義の

³ 作業部会においては、「発電量を自社で確定させたい電源のうち、量のみ入札するもの及び市場外で取引し市場のシステムへ量のみ登録するもの」という定義であった。

⁴ 相対取引及び市場取引の分量やそれを踏まえた電源起動のイメージ、電源構成に関する足下の実態は、第2回検討会（2023年9月20日）資料3参照。

⁵ 適取GLにおいては、自社供給力から、自社想定需要（自社小売需要と他社への相対契約に基づく供給量等の合計）・予備力・入札制約をそれぞれ差し引いた残りの供給力と定義されている。

⁶ 市場支配力を有する可能性の高い事業者は、余剰電力の全量を限界費用に基づく価格で入札することが特に強く求められるものとされ、合理的な理由なく当該入札をしなかった場合においては、相場操縦に該当することが強く推認される一要素となるとされている（適取GL第二部II2（3）ア③）。

電力市場において、予備力や入札制約を除いた全ての電源が供出されている状態になっていると考えられる。

さらに、容量市場のリクワイアメントにおいては、火力発電等の安定電源について、卸電力取引所（スポット市場、時間前市場）又は需給調整市場に発電余力を供出することが求められており、需給ひっ迫のおそれがある場合⁷には、燃料制約等の制約により発電余力が供出できなかったとしてもペナルティが課される。また、容量市場で約定した安定電源については、発電事業者は、余力活用契約⁸を締結することや電気の供給指示に応じることと求められる。これらはあくまで起動電源における余力に限定されているものの、需給ひっ迫時⁹等においては、電源起動についても一般送配電事業者が指示することが可能である。

まとめると、相対取引や市場取引を含めた広義の電力市場においては、基本的には以下のような形で発電事業者から電力が供給されることとなっている¹⁰。

- 平常時：予備力や入札制約（燃料制約等）を除いた供給力全量を供出
- 緊急時：供給力全量を供出

3.1.1.2 予備力

予備力については、これまでも、供給能力確保義務や計画値同時同量制度の解釈の整理と合わせてたびたび議論が重ねられており、現在、スポット市場との関係では、旧一般電気事業者は自社需要の 0～1%分の予備率をスポット市場に投入しなくとも売り惜しみに該当しないと整理されている。

予備力の確保に関するこれまでの議論を整理すると、まず、小売全面自由化以前（～2016 年 3 月）においては、一般電気事業者は、電気事業法上、その供給区域における一般の需要に応ずるための供給義務を負っており、この供給義務の中で、予備力も含め必要な供給力が確保されていた。ただし、この予備力が送配電部門で確保されるものなのか、小売部門なのかは必ずしも明らかではなかった¹¹。

⁷ 前日以降の需給バランス評価によって広域予備率 8%を切る場合。

⁸ 容量市場のリクワイアメントの一つとして、調整機能「有」と登録した電源の容量提供事業者が一般送配電事業者との間で締結することが求められている。容量提供事業者は、当該契約に基づき一般送配電事業者からの指令に応じて GC 後の上げ余力・下げ余力を調整力として提供する。

⁹ 追加供給力対策を踏まえても広域予備率 5%を切る場合。

¹⁰ 分かりやすさの観点から、大まかな整理として、このような記載としているが、細かくは市場支配力の有無や容量市場での約定電源か否かによって、広義の市場に対する供出の義務の強度やリクワイアメントの内容が異なることに留意が必要である。

¹¹ 小売全面自由化前の電気事業法の規定は以下のとおり。

（供給義務等）

第 18 条 一般電気事業者は、正当な理由がなければ、その供給区域における一般の需要（事業開始地点における需要及び特定規模需要を除く。）に応ずる電気の供給を拒んではならない。

小売全面自由化（2016 年 4 月～）に伴い、必要な供給予備力の確保については、その全てを TSO が調達するのではなく、小売電気事業者が競争環境の中で一部を調達することで、安定供給を確保しつつ、競争による効率化のメリットを引き出す制度設計とすることが望ましいとされた。そして、TSO に対して、周波数維持義務という形で需給バランスの維持を義務付けることで、一定の供給予備力（調整力）の確保を求めるとともに、小売電気事業者に対しても、需要家に対して直接的な責任を負うことを根拠に、その需要に対する供給能力の確保を義務付けることで、一定の供給予備力についても確保することとした。

また、市場メカニズムでは電源の建設が進まず、将来的に日本全体で供給力が不足すると見込まれる場合に備えたセーフティネットとして、広域機関が発電所の建設者を公募する仕組み（電源入札）を創設することで、必要な供給力を確保することとした。

小売全面自由化以降の各事業者・広域機関の役割については、図 11 のとおりである。

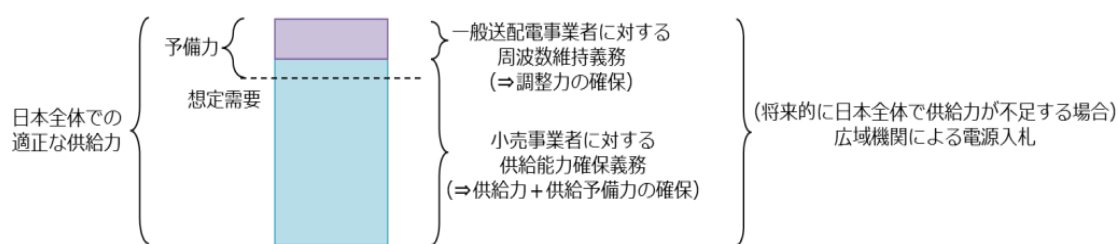


図 11 必要な供給力を確保するための各事業者・広域機関の役割¹²

容量市場導入後（2024 年 4 月～）については、小委員会において議論が重ねられ（2021 年 9 月 24 日から同年 12 月 27 日まで）、「今後の電力システムの新たな課題について 中間取りまとめ」（2022 年 2 月、小委員会）において、容量市場の導入以降は、日本全体（沖縄エリアや離島を除く。）で必要な供給能力は、小売電気事業者ごとではなく、基本的には容量市場を通じて一括して確保されることから、小売電気事業者が果たすべき供給能力確保義務は、容量市場における容量拠出金の支払義務（金銭支払義務）であるとされた。そして、計画値同時同量義務については、仮にスポット市場等で売り切れが生じインバランスが発生する場合でも、小売電気事業者がスポット市場で適切に買い入れを行っている等の複数の要件を満たしている場合には、義務違反には当たらないとされた。他方、市場供出される kWh に必要な燃料確保については、「需給ひっ迫を予防するための発電用燃料に係るガイドライン」（2022 年 12 月 27 日改定、

¹² 「今後の電力システムの新たな課題について 中間取りまとめ」（2022 年 2 月、小委員会）より抜粋。

資源エネルギー庁) や容量市場のリクワイアメント等を通じ、発電事業者があらかじめ燃料を確保することが見込まれるものの、kWh 不足リスクがなくなるわけではなく、このようなリスクへの対応に必要な費用の負担方法を含む具体的な対応策については、今後より詳細に検討を深めるべきとされた。

また、「卸電力市場の流動性向上の観点からの旧一般電気事業者（小売部門）の予備力確保の在り方について」（平成 29 年 10 月 31 日、電力・ガス取引監視等委員会、資源エネルギー庁、電力広域的運営推進機関）では、スポット市場との関係について、小売電気事業者の予備力の確保は必要であるものの、各小売事業者が過剰に予備力を確保し、卸電力市場の流動性が下がることは問題があることから、旧一般電気事業者各社には、翌日の自社需要の 0~1%相当の予備力を超える電源分をスポット市場へ限界費用相当価格で投入すること等が求められた。これを踏まえ、適取 GL では、スポット市場への余剰電力投入の余剰電力とは、「自社供給力から、自社想定需要（自社小売需要と他社への相対契約に基づく供給量等の合計）・予備力・入札制約をそれぞれ差し引いた残りの供給力」と整理された。

3.1.2 同時市場における市場供出及び予備力の考え方

3.1.2.1 前日同時市場における考え方

現行制度においても、同時市場においても、安定供給や相場操縦防止の観点から、多くの電力（電源）が相対取引・市場取引を含む広義の電力市場に供出され、その中で安価な電源から使用されることが望ましいという考え方は変わらないと思われる。

他方、現行市場と同時市場の大きな違いとして、同時市場は、以下のとおり、個別事業者の最適化だけでなく、系統制約等を考慮した全体の最適化をより追求できる仕組みであることや、供給力（kWh）と調整力（ΔkW）の両方が売買できる市場であることが挙げられる。

- 現行制度においては、基本的には電源を特定しない kWh の取引¹³が相対取引や市場取引で積み重なった上で、販売された kWh の総量を踏まえて、各発電事業者が電源バランスを組み、GC 後に TSO が需給調整市場や余力活用契約によって確保した調整力を用い、需給バランスや系統制約を踏まえて電源態勢を最終調整する。
- 同時市場が導入された場合、相対取引については現行制度と同様であるものの、前日同時市場における Three-Part Offer による入札は、基本的には電

¹³ 電源特定をした相対取引や、スポット市場におけるブロック入札など、電源に紐づいていると観念される取引も一部含まれる。

源単位¹⁴での入札であり、前日同時市場に供出された kWh と ΔkW は系統制約も踏まえて日本全体で同時最適化される形で約定し、その結果に基づいて発電事業者が電源バランスを組み、GC 後に TSO が調整する¹⁵。

以上を踏まえると、同時市場においては、現行制度以上に同時市場供出による社会全体のメリット（系統信頼性等も含めた安定供給、経済性の追求等）が高まると考えられ、前日同時市場の断面においては、より多くの電源の供出が望まれる。

このため、同時市場においては、相対取引を含む広義の電力市場¹⁶に対して、以下のとおり、予備力も含めた供給力全量の供出を求めることが望ましいと考えられる。また、以下は、売り惜しみ等の相場操縦がより発生しにくい設計であるとも考えられる。

- 平常時：入札制約（燃料制約等）を除いた供給力全量
※ 現行制度においては、前記のとおり、「予備力や入札制約（燃料制約等）を除いた供給力全量」である。
- 緊急時：供給力全量

さらに、系統混雑、需給ひっ迫時等の対応のため、電気事業者等が、入札（市場供出）・約定・発電をするか否かにかかわらず、電源等情報を市場へ提供することを通じた、一元的な情報の把握・管理の仕組みを合理的に構築することが必要であると考えられる¹⁷。

3.1.2.2 調整力市場への供出義務

同時市場において、前日断面で、広義の電力市場に対して、供給力全量の供出を求めることとした場合、調整力市場への供出義務の考え方についても整理が必要となる。

この点について、現在の容量市場のリクワイアメントでは、スポット市場・時間前市場又は需給調整市場への供出が求められており、両方の市場への供出までは求められていないものの、以下を踏まえると、同時市場においては、基本的

¹⁴ アグリゲーションが必要だと考えられる DER の取扱いについては、第 6.1 節参照。

¹⁵ SCUC・SCED ロジックで全ての電源のバランスを確定する形では、燃料制約や電源トラブル等との関係で支障が出るおそれがあるため、自己計画電源（Self Scheduled Units/Resources）等の取扱いについては、次節で整理している。

¹⁶ 相対契約がある場合の同時市場への入札・情報登録の詳細については、次節以降を参照。

¹⁷ 一元的な情報の把握・管理の仕組みについては、作業部会においても議論がなされていた。詳細は、作業部会取りまとめ（2023 年 4 月 25 日）第 3.7.3 項参照。

に、調整機能がある電源については、kWh 市場と ΔkW 市場の両方に入札する義務を課すことが必要と考えられる。

- kWh 市場と ΔkW 市場を同時に開催して kWh と ΔkW の確保の最適化を図るという同時市場の制度趣旨を踏まえると、調整機能がある電源については両市場において活用可能とされることが望ましいこと。
- 現行制度においても、容量市場の約定電源については余力活用契約の締結が求められており、最終的な GC 以降の断面では余力活用契約による供出（調整力 kWh 市場への供出）が義務付けられていること（つまり、最終的には kWh 市場（スポット市場・時間前市場）だけでなく、調整力 kWh 市場にも供出することになること。）。
- 現行制度において発生している需給調整市場（ΔkW 市場）の売り入札不足や価格高騰などの課題を解決する必要があること。
- その他、海外における制度設計¹⁸を参考にすると、前日断面で同時最適が行われている市場においては、kWh 市場・ΔkW 市場両方に供出が求められていること。

以上の規律は、適取 GL や容量市場のリクワイアメントの改正により導入することが考えられる。

他方、DR のように、基本的には kWh と ΔkW のいずれかのみに入札することが想定される電源や、調整機能を有しない電源、反対に調整機能に特に優れる電源（揚水等）等、様々な電源種が存在していることも踏まえると、市場への入札義務を課す場合には、何を根拠として、どの電源に、どのような内容の入札を求めるか及びその場合の適正な対価の在り方については、丁寧に整理していく必要があると考えられる。

また、上記義務付けを行ったとしても、調整機能のある電源が日本全体で不足している場合、調整力不足の問題は引き続き発生しうる。そのため、調整機能を有することに対するインセンティブ設計も重要であり、ΔkW の価格算定方法については、この点も考慮する必要がある。

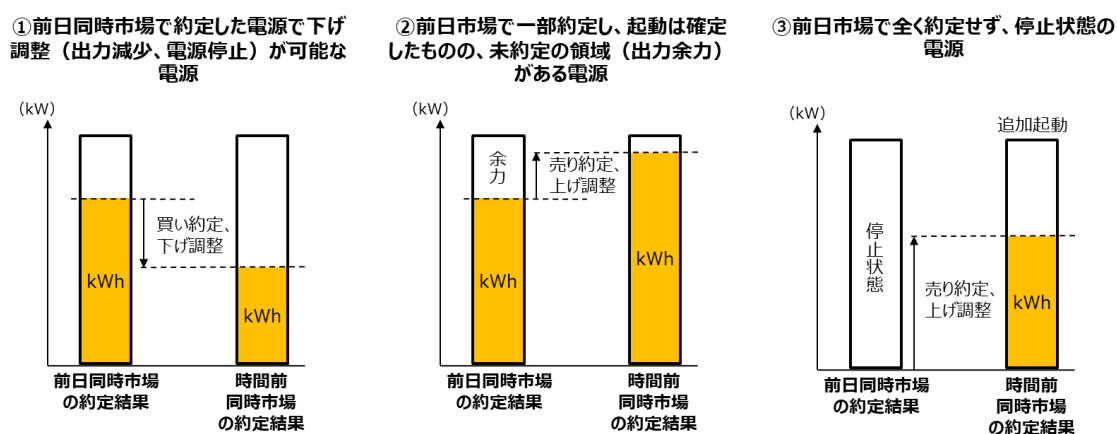
¹⁸ 米国 PJM においては、太陽光・風力・原子力などの一部の電源を除いて、容量市場のリクワイアメントとして、容量市場で落札された全電源について kWh 市場と Reserve 市場の両方に入札することが義務付けられている。なお、Regulation 市場については、供出義務は課されていないものの、リアルタイム市場のみの商品であり、また、Frequency Response（GF 機能）については、市場がなく、強制供出となっている。詳細は、第 7 回検討会（2024 年 3 月 18 日）資料 4-1 参照。

3.1.2.3 時間前同時市場における考え方

時間前同時市場を導入する場合、需要予測や変動性再エネ電源の出力予測が実需給まで変化し続けることを踏まえると、安定的・効率的に需給・系統運用を行う観点からは、前日同時市場において約定した電源であるか否かにかかわらず、時間前同時市場¹⁹においても引き続き電源の入札を求めるべきであると考えられる。

他方、その場合の入札の方法については、丁寧な検討を要する。

前日同時市場の断面における約定電源・未約定電源について、時間前の断面で追加的に起動停止・出力変更が可能な電源²⁰としては、図 12 のとおり、①前日同時市場で約定した電源で下げ調整（出力減少、電源停止）が可能な電源、②前日同時市場で一部約定し、起動は確定したものの未約定の領域（出力余力）がある電源、③前日同時市場で全く約定せず停止状態の電源の3つが考えられる。



※その他、前日同時市場の断面における計画から変更不能な電源（絶対出力（Must Run）の電源等）が考えられる。
※簡単のため、図にはΔkWの売買は記載していないものの、時間前の断面でΔkWの売買が行われることもあり得る。

図 12 前日同時市場の断面における約定電源・未約定電源のステータス

いずれについても、発電機の運用制約を考慮しつつ、約定ロジック（SCUC・SCED ロジック）を適切に設計する必要があり、約定処理においては、以下の点について留意することが必要である。

- ①② 出力変化速度等を考慮し、時間前同時市場における約定量（①買い約定・下げ調整、②売り約定・上げ調整）が発電機の運用制約を満たすように約定処理を行う必要がある。

¹⁹ 検討会においては、現行のようなザラバ中心の市場でなく、前日同時市場のように同時約定を行う市場を導入することを第一目標とするとされた。詳細は、第 5 章参照。

²⁰ その他、前日同時市場の断面における計画から変更不能な電源（絶対出力（Must Run）の電源等）が考えられる。

- ③ 実需給までの時間が起動時間よりも短くなると、起動・出力は不可能となるので、入札を継続していても約定しないようにする（入札状態を解除するとも考えてよい。）。

特に、③について、「起動時間」をどう観念するかが問題となる。一つは発電機自体の機能的な制約を起動時間として考慮するやり方が考えられる²¹。一方、発電機の起動における電源トラブルのリスクを考慮すると、起動の際には、関係会社含め発電所の人員配置その他電源起動に必要な準備作業を行う必要があり、起動指示が常に行われる状況であるとする、常に余分な人員配置等の必要が生じることも考えられる。このような発電機の運用に係る負担や発電機の損耗を考慮すると、「起動時間」を、発電事業者の裁量により、人員配置等の変更の必要性等も踏まえて設定することを認めることも考えられる。

問題は、安定的・効率的な需給・系統運用の観点からは、できるだけ実需給直前まで柔軟に起動停止が可能であることが望ましいものの、発電所の人員配置等も含めた運用を考慮すると、短時間での起動指示を随時行うことは発電事業者の負担が大きく、実務としてワークしない可能性があるという、トレードオフの関係にあることである。この点については、発電所の人員配置等を含めた運用も考えた場合に、どの程度の柔軟性をもった運用が可能かについて、運用実態の把握も行った上で、引き続き議論が必要と考えられる。

また、発電事業者ができる限り柔軟な運用（素早い起動）を行うインセンティブを高める観点からは、どのような仕組みが考えられるか（例：Three-Part Offerとして入札する起動費に一定程度の上乗せを認めるなど）についても、今後、検討が必要と考えられる。

3.1.2.4 市場供出及び予備力の考え方に関するまとめ及び留意点

以上、前項までの内容をまとめると、表 3 のとおりとなる。

ただし、市場への入札義務を課す場合には、前記のとおり、電源種ごとの特性の違いや、市場支配力の有無等も踏まえつつ、何を根拠に、どの電源に、どのような義務を課すか等について、今後、丁寧に整理していく必要があると考えられる。

²¹ 停止継続時間によって、起動に要する時間は変化することにも注意が必要である。

表 3 市場供出及び予備力の考え方に関するまとめ

	適取 GL (相場操縦の防止) ※ 支配的事業者は以下を満たさなければ相場操縦と強く推認、その他においては望ましい行為	容量市場リクワイアメント (容量市場で落札した安定電源)
現行制度	● 予備力や入札制約（燃料制約等）、自社想定需要を除いた余力の全量をスポット市場に入札	● 発電余力（※）をスポット市場・時間前市場又は需給調整市場に入札 ※ 応札時に登録した供給力から発電計画量を除いたもの
同時市場	● 入札制約（燃料制約等）を除いた供給力全量を、相対契約、同時市場を含む広義の電力市場に供出する。同時市場（前日・時間前 ²² ）に対しては発電余力全量（※）を供出するとともに、必要な機能を具備する電源については、kWh 市場と ΔkW 市場の両方に入札 ※ 自己計画電源等を含む供給力全量について入札を求める制度とする場合（次節参照）には、供給力全量となる。	

3.2 入札方法²³

3.2.1 入札区分（自己計画電源・市場計画電源）の選択

検討会においては、電源の起動停止や出力配分について、発電事業者等が一定程度は裁量を確保すべきという意見と、同様の目的は低価格で入札すること等により実現すべきという意見があった²⁴。前者は、電源の入札について、発電事業者が電源起動を自ら確定させる電源、すなわち自己計画電源（Self Scheduled Units/Resources）として入札することを認めるものであり、後者は、原則として全ての電源を市場計画電源（Pool Scheduled Units/Resources）として入札することを求めるものといえる。

電源は発電事業者の財産であり、発電事業者が法令の範囲で自由に使用、収益できることが原則である。また、日本全体の kW、kWh 両面での安定供給のためには、発電事業者が、実需給における発電量を見込みつつ、kW（設備形成・維持）と kWh（燃料含む発電原資）を中長期にわたり適切に確保することが重要であり、そのためには、電源の起動停止や出力配分について発電事業者に一定の予見性が確保されていることが望ましい。加えて、発電事業者が自ら電源を運

²² 時間前同時市場（詳細は第 4 章参照）の導入を前提に記載している。ザラバ中心の取引を行う市場を導入する場合は別途入札ルール検討が必要である。

²³ 入札区分や出力容量の設定の方法の定義については、前掲表 1「略語の正式名称と用語の定義」参照。

²⁴ 詳細は、第 2 回検討会（2023 年 9 月 20 日）議事録等参照。

用する場合に比して、同時市場で起動停止・出力配分を決定するために参照できる情報（電源の各種制約等）には限界がある。

以上を考慮し、電源の入札区分については、発電事業者が原則として自由に選択できる仕組みとすることが適当である。

ただし、安定供給や適正な取引の確保の観点から必要がある場合には、自己計画電源であっても一定の制約に服することが求められる。

具体的には、第 3.1.2 項記載の入札義務に照らし合わせると、相場操縦規制や容量市場のリクワイアメントに基づき、発電事業者が入札した電源について、自己計画電源としての出力が決まった上で余力がある場合には、当該余力については出力配分可能領域（Dispatchable Range）として入札をすることが求められる。また、この点については、適切な取引規律や厳格な監視も必要と考えられる。

さらに、需給ひっ迫等の緊急時における一般送配電事業者による緊急的な電源運用も必要となる場合があると考えられるほか、電力の需給バランス維持の観点から、出力制御や混雑処理のための対応を検討する必要もあると考えられる²⁵。

3.2.2 出力容量（出力容量下限及び出力容量上限）の設定

出力容量下限（Economic Min.）及び出力容量上限（Economic Max.）についても、前項と同様、発電事業者の予見性の確保や、電源の各種制約の存在等の観点から、発電事業者が原則として自由に設定可能とすべきと考えられる。

ただし、出力容量の設定についても、入札区分の選択と同様、相場操縦や売り惜しみ等の防止の観点から出力容量上限（Economic Max.）を不当に低く設定していないか等の適切な取引規律や厳格な監視、容量市場のリクワイアメントへの対応、需給ひっ迫等の緊急時の一般送配電事業者による電源運用、出力制御や混雑処理のための対応の検討が必要であると考えられる²⁶。

このため、電源の入札にかかる仕組みについては、以上の観点を踏まえ、引き続き技術的な検討も含めた議論が必要と考えられる。

3.2.3 入札区分と出力容量の設定に関するまとめ

以上、本節においてまとめた内容を図示すると、図 13 のとおりである。

²⁵ 例えば、出力制御が発生することが明らかに予測されるコマについては、長期固定電源等を除き、全ての電源を市場で起動停止・出力配分の意思決定が可能（市場計画可能領域）な電源として入札することを制度的に求める等の措置が考えられる。

²⁶ 出力容量の上限・下限が設定されている場合でも、容量市場で約定した安定電源については、「GC 後の上げ余力・下げ余力の提供（余力活用契約を締結した場合）」や「供給指示への対応（一般送配電事業者からの電気の供給指示があった場合、適切に対応すること）」が求められることに留意が必要である。

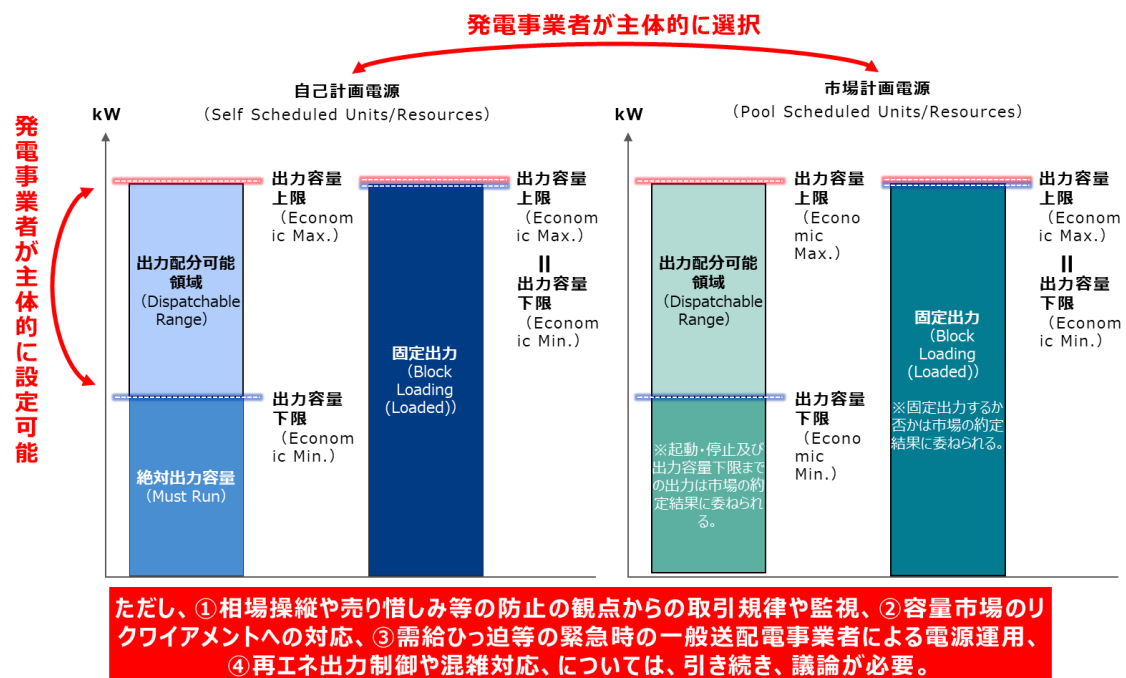


図 13 入札区分と出力容量の設定

3.3 自己計画電源を選択した場合の入札方法

作業部会では、自己計画電源を選択した場合の電源入札の方法として、表 4 上部の 3 つの方法を提示していた。

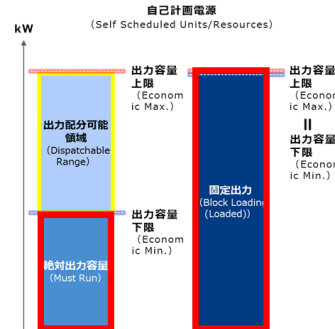
前節の整理（自己計画電源（Self Scheduled Units/Resources）としての入札を認める。）を前提とすると、電力量だけの入札・登録を認めることになるので、選択肢①か③に絞られることになる。いずれの入札方法としても、実際の電源態勢は同じとなることを踏まえると、以上のいずれにするかは、作業部会でも提示していた各種論点（①電源の差し替えを行った場合における法律・会計上の問題、②売買した電源の特定、③決済）や実務上の負担（例えば、市場内取引とした場合、既存の相対契約の契約条項の変更（直接の受け渡しから市場経由の受け渡しとなる）等が発生することが想定される。）、広域機関システム（計画提出）や次期中給システム等の各種システムとの接合性等を総合的に勘案しながら、合理的な仕組みを引き続き検討することが肝要と考えられる。

加えて、重視されるべきことは、作業部会でも提示したとおり、電源等情報の一元的な把握・管理の仕組みを合理的に構築することだと考えられる。

なお、表 4 の下部の選択肢③における市場計画可能領域以外の電源の入札イメージをまとめると、図 14 のとおりである。

(1) 相対契約が紐づいていない場合

本図の整理対象は以下の赤枠



量のみ入札のため、当該発電事業者の入札が市場価格として引用されることはなく、当該発電事業者はプライステイカーとなる。

(2) 相対契約が紐づいている場合

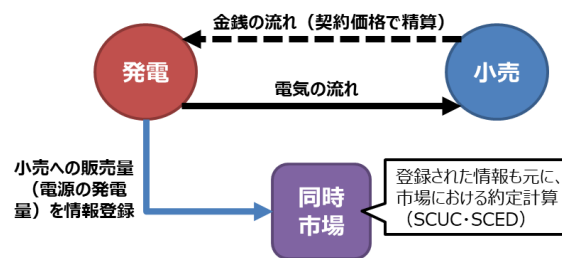


図 14 選択肢③における市場計画可能領域以外の電源の入札

表 4 自己計画電源を選択した場合の入札方法（作業部会及び検討会の整理）²⁷

作業部会までの整理		選択肢①	選択肢②	選択肢③
入札・登録方法（前日同時市場を通じて必要な情報を把握する方法）		入札情報の一つとして求める		前日同時市場のシステムへ情報のみ登録することを求める
発電量を市場約定の結果に委ねる電源			<市場約定> 量＋価格（Three-Part 情報）で入札	
発電量を自社で確定させたい電源	長期固定電源等	<市場約定> 量のみ入札 （優先約定の順位：①長期固定電源等、②長期固定電源等以外）	<市場約定> 量のみ入札（優先約定）	<市場外> 量のみ登録
	長期固定電源等以外		<市場約定> 量＋価格（Three-Part 情報、低価格）で入札	

検討会での整理		選択肢①	選択肢③	
入札・登録方法（前日同時市場を通じて必要な情報を把握する方法）		入札情報の一つとして求める	相対契約（社内取引含む）が紐づいている場合、前日同時市場のシステムへ情報のみ登録することも認める（入札も選択可）	
市場計画可能領域の取扱い			<市場約定> 量＋価格（Three-Part 情報）で入札	
市場計画可能領域以外 （自己計画電源における絶対出力容量及び固定出力）の取扱い		<市場約定> 量のみ入札 （優先約定の順位：①長期固定電源等、②長期固定電源等以外）	（１）相対契約が紐づいていない場合 ²⁸	<市場約定> 量のみ入札
			（２）相対契約が紐づいている場合	<市場外> 量のみ登録

²⁷ 本表は発電事業者が相対契約を締結した状態で電源差替を行う場合を想定していない整理である。電源差替を念頭に置く場合、さらに詳しく入札方法や市場における取扱いを設計する必要があり、詳細は、第 3.5 節に記載している。

²⁸ マストラン電源をプライステイカーとして入札するといった状況を想定している。

3.4 自社電源の余力の活用

発電 BG は、TSO との契約上、GC において、当該 BG の計画発電量と実発電量とを一致させる義務を負っている。このため、前日同時市場における約定後に、電源脱落、出力低下等が発生した場合、発電 BG は、埋め合わせのため、時間前市場において買い入札をすることや、自社電源の余力（前日同時市場で約定しなかった電源）を追加起動・出力することが考えられる。

後者の方法は、前日同時市場の約定結果と異なる電源運用を認めることとなり、望ましくないとの考え方もありうるものの、発電 BG の負担で行う限りにおいては、他の市場参加者のコスト増となるものではない。また、電源トラブル等の場合に発電 BG 内で対応可能との予見可能性を確保することにより、発電 BG が市場計画電源としての入札をしやすくなる効果や、不足インバランス料金の支払の回避のため電源（kW）や燃料（kWh）を実需給の予測に加え予備的に確保するインセンティブを与える効果があると考えられ、これらは安定供給にも資する。さらに、米国市場の例においても、前日市場の後に、市場計画電源から自己計画電源への入札内容の変更は可能とされている。

以上を踏まえると、発電事業者が前日同時市場以後の自社電源の余力を活用することも認めるべきであると考えられる。活用のイメージ（平常時を想定）は、図 15 のとおりである。

なお、あくまで前日同時市場で約定しなかった売れ残りの電源の活用を認めるものであり、電源トラブル等に備えるために電源の売り惜しみを行うことを認めるものではない。

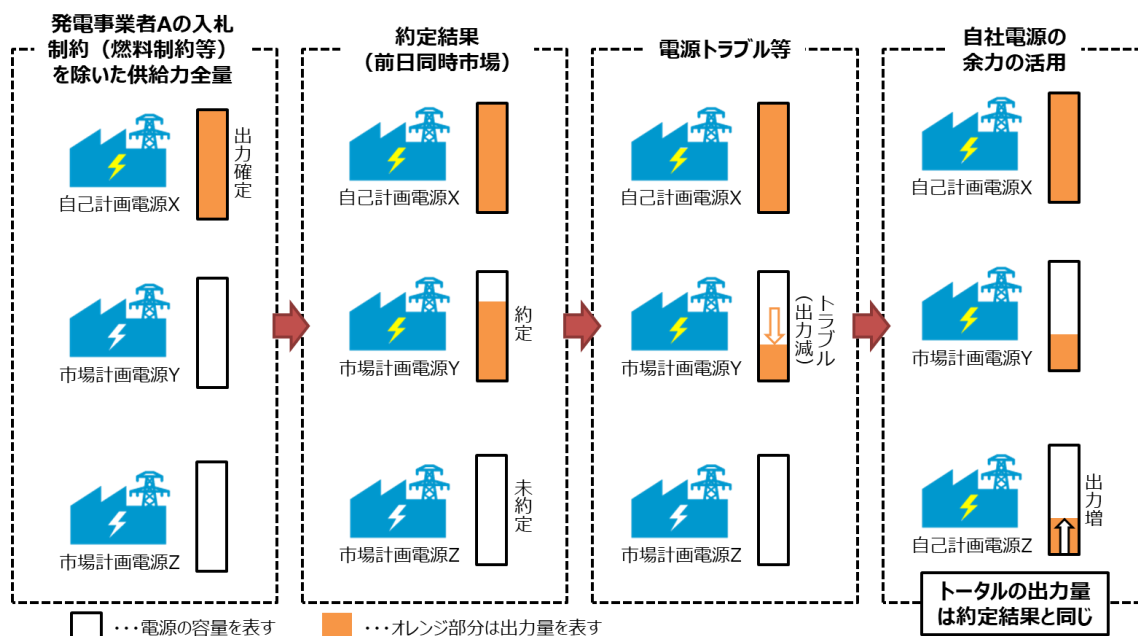


図 15 前日同時市場後の自社電源の余力の活用（平常時を想定）

一方、自社電源の余力の活用により、系統全体の電源バランスが変わり、混雑が発生するなど、安定供給上問題が生じることが考えられる。

この観点からは、例えば、余力として活用できる電源を一部限定するなど（混雑が発生しないことが想定されるゾーンに限定するなど）、何らかの措置が必要であると思われる。この点は、どのような仕組みが実務上実現可能であるかも含め、引き続き、技術的な観点も含めた検討が必要と考えられる。

3.5 電源差替

同時市場の設計にあたっては、発電事業者と小売電気事業者の間に相対契約が存在している場合の電源差替についても考慮する必要があると考えられる²⁹。

発電事業者と小売電気事業者との間に相対契約が存在する場合、発電事業者は、自社の発電機を発電して電気を供給してもよいが、スポット市場や時間前市場の価格が安価であるときは、自社発電機の出力を減らした上で、市場から調達した電気を小売電気事業者に供給することもある（いわゆる電源差替。図 16）。このような電源差替も、電源の効率的な運用の観点からは、一定の必要性があると考えられる。

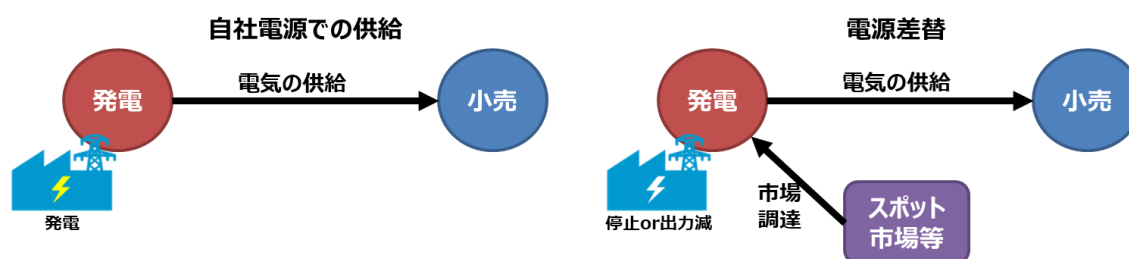


図 16 電源差替

現行の仕組みにおける電源差替のイメージは図 17 を参照されたい。電源差替の方法は様々考えられるが、ここでは、スポット市場の売買を念頭に代表的なものについて記載している。

²⁹ 相対契約（一体会社における発電部門・小売部門間の受け渡しも含む）が存在していない状態で、発電事業者が発電を行いたい場合、どこかに売り先を見つける必要があるため、自己計画電源（Self Scheduled Units/Resources. プライステイカー。）か、市場計画電源（Pool Scheduled Units/Resources）かは、さておき、同時市場に対して、売り入札を行うだけであり、電源差替の論点は基本的に発生しない。相対契約分を除いた発電余力についても、同様であり、市場計画可能領域として、Three-Part Offer での売り入札を行うことが想定される。

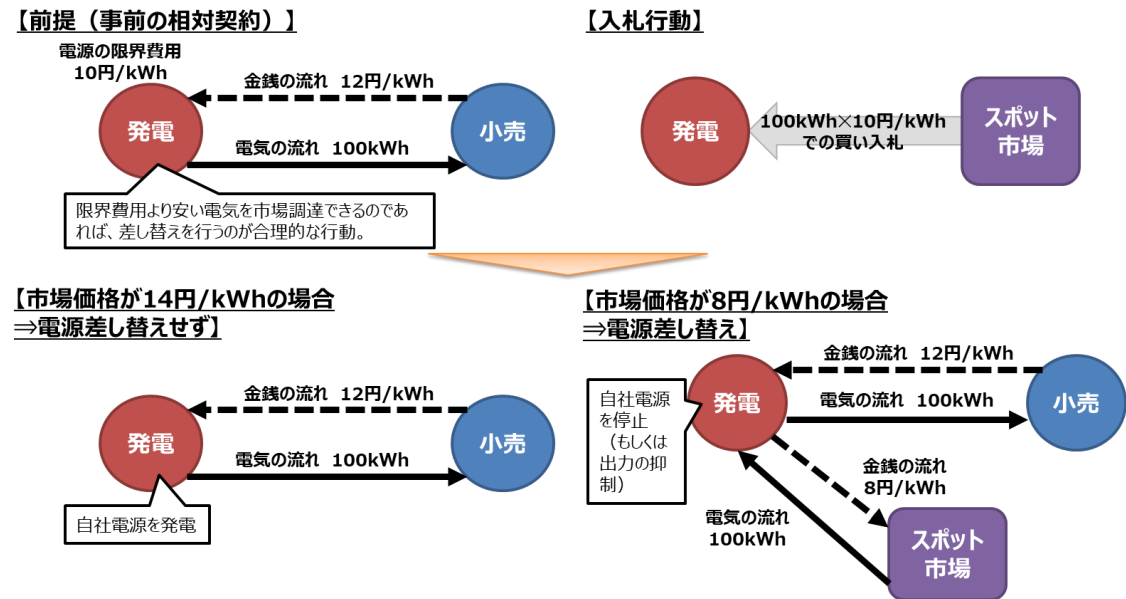


図 17 現行の仕組みにおける電源差替の例

電源差替が可能な電源は、同時市場においては、本来は市場計画電源としての入札も可能であるはずである。そうであるにもかかわらず、現行の運用と同様に、発電事業者が、差替え可能な電源を売り入札せず、買い入札のみを行う場合、市場約定の対象となる電源が減少し、同時市場を導入した効果は薄れると考えられる。

そこで、相対契約と市場入札を両立させるため、相対契約における電気の受渡しを、市場を介して行うこと（市場渡し）とした上で、発電事業者は相対契約に紐付く電源を同時市場に売り入札し、小売電気事業者は買い入札を行うこととする方法が考えられる。このようにすると、相対契約に紐付く電源が約定した場合には市場経由で電気の供給ができ、約定しない場合でも、小売電気事業者は市場から電気を調達することが可能となる。

しかし、このような相対契約をする場合、発電・小売間の精算が差金決済で行われるとすると、相対契約に紐付く電源が約定しない場合、発電・小売間では金銭的なやり取りしか生じないことなどから、当該相対契約が会計上デリバティブ取引に該当する可能性がある」と指摘されている。

以上を考慮すると、同時市場を導入するに当たっては、現行と同様の買い入札を行う電源差替だけでなく、同様の効果が得られるより柔軟な入札・約定の仕組みを追求することが重要である。具体的には、以下のような電源差替が可能となるような制度設計の在り方について、更に検討を深めることが考えられる。

- Three-Part Offer（売り入札）を行う形での電源差替。すなわち、発電事業者が、Three-Part Offer で電源の売り入札を行い、この電源が約定しない場合、約定しなかった分だけ発電事業者が市場から電気を購入し、小売電気事業者に供給する形とする。これにより、相対取引について、法令、会計上、デリバティブ取引の例外となる現物取引であるとの整理が可能となると考えられる（図 18）³⁰。

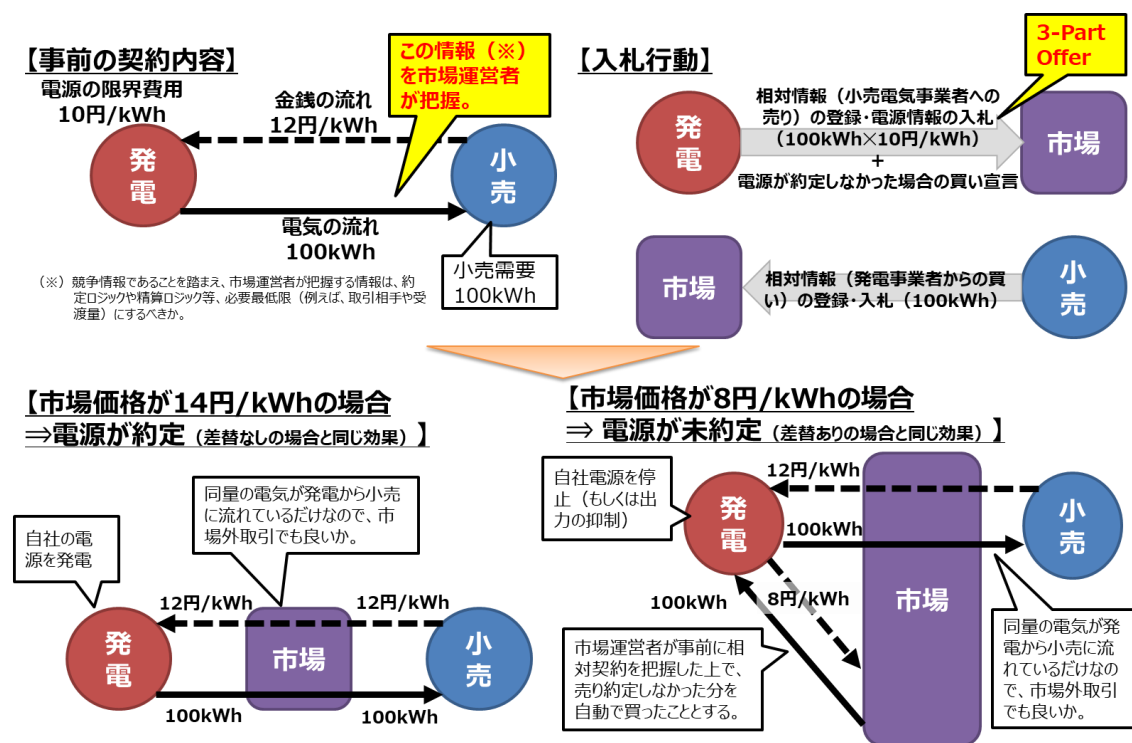


図 18 Three-Part Offer（売り入札）を行う形での電源差替

3.6 小売電気事業者の売り入札及び発電事業者の買い入札

同時市場に関するこれまでの検討においては、主に、発電事業者の電源の売り入札と、小売電気事業者の買い入札を想定して議論が行われてきた。

他方、作業部会取りまとめ（2023年4月25日）においては、時間前市場で想定される売買例（図 19）として、様々な入札行動や取引の例が挙げられており、その中には、小売電気事業者の売り入札及び発電事業者の買い入札も含まれていた。

³⁰ このような仕組みを導入した場合における商品先物取引法上・会計上の取扱いについては、今後の同時市場の詳細設計の議論と並行して、引き続き、確認が必要である。なお、デリバティブ取引に該当する場合、商品先物取引法上の許可・届出や会計上時価処理が求められるなど、事業者の実務負担が増加する可能性がある。

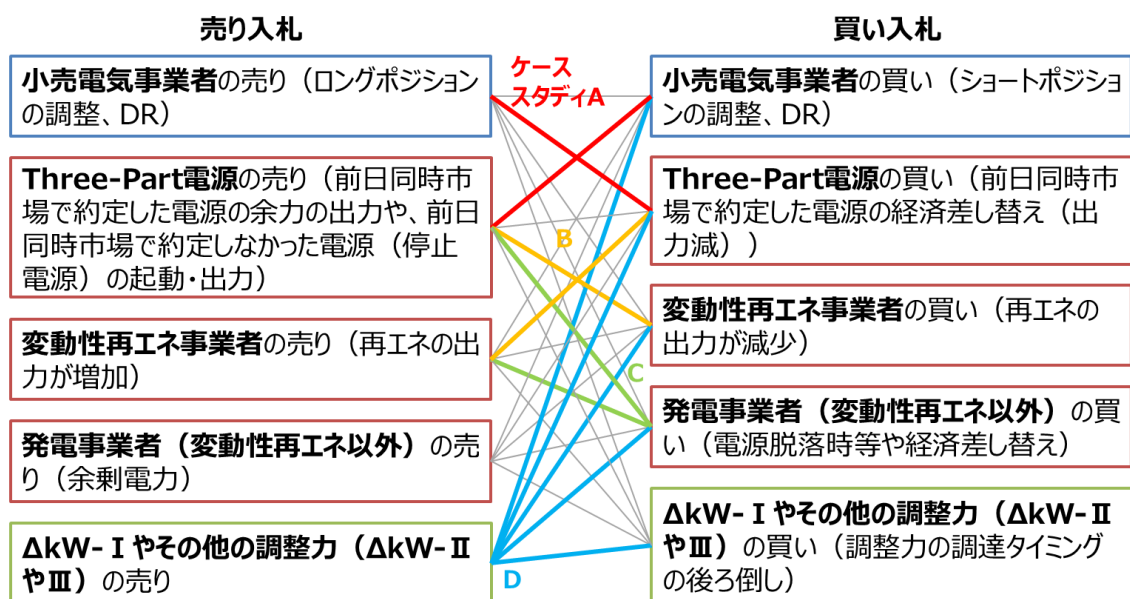


図 19 時間前市場で想定される売買例（作業部会取りまとめ（2023 年 4 月 25 日）より抜粋）

検討会においては、小売電気事業者の売り入札及び発電事業者の買い入札についても一定程度考え方を再整理した。

図 19 のとおり、各事業者においては、相対取引、先渡取引による調達状況や実需給に向けてより精緻化する再生出力予測・需要予測に応じたポジション調整など、様々な売買のニーズがある。

これらを踏まえると、同時市場（前日市場及び時間前市場）においては、小売電気事業者の買い入札（需要家の電力消費量を満たすための購入）や発電事業者の売り入札（発電機を実際に発電し、その発電量を小売電気事業者に受け渡すための販売）だけでなく、小売電気事業者の売り入札や発電事業者の買い入札も可能とする仕組みを整備することが求められると考えられる。

また、その設計に当たっては、作業部会で紹介された NYISO の事例（図 20）が参考になると考えられる。

作業部会においては、NYISO の事例として、「入札需要を用いた計算」と「ISO の予測需要を用いた計算」の 2 つのプロセスを組み合わせながら、市場での約定（経済行為）と系統の安定性の両立を図っていることを紹介した。

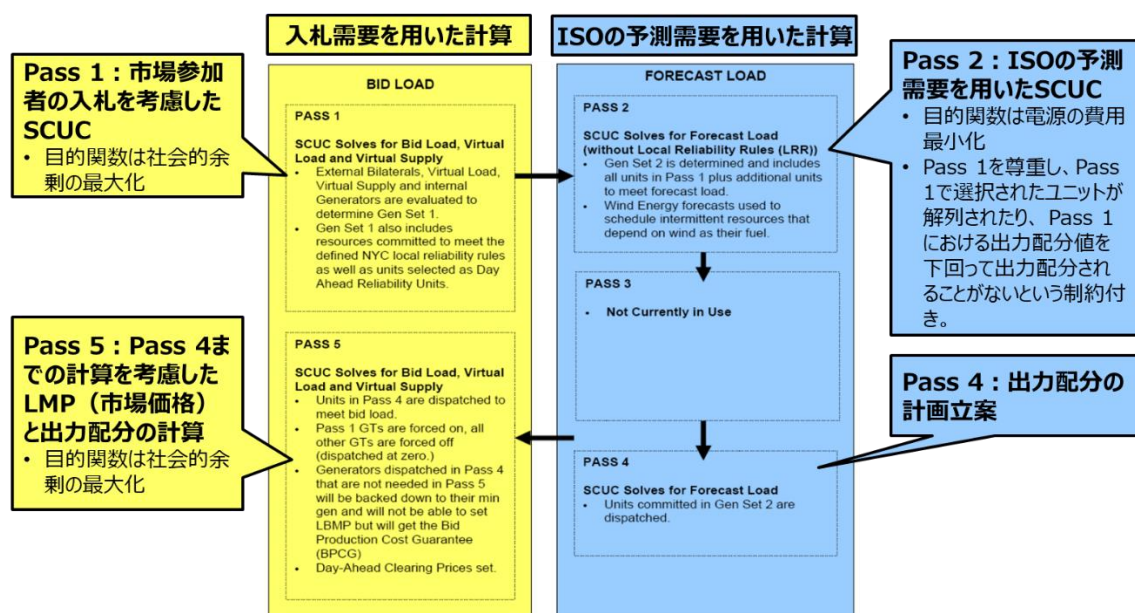


図 20 NYISO における約定価格と約定電源等の決定プロセス³¹

各事業者の入札行動を市場価格に反映させるためには、図 20 の黄色の部分で示されているとおり、市場参加者の入札需要を用いた計算を行う必要がある。一方で、安定供給を確保する観点からは、青色の部分で示されているとおり、ISO の予測需要を用いた計算を行う必要がある。

発電事業者による電源の売り入札と小売電気事業者による需要の買い入札以外の入札を認める場合においても、事業者の入札行動を市場価格に反映させつつ、安定供給を確保するためには、事業者の入札需要に基づいた計算（小売電気事業者の売り入札や発電事業者の買い入札も含めた計算）と、TSO の予測需要を用いた計算（実発電機の出力や実需要（TSO の予測需要）を踏まえた計算）をうまく組み合わせることが肝要と考えられる。

なお、発電事業者は、電源の経済差替を目的とした買い入札を行うことも考えられるものの、この点については、第 3.5 節のとおり、Three-Part Offer（売り入札）を行う形で電源差替を行うことが経済合理的となるように、更に検討を深めることが重要と考えられる。

³¹ NYISO, “Manual 11 Day-Ahead Scheduling Manual” (Issued: December 2022), https://www.nyiso.com/documents/20142/2923301/dayahd_schd_mnl.pdf/0024bc71-4dd9-fa80-a816-f9f3e26ea53a (2023 年 3 月アクセス)

4 時間前市場の設計、調整力の取扱い

4.1 時間前市場の設計に関する2つのイメージ

作業部会においては、前日に同時市場が開催される場合の時間前市場の在り方として、以下の2つの案が提示されていた。

- ① 現行の時間前市場と同様の仕組み（ザラバで電気事業者等が自由に売買を行う方法。足下で議論されているシングルプライスオークションが導入されれば、現行のスポット市場のように一斉に売買することも可能となる。）
- ② 前日同時市場と同様の仕組み（前日同時市場後の断面において、前日同時市場と同様に同時約定を行う仕組みを導入し、都度 SCUC・SCED を繰り返し、実需給を迎える時間前市場のこと。以下「時間前同時市場」という。）

現行の仕組みと大きく異なる②については、作業部会では、イメージとして図 21 が提示され、現行の時間前市場と同様の仕組みに比べると、より札を集約した形となり、取引の流動性を高めることができると想定されていた。

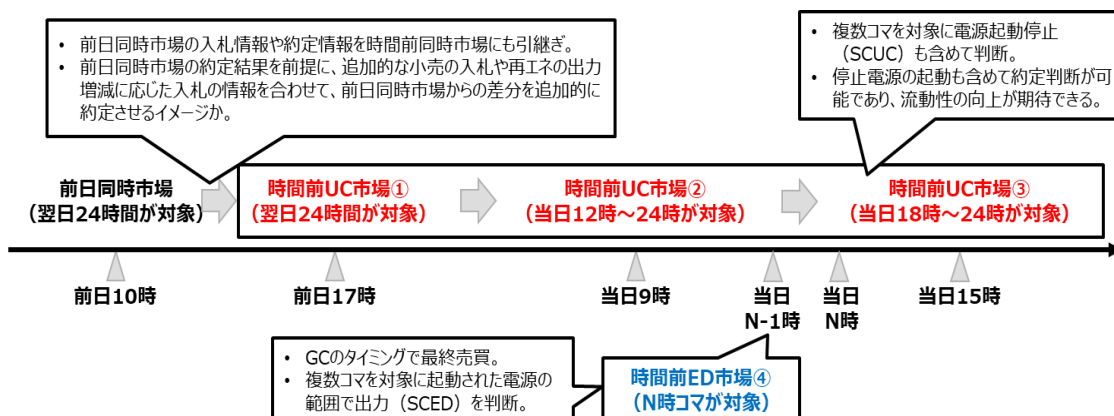


図 21 作業部会において提示された時間前同時市場のイメージ³²

検討会においては、①、②それぞれの市場のイメージについて、図 22 及び図 23 が改めて提示された。

³² 図中の用語や留意点については、以下のとおりである。

- ・ 時間前 UC 市場：電源の起動停止も判断できる SCUC の計算を随時行いつつ、これを元にした売買を行う市場。
- ・ 時間前 ED 市場：実需給の直前において、電源の出力配分の変更のみを再計算する SCED を行い、これを元にした売買を行う市場。
- ・ 図中の時間はイメージのしやすさのために記載したものであり、実際の前日同時市場や時間前同時市場の開場時間や頻度は別途検討が必要である。

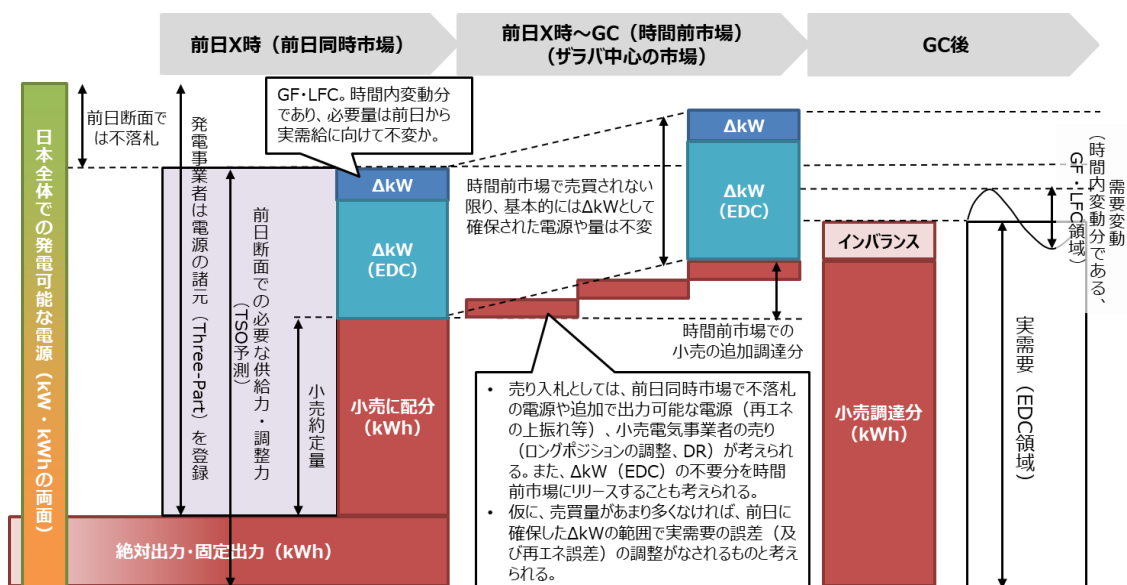
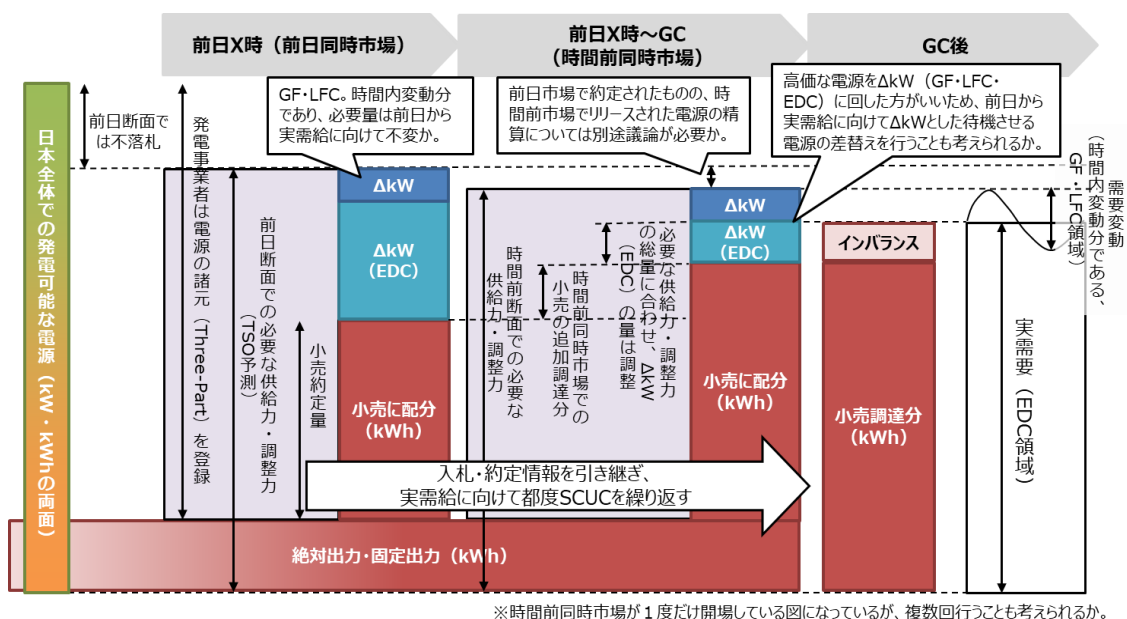


図 22 「①ザラバ中心の取引を行う市場」のイメージ



※時間前同時市場が1度だけ開場している図になっているが、複数回行うことも考えられるか。

図 23 「②時間前同時市場」のイメージ

(補足) 起動速度が速い電源の有効活用

起動速度が速い電源が市場に多く存在しており、需要予測誤差や再エネ予測誤差に素早く対応できるのであれば、時間前市場の断面で追加起動・調達することも考えられる (図 24)。こういった可能性についても留意して同時市場の在り方を検討することが必要と考えられる。

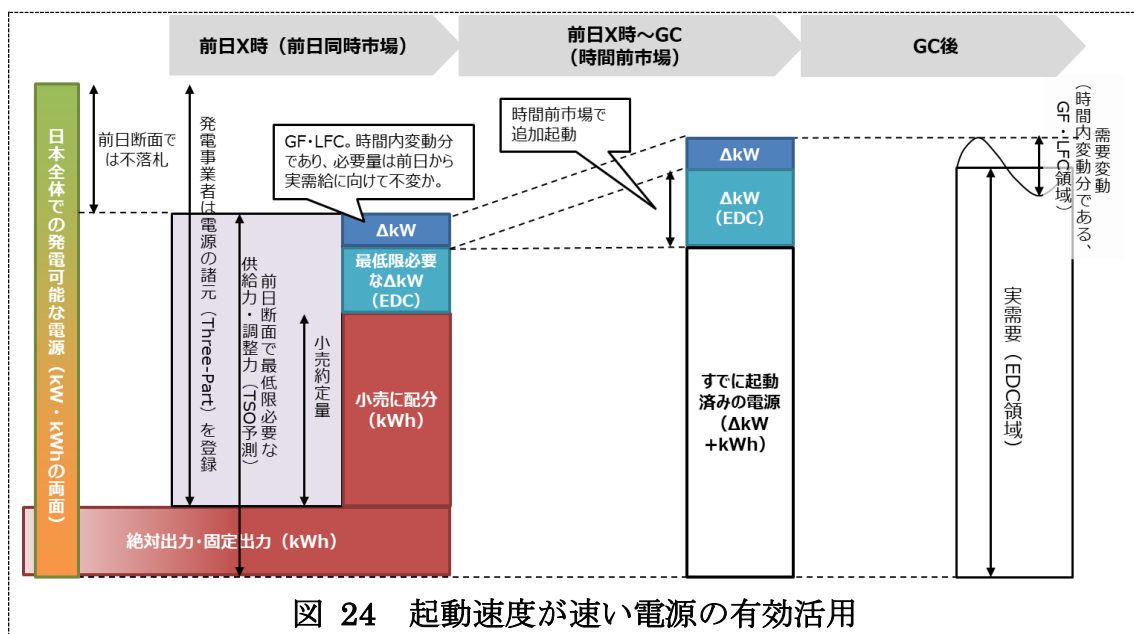


図 24 起動速度が速い電源の有効活用

4.2 時間前市場の設計に関する基本的な方針

前節の2つのイメージについて、検討会においては、より効率的な電源運用が可能となると考えられること等から、「②時間前同時市場」に対する賛成の意見が多かった³³。一方、北米や欧州の市場において、時間前の断面で、kWhとΔkWの同時約定を行いつつ取引の決済を複数回行う、②のような仕組みを採用した例は見当たらない。前日同時市場の後、実需給に近づいていく中で、都度SCUC・SCEDの計算をしつつ、適切に決済を行い、適切な価格シグナルを発して市場参加者の行動を促す仕組みを導入することは、制度設計・システム設計のハードルが高いことも事実であると考えられる。

これを踏まえ、時間前市場の設計に関する基本的な方針としては、「時間前同時市場の導入を第一目標としつつ、実現性に乏しい場合は、現行の時間前市場と同様にザラバ中心の取引を行う市場を導入する」こととした。

4.3 時間前同時市場における決済対象の取引

前日同時市場において行ったSCUC・SCEDの結果を引き継ぎ、時間前の断面で変更された需要予測や再エネ出力予測を元に再度SCUC・SCEDを行い、電源態勢の修正を行うことは、検証は必要であるものの、技術的には可能と考えられる。問題は、時間前の断面で実際の売買及び決済処理をいかに行うかである。

仮に、時間前市場でkWhとΔkWのいずれも取引を行い、前日市場との差分を決済するとなると、図25のとおり、約定点近辺の電源はkWhとΔkWが頻繁に差し変わるため、決済が非常に煩雑になり、取引の対象や意味が分かりにく

³³ 議論の詳細は、第2回検討会（2023年9月20日）議事録等参照。

くなる。加えて、検証 B における ΔkW 価格についてのケーススタディのとおり、 ΔkW 価格は、時間前同時市場において約定した kWh 価格との関係で、価格の構成要素（機会費用と逸失利益）が頻繁に入れ替わる可能性がある。

このため、時間前同時市場において何を取引・決済の対象とするかを検討する必要があり、そのためには、時間前同時市場でどのような取引のニーズがあるかをまず整理する必要がある。

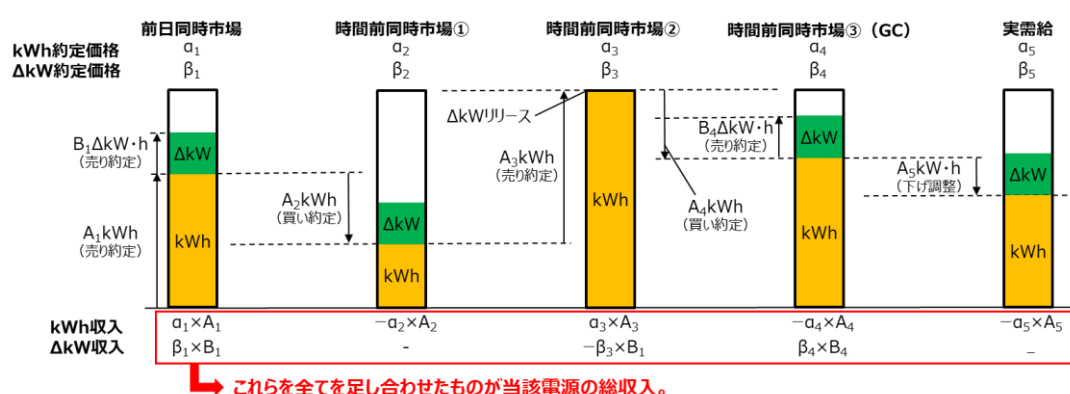


図 25 約定点近辺にある電源の約定推移と収入（例 1）³⁴

作業部会取りまとめ（2023 年 4 月 25 日）では、時間前市場へのニーズとして主に以下の 3 点があるとしており、これらは全て kWh の取引である。

- 小売電気事業者：需要変動に応じたポジション調整のための売買
- 変動性再エネ事業者：再エネ変動に応じた売買
- 発電事業者（変動性再エネ以外）：電源脱落時等の買い、電源差替のための買い、前日同時市場で約定しなかった電源の売り

その点を踏まえると、時間前同時市場においては、kWh については都度売買（差分決済）を行うことが必要と考えられる。一方、図 26 のとおり、 ΔkW については都度売買（差分決済）を行う必要は必ずしもないとも考えられる。

その場合、 ΔkW の決済タイミング（ ΔkW の確保を認識するタイミング）をどう設定するかが論点となり、タイミングの候補としては、前日同時市場、GC、実需給、追加起動の時点などが考えられる。また、様々なタイミングで発生する発電事業者の逸失利益や機会費用についても考慮が必要となる。

一方で、検討会においては、時間前同時市場において、その都度 kWh だけでなく ΔkW も確保される以上は、 ΔkW についてもその都度決済するのが合理的

³⁴ かなり極端な形で例を記載していることに留意。

との意見もあり、本論点については、具体的な電源運用の事例等も考慮しつつ、引き続き検討を深める必要がある。

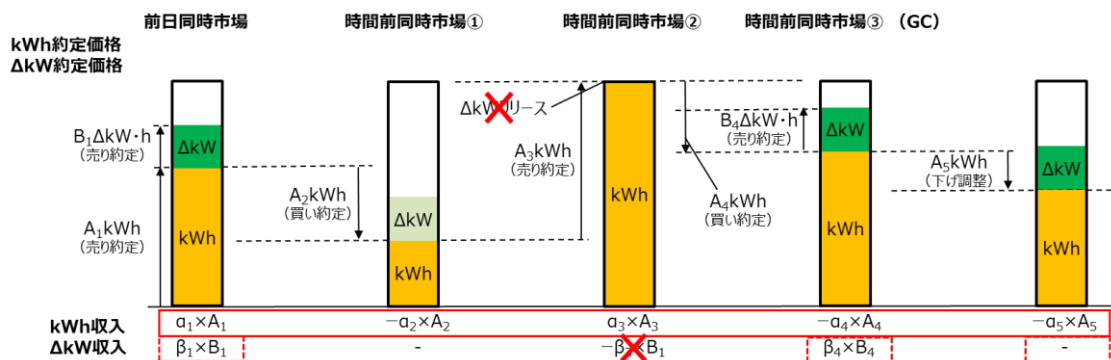


図 26 約定点近辺にある電源の約定推移と収入（例 2）

4.4 時間前同時市場における入札内容の変更

前日断面と時間前断面で電源の情報が大きく変更されることは基本的でないため、時間前同時市場においては、原則として、前日の入札情報を引き継ぐ形で追加の約定処理を行うことが考えられる。一方、例えば、発電事業者は、以下のような状況において入札情報を変更したり追加の入札を行うことが考えられる。

- 変動性再エネ電源の出力予測に合わせて、追加の売買を行う（後記第 6.1.1 項以下参照）。
- 前日断面で約定したにもかかわらず、電源トラブルが発生し、出力減となる電源の埋め合わせのために、f 前日市場で約定しなかった他の余力がある電源を自己計画電源として入札（登録）しなおす。
- 前日で約定しなかった電源について、より安い価格で入札し、時間前同時市場での約定可能性を高める。

小売電気事業者においても、需要予測の変化に応じて追加の売買をしたり、買い札の価格を見直し、より高い価格で入札したりすることが考えられる。

このような時間前断面における入札行動については、海外の制度において、前日市場以降の売り札の情報変更について一定の規律³⁵が設けられていること等も参考にしつつ、時間前同時市場において不正な取引が発生しないように、適切な取引規律の設計や監視を行うことが必要だと考えられる。

³⁵ 例えば、米国 PJM では、前日市場でリソースをセルフスケジュールとして登録していた場合、前日市場の約定結果の公開から前日 14:15 までのリアルタイム市場の入札期間中、起動方法をプールスケジュール（Economic）へ変更することはできない。詳細は、第 4 回検討会（2023 年 11 月 27 日）資料 5-2 参照。

5 市場価格算定・費用回収

5.1 現行制度の概要と作業部会における議論の振り返り

5.1.1 現行制度の概要

現行制度におけるスポット市場や需給調整市場等の入札価格規律や価格算定方法は表 5 のとおりである。

表 5 現行制度における入札価格規律と価格算定方法³⁶

	前日	週間～前日	実需給	
	スポット市場	ΔkW 市場（需給調整市場）	調整力 kWh 市場	インバランス
入札価格規律	● 限界費用（コストベース）³⁷	● 以下の 3 つの費用を事業者が見積もって入札可能。 ① 機会費用：電源を追加並列する場合の起動費や最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用の差額 ② 逸失利益：電源の持ち下げで ΔkW を確保する場合の卸電力市場価格（予想）と限界費用の差 ③ その他（一定額）	● 上げ調整力：限界費用（コストベース）＋10%マージン ● 下げ調整力：限界費用（コストベース）－10%マージン	● 以下のうち、高い価格を採用。³⁸ ① インバランスを埋めるため用いられた調整力の限界的な kWh 単価 ② 需給ひっ迫時価格補正（上限 200 円/kWh）
価格算定方法	● シングルプライス	● マルチプライス	● マルチプライス	● シングルプライス（不足インバランスも余剰インバランスも統一の単価で精算）

³⁶ スポット市場の価格規律については適取 GL、ΔkW 市場（需給調整市場）や調整力 kWh 市場の価格規律については需給調整市場ガイドライン（改定 2024 年 3 月 25 日、経済産業省）を参照。

³⁷ ブロック入札の場合は、起動費等も kWh 単価に含まれる。

³⁸ 厳密には、出力制御時やブラックアウト時などの特定の状況下における細かいルールが存在する。

5.1.2 作業部会における議論概要（振り返り）

作業部会においては、kWh と ΔkW の価格算定方法について、検討を行い、考えられる案について考察を行った。

まず、kWh の価格算定について、シングルプライスオークションとマルチプライスオークションの比較を行い、価格指標性や市場設計における困難性等の観点からシングルプライスオークションを基本線として検討を行うことが合理的であるとされた。その上で、Three-Part 情報や ΔkW の取扱いを踏まえた上で、kWh 価格の算定方法や留意点が議論された。

具体的には、まず、 ΔkW の確保と kWh 価格との関係については、図 27 から図 29³⁹のとおり、3つの方法が提案された。案 A は kWh の取引だけを考慮した電源ラインナップを作った上で、市場価格を算定する方法（図 27）、案 B-1 は ΔkW も考慮した形での電源ラインナップを作った上で、稼働している電源の中で最も高い費用の電源で約定価格を決定する方法（図 28）、案 B-2 は ΔkW も考慮した形での電源ラインナップを作った上で、「追加で 1kW 出力を増加させるときの費用」（以下「シャドウプライス」という。）で約定価格を決定する方法（図 29）である。

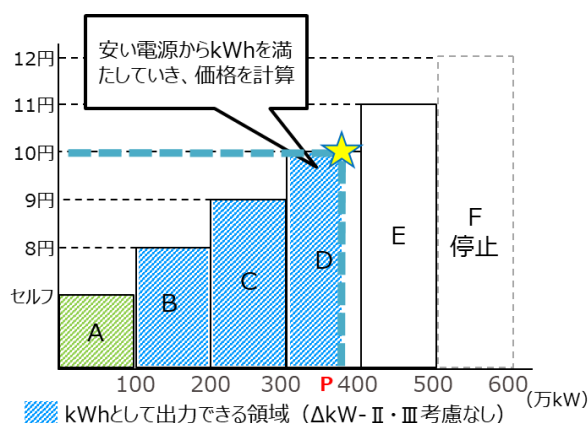


図 27 ΔkW を考慮しない方法（案 A）（作業部会とりまとめ（2023 年 4 月 25 日）より抜粋）

³⁹ 図 27 から図 29 では、 ΔkW -II・III という用語が出てくるが、作業部会においては、 ΔkW -II は、GC 後の最終的な需給変動対応のための調整電源のこと（現行制度における需給調整市場の一次調整力から三次調整力①がこれに該当する。）を指し、 ΔkW -III は、GC 前の変動性再エネ（FIT 特例①及び③）の変動対応に必要な調整電源のこと（現行制度における需給調整市場の三次調整力②がこれに該当する。）を指していた。

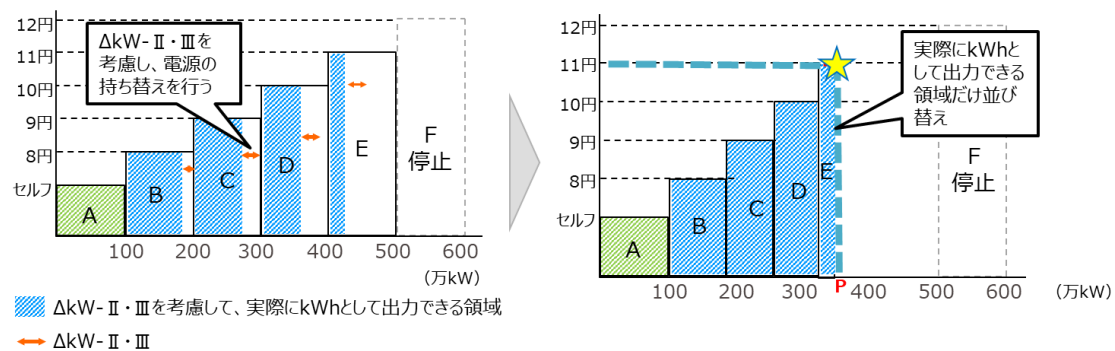


図 28 ΔkW を考慮する方法（案 B-1）（作業部会とりまとめ（2023 年 4 月 25 日）より抜粋）

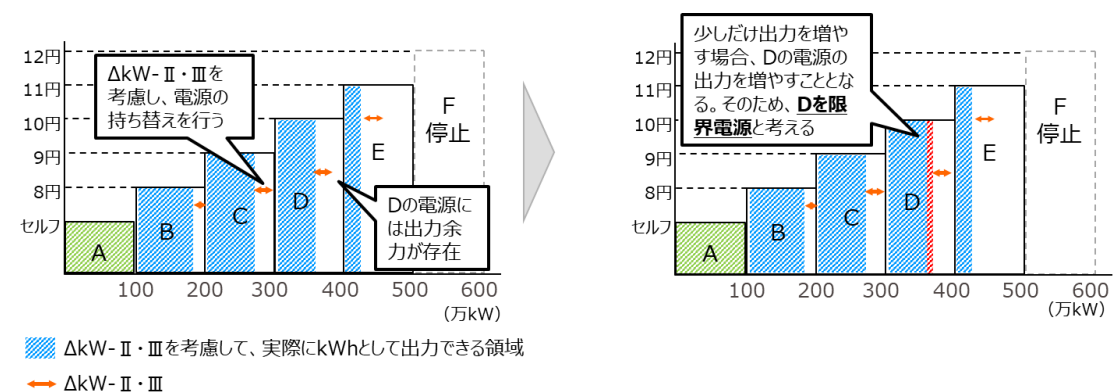
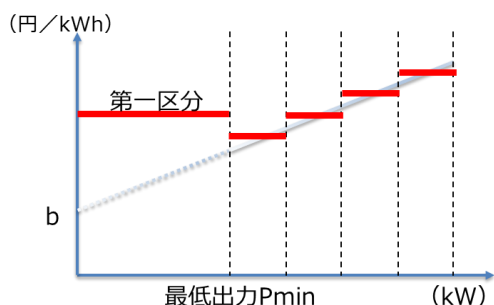


図 29 ΔkW を考慮する方法（案 B-2）（作業部会とりまとめ（2023 年 4 月 25 日）より抜粋）

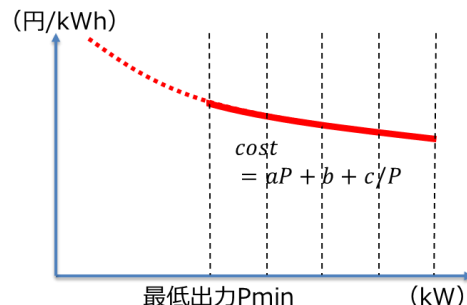
また、Three-Part 情報における起動費及び最低出力費用の取扱いについても議論がなされた。起動費については、取り漏れが発生しないような市場価格の設定が望ましいものの、約定計算の負荷等の関係で困難である場合は、起動費等の取り漏れを別途回収する仕組みが必要であり、取り漏れの判定期間や負担者等の議論が必要とされていた。加えて、最低出力費用については、価格算定に使う費用カーブとして、増分費用カーブと平均費用カーブ（後者の場合、最低出力費用は取り漏れない。）の取扱いを、シミュレーションを行った上で決定する必要があるとされていた。図 30 は作業部会で提示された、①最低出力にかかる平均費用と限界費用カーブ（増分費用カーブ）を用いた時の価格算定における評価と、②平均費用カーブを用いた時の価格算定における評価をまとめたものである。

①最低出力にかかる平均費用と限界費用カーブ



- ①-1：第一区分が高価な場合、約定価格を第一区分で決定
⇒第一区分の取漏れが生じないが、市場価格が著しく高くなる可能性が存在。
- ①-2：第二区分以降で決定
⇒第一区分により市場価格が高くなる可能性を回避することが可能だが、第一区分の費用が取漏れて費用補填を行う必要がある可能性が存在。

②平均費用カーブ



- 第一区分の取漏れが生じず、かつ、第一区分により市場価格が高くなる可能性を回避することが可能。
 - Three-Part Offerを前提としつつ、平均費用カーブで約定価格を決定する諸外国の事例は確認できておらず、約定価格の計算負荷等の課題がないか、検証が必要。
- (※) 平均費用カーブは出力量を確定しないと費用が決まらないことから、一旦は、限界費用カーブを用いて各電源の出力量を確定し、その上で、平均費用カーブに直して供給曲線を作成の上約定単価を計算することになる。

図 30 増分費用カーブと平均費用カーブの留意点（作業部会とりまとめ
(2023 年 4 月 25 日) より抜粋) ⁴⁰

次に、 ΔkW の価格算定については、 kWh の約定価格との関係も考慮しつつ、現行の需給調整市場における機会費用、逸失利益、固定費のそれぞれについて、今後、検討を深めることが必要であるとされていた。また、前日同時市場においては、機会費用（最低出力費用及び起動費）については、Three-Part 情報に含まれており、逸失利益については、市場運営者が算出することが可能となっていることを踏まえて、入札にあたって、Three-Part 情報以外でどのような情報を追加で提出を求めることが必要かといった観点、約定価格の決定方法はシングルプライスか、マルチプライスかといった観点についても、今後検討が必要であるとされていた。その他作業部会において議論された内容については、作業部会取りまとめ（2023 年 4 月 25 日）を参照されたい。

5.2 同時市場における価格算定・費用回収

5.2.1 全体像

同時市場においては、 kWh 市場と ΔkW 市場が同時に開催される点や、入札価格情報が発電機のコスト特性を踏まえた Three-Part 情報（起動費、最低出力費用、増分費用カーブ）になる点等が現行と異なる。これを踏まえ、検討会においては、前日から実需給までの価格算定の全体像として、表 6 を提案した。詳細な考え方については、次項以降のとおりである。

⁴⁰ 図の「限界費用カーブ」について、本検討会においては「増分費用カーブ」と呼称している。詳細は、前掲表 1「略語の正式名称と用語の定義」参照。

表 6 同時市場における入札価格規律と価格算定方法

	前日同時市場		実需給	
	①kWh 市場	②ΔkW 市場	③調整力 kWh 市場	④インバランス
入札価格規律	● Three-Part Offer を元に、kWh と ΔkW を同時最適した電源態勢におけるシャドウプライス（系統全体で+1kWh 出力したときの価格）で算定。 ● 価格算定は増分費用カーブを採用。 ● ただし、上記の価格算定は、起動費や最低出力費用を織り込んだ価格算定に比べると低くなることが想定されること等を踏まえ、入札価格は、増分費用カーブに一定程度のリスク等（+10%程度）を織り込むことを可能とする。 ● 一部電源については、リスク等を織り込んでも、なお起動費等の取り漏れ（Uplift）が発生しうるため、この費用については、確実に回収できる制度を設ける。 （例：全買い約定に均等に配分、全小売電気事業者に均等に配分、インバランスに賦課、等）	● 調整機能を持つ電源を多く市場に参入させる観点から、容量市場等の他市場の設計も含め、ΔkW の価値（高速な出力調整等）を適切に評価し、調整力供出者が適切な対価を得られる形とすることが重要。 ● 機会費用・逸失利益は、Three-Part 情報を用い、機械的に算出。 ● この機械的に算出した機会費用・逸失利益をベースにマルチプライスとする案も考えられるが、適切な対価性や事業者の入札行動の変化等総合的な観点から、シングルプライスオークション化（※）や調整力のパフォーマンスに応じた追加報酬、調整力 kWh のシングルプライスオークション化（右欄）等も要検討か。 ※ 機会費用のシングルプライスオークション化は過剰な調整力調達費用の増加になりうるため、まずは逸失利益だけのシングルプライスオークション化を検討か。	● 調整力 kWh に対する対価としては、シングルプライスとマルチプライスの両方が考えられる。 ● 第 3.1.2.2 項の入札規律がかかり、より調整力も含めて市場に供出されやすい状況を前提にすれば、シングルプライスの方が望ましいのではないか。	● 現行制度と同様の制度設計（調整力 kWh の限界価格＋需給ひっ迫時価格補正）。 ● BG に不足インバランスを回避することを促す観点からは、Uplift の一部を賦課するといった形や、現行制度における需給ひっ迫時価格補正の取扱いの検討などもあり得るか。
価格算定方法	● シングルプライス	● マルチプライス（必要に応じて、シングルプライスも要検討）	● シングルプライスの方が望ましいか。	● シングルプライス（不足インバランスも余剰インバランスも統一の単価で精算）

5.2.2 kWh 市場

kWh 市場の価格算定・費用回収に関する制度設計については、以下の考慮要素を総合的に勘案し、前項の表 6 の提案となった。

5.2.2.1 案 A・案 B-1・案 B-2

作業部会では、第 5.1.2 項のとおり、価格算定の方法として、案 A・案 B-1・案 B-2 という 3 つの案を提示していた。

検証 B において、案 B-1 は再エネ余剰時に価格が上がるという結果が出ていることから（図 31）、電気が余剰する場面であるにもかかわらず、需要を抑制するシグナルを出すことになると考えられ、他案（案 A、案 B-2）に比べて劣後すると思われる。

【基本試算ケース（春期の市場価格傾向）】

（東京エリアを含む広域ブロックの値）



図 31 再エネ余剰時の価格変化

また、案 A、案 B-2 については、検証 B の結果、1 年を通した平均値としては価格の大きさはあまり変わらず、価格の分布としては案 A の方がやや LNG（Conventional（従来型））や石油が価格をつける時間帯が多かった（図 32）。検証 B の結果のみを考慮すると、両案に大きな優劣はないものの、案 B-2 については、SCUC・SCED による ΔkW も考慮した電源態勢を元に市場価格を算定しており、より現実の電源運用に沿った価格シグナルであることや、米国などでもこの算出方法を取っており、参考になる前例があること等を踏まえると、案 A より案 B-2 の方が優位と考えられる。

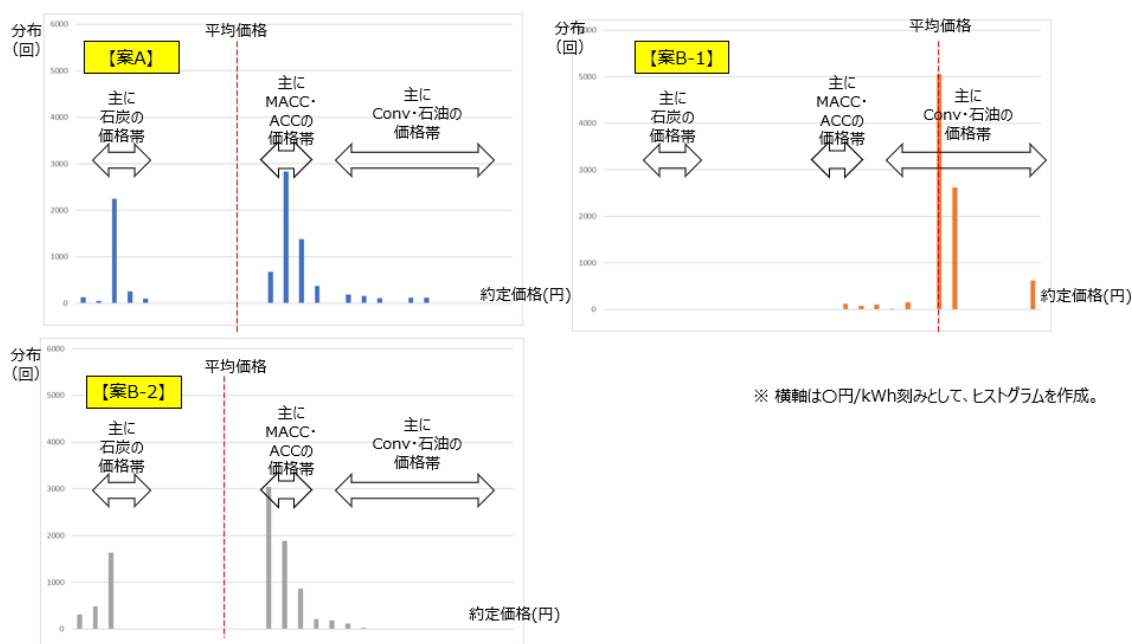


図 32 案 A・案 B-1・案 B-2 の平均値・分布（増分費用カーブ）

5.2.2.2 起動費及び最低出力費用の取扱い

作業部会における起動費及び最低出力費用の取扱いについての議論は、第 5.1.2 項のとおりである。

海外の電力市場の例をみると、増分費用カーブのみを引用した価格算定が主に行われている（米国における各 ISO 等）。起動費等の取り漏れが発生しない価格算定方法については、海外においても研究がなされているものの、北米等の一部の市場で **Fast-Start** 電源に限り導入されていることを除くと、主に技術的な観点から実用化には至っていない（詳細は、参考資料 1 検証 A 中間取りまとめ参照）。

このため、現時点では、増分費用カーブに基づく価格算定が基本的な方針となり、その場合、起動費や最低出力費用が取り漏れることをどう考えるかが問題となる。以下のとおり、技術的な限界、適正な価格シグナルの観点、検証 B の結果、海外事例等を考慮すると、入札価格は、増分費用カーブに一定程度のリスク等（+10%程度）を織り込むことを可能とすることが合理的と考えられる。

- kWh の出力について、実需給断面においては、既に起動されている電源の出力配分が変更されるだけであることに着目すると、増分費用カーブによる価格算出が実態に沿うと考えられる。一方、前日以前の断面においては、起動費・最低出力費用も考慮して電源のラインナップを決定することが合理的であり（Three-Part 情報の費用最小化が SCUC・SCED ロジックの根幹で

ある。) 、特に、ピーク・ミドル電源は頻繁な起動停止がなされることを踏まえると、発電に係る費用としては、起動費・最低出力費用も考慮した価格算出が実態に沿うとも考えられる。

- kWh 価格は、中長期の断面（数か月～数年、十数年）における相対取引、燃料調達、先物取引、先渡取引に対する価格シグナルとして適切な水準であることも重要である。
- 定量的な分析結果として、検証 B において、平均費用カーブ（最低出力費用を考慮した価格）を用いた価格算定と増分費用等カーブを用いた価格算定を比較すると、約 10% の差が認められた（図 33）。

【検証ケース（全18ケース）】

（東京エリアを含む広域ブロックの値）

ΔkW考慮		案A（ΔkWなかりせばのマーシナル）			案B-1（同時最適のマーシナル）			案B-2（同時最適のシャドウプライス）		
Uplift判定期間		コマ単位	1日単位	1週単位	コマ単位	1日単位	1週単位	コマ単位	1日単位	1週単位
限界費用等カーブ	市場価格 平均値※1	1.00			1.77			0.97		
	年間卸取引 費用に対する Uplift割合※2	2.6%	2.2%	2.1%	0.1%	0.1%	0.1%	3.7%	2.9%	2.8%
平均費用カーブ	市場価格 平均値※1	1.04			1.77			1.06		
	年間卸取引 費用に対する Uplift割合※2	2.2%	1.8%	1.7%	0.1%	0.1%未満	0.1%未満	2.7%	1.9%	1.8%

※1 限界費用等カーブの案Aを基準にした比率。

※2 Upliftについては、kWh収入しか見込んでいないため、今後議論予定のΔkW収入を見込めば、全てのケースにおいて額（割合）は変わり得る（減る）と考えられる。

図 33 検証 B による算定結果（増分費用カーブと平均費用カーブの比較）

- 米国の PJM においては、電源の売り入札にはコストベースオファーとプライスベースオファーの区分があり、コストベースオファーについては、PJM のマニュアルに基づいて算定されたコストベースの起動費、最低出力費用、増分燃料費のそれぞれに対し、マージン 10% の上乗せが認められている⁴¹。Monitoring Analytics 社（PJM における取引監視機関）のレポート⁴²によると、この 10% の上乗せは、燃焼タービンの限界費用算定に不確実性が伴うことに基づいて認められたものとされている。

⁴¹ 詳細は第 4 回検討会（2023 年 11 月 27 日）資料 5-2 参照。

⁴² Monitoring Analytics. (2016) “PJM State of the Market - 2015,” Volume II, Section 3 - Energy Market, P.118

（以下、該当部分を抜粋）

All generating units, including coal units, are allowed to include a 10 percent adder in their cost offer. The 10 percent adder was included in the definition of cost offers prior to the implementation of PJM markets in 1999, based on the uncertainty of calculating the hourly operating costs of CTs under changing ambient conditions.

5.2.2.3 Uplift

起動費等の取り漏れ（Uplift）は、技術的には、検証 A において示されているとおり、どのように市場設計をしても発生しうる。これについては、作業部会の議論のとおり、確実な回収が必要と考えられる。

その場合に、この Uplift の算定期間や、回収・負担方法をどうするかが問題となる。この点については、同時市場が 1 日単位で行われることや、米国の事例⁴³を参考にすると、Uplift の算定期間は 1 日単位がよいとも考えられる。また、回収・負担方法については、全買い約定に均等に配分、全小売電気事業者に均等に配分、インバランスに賦課等の方法が考えられる。

Uplift に関する論点については、以上の考え方を踏まえつつ、引き続き議論が必要と考えられる。

5.2.3 ΔkW 市場

今後、変動性再エネが大量導入され、需給予測の変動幅がより増加しうることを踏まえると、ΔkW のもつ調整機能の価値（kWh には無い付加価値）はより高まる。そのような中で、調整機能を持つ電源を多く市場に参入させる観点からは、容量市場等の他市場の設計も含め、ΔkW の価値（高速な出力調整等）を適切に評価し、調整力供出者が適切な対価を得られる形とすることが重要である。

その上で、まず、現行の需給調整市場において、調整力供出事業者が設定している機会費用・逸失利益については、Three-Part 情報を用いて機械的に算出することが可能であり、これを用いることが合理的と考えられる（すなわち、調整力供出事業者が ΔkW の入札価格を設定しない形とする。）。ΔkW の価格については、こうして算出された機会費用・逸失利益をベースに、現在の需給調整市場と同様にマルチプライスとする案も考えられるものの、適切な対価性や事業者の入札行動に及ぼす影響等総合的な観点からは、以下のような内容について、今後議論を深めることが重要と考えられる。

- ΔkW 市場のシングルプライスオークション化。検証 B の結果を踏まえると、機会費用のシングルプライスオークション化を行うと調整力調達費用を過剰に増加させることになりうるため、逸失利益のシングルプライスオークション化をまずは検討か。
- 米国⁴⁴のように、調整力のパフォーマンスに応じた報酬を追加で与える。
- 調整力 kWh のシングルプライスオークション化等、ΔkW 市場とは別の収益機会の設計を工夫する。

⁴³ 詳細は第 4 回検討会（2023 年 11 月 27 日）資料 5-2 参照。

⁴⁴ 詳細は第 7 回検討会（2024 年 3 月 18 日）資料 4-1 参照。

- マルチプライスを維持するとしても、 ΔkW に対する一定の報酬額を事後加算するなど、何らかの処理を行う。

また、その他の視点として、DR 等の取扱い（例えば、DR 等について ΔkW のみに入札をする場合でも、Three-Part 情報の登録を求め、約定したときには機会費用及び逸失利益を支払うということも考えられるが、取引の実態上実現可能か否か。）や、現行の需給調整市場の取引動向や課題（調達未達、価格高騰等）についても留意が必要と考えられる。

5.2.4 調整力 kWh 市場

調整力 kWh の供出の対価として、現行制度においては、 $V1 \cdot V2$ 単価（コストベースに $\pm 10\%$ ）をベースにマルチプライスでの精算が実施されている。

同時市場を導入するに当たっては、 ΔkW の場合と同様に、上げ調整単価と下げ調整単価を Three-Part 情報から機械的に算出することも可能となる。これを踏まえ、引き続きマルチプライスとするか、それともシングルプライスとするか、価格の設定をどうするか等について、議論が必要と考えられる。表 7 は検討会において提示した調整力 kWh 市場における価格算定方法の評価である。

表 7 調整力 kWh 市場における価格算定方法の評価

価格算定方法	評価
シングルプライス ※上げ調整単価と下げ調整単価を別の単価にしないことを前提としている。	● 前日同時市場と同様に Three-Part 情報に基づいて最適な運用を行うこととした上で、シングルプライスとする。 ● この方法の場合、Three-Part 情報（現行においては、$V1 \cdot V2 \cdot V3$ 単価）について、前日と実需給で違う情報を登録する必要が無いため、 ① 市場運営者や電力事業者にとって簡便な情報登録・管理となる、 ② 約定ロジックの構築が前日と実需給で整合的に設計でき、前日と実需給で電源の出力配分の優先順が異なる（前日に想定していた指令と当日の指令が異なる）といったことが生じなくなる、 ③ 監視がより効率的に可能、といった利点があると考えられる。 ● シングルプライスオークション化により、調整力提供事業者の報酬は現行の制度よりも高くなる可能性が

価格算定方法	評価
	あり、これは、調整力供出のインセンティブが高まる設計と考えられる。 ● 一方、市場価格がスパイクした場合には、調整力 kWh に支払う価格全体が高騰するため、調整力使用に係る費用の増大につながるおそれがある。 ● なお、ΔkW 市場についてマルチプライスを維持する場合でも、調整力 kWh 市場をシングルプライスにするという設計も考えられるか。
マルチプライス ※一定額（±10%）のマー ジンを載せるこ とを前提とし ている。	● 現行と似た制度となり、市場参加者にとって移行の負担が小さいと考えられる。 ● 価格がスパイクしたとしても、調整力 kWh に支払う価格はコストベース（±10%マージン）であるため、シングルプライスの場合に比べると調整力使用費用を抑制可能。 ● 他方、シングルプライス化を図った場合の利点（上欄参照）が無い。

5.2.5 インバランス

現行制度（調整力 kWh の限界価格＋需給ひっ迫時価格補正）の考え方をベースにすると、現行のインバランス制度における調整力 kWh の限界価格については、調整力 kWh 市場の約定価格⁴⁵を用いることが考えられる。

その上で、同時市場全体を俯瞰し、BG に適切なインセンティブを働かせるための制度設計について、今後検討が必要である。例えば、Uplift の一部をインバランスに賦課する仕組みや、現行制度における需給ひっ迫時価格補正の設計の在り方等について検討することが考えられる。

⁴⁵ 調整力 kWh 市場にシングルプライスオークションを導入した場合、その価格をインバランスに引用することが考えられ、マルチプライスオークションを導入した場合、現行制度と同じく、限界的な価格を引用することが考えられる。

6 その他の論点

6.1 特殊な電源の取扱い

6.1.1 変動性再エネ電源

脱炭素化への取組みが世界的に加速する中、我が国においても再エネ電源の導入拡大が求められており、再エネ電源への投資や再エネ電源からの電力調達に関する手法も多様化している。具体的には、従来の FIT 電源や FIP 電源に加え、需要家主導型で、発電事業者・小売電気事業者が長期の電力購入契約を結ぶ電力取引形態（コーポレート PPA）について注目が集まりつつある（図 34）。

同時市場の設計においても、同時市場の導入後に、それぞれの取引形態に関して、各事業者間の契約がどのように変化するのか、また、発電事業者や小売電気事業者が、市場に対してどのような入札を行うかなどを丁寧に整理することが必要と考えられる。

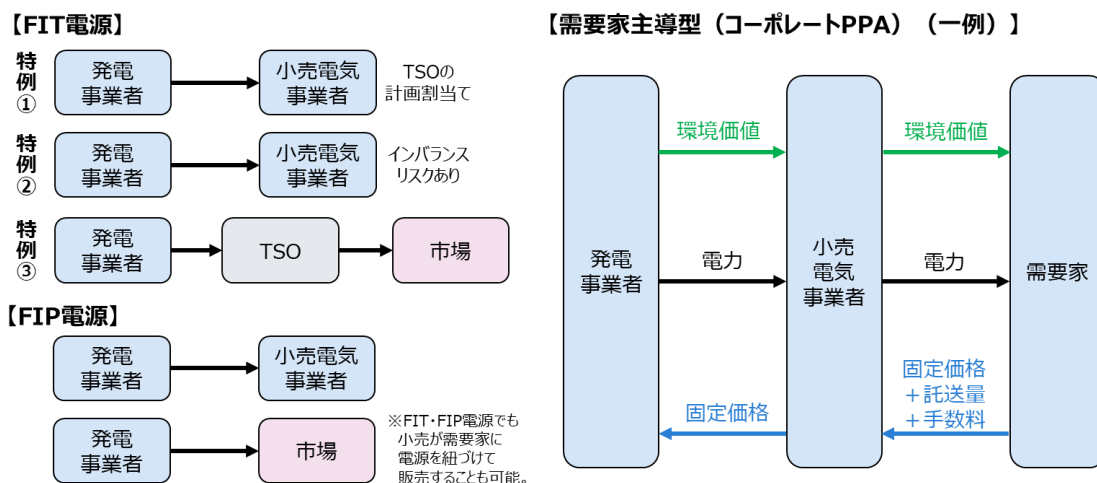


図 34 様々な再エネ調達手法

電源に着目した場合、変動性再エネ電源には、FIT 電源、FIP 電源、非 FIT 電源がある。FIT 電源は、FIT 特例①、FIT 特例②及び FIT 特例③に分類される。

同時市場の設計に当たっては、これらの電源について、市場全体を見たときの予備力・調整力の確保の在り方と、BG サイドの入札行動やそれに伴う需給曲線の変化の両面から議論する必要があると考えられる。

6.1.1.1 変動性再エネ電源を考慮した調整力の取扱いについて

FIT 制度では、再エネ導入促進のため、FIT 特例①・③の発電量（実績）については、買取義務者（FIT 特例①は小売電気事業者、FIT 特例③は TSO）が固定価格で全量を買取る仕組みとなっている。

FIT 特例①の場合、買取義務者（小売電気事業者）は、自身の販売計画に関係なく全量買取を義務づけられており、これをそのまま同時同量計画に反映するのみでは、買取義務者は常にインバランスリスクにさらされることになるため、買取義務者は、TSO から FIT 電源の発電量の計画配分（実需給の前日 6 時再通知分）以降は、当該 FIT 電源の変動に関する同時同量義務を負わない。また、当該 FIT 電源の計画値と実績値の差分はインバランスとなるが、インバランス精算がスポット市場価格とほぼ同等の回避可能費用で行われることにより、収支をプラスマイナス 0 にする仕組みが設けられている。FIT 特例③の場合、買取義務者（TSO）においては、計画配分（前日 6 時再通知分）に従って、スポット市場に売り入札をすることになっている。

また、計画配分（前日 6 時再通知分）以降の予測誤差に対しては、TSO が調整力の調達（ ΔkW 確保：三次調整力②）、運用（上げ下げ調整）等によって需給一致を行っている状況であり、この収支は FIT 賦課金やインバランスリスク料で相償している。

この調整力の取扱いに関して、同時市場が導入された場合には、前日断面で確保される調整力について、電源全体の起動量や出力余力を見て調達量を決定することができれば、現行の三次調整力②と全くおなじ考え方で ΔkW （EDC）を調達する必要はない可能性もある。加えて、前日段階で調整力の必要量を固定的に確保するやり方ではなく、前日同時市場以後、実需給に向けて、その時点の TSO の再エネ予測に合わせて、都度 SCUC・SCED を行うといったやり方により、より効率的な電源運用ができる可能性もある。

6.1.1.2 FIT 特例①・③

電源の運用については、通常の場合、電源を所有する事業者が発電計画を策定し、提出する義務を負っている。他方、FIT 特例①・③においては、買取義務者が計画を策定する。

FIT 電源の発電量については、TSO から、買取義務者に対し、実需給の前日 6 時頃に計画値の配分が行われている。これは、取引量の多いスポット市場で確実に取引が可能となるように、翌日市場の締切り（前日 10 時）を踏まえて設定されたものである。また、計画配分以降の下振れに備え、TSO は前日の需給調整市場で、三次調整力②として ΔkW を調達しており、この締切り時間（前日 14 時）については、再通知時間及び調整力提供者の応札準備時間を踏まえて設定されている。

前記のとおり、FIT 特例①・③においては、前日 6 時の計画配分（再通知）以降、特例発電 BG の発電計画（FIT 特例①）やスポット市場への投入量（FIT 特例③）を変動させない運用となっている。このため、実需給が近づくにつれて精

緻になる FIT 電源の発電予測量・発電量と、特例発電 BG の発電計画とが乖離し、市場の約定量や価格に影響を与えうることになる。その点を踏まえると、予備力・調整力を柔軟に運用する観点からは、実需給が近づくにつれて精緻になる再エネ出力予測に応じて、FIT 電源の発電予測量も変化させた方がよいという考え方もありえる。他方、特に FIT 特例①において、特例発電 BG の発電計画について、再エネ出力予測の変動に応じて随時変更を求める形とすると、小売電気事業者のインバランスリスクとなるという問題が生じる。

FIT 特例①の計画提出実務と同時市場における論点のイメージについては、図 35 のとおりである。

また、FIT 特例①及び③それぞれにおける SCUC・SCED 需給曲線のイメージは図 36 及び図 37 のとおりである。

FIT 特例①・③については、以上の仕組みを踏まえ、同時市場の導入に当たり、具体的な対応方法の検討を深める必要があると考えられる。

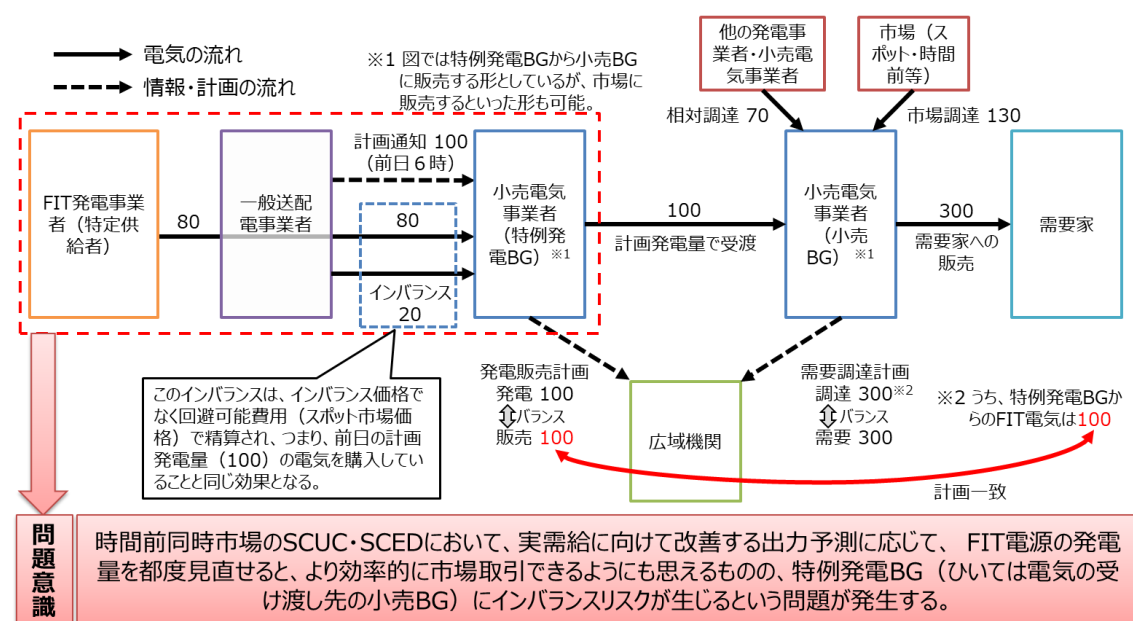
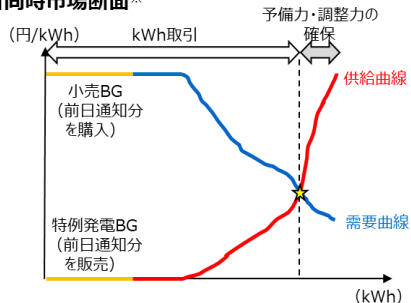


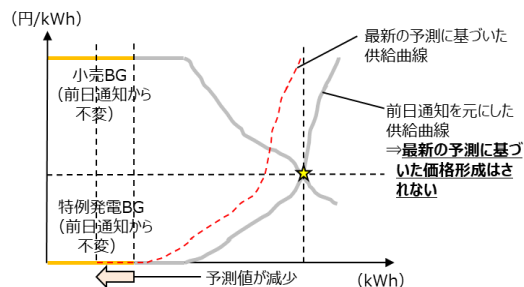
図 35 現行の FIT 特例①の計画提出実務と同時市場における論点⁴⁶

⁴⁶ なお、FIT 特例③については、図の左部について、FIT 発電事業者から一般送配電事業者へ電気が渡り、スポット市場に投入されるというシンプルな形となる。

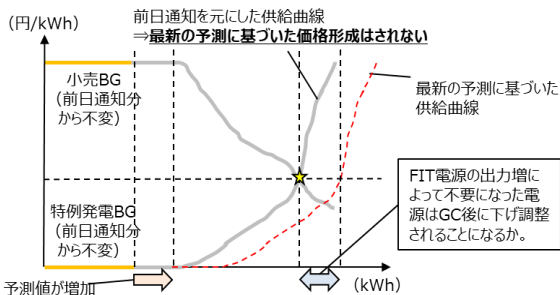
前日同時市場断面※



時間前同時市場断面 (FIT再予測・出力減パターン)



時間前同時市場断面 (FIT再予測・出力増パターン)

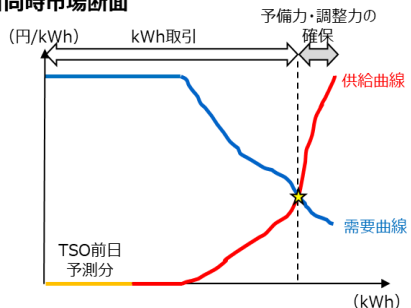


予測値が減少した分は、予備力・調整力（図の灰色⇄）で対応することになる。
⇒ただし、需要誤差の対応分や電源脱落対応分等、**他の予備力・調整力と一体的に運用することによって、現行の三次調整力②（FIT外れ対応に特化）に比して、より効率的な予備力・調整力の運用は可能となるか。**

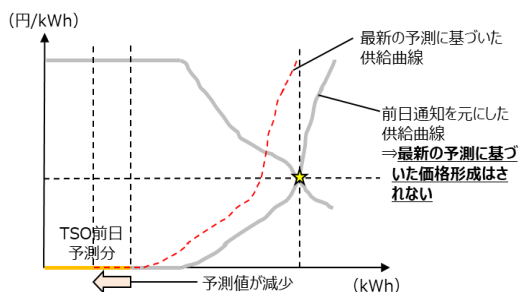
※（左上の図の※印）この図は、小売電気事業者がFIT特例①の発電前日通知分を当該小売電気事業者の需要に全て充ててを前提に記載。当該通知分が当該小売電気事業者の需要を上回る場合には、当該小売電気事業者は上回った分を市場に売り入れをする（供給曲線が右に伸びる）といった行動を行うことが想定される。

図 36 FIT 特例①と SCUC・SCED 上の需給曲線の変化

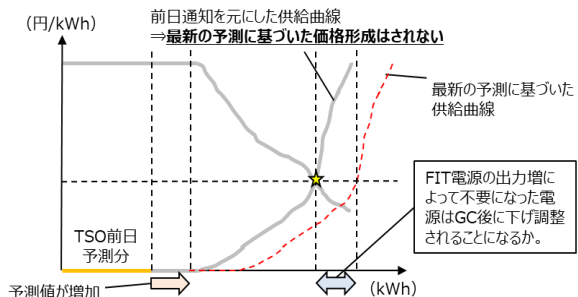
前日同時市場断面



時間前同時市場断面 (FIT再予測・出力減パターン)



時間前同時市場断面 (FIT再予測・出力増パターン)



予測値が減少した分は、予備力・調整力（図の灰色⇄）で対応することになる。
⇒ただし、需要誤差の対応分や電源脱落対応分等、**他の予備力・調整力と一体的に運用することによって、現行の三次調整力②（FIT外れ対応に特化）に比して、より効率的な予備力・調整力の運用は可能となるか。**

図 37 FIT 特例③と SCUC・SCED 上の需給曲線の変化

6.1.1.3 FIP 電源等

FIP 電源等の同時市場への入札について、変動性再エネ電源の自立化の観点
を踏まえると、基本的には、発電事業者（もしくは相対契約を締結している小売
電気事業者）が自社で発電量を予測した上で、予測した出力量を市場に入札又は
登録することになると考えられる。

また、第 3.3 節における検討を前提にすると、入札方法としては、表 8 のよ
うなバリエーションが考えられる。さらに、表 8 のどこに該当するかは、図 34
の右側のコーポレート PPA の例のように発電事業者と小売電気事業者が相対契
約を締結している場合に同時市場へ入札をするか否かによって変わりうる。

例えば、同時市場に入札するのであれば、図 38 のような取引フローとなり、
表 8 の赤字の【1】や【2】の入札方法を取ることになる。一方、同時市場へ
入札しない（市場外での取引とする）場合は【4】となる。

表 8 FIP 電源等の入札方法

	選択肢①	選択肢③	
入札・登録方法（前日同時市場を通じて必要な情報を把握する方法）	入札情報の一つとして求める	相対契約（社内取引含む）が紐づいている場合、前日同時市場のシステムへ情報のみ登録することも認める	
市場計画可能領域として入札する変動性再エネ電源	【1】 ＜市場約定＞ 自社の出力予測量＋価格（限界費用（例:0.01円/kWh）） ⁴⁷		
市場計画可能領域以外（自己計画電源における絶対出力容量及び固定出力）として入札する変動性再エネ電源	【2】 ＜市場約定＞ 自社の出力予測量のみ入札	（1）相対契約が紐づいていない場合 ⁴⁸	【3】 ＜市場約定＞ 自社の出力予測量を入札
		（2）相対契約が紐づいている場合	【4】 ＜市場外＞ 自社の出力予測量を登録

⁴⁷ 「発電量を市場約定の結果に委ねる」といえども、約定結果としては、基本的には「全量約定する」（市場価格が 0.01 円/kWh の場合、プロラタ約定となることには留意。）か、「約定しない」かの二択となる。

⁴⁸ マストラン電源をプライステイカーとして入札する等の状況を想定。

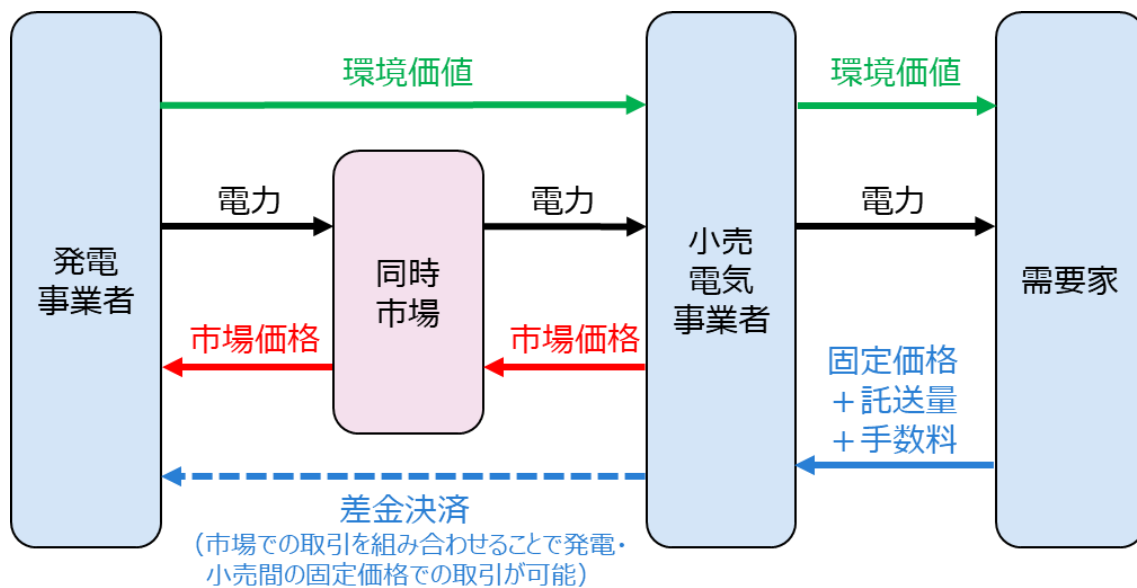


図 38 コーポレート PPA と同時市場（同時市場へ入札する場合）

また、FIP 電源等の出力量は前日同時市場の断面から時間前同時市場・実需給の断面で天候等に左右され変動することが想定される。出力増の場合は、パワーコンディショナーで出力を制御する（前日の約定量を維持する）、増加分を時間前市場で売り入札する、増加する分だけ自社の他の電源の出力を下げる⁴⁹などの方法を使い、バランスを取ることが考えられる。出力減の場合は、減少分を埋め合わせるために時間前市場で買い入札する、減少する分だけ自社の他の電源の余力を活用し埋め合わせをする⁴⁹などの方法を使い、バランスを取ることが考えられる。

BG による同時同量を前提として、最終的にバランスがとり切れなかったものは、インバランスとして、実需給で TSO が調整することになる。また、この誤差分については、同時市場において、需要誤差の対応分や電源脱落対応分等、他の予備力・調整力と一体的に運用することによって、より安定的・効率的な運用を目指すことが肝要と考えられる。

6.1.2 DER

将来の電力市場においては、DER が増加することが想定される。DER については、その名のとおり、小規模なリソースが広範囲に分散して存在しており、市場参加にあたっては、複数のリソースを組み合わせ（アグリゲーション）、入札されることが考えられる。従来型の大規模電源とは、小規模である点や需要地

⁴⁹ 第 3.4 節の論点と同様に、系統全体の電源バランスが変わるので、混雑が発生するなど、安定供給上問題が生じるため、この問題を解決するための技術的な検討が必要である。

側に散在している点、系統接続の電圧階級が様々存在している点等で異なる性質を有していると考えられ、DER についても、同時市場における取扱い（入札方法・規律、約定ロジック（SCUC・SCED）上の取扱い等）を議論する必要がある。

検討会においては、関連する論点として、DR（需要側リソース）の取扱いについて、第 3 回（2023 年 10 月 23 日、エナジープールジャパン株式会社）や第 5 回（2023 年 12 月 27 日、事務局から資料提示）において一部議論を行った。DR の取引形態としては、同時市場において売買を行う「市場向け DR（Explicit DR）」と BG 内や Behind-the-meter（BTM）で取引が閉じる「市場外 DR（Implicit DR）」があると整理するとともに、以下のような論点について議論した。

<市場向け DR（Explicit DR）>

- DR の入札情報（売り入札・買い入札・ ΔkW ）、価格規律（プライススペース入札の可否）
- DR の入札方法（売り・買い）に応じた約定ロジック（SCUC・SCED）の取扱い
- kWh 取引と ΔkW 取引における DR のベースラインの取扱い
- DR のアグリゲーションの規律（最低入札量の在り方等）

<市場外 DR（Implicit DR）>

- 市場取引を可能化・促進するための環境整備、需給ひっ迫時等の情報提供の在り方等

DR のみならず、変動性再エネや（発電側リソースとしての）蓄電池なども含めた DER 全体という観点からも、第 3 回や第 5 回検討会における DR の論点と同様、入札やアグリゲーションの方法・規律等について、引き続き議論を行うことが重要と考えられる。

この点、DER の入札については、諸外国においても、入札規律等に関する議論が進んでいるところである。例えば、米国の FERC（Federal Energy Regulatory Commission、米国連邦エネルギー規制委員会）の Order No.2222⁵⁰では、DER の電力市場への参入促進に関する記載がなされている。FERC においては、DER の例として、蓄電池システムや屋根置き太陽光、スマートサーモスタットのような電力利用を削減できる商品、EV など様々な例が挙げられてい

⁵⁰ 参照：FERC HP（<https://www.ferc.gov/ferc-order-no-2222-explainer-facilitating-participation-electricity-markets-distributed-energy>）[2024 年 5 月 8 日アクセス]

る。FERC は各 RTO/ISO に対して、市場参加の障壁を取り除くように要求しており、具体的には、より低い最小入札容量要件を設定することや、混雑管理のため地理的な入札単位などが論点となっている。

我が国においても、DER の市場参入の促進と計算時間等の技術的な要件のバランスを考えつつ、諸外国の事例も踏まえ、同時市場における DER の各種規律等の議論を行っていくことが重要であると考えられる。

6.1.3 大規模揚水・蓄電池

作業部会取りまとめ（2023 年 4 月 25 日）においては、大規模な揚水発電所や系統用蓄電池（以下「揚水等」という。）について、発電事業者が、①他の電源と同じように市場に入札を行い、自ら池全体の水位（充電量）を運用するか、②同時市場に運用を任せるかについては、発電事業者の任意とすることが考えられるとしていた⁵¹。

一方、以下の環境変化を踏まえると、大規模揚水や大規模蓄電池といった技術的に系統運用者から指示が可能な電源（DER のように 1 つ 1 つの電源単位で約定計算（起動停止・出力配分）を行うことが計算の収束等の観点から難しいとはいえない大規模な電源）については、むしろ積極的に同時市場において運用すること（上記における②）を追求した方がよいとも考えられる。この際、揚水等の保有主体は発電事業者であることを踏まえると、揚水等を市場で運用することに対する適切な対価性も必要だと考えられる。例えば、一定期間市場運営者等に対して容量を供出する契約（市場で運用する契約）を締結し、市場運用に対する対価を別途支払う仕組み等を検討することも考えられる（参考となる前例：電源 I 契約）。

- 現行の需給調整市場においては、揚水の入札が少なく、一つの改善方策として、公募調達実施について検討されていること。
- 今後、変動性再エネ電源が更に導入された環境下では、発電事業の予見性は更に低下する可能性があり、また、市場運用者・系統運用者にとっては、更に柔軟な需給・系統運用が求められること。
- 検証 A においては、基本ロジックにおいて、揚水等も含めた最適計算に一定程度成功していること（計算精度を高めるためには今後も研究開発が必要。週間運用についても計算の工夫を実施し、検証中。）。

⁵¹ 米国 PJM においても、発電事業者が自ら価格等の情報を入札し、市場で約定する方法だけでなく、発電機の機器特性（貯水量制約や揚水効率等）を踏まえて最適計画を作成する方法（PJM Pumped Hydro OPTIMIZER）もある。

6.2 他制度・他市場への影響

同時市場の導入は週間から実需給までの市場・需給運用等を大きく変更する制度変更のため、導入に当たっては、細かい論点も含め、丁寧に整理することが求められる。現時点において、同時市場の導入が、他制度・他市場との関係で大きく影響を及ぼすと考えられる点は以下のとおりである。

- 同時市場以前の断面で電力取引を行う市場（相対取引、先渡市場、ベースロード市場）
 - 安定供給（電源投資、燃料調達）や価格安定性、競争促進の観点からは、同時市場以前の断面での電力取引の環境を整備することが重要である。一方、同時市場が中長期の電力取引の阻害にならないように注意しつつも、実需給に近い断面でより安定的・効率的に電源を活用することも重要である。その観点から、第 3.5 節において、**Three-Part Offer**（売り入札）を行う形で電源差替を行う方法も提案している。引き続き、こういった安定的・効率的な入札方法を模索しつつ、中長期の断面と整合的な同時市場を構築する必要がある。
- 間接送電権市場
 - 現行の間接送電権市場は、一部の連系線について、運用容量等をベースに設定された販売量を対象に、買い側がシングルプライスオークションで買い札を入れる設計になっている。同時市場においても、同様の設計で問題ないかどうか、制度変更すべきならばどのような変更を行うべきか、今後、議論・整理する必要がある。
- 先物市場
 - 同時市場を導入した場合の先物商品については、同時市場における約定価格を先物取引の最終決済価格とすれば、現行の先物商品と同様の設計が可能と考えられる。なお、米国においても、**ICE Futures U.S**、**NYMEX**、**Nodal Exchange** といった取引所が電力先物商品を提供しており、それらの事例も参考になる。
- FIT・FIP 制度
 - 第 6.1.1 項のとおり、特に FIT 特例①（小売（特例発電 BG）がインバランス精算主体、インバランスリスクなし）については、特殊な運用・対応が必要となり得ることも考慮しつつ、適切な設計を行う必要がある。
- 容量市場
 - 検討会の議論に基づくと、第 3.1.2 項に記載の内容を容量市場のリクワイアメントとして規定する必要がある（規定の詳細は、電源ごとの特性等も踏まえつつ、今後検討が必要である。）。また、容量市場への入札

事業者は、今後詳細設計が行われる kWh 市場及び ΔkW 市場の価格算定方法や価格規律を踏まえつつ、電源入札に当たり他市場収益を適切に見積もる必要がある。

6.3 同時市場運営主体の役割

同時市場の運営者は、市場参加者（発電事業者、小売電気事業者、DR 事業者、一般送配電事業者等）が供給力（kWh）及び調整力（ΔkW）の取引を行うための入札情報を受け付け、系統の運用状況や電源の稼働情報・費用情報を把握し、それを元に約定処理を行うとともに、決済、精算、市場監視等を行うことが想定され、取引市場の運營業務から電力の広域需給・系統運用に関連する業務まで幅広い業務を行うことになると考えられる。

加えて、同時市場の導入後も、日本全体の電源構成・電源種・系統状況の変化やテクノロジーの発展に応じ、電力市場に対する社会的・政策的な要請は随時変化していくことが考えられ、このような環境変化に対して、適切に約定計算等の仕組みを改善していく高度なシステム開発能力も必要と考えられる。

取引参加者の利便性の確保、円滑な資金決済、適切な市場監視、安定的な広域需給運用等を実現するため、同時市場の運営者には、強靱かつ安定的な事業運営能力、取引参加者の信頼を得られる中立性・透明性、高度なシステム開発能力が具備されていることや、適切なガバナンス、人材、経理的基礎等が確保されていることが求められると考えられる。

以上を踏まえつつ、今後、具体的な運営主体について、電気事業法等の関係法令の規律も含め、適切に検討していく必要がある。

7 費用便益分析

7.1 費用便益分析の進め方

第 1.2 節にも記載のとおり、検討会においては、同時市場の仕組みの具体化に係る議論の結果を踏まえ、同時市場の導入の可否の判断に資するため、費用便益分析を行い、その妥当性について評価することを目的の 1 つとしていた。

Three-Part Offer による入札方法や供給力と調整力の同時最適を市場の仕組みとして採用している米国においても、市場移行時には費用便益評価を実施している。諸外国の評価事例も参考にしながら、費用便益項目として何が適切なのか、何が評価可能なのかを議論した上で、抽出された費用便益項目について、定量・定性の両面から、具体的な分析を行った。

具体的には、便益については、定量評価可能と考えられる以下の便益項目①、②に関するシミュレーションを行い、費用については、海外事例等に基づく評価を実施した。なお、費用便益分析の詳細な内容については、第 9 回検討会資料 5 を参照されたい。また、同資料の冒頭に記載のとおり、以下に示す定量的な費用便益分析の結果は、一定の仮定を元に試算したものである。今後の同時市場の設計の詳細や、今回定量的に評価できなかった要素によって、費用・便益の双方が変化する可能性があり、費用便益分析の結果が変わりうることに留意が必要である。

- 便益①:調整力確保の高価な電源稼働が不要になることに伴う、燃料費・CO₂ 対策コスト低減費用を算定
- 便益②:混雑処理の持替をより安価な電源で実現できることに伴う、燃料費・CO₂ 対策コスト低減費用を算定
- 費用:米国 ERCOT を元にした英国 Ofgem の算定結果（2022 年）を、系統容量・物価上昇等で補正

7.2 定量分析の結果（※）

7.2.1 便益①の分析結果

同時市場の導入に伴い、調整力必要量が低減する場合、調整力確保のための高価な電源稼働が不要になることに伴い、燃料費・CO₂ 対策コストが低減する。

具体的な調整力必要量の低減効果については、同時市場（イメージ②）において、将来の需給調整市場における必要量「14.9%」に対し、同時市場への移行によって、「9.0%」（▲5.9%）に低減可能といった結果が得られた。

調整力必要量が需要比で 5.9%低減される場合、燃料費・CO₂ 対策コストは、602～737（億円／年）低減した。

表 9 便益①の分析結果

	現行（需給調整市場）	同時市場	低減される 差分
確保エリア	エリア単位	エリア単位	－
調整力必要量(%) (エリア需要比率)	14.9%	9.0%	5.9%
総燃料費（億円/年） (燃料費+CO ₂ 対策 コスト)	38,830～47,820	38,228～47,083	602～737

※沖縄を除く 9 エリアの総燃料費の合計額

7.2.2 便益②の分析結果

便益②については、同時市場の導入により、混雑管理方法がエリア単位の再給電方式から SCUC・SCED ロジック（広域大での全体最適）になることに伴う燃料費・CO₂ 対策コストの低減費用をシミュレーションした。

分析方法としては、再給電方式を模擬したシミュレーション結果と、SCUC・SCED ロジックを模擬した結果の燃料費・CO₂ 対策コストの差額を便益として算定した。その結果、SCUC・SCED ロジックによって、再給電方式に比べて、混雑処理の持替をより安価な電源で実現できることにより、燃料費・CO₂ 対策コストは 959～1,252（億円／年）低減した（表 10 の太枠囲み部分）。

表 10 便益②の分析結果

	再給電方式（Step 1）	再給電方式（Step 2）	SCUC・SCED
模擬対象	現行の卸電力市場	再給電方式	同時市場
制約条件	連系線制約：運用容量 地内制約：なし	連系線制約：Step 1 算定値 地内制約：あり	連系線制約：運用容量 地内制約：あり
総燃料費 (億円/年) ※ (燃料費+CO ₂ 対 策コスト)	38,234～46,978	39,789～49,072	38,830～47,820

※沖縄を除く 9 エリアの総燃料費の合計額

7.2.3 費用評価結果

同時市場移行の費用については、海外事例に基づく推定値に今後の物価上昇等を織り込み、1,600～1,800 億円と評価した（図 39）。

物価指標については、一般的に用いられる国内の消費者物価指数を用い、2022年（英国 Ofgem が費用便益評価した年次）の消費者物価指数からの上昇比率である 1.05～1.18 を今回の費用評価に用いている。

なお、上記費用のうち次期中給システムのサンクコストについては、現時点において精緻に切り分けることが困難であるため、今回の分析では切り分けていない。このため、定量的な B/C 評価としては C を過大評価（B/C を過小評価）していると考えられる。

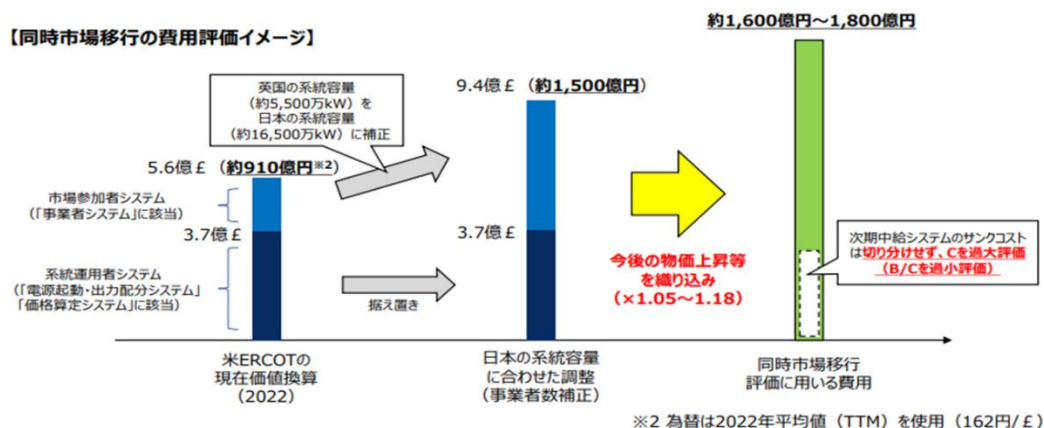


図 39 同時市場移行の費用評価イメージ

7.2.4 費用便益分析結果

定量的な便益分析（シミュレーション）結果及び定量的な費用評価結果を踏まえ、10年評価（2030年頃から10年）に換算した結果は以下のとおり。

同時市場への移行によって、費用便益分析（B/C）としては「6.4～9.2」という結果が得られた。

表 11 費用便益分析結果

		初年度評価[億円]	10年評価[億円]
便益	① 調整力コスト低減	602～737	3880～4734
	② 混雑処理費用低減	959～1252	6138～7992
	合計（①＋②）		10018～12726
費用	割引率・年経費率で換算		1389～1562
費用便益分析（B/C）結果			6.4～9.2

7.3 定性的な費用便益項目の整理

定量的な費用便益分析に加えて、定性的な費用便益項目についても整理を行い、それらが定量的な費用便益分析に与える影響評価や、同時市場を導入する際の留意点の示唆について検討を行った。

7.3.1 定性的な便益の抽出・整理

勉強会から検討会に至るまでの議論等を踏まえると、同時市場の導入による定性的な便益としては、以下のような項目が考えられる。

いずれの項目も、費用便益分析を安全側にする方向、あるいは市場参加者のメリットにつながるものと思われる。

➤ 卸電力取引所の売り切れによる価格高騰の改善

kWh 市場と Δ kW 市場が別々に運用され、調整力を事前に確保すると、需給ひっ迫時に kWh 市場が売り切れ、価格高騰が生じ得る（2020 年度冬期に発生した事象）。この点、同時市場においては、供給力と調整力を一体で取り扱うことで、このような事象の発生を抑える効果が期待できる。

➤ 需給調整市場（ Δ kW 市場）の売り入札不足等の改善

kWh 市場と Δ kW 市場を同時に開催することにより、kWh 市場と Δ kW 市場両方への入札義務を効果的に課すことができ、現行制度における需給調整市場への売り入札不足やそれに伴う価格高騰の改善が期待できる。

➤ 非効率的な電源態勢（ブロック入札の限界）の改善

Three-Part 情報等の電源情報を元にした SCUC・SCED により、最も経済的な電源稼働が期待される。定量評価には、ブロック入札よりも改善されると考えられる電源態勢による効果を織り込んでいないため、その評価結果は安全側となる。

➤ ブロック入札による逸失利益の改善

Three-Part 情報等の電源情報を元にした SCUC・SCED により、最も経済的な電源稼働が期待されるため、ブロック入札を原因とする事業者の逸失利益の改善が期待される。

➤ 便益評価側における今後の物価上昇等の織り込み

費用評価側で織り込んだ今後の物価上昇について、燃料費・CO₂ 対策コストの物価上昇想定が困難であることから、便益評価では織り込んでいないことにより、その評価結果は安全側に働くと考えられる。

➤ 週間断面での電源の確実な起動等

同時市場における週間断面での電源の起動・停止計画の策定により、起動に時間のかかる電源の確実な起動や、揚水発電等の効率的な運用による経済性の追求が期待できる。

➤ 時間前市場の流動性の向上

前日同時市場と同様の仕組みとする場合には、より札を集約した形で流動性高く取引を行うことができると考えられるため、流動性の向上が期待

される。加えて、時間前の断面においても効率的に供給力と調整力を売買することによる経済性の向上も期待される。

➤ 需給調整市場用の連系線利用枠の解放による電源稼働の改善

同時市場では、 ΔkW 確保エリアを広域運用単位に拡大し、地域間連系線と地内系統を区別なく扱うことに伴い、新たな運用容量（管理）の考え方になるため、現行の連系線利用枠の取り合いは不要になる予定。

➤ 事務手続の低減

同時市場の約定結果を BG 計画に簡易に引用できる仕組みを導入するなど、事務手続きのフローを工夫することで、事業者の事務手続負担の低減も期待できるか。

7.3.2 定性的な費用その他項目の抽出・整理

勉強会から検討会に至るまでの議論等を踏まえると、同時市場の導入による定性的な費用、その他項目としては、以下のような項目が考えられる。

費用項目はおおむねマイナス側の費用となり、多くの項目は費用便益分析を安全側にする方向に働くものと思われる。

費用	詳細
定量評価 方法の観 点	➤ ノーダルプライシングの評価事例を元にしたことによる費用削減 海外事例を元にした推定においては、より複雑な制度移行であるノーダルプライシング(同時最適のみならず LMP の導入)への移行における評価事例を元に行っているため、同時市場移行の費用評価としては、安全側に働くと考えられる。 ➤ 次期中給システムのサンクコストの削減 費用便益分析においては、同時市場へ移行しなかった場合に要した次期中給システムのリプレース費用（サンクコスト）の切り分けが困難であることから、切り分けなしのリスク側で評価しており、費用評価としては、安全側に働くと考えられる。 ➤ 同時市場へ移行しなかった場合のシステム改修費用の削減 費用便益分析においては、同時市場へ移行する際のシステム改修費用を評価しているが、海外事例においては、市場制度の移行をしなかった場合に要する既存システム更新費用をマイナス側の費用とみなしており、同時市場へ移行する場合にも同様に不要となる既存システム更新費用（マイナス側の費用）が存在すると考えられる。

その他	詳細
シミュレーションモデル	➤ 価格弾力性のないモデルが費用便益分析へ与える影響 費用便益分析については、需要の価格弾力性がないモデルで検討しており、今回の便益は、需要が小さくなれば（調整力必要量も少なくなり）燃料費削減効果も小さくなると考えられる。この点、同時市場導入で価格高騰が改善するのであれば、価格弾力性としては需要増に働き、評価としては、安全側になるとも考えられるか。 ➤ 最適化ロジックの精度（収束性）の影響 今後の最適化ロジックの精度（収束性）向上の取り組みにもよるが、最適解からの乖離（誤差）が一定程度存在する場合には、その分だけ便益が減少しうる点には留意が必要。

8 今後の検討の進め方（提案）

検討会においては、以上のとおり、変動性再エネ電源の大量導入が進む中における今後の電力市場のあるべき姿の一つとして、同時市場の在り方等の検討を進めてきた。

具体的には、同時市場の根幹となる入札、約定、精算の在り方に関して、電源の入札・運用、時間前市場の設計、市場価格算定・費用回収等主要論点についての議論を行い、あるべき姿の方向性を示した。また、変動性再エネ電源、DER、大規模揚水・蓄電池といった電源の同時市場における取扱いや、同時市場導入による他制度・他市場への影響、同時市場運営主体の役割についても、今後の議論の方向性を整理した。そして、以上の議論を前提として、同時市場導入の費用便益分析を定量・定性両面から行い、その妥当性を検討会において評価した。

現在、小委員会において電力システム改革の検証が実施されているところであり、同時市場の導入の是非については、電力システム全体を俯瞰した議論の中で、同時市場という仕組みの必要性やその位置づけについて、十分な議論が行われることが必要と考えられる。

他方、変動性再エネ電源の大量導入に対応可能な市場制度の構築は、今後ますます重要な課題となっていくと考えられる。検討会において示された同時市場の意義及び費用便益分析の結果を踏まえれば、現在検討中の同時市場については、基本的に導入する方向の下、想定される課題については、十分に議論を行い、対応していくことが望ましい。

また、小売電気事業者の買入札の方法、時間前市場の設計、調整力の市場価格の算定方法、市場運営者の在り方等、同時市場の仕組みをより具体化するための各論点については、今後更に検討を深める必要がある。それらの論点については、電力システム改革の検証の状況も踏まえつつ、早急に検討を行うこととした。

委員等名簿

(委員)

秋元 圭吾	公益財団法人地球環境産業技術研究機構 システム研究グループ グループリーダー
五十川 大也	大阪公立大学 経済学研究科 准教授
市村 拓斗	森・濱田松本法律事務所 パートナー 弁護士
◎ 金本 良嗣	政策研究大学院大学 客員教授
河辺 賢一	東京工業大学 工学院 電気電子系 准教授
小宮山 涼一	東京大学大学院 工学系研究科 教授
松村 敏弘	東京大学 社会科学研究所 教授
横山 明彦	東京大学 名誉教授

(オブザーバー・事務局)

石坂 匡史	東京ガス株式会社 執行役員 エネルギートレーディングカンパニー 電力事業部長
市村 健	エナジープールジャパン株式会社 代表取締役社長兼 CEO
國松 亮一	一般社団法人日本卸電力取引所 企画業務部長
齊藤 公治	関西電力株式会社 執行役員 エネルギー・環境企画室長
永田 真幸	電力中央研究所 グリッドイノベーション研究本部 ネットワーク技術研究部門長
新川 達也	電力・ガス取引監視等委員会 事務局長
西浦 寛	株式会社ユーラスエネルギーホールディングス 国内ユニット ユニット長補佐
野澤 遼	株式会社 enechain 代表取締役
東谷 知幸	株式会社 JERA 企画統括部 調査部 上席推進役
増川 武昭	一般社団法人太陽光発電協会 事務局長代理兼企画部長
山本 竜太郎	送配電網協議会 理事・事務局長
大山 力	電力広域的運営推進機関 理事長
長窪 芳史	資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 政策課 制度企画調整官
筑紫 正宏	資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 政策課 電力産業・市場室長 兼 電力基盤整備課長

(五十音順・敬称略・◎は座長)

開催実績

第1回（2023年8月3日）

- （1）検討会の設置や進め方等について
- （2）今後の検討における考慮事項について

第2回（2023年9月20日）

- （1）今後の本検討会の主要な議論事項等について
- （2）同時市場における電源起動・出力配分ロジックの技術検証（検証 A）の進め方等について
- （3）同時市場における価格算定方法の検証（検証 B）の進め方等について
- （4）同時市場における調整力確保に関する検討の進め方について

第3回（2023年10月23日）

- （1）同時市場における費用便益分析の進め方について
- （2）同時市場における変動性再エネの取扱いについて
- （3）同時市場と Demand Response について

第4回（2023年11月27日）

- （1）電源起動・出力配分ロジックの技術検証（検証 A）の進捗報告について
- （2）海外調査報告について

第5回（2023年12月27日）

- （1）算定方法等の違いによる市場価格傾向について（検証 B 進捗報告）
- （2）同時市場における調整力に関するタスクアウト項目の報告について（中間報告）
- （3）同時市場における DR の取扱いについて

第6回（2024年2月5日）

- （1）電力システム改革の検証の実施について
- （2）電源起動・出力配分ロジックの技術検証（検証 A）の進捗報告について
- （3）検証 B 試算結果を踏まえた市場価格算定方法について

第7回（2024年3月18日）

- （1）同時市場の詳細論点について①（電源の調達・運用、入札規律）
- （2） ΔkW 価格算定方法（検証 B）に関する進捗報告について
- （3）同時市場における費用便益分析の具体的進め方について

第 8 回（2024 年 4 月 19 日）

- （1）同時市場における市場価格算定等について
- （2）同時市場における調整力に関するタスクアウト項目の報告について（最終報告）
- （3）電源起動・出力配分ロジックの技術検証（検証 A）の進捗報告について

第 9 回（2024 年 5 月 22 日）

- （1）市場価格算定方法（検証 B）に関する進捗報告について
- （2）同時市場の詳細論点について③（時間前市場の設計、その他の論点）
- （3）同時市場における費用便益分析の結果について

第 10 回（2024 年 6 月 19 日）

- （1）電力・ガス基本政策小委員会への中間報告について
- （2）電源起動・出力配分ロジックの技術検証（検証 A）の進捗報告について

第 11 回（2024 年 8 月 19 日）

- （1）電源起動・出力配分ロジックの技術検証（検証 A）の進捗報告について
- （2）電源起動・出力配分ロジックの技術検証（検証 A）の中間取りまとめについて
- （3）市場価格算定方法（検証 B）の中間取りまとめについて

第 12 回（2024 年 9 月 25 日）

- （1）本検討会の中間取りまとめについて