Deloitte.
デロイト トーマツ

資源エネルギー庁　御中

令和 6 年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業
（同時市場に関する詳細設計等に係る調査等事業）

－ 調査報告書 －

有限責任監査法人トーマツ

2025年3月21日

MAKING AN IMPACT THAT MATTERS since 1845

目次

1. 相対取引に関する調査
1-1. 会計上の取り扱い 4
1-2. 制度詳細と決済の仕組み 21
1-3. ヒアリング 34
2. 同時市場に関する詳細設計や諸外国の電力諸制度に関する調査
2-1. 市場における入札の仕組み 37
2-2. 市場における約定の仕組み 64
2-3. 小規模・分散型電源の市場運用 87
2-4. ネガティブプライス 106
2-5. 燃料調達 120

免責事項
本調査は、資源エネルギー庁と当法人との間で締結された令和6年6月18日付け契約書に基づき、公開情報を基に実施したものであります。調査結果の妥当性について、当法人として、保証を与えるものでも、意見を述べるものでもありません。
また、外国語の情報等については、利用者の便宜の用に供するため当法人にて日本語に翻訳したものであり、常に原文が優先することにご留意下さい。なお、本報告書の発行後に、関連する制度やその前提となる条件について、変化が生じる可能性があります。

1. 相対取引に関する調査

1-1. 会計上の取り扱い

1-2. 制度詳細と決済の仕組み

1-3. ヒアリング

1. 相対取引に関する調査

1-1. 会計上の取り扱い

1-2. 制度詳細と決済の仕組み

1-3. ヒアリング

米国会計基準や国際会計基準では、相対取引の電力授受をプール市場経由で行う際の会計ルールの整理が進められている

会計上の取り扱い

日本

現状認識

- 発電事業者等の電力供給者は、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・受給者間の取引の多くは相対契約で行われている。
- 現在検討が進められている同時市場においても、相対取引や市場取引を通じて電力が供出され、その中で安価な電源から実際に使用されることが望ましいという構造自体は変わらないと整理されている。

課題

- 発電事業者と小売電気事業者間の相対取引が、形式上であっても同時市場を介し、市場価格と契約金額の差額を清算することとなった場合、従来はデリバティブ取引に該当しなかった相対取引が、デリバティブ取引として整理される可能性について、本検討会において懸念が示されている。
- 仮に、デリバティブとして整理されると、多くの事業者には会計事務処理の大きな負担が発生する。

調査結果

- 米国会計基準や国際会計基準のデリバティブ適用要件や除外要件は、概ね日本会計基準と同様の内容になっている。
- 米国会計基準や国際会計基準には、電力相対取引の会計上の取り扱いに関して、下記の特徴がある。

米国会計基準

- 米国会計基準では、相対取引に係る電力の授受がISOを介して行われ、LMPと契約金額の差額を清算する場合、「通常の購入・販売」として扱われる（＝デリバティブの適用除外として認められる）可能性がある。

国際会計基準

- 相対取引に係る電力の授受がグロスプール市場を介して行われる場合、「自己使用の例外」は適用されず、デリバティブの適用除外にはならないとしている。
- ただし、2024年12月に、自然依存電力（nature-dependent electricity ）を参照した相対取引については、デリバティブの適用除外として認められる可能性が示された。

日本会計基準では、金融商品会計に関する実務指針に、下記のとおりデリバティブの要件が整理されている

デリバティブの適用要件（日本会計基準）*1

	項目番号/名称	内容
金融商品会計に関する実務指針	第6項 デリバティブ（１）	その権利義務の価値が、特定の金利、有価証券価格、現物商品価格、外国為替相場、各種の価格・率の指数、信用格付・信用指数、又は類似する変数（これらは基礎数値と呼ばれる。）の変化に反応して変化する①基礎数値を有し、かつ、②想定元本か固定若しくは決定可能な決済金額のいずれか又は想定元本と決済金額の両方を有する契約である。
	第6項 デリバティブ（２）	当初純投資が不要であるか、又は市況の変動に類似の反応を示すその他の契約と比べ当初純投資をほとんど必要としない。
	第6項 デリバティブ（３）	その契約条項により純額（差金）決済を要求若しくは容認し、契約外の手段で純額決済が容易にでき、又は資産の引渡しを定めていてもその受取人を純額決済と実質的に異ならない状態に置く。

*1 出所：企業会計基準委員会、移管指針第9号 金融商品会計に関する実務指針、2024年7月1日、https://www.asb-j.jp/jp/wp-content/uploads/sites/4/ikan_20240701_19.pdf

日本会計基準では、「当初から現物を受け渡すことが明らかなものは、金融商品会計基準の対象外」としている

デリバティブの適用除外要件（日本会計基準）*1

	項目番号/名称	内容
金融商品会計に関する実務指針	第20項 現物商品に係るデリバティブ取引 （コモディティ・デリバティブ取引）	現物商品に係るデリバティブ取引（排出クレジットを基礎数値とするものを含む。）のうち、通常差金決済により取引されるものとは、商品先物市場、ロンドン金属取引所（LME）における取引のほか、コモディティ・スワップ、原油取引におけるブック・アウト（BOOK-OUT）取引等、当事者間で通常、差金（差額）決済取引（活発な市場があるため現物商品の引渡しを定めていてもその受取人を純額決済と実質的に異ならない状態に置くものを含む。）が予定されているものをいい、金融商品会計基準のデリバティブ取引に該当するものとして取り扱う。 ただし、トレーディング目的（企業会計基準第９号「棚卸資産の評価に関する会計基準」第60項）以外の将来予測される仕入、売上又は消費を目的として行われる取引で、**当初から現物を受け渡すことが明らかなものは、金融商品会計基準の対象外**である。この場合、取引の当初から文書化を行い当該取引部門の責任者の承認を受けていることが必要である。

*1 出所：企業会計基準委員会、移管指針第9号 金融商品会計に関する実務指針、2024年7月1日、https://www.asb-j.jp/jp/wp-content/uploads/sites/4/ikan_20240701_19.pdf

米国会計基準では、「a.基礎数値、想定元本、決済条項」、「b. 当初純投資」、「c. 純額（差金）決済」に規定された要素をすべて満たす取引をデリバティブ取引と定義している

デリバティブの適用要件（米国会計基準）*1

	項目番号		内容
Accounting Standards Codification（ASC）	815-10-15-83	日本語訳	デリバティブ取引は、以下のすべての特徴を有する金融商品またはその他の契約である： a. 基礎数値、想定元本、決済条項 契約には以下の両方の要素が含まれており、決済額を決定し、場合によっては決済の要否を判断する： 1. 一つ以上の基礎数値（Underlying）を有すること。 2. 一つ以上の想定元本（Notional Amount）または決済条項（Payment Provision）、もしくはその両方を有すること。 b. 当初純投資 当初純投資（Initial Net Investment）を必要としない、または当初純投資が市場要因の変動に対して類似の反応を示すと予想される他の契約に比べて小さい。 c. 純額（差金）決済 以下のいずれかの方法によって純額（差金）決済が可能である： 1. 契約条件が明示的または暗示的に、純額（差金）決済を要求または許容している。 2. 契約外の手段によって容易に純額（差金）決済が可能である。 3. 資産の受け渡しが規定されており受領者が純額（差金）決済と実質的に変わらない状態となる。
		原文	A derivative instrument is a financial instrument or other contract with all of the following characteristics: a. Underlying, notional amount, payment provision. The contract has both of the following terms, which determine the amount of the settlement or settlements, and, in some cases, whether or not a settlement is required: 1. One or more underlyings 2. One or more notional amounts or payment provisions or both. b. Initial net investment. The contract requires no initial net investment or an initial net investment that is smaller than would be required for other types of contracts that would be expected to have a similar response to changes in market factors. c. Net settlement. The contract can be settled net by any of the following means: 1. Its terms implicitly or explicitly require or permit net settlement. 2. It can readily be settled net by a means outside the contract. 3. It provides for delivery of an asset that puts the recipient in a position not substantially different from net settlement.

*1 出所：FASB、Accounting Standards Codification、2025年2月27日閲覧、https://asc.fasb.org/1943274/2147480647/815-10-15

米国会計基準では、「通常の購入および販売」に該当すれば、デリバティブの適用対象とはならない

デリバティブの適用除外要件（米国会計基準）*1

	項目番号		内容
Accounting Standards Codification（ASC）	815-10-15-13	日本語訳	815-10-15-83 から 15-139 のパラグラフに記載された条件にもかかわらず、以下の契約は、特定の基準が満たされる場合、本サブトピックの**要件の適用対象とはならない**。 a. 通常決済の有価証券取引 b. **通常の購入および販売（Normal purchases and normal sales）** c. 特定の保険契約および市場リスクに基づく給付 d. 特定の金融保証契約 ～ o. 特定の固定オッズ賭博契約（Certain fixed-odds wagering contracts）
		原文	Notwithstanding the conditions in paragraphs 815-10-15-83 through 15-139, the following contracts are not subject to the requirements of this Subtopic if specified criteria are met: a. Regular-way security trades b. Normal purchases and normal sales c. Certain insurance contracts and market risk benefits d. Certain financial guarantee contracts ~ o. Certain fixed-odds wagering contracts.
	815-10-15-22	日本語訳	**通常の購入および販売**とは、金融商品またはデリバティブ商品以外のものの購入または販売を規定する契約であり、報告主体が**通常の業務の過程で、合理的な期間内に使用または販売する**と予想される数量で受け渡しが行われるものである。
		原文	Normal purchases and normal sales are contracts that provide for the purchase or sale of something other than a financial instrument or derivative instrument that will be delivered in quantities expected to be used or sold by the reporting entity over a reasonable period in the normal course of business.

*1 出所：FASB、Accounting Standards Codification、2025年2月27日閲覧、https://asc.fasb.org/1943274/2147480647/815-10-15

「a. 通常の取引条件である」、「b. 基礎数値との関連性が明らかである」、「c. 物理的決済の蓋然性がある」、「d. 文書化されている」が、「通常の購入および販売」の要素となる

デリバティブの適用除外要件（米国会計基準）*1

	項目番号		内容
Accounting Standards Codification（ASC）	815-10-15-25	日本語訳	以下に、**「通常の購入および販売」による適用除外と認められるために必要な4つの重要な要素**を示す。 a. 通常の取引条件（通常の数量を含む）である b. 基礎数値との関連性が明らかである c. 物理的決済の蓋然性がある d. 文書化されている
		原文	Following are discussions of four important elements needed to qualify for the normal purchases and normal sales scope exception: a. Normal terms (including normal quantity) b. Clearly and closely related underlying c. Probable physical settlement d. Documentation.

*1 出所：FASB、Accounting Standards Codification、2025年2月27日閲覧、https://asc.fasb.org/1943274/2147480647/815-10-15

「通常の取引条件」とは、購入または販売される数量が、事業体の業務上の必要性に対して合理的な範囲内にあることである

デリバティブの適用除外要件（米国会計基準）*1

「通常の購入および販売」による適用除外と認められるために必要な4つの重要な要素

a. **通常の取引条件（通常の数量を含む）である**
b. 基礎数値との関連性が明らかである
c. 物理的決済の蓋然性がある
d. 文書化されている

	項目番号		内容
Accounting Standards Codification（ASC）	815-10-15-27	日本語訳	適用範囲の例外に該当するためには、契約の条件が事業体の通常の購入または通常の販売の条件と一致している必要がある。つまり、購入または販売される数量が、事業体の業務上の必要性に対して合理的でなければならない。契約条件がこれらと一致しているかどうかを判断するには、慎重な判断が求められる。
		原文	To qualify for the scope exception, a contract's terms must be consistent with the terms of an entity's normal purchases or normal sales, that is, the quantity purchased or sold must be reasonable in relation to the entity's business needs. Determining whether or not the terms are consistent requires judgment.
	815-10-15-28	日本語訳	これらの判断を行うにあたり、事業体は以下を含むすべての関連要因を考慮する必要がある。 a. 契約で規定された数量と、事業体が関連資産を必要とする量 b. 商品の配送先 c. 契約の締結から商品の受け渡しまでの期間 d. 当該契約に関する事業体の過去の取引慣行
		原文	In making those judgments, an entity should consider all relevant factors, including all of the following: a. The quantities provided under the contract and the entity's need for the related assets b. The locations to which delivery of the items will be made c. The period of time between entering into the contract and delivery d. The entity's prior practices with regard to such contracts.

*1 出所：FASB、Accounting Standards Codification、2025年2月27日閲覧、https://asc.fasb.org/1943274/2147480647/815-10-15

販売または購入される資産と明確かつ密接に関連していない基礎数値に基づく価格を持つ契約は、「通常の購入および販売」とは見なされない

デリバティブの適用除外要件（米国会計基準）*1

「通常の購入および販売」による適用除外と認められるために必要な4つの重要な要素

a. 通常の取引条件（通常の数量を含む）である
b. 基礎数値との関連性が明らかである
c. 物理的決済の蓋然性がある
d. 文書化されている

	項目番号		内容
Accounting Standards Codification（ASC）	815-10-15-30	日本語訳	販売または購入される資産と明確かつ密接に関連していない基礎数値に基づく価格を持つ契約（例えば、穀物商品の販売契約において、価格が部分的にS&P指数の変動に基づいて決定される場合）や、パラグラフ 815-15-15-10(b) のいずれの基準も満たさない外貨建ての契約は、通常の購入および販売とは見なされない。
		原文	Contracts that have a price based on an underlying that is not clearly and closely related to the asset being sold or purchased (such as a price in a contract for the sale of a grain commodity based in part on changes in the Standard and Poor's index) or that are denominated in a foreign currency that meets none of the criteria in paragraph 815-15-15-10(b) shall not be considered normal purchases and normal sales.

*1 出所：FASB、Accounting Standards Codification、2025年2月27日閲覧、https://asc.fasb.org/1943274/2147480647/815-10-15

「物理的決済の蓋然性がある」とは、契約の開始時点および契約期間を通じて、その契約が純額（差金）決済されず、現物受渡しが行われる可能性が高いことである

デリバティブの適用除外要件（米国会計基準）*1

「通常の購入および販売」による適用除外と認められるために必要な4つの重要な要素

a. 通常の取引条件（通常の数量を含む）である
b. 基礎数値との関連性が明らかである
c. 物理的決済の蓋然性がある
d. 文書化されている

	項目番号		内容
Accounting Standards Codification（ASC）	815-10-15-35	日本語訳	パラグラフ 815-10-15-100 から 15-109 に定める純額（差金）決済の条項および、パラグラフ 815-10-15-110 から 15-118 に定める市場メカニズムの条項を満たす契約が、「通常の購入および販売」による適用除外に該当すると判断されるためには、契約の開始時点および契約期間を通じて、その契約が純額（差金）決済されず、現物受渡しが行われる可能性が高いことが求められる。
		原文	For a contract that meets the net settlement provisions of paragraphs 815-10-15-100 through 15-109 and the market mechanism provisions of paragraphs 815-10-15-110 through 15-118 to qualify for the normal purchases and normal sales scope exception, it must be probable at inception and throughout the term of the individual contract that the contract will not settle net and will result in physical delivery.

*1 出所：FASB、Accounting Standards Codification、2025年2月27日閲覧、https://asc.fasb.org/1943274/2147480647/815-10-15

「通常の購入および販売」による適用除外が認められる契約については、事業体は当該契約を通常の購入または販売として指定することを、根拠と共に文書化しなければならない

デリバティブの適用除外要件（米国会計基準）*1

「通常の購入および販売」による適用除外と認められるために必要な4つの重要な要素

a. 通常の取引条件（通常の数量を含む）である
b. 基礎数値との関連性が明らかである
c. 物理的決済の蓋然性がある
d. 文書化されている

	項目番号		内容
Accounting Standards Codification（ASC）	815-10-15-37	日本語訳	パラグラフ 815-10-15-22 から 15-51 のいずれかの条項に基づき、「通常の購入および販売」による適用除外が認められる契約については、事業体は当該契約を通常の購入または販売として指定することを文書化し、以下のいずれかを含めなければならない。 a. パラグラフ 815-10-15-41 または 815-10-15-42 から 15-44 に基づき「通常の購入および販売」による適用除外が認められる契約の場合、事業体は、その契約が純額（差金）決済されず、現物受渡しが行われる可能性が高いと結論付けた根拠を文書化しなければならない。 b. パラグラフ 815-10-15-45 から 15-51 に基づき「通常の購入および販売」による適用除外が認められる契約の場合、事業体は、当該契約がこれらのパラグラフの基準を満たしていることを示す根拠を文書化し、その契約が容量契約（capacity contract）であると結論付けた根拠も含めなければならない。
		原文	For contracts that qualify for the normal purchases and normal sales exception under any provision of paragraphs 815-10-15-22 through 15-51, the entity shall document the designation of the contract as a normal purchase or normal sale, including either of the following: a. For contracts that qualify for the normal purchases and normal sales exception under paragraph 815-10-15-41 or 815-10-15-42 through 15-44, the entity shall document the basis for concluding that it is probable that the contract will not settle net and will result in physical delivery. b. For contracts that qualify for the normal purchases and normal sales exception under paragraphs 815-10-15-45 through 15-51, the entity shall document the basis for concluding that the agreement meets the criteria in that paragraph, including the basis for concluding that the agreement is a capacity contract.

*1 出所：FASB、Accounting Standards Codification、2025年2月27日閲覧、https://asc.fasb.org/1943274/2147480647/815-10-15

従前の米国会計基準では、市場を介した電力取引が純額（差金）決済できる場合、通常の購入・販売の適用除外として認められるか不明確であったが、2015年に新たな条項を追加し、通常の購入・販売として認められる可能性があることを明確化した

デリバティブの適用除外要件（米国会計基準）*1,*2

- 従前の会計基準や関連ガイドラインでは、ISOやRTOを通じた電力取引が純額（差金）決済できる場合、「通常の購入・販売」による適用除外として認められるか不明確だった。
- 上記の課題を背景に、ASC 815−10−15−36Aが2015/8/10付で新たに追加され、市場を介した取引が「通常の購入・販売」の適用除外として認められる可能性があることを明確化した。

	項目番号		内容
Accounting Standards Codification (ASC)	815-10-15-36A	日本語訳	電力の先渡し取引に関する特定の契約では、独立系統運用者（ISO）が運営する電力グリッドを通じた送電、または電力の引渡しが必要となる場合がある。このような契約では、契約当事者の一方が、ISOに対して（またはISOから）送電に関する料金（またはクレジット）を支払う（または受け取る）ことがあり、この料金は部分的にLMPの差異に基づいて決定される。例えば、契約上の引渡し地点（ハブ地点など）が、電力の最終消費地点や、電力が電力グリッドを離れ顧客の負荷ゾーンへ送電される地点と一致しない場合、ISOがその地点への電力供給を調整する。この電力売買契約および送電サービスは、ASC 815-10-15-41 で言及されているような、最終的な商品取得や販売を達成するための一連の連続的な契約には該当しない。また、送電料金（またはクレジット）を決定するためにLMPが使用されることは、たとえ送電の過程でISOに法的な所有権が一時的に移転する場合であっても、純額（差金）決済には該当しない。
		原文	Certain contracts for the purchase or sale of electricity on a forward basis that necessitate transmission through, or delivery to a location within, an electricity grid operated by an independent system operator result in one of the contracting parties incurring charges (or credits) for the transmission of that electricity based in part on locational marginal pricing differences payable to (or receivable from) the independent system operator. For example, this is the case when the delivery location under the contract (for example, a hub location) is not the same location as the point of ultimate consumption of the electricity or the point from which the electricity exits the electricity grid for transmission to a customer load zone. Delivery to the point of ultimate consumption or the exit point is facilitated by the independent system operator of the grid. The purchase or sale contract and the transmission services do not constitute a series of sequential contracts intended to accomplish the ultimate acquisition or sale of a commodity as discussed in paragraph 815-10-15-41, and the use of locational marginal pricing to determine the transmission charge (or credit) does not constitute net settlement, even in situations in which legal title to the associated electricity is conveyed to the independent system operator during transmission.

*1 出所：FASB、Accounting Standards Codification、2025年2月27日閲覧、https://asc.fasb.org/1943274/2147480647/815-10-15

*2 出所：FASB、FASB Accounting Standards Update、2015年8月10日、https://www.fasb.org/page/ShowPdf?path=ASU%202015-13.pdf&title=UPDATE%202015-13%E2%80%94DERIVATIVES%20AND%20HEDGING%20(TOPIC%20815):%20APPLICATION%20OF%20THE%20NORMAL%20PURCHASES%20AND%20NORMAL%20S

国際会計基準では、「基礎数値に基づき価値が変動すること」、「当初の純投資が不要または小額であること」、「将来のある日に決済されること」をすべて満たす取引をデリバティブ取引と定義している

デリバティブの適用要件（国際会計基準）*1

	項目番号		内容
IFRS 9 - Financial Instruments Appendix A - Defined terms	derivative	日本語訳	デリバティブ（Derivative）とは、本基準の適用範囲内にある金融商品またはその他の契約であり、以下の3つの特徴をすべて満たすものである。 a. その価値が、特定の金利、金融商品価格、商品価格、外国為替レート、価格またはレートの指数、信用格付けまたは信用指数、またはその他の変数の変動に応じて変動すること。ただし、非金融変数の場合、その変数が契約当事者に特有のものでないこと。（この変数は「基礎数値（underlying）」と呼ばれることがある） b. 当初の純投資を必要としない、または、市場要因の変動に対する反応が類似する他の種類の契約に必要とされる当初の純投資よりも小さい金額の投資のみを要すること。 c. 将来のある日に決済されること。
		原文	A financial instrument or other contract within the scope of this Standard with all three of the following characteristics. a. its value changes in response to the change in a specified interest rate, financial instrument price, commodity price, foreign exchange rate, index of prices or rates, credit rating or credit index, or other variable, provided in the case of a non-financial variable that the variable is not specific to a party to the contract (sometimes called the 'underlying'). b. it requires no initial net investment or an initial net investment that is smaller than would be required for other types of contracts that would be expected to have a similar response to changes in market factors. c. it is settled at a future date.

*1 出所：IFRS、IFRS 9 - Financial Instruments、2025年2月27日閲覧、https://www.ifrs.org/content/dam/ifrs/publications/pdf-standards/english/2024/issued/part-a/ifrs-9-financial-instruments.pdf

国際会計基準では、純額（差金）決済可能な電力取引を含む非金融商品の売買契約が金融商品の適用範囲に含まれるかを判断する基準を定めている

デリバティブの適用要件（国際会計基準）*1

	項目番号		内容
IFRS 9 - Financial Instruments	2.6	日本語訳	非金融商品を売買する契約が、現金または他の金融商品で純額（差金）決済される、または金融商品の交換によって決済される方法には、さまざまな形態がある。これには以下が含まれる。 a. 契約条件により、いずれかの当事者が現金または他の金融商品で純額（差金）決済すること、または金融商品の交換による決済を認めている場合。 b. 契約条件に明示的な規定はないが、企業が類似の契約を純額（差金）決済（現金または他の金融商品で決済、または金融商品の交換による決済）する慣行を有している場合。この純額（差金）決済は、相手方との直接決済、相殺契約の締結、または契約を行使または失効する前に売却することにより行われる。 c. 類似の契約について、企業が基礎商品を引き渡し後、短期間で売却する慣行を有しており、その目的が短期的な価格変動による利益または販売業者のマージンの獲得である場合。 d. 契約の対象となる非金融商品が容易に換金可能である場合。 (b)または(c)に該当する契約は、企業の予想される購入、販売または使用の必要に従って、非金融商品を受け取るまたは引き渡す目的で締結されたものではない。したがって、これらの契約は本基準の適用範囲に含まれる。また、パラグラフ2.4に該当するその他の契約については、それらが企業の予想される購入、販売または使用の必要に従い、非金融商品を受け取るまたは引き渡す目的で締結され、引き続きその目的で保有されているかどうかを評価し、その結果に応じて本基準の適用範囲に含まれるかどうかを判断する。
		原文	There are various ways in which a contract to buy or sell a non-financial item can be settled net in cash or another financial instrument or by exchanging financial instruments. These include: a. when the terms of the contract permit either party to settle it net in cash or another financial instrument or by exchanging financial instruments; b. when the ability to settle net in cash or another financial instrument, or by exchanging financial instruments, is not explicit in the terms of the contract, but the entity has a practice of settling similar contracts net in cash or another financial instrument or by exchanging financial instruments (whether with the counterparty, by entering into offsetting contracts or by selling the contract before its exercise or lapse); c. when, for similar contracts, the entity has a practice of taking delivery of the underlying and selling it within a short period after delivery for the purpose of generating a profit from short-term fluctuations in price or dealer's margin; and d. when the non-financial item that is the subject of the contract is readily convertible to cash. A contract to which (b) or (c) applies is not entered into for the purpose of the receipt or delivery of the non-financial item in accordance with the entity's expected purchase, sale or usage requirements and, accordingly, is within the scope of this Standard. Other contracts to which paragraph 2.4 applies are evaluated to determine whether they were entered into and continue to be held for the purpose of the receipt or delivery of the non-financial item in accordance with the entity's expected purchase, sale or usage requirements and, accordingly, whether they are within the scope of this Standard.

*1 出所：IFRS、IFRS 9 - Financial Instruments、2025年2月27日閲覧、https://www.ifrs.org/content/dam/ifrs/publications/pdf-standards/english/2024/issued/part-a/ifrs-9-financial-instruments.pdf

国際会計基準では、企業の予想される購入、販売または使用の必要に従って、非金融商品を受け取るまたは引き渡す目的で締結され、引き続きその目的で保有されている契約は、デリバティブの適用対象とはならない

デリバティブの適用除外要件（国際会計基準）*1

	項目番号		内容
IFRS 9 - Financial Instruments	2.4	日本語訳	本基準は、現金または他の金融商品で純額（差金）決済できる、または金融商品の交換により決済できる非金融商品の売買契約に適用される。これらの契約は、金融商品であるかのように取り扱われる。ただし、**企業の予想される購入、販売または使用の必要に従って、非金融商品を受け取るまたは引き渡す目的で締結され、引き続きその目的で保有されている契約については、この基準の適用対象外**とする。ただし、企業がパラグラフ2.5に従い、当該契約を「公正価値を損益を通じて測定する」ものとして指定する場合には、本基準を適用しなければならない。
		原文	This Standard shall be applied to those contracts to buy or sell a non-financial item that can be settled net in cash or another financial instrument, or by exchanging financial instruments, as if the contracts were financial instruments, with the exception of contracts that were entered into and continue to be held for the purpose of the receipt or delivery of a non-financial item in accordance with the entity's expected purchase, sale or usage requirements. However, this Standard shall be applied to those contracts that an entity designates as measured at fair value through profit or loss in accordance with paragraph 2.5.

*1 出所：IFRS、IFRS 9 - Financial Instruments、2025年2月27日閲覧、https://www.ifrs.org/content/dam/ifrs/publications/pdf-standards/english/2024/issued/part-a/ifrs-9-financial-instruments.pdf

国際会計基準では、商品の価格を固定するために顧客と締結された非引渡し契約と、仲介者を介した商品の売買取引を組み合わせた契約は、「自己購入、販売または使用要件」によるデリバティブの適用除外に該当しないこととしている

デリバティブの適用除外要件（国際会計基準） *1

名称		内容
IFRIC*2による解釈・見解	IAS 39における引渡し（delivery）の意味	日本語訳

IFRICは、IAS第39号の第5項に規定されている「自己購入、販売または使用要件」による適用除外の適用について、以下の状況において検討を行った。

- 市場の設計やプロセスが、特定の構造や仲介者（例えば、金の精錬業者や電力市場の運営者）を介することを義務付けており、その結果、生産者がヘッジ価格設定契約の相手方に対して物理的に生産物を引渡すことができない場合
- 生産者が市場価格（スポット価格）で仲介者に対して物理的に引渡すことが求められることがあり、たとえ別の契約によって生産者の生産物の価格が固定され、スポット価格リスクから保護されていたとしても、この状況が発生する場合

IFRICは、第5項の適用除外の目的における「引渡し（delivery）」は、必ずしも特定の顧客への基礎商品の物理的な引渡しに限定されるものではなく、物理的な引渡し自体が適用除外の条件ではない、との見解を示した。また、金を精錬業者に引渡し、それと引き換えに同等の量の精製された金の割り当てを受けることは「引渡し」とはみなされないが、その精製された金が顧客の口座に割り当てられる場合は「引渡し」と見なされる可能性があるとの見解を示した。IFRICは、「引渡し」の意味に関する指針を策定しないことを決定した。その理由は、実務上、大きな多様性が認められる証拠がなかったためである。

IFRICは、商品の価格を固定するために顧客と締結された非引渡し契約と、仲介者を介した商品の売買取引を組み合わせた合成契約は、第5項の適用除外の要件を満たさないとの見解を示した。

IAS第39号の規定はこれらの点について明確であるため、IFRICはこの問題を議題として追加しないことを決定した。

原文

The IFRIC considered the application of the 'own purchase, sale or usage requirements' scope exemption in paragraph 5 of IAS 39 when:

- the market design or process imposes a structure or intermediary (eg a gold refiner or an electricity market operator) that prevents the producer from physically delivering its production to the counterparty of the hedge pricing contract; and
- in some cases, physical delivery is to the intermediary for the spot price, even if the producer is protected from spot price risk by a separate contract that effectively sets a fixed price for the producer's production.

The IFRIC noted that 'delivery' for the purposes of the paragraph 5 exemption is not necessarily restricted to the physical delivery of the underlying to a specific customer, as physical delivery is not a condition of the exemption. The IFRIC was of the view that delivery of gold to a refiner in return for an allocation of an equivalent quantity of refined gold was not delivery, but that allocation of that refined gold to a customer's account could be regarded as delivery. The IFRIC decided not to develop guidance on the meaning of 'delivery' as it was not aware of evidence of significant diversity in practice.

The IFRIC indicated that a synthetic arrangement that results from the linking of a non deliverable contract entered into with a customer to fix the price of a commodity with a transaction to buy or sell the commodity through an intermediary would not satisfy the paragraph 5 scope exemption.

The IFRIC decided not to add this topic to its agenda, since IAS 39 was clear on both points.

*1 出所：IFRIC、Meaning of delivery (IAS 39 Financial Instruments: Recognition and Measurement)、2005年8月、https://www.ifrs.org/content/dam/ifrs/supporting-implementation/agenda-decisions/2005/ias-39-august-2005.pdf

*2 IFRIC：International Financial Reporting Interpretations Committee、国際財務報告解釈指針委員会

国際会計基準では、自然依存電力（nature-dependent electricity）を参照する契約において、電力の需給調整を市場を介して行う場合でも、一定の条件を満たせば自己使用によるデリバティブの適用除外が認められる可能性があることが示された

デリバティブの適用除外要件（国際会計基準）*1

■ 自然依存電力を参照する契約をより忠実に表現する情報を、企業が財務諸表に含めることを可能にすることを目的に、IFRS 第 9 号「金融商品」の修正に関して議論が進められ、2024年12月18日に最終化した。

	解説名		内容
デロイト解説 – iGAAP in Focus	IASB は、自然依存電力を参照する契約についての修正を最終化	議論の背景	IFRS第9号の要求事項を再生可能エネルギーを購入する物理的引渡し契約に適用する場合に、企業が適用上の課題に直面することを指摘していた。これは以下の理由による。 • 再生可能電力の源泉の特徴と、電力が販売される市場の設計および運営 • 参照する生産施設から生産される電力を生産された時点で購入することを購入者に義務付ける（一般にフィジカル電力購入契約（PPAs）と呼ばれる）という生産量買取（pay-as-produced）の特徴、および購入者が生産された電力量が生産時における購入者の電力需要と一致しないリスクのほとんどすべてに晒される。
		検討結果	**「自己使用」の免除** 自然依存電力を参照する一部の契約では、発電時に企業が電力を購入し、引渡しを受けることが要求される。当該契約上の特徴により、企業は、電力を使用できない引渡し間隔中に電力を購入することが要求されるリスクに晒される。また、契約に基づいて電力が取引される電力市場の設計および運用では、指定された時間内に未使用の電力量を売却することが要求されるため、企業は未使用の電力の売却を回避する実際上の能力を有していない可能性がある。新たな適用指針では、企業がIFRS第9号2.4項で自己使用の要求事項を適用する場合、当該売却は、企業の予想する使用の必要に従って保有している契約と必ずしも整合しないわけではないと規定している。企業は、契約期間中の電力の正味購入者であり、将来もそうであると予想する場合、予想する電力使用の必要に従ってそのような契約を締結し、引き続き保有する。企業は、電力を売却したのと同じ市場で未使用の電力の売却を相殺するのに十分な電力を購入する場合、電力の正味の購入者である。 企業が電力の正味の購入者であるかどうかを判断する際には、企業は、過去、現在、および予想される将来の合理的な期間にわたる電力取引について、合理的で裏付け可能な情報（過度のコストまたは労力なしで入手可能）を考慮することが要求される。企業は、自然条件の季節的サイクルによる生成が予想される電力量の変動性、および企業の事業サイクルによる電力需要の変動性を考慮して、「合理的な期間」を識別する。企業が正味の購入者であったかどうかを判断する際には、「合理的な期間」が12か月を超えることは認められない。

*1 出所：デロイト トーマツ、iGAAP in Focus 財務報告 - IASB は、自然依存電力を参照する契約についての修正を最終化 - 、2025年1月、https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/jp/Documents/finance/ifrs/jpigaapinfocus20250116.pdf

1. 相対取引に関する調査

1-1. 会計上の取り扱い

1-2. 制度詳細と決済の仕組み

1-3. ヒアリング

米国各ISO/RTO管内における相対取引の類型として、主に、市場取引による電力、金銭の受け渡し結果を相殺したうえで当事者間で契約価格に基づき精算を行う形態が確認された

制度詳細と決済の仕組み

日本

現状認識

- 同時市場の在り方等に関する検討会（第7回）において、相対契約を結ぶ電源についても、前日同時市場への入札・情報登録を求める方針が示された。
- 市場計画可能領域に対しては、Three-Part情報の入札を求め、市場計画可能領域以外に対しては、同時市場のシステムに対し量のみの登録を求める方針が示された。

課題

- 同時市場における相対契約を結ぶ電源の運用方法（市場に対する入札情報等）を検討する必要がある。
- また、同時市場における精算と、相対契約を結ぶ両当事者間での相対契約価格に基づく精算をどのような形で行うか、全体的な精算スキームを検討する必要がある。

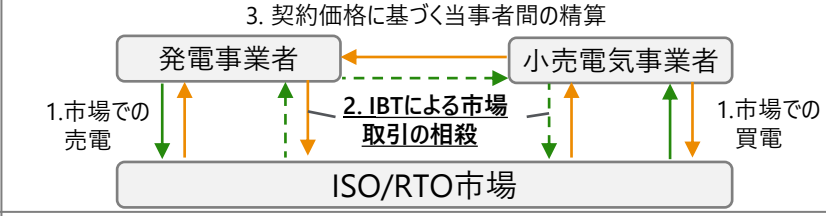
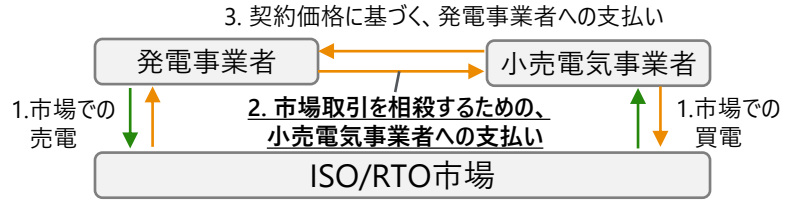
調査結果

取引類型の実態（米国各ISO/RTO）

- CAISOの市場規則等からは、市場取引による電力、金銭の受け渡し結果を相殺したうえで当事者間で契約価格に基づき精算を行う、PJMでのInternal Bilateral Transactionと同様の形態が確認された。
- そのほかに、市場での売電/買電を行ったうえで、市場での約定価格と相対契約価格との差額に基づき、契約の当事者間で差金決済を行っている事例が、CAISO管内で締結されたPPA契約の事例により確認された。
- 以上から、各ISO/RTO管内での相対取引においては、市場での売電/買電を行ったうえで、IBTと同様の取引を行う形が一般的であることが推察される。

米国における相対取引の類型として、①当事者間での電力、金銭のやり取り、②IBTを用いた決済、③当事者間での差金決済が想定され、公開情報からは②、③の存在が確認されている

想定される相対取引の類型（米国）

相対取引の類型		概略図（← 電力 ← 金銭 ← その他）	取引フロー	運用・導入事例
①当事者間での電力、金銭のやり取り（以降、①当事者間取引とする。）			1. 取引内容（発電実績、取引情報等）をISO/RTOに通知する。 2. ISO/RTO市場での売電/買電*1は行わず、当事者間で電力の受け渡し、精算を行う。	–
②IBTを用いた決済（以降、②IBT取引とする。）			1. 市場での売電/買電を行う。 2. IBTにより、**市場取引による電力、金銭の受け渡し結果を相殺**する。 3. 当事者間で契約価格に基づき精算を行う。	• CAISOの市場規則に記載あり • PJMについて、市場規則等の公開情報からは確認されていないが、過去のPJMへのヒアリング結果から確認されている。*2
③当事者間での差金決済（以降、③差金決済とする。）	③-1		1. 市場での売電/買電を行う。 2. 市場での**約定価格と、相対契約価格との差額に基づいて、当事者間で精算**を行う。	CAISO管内で締結されたPPA契約の事例あり
	③-2		1. 市場での売電/買電を行う。 2. ②IBT取引と同様に、**市場取引を相殺する形で、当事者間での精算を行う。** 3. 当事者間で契約価格に基づき精算を行う。	–

*1 ISO/RTO市場での売電、買電については、発電事業者、小売電気事業者が市場に入札（価格を提示する場合、Self-scheduleの場合のいずれか）を行い、市場の電源運用メカニズムを通じて約定量が決定されたうえで、発電/需要実績に応じて市場を通じ精算が行われる場合を想定

*2 出所：経済産業省、第7回 同時市場の在り方等に関する検討会 資料3-2、p.7、https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/007_03_02.pdf

各類型の存在有無について整理を行った結果、各ISO/RTOの市場規則からは②IBT取引の存在が確認できた

各ISO/RTOにおける相対取引類型の存在有無（米国）

－各ISO/RTOにおける、各相対取引類型の存在有無（米国）－

取引類型		項目	対象地域		
			PJM	NYISO	CAISO
①当事者間取引		取引類型の存在有無	―		
		備考	公開情報から該当する事例は得られなかった。		
②IBT取引		取引類型の存在有無	○ （Internal Bilateral Transaction）	―	○ （Inter-Scheduling Coordinator Trade）
		備考	エネルギーの物理的移転を伴う相対取引は、**Internal Bilateral Transaction として、PJMに報告される場合がある**。*1	NYISOにおいても、Internal Bilateral Transactionの名称の取引は存在するが、類型②と同様の精算スキームであるか否かに関して、公開情報からは確認されなかった。	Inter-SC Tradeは、SC間の取引を容易にするために提供される、**オプションの決済サービス**とされている。*2
③差金決済	③-1	取引類型の存在有無	―		○
		備考	公開情報から該当する事例は得られなかった。		地熱発電のPPA契約で差金決済を規定した事例が存在する。*3
	③-2	取引類型の存在有無	―		△
		備考	公開情報から該当する事例は得られなかった。		2005年の、Inter-SC tradeの実装に関わる提案資料において差金決済に基づく精算の例として挙げられている一方、実際に本類型をとった事例は確認されていない。*4

*1 出所：PJM、PJM InSchedule User Guide、2015年6月、p.7、https://www.pjm.com/-/media/etools/inschedule/pjm-inschedule-user-guide.ashx
*2 出所：CAISO、Day-Ahead Market Overview Session 2、2020年1月、p.42、https://www.westerneim.com/Documents/ExistingDay-AheadMarketOverviewPartTwo.pdf
*3 出所：Valley Clean Energy、RENEWABLE POWER PURCHASE AGREEMENT COVERSHEET、https://valleycleanenergy.org/wp-content/uploads/CCP_OME_Fish-Lake-PPA_Redacted-Signed-Copy.pdf
*4 出所：CAISO、2005年3月、p.12-13、https://www.caiso.com/documents/isocomprehensivedesignproposal_inter-schedulingcoordinatortradesindocketnos_er02-1656_etal__amendmentno_44.pdf

②IBT取引の精算方法に関して、CAISOではInter-SC Tradeにより、市場での売電/買電に伴う精算額を、相対契約を結ぶ両当事者間のLMPの差額を除き相殺する形となっている

②IBT取引の扱い（PJM、CAISO）*1

		PJM	CAISO
市場での扱い	取引名称	Internal Bilateral Transaction	Inter-Scheduling Coordinator Trade
	取引インターフェース	InSchedule	—
	主な登録情報	• 契約者情報 （買い手、売り手） • 1時間当たりの予定電力量（MWh） • Pricing type（1日前またはリアルタイム市場）	• 契約者情報 （買い手、売り手） • 取引予定量（MWh） • 取引期間 • 対象市場
	スケジューリング	—	—
	精算方法方法の概要	買電・発電料金と、IBTによる受け取り・支払い料金が相殺される（混雑が生じていない場合、相対契約に関わる当事者間のキャッシュフローは、当事者間での精算内容と一致する）。	**Inter-SC tradeにおける支払いにより、相対契約を結ぶ両当事者間のLMPの差額を除いた、CAISOへの支払い分は相殺される。**
当事者間の決済		• 相対契約に関わる支払いは、契約の当事者間で取り決められる。 • 相対取引に係る契約者間の支払いは、ISO/RTO市場の精算プロセス外で行われる。	

*1 出所：主に各ISO/RTOの市場規則等に基づきトーマツ作成

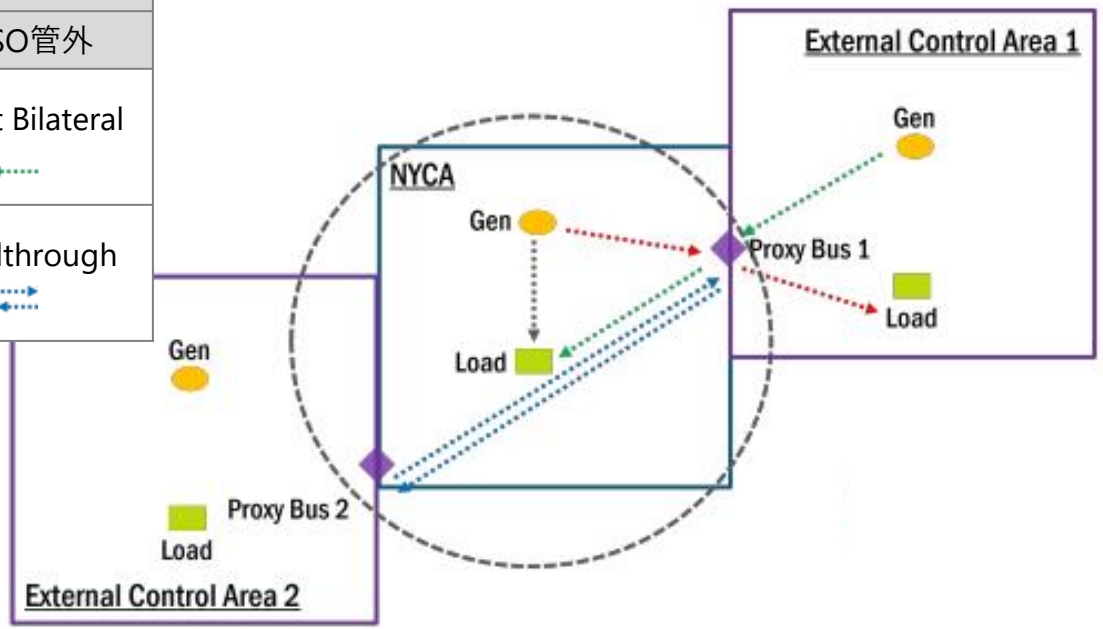
NYISO市場のInternal Bilateral Transactionは、相対契約の両当事者がNYISO管内に位置する場合を対象としており、取引情報はインターフェースを通じNYISOに通知される

市場における相対取引の概要（NYISO）*1

- NYISO市場において、相対取引は発電側、需要側の所在に応じて4つに分けられており、そのうち、Internal Bilateral Transaction（IBT取引）は需要側、発電側ともにNYISO管轄区域内に位置する場合の取引を指す。
- IBT取引に関わる情報（発電設備・需要家情報、取引スケジュール）は、インターフェースであるMarket Information System (MIS)を通じて、NYISOに通知される。

－NYISO市場における相対取引の分類－

		発電側の所在地	
		NYISO管内	NYISO管外
需要側の所在地	NYISO管内	Internal Bilateral ⇣	Import Bilateral ⇠
	NYISO管外	Export Bilateral ⇢	Wheelthrough ⇢⇠



*1 出所：NYISO、Energy Market Transactions、2024年5月、p.14、p.40、https://www.nyiso.com/documents/20142/3037451/Energy-Market-Transactions.pdf/d77b7b8d-bf69-6839-a7c2-174a9c1560b9

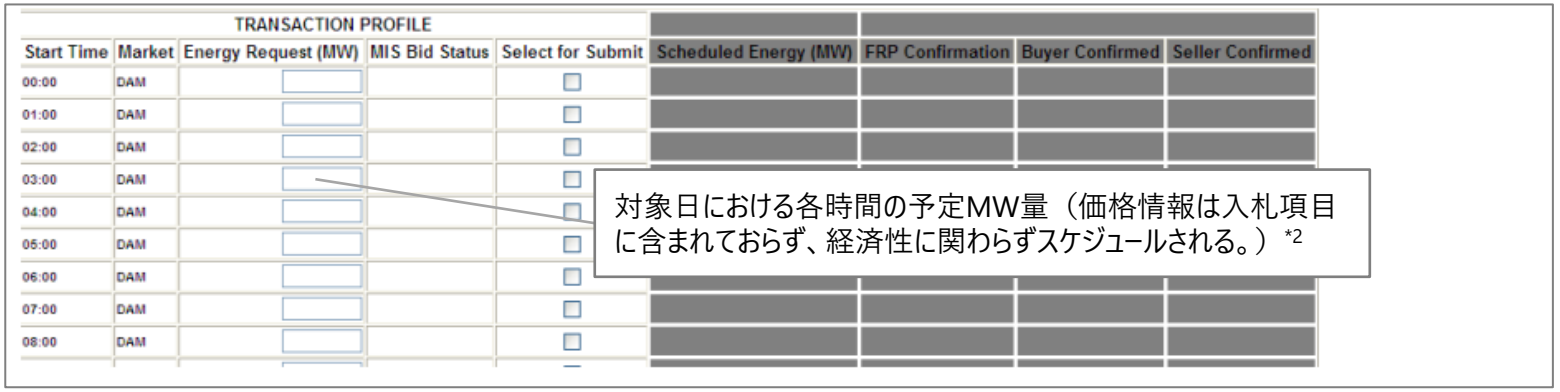
IBT取引においては、取引主体等の基礎情報に加え、対象日の予定MW量を入札する必要があるが、価格情報は登録対象ではなく、経済性に関わらずスケジュールされる

IBT取引における入札インターフェースの例及び入札情報（NYISO）*1

－ 入札インターフェース及び入札項目（基礎情報） －

登録項目	各登録項目の概要
Source	発電事業者情報
Sink	需要家情報
User Ref	対象とする取引のID
Data	入札の提出日
Market	入札対象とする市場（DAM：1日前市場、HAM：リアルタイム市場から選択）

－ 入札インターフェース及び入札項目（スケジュール） －



*1 出所：NYISO、Market Participants User's Guide、2024年6月、p.160-164、https://www.nyiso.com/documents/20142/3625950/mpug.pdf/c6ca83ca-ee6b-e507-4580-0bf76cd1da1b

*2 出所：NYISO、Energy Market Transactions、2024年5月、p.21、https://www.nyiso.com/documents/20142/3037451/Energy-Market-Transactions.pdf/d77b7b8d-bf69-6839-a7c2-174a9c1560b9

NYISOではIBT取引に関わる精算項目として、相対契約の両当事者のLBMP（混雑費用、ロス費用）に差がある場合、その差額に基づきNYISOに支払いを行う必要がある

IBT取引に関わる決済内容（NYISO）*1

- 相対取引に係る契約者間で受け渡される電力に関わる精算は、相対契約の当事者間で行われる （市場での売電/買電に伴う収支を相殺するような精算スキームに関しては、公開情報からは見当たっていない）。
- Financial Responsible Person(FRP) *2,3はNYISOに対し、取引量に係るTransmission Usage Charge（TUC） を支払う必要がある。

－NYISO市場におけるTUCの算定例－

TUCの算定式	TUC= （小売電気事業者のLBMP*4（$/MWh） – 発電事業者のLBMP（$/MWh）） ×取引量（MWh） = （$85/MWh-$40/MWh） × 10MWh =$450

LBMPの構成要素のうち、地点毎に異なる項目はロス費用、混雑費用であり、それらの差額に対し取引量を乗じたものがTUCとして精算される。

*1 出所：NYISO、Energy Market Transactions、2024年5月、p.50-52、https://www.nyiso.com/documents/20142/3037451/Energy-Market-Transactions.pdf/d77b7b8d-bf69-6839-a7c2-174a9c1560b9

*2 取引情報のシステム登録を最初に行い、TUCの支払いに責任を持つ主体であり、相対取引の買い手、売り手または第三者が担う。

*3 出所：NYISO、TRADING HUBS TUTORIAL、2009年8月、p.4、https://www.nyiso.com/documents/20142/3036853/trading_hubs_tutorial_MPwebex.pdf/1ac84cc1-ceeb-2745-75fe-b3c271ab9c7d

*4 Locational Based Marginal Pricing（LBMP）：NYISO市場における地点別限界価格（LMP）

CAISOでは、Inter-SC tradeを用いた場合、相対契約を結ぶ両当事者間のLMPの差額分を除いて、市場に対する支払い額が相殺される

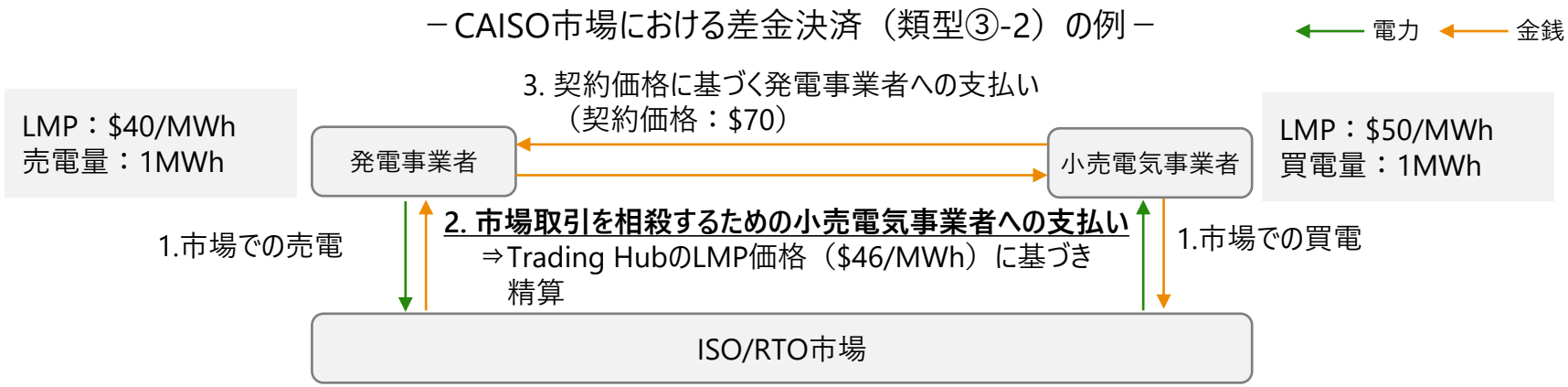
Inter-SC tradeを用いた精算の例（CAISO） *1

精算項目		精算額	
		発電事業者	小売電気事業者
市場における精算	1. 市場での売電/買電	$1,000 計算式：$10/MWh×100MWh=$1,000	-$2,000 計算式：-$20/MWh×100MWh=-$2,000
	2. ISTによる市場取引の相殺	**-$1,000** 計算式：$10/MWh×(-100MWh)=-$1,000	**$1,000** 計算式：$10/MWh×100MWh=$1,000
	CAISOへの支払額の合計（1.+2.）	$0	-$1,000
当事者間での精算	3. 契約価格に基づく発電事業者への支払い	$1,500	-$1,500
総計（1.+2.+3.）		$1,500	-$2,500

*1 出所：CAISO、Inter-SC Trades for California ISO Nodal Market Tutorial Version 1.3、2009年8月、p.5-6、https://www.caiso.com/documents/sibrinter-sctrades_ist_tutorial.pdf

Inter-SC tradeの実装に関わるFERCへの提案資料において、Inter-SC tradeを用いない決済方法として、Trading HubのLMPを用い当事者間での差金決済を行う方法が例示されている

Inter-SC tradeを用いない場合（差金決済）の例（CAISO）*1



精算項目		精算額	
		発電事業者	小売電気事業者
市場における精算	1. 市場での売電/買電	$40 計算式：$40/MWh×1MWh=$40	-$50 計算式：$50/MWh×(-1MWh)=-$50
当事者間での精算	**2. 市場取引を相殺するための小売電気事業者への支払い**	**-$46** 計算式：$46/MWh×(-1MWh)=-$46	**$46** 計算式：$46/MWh×1MWh=$46
	3. 契約価格に基づく発電事業者への支払い	$70	-$70
総計（1.+2.+3.）		$64	-$74

*1 出所：CAISO、2005年3月、p.12-13、https://www.caiso.com/documents/isocomprehensivedesignproposal_inter-schedulingcoordinatortradesindocketnos_er02-1656_etal__amendmentno_44.pdf

CAISO管内の小売電気事業者であるSDG&E社が公開している、PPA契約フォーマットの一つにおいては、kWhとkWの双方に関して2つの価格設定オプションが設けられている

当事者間での相対契約の内容（PURPA Standard Offer Contract、CAISO管内）*1,2

- CAISO管内の小売電気事業者であるSDG&E社のPPA契約のうち、PURPA Standard Offer Contractは、1978年に施行された公益事業規制政策法 (PURPA) に基づいて、SDG&E社への電力販売を希望する20MW以下のQualifying Facility*3において利用可能である。
- FERC、カリフォルニア州公益事業委員会（CPUC）の規制等に準拠する形で、SDG&E社の契約フォーマットにおいては、エネルギー（kWh）と容量（kW）に関して2つの価格設定オプションが設けられている。

－PURPA Standard Offer Contractにおける契約価格の設定方法－

価格設定オプション	各契約価格の設定方法	
	Energy Price	Capacity Price
Fixed Price Option （契約締結時に価格を決定）	発電設備の位置するPNodeにおける、LMP価格の3年間平均値	• CPUCにより公開されているresource adequacy priceの5年間の加重平均 – CPUCが決定した係数（generation capacity allocation factor）に基づいて期間ごとに価格を決定 – 加重平均の対象期間以降では、加重平均値に対して2.5%の係数を乗算
Pricing at Time of Delivery Option （契約締結後に価格を決定・更新）	発電設備の位置するPNodeにおける、前日市場でのLMP価格	上記と同様の方法で算定され、CPUCが決定した価格、係数等の変更に基づき毎年再計算

*1 出所：San Diego Gas & Electric、Qualifying Facilities (PURPA Standard Offer Contract)、2024年7月26閲覧、https://www.sdge.com/more-information/doing-business-with-us/procurement/qualifying-facilities-purpa-standard-offer-contract

*2 出所：FERC、PURPA Qualifying Facilities、2024年7月26閲覧、https://www.ferc.gov/qf

*3 Qualifying Facility（QF）：小規模発電施設（再生可能エネルギー（水力、風力、太陽光）、バイオマス、廃棄物、または地熱発電のうち80MW以下の施設）またはコージェネレーション発電施設のうち、法で定める要件を満たし認定されたもの

前頁の契約フォーマットにおいて、当事者間の精算項目としてエネルギー、容量に関わる月次の支払いに加え、CAISO市場より課されたペナルティ等が調整事項として挙げられている

当事者間の契約内容（PURPA Standard Offer Contract、CAISO管内）

－SDG&E社のPURPA Standard Offer Contractにおける当事者間の精算項目*1 －

対応箇所	精算項目名	負担者	概要
4.01、4.02(a)	Monthly Contract Payment	買い手	• 当該月のエネルギー、容量に関わる支払いの合計 – Monthly Contract Paymentは、以下の(i)～(x)を調整し計上
4.02(a)(i)	Scheduling Fee	売り手	買い手がScheduling Coordinatorである場合、買い手に対して支払われるScheduling Coordinatorの実施に関する料金
4.02(a)(ii)	Scheduling and Delivery Deviation Adjustment	買い手、売り手のいずれか	買い手がScheduling Coordinatorであり、発電設備がPIRP*2として認定されていない場合に、計画値からの逸脱量に応じ支払う（または受け取る）料金
4.02(a)(iii)	Forecast penalty	売り手	—
4.02(a)(iv)	CAISO charge	売り手	買い手がScheduling Coordinatorであり、売り手の責任により計画値からの逸脱が生じた場合、またはCAISOからの指令に従わない場合に、CAISOから課されたペナルティに関わる支払い
4.02(a)(v)	Physical Trade Settlement	買い手	• 買い手がScheduling Coordinatorでない場合、Inter-SC tradeにおいて、売り手の登録した計画値に対し、買い手の登録した計画量が不足する場合の調整額 – **買い手がScheduling Coordinatorでない場合、買い手は売り手がSelf-Scheduleとして登録した発電量に基づき、Inter-SC tradeとして登録**
4.02(a)(vi)	SC Trade Settlement	売り手	買い手がScheduling Coordinatorでない場合、発電実績が、許容範囲を超えて計画から逸脱する（過大または過小である）場合の調整額
4.02(a)(vii)	Any payment adjustment	買い手、売り手のいずれか	その他のCAISOへの支払い料金等に関わる調整額
4.02(a)(viii)	Governmental Charge	買い手、売り手のいずれか	規制機関へ支払う税金に関する調整額
4.02(a)(ix)	—	—	当該年度の発電量が計画の120%を超える場合、超過分に関する買い手からの支払額の削減
4.02(a)(x)	Deemed Delivered Energy payment	買い手	経済的出力抑制の対象となり、供給されなかった分の発電量に関わる支払い

*1 出所：San Diego Gas & Electric、Qualifying Facilities Standard Offer Contract、2024年7月26閲覧、https://www.sdge.com/sites/default/files/documents/Standard%20Contract%20for%20Qualifying%20Facilities.pdf

*2 PIRP（Participating Intermittent Resource Program）：風力等の変動性をもつ設備について、計画値と実績値が異なる場合にインバランスに関わる支払いを課されないようにするためのCAISOのプログラム

CAISO管内でのPPA契約において、契約書上で差金決済による精算を規定した事例が存在している

当事者間の契約内容（地熱発電PPA契約、CAISO管内）

－Fish Lake Geothermal社のPPA契約の概要*1 －

項目		内容
基礎情報	買い手	California Community Power, a California joint powers authority
	売り手	Fish Lake Geothermal LLC
	電源種	地熱発電
	設備容量	13MW
	商用運転開始予定	2024年6月
	契約期間	20年間
売り手への支払いに関わる記述	エネルギー（MWh）への支払い	• 各決済期間における**供給されたエネルギー（MWh）毎に、買い手は売り手（発電事業者）に対し、契約価格と前日市場のLMPとの差額を支払う。** – ただし、前日市場のLMPが$0/MWhを下回る場合、$0/MWhに置き換えたうえで差額の計算が行われる。 – 差額がマイナスとなる場合、売り手は差額分を買い手に対し支払う。 • 売り手はエネルギーの供給に関して、CAISOからの支払いを受け取る。
	出力抑制分への支払い	出力抑制による削減量が、事前に規定された上限値（設備容量×50時間/年）を上回る場合、買い手は売り手に対して出力抑制分に関わる支払いを行う。

*1 出所：Valley Clean Energy、RENEWABLE POWER PURCHASE AGREEMENT COVERSHEET、https://valleycleanenergy.org/wp-content/uploads/CCP_OME_Fish-Lake-PPA_Redacted-Signed-Copy.pdf

1. 相対取引に関する調査

1-1. 会計上の取り扱い等に関する調査

1-2. 制度詳細と決済の仕組みの調査

1-3. ヒアリング

米国会計事務所に対して、下記の論点についてヒアリング調査を実施した

ヒアリング調査の概要

ヒアリング先	米国会計事務所
ヒアリング開催方法	WEB会議

ヒアリング項目		質問内容
制度詳細と決済の仕組み	相対契約の取引形態	• 米国ISO/RTO管内では、相対契約の取引としてどのような形態が認められているか。
	容量契約	• 容量ベースの相対契約を締結することがあるか。
会計上の取り扱い	米国会計基準におけるデリバティブ適用除外の要件	• デリバティブの会計処理対象外となる場合とはどのような場合か。
		• 市場を介した電力の相対取引について、どのようなケースの場合に相対取引をデリバティブ会計処理・ヘッジ会計処理をしないか。
	国際会計基準におけるデリバティブ適用除外の要件	• 国際会計基準におけるデリバティブ適用除外の要件とはどのようなものか。
	電源差替と会計の取扱い	• 電力市場価格が発電事業者が保有する電源の発電費用よりも安い場合に、相対契約を結んでいる電源を停止し、市場でその分の電力を購入することで差益を得るような運用を行っているか。 • デリバティブ会計の適用除外を受けている場合であっても上記のような運用は可能か。
	現物取引におけるPPA契約における会計の取扱い	• 国際会計基準では、変動性再エネは発電量の不確実性を伴うことから、PPA契約に基づく売買量から余剰となった発電電力の取扱いに関して、デリバティブの適用除外の考え方が議論されている。米国ではどのような議論が行われているか。 ●参照 https://www.ifrs.org/projects/work-plan/power-purchase-agreements/

2. 同時市場に関する詳細設計や諸外国の電力諸制度に関する調査

2-1. 市場における入札の仕組み
2-2. 市場における約定の仕組み
2-3. 小規模・分散型電源の市場運用
2-4. ネガティブプライス
2-5. 燃料調達

2. 同時市場に関する詳細設計や諸外国の電力諸制度に関する調査

2-1. 市場における入札の仕組み

2-2. 市場における約定の仕組み

2-3. 小規模・分散型電源の市場運用

2-4. ネガティブプライス

2-5. 燃料調達

同時市場設計における課題を整理し、検討の参考にするため、米国CAISOの入札規律や監視体制、入札量の確保方法を調査した

市場における入札の仕組み

日本

現状認識

- 容量市場で落札された電源については卸市場又は需給調整市場への余力の供出が求められている。
- スポット市場・調整力kWh市場では限界費用ベース、ΔkW市場では機会費用、逸失利益等に基づき入札価格を算定することが望ましい行為とされている。

課題

- 発電事業者は供給力の全量を相対契約を含む広義の市場に供出する義務を負うとされた一方、自ら電源起動を確定させる形での入札や、出力容量上限・下限の設定は原則として自由とされた。今後、安定供給や取引規律の観点から、具体的な入札規律の内容等について詳細を検討する必要がある。
- 同時市場におけるkWh市場、ΔkW市場の価格算定方法や、供出インセンティブ（特に調整機能をもつ電源）の在り方について、現在検討中である。

調査結果

米国CAISOを事例として調査を実施した。

入札規律

- 発電事業者の入札情報のうち、Incremental Energy CostはPrice-based Offerで設定し、Start-up Cost、Minimum Load及びTransition CostはCost-based Offerで設定している。
- Price-based Offerで提供したコストオファーは事業者が1,000$/MWhを上限に価格を任意に設定でき、Cost-based Offerで提供したコストオファーは事業者が実際に発生したコストを基に設定している。

監視体制

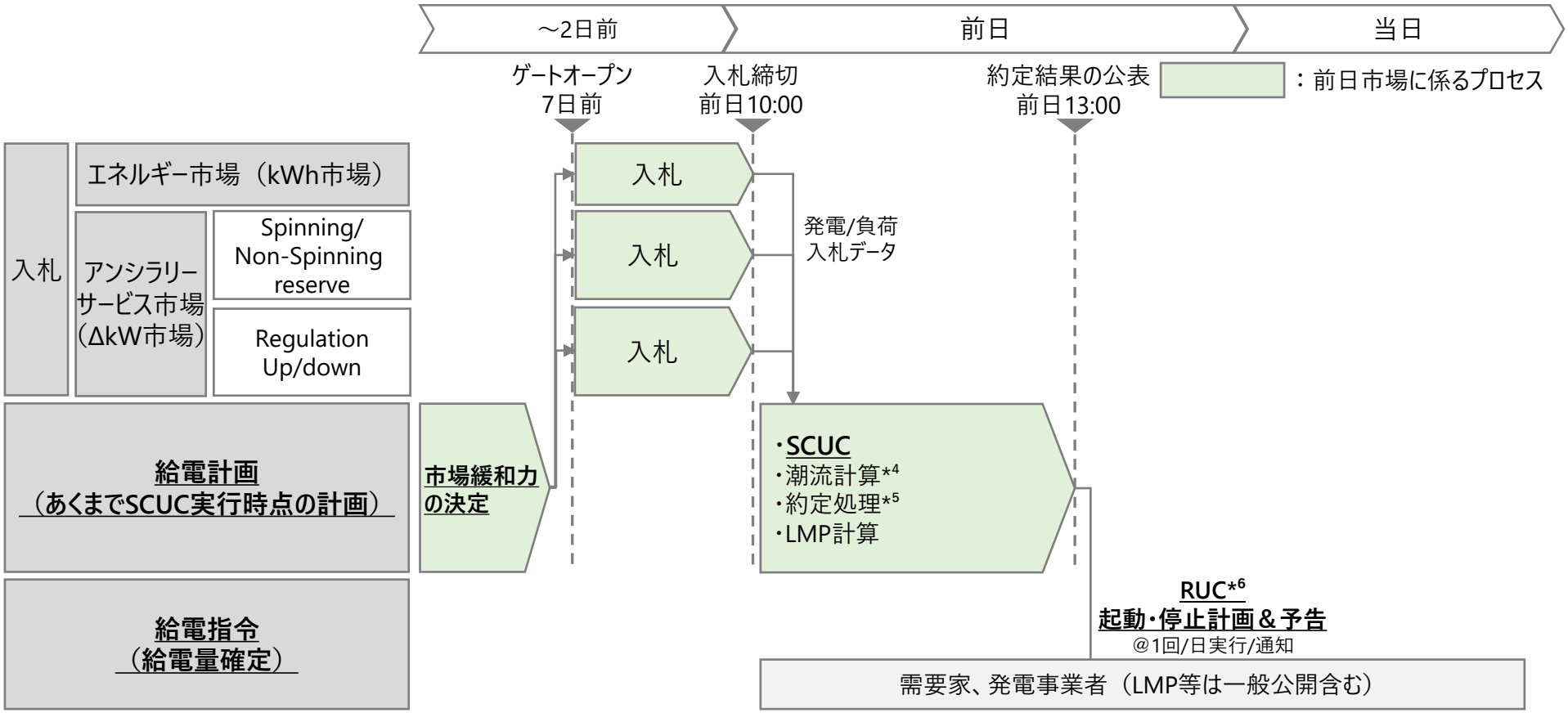
- Three Pivotal Supplier Testにより、発電事業者が潜在的な市場支配力を有するのか判断し、市場支配力を有すると判断された場合、Incremental Energy Costは別のコストオプションを代用する。
- Cost-based Offerの入札情報は過去の市況などから基準価格を設定し、基準価格を基に妥当性を評価する。

容量確保義務

- RAプログラムを通して規制機関が小売電気事業者に発電容量の確保義務を課すことにより、小売電気事業者と発電事業者が相対取引を締結し、市場への入札量を担保している。
- RAプログラムにはCAISO全体のピーク需要に予備力を考慮したSystem RA、地域ごとのピーク需要に対応するLocal RA、柔軟な起動・停止が可能で再エネ電源による出力変動を平滑化できる電源に容量確保を課すFlexible RAの3つで構成されている。

前日市場の入札締め切り後に行われるSCUCでは、入札情報に基づき潮流計算及びLMP計算を行ったうえで、翌日1時間毎の起動停止計画を1回策定する

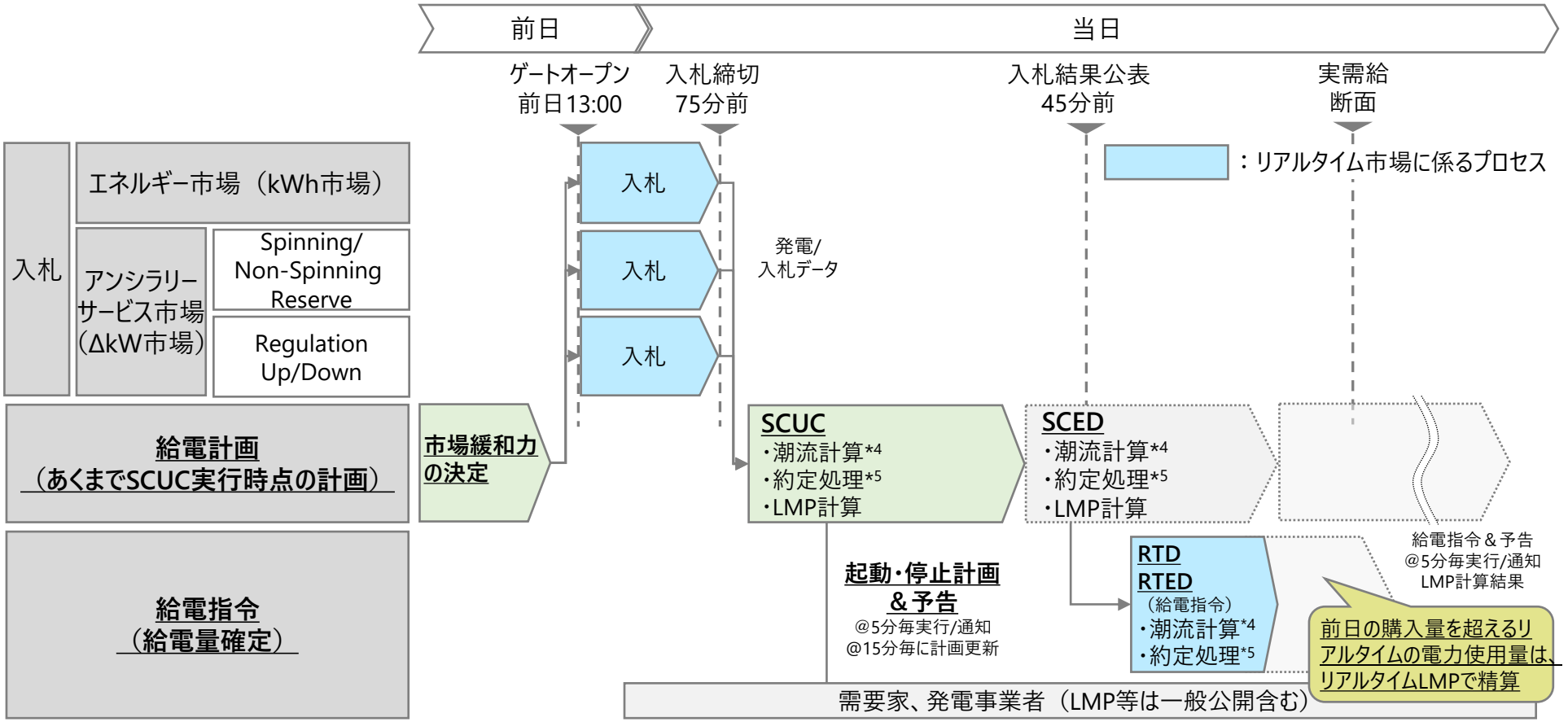
前日市場のタイムライン（CAISO）*1,*2,*3



*1 出所：CAISO、Products and services、https://www.caiso.com/market-operations/products-services
*2 出所：CAISO、Technical Bulletin、2009年6月、https://www.caiso.com/documents/technicalbulletin-marketoptimizationdetails.pdf
*3 出所：CAISO、California Independent System Operator Corporation Fifth Replacement FERC Electric Tariff、2024年4月、https://www.caiso.com/documents/conformed-tariff-as-of-aug-1-2024.pdf
*4 発電設備、送電設備の容量等に関する制約条件の違反がある場合、再度制約確認が実行される。
*5 調整力の確定を含む。*6翌日に稼働する発電の準備が必要な追加の発電所をRUCで指定する。

リアルタイム市場では入札締め切り毎に起動停止計画が策定される。当日断面の給電計画では15分先まで計算され、給電指令は5分毎に計算される

リアルタイム市場のタイムライン（CAISO）*1,*2,*3



*1 出所：CAISO、Products and services、https://www.caiso.com/market-operations/products-services
*2 出所：CAISO、Technical Bulletin、2009年6月、https://www.caiso.com/documents/technicalbulletin-marketoptimizationdetails.pdf
*3 出所：CAISO、California Independent System Operator Corporation Fifth Replacement FERC Electric Tariff、2024年4月、https://www.caiso.com/documents/conformed-tariff-as-of-aug-1-2024.pdf
*4 発電設備、送電設備の容量等に関する制約条件の違反がある場合、再度制約確認が実行される。
*5 調整力の確定を含む。

CAISO管轄内における発電側入札の種類は大きく7種類存在しており、入札の種類毎に参加条件や前日・リアルタイム市場の参加可否が決まっている

発電側入札の種類（CAISO）*1,*2

発電側入札の種類		前日市場	リアルタイム市場	入札内容
Economic Bids for Supply		○	○	CAISOに価格及び取引量に関する情報を提出した上で行われる一般的な入札方法
Economic Virtual Bids for Supply		○	×	前日市場においてLMPでエネルギーを販売して、リアルタイム市場で買い戻しを実施する取引（現物を伴わない）
Self-Schedule Bids for Supply	Price Taker Self-Schedule Bid	○	○	価格情報を提出せず、取引量のみを提出した上で行われる一般的なセルフスケジュール入札方法であり、参加にあたり、セルフスケジュールの提出が必要となる。
	Regulatory Must-Run/Take Self-Schedule Bid	○	○	カルフォルニア州法及び連邦法などの管轄当局によって発電が義務付けられている電源（水力発電や固形廃棄物発電など）によって発電された電力が対象となる入札方法
	TOR*3 Self-Schedule Bid	○	○	送電所有権保有者によって計画されるセルフスケジュール入札であり、参加対象は送電所有権保有者のみとなる。
	ETC*4 Self-Schedule Bid	○	○	既存の送電契約権保有者によって計画されるセルフスケジュール入札であり、参加対象は既存の送電契約権保有者のみとなる。
Ancillary Services Bid		○	○	発電ユニットから供給可能性のあるアンシラリーサービス（調整力、予備力）に係る発電電力と単位あたりの価格から行われる入札

*1 出所：CAISO管轄内の資料をもとにトーマツ作成
*2 エリア内の入札情報のみを整理
*3 TOR（Transmission Ownership Right）はCAISOバランシングオーソリティエリア内にある送電設備の所有権または共同所有権を通じて発生する権利である。
*4 ETC（Existing Transmission Contract）はCAISO設立以前から締結されている契約であり、TC当事者間で送電サービスを提供する義務を負っている。

エネルギー市場の入札情報には、Three-Part Offer （Start-Up Cost、Minimum-Load Cost、Transition Costからなる発電コスト）やランプレートの情報が含まれる

発電側の主な入札情報（CAISO）（1/2）*1

対象市場	入札情報		概要
Economic Bids for Supply	Start-Up Bid	Cooling Time	発電設備の稼働後に、停止するまでの最小の稼働時間（hour）
		Start-Up Time	起動条件（Warm、Intermediate、Cold）毎の設備の起動に要する時間（hour）
		Start-Up Bid Cost Curve	起動条件（Warm、Intermediate、Cold）毎の、起動費用（Start-Up Bid Cost）で構成されるコストカーブ
	Minimum Load Bid	Minimum Load Cost Curve	発電設備を最小負荷で運用する場合のコスト（$/hour）
	Transition Bid	Transition Time	出力調整の指令から調整完了の通知にかかる時間
		Transition Cost Curve	任意の最大10セグメントから構成される、出力毎の単位発電費用（$/MWh）
		Transition Definition	初期および最終のオンライン生成リソース状態（構成元と構成先）で構成される遷移データ
	Energy Bid Curve		任意の最大10セグメントから構成される、出力毎のエネルギー価格（$/MWh）
Economic Virtual Bids for Supply	Energy Bid Curve		任意の最大10セグメントから構成される、出力毎のエネルギー価格（$/MWh）
Self-Schedule Bids for Supply	Self-Schedule		対象の入札に係るセルフスケジュール
	Self-Schedule Capacity		対象のセルフスケジュール入札における容量（MW）

*1 出所：California ISO、Business Practice Manual for Market Instruments P27.108、2024年7月、https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Market%20Instruments/BPM_for_Market%20Instruments_V86_Redline.pdfを基にトーマツ作成

アンシラリーサービス市場の入札情報には、上げ/下げ調整力や瞬動/非瞬動予備力に関する情報が含まれる

発電側の主な入札情報（CAISO）（2/2）*1

対象市場	入札情報	概要
Ancillary Services Bids	Regulation Up/Dowm	上げ/下げ調整力の入札における容量及び価格（MW,$/MW）
	Spinning/Non-spinning Reserve	瞬動/非瞬動予備力の入札における容量及び価格（MW,$/MW）
	Load following Up/Down Capacity	負荷追従可能な容量（MW）
各市場共通	Ramp Rate	エネルギー、瞬動/非瞬動予備力、上げ/下げ調整力入札に係るランプレート（MW/Min）
	Operating Level（容量）	エネルギー、各アンシラリーサービスにおける最大、最小の発電量
	Distribution Location	エネルギーの供給先
	Distribution Factor	供給場所にあるリソースの発電分配係数（集約発電リソース、プロキシ需要リソース）

*1 出所：California ISO、Business Practice Manual for Market Instruments P27.108、2024年7月、https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Market%20Instruments/BPM_for_Market%20Instruments_V86_Redline.pdfを基にトーマツ作成

CAISO管轄内における需要側入札の種類は大きく6種類存在しており、入札の種類毎に参加条件や前日・リアルタイム市場の参加可否が決まっている

需要側入札の種類（CAISO）*1,*2

需要側入札の種類		前日市場	リアルタイム市場	入札内容
Economic Bids for Demand	Non-Participating Load Demand Bid	○	×	CAISOに価格及び取引量に関する情報を提出した上で行われる一般的な入札方法
	Participating Load Demand Bid	○	△*3	揚水発電事業者として登録した参加者のみ参加できる入札であり、揚水発電に関する情報の提出が必要である。
Economic Virtual Bids for Demand		○	×	前日市場においてLMPでエネルギーを購入して、リアルタイム市場で売り戻しを実施する取引（現物を伴わない）
Self-Schedule Bid for Demand	Price Taker Self-Schedule Bid	○	○	価格情報を提出せず、取引量のみを提出した上で行われる一般的なセルフスケジュール入札方法であり、参加にあたり、セルフスケジュールの提出が必要となる。
	TOR*4 Self-Schedule Bid	○	○	送電所有権保有者によって計画されるセルフスケジュール入札であり、参加対象は送電所有権保有者のみとなる。
	ETC*5 Self-Schedule Bid	○	○	既存の送電契約権保有者によって計画されるセルフスケジュール入札であり、参加対象は既存の送電契約権保有者のみとなる。

*1 出所：CAISO発行の資料を基にトーマツ作成
*2 エリア内の入札情報のみを整理している。　*3 リアルタイムインバランス市場において入札可能である。
*4 TOR（Transmission Ownership Right）はCAISOバランシングオーソリティエリア内にある送電設備の所有権または共同所有権を通じて発生する権利である。
*5 ETC（Existing Transmission Contract）はCAISO設立以前から締結されている契約であり、TC当事者間で送電サービスを提供する義務を負っている。

Participating Load Demand Bidでは揚水発電に関する情報が、Non-Participating Load Demand Bidでは需要量と希望購入価格の入札曲線に関する情報が含まれる

需要側に係る主な入札情報（CAISO）*1

対象市場		入札情報	概要
Economic Bid for Demand	Participating Load Demand Bids*2	Pump Shut-Down Cost	揚水停止にかかる費用（$/hour）
		A Pumping Level	揚水の水位（MW）
		Pumping Cost	揚水にかかるコスト（$/hour）
		Ramp rate	エネルギー、瞬動/非瞬動予備力、上げ/下げ調整力入札に係るランプレート（MW/Min）
	Non-Participating Load Demand Bids	Demand Bid Curve	容量（MW）における希望購入価格（$/MWh）で表される単調減少曲線であり、1容量毎に10個のセグメントが存在
Economic Virtual Bids for Demand		Demand Bid Curve	容量（MW）における希望購入価格（$/MWh）で表される単調減少曲線であり、1容量毎に10個のセグメントが存在
Self-Schedule Bid for Demand		Self-Schedule Demand Quantity	対象のセルフスケジュール入札における需要量（MW）

*1 出所：California ISO、Business Practice Manual for Market Instruments P27.108、2024年7月、https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Market%20Instruments/BPM_for_Market%20Instruments_V86_Redline.pdfを基にトーマツ作成

*2 Participating Load Demand Bidsは用水発電事業者のみ入札参加可能である。

アンシラリーサービスの入札情報は、アンシラリーサービスの種類によって異なる

アンシラリーサービスの入札情報（CAISO）*1

■ ΔkW市場に参加する電源は、kWh市場への入札情報に加えて、下記の通りΔkW市場の入札情報を入力する必要がある。

凡例　〇：市場参加者により要入力、×：入力不要

	入札情報	入札内容	単位	必須/Optional	Regulation Up	Regulation Down	Spinning Reserve	Non-Spinning Reserve
アンシラリーサービスの入札情報	Capacity（容量）	1組の供出容量と価格を入力する*3	MW	必須	〇			
	Capacity Price（容量単価）		$/MW	必須	〇			
	Opportunity Cost*4（機会費用）	Regulationに参加する場合のみ、1つの値を入力する	$/MW	Optional*5	〇		×	
	Ramp Rate（出力変動率）	1つの値を入力する	MW/min	必須	〇			
	Mileage Price（マイレージ入札額）	Regulationに参加する場合のみ、1つの値を入力する	$/ΔMW	Optional*5	〇		×	
	Contingency Dispatch Indicator*2	（*2参照）	–	必須	×		〇	

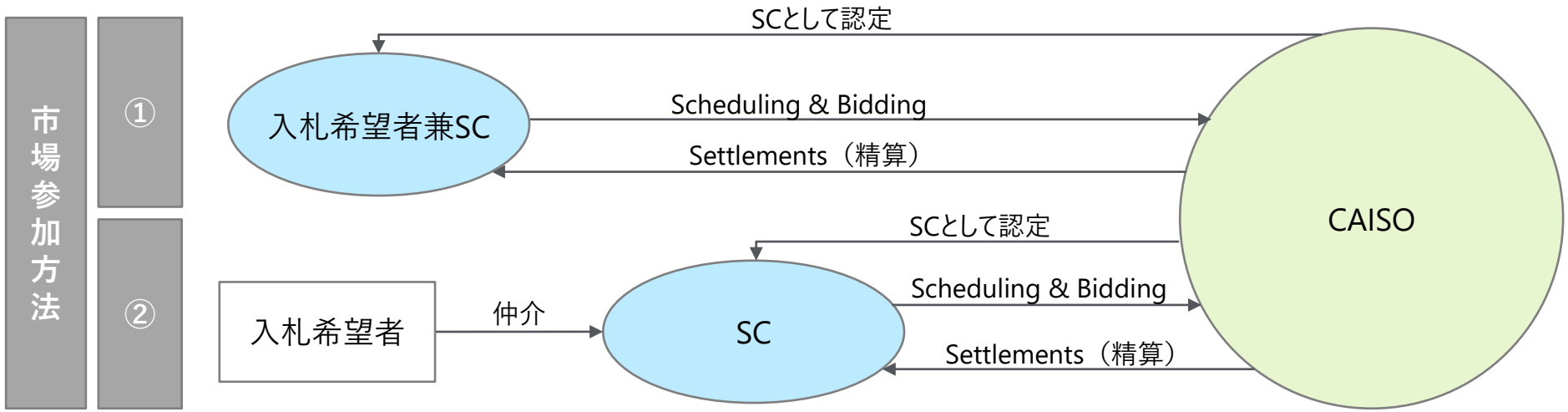
*1 出所：CAISO、Business Practice Manual for Market Instruments、P103、2024年7月、https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Market%20Instruments/BPM_for_Market%20Instruments_V86_Redline.pdfを基にトーマツ作成
*2 緊急時の給電指令に対する対応が可能か否かをチェックする項目である。
*3 指令されてから10分以内に出力できる容量を入力する。
*4 Capacity Priceの上限価格に上乗せして事業者が設定できる、機会費用に相当する価格である。
*5 提出が無ければ$0とする。

CAISO管轄の入札では、入札プロセスにおいて、Scheduling Coordinator（SC）の仲介又は入札希望者自身に対するSCとしての認定が必要となる

SCのビジネス関係（CAISO）*1

■ CAISO管轄の市場に参加するにはSCとして認定されるか、SCを仲介する必要がある。

CAISOとSCの関係性入札



*1 出所：California ISO、Business Practice Manual for Market Instruments P27.108、2024年7月、https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Market%20Instruments/BPM_for_Market%20Instruments_V86_Redline.pdfを基にトーマツ作成

SCは精算や入札情報の提出が主な役割である

市場におけるSCの役割（CAISO） *1,*2

主な役割	概要
精算	CAISOが公開すること料金表に従って、入札参加者に代わり料金を支払う。
入札情報の提出	• CAISO 市場のエネルギー供給・需要に対する入札（Self-Scheduleを含む）を提出 • E-Tagを含めたInterchange Scheduleも同様に提出 • Inter-SC取引に関しても同様にSCが入札情報を提出
需給の修正	CAISOが公開する料金表に従って、需要と発電、輸出（Export）、輸入（Import）に関する情報を修正
取引の追跡	全ての中間取引に関して、取引の追跡を実施
RA*3計画及び供給計画の提出	SCを務めるLSE*4等のRA計画を提供し、SCを務めるリソース適正リソースの供給計画を提供する。
前日市場公開スケジュールの遵守	CAISOが公開したスケジュールに従ってユニットを起動し、給電指示に応じて指定された運用レベル（operating level）での電源運用をタイムリーに実施
需要予測の提出	年間、週ごと、および日ごとの需要予測をCAISOに提出

*1 出所：CAISOの公開情報を基にトーマツ作成　*2 約定後のScheduling Coordinatorの役割に関しては、公開情報は見つかっていない。

*3 RAはResource adequacyの略であり、必要な際にCAISO管轄内に電力を供給できるようにするための容量確保プログラムを指す。

*4 Load Serving Entityの略でここでは小売り電気事業者を指す。

PJMではコストオファーオプションを選択できるが、CAISOではIncremental Energy CostをPrice baseで提出し、その他の入札情報はCost baseで提出する仕組みとなっている

発電側の入札ルールの比較（CAISO及びPJM）*1

		CAISO	PJM*2
発電側入札に必要なコストオファー		• Price-basedの価格を提出 – Incremental Energy Cost • Cost-basedの価格を提出 – Start-up Cost – Minimum Load Cost – Transition Cost	Price-basedとCost-basedの両方の価格を提出 • Start-up Cost • No Load Cost • Energy Cost
発電側のコストオファーオプション		Price-based OfferとCost-based Offerの選択不可	事業者がPrice-basedとCost-basedのうち、いずれかのコストオプションを選択
リアルタイム市場における再入札	再入札期限	供給開始の75分前*3	供給開始前日の14時15分*4
	再入札条件	—*5	• 前日市場でPrice-based Offerを選択した場合、セルフスケジュール入札からEconomic入札への再入札は不可 • 前日市場でCost-based Offerを選択し、再入札を希望する場合は、21時以前にスケジュールを変更する必要有り
	補足事項	Commitment Costの変更は認めていなかったが、PJM等の市場調査から再入札により市場にメリットをもたらすと判断し 、前日市場で入札したCommitment Costはリアルタイム市場で変更可能となる予定である。*6	—

*1 出所：California ISO、Commitment Cost and Default Energy Bid Enhancements (CCDEBE) Revised Straw Proposal、August2 2017
https://www.caiso.com/documents/revisedstrawproposal_commitmentcosts_defaultenergybidenhancements.pdf
*2 PJMに関しても、CIASO公表の他地域調査レポートを基に作成
*3 Commitment Costは2017時点における予定であり、現時点で文書の最新版は確認できておらず、状況は不明である。
*4 事業者の都合による再入札期限を示している。PJM側の都合により、前日に予約されていないオファーを更新する場合があるが、事業者の都合による変更は原則、前日市場の締め切りまでである。*5 条件の策定自体は検討中となっている。*6 2017年時点での文書を引用しており、現状この文書の最新版は確認できていない。

Price-based OfferはTPS Testを用いて潜在的な市場支配力を評価し、Cost-based Offerは過去の市況や入札情報などを踏まえ設定した基準価格から妥当性を評価する

入札情報の取り扱い（CAISO）*1

	Price-based Offer	Cost-based Offer
入札情報	Incremental Energy Cost	• Start-up Cost • Minimum Load Cost • Transition Cost
プライスキャップ	1,000$/MWh	なし（コストベースで費用を提出しているため）
入札情報の評価	Three Pivotal Supplier Testにより、発電事業者が潜在的な市場支配力を有するのか判断	過去の市況や入札情報などを踏まえ、基準価格を設定し、基準価格を基に入札情報の妥当性を評価*2*3
入札情報が評価されない場合の対応	TPS Testにより潜在的な市場支配力を有すると判断された場合、以下のいずれかを代用して、Incremental Energy Costを算定 • Variable Cost Option（エネルギー価格を基に積み重ね式で設定） • Negotiated Rate Option（CAISO との交渉に基づいてデフォルトのエネルギー入札価格を算出） • LMP Option（地域別限界価格に基づいてデフォルトのエネルギー入札価格を算出）	提出されたコストがCAISOの基準価格の125%以内に収まらない場合、以下のうち、いずれかの措置で対応 • CAISOから発電事業者にCost-based Offerの情報を再提出させる。 • 基準価格を参考に代わりのコストを設定

*1 出所：CAISO、Commitment Cost and Default Energy Bid Enhancements (CCDEBE) Revised Straw Proposal、5.1. CAISO bidding and settlement、2017年8月、https://www.caiso.com/documents/revisedstrawproposal_commitmentcosts_defaultenergybidenhancements.pdf

*2 基準価格（reference level）は発電事業者が提出する入札価格が、実際の発電コストに基づいているかを評価するための価格であり、基準価格での妥当性評価ができない場合、入札情報はProxy Costに代替される。

*3 使用制限付き発電リソースのみ事業者の提出情報を基に算出する、Registered Cost optionの選択が可能。

Start-up Costには、電源起動に係る燃料費に加えて、Scheduling Coordinatorに支払われる費用も含まれている

価格規律（CAISO、Start-up Cost）*1

	費目	費用構成	概要	補足
Start-up Cost（起動費）	Start-upにかかるガス費用 (Fuel Cost)	燃料消費量 ×燃料地域価格（単価）	• 燃料消費量はStart-upにかかる燃料消費量を示す。 • 燃料単価はガスの卸売価格とする。	• コストベースで提出されたガス価格を基に設定
	Start-upにかかる電力費用 (Electricity Cost)	エネルギー消費量×電力単価	• 電力単価は小売価格を指す。	• 電力単価は月に2回更新
	SCに対する費用	Pmin× Start-up Period ×GMC Adder/2	• PminはMinimum Loadを指しており、発電ユニットにおいて、連続的に設備を稼働させるために必要な最小稼働レベル（MW）を指す。 • GMC Adderは、SCに対する市場サービス料金であるMarket Services Charge及びSCのシステム運用料金であるSystem Operations Chargeから構成される($/MWh)で表せる料金を指す。	• Start-up Period及びPminの設定範囲は決まっており、上記を含めた関数を用いて範囲を定義 • Start-up Periodはセグメント（Hot,Warm,Cold）のうち、最短の起動時間が計算に使用される。 • 2026年以降、SCのシステム運用料金のうち、GMC Adderの価格設定方法を変更予定
	CO2排出に伴う費用（GHG Compliance Obligation）	燃料消費量×GHG排出係数×炭素価格(GHG Allowance Price)	• 燃料消費量はStart-upにかかる燃料消費量を示す。	• 炭素税の支払い義務がある事業者に対してのみ費用が発生
	SCに係る変更費用（variable start-up O&M Adder）	VOM-SU Adder	VOM-SU Adderは、Start-upにかかる以下の項目で構成されている。 • SCに対する市場サービス料金 • SCのシステム運用料金 • CRR Services Charge	• 再入札等によりSCに対する費用が変更される場合のみ発生する、起動費やOM費用を回収するために設定される追加費用

*1 出所：California ISO、Business Practice Manual for Market Instruments P330、2024年7月、https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Market%20Instruments/BPM_for_Market%20Instruments_V86_Redline.pdfを基にトーマツ作成

Minimum Load Costには、最小負荷に係る燃料費に加えて、Scheduling Coordinatorに支払われる費用も含まれている

価格規律（CAISO、Minimum Load Cost）*1

	費目	費用構成	概要	補足
Minimum Load Cost（最小負荷費用）	Minimum Loadにかかるガス費用 (Fuel Cost)	単位変換係数 ×Minimum Load Heat Rate ×最小稼働レベル ×燃料地域価格（単価）	• 単位変換係数0.001(Btu/MMBtu) • Minimum Load Heat Rateは最小稼働レベル（MW）まで熱出力を上げるために必要な熱消費量を示す。 • 最小稼働レベルは発電ユニットにおいて、連続的に設備を稼働させるために必要な最小の稼働にかかるエネルギー（MW）を指す。	コストベースで提出されたガス価格を基に設定
	SCに対するサービス費用（Grid Management Charge Adder）	GMC Adder×最小稼働レベル	GMC Adderは、Minimum Loadにかかる以下の項目で構成されている。 • SCに対する市場サービス料金 • SCのシステム運用料金 • CRR Services Charge	2026年以降、GMC Adderのうち、SCのシステム運用料金の価格設定方法を変更予定
	CO2排出に伴う費用（GHG Compliance Obligation）	最小稼働レベル× 単位変換係数 ×Minimum Load Heat Rate ×GHG排出係数 ×炭素価格(GHG Allowance Price)	• 燃料消費量はMinimum Loadにかかる燃料消費量を示す。	炭素税の支払い義務がある事業者に対してのみ費用が発生
	SCに係る変更費用（variable Energy O&M Adder）	VOM-EN×最小稼働レベル	Minimum Loadに際して、Market Services Charge及びSCのシステム運用料金であるSystem Operations Chargeを変更した場合に発生する追加費用	SCが発電側に係る費用を修正して再提出した場合のみ、この費用項目が発生

*1 出所：California ISO、Business Practice Manual for Market Instruments P340、2024年7月、https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Market%20Instruments/BPM_for_Market%20Instruments_V86_Redline.pdfを基にトーマツ作成

Transition Costは、MSG構成で起動可能な発電設備に対して、オペレーションレベルが遷移された際に発生する費用である

価格規律（CAISO、Transition Cost）*1

概要	• Multi-Stage Generators（MSG）を有する発電設備が 、発電設備がオンになっている状態から運転状態が遷移し、異なる最小オペレーションレベル（ステージ）で電源を遷移した際に、出力の差分として発生する費用である。*2 • 「移行先」構成と「移行元」構成の差として計算される。
Start-up Cost との違い	• Start-up Costは、発電設備が「オン」になったときに発生する。 • Transition Costは、発電設備がすでに「オン」になっている状態で、運転状態が遷移し、遷移先と遷移元で最小運用レベルが増加している場合に発生する。 • Transition Costは他の系統運営者ではStart-up Costに包括されることもある。
Transition Cost の設定条件	• 事業者は基準価格（reference level）を参考にコストベースで価格を設定。 • Transition Cost評価時の基準価格はProxy Transition Costを用いて算定している。*3
Proxy Transition Cost 算定式	$TC_{from \to To} = [1.25 * (SUC_{To} - SUC_{from})] + SU_OC_{To}$

	費目	概要	補足
Proxy Transition Cost*3（移行費用）	SUC_{To}（Proxy start-up Cost of to-configuration）	実際に使用した電源の出力（ステージ）をもとに算出した「移行先」のStart-up Cost	「遷移先」の出力が「遷移元」と比較して小さい場合、移行コストは発生しない。（Proxy Transition Costは負の値を取らない）
	SUC_{from}（Proxy start-up Cost of from-configuration）	CAISOが算出した「移行元」のStart-up Cost	
	SU_OC_{To}（Start-up opportunity Cost of to-configuration）	電源起動に係る機会費用	

*1 出所：CAISO公表資料を基にトーマツ作成
*2 コンバインドサイクル発電による運転切り替えや、負荷禁止の出力範囲を持つ電源の発電において適用される。
*3 使用制限付き発電リソースのみ事業者の提出情報を基に算出する、Registered Cost optionの選択が可能。

Incremental Energy Costには、燃料コストに加えて、グリッド管理追加料金、温室効果ガスコストが含まれている

価格規律（CAISO、Incremental Energy Cost）*1,*2

概要		• 最小オペレーションレベル（Pmin） を超えるエネルギーの生産に必要なコスト • 発電事業者は入札時に、Market-basedのコストを提出
Incremental Energy Cost の設定条件	プライス キャップ	プライスキャップが設けられており、上限は$1,000/MWh
	市場競争力 判定	• 提出されたIncremental Energy Costに対して、市場の非競争条件を満たす可能性があるのかを特定するため、Three Pivotal Supplier Testを実施 • TPS Testに合格しなかった場合、以下のコストオプションのいずれかで代用 – Variable Cost Option（下記の表の費用構成でエネルギー入札価格を算出） – Negotiated Rate Option（CAISO との交渉に基づいてデフォルトのエネルギー入札価格を算出） – LMP Option（地域別限界価格に基づいてデフォルトのエネルギー入札価格を算出）

	費目	費用構成	補足
Variable Cost Option	増分燃料コスト（Incremental fuel Cost）	増分熱効率曲線×天然ガス価格	増分熱効率曲線は2～11個の発電動作点(MW) で測定された熱効率の値で構成
	容量グリッド管理追加料金（Volumetric Grid Management Charge Adder）	市場サービス料金＋システム運用料金＋入札セグメント費用/入札セグメント	以下の項目で構成されている • 市場サービス料金 • SCのシステム運用料金 • 入札セグメント料金
	温室効果ガスコスト（Greenhouse Gas Cost Adder）	資源の増分熱量×温室効果ガス排出率×温室効果ガス排出枠価格	温室効果ガス排出率はカリフォルニア大気資源局またはワシントン州環境局によって承認された値

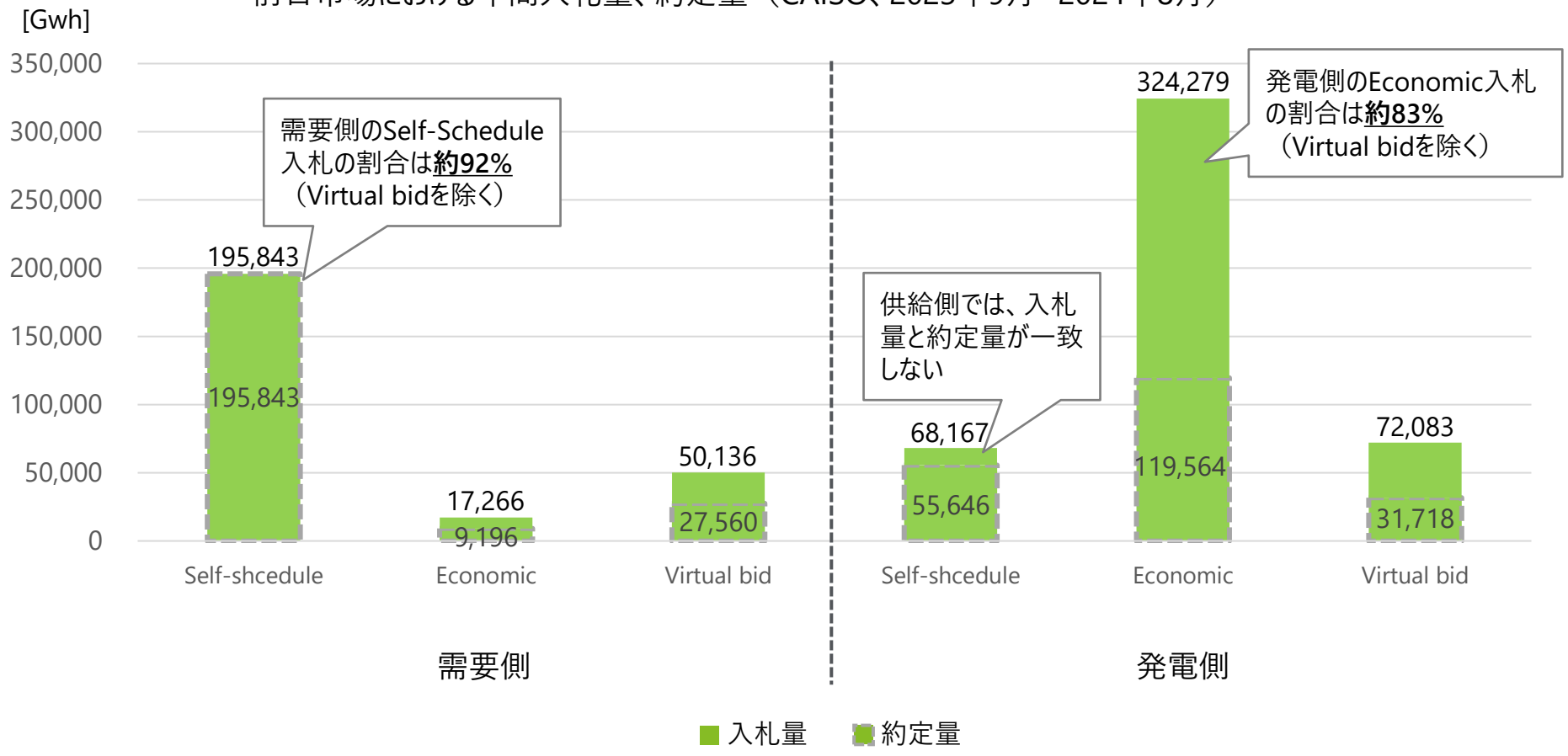
*1 出所：California ISO、Commitment Cost and Default Energy Bid Enhancements(CCDEBE)、2017年8月、https://www.caiso.com/documents/revisedstrawproposal_commitmentcosts_defaultenergybidenhancements.pdf

*2 出所：California Independent System Operator Corporation Fifth Replacement FERC Electric Tariff、2024年4月、https://www.caiso.com/documents/conformed-tariff-as-of-aug-1-2024.pdf

需要側入札においてはSelf-Schedule（Price fixed）の占める割合が92%と高く、発電側入札においてはEconomicの割合が83%と高くなっている

年間入札量・約定量（CAISO）*1

－前日市場における年間入札量、約定量（CAISO、2023年9月~2024年8月） *1－

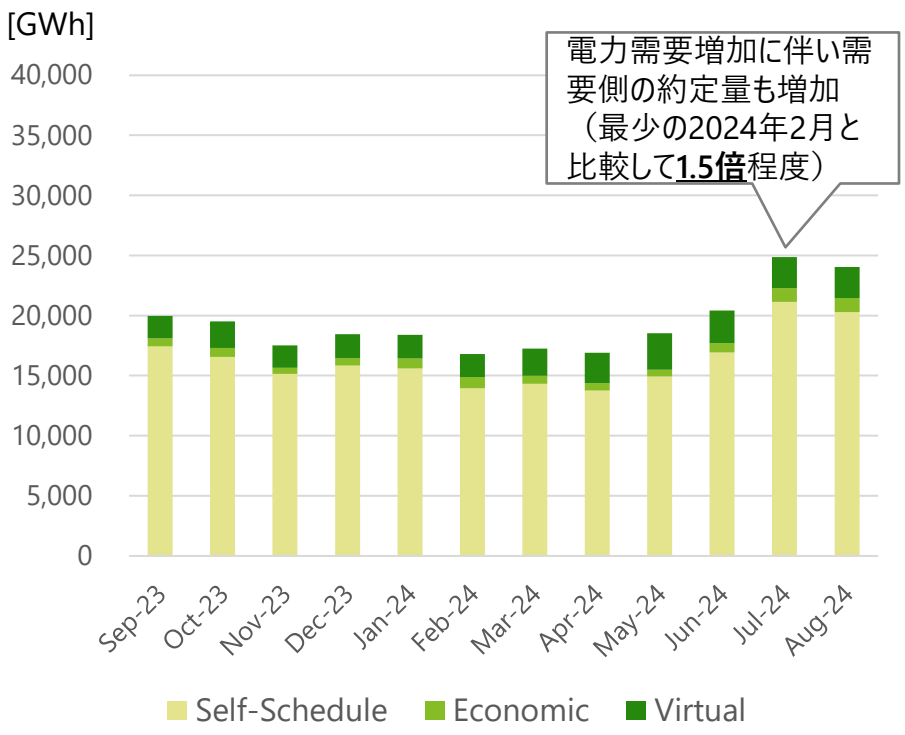


*1 出所：CAISO、OASIS – ENERGY - Day Ahead Market Summary Report、2024年9月閲覧、http://oasis.caiso.com/mrioasis/logon.do

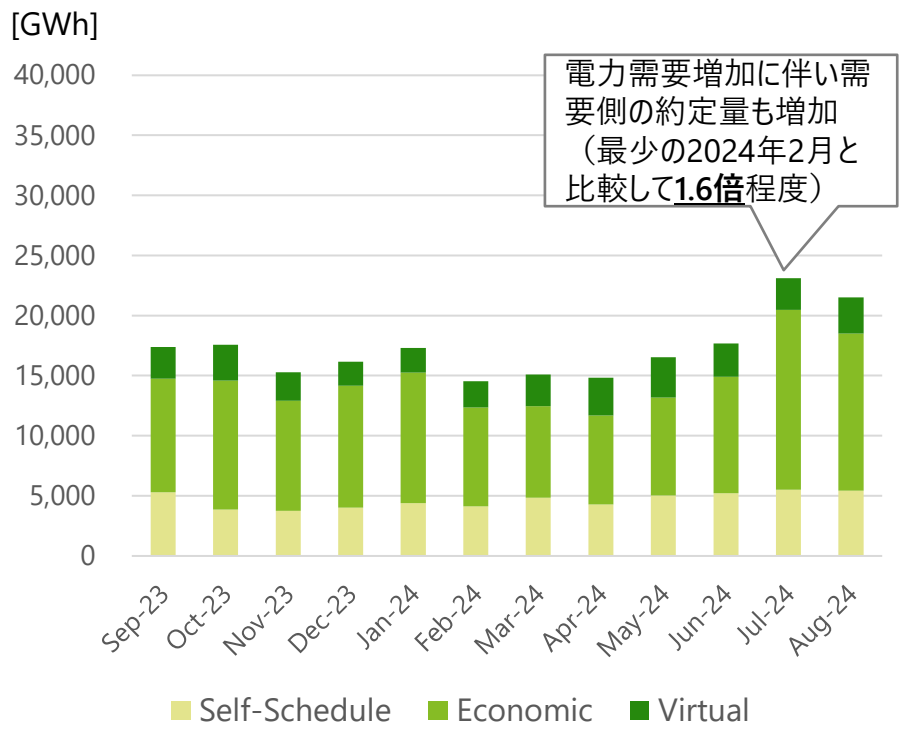
2023年9月~2024年8月の約定量に関して、需要側ではSelf-Schedule入札の月変動が大きく、発電側入札ではEconomicの月変動が大きい

月別約定量（CAISO）*1

－前日市場における月別約定量（CAISO、2023年9月～2024年8月） *1－



需要側



発電側

*1 出所：CAISO、OASIS – ENERGY - Day Ahead Market Summary Report、2024年9月閲覧、http://oasis.caiso.com/mrioasis/logon.do

CAISOでは、Pivotal Supplier Testを用いて潜在的な市場支配力を評価する

市場の監視方法（CAISO）*1

- Pivotal Supplier Test（主にThree Pivotal Supplier Test）の実施
  - PSTは潜在的な市場支配力を評価する手法として、エネルギー市場やアンシラリーサービス市場等において用いられている。
  - PSTにおいて、指標を用いて市場支配力を判断する際にResidual Supply Index（RSI）が用いられる。
  - CAISOではRSIを用いて、総入札量の上位1～3社を対象に市場支配力の働いている時間帯を特定している。
  - RSIが1以下の場合、市場支配力を有すると判断される。

－ Residual Supply Indexの計算式 －

$$RSI_n = \frac{S_{Total} - \sum_{k=1}^{n} S_{Largest\ Seller's,k}}{D_{Total}}$$

S_{Total} ：対象市場の総入札量（Energy Bidのみ）*2
$S_{Largest\ Seller's}$ ：供給事業者各社の対象市場への入札量（上位n事業者）
D_{Total} ：対象市場の総需要*3

*1 出所：CAISO公表資料を基にトーマツ作成
*2 輸入供給量を含む。
*3 対象の入札は、エネルギー市場（前日市場、Economic bid）とアンシラリーサービス市場（Regulation up及びOperating Reserves）となる。

PJMはTPS Testを1時間ベース又は5分ベースで常に実行している一方、CAISOではTPS Testを年に1回（又は季節毎に1回）、1年分（又は数か月分）をまとめて実行している

TPS Testの違い（CAISO、PJM）*1

■ CAISOでは、PJMと同様にTPS Testを実施しているものの、実施方法はPJMと異なる。

－CAISOとPJMにおけるTPS Testの違い－

	CAISO	PJM
実行時のデータ	市場のシナリオに基づいて実行	実際の市場におけるデータを基に実行
実施頻度	年に1度（又は季節ごと）、1年分（数か月分）のTPS Testの結果を公開*2	1時間ベースまたは5分ベースで常時TPS Testを実施
対象範囲	CAISO内の送電経路全体でTPS Testを実施*3	個々の送電経路でTPS Testを実施

*1 出所：CAISO、Residual Supply Metrics: Methodology and Preliminary 2009 Results、2010年1月、https://www.caiso.com/documents/residualsupplymetrics-methodologyandpreliminary2009results_whitepaper.pdf

*2 2009年時点の情報を記載。現在頻度が更新されているかについては不明。最新のMonitoring reportに関して、Monthly ReportではRSIの結果は公表しておらず、Annual ReportでRSIに関して言及している。

*3 記載の範囲に加えて、地域ごとに需要量、供給量に偏りがあることから、CAISO balancing area内で区分されている10地域でそれぞれRSIを算定している。うち、半数の5地域で市場の競争力がないと判断されている。

CPUCではResource Adequacy（RA）プログラムを用いて小売電気事業者に対する入札量確保義務を課している

容量確保手段（CAISO）*1

- CAISOではPJMとは異なり、集中型の容量市場を運営していない。
- California Public Utilities Commission（CPUC）はCAISOや他のLocal Regulatory Authority（LRA）*2と連携して、Resource Adequacy（RA）プログラムを導入している。

－ Resource Adequacy（RA）プログラムの概要 －

項目	詳細
目的	信頼性の高いリソースを確保し、必要な際にCAISO管轄内に電力を供給できるようにするため
開始年度	2004年
義務対象	管轄内の全ての小売電気事業者（LSE）
RAプログラムの構成	RAは以下3種類で構成 • System Resource Adequacy • Local Resource Adequacy • Flexible Resource Adequacy
Penalty*3	RAにおける要件を満たさなかった場合、頻度及びPenaltyが発生 • 小売電気事業者への通知日から5営業日以内に要件が解消された場合 – 不足分が10MW未満の場合は$5,000（2回目以降は$10,000） – 不足分が10MW以上の場合は$10,000（2回目以降は$20,000） • 上記に該当しない場合 – 要件に応じて、$3.33~$8.88/kW*4支払い

*1 出所：CPUC、Resource Adequacy homepage、https://www.cpuc.ca.gov/ra/
*2 LRAは地方規制当局を指し、CPUCの他にCalifornia Energy CommissionやIndependent Power Producerなどが該当する。
*3 Penaltyの額は2022年に公表された数値を記載しており、今後変更する可能性あり。
*4 対象月の確保容量

RAプログラムはSystem RA、Local RA及びFlexible RAで構成されており、年次及び月次で要件達成条件が定められている

Resource Adequacy（RA）構成要素の概要（CAISO）*1,*2,*3

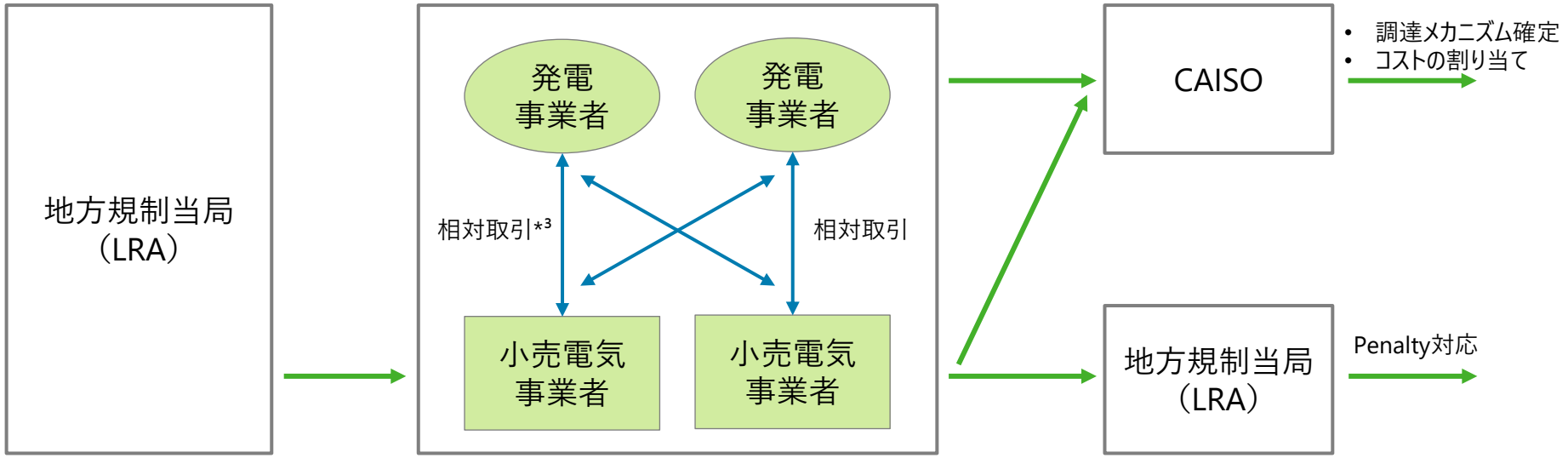
RAプログラムの構成要素	概要	要件（確保容量）の決定方法	要件達成条件	
			年次（毎年10月末に提出）	月次（対象月の45日前に提出）
System Resource Adequacy	CAISO内の全体で容量を確保する仕組みであり、CAISO内全体で容量を確保している。	• ピーク時の需要量に15％～17％の予備力を加えた容量を確保 • ピーク時の需要量はCalifornia Energy Commissionが予測 • 負荷比率に比例して個々の小売電気業者に割り当て	次年度の遵守期間を対象に、夏季5ヶ月間のSystem RA要件の90%を調達	対象月のSystem RA要件の100%を調達
Local Resource Adequacy	ピーク需要に対応するために地域ごとに容量を確保する仕組みであり、CAISO内の10地域（area）全てにおいて、それぞれ課された容量を確保している。	• CAISOの調査により決定 • 10年1度発生するような極端な気象条件下でN-1-1電制*4を想定して算定	• 来年・再来年に関して、Local RA要件に対して、100%を調達 • 3年後のLocal RA要件の50%を調達	7～12月にかけて、負荷移行（load migration)により変更されたLocal RA要件を調達
Flexible Resource Adequacy	天然ガス複合サイクル発電のように柔軟に起動・停止を行い、風力発電や太陽光発電の稼働による日時ごとの変動を平滑化できる電源の容量を確保している。	• CAISOの調査により決定 • 各月で最大の3時間ランプ*5を評価時に参考	次年度の遵守期間を対象に、全ての月のFlexible RA要件の90%を調達	対象月のFlexible RA要件の100%を調達

*1 出所：CPUC、Resource Adequacy homepage、https://www.cpuc.ca.gov/ra/
*2 出所：CAISO、Regional Resource Adequacy Straw Proposal、2016年2月、https://www.caiso.com/Documents/StrawProposal-RegionalResourceAdequacy.pdf
*3 出所：FERC、CAISO's Flexible Capacity Proposal Approved by FERC、2014年10月、https://sustainableferc.org/caisos-flexible-capacity-proposal-approved-by-ferc/
*4 送電線設備が2か所故障した場合においても安定的に電力が供給できるように想定し容量を確保している。
*5 各月において発電リソースの電力の増減量が最大となる3時間の増減量を指している。

小売電気事業者は地方規制当局から課された容量を相対取引にて調達し、CAISO及び地方規制当局が適切に調達されているかを検証する

Resource Adequacy（RA）要件達成にかかるフロー（CAISO）*1,*2

－ Resource Adequacy（RA）プログラム要件達成にかかる流れ －



① 地方規制当局が各小売電気事業者に対して、System RAの確保を義務付け
② CAISOは、Local RAとFlexible RAを割り当て

① 小売電気事業者が発電事業者と相対取引を締結
② 小売電気事業者はCAISO及び地方規制当局に、取引によりRA要件の容量を確保したことを証明
③ 発電事業者はCAISOに発電計画等を提示し、契約容量分の発電能力があることを証明

① CAISOでは、小売電気事業者及び発電事業者から証明を受け取り、調達計画が適切であるか総合的に評価
② 地方規制当局は、割り当てられた確保量を満たしていない場合、小売電気事業者に対してPenaltyを科す

*1 出所：California Energy Commission、CAISO Resource Adequacy Overview、P7、https://efiling.energy.ca.gov/GetDocument.aspx?tn=253146&
*2 出所：CAISO、Regional Resource Adequacy Straw Proposal、https://www.caiso.com/Documents/StrawProposal-RegionalResourceAdequacy.pdf
*3 RAの契約はユニット単位で実施されている。そのため、実際には課されたRA要件以上の容量が確保されている。

CAISOではSystem RA、Local RA及びFlexible RAともにRA要件以上の容量を確保している

Resource Adequacy（RA）要件及び確保容量（CAISO）*1

- System RA及びFlexible RAは月毎の確保容量を公表しており、Local RAは年間での確保容量を公表している。
- CAISOの管轄内では、RAプログラムにより課されたの総確保容量を上回る容量を実際に確保している。

－ CAISOの管轄内の総確保容量及び要件に対する確保率（2022年） －

	System RA	Local RA	Flexible RA
RA要件 [MW]*1	30,131~46,826	22,807 （10地域合計）	15,000~20,000*2
要件に対する 容量確保率	100.6%~105.2%	112%	記載なし*3

*1 出所：CAISO、2024年5月、2022 RESOURCE ADEQUACY REPORT、P19、
https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/divisions/energy-division/documents/resource-adequacy-homepage/2022-ra-report_05022024.pdf
*2 RESOURCE ADEQUACY REPORTではFlexible RAについてのみ、確保容量は記載されておらず、グラフから読み取った値を記載している。
*3 Flexible RAでは要件に対する実際の確保率に関しても数値は記載されていないが、グラフ上では全ての月でRA要件を上回る容量を確保している。

発電側入札では入札の種類ごとに参加資格が存在している

発電側入札の参加資格（CAISO）*1

発電側入札の種類		前日市場	リアルタイム市場	参加資格
Economic bids for Supply		○	○	発電ユニット（Generating Units）に限定
Economic Virtual Bids for Supply		○	×	リソースタイプは「Virtual Supply」に限定
Self-Schedule Bids for Supply	Price Taker Self-Schedule Bid	○	○	Reliability Demand Response Resources
	Regulatory Must-Run/Take Self-Schedule Bid	○	○	連邦法で義務を課されたリソース、特定の熱要件を満たすために必要な熱電併給リソース及び原子力発電リソースが義務の対象
	TOR Self-Schedule Bid	○	○	送電所有権保有者が参加対象
	ETC Self-Schedule Bid	○	○	既存の送電契約権保有者が参加対象
Ancillary Services Bid	Regulation-up	○	○	以下の指定のリソースが参加可能 Participating Generators/Dynamic System Resources
	Operating Reserves	○	○	以下の指定のリソースが参加可能 Participating Generators Dynamic System Resources Non-Dynamic System Resources Participating Loads
	Non-Spinning Reserves	○	○	

*1 出所： California ISO、Business Practice Manual for Market Instruments、2024年7月、P27、108、
https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Market%20Instruments/BPM_for_Market%20Instruments_V86_Redline.pdf

2. 同時市場に関する詳細設計や諸外国の電力諸制度に関する調査

2-1. 市場における入札の仕組み

2-2. 市場における約定の仕組み

2-3. 小規模・分散型電源の市場運用

2-4. ネガティブプライス

2-5. 燃料調達

米国の同時市場における、約定価格算定方法を中心に詳細調査を行い、市場参加におけるパフォーマンス評価や市場外での費用補填の考え方を明らかにした

市場における約定の仕組み

日本

現状認識

- 同時市場導入に向けて、市場約定ロジックの詳細設計や実現性・妥当性の確認が行われている。

課題

- 同時市場に移行するにあたり、海外で運用されている系統・運用制約を踏まえた上でのkWh・ΔkW価格の算定ロジックの把握が必要である。
- 優れたパフォーマンス能力を有する調整力電源が適切な対価を受けるためのパフォーマンス評価や、費用回収漏れを防ぐ仕組み、機会費用等に対する市場外での費用補填の仕組みが日本では整っていない。米国の事例を参考に、同時市場におけるkWh・ΔkW価格算定でそれらを考慮した設計が求められている。

調査結果

米国CAISOの調査を実施した。

価格算定

- kWhの価格はPNodeまたはAPNodeごとに計算されるLMPによって決定される。
- ΔkWの価格は、調整力の供給量が充足している場合はAncillary Service Marginal Prices（ASMP）としてkWhとΔkWの同時最適により決定され、供給量が不足している場合はScarcity Reserve Demand Curvesの値を利用して決定される。

パフォーマンス評価

- FERCはISO/RTOに対して、パフォーマンスに優れたRegulation電源に適切な対価を支払うように義務付けている。
- CAISOにおけるRegulation電源のコスト計算には、マイレージ入札額と系統マイレージ乗数を用いて評価された電源のパフォーマンスが考慮されている。

費用補填

- CAISOではBid Cost Recoveryとして、起動費や最低負荷運転費用を含めた発電費用と市場から得られる収入の差額（収入の不足額）が事業者に補填される。
- 機会費用はBid Cost Recoveryには含まれないが、ΔkWの精算価格に含まれ、事業者への支払いが行われる。

LMPは限界エネルギー費用、混雑費用、限界ロス費用、温室効果ガス限界費用の項で構成される

LMPの算出方法（CAISO）*1

■ kWhの価格はLMPによって決定される。CAISOのLMP算出方法は下記のとおりである*1。

LMP算出基本式	Bus iに対する参照Busをrとしたとき、 参照Bus rに対するBus iのLMP$_i$は $\mathrm{LMP}_i = \mathrm{SMEC}_r + \mathrm{MCC}_i + \mathrm{MCL}_i\ (+\mathrm{MCG}_i)$ Bus rのLMP$_r$は $\mathrm{LMP}_r = \mathrm{SMEC}_r$ SMEC_r：参照Bus rにおける限界エネルギー費用 MCC_i：混雑費用 MCL_i：限界ロス費用 MCG_i：温室効果ガス限界費用（リアルタイム市場のみ）

■ 基本式の各項が表す内容を下に示す。

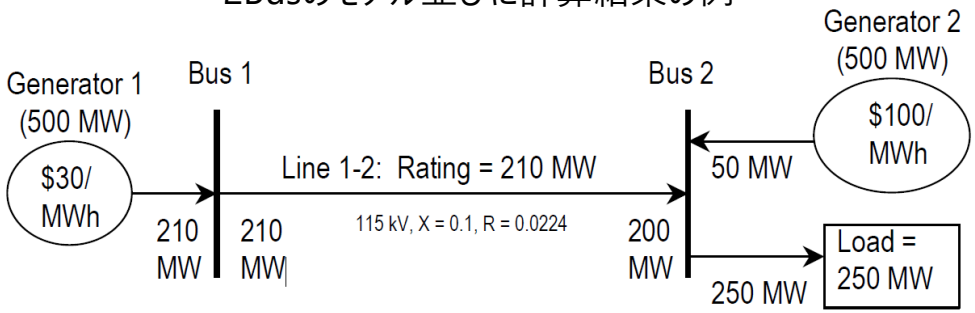
- 限界エネルギー費用SMEC_iは参照Busからエネルギーを供給する際の限界コストを表す。
- 混雑費用MCC_iは、PNode と参照Bus間の混雑コストを表す。
- 限界ロス費用MCL_iは限界エネルギー費用SMEC_iにPNode の限界損失係数をかけたものであり、PNode（CNode) と参照Bus間の電力損失コストを表す。
  - 限界損失係数は、指定された場所での負荷の小さな変化に対する、その場所から参照Busまでの実際のMW損失の変化率を表し、市場最適化ソフトウェアによって算出される。
- 温室効果ガス限界費用はEnergy Imbalance Market Balancing Authority Areaに輸入・輸出されるエネルギーに対して、そのエリアにかかる負荷に対応するために課されるコストを表す。リアルタイム市場でのみ考慮される。

*1 出所：CAISO、Business Practice Manual for Market Operation Version 96、2024年1月、p.174-175、https://www.caiso.com/documents/appendixc-locationalmarginalprice-asof-feb1-2023.pdf

LMP計算において、単一の参照Busを取る方法と複数の参照Busを調整する方法（Distributed）があるが、CAISOでは後者の方法を用いて計算している

LMPの計算例（CAISO）

－2Busのモデル並びに計算結果の例*1－



算定条件	対象Bus	LMP*2 ($/MWh)	SMEC ($/MWh)	MCL ($/MWh)	MCC ($/MWh)
参照Bus：**Distributed** Angle Ref.: Bus 1又はBus 2	Bus 1	30	100	-9.41	-60.59
	Bus 2	100	100	0	0
参照Bus：単一Bus（bus 1） Angle Ref.: Bus 1	Bus 1	30	30	0	0
	Bus 2	100	30	3.12	66.88
参照Bus：単一Bus（bus 2） Angle Ref.: Bus 2	Bus 1	30	100	-9.41	-60.59
	Bus 2	100	100	0	0

*1 出所： CAISO、Business Practice Manual for Market Operation Version 96、2024年1月、p.169~170、2021年3月、https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Market%20Operations/BPM_for_Market%20Operations_V72_redline.pdf

*2 SMECとMCLとMCCの和がLMP相当する。

LMPの計算地点にPNodeと、PNodeの集合体であるAPNodeがあり、個々のPNodeのLMPの加重平均がAPNodeにおけるLMPとして計算される

PNoneとAPNode（CAISO）

■ LMPの計算や決済が行われる地点は用途毎に異なるが、主にPNodeまたはAPNode毎に行われる[*1]。

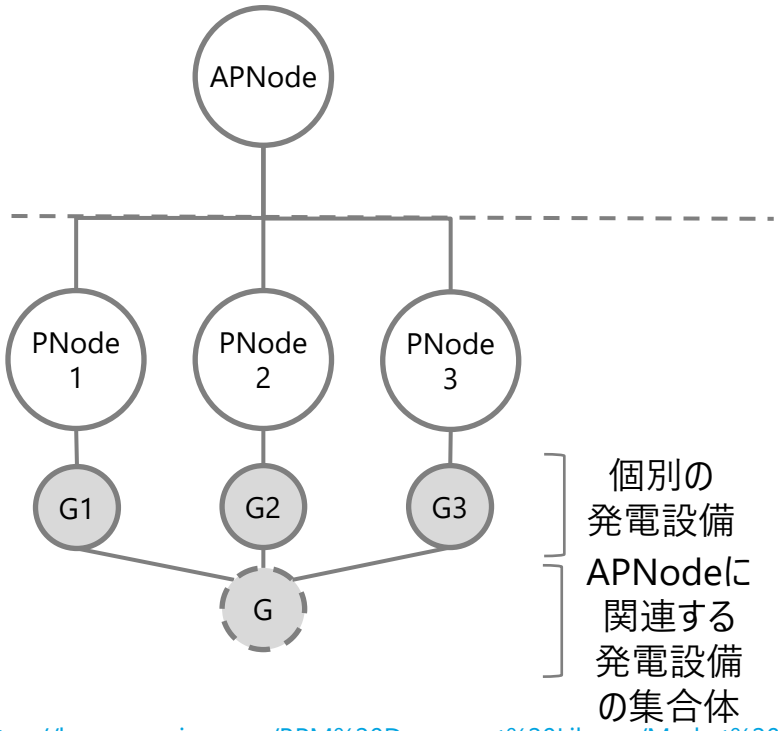
APNode

- 複数の発電設備の集約点、負荷の集約点（Load Aggregation Point）、ノーダル制導入以前のゾーン（Trading Hub）等のPNodeの集合体である。
- APNodeにおけるLMPは、個々のPNodeのLMPの加重平均として計算され、関連する発電設備は、1つの発電設備として入札される。

PNode

- 物理的にモデル化され、LMP計算と金融決済に使用される単一のノードまたはノードの集合体である。
- 電力の需給が行われる個別の地点を指し、発電設備や負荷の接続点がPNodeに相当する。
- 負荷接続点は、高圧送電系統からの物理的な接続点を指し、需要家へ供給するための、配電用降圧変圧器を表す。

– 発電設備におけるPNode、APNode –



*1 出所：CAISO、Business Practice Manual for Managing Full Network Model、2021年3月、https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Market%20Operations/BPM_for_Market%20Operations_V72_redline.pdf

市場に参加する発電設備は定格容量に関する要件があり、また発電設備から受け取る情報は市場運用のために市場と連携されている

LMP計算に係る情報（CAISO）*1

LMP計算に係る情報		
市場に参加する発電設備	設備種	全電源種
	箇所数	3,107箇所（PNodeまたはAPNode）
	定格容量	定格容量に関する市場の参加要件として以下の3点が挙げられている。 • 定格容量1MW以上の発電設備 • 市場への参加を希望する、定格容量500kWから1MWまでの発電設備 • 定格容量100kW以上の蓄電設備
発電設備から受け取る情報		以下の情報がEnergy Management SystemとState Estimatorからリアルタイム市場に提供される。 • Unit ID：発電設備の識別ID • Unit Telemetry：発電出力（MW） • Reg Flag：発電設備の調整状況 • Max(Min) Op Limit：最大、最小の発電容量（MW） • Unit Online：発電設備の連携有無 • Unit's Data Quality：データ品質
計算地点、箇所数		CAISO全体で約9,700箇所において価格計算が行われ、主な計算地点の分類と箇所数は下記の通りである。 • PNode：18,415箇所 ➢ 物理的にモデル化され、LMP計算と金融決済に使用される単一のノードまたはノードの集合体 • APNode：2,072箇所 ➢ 複数の発電設備の集約点、Trading Hub、Load Aggregation Point等のPNodeの集合体 • Scheduling Point：118箇所 ➢ Intertie入札を行う地点（他のバランシングオーソリティエリアとの接続点）

*1 出所： CAISOの各種情報を基にトーマツ作成

CAISOにおいて、ΔkWの価格は供給が充足している時と不足している時で算定方法が分けられている

ΔkWの価格算定（CAISO）*1

- 調整力の種類としてRegulation Up/Down、Spinning Reserve、Non-Spinning Reserveが用意され、それぞれに対して、アンシラリー地域のノードごとに価格（ASMP：アンシラリー限界価格*2）が決定される。
- 必要な調整力に対して、供給が充足している場合と不足している場合で、ASMPの算定方法が分けられている。
- Regulationはパフォーマンスを考慮したマイレージの決済価格と容量決済価格が存在する。

応動時間		短い →		長い
調整力の種類		Regulation Up/Down	Spinning Reserve	Non-Spinning Reserve
ΔkW価格算定方法	供給が充足している場合	• アンシラリー地域のノードごとに、リソースや系統制約条件を考慮して、kWhとΔkWの同時最適によりASAPが決定される。		
	供給が不足している場合	• 必要量を前日市場またはリアルタイム市場から調達できない場合は、Scarcity Reserve Demand Curves（SRDC）の価格を利用してASMPが決定される。SRDCはエネルギー入札の最大入札価格のパーセンテージで表される。供給不足分はSub-RegionまたはExpand Systemより供給される。		
パフォーマンスを考慮した価格算定（Regulationのみ）		• Regulation Up及びDownでは、パフォーマンスを考慮したマイレージ決済価格がΔkWの価格に加わる。	–	–

*1 出所： CAISO、Tariff 27 、2023年12月、https://www.caiso.com/documents/section27-californiaisomarkets-and-processes-asof-nov1-2023.pdf
*2 ASMP：Ancillary Service Marginal Prices

供給力が充足している場合、ΔkWの価格はASMPとしてkWhとΔkWの同時最適により決定され、ASMPはアンシラリーサービス容量入札価格に機会費用を加えた価格以上になる

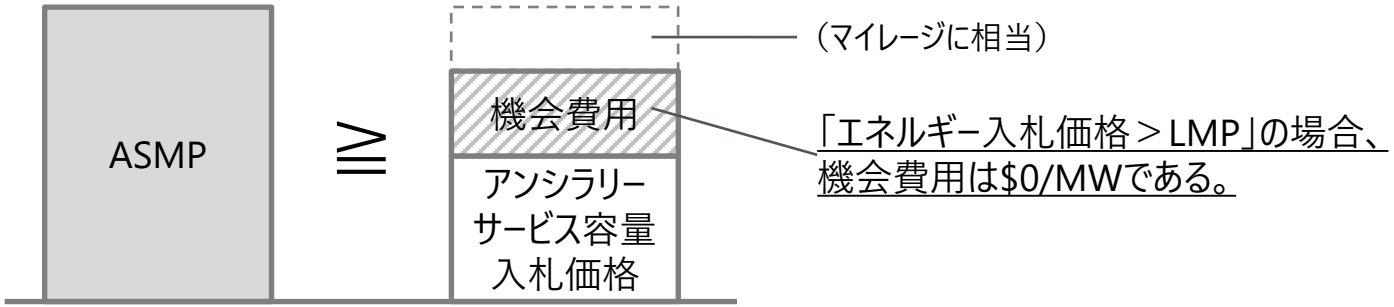
供給力が充足している場合のΔkWの価格算定（CAISO）*1

- ASMPはSCUCによるkWh、ΔkWの同時最適により決定され、アンシラリーサービス容量入札価格*2に機会費用を加えた価格以上になる。

ASMP ≧ アンシラリーサービス容量入札価格 ＋ 機会費用

- 機会費用は、LMP*3とエネルギー入札価格の差に相当し、「エネルギー入札価格＞LMPの場合の機会費用は$0/MW」とする。すなわち、エネルギー入札価格がLMPより高い場合、ASMPに機会費用は含まれず、エネルギー入札価格がLMPより低い場合、アンシラリーサービス入札価格に機会費用を加えたものがASMPになる。

－ ASMPとアンシラリーサービス容量入札価格、機会費用の概念図 －



*1 出所：CAISO、Tariff 27 、2023年12月、https://www.caiso.com/documents/section27-californiaisomarkets-and-processes-asof-nov1-2023.pdf

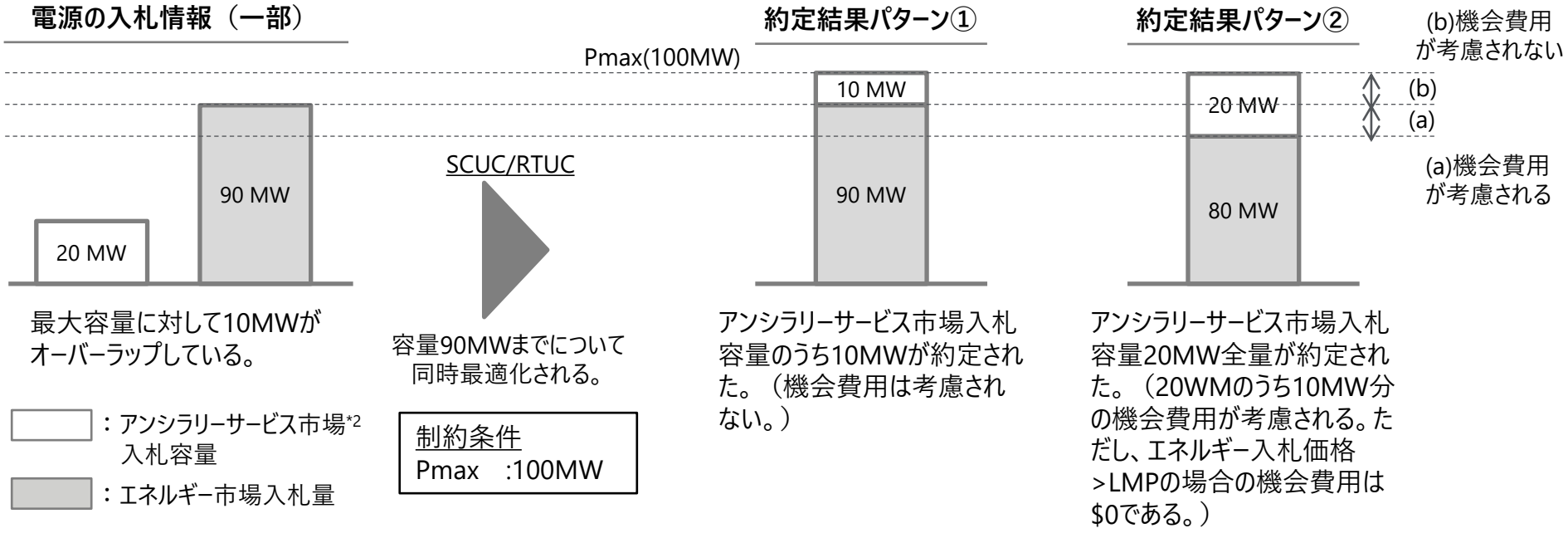
*2 アンシラリーサービス容量入札価格は、ΔkW市場に参加する電源がkWh市場への入札情報（エネルギー入札価格）とは別に、ΔkW市場へ入力するアンシラリーサービス電源の容量単価（$/MW）である（次頁参照）。

*3 ここで指しているLMPは、電源立地ノードにおける前日市場（IFM）、またはリアルタイム市場（FMM）のLMPである。

CAISOでは、エネルギー市場及びアンシラリーサービス市場それぞれに対して入札量を設定できるが、約定処理において各電源の制約条件を満たすように最適化が行われている

電源約定の考え方（CAISO）*1

- 発電事業者はエネルギー市場及びアンシラリーサービス市場においてそれぞれ入札量（容量）と価格を設定できる。
- アンシラリーサービス市場入札量とエネルギー市場の入札量がオーバーラップした場合は、オーバーラップとなったアンシラリーサービス市場入札量に対し機会費用が約定ロジックに考慮される。本事例の場合、オーバーラップしない10MWに対する機会費用は$0である。



*1 出所： CAISO、Business Practice Manual for Market Operations、Version 98、2024年10月、p.203~206、https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Market%20Operations/BPM_for_Market%20Operations_V98_Redline.pdf

調整力の供給量が不足している場合のΔkWの価格は、Scarcity Reserve Demand Curvesの値を利用して決定される

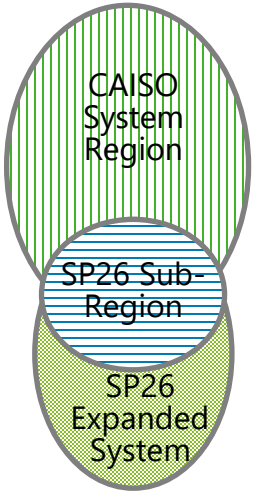
供給力が不足している場合のΔkWの価格算定（CAISO）*1

- Scarcity Reserve Demand Curvesの値は、エネルギー入札の最大入札価格*2のパーセンテージで表され、調整力の種類と供給不足量ごとに下表のとおり設定されている。
- 供給不足分はSub-RegionまたはExpand Systemより供給される。

－ Scarcity Reserve Demand Curvesの値 －

調整力	調整力の供給不足量	値（最大入札価格の割合）	最大入札価格が$1,000の場合の値
Regulation Up	－*2	20%	$200
Spinning Reserve	－*2	10%	$100
Non-Spinning Reserve	>210MW	70%	$700
	≦210MW >70MW	60%	$600
	≦70MW	50%	$500
Regulation Down	>84MW	70%	$700
	≦84MW >32MW	60%	$600
	≦32MW	50%	$500

アンシラリー地域の概要



SP26はCAISOのアンシラリー地域の名前の一つであり、CAISOシステム内で重なった領域（Sub-Region）とCAISOシステム外の領域（Expanded System）から構成されている。

*1 出所： CAISO、Tariff 27 、2023年12月、https://www.caiso.com/documents/section27-californiaisomarkets-and-processes-asof-nov1-2023.pdf

*2 CAISO市場のエネルギー入札の最大価格は$1,000/MWh（Soft energy bid）から$2,000/MWh（Hard energy bid）の間で設定されている。ほとんどの電源の最大入札価格は$1,000/MWhであるが、ある要件をクリアできると$1,000/MWhより大きいエネルギー価格を入札できる。

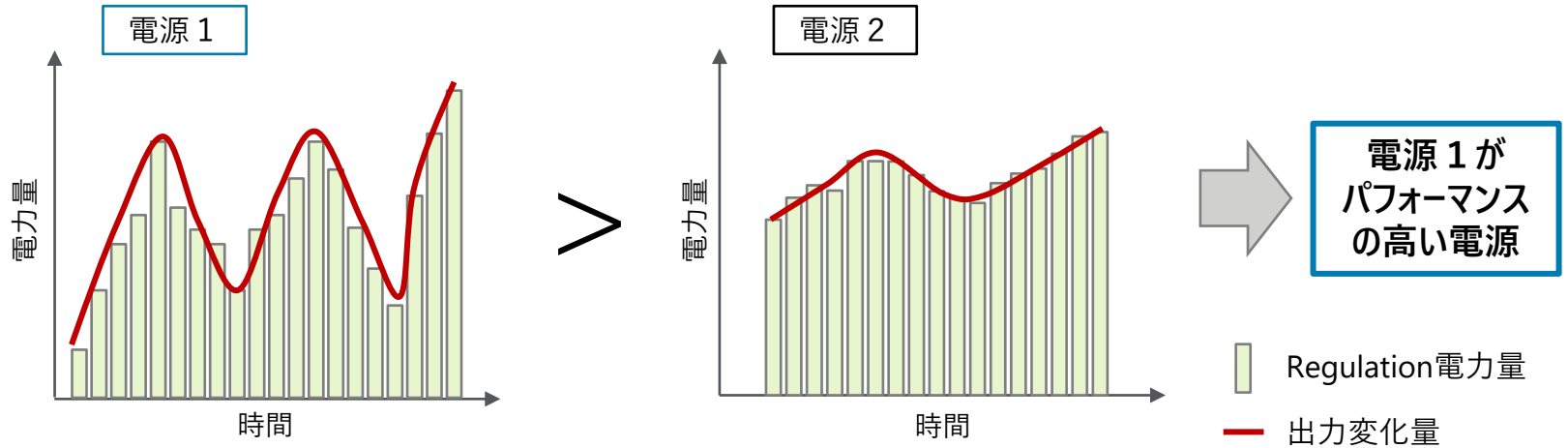
*3 供給不足量にかかわらず、Scarcity Reserve Demand Curvesの値は右列の値が適用される。

FRECはISO/RTOに対して、パフォーマンスに優れたRegulation電源に適切な対価を支払うように義務付けている

ΔkWのパフォーマンス評価（米国 FREC order No.755）[*1,2]

- 2011年10月、FERCはRTOとISOに対して、調整能力の高い周波数調整力（Regulation）電源に適切な対価を支払うように義務付けた（order No.755）[*3]。具体的には①Regulationとして提供する容量への支払い、②パフォーマンスに応じた支払い、という2段階式支払制度の導入を義務付けた。
- パフォーマンスとは、**ISOの指令に基づき、電源がRegulationをいかに迅速に行ったかという点で定義される**。
- 本義務付けにより、パフォーマンスに優れた電源が、より多くの収入を得ることができる。

－ Regulation電源のパフォーマンス概念図[*1] －



*1 出所：電力改革研究会、電源のパフォーマンスを評価するアンシラリーサービス制度、https://ieei.or.jp/2016/08/special201204060/

*2 出所：CAISO、Pay for Performance Draft Final Proposal、2012年2月、http://www.caiso.com/Documents/PayforPerformance_Regulation_DraftFinalProposal.pdf

*3 出所：UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION、Frequency Regulation Compensation in the Organized Wholesale Power Markets、ORDER NO. 755-A、2012年2月、https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-06/OrderNo.755-A.pdf

CAISOにおけるRegulationのコスト計算には、電源のパフォーマンスが考慮されたマイレージ入札額の情報が用いられている

ΔkWのパフォーマンス評価（CAISO）*1,2

- CAISOでは、電源種別によらず、公平にパフォーマンスに応じたマイレージ（Mileage）を行う仕組みを採用している。
- 下記のマイレージによって調整価格を算出し、調整価格の低い電源から落札される。

マイレージの具体例	1. CAISOは、応札した個々の電源について、当該電源が落札した場合に想定される支払額（予想価格）を式１で算出する。 式１ **予想価格（$/MW）** ＝ **容量単価*3＋機会費用**（容量に対する対価）＋ **マイレージ入札額*3 × 系統マイレージ乗数*4**（パフォーマンスに対する対価） 2. 予想価格に電源毎の実績から算出した確度を加味した調整価格を式２で算出する。 式２ **調整価格（$/MW）＝予想価格（$/MW） / 確度*5**（%） 3. 調整価格の低いRegulation電源から落札され、落札された電源のうちマイレージ入札額の最高値がマイレージ決済価格となり、全電源に一律に適用される。

*1 出所： CAISO、Tariff 8 、2023年11月、p.6-7、https://www.caiso.com/documents/section8-ancillaryservices-asof-nov1-2023.pdf
*2 出所： CAISO、Business Practice Manual for Market Operation Version 96、2024年1月、p.221-222、https://www.caiso.com/documents/appendixc-locationalmarginalprice-asof-feb1-2023.pdf
*3 アンシラリーサービス市場の入札情報の1つである。
*4 系統マイレージ乗数（ΔMW/MW）：過去1週間の実績から、周波数調整容量1MW当たりのマイレージ調達量で表される。
*5 確度：各電源に対し、Automated Generation Control （日本のGF運転に相当）設定点に対してどれだけ正確に応答したかを表す指標である。

系統マイレージ乗数は、過去の1週間のRegulation落札実績を基に算出され、目標とするRegulation容量で予想されるマイレージ量を算出するために用いられる

系統マイレージ乗数の計算例（CAISO）*1

- 系統マイレージ乗数（Mileage Multiplier）は24時間別に、1時間単位で、対象時間帯の全電源のマイレージの過去1週間分をRegulation落札量の過去1週間分で割ったもので表される。
- 系統マイレージ乗数は落札実績を基に算出されるため、目標とするRegulation容量で予測されるマイレージを算出するために用いられる。

－ 系統マイレージ乗数の事例（7:00~8:00の例） －

	金	土	日	月	火	水	木	合計
Regulation up 容量（MW）	350	400	375	350	375	375	350	2,575
電源Aマイレージ（ΔMW）	800	600	400	100	250	500	600	3,250
電源Bマイレージ（ΔMW）	500	500	500	250	300	400	300	2,750
電源Cマイレージ（ΔMW）	700	600	700	100	500	200	500	3,300
マイレージ合計（ΔMW）	2,000	1,700	1,600	450	1,050	1,100	1,400	9,300
系統マイレージ乗数（全電源のマイレージ合計/Regulation upの落札量合計）								**3.61**

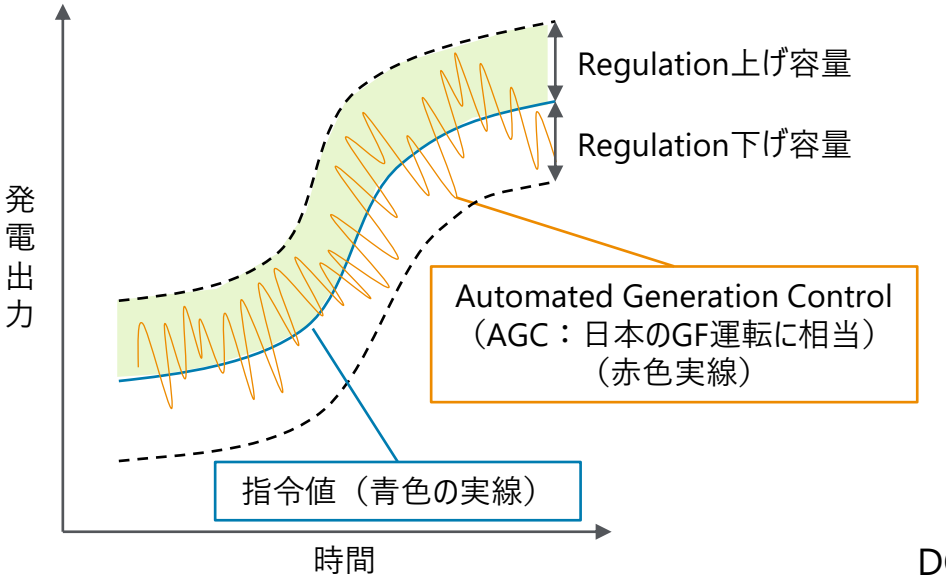
*1 出所：CAISO、Pay for Performance Draft Final Proposal、2012年2月、p.14、http://www.caiso.com/Documents/PayforPerformance_Regulation_DraftFinalProposal.pdf

マイレージは4秒間隔でのAGC設定点の絶対変化量を表す

マイレージについて（CAISO）*1,2

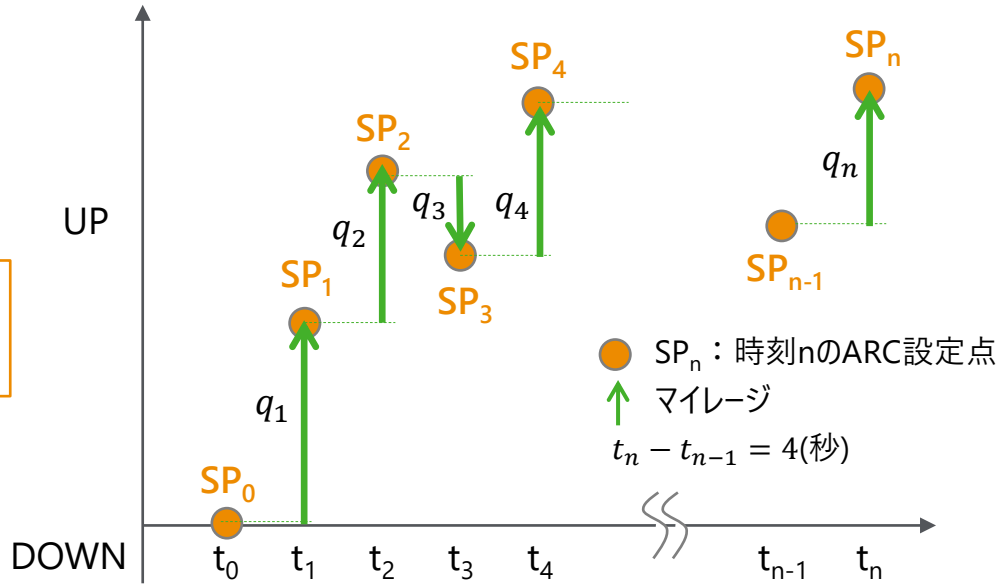
- CAISOでは、AGC設定点の変化量の絶対値を「マイレージ（Mileage）」と表現している。例えば、左下図の緑の領域内にある赤色実線の長さが、Regulation Upのマイレージを表す。
- 実績マイレージは、4秒毎にAGC設定点を定め、それらAGC設定点間の変化量を15分間隔で算出する。

マイレージの概念図



上図緑の範囲内のAGC（赤色の実線）の距離が Regulation Upのマイレージに相当する。

実績マイレージの算出方法



$$\text{実績マイレージ} = \sum_{n}(q_1 + q_2 + \cdots q_n)$$

*1 出所：CAISO、Pay for Performance Draft Final Proposal、2012年2月、http://www.caiso.com/Documents/PayforPerformance_Regulation_DraftFinalProposal.pdf

確度は4秒ごとのAGC設定点と実際のシステム信号値との差の絶対値より算出される

確度の算出例（CAISO）*1,2

- 確度（Accuracy）の算出例を下表で示す。下表の例の場合、確度は89.5%と算出される。
- 確度を実績マイレージに乗ずることで、不調分を考慮したマイレージを評価して、Regulation電源の調整価格に反映する。
- 確度が高いほど、AGC設定点と実際のシステム信号値が近いことを表し、電源のパフォーマンスに優れていることを表す。

－確度算定方法（例）－

	Regulation インターバル（4秒）					合計
	1	2	3	…	15	
AGC 設定点(A)	10	15	18	…	17	200
実際の測定値(B)	9	14	19	…	21	191
(A)と(B)の差の絶対値(C)	1	1	1	…	4	21

$$\text{確度} = \frac{(\mathrm{A}) - (\mathrm{C})}{(\mathrm{A})} = \frac{200 - 21}{200} \times 100 = 89.5\%$$

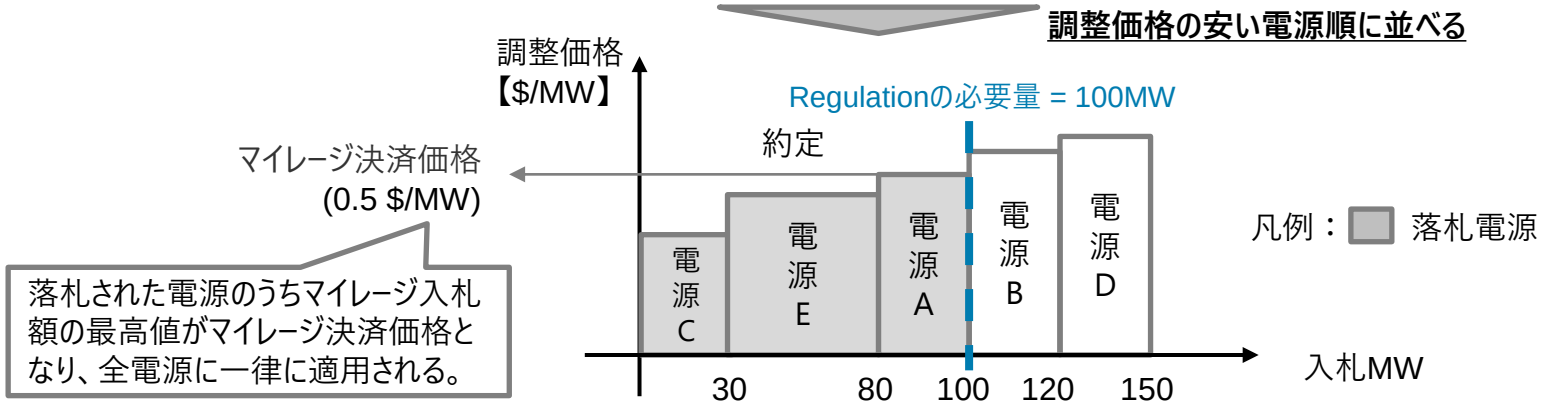
*1 出所：CAISO、Pay for Performance Draft Final Proposal、2012年2月、http://www.caiso.com/Documents/PayforPerformance_Regulation_DraftFinalProposal.pdf

電源のパフォーマンスを考慮した調整価格の低い順から、Regulation電源の落札順位が決定され、落札された電源のうちマイレージ入札額の最高値がマイレージ決済価格となる

Regulation電源約定方法（CAISO）*1

－Regulation電源約定方法（例）－

	市場参加者の入札情報				ISO				
	容量 【MW】 (A)	容量単価 【$/MW】 (B)	機会費用 【$/MW】 (C)	マイレージ 入札額 【$/ΔMW】 (D)	系統マイレージ 乗数 【ΔMW/MW】 (α)	予想価格 【$/MW】 (E=B+C+Dxα)	確度 (F)	調整価格 【$/MW】 (G=E/F)	ランク
電源A	20	5.0	2.0	0.5	5	9.5	85%	11.2	**3**
電源B	20	7.0	2.0	0.2	5	10.0	85%	11.8	**4**
電源C	30	6.0	1.0	0.3	5	8.5	90%	9.4	**1**
電源D	30	9.0	0.0	1.0	5	14.0	80%	17.5	**5**
電源E	50	6.0	1.5	0.5	5	10.0	95%	10.5	**2**



*1 出所：CAISO、Pay for Performance Draft Final Proposal、2012年2月、http://www.caiso.com/Documents/PayforPerformance_Regulation_DraftFinalProposal.pdf

PJMによる指示の下に電源を運用した際に、市場から得られる収入が発電コストを下回った分の費用や機会費用に対して、Upliftとして市場参加者への支払いが行われる

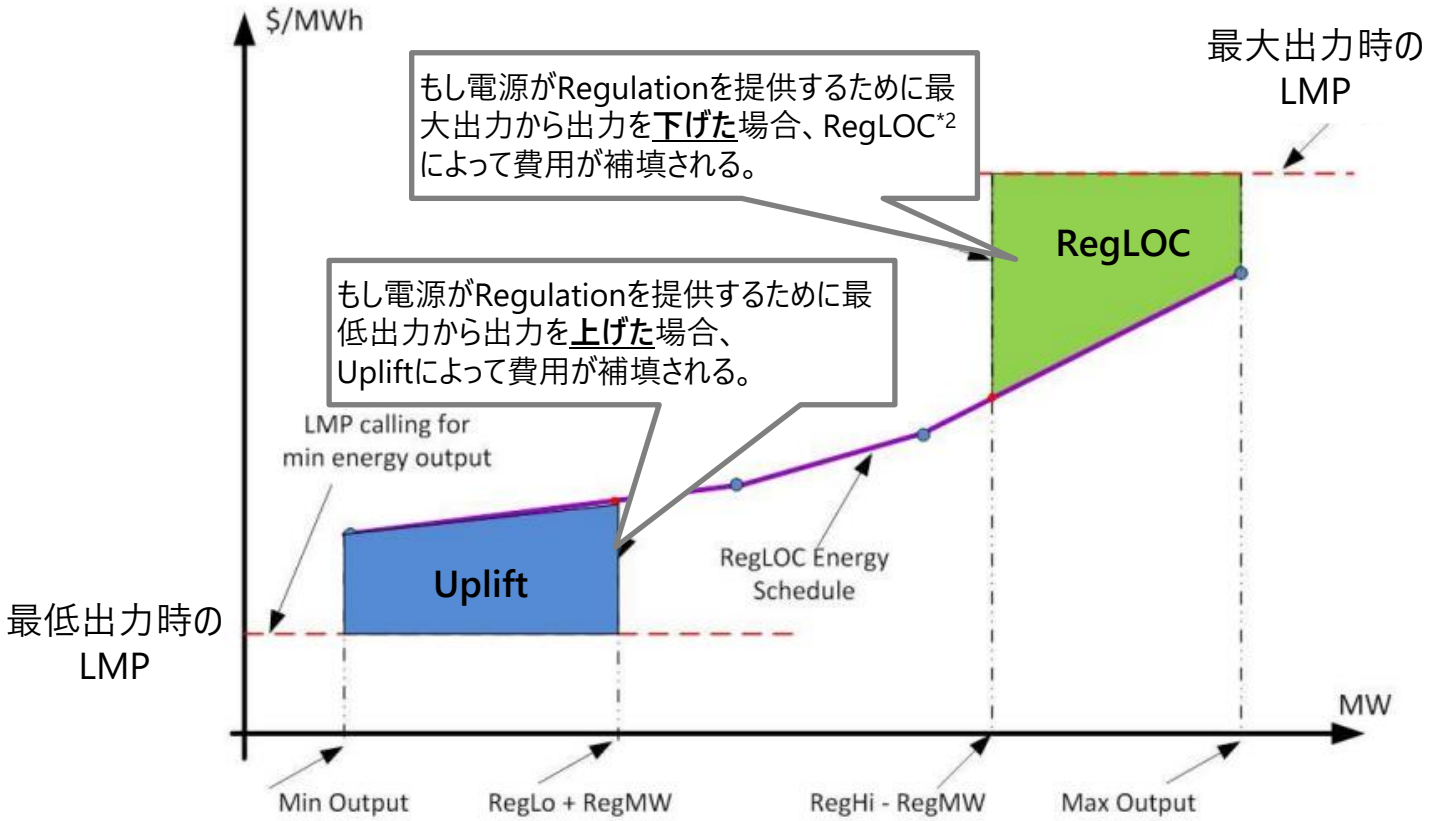
Uplift が生じる事象と概要（PJM）*1

Upliftが発生する主な事象	事象の概要
Congestion 系統混雑	系統混雑が発生し、利用可能な追加の発電機のコストが高く、LMPの算定に係るPenalty factorの調整等が必要となる場合
Demand & Load Forecast 需要・負荷予測	天候の変化等によって、実需給におけるシステム負荷（Actual system load）と予測負荷の差異が大幅に生じた場合
Emergency Procedure Events 緊急時対応	猛暑警報、送電負荷軽減手続き、最小発電事象（Minimum generation events）等に伴う緊急対応を行った場合
Generator Market Offer Data 発電機の市場入札データ	最小運転時間や1日の起動回数等、発電機の運転パラメーター
Interchange 電力融通	PJM参加企業（PJM participants）とPJM域外システム（Neighboring systems）間で電力融通を行った場合
Real-Time Load & Reserve Megawatts リアルタイム負荷・予備力MW	実需給において負荷や予備力が応答した場合
Outages 停電	計画外の停電が発生し、系統維持のための発電機を稼働した場合
Reactive Voltage Support 無効電圧維持	電圧を制御するためのユニットを稼働した場合
Self-Scheduled Generation Megawatts セルフスケジュール発電MW	セルフスケジュールの電源を運用した場合

*1 出所：PJM、Monitoring Analyticsの公開情報に基づきトーマツ作成

電源が調整力を提供するために最低出力から出力を上げた場合はUpliftとして費用が補填され、最大出力から出力を下げた場合はRegLOCによって費用補填が行われる

Uplift が生じる事象と概要（PJM）*1

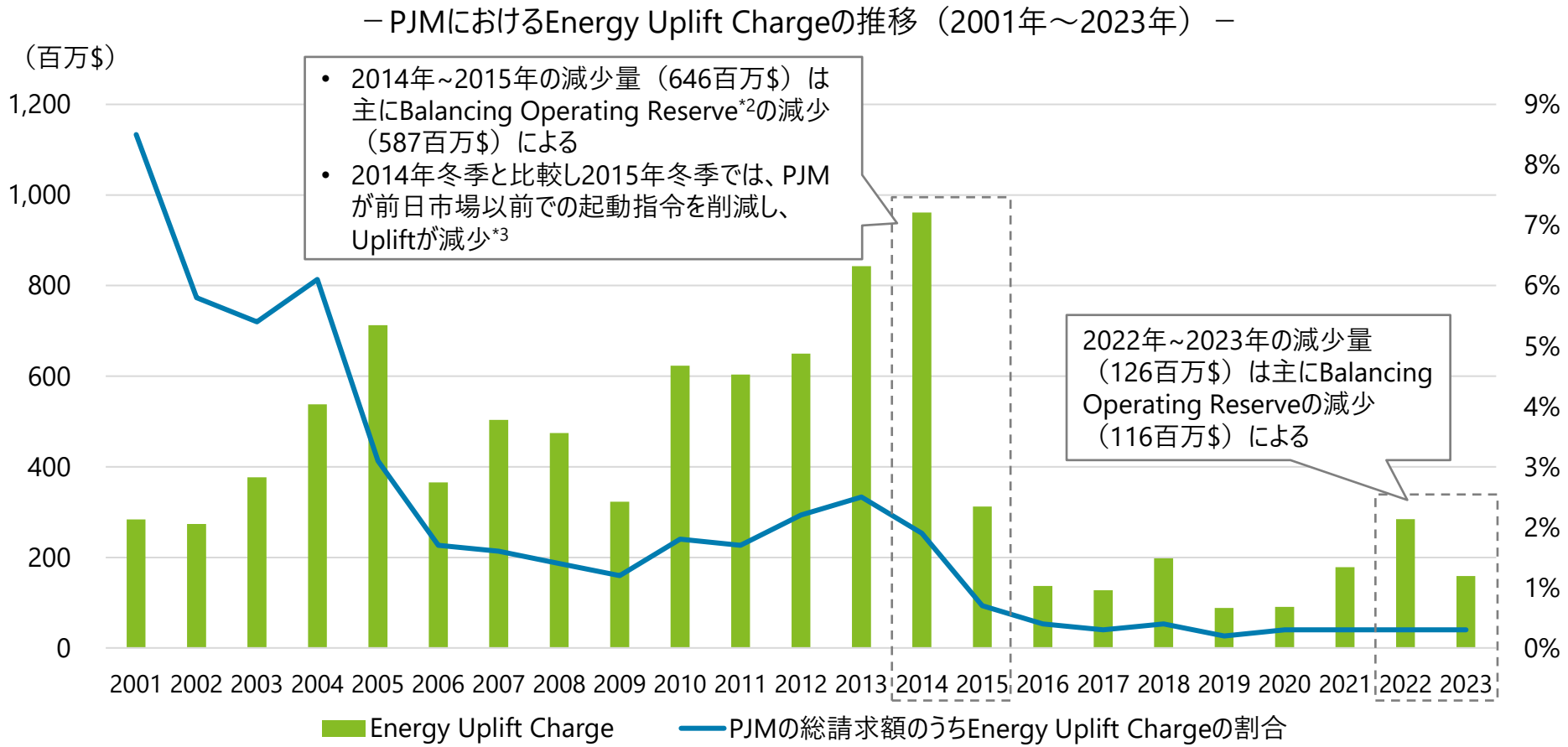


*1 出所：PJM、PJM Regulation Lost Opportunity Cost Overview、2022年9月、p.5、https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/rmdstf/2022/20220920/item-05---regulation-lost-opportunity-cost---overview.ashx

*2 RegLOC（Regulation Lost Opportunity Cost）：Regulationにおける機会損失費用を指し、Regulationサービスの最終的な約定価格の算定に用いられる。

PJMにおけるEnergy Uplift Chargeの総額は、2015年冬季に前日市場以前での起動指令を削減して以降では、100~300百万$で推移している

Uplift の推移（PJM）*1



*1 出所：Monitoring Analytics、2023 State of the Market Report for PJM、2024年3月、p.282、https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2023/2023-som-pjm-vol2.pdf

*2 PJMの指令に従いリアルタイム断面で出力変更した際の、前日時点でのスケジュールからの乖離に伴う機会費用の補填

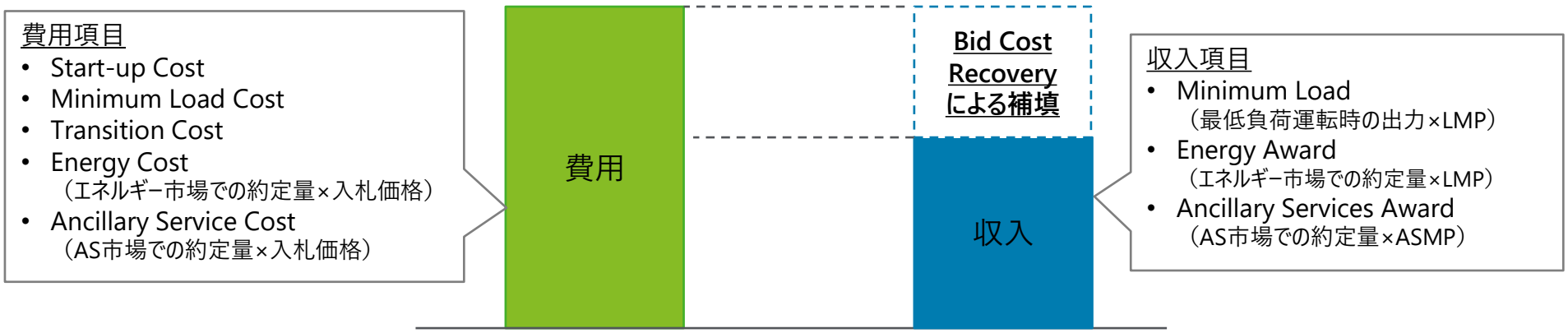
*3 出所：Monitoring Analytics、2023 State of the Market Report for PJM、2024年3月、p.153、https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2023/2023-som-pjm-vol2.pdf

CAISOではBid Cost Recoveryにより、起動費や最低負荷運転費用を含めた発電費用と市場から得られる収入の差額（収入の不足額）が補填される

Bid Cost Recoveryの概要（CAISO）*1,3

- CAISOでは、適格性のあるリソース（BCR Eligibility Resource）に対し、前日、リアルタイムの各市場において、入札価格（発電費用）と市場から得られる収入との差額を補填するためBid Cost Recovery（BCR）が支払われる。
  - 適格性のあるリソースとしては、発電設備のほか、デマンドレスポンスを行う負荷等が含まれ、CAISOの管轄するBAA外のリソースも対象に含まれる。*2
  - BCRには機会費用（ΔkWの供出に伴うkWh収入の損失分）は含まれないが、ΔkWの精算価格（ASMP）に含まれる。（71ページ参照）

－Bid Cost Recoveryと市場での収支の関係*3,4－



*1 出所：CAISO、Tariff Section 11 CAISO Settlements and Billing 、2024年3月、p.54、https://www.caiso.com/documents/section11-californiaisosettlements-and-billing-asof-jan1-2024.pdf
*2 出所：CAISO、Tariff Appendix A - Master Definition Supplement、2024年3月、p.36、https://www.caiso.com/documents/appendix-a-master-definition-supplement-as-of-jul-26-2024.pdf
*3 出所：CAISO、Energy Imbalance Market Bid Cost Recovery Technical Workshop、2013年9月、p.6-7、https://www.westerneim.com/Documents/Presentation-EnergyImbalanceMarket-BidCostRecoverySep16_2013.pdf
*4 出所；CAISO、Computer-based training – Commitment costs、2024年10月閲覧、https://www.caiso.com/content/cbt/commitment-costs/story.html

起動費、最低負荷運転費用を含めた総費用と、エネルギー、アンシラリーサービス市場からの総収入を時間毎に算定し、1日間の総計において費用が上回る場合に差額がBCRとして補填される

Bid Cost Recoveryの算定例（CAISO）*1,2

	費用項目	価格	計算方法
費用	Start-up Cost	$1,000	—
	Minimum Load Cost	$4,000	（Master File*3より参照）
	Energy Cost	$2,500	約定量50MW × 入札価格$50/MW*4
	Ancillary Service Cost	$100	約定量10MW × 入札価格$10/MW*4
	総計	**$7,600**	

	収入項目	価格	計算方法
収入	Minimum Load	$3,000	最低負荷運転時の出力50MW × LMP$60/MW
	Energy	$3,000	約定量50MW × LMP$60/MW
	Ancillary Service	$150	約定量10MW × ASMP$15/MW
	総計	**$6,150**	

算定対象期間（対象コマ）	1~4	5	6	7	8~24	1日計
総費用	$0	$7,600	$6,600	$8,200	$0	**$22,400**
総収入	$0	$6,150	$7,200	$6,600	$0	**$19,950**

日単位での総費用＞総収入となる場合、差額がBCRとして補填される。

*1 出所：CAISO、Day-Ahead Market Overview、2019年12月、p.113-115、https://www.caiso.com/Documents/Presentation-Existing-Day-Ahead-Market-Overview.pdf

*2 Transition Costは、Multi-Stage Generating resourceのみ対象であり、本計算例では費用項目として含まれていない。

*3 Master File：CAISOの管理する発電設備、負荷、その他設備に係るデータベース

*4 入札価格については発電事業者が提出するEnergy Bid Curveに基づく（出所：CAISO、Computer-based training – Commitment costs、2024年11月閲覧、https://www.caiso.com/content/cbt/commitment-costs/story.html）

エネルギーまたはアンシラリーサービス市場に対しSelf-schedule入札を行う期間では、Energy Cost、Ancillary Service CostのみがBCRの算定対象となる

Bid Cost Recoveryの算定対象費用（CAISO）*1

■ BCRの算定対象においては、Commitment Period（設備がオンラインかつ系統と同期され、ディスパッチ可能な期間）を、Self-scheduleの有無等に基づき分類し、それぞれに異なる費用項目が適用される。

分類	内容	BCRの算定に含む費用
Self-commitment Period	• Commitment Periodのうち、リソースがエネルギーまたはアンシラリーサービス市場にSelf-schedule入札を提出している期間 • 上記以外に、ランプ制約または最小稼働時間、最小停止時間の要件により稼働する必要がある期間	• **Energy Cost** • **Ancillary Service Cost**
CAISO Commitment Period	Commitment Periodのうち、Self-commitment Periodを除いた期間	• Start-up Cost • Minimum Load Cost • Transition Cost • Energy Cost • Ancillary Service Cost （**全ての費用項目が対象**）

*1 出所：CAISO、BPM Configuration Guide: Start-Up and Minimum Load Cost、2024年4月、p.3、https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Settlements%20and%20Billing/Configuration%20Guides/Pre-Calcs/BPM%20-%20CG%20PC%20Start-Up%20and%20Minimum%20Load%20Cost_5.22.0a.doc

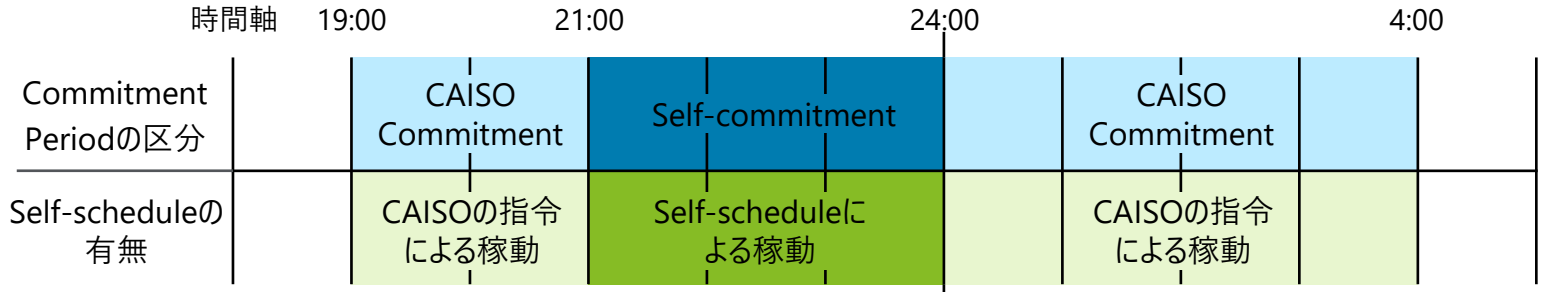
CAISOの指令に基づく稼動期間についても、最小稼働時間による制約を踏まえ、Self-commitment Periodとして扱われる場合がある

Self-commitment Periodの例（CAISO）*1

前提条件：両ケースとも設備の最小稼働時間は5時間

ケース①

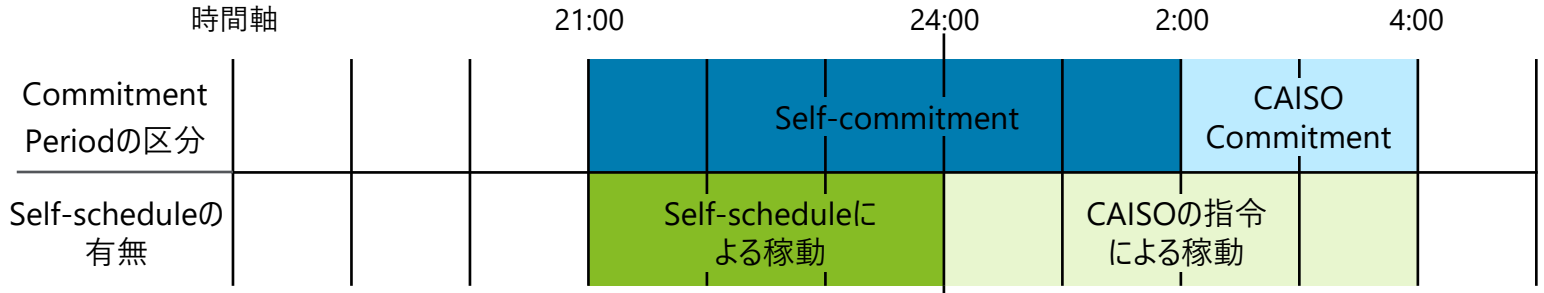
Self-scheduleの有無とSelf-commitment Periodが一致



- CAISOの指令に基づき19:00-21:00（2h）の間に稼働し、Self-scheduleにより21:00-24:00（3h）の間に稼働するため、最小稼働時間（2h+3h=5h）の要件を満たしている。
  - その後のCAISOの指令による稼動期間（24:00-4:00）はCAISO Commitment Periodとして扱われる。

ケース②

最小稼働時間を踏まえ、Self-commitment Periodが延長



- Self-scheduleによる稼動期間は21:00-24:00（3h）だが、最小稼働時間が5hのため、**24:00-2:00（5h-3h=2h）はCAISOの指令が無くとも稼働していた期間**となる。*2
  - **24:00-2:00の期間はSelf-commitment Period**として扱われる。

*1 出所：CAISO、Business Practice Manual for Market Operations - Appendices、2024年4月、p.218-220、https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Market%20Operations/Appendices_Market%20Operations_V62_Redline.pdf

*2 SCUCにおいては、各設備の起動後に最小稼働時間を上回る稼働時間が確保されるよう制約条件が設けられている。（出所：CAISO、Technical Bulletin 2009-06-05、2009年11月19日、p.2-30～31、https://www.caiso.com/Documents/TechnicalBulletin-MarketOptimizationDetails.pdf）

2. 同時市場に関する詳細設計や諸外国の電力諸制度に関する調査

2-1. 市場における入札の仕組み

2-2. 市場における約定の仕組み

2-3. 小規模・分散型電源の市場運用

2-4. ネガティブプライス

2-5. 燃料調達

諸外国の調査を踏まえ、アグリゲーションされたDERを含む小規模・分散型電源の卸電力市場への参加要件、運用状況、市場外DRの稼働計画の把握方法を明らかにした

小規模・分散型電源の市場運用

日本	現状認識	● 同時市場の在り方等に関する検討会では、変動性再エネ電源や蓄電池・DRといった小規模・分散型電源の運用に関する制度設計について、調整力の確保の在り方や入札方法等の検討が進められている。
	課題	● 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の大量導入により、需給変動に対応する市場取引や各リソースにおける適時適切な調整力の確保が必要である。 ● 容量が小規模かつ点在するDR等のリソースがアグリゲーションにより市場供出される場合の市場設計の検討が必要である。 ● Behind-The-Meter（BTM）等の市場に供出されないDRの需要量の把握が適正な需給管理に不可欠である。
調査結果	市場設計	● CAISOでは、アグリゲーションされたDERの市場参加促進とLMPや混雑管理の影響最小化の両立のため、市場参加要件として、最小・最大入札容量やアグリゲーションの地理的な範囲を規定している。 ● 英国では、時間前市場の取引時間単位の短縮化やゲートクローズタイミングを実需給に近づけることを検討しており、需給予測や価格シグナルが正確になることで、小規模・分散型電源の市場参加の拡大が見込まれている。
	市場運用	● 英国では、バランシングメカニズムにおいて、風力発電や小規模・分散型電源が調整力として活用されている。 ● ドイツでは、ピークシフトによるインセンティブを踏まえた小売市場における小規模・分散型電源の活用が一因で、卸電力市場における活用が進んでいないとする見解を確認した。
	市場外DR	● CAISOやPJMでは、それぞれ需要側に設置されたBehind-The-Meter（BTM）や0.1MW以上の発電・蓄電システムであるBehind the Meter Generation（BTMG）の稼働計画等の情報の報告を求めている。

CAISOではDR、DER、電力貯蔵リソースに係る市場参加モデルが複数用意されており、それぞれのモデルに対して参加可能なリソースの要件が決められている

主な小規模分散型電源の市場参加モデルと参加可能市場（CAISO）*1

市場参加モデル	区分	参加可能なリソース概要	エネルギー市場*3	AS市場
Proxy Demand Resource（PDR）	Proxy Demand Response (PDR)	•LSE以外の需要応答プロバイダー等による入札が可能な負荷削減リソース	○	○*4
	PDR – Load Shift Resource(PDR-LSR)	•負荷の削減・増加の両方の入札が可能なリソース •系統の供給過剰時に負荷増加で応答すると報酬を取得	○	○*4
	Reliability Demand Response Resource (RDRR)	•CPUCのResource Adequacy（RA）プログラム登録リソースとして信頼性に基づく負荷削減が可能なリソース	○	×
	Distributed Curtailment Resource（DCR）	•分散型エネルギーリソースのアグリゲーションする際に構成されるリソースのうち、負荷削減可能なリソース	○	○*4
Distributed Energy Resource Provider（DERP）		•分散型エネルギーリソース（DER）を集約して最小容量要件等を満たすことで1つのリソースとして機能するリソース	○	○*4
Non-Generating Resource（NGR）*2	Limited Energy Storage Resources (LESRs)	•放電及び充電制限に応じて連続的に正から負の動作範囲を持ち、充電状態（SOC）によって制限されるリソース	○	○*5
	Dispatchable Demand Response (DDR)	•放電せず、負の動作範囲を持ち、削減可能なエネルギーによって制約されるリソース	○	○*5
	Generic NGRs	•LESRと同様に、連続した正から負の動作範囲を持つが、SOCによって制約されないリソース	◯	○*6

*1 出所：CAISO、Demand response market participation models、2024年12月9日閲覧、https://www.caiso.com/generation-transmission/load/demand-response
CAISO、Business Practice Manual for Demand Response Version12、2025年1月閲覧、https://bpmcm.caiso.com/Pages/BPMDetails.aspx?BPM=Demand%20Response

*2 NGRリソースは単体での市場参加の他、PDRやDERPのモデル内で使用される場合もある。　*3 エネルギー市場に参加可能なモデルはすべて前日・リアルタイム市場に参加可能
*4 AS市場の前日・リアルタイム市場にSpinning、Non-Spinning reservesの区分で参加可能　*5 AS市場の前日・リアルタイム市場にSpinning Reserves、Non-Spinning reserves、Regulation Up & Downの区分で参加可能　*6 AS市場の前日・リアルタイム市場にRegulation Up & Downの区分で参加可能

CAISOでは、各リソースの特性に応じた入札情報及び入札要件を定めている

主な小規模分散型電源の市場参加モデルの入札情報及び入札要件（CAISO）*1

市場参加モデル		Proxy Demand Resource （PDR）	Distributed Energy Resource Provider（DERP）*2	Non-Generating Resource （NGR）
最小入札容量	エネルギー市場	100 kW	500kW	100kW
	AS市場	500 kW	500kW	100kW
アグリゲーションに係る要件		• 各リソースは同一Sub-LAP*3内に配置	• 各リソースは同一Sub-LAP*3内に配置 • アグリゲーション後の各DERは1MW未満 • 複数のPNodeにまたがる場合、アグリゲーションの最大容量は20MW未満	• アグリゲーション不可
その他の入札情報・要件等		• 入札セグメントは0.01MWの細分化が可能。 • 純利益テスト（NBT）のしきい値を超える必要がある。	• 負荷応答と発電応答の両方に適用される分配係数DF（Distribution Factor）に従って出力を提供する必要がある。	• 起動時間と起動コストなしでモデル化されている。 • エネルギー損失は、放電プロセスではなく充電プロセス中に考慮される。

*1 出所：CAISO、Demand response market participation models、2024年12月9日閲覧、https://www.caiso.com/generation-transmission/load/demand-response
CAISO、Aggregated DER participation in ISO/RTO markets enabled by FERC Order 2222 – Panel、2021年2月3日、p3、https://www.energy.gov/sites/prod/files/2021/02/f82/FERC1_Powers_CAISO.pdf
CAISO、The Participation Comparison - Proxy Demand, Distributed Energy Resource Provider, Storage, and Load Forecast Adjustment、2025年1月閲覧、https://www.caiso.com/documents/participationcomparison-proxydemand-distributedenergy-storage-forecastadjustment.pdf

*2 FERC Order 2222への対応前の入札要件

*3 以下文献では、LAP （Load Aggregation Points）は、複数の負荷ノードの集合からなるポイントで、Non-Participating Loadsのスケジューリング、価格決定、精算に用いられており、Sub−LAPは、LAP内において、LMPに基づいて混雑管理に係るコストの変動をヘッジするための混雑収益権（CRR）の設定のために開発されているとの言及がある。
・CAISO、MRTU Participating Load Users Guide、2009年1月、https://www.caiso.com/Documents/DraftMRTURelease1ParticipatingLoadUsersGuide.pdf
・CAISO、Proxy Demand Resource （PDR） & Reliability Demand Response Resource （RDRR）Participation Overview、2025年1月閲覧、https://www.caiso.com/Documents/PDR_RDRRParticipationOverviewPresentation.pdf

FERC Order 2222に対しては、複数ノード間でのDERアグリゲーションの実施によるLMPへの影響を懸念する意見がある一方で、入札最小容量（100kW）の指定が市場参加を促進し、地理的に広範なアグリゲーションの必要性が減少する可能性を評価する意見がある

FERC Order 2222発令内容及び発令に伴うステークホールダーの評価（米国）*1

項目	内容
発令時期	• 2020年～
目的・背景	• 市場ルールが従来電源向けに設計されており、小規模リソースの市場への参入障壁となっていることや各ISO/RTOの市場運営における管理コストの増加などが懸念されていた。
対象リソース	• 従来の発電リソース等の代替または強化が可能なリソース（小規模発電、貯蔵リソース等） *2
発令事項	• 卸電力市場への入札の許可 • 物理的な運用特性を踏まえた入札情報の登録要件の検討要請 • 市場へのアグリゲーション参加の最小容量（100kW）の指定 • アグリゲーションの地理的範囲要件の検討要請 • 入札パラメータ、計測・テレメトリー要件の検討要請 • ISO/RTOとアグリゲーター、配電事業者等との調整方法の検討要請

意見区分	関係者（ステークホールダー）の意見内容
ポジティブ	• （MISO、Tesla/Solar City）DERアグリゲーションの入札最小容量要件が100kWであれば、合理的な範囲での開発が可能になり、地理的に広範な範囲でアグリゲーションをする必要性が減少し、送電系統の信頼性リスクが低減される可能性がある。*1
ネガティブ	• （NYISO）複数の伝送ゾーンにまたがるアグリゲーションは、LMPの価格分離等の管理上・運用上の問題を引き起こす懸念がある。*1 • （PJM）過去の各ノードのLMP価格を用いた分析から、複数ノード間でのアグリゲーションにより市場運用に影響を及ぼす懸念がある。*3 • （NREL）配電系統の信頼性や安全性の維持の観点からISO/RTOは配電事業者との運用調整を継続する必要がある。*4

*1 出所：FERC、FERC Order 2222、2020年9月17日、https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-09/E-1_0.pdf

*2 Distributed Energy Resourcesとして、電力貯蔵（Electric storage）、分散型発電（Distributed generation）、DR（Demand Response）、蓄熱（Thermal storage）、電気自動車及びその充電装置（Electric vehicles and their charging equipment）のようなリソースが該当する。

*3 出所：PJM、Re: PJM Interconnection L.L.C., Docket No. ER22-962-00_Order No. 2222 Compliance Filing of PJM Interconnection, L.L.C. 、2023年9月1日、https://www.pjm.com/directory/etariff/FercDockets/7547/20230901-er22-962-005.pdf

*4 出所：NREL、A Primer on FERC Order No. 2222: Insights for International Power Systems、2021年9月、https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/80166.pdf

CAISOは、米国内で先行してDERアグリゲーションを導入しており、適切な地理的範囲や入札容量の制限の設定と送配電事業者間の連携による系統管理が重要と評価している

DERアグリゲーションを認めた背景・導入後の評価（CAISO）*1

項目		内容
DERアグリゲーションの市場参入を認めた背景・経緯		• 2015年以来、DERの市場参加を促進するためのTariffの改訂等を検討 ➢ **単独のDERでは、市場の参加要件（0.5MW以上）を満たすことができない場合がある**ことから、CAISOはDERアグリゲーションの市場参加を進める方針とした。 • 2016年3月に、DERアグリゲーションがエネルギー、アンシラリーサービス市場への参加を可能とするためのTariffの改定案を提出し、同年6月にFERCからの承認を受けた。
導入後の評価	DERの市場参入への効果	• アグリゲーションの地理的な範囲を広げることで、取引コストが削減され、アグリゲーターが市場での運用に適したサイズのDERをアグリゲーションしやすいため、**DERの市場参入の増加が期待できる。**
	LMP、混雑管理への影響	• PNode間の価格差を最小限に抑える「sub-LAP」や入札最大容量の制限（最大20MW）の設定により、**LMPや混雑管理に悪影響は出ていない。**
	運用上の留意点	• sub-LAP設定後も、特に配電系統におけるDERアグリゲーションの場合、送電系統の信頼性への影響の観点から、**送電事業者と配電事業者が連携して送電系統の混雑状況やLMPを監視する必要**がある。

*1 出所：EPRI、Distributed Energy Resource Aggregation Participation in Organized Markets、2021年2月、https://restservice.epri.com/publicdownload/000000003002020586/0/Product
CAISO、Post-Technical Conference Comments of the California Independent System Operator Corporation、2018年6月26日、https://www.caiso.com/Documents/Jun26_2018_Post-TechnicalConferenceComments-Participation_DERA_MarketsOperated_RTOISO_RM18-9.pdf
CAISO、Tariff filing、2016年3月、https://www.caiso.com/Documents/Mar4_2016_TariffAmendment_DistributedEnergyResourceProvider_ER16-1085.pdf

CAISOでは、DERアグリゲーションの要件として、入札、運用、計測、報酬に係る要件を定めている

DERアグリゲーションの要件（CAISO）*1

要件項目	内容
入札参加要件	• 1つ以上のDERリソースで構成されること。 • 各DERは異なるDERアグリゲーションの構成要素となっていないこと。 • 各DERは、単一のSub-LAP内に配置すること。 • DERアグリゲーションとして特定の市場に参加している場合、構成されている各DERはCAISO内の別の市場に参加していないこと。
運用要件	• DERアグリゲーションはSub-LAP内の各PNodeにおいて、SC（スケジューリングコーディネーター）により入札を通じて提出された（またはCAISOのマスターファイルに登録された）分配係数（Distribution Factor）に合致するネットレスポンスを提供すること。 • Utility等の配電事業者からの運用指示を順守しながら、CAISOのディスパッチ指示に応じた運用を行うこと。
計測要件	• Utility等の配電事業者の規定に準拠したメーターに基づいて、稼働日の各取引期間における計測データをCAISOに提出すること。 • 定格容量が10MW以上のリソース、またはアンシラリーサービスを提供するリソースは、テレメトリによりCAISOのEMS（Energy Management System）に情報を提出すること。
報酬要件	• 小売市場で同一のサービスを提供している場合*2、エネルギー、アンシラリーサービス、容量市場での報酬を受け取れないこと。

*1 出所：CAISO、Tariff Section 4、Roles and Responsibilities、2024年11月1日、p86～92、https://www.caiso.com/documents/section-4-roles-and-responsibilities-as-of-nov-1-2024.pdf

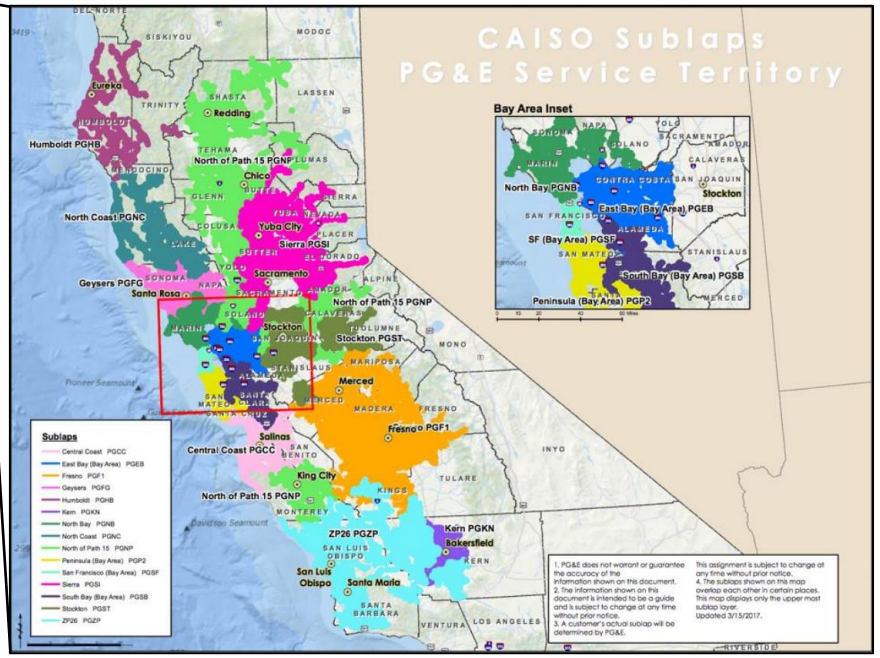
*2 需要家の自家消費のための電力供給や電力消費の調整による電気料金の削減等のサービス

CAISOでは、PNodeをまたぐアグリゲーションの地理的な範囲として、Utilityの管轄区域のLAP内における混雑収益権の設定のために開発されたSub-LAPを活用している

DERアグリゲーションに係る市場参加方法の概要（CAISO）*1

項目		内容
各DERの最小入札容量		100kW
アグリゲーションの主な制約	地理的な範囲	12,000を超えるPNodeを集約した約20の各Sub-LAP内
	最大入札容量	20MW
	DF*2の算定	アグリゲーターが実施（又はCAISO提供のデフォルト値の利用）
登録レビュー	概要	アグリゲーターの提出書類に基づき、配電事業者が情報の正確性について以下の確認を行う。 • 別のアグリゲーションへの参加の有無 • PDR、RDRR等への参加の有無 • 接続先の配電系統の接続要件への準拠の状況、接続・負荷への影響確認 • 小売市場との二重登録の確認
	期間	30日間
精算方法		DFに基づくLMPの加重平均値とDERアグリゲーション全体の出力実績に基づき実施

PG＆E社のサービス範囲内におけるSub-LAP分布図*2
（CAISO管内、2017年）



*1 出所：FERC、FERC Order 2222、2020年9月17日、https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-09/E-1_0.pdf
CAISO、Tariff Amendment to Comply with FERC Order No.2222、2021年7月19日、https://www.caiso.com/Documents/Jul19-2021-TariffAmendmentoComplywithFERCOrderNo2222-ER21-2455.pdf
CAISO、Tariff Section 4、Roles and Responsibilities、2024年11月1日、p88、https://www.caiso.com/documents/section-4-roles-and-responsibilities-as-of-nov-1-2024.pdf

*2 Distribution Factor：複数のPNodeにまたがるDERアグリゲーションにおいて、各PNodeにおけるDERの出力の割合を示す係数

複数のPNodeでのDERアグリゲーションにおいては、約定結果及びSCが入札時に提出したDistribution Factorに基づいた出力が求められる

複数のDERアグリゲーションの運用例（CAISO）*1

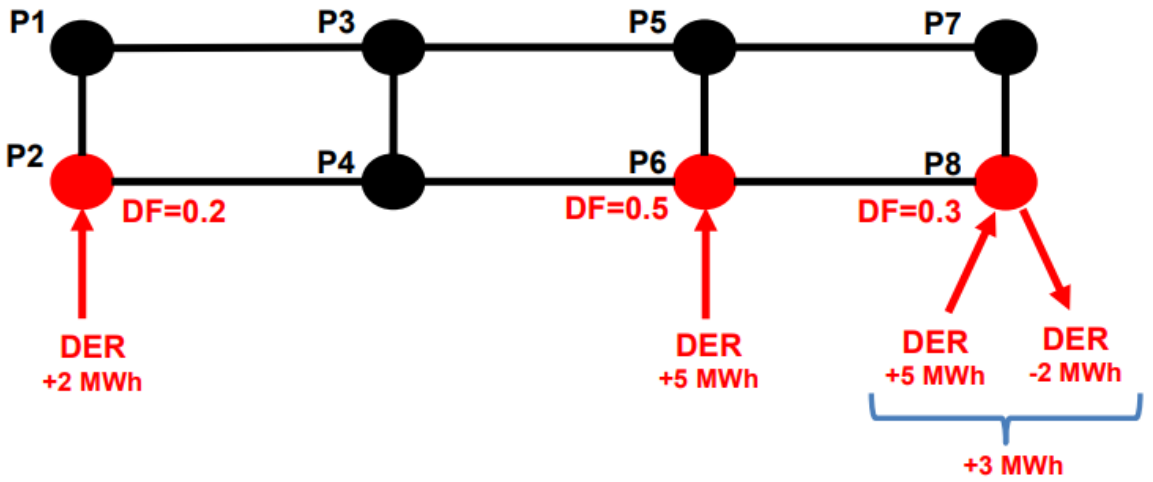
前提

- 3つのPNodeに異なるリソースによるDERアグリゲーションで参加
- SCが入札時に提出した（もしくはデフォルトの）DFがP2＝0.2、P6＝0.5、P8＝0.3
- 入札において電力供給10MWhで約定した場合

前提を踏まえた複数のPNodeでのアグリゲーションの運用

- 各DFに応じてP2＝2MWh、P6＝5MWh、P8＝3MWhの電力を供給する
- P8では、電力供給リソースと負荷削減リソースの稼働を調整して各DFに応じた出力をとする必要がある
- なお、リソースがISOの指示に従わずにエネルギー供給をした場合には、Uninstructed Imbalance Energy（UIE）Chargesが課される。

複数のPNodeでのアグリゲーションの運用例 （CAISO）



*1 出所：CAISO、Decision on expanding metering and telemetry options （distributed energy resources provider）、2015年12月、https://www.caiso.com/Documents/Mar4_2016_TariffAmendment_DistributedEnergyResourceProvider_ER16-1085.pdf

DERのアグリゲーションに係る市場参加登録企業は2016年の市場参加プログラム開発当初の4社から2025年2月時点では7社となっており、登録数は大きく増加していない

DERアグリゲーションの市場参加状況（CAISO）*1

- 2016年に開発された分散型エネルギーリソース（DER）を集約して市場に参加するDistributed Energy Resource Provider（DERP）プログラムには、プログラムの開発当初は4社が市場参加者として登録されていたが、2017年時点で、エネルギー及びアンシラリーサービス市場に参加している企業はないと報告*1されている。
- 2025年2月時点では、DERPプログラムの市場参加者として登録されている企業*2は、分散型電源に係るエネルギー管理サービスの提供会社や電力供給を行う公益事業会社など、7社となっている。
- DERPプログラムの市場参加者として登録されている企業のうち、Olivine, Inc.は、2021年に地域コミュニティにおけるDRリソースをアグリゲーションした上で、CAISOの卸電力市場に入札した実績*3がある。ただし、DERのアグリゲーションに係る市場参加状況について、CAISOのマーケットレポートなどから具体的な約定量等の情報は見当たっていない。

*1 出所：THE ENERGY BAR ASSOCIATION、DISTRIBUTED ENERGY RESOURCE PARTICIPATION IN WHOLESALE MARKETS: LESSONS FROM THE CALIFORNIA ISO、2018年2月、https://climate.law.columbia.edu/sites/default/files/content/docs/others/Gundlach-and-Webb-2018-05-DER-in-Wholesale-Markets.pdf

*2 出所：CAISO、Distributed Energy Resource Provider Market Participants、2025年2月閲覧、https://www.caiso.com/Documents/ListofDistributedEnergyResourceProviderMarketParticipants.pdf

*3 出所：Olivine, Inc.、Home、2025年2月閲覧、https://olivineinc.com/

英国では、需給変動に対応するため、時間前市場における取引時間単位及びゲートクローズ（GC）のタイミングの短縮化が検討されており、利点としてDR等の小規模リソースの市場参加機会の拡大が挙げられている

需給変動に対応する市場取引の仕組みの検討状況（英国）*1

■ 英国では、Review of Electricity Market Arrangements （REMA）において、**変動性電源の増加や電力需給の変動**等に対応するための卸電力市場の柔軟性向上のため、取引時間単位及びゲートクローズのタイミングの短縮化の検討を行っている。

検討項目	利点	懸念	評価・見解
取引時間単位の短縮化（30分⇒15分、5分）	• 時間前市場における時間的粒度が上がることで、需給バランスが反映されやすくなり、時間前市場での取引量が増えるため、バランシングメカニズムでの取引量が減少し、バランシングコストが減少する。 • 市場の価格シグナルがより正確となるため、**小規模なDRリソースの市場参加が拡大**する。	• 時間単位の変更によるシステム改修に係る実施コストが高額となる可能性がある。 ➢ 取引プラットフォーム、計測及び通知システム、スケジュール及び決済、請求システムなどに影響を与える可能性がある。	• 他の市場改革の検討項目との相互的な影響を含め、引き続き費用対便益を慎重に検討する必要がある。
ゲートクローズタイミングの短縮化（実需給1時間前⇒30分、15分）	• リアルタイムに近い情報に基づいて入札可能なため、供給と需要の予測がより正確になることで、**DRを含む応動性が高く、柔軟性のある電源への投資や市場参加が拡大**する。	• 30分前より短くすると、システムコスト及び供給の安全性に関して悪影響が生じる可能性がある。 ➢ 効率的かつ経済的な系統運用が制限され、バランシングコストが増加する可能性がある。 ➢ 多くのCCGTのランプアップレートが60分である。	• 短中期的な実装は困難である。（2030年以降の市場設計において検討される可能性はある。）

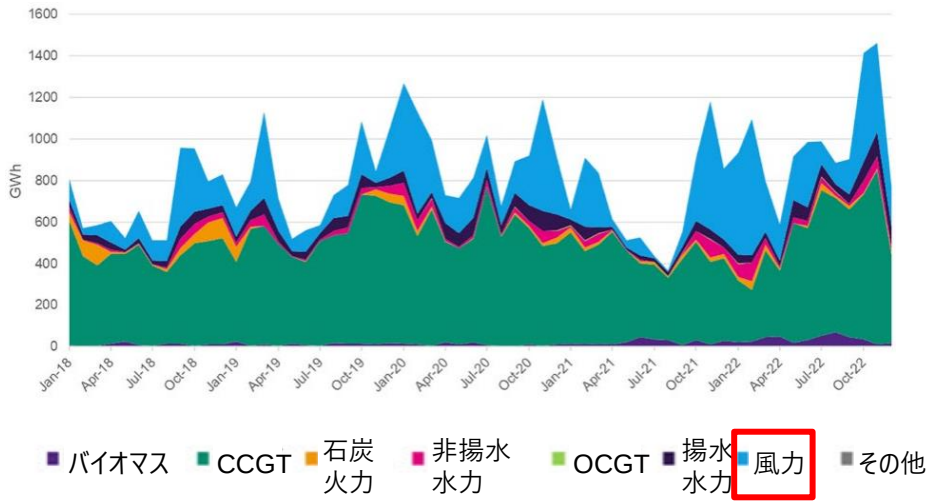
*1 出所： UK、Review of Electricity Market Arrangements Second Consultation Document、2024年3月、https://assets.publishing.service.gov.uk/media/65ef6694133c220011cd37cd/review-electricity-market-arrangements-second-consultation-document.pdf
UK、Review of Electricity Market Arrangements Options Assessment、2024年3月、https://assets.publishing.service.gov.uk/media/65eb48f362ff48ff7487b30a/rema-options-assessment.pdf
UK、Incremental Reforms to Wholesale Electricity Markets、2023年11月、https://assets.publishing.service.gov.uk/media/65e3a3863f694514a3035fbf/7-arup-incremental-reforms-wholesale-electricity-markets.pdf

英国では一定容量以上の電源はバランシングメカニズム（BM）に登録され、風力発電は下げ調整電源として活用されているが、精算費用の総額は年々上昇傾向にある

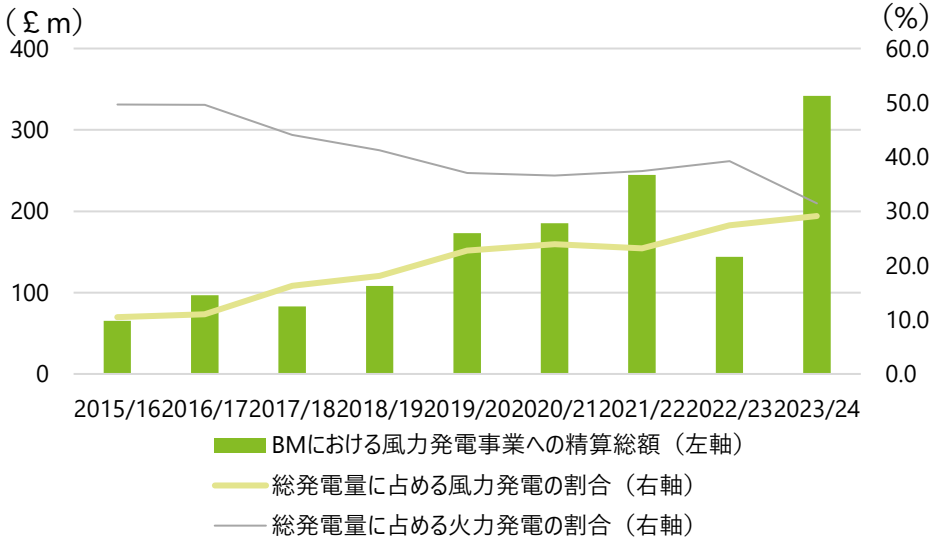
変動性再エネ電源の調整力としての活用実態（英国）*1,2

- 英国では、バランシングメカニズムを通じて調整力が確保されており、下げ調整電源として風力が一定程度確保されている。
- **風力発電事業の下げ調整電源としての精算費用の総額は、総発電量に占める火力発電の割合減少や風力発電の割合増加とともに上昇傾向**となっている。

－BMに入札された下げ調整電源種別容量*1－
（英国、2018年～2022年）



－風力発電事業の下げ調整電源としての精算費用の推移*2－
（英国、2015年～2023年）



*1 出所： natural power、Unlocking the value of the Balancing Mechanism for renewable energy projects、2024年10月7日閲覧、p3、https://www.naturalpower.com/mediaLibrary/other/english/4740.pdf

*2 出所：NGESO、Monthly https://api.nationalgrideso.com/dataset/f89a12fc-94ef-4a09-bce2-c094c7212e1f/resource/161d79b4-882c-4db7-9557-c164ecccbc23/download/mbss-february-2024.pdfBalancing Services Summary (MBSS) Feb-2024、2024年2月、p48,49、
NGESO、Historic GB Generation Mix、2024年10月7日閲覧、https://www.nationalgrideso.com/data-portal/historic-generation-mix/historic_gb_generation_mix

英国では、需給調整市場において、数秒以内や数分以内の応動性の要件とする商品区分が複数存在し、各商品区分に蓄電池やDRリソースが入札している

需給調整市場における主な商品区分（英国）*1

－需給調整市場で調達される主な調整力商品区分（英国）*1－

商品区分		Dynamic Containment（DC）*2	Dynamic Moderation（DM）*2	Dynamic Regulation（DR）*2	Quick Reserve（QR）	Slow Reserve（SR）	Balancing Reserve（BR）
主な用途		調整力			予備力		
主な参加リソース		蓄電池、DR					蓄電池
入札要件	応動性	1秒以内	1秒以内	10秒以内	1分以内	15分以内	2分以内
	供給継続時間	15分	30分	1時間	5分	30分	10分
	方向	Low/High*3			Positive/Negative*4		
	最小容量	1MW					
	BM登録リソース参加可否	BM登録リソース、BM未登録リソースいずれも参加可					BM登録リソースのみ参加可
	アグリゲーション可否	BM登録リソースは同じ配電系統内で可					

*1 出所：NGESO、Frequency response services、2024年12月閲覧、https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/frequency-response-services
NGESO、Enduring Auction Capability Market Design Explainer、2024年10月、https://www.nationalgrideso.com/document/277671/download
NGESO、Balancing Reserve Guidance Document v.2、2024年11月、https://www.nationalgrideso.com/document/303546/download
NGESO、Dynamic Response Services Provider Guidance v.9、2024年10月、https://www.nationalgrideso.com/document/276606/download
NGESO、ESO Reserve Reform Quick Reserve & Slow Reserve、2023年3月9日、https://www.nationalgrideso.com/document/277551/download

*2 旧商品区分であるDynamic FFR（Primary response、Secondary response、High frequency response）がそれぞれ新商品区分であるDC、DM、DRとして運用されている。

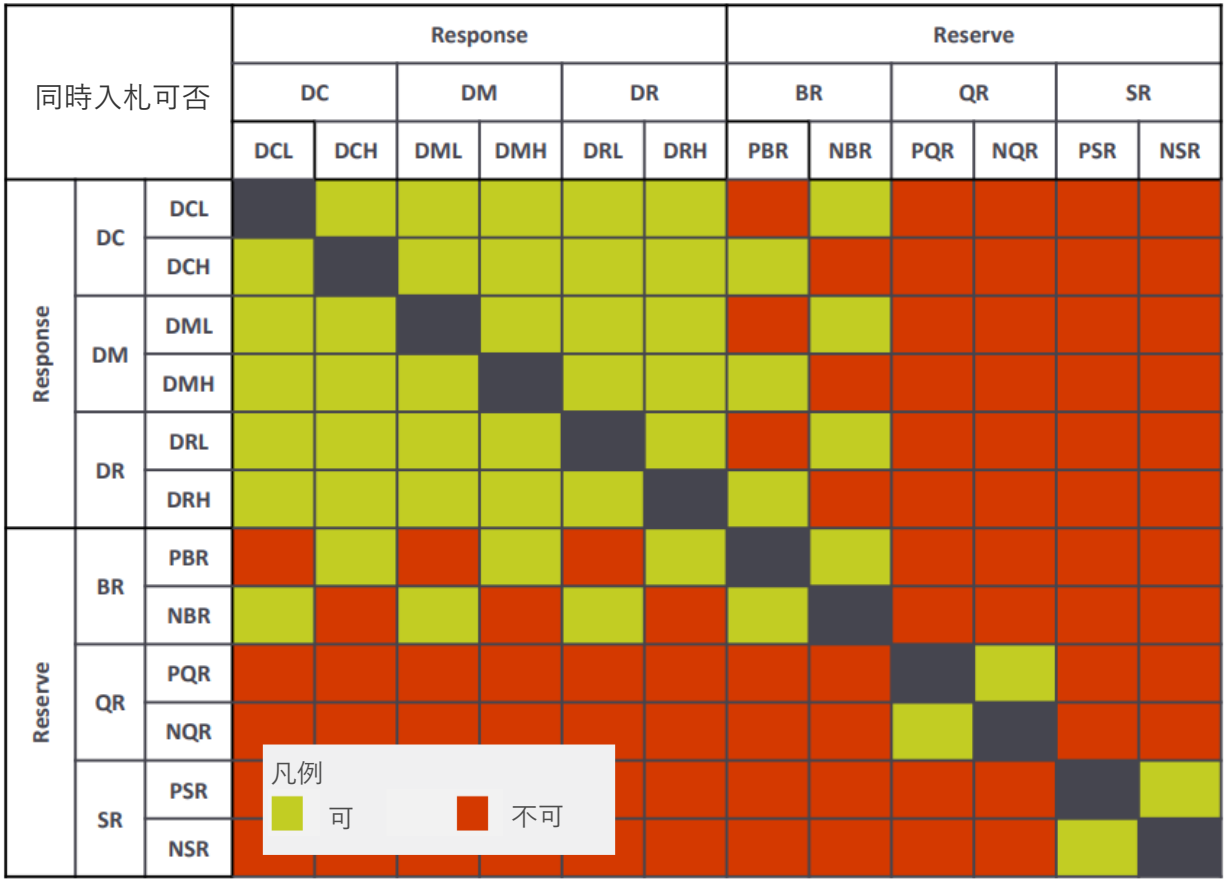
*3 Lowは周波数低下時に発電を増やすか、需要を減らすことで、Highは周波数上昇時に発電を減らすか、需要を増やすことで周波数を安定させる。

*4 Positiveは供給不足時に発電を増やすか、需要を減らすことで、Negativeは供給過剰時に発電を減らすか、需要を増やすことで需要と供給のバランスとるための予備力として機能する。

英国の需給調整市場では、Response （DC、DM、DR）の区分内やResponse（DC、DM、DR）とReserve（BR）の調整方向が同じ場合に同時に入札が可能となっている

需給調整市場における各商品区分の同時入札可否（英国）*1

－調整力商品の同時入札可否（英国）*1－



*1 出所：NGESO、Dynamic Response Services Provider Guidance v.9、2024年10月、https://www.nationalgrideso.com/document/276606/download

*2 表内のResponseの各商品におけるL（Low）は周波数低下時に発電を増やす等の実施により、H（High）は周波数上昇時に発電を減らす等の実施により周波数を安定させる。ReserveにおけるP（Positive）は供給不足時に発電を増やす等の実施により、N（Negative）は供給過剰時に発電を減らす等の実施により需要と供給のバランスとるための予備力として機能する。

その他にも周波数調整や需給調整のための調整力商品が存在している

需給調整市場における主な商品区分（英国）*1

－前日市場で調達される主な調整力商品区分（英国）*1－

商品区分		Static Firm Frequency Response（SFFR）	Mandatory Frequency Response（MFR）			Short Term Operating Reserve	Fast reserve
			Primary response	Secondary response	High frequency response		
主な用途		調整力				予備力	
主な参加リソース		—*2	火力、揚水発電			蓄電池、DR	火力、揚水発電
入札要件	応動性	30秒以内	10秒以内	30秒以内	10秒以内	20分以内	2分以内
	供給継続時間	30分	20秒	30分	無期限	2時間	15分
	方向	Low	Low・High			Positive	
	最小容量	1MW	50MW			3MW	25MW
	BM登録リソース参加可否	非BM登録リソースのみ可	BM登録リソース、BM未登録リソースのいずれも参加可			BM登録リソース、BM未登録リソースのいずれも参加可	
	アグリゲーション可否	—*2	—*2			BM登録リソースは同じ配電系統内で可	

*1 出所：NGESO、Frequency response services、2024年12月閲覧、https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/frequency-response-services
NGESO、Short term operating reserve (STOR)、2024年12月閲覧、https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/reserve-services/short-term-operating-reserve-stor#Document-library
NGESO、Fast reserve、2024年12月閲覧、https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/reserve-services/fast-reserve#Document-library
NGESO、Mandatory Frequency Response (MFR)、2024年12月閲覧、https://www.neso.energy/industry-information/balancing-services/frequency-response-services/mandatory-frequency-response-mfr#Technical-requirements

*2 関連する情報は見当たっていない。

ドイツでは、需給調整市場における変動性電源及び小規模リソースの活用割合は小さい

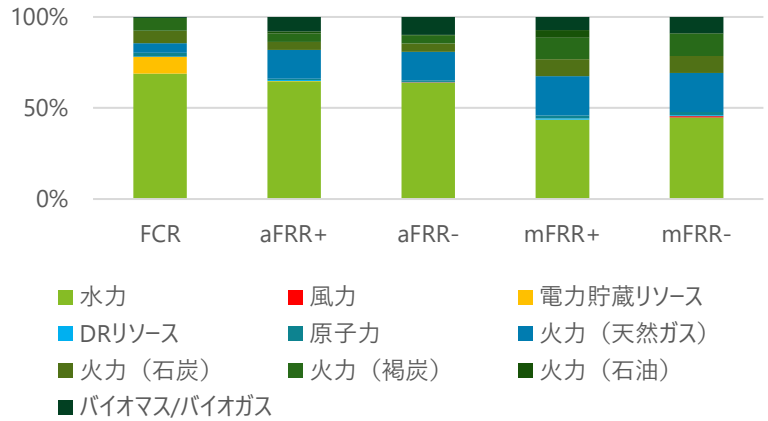
需給調整市場における主な商品区分（ドイツ）*1

- ドイツの需給調整市場では、変動性電源の風力発電がリソース全体の1%未満ながら、下げ調整電源としてSecondary Control Reserve（SCR=aFRR）及びTertiary Control Reserve（TCR=mFRR）に登録されている。
- 電力貯蔵リソースは、Primary Control Reserve（PCR=FCR）の登録リソース全体の10%程度となっている。
- DRリソースは、各商品区分すべてに参加しているものの、いずれも登録リソース全体の1%未満となっている*3。

－需給調整市場で取引される主な調整力商品区分（ドイツ）*1－

商品区分		Primary Control Reserve（PCR=FCR）	secondary control reserve（SCR=aFRR）	tertiary control reserve（TCR=mFRR）
主な用途		予備力		
入札要件	応動性	30秒以内	5分以内	12.5分以内
	供給継続時間	15分	4時間	15分～4時間
	方向	Positive/Negative（+/-）		
	最小入札容量	1MW		

－各商品区分に登録された主なリソース割合－
（ドイツ、2023年1月時点）*2



*1 出所：Amprion、Balancing Capacity in Germany、2025年1月閲覧、https://www.amprion.net/Energy-Market/Market-Platform/Control-Energy/
Transnet BW、Ancillary Services Control reserve、2025年1月閲覧、https://www.transnetbw.de/en/energy-market/ancillary-services/regelreserve
Vattenfall、Control energy: How does the market work and which power plants does Vattenfall use?、2025年1月閲覧、https://energysales.vattenfall.de/en/publications/articles/control-energy-how-does-the-market-work-and-which-power-plants-does-vattenfall-use

*2 出所：Regelleistung.net、Präqualifizierte Leistung in Deutschland、2025年1月閲覧、https://www.regelleistung.net/xspproxy/api/staticfiles/regelleistung/pq-leistungindeutschland(stand01.01.2023).pdf

*3 以下の文献では、ドイツの需要リソースの卸電力市場参加が遅れている理由として、ピークシフトによる需要家へのインセンティブ（電気料金が最大80%オフ）を規定した法令が一因とする見解も確認された。
・enefirst、ENABLING RULES FOR DEMAND RESPONSE AGGREGATORS、2025年1月閲覧、https://enefirst.eu/wp-content/uploads/5_ENABLING-RULES-FOR-DEMAND-RESPONSE-AGGREGATORS.pdf

ドイツでは、過負荷による配電系統の安全性や信頼性への影響を回避するために、系統運用者が制御可能な小規模リソースの消費電力を最大で4.2kWまで削減可能としている

小規模リソースの管理方法（ドイツ）*1

- ドイツでは、エネルギー産業法に基づき、2024年1月より、必要なネットワーク強化対策が完了するまでの対応として、小規模リソースの過負荷による配電系統の安全性や信頼性への脅威を回避するために、系統運用者が制御可能な小規模リソースの消費電力を一時的に最大で4.2kWまで削減可能とした。
- 対象となる小規模リソースは、一般的な家電製品より高出力のリソースが対象となっている。
  - EVの充電ステーション
  - 室内の冷暖房機器
  - 電力貯蔵リソースの充電ステーション
- その他、系統運用者に対しては、主に以下の内容について検討し、2025年1月1日までに連邦ネットワーク庁へ提出するように要求している。
  - 制御可能な小規模リソースの運用に関するエネルギー管理システム（EMS）へ送信するためのインターフェースの技術要件
  - 小規模リソースのリアルタイムの測定値に基づいて系統の状態を判断するための標準化された手順

*1 出所：Bundesnetzagentur、Bundesnetzagentur legt Regelungen zur Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen fest、2023年11月27日、https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/frequency-response-services

CAISOでは正確な需要予測を行うため、SCに対して、BTMリソースを保有する需要家の純総需要量と自家消費されずに系統へ供給される電力量の報告を求めている

BTM（ビハインド・ザ・メーター）の把握方法（CAISO）*1,2

■ CAISOは、BTM-PVの増加やスケジューリングコーディネーター（SC）の提出情報の未統一により正確な需要予測が困難で十分な予備力確保が困難な状況を踏まえ、2021年1月より**SCに対して、BTMにおける①メーター上の総需要量及び②自家消費されずに系統へ供給される総電力量の報告を**Tariffに規定した。

背景	内容
BTM−PVの増加	• 2020年時点でCAISO管内のBTMの太陽光発電導入量は8,200MWあり、今後、カリフォルニア州の政策（新築住宅への屋上太陽光発電の設置義務付け）の影響も踏まえ、BTMの太陽光発電の増加は加速することが予想されている。 • 各BTMの太陽光発電による発電量が需要量を大きく上回る時期は、空調設備が不要な、春季の午後の早い時間帯（需要ピーク上昇前）で、当該時期の**BTMの太陽光発電量は、全体需要の1〜5%を占める**と分析している。
SC提出情報の未統一	• 2020年時点では、SCから提出される情報が統一されていないため、正確な需要予測が困難である。 – 下表の例では、SCの提出情報がメーター上の総需要量（5kWh）と純総需要量（4kWh）で異なり、CAISOの需要予測に用いるデータに20%の誤差が発生する。

需要量等（数値単位：kWh）の計測の例（住宅①及び住宅②）

#	項目	計測値	
		住宅①	住宅②
A	需要量	1kWh	5kWh
B	発電量（BTMリソース）	2kWh	0kWh
C	メーター上の需要量	0kWh	5kWh
D	**自家消費されずに系統へ供給される電力量**	1kWh	0kWh

項目	計測内訳	計測値
実際の需要量	Aの合計	6kWh
メーター上の総需要量	Cの合計	5kWh
実際の需要量－実際の総発電量	Aの合計－Bの合計	4kWh
純総需要量	Cの合計－Dの合計	4kWh

*1 出所：CAISO、Tariff Amendment on Excess Behind the Meter Production、2020年10月23日、https://www.caiso.com/Documents/Oct23-2020-TariffAmendment-ExcessBehindtheMeterProduction-ER21-190.pdf

*2 出所：CAISO、Tariff Section 11 - California ISO Settlements and Billing、2024年11月1日、https://www.caiso.com/documents/section-11-california-iso-settlements-and-billing-as-of-nov-1-2024.pdf

PJMでは、毎年、LSEに対し、大規模事業者や地方自治体等の自家消費を目的に設置された0.1MW以上のBTMGの稼働計画等の報告を求めている

BTM（ビハインド・ザ・メーター）の課題と対応（PJM）*1,2

■ PJMでは、送電システムに接続されず、主に大規模事業者や地方自治体等の施設の自家消費を目的に設置されているBehind the Meter Generation（BTMG）の出力が把握できないことで、需要急増時や緊急時に当該BTMGが稼働しない場合の電力系統に生じるリスクに対応するため、**LSEに対して、0.1MW以上のNon-Retail BTMGの電源種、時間当たりの発電容量等の情報を毎年報告**することを求めている。

PJM管内のBTMGの分類と報告義務の有無

項目	Non-Retail BTMG	Retail BTMG
概要	大規模事業者や地方自治体等の施設や産業需要向けに電力供給を行う発電設備	一般家庭や小規模事業者の自家消費に向けに電力供給を行う発電設備
報告義務	毎年、LSEはPJMに対して、0.1MW以上のユニットデータを報告する。	なし
主な報告内容	• 電源種、発電機の位置、定格容量等の基礎情報 • 1時間当たりの発電量等の稼働計画 • （10MW以上の場合）遠隔計測の方法	
その他	PJMのシステム全体の信頼性を維持し、託送料金等のコストを公平に配分するために、**管内全体のリソースの合計容量上限を3,000MWに設定**	

*1 出所：PJM、PJM Manual 14D: Generator Operational Requirements Revision History、2024年10月15日閲覧、https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/oc/2021/20210812/20210812-item-06-manual-14d-update-redline.ashx

*2 出所：PJM、Status Update on Non-Retail Behind the Meter Generation Business Rules、2019年9月10日、https://pjm.com/-/media/committees-groups/committees/oc/20190910/20190910-item-24-nrbtmg-business-rules-update.ashx

2. 同時市場に関する詳細設計や諸外国の電力諸制度に関する調査

2-1. 市場における入札の仕組み
2-2. 市場における約定の仕組み
2-3. 小規模・分散型電源の市場運用
2-4. ネガティブプライス
2-5. 燃料調達

将来日本においてネガティブプライス導入に関する議論が行われることを想定して、欧米のネガティブプライスの制度設計や、供給側・需要側に与える影響の実態を調査した

諸外国のネガティブプライスに関する調査

日本

現状認識

- 日本では現在ネガティブプライスが導入されていないが、マイナス価格が供給過剰時に供給を自発的に抑制する、あるいは需要側に需要増加を促すシグナルをもたらす可能性があることから、ネガティブプライス導入是非に関する意見が挙がっている。

課題

- ネガティブプライスは卸市場での入札行為や発電事業者の収益性、インバランス精算等に影響を及ぼす。ネガティブプライスを導入するにあたり、ネガティブプライスの制度設計が、供給側・需要側の行動変容に与える影響を注意深く整理する必要がある。
- マイナス価格の約定が実現することで、限界価格の高い火力等の長期固定電源の収益性低下と撤退が危惧される。

調査結果

制度設計

- 極端に低いマイナス価格の入札や約定を防ぎ、市場効率性や信頼性を保護するために、各ISOにおいてマイナス価格のフロアプライスを設定している。適切なフロアプライスを設定することで、補助金や税控除を受ける発電事業者にも競争力を持たせられ、かつ発電事業者の収益低下の抑止につなげることができる。
- ドイツ・オランダでは、Balancing Marketにおいて調整力電源のマイナス価格の入札・精算が認められており、インバランス料金がマイナスになることがある。

供給側・需要側へ与える影響

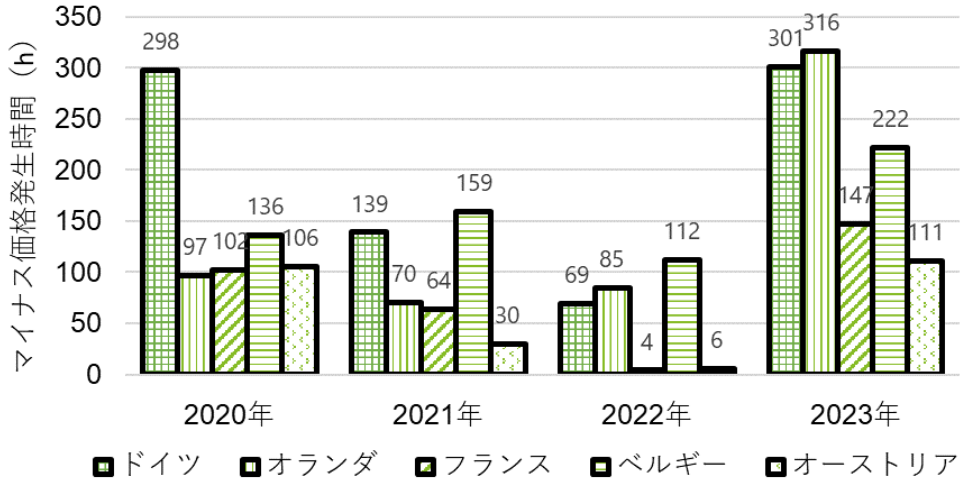
- 供給過剰時にマイナス価格が発生して発電を抑制する、あるいは積極的に電力を利用するといった、一般的に期待されるマイナス価格のシグナルがもたらす行動変容は、ネガティブプライスが導入国において、実際に生まれていることを示す記載は見当たらなかった。
- 上記理由として主に、再エネ導入支援制度による市場のゆがみ、需給状況に応じて出力調整できない電源の存在、マイナス約定価格の電気料金への未反映、電力貯蔵システムの普及不足、連系線の容量不足が挙げられる。

欧州では、再エネ電源導入容量の増加に伴いマイナス価格の発生時間が年々増加傾向にあり、2023年は日照時間が長かったために各国で発生時間が顕著に増加した

海外でのマイナス価格発生状況（欧州）

- 欧州では再エネ発電導入容量増加に伴い、**マイナス価格発生時間は近年増加傾向にある**。
- 2023年は日照時間が長かったことでドイツとオランダではマイナス価格発生時間が年間300時間を超えた。
- **2024年10月時点で、ドイツ、イタリア、スペインでは、太陽光発電だけで2023年の同時期と比較して16％増加している**[*1]。
- 2022年は過去4年間でマイナス価格発生時間が少ないが、その要因として、例えばドイツではロシア産ガスの供給抑制によりガス価格が上昇したために電力全体の平均価格が上昇したことが挙げられる[*2]。

－スポット市場におけるマイナス価格発生時間（欧州）[*3*4] －



*1 出所：PEXAPARK、Negative Prices in PPAs – Part One、2024年10月、https://pexapark.com/blog/negative-prices-in-ppas-the-state-of-play-in-2024/

*2 出所：FfE、German electricity prices on the EPEX Spot exchange in 2022、2023年1月、https://www.ffe.de/en/publications/german-electricity-prices-on-the-epex-spot-exchange-in-2022/

*3 出所：FfE、Advances in Applied Energy、FfE、2024年3月、https://www.ffe.de/en/publications/german-electricity-prices-on-epex-spot-2023/

*4 出所：CRGE、Study on the occurrence and impact of negative prices in the day-ahead market、2023年9月、https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F2590EN.pdf

発電事業者がマイナス価格で入札する動機には、起動・停止コストの回避や、再エネ優遇制度や環境価値インセンティブによる収益減少の抑制が挙げられる

発電事業者がマイナス価格で入札する動機

発電事業者	マイナス価格で入札を行う例	詳細[*1]
火力・原子力発電事業者	**発電機を停止することによる損失リスクを回避したい**場合	• 火力や原子力などの固定電源は、約定されず発電を停止したときに生じる停止コスト・起動コストを負担するよりも、**マイナス価格を支払って発電した方が損失を抑えられる。**
再エネ発電事業者	**再エネ電源優遇措置（税控除、FIPプレミアム）**で得られるインセンティブがマイナス価格約定による支払い分を上回る場合	• **再エネ電源は限界費用が低く、再エネ電源優遇措置で得られるインセンティブがマイナス価格約定による支払いを上回るケースがある**ために、マイナス価格で応札している。
	環境価値の取引で得られる収入がマイナス価格入札による支払い分を上回る場合	• 米国では**Renewable Energy Credits （RECs）の取引により発電事業者が収入を得られる**ために、マイナス価格で応札することがある。

*1 出所：The Bottle Group、Negative Pricing in Wholesale Energy Markets、2018年11月、https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2021/06/20959_negative_pricing_in_wholesale_energy_markets.pdf

米国PJMでは、水力発電と原子力は容量の8割以上をマストラン電源として入札し、ベースロード電源の約定の確度を高めようとする入札行動が見られる

発電機毎のマイナス価格入札状況（米国PJM）

■ 2022年のデータによると、米国PJMでは水力・原子力・石炭火力は容量のほとんどをマストラン電源として入札し、再エネ電源は容量の約8割がマイナス価格で入札されている*1。

－ 米国PJMの電源種別の入札価格及び入札ステータス －
（1日前市場、2022年、MW%）*1

入札ステータス	①Must run		②Economic									
			Dispatchable Range									
Unit Type	Must Run	Eco Min	($300) - $0	$0 - $25	$25 - $50	$50 - $75	$75 - $100	$100 - $200	$200 - $400	$400 - $600	$600 - $800	$800 - $1000
コンバインドサイクル発電	8.3%	35.5%	0.0%	3.9%	22.5%	14.0%	5.5%	6.5%	3.2%	0.3%	0.1%	0.0%
燃焼タービン発電	0.4%	56.6%	0.0%	0.1%	2.0%	7.1%	7.3%	12.2%	9.3%	2.3%	0.6%	0.1%
ディーゼル発電	0.0%	91.9%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	8.1%	0.0%	0.0%	0.0%
水力発電	83.8%	0.0%	16.2%	0.0%	-0.0%	0.0%	-0.0%	0.0%	-0.0%	0.0%	-0.0%	-0.0%
原子力発電	89.6%	6.5%	2.8%	1.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
太陽光発電	13.3%	1.4%	78.2%	1.3%	0.6%	1.0%	1.1%	2.5%	0.6%	0.0%	0.0%	0.0%
蒸気発電(石炭)	25.5%	26.2%	0.0%	3.1%	15.1%	9.7%	8.2%	7.1%	1.4%	1.8%	0.0%	0.1%
蒸気発電(その他)	5.2%	23.0%	1.2%	1.5%	4.2%	9.4%	12.5%	17.8%	20.8%	3.8%	0.0%	0.1%
風力発電	4.5%	0.7%	84.8%	4.8%	5%	1.1%	0.6%	0.6%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%
その他	16.9%	47.2%	5.0%	0.2%	5.	4.2%	0.2%	1.5%	14.9%	1.2%	0.2%	0.0%
総計	22.8%	31.6%	2.6%	2.3%	2%	8%	5.9%	7.5%	5.1%	1.2%	0.2%	0.1%

・水力と原子力は、容量のほとんどをマストラン電源として入札している。
・石炭火力は容量の約25%をマストラン電源として入札している。

太陽光と風力は容量の約8割をマイナス価格で入札している。

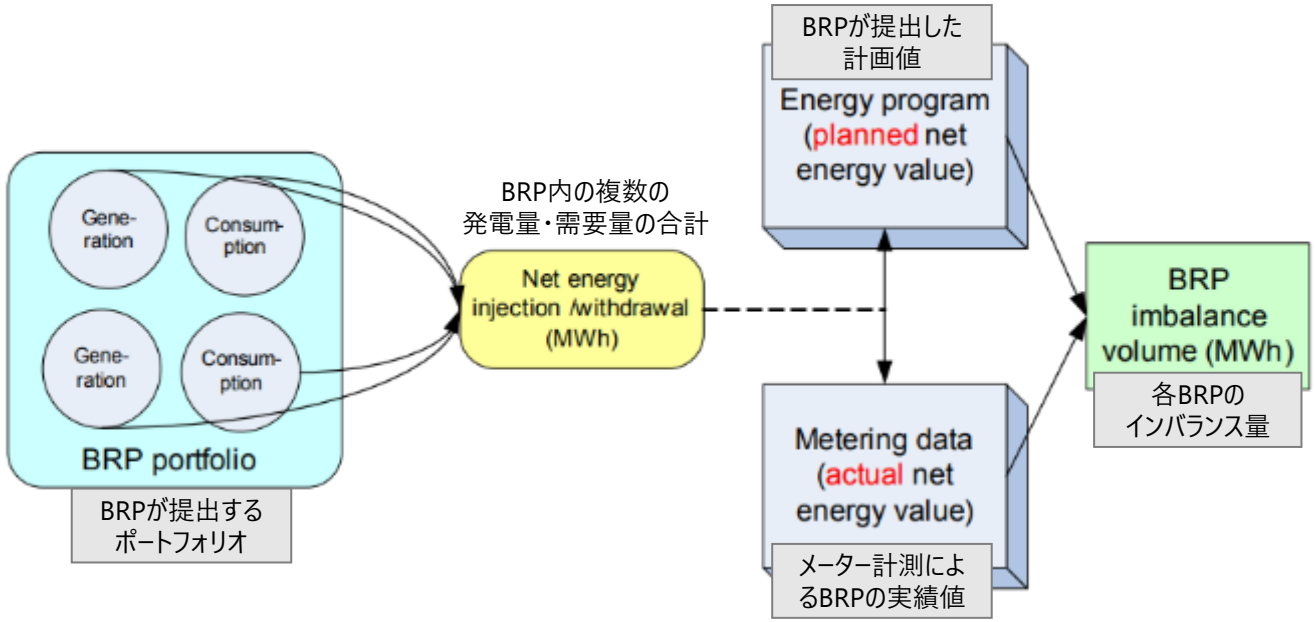
*1 出所：Monitoring Analytics、State of the Market Report for PJM – Volume 2、2022年3月、p.147、https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2022/2022-som-pjm-vol2.pdf

ドイツ・オランダではTSOがBalancing Marketから調整力を調達しており、インバランスを発生させた各BRPに対してインバランス料金を請求している

インバランス精算（ドイツ・オランダ）*1

- インバランスを解消するためTSO（ここではTenneT社）がBalancing Market（需給調整市場）から調整力を調達し、インバランスを発生させた各BRP*2に対しインバランス料金を請求している。
- 各BRP毎に発生したインバランス量はBRP imbalance volumeと呼ばれ、各BRPのインバランス量の総和が系統全体のインバランス量となる。

－ TenneT社のインバランス量の算定方法 －



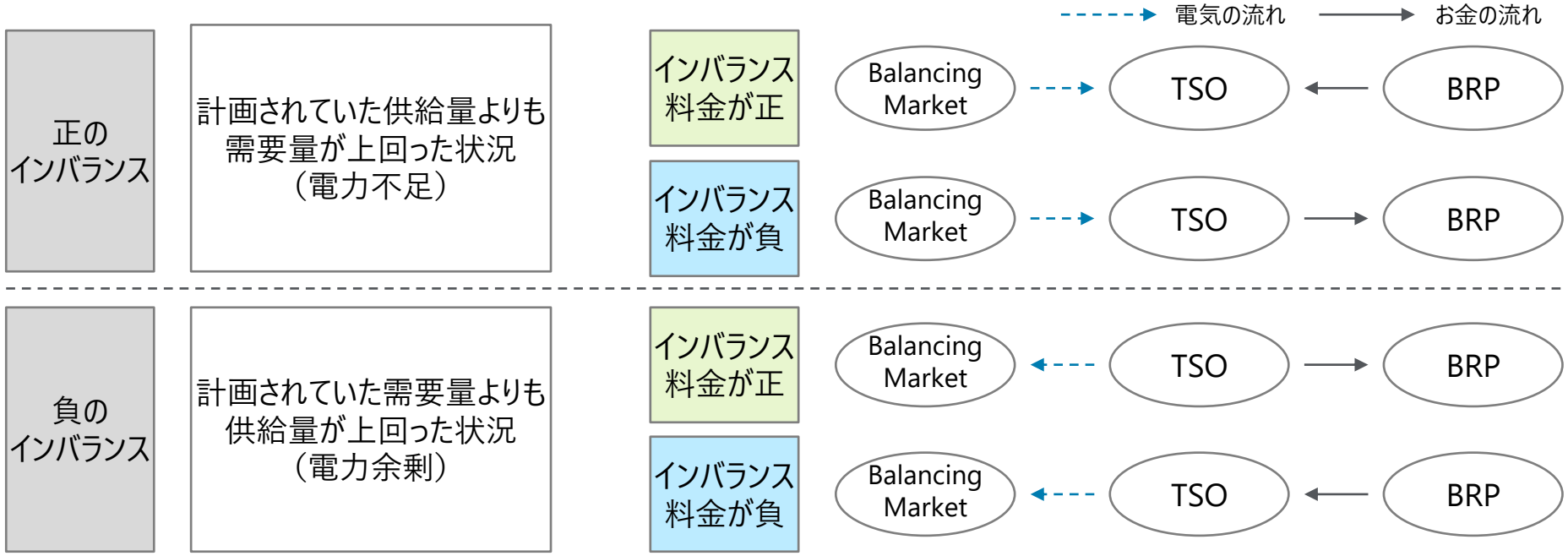
*1 出所： R.A.C. van der Veen, A. Abbasy, and R. A. Hakvoort、A comparison of imbalance settlement designs and results of Germany and the Netherlands 、2010年、https://www.sintef.no/globalassets/project/balance-management/paper/comparison-imbalance-settlement-germany-and-netherlands_van-der-veen_2010.pdf/

*2 BRP（Balance Responsible Party）：TSO（ここではTenneT社）に発電計画を提出する事業者。インバランスが発生した際はインバランス精算を請負う。

Balancing Marketにおいてマイナス価格の約定が認められ、マイナス価格のインバランス精算が生じることがある

インバランス精算（ドイツ、オランダ）*1

- インバランス料金単価について、ドイツはインバランス解消にかかった総費用/総インバランス量から決定しているが、オランダは、日本と同様にメリットオーダーに基づく限界コストから決定している*1。
- ドイツ・オランダでは、Balancing Marketにおいて調整力電源のマイナス価格の入札・精算が認められており、インバランス料金がマイナスになることがある。インバランス料金がプラス/マイナスの時のお金と電気の流れは下記の通りである*2。



*1 出所： R.A.C. van der Veen, A. Abbasy, and R. A. Hakvoort、A comparison of imbalance settlement designs and results of Germany and the Netherlands 、2010年、https://www.sintef.no/globalassets/project/balance-management/paper/comparison-imbalance-settlement-germany-and-netherlands_van-der-veen_2010.pdf/

*2 出所：TenneT、Imbalance Pricing System、2024年10月、https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2024-10/Imbalance%20Pricing%20System.pdf

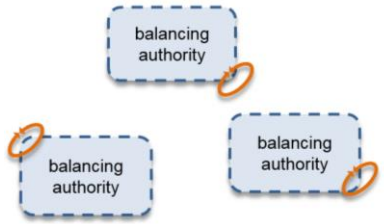
CAISOのインバランス精算はリアルタイム市場の中で行われる

（参考）CAISOのインバランス精算（CAISO）*1

- CAISOではディスパッチ直前における計画と実際の需給量の不一致に対するインバランスの調整を、リアルタイム市場のRTEDにおいて行っている。RTEDは系統制約付きの給電指令決定プロセスであり、5分ごとにディスパッチを実行する。
- インバランス精算はBalancing Authority Area毎に、または Energy Imbalance Market（EIM）参加者内で需給量が一致するように実施される。
- リアルタイム市場の価格入札のうち、アンシラリーサービス入札のマイナス価格での入札・約定は禁止されている*2,*3。

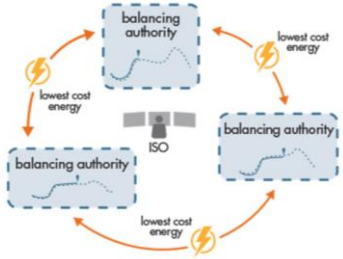
－インバランス精算のエリア（CAISO）*4 －

EIM非参加



Balancing Authority Area毎にインバランスを精算する。

EIM参加



EIM参加者全体でインバランスを精算する。

*1 出所：CAISO2023 Annual Report on Market Issues and Performance、2024年6月、p.95-98、p.201、https://www.caiso.com/documents/2023-annual-report-on-market-issues-and-performance-jul-29-2024.pdf

*2 出所：CAISO、2023 Annual Report on Market Issues and Performance、2024年6月、p.201、https://www.caiso.com/documents/2023-annual-report-on-market-issues-and-performance-jul-29-2024.pdf

*3 アンシラリーサービスのマイナス価格の約定を禁止することで、例えば蓄電池は下げ調整力（Regulation Down）電源として供出（充電）して、市場価格の高い時間帯に電力を放電することで両方から収入を得られるようになる。さらにそのような動きを促進することで市場全体のコストを低下させる狙いがある。

*4 出所：CAISO、California ISO: Overview of Market Processes、2022年1月、https://www.westerneim.com/Documents/Presentation-MarketOverview-CAISO.pdf

CAISOやERCOTでは、消費者保護と市場効率性向上のため、フロアプライスを設定して極端に低いマイナス価格の入札や約定を防いでいる

フロアプライスの設定目的（CAISO、ERCOT）

- ISO/RTO毎で、入札下限価格・最低約定価格（フロアプライス）を設けている。
- フロアプライスを設定することで、極端に低いマイナス価格の入札・約定価格を防いでいる。

－フロアプライスの設定目的[*1,2]－

ISO	出所	フロアプライス目的
CAISO	CAISO市場監視委員会 委員長による講演[*1]	• 電力供給者の市場支配力を抑止するため（例：長期相対契約が供給の大部分を占める事業者が、スポット市場の入札価格を不当に下げる行為）。 • 発電事業者が不当に低い価格で入札するのを防ぐため（例：火力が発電停止を回避するために極端に低い価格で応札する）。
ERCOT	NPRR 385[*3] （Nodal Protocol Revision Requests）	• 極端に低いマイナス価格の約定を防ぐことにより、市場効率性と消費者の市場に対する信頼性を高めるため。

*1 出所：Chairman, Market Surveillance Committee, CAISO、Setting the Energy Bid Floor、https://www.caiso.com/documents/presentation-settingenergybidfloor-mscpresentation.pdf

*2 出所： Chairman, Market Surveillance Committee, CAISO、Reducing the Energy Bid Floor、https://www.caiso.com/documents/reducingenergybidfloor-mscpresentation.pdf

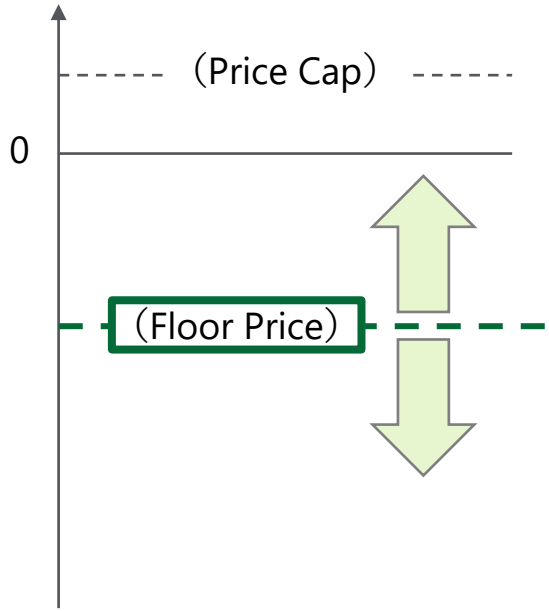
*3 出所：ERCOT、NPRR385、2011年6月-12月、https://www.ercot.com/mktrules/issues/NPRR385#keydocs

フロアプライスの設定の引き上げ/引き下げは市場全体の効率性に影響を与えるため、適切な大きさのフロアプライスを設定することが肝要である

フロアプライスの設定大きさ（CAISO）

- フロアプライスの引き上げと引き下げがもたらす効果には、それぞれメリットとデメリットがある。
- 電源構成に応じて、国や地域全体の市場の効率性を損なわせない最適なフロアプライスの設定が求められる。

－フロアプライスの設定が与える影響（CAISO）*1,2 －



	メリット	デメリット
フロアプライスの引き上げがもたらす効果	• 停止するよりも発電の継続を好む長期固定電源が不当に低い価格で応札するのを防ぐ。	• 入札価格幅が狭まるため、入札意欲を入札価格に正しく反映することができなくなる。 • ダイナミックプライシングの効果が制限される。
フロアプライスの引き下げがもたらす効果	• 補助金や税控除を受ける発電事業者にも競争力を持たせられる。 • 消費を増やすインセンティブの効果が大きくなる。	• 市場支配力を有する発電事業者が価格を不当に下げる余地を生む。

*1 出所：Chairman, Market Surveillance Committee、CAISO、Setting the Energy Bid Floor、https://www.caiso.com/documents/presentation-settingenergybidfloor-mscpresentation.pdf

*2 出所：Chairman, Market Surveillance Committee、CAISO、Reducing the Energy Bid Floor、https://www.caiso.com/documents/reducingenergybidfloor-mscpresentation.pdf

フロアプライスは、国/地域ごとに異なる値が設定されている

フロアプライスの設定値

- フロアプライスは下表のとおり、国/地域ごとに異なる値が設定されている。
- 例えばCAISOでは、2002年に-$30/MWhのフロアプライスを設定したが、依然としてISOによる出力抑制が発生した。CAISOは風力発電の平均的なインセンティブ受領額を$130/MWhと結論付け、インセンティブを受領しても発電事業者の支払いが発生するよう、2014年にフロアプライスを現在の-$150/MWhに引き下げた背景がある[*1]。

－ 地域別のフロアプライスの設定状況[*2] －

国/地域	フロアプライス
CAISO	-$150/MWh
ERCOT	-$250/MWh
ISO-NE	-$150/MWh
MISO	-$500/MWh
NYISO	-$1,000/MWh
PJM	（設定なし）

国/地域	フロアプライス
AESO[*3]	$0/MWh （-$100/MWhへの引き下げを検討中[*4]）
欧州[*5] （NEMO加盟国）	-€500/MWh

*1 出所：電力広域的運営推進機関、欧米における市場主導型（ノーダル制）に関する調査委託、2023年11月、p.66、https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/files/nordal_kaigaicyousa_houkokusyo.pdf

*2 出所：AESO、Negative Pricing Discussion Paper、p.2、https://www.aeso.ca/assets/Uploads/4.4-Negative-Pricing-paper.pdf

*3 カナダにあるISOの1つで、主にアルバータ州を管轄する系統運用会社

*4 出所：AESO、Pricing and Reserve Market Options Paper、2024年8月、p.6-7、https://www.aesoengage.aeso.ca/42905/widgets/179261/documents/136889

*5 出所：NEMO Committee、Second auctions: Frequently Asked Questions、p.1、https://www.nemo-committee.eu/assets/files/second-auctions-frequently-asked-questions.pdf

マイナス価格での約定は、供給量が需要量を大幅に上回る状況を反映しており、市場の不均衡を示すシグナルとして、供給側と需要側に行動変容を促すことが期待されている

一般的に期待されているネガティブプライスの効果[*1]

■ ドイツEPEXの見解等を参考にして、一般的にネガティブプライス導入によって期待される供給側の行動変容、需要側の行動変容を下記に整理する[*1,2]。

	カテゴリー	期待される行動変容	行動変容を動機づける背景
マイナス価格約定	供給側の行動変容	• 供給過剰時に発電を抑制する。 • 供給過剰時に蓄電し、需要増加のタイミングに電力を供給する。	• コストを支払って発電することによる損失を回避する。
	需要側の行動変容	• 供給過剰時に積極的に電力を利用する。 • マイナス価格発生多発エリアに工場やデータセンター等を設置・移転する。	• 電力を利用することでマイナス価格のインセンティブを享受する。

■ マイナス価格のシグナルが上記行動変容をもたらすソリューションとして、下記のような電力システムの構築があげられる[*1,3]。

電力需給量を柔軟に調整できる電力システムの開発	• システム全体の需給状況に応じて柔軟に発電量を変動できるベースロード電源を開発する。 • 電力貯蔵システムを整備して、供給量・需給量のピークシフトを可能にする。 • 連系線容量を増強して、電力融通可能量を拡大する。

*1 出所：EPEX、Negative Prices - Q&A、2025年1月閲覧、https://www.epexspot.com/en/basicspowermarket#negative-prices-q-a

*2 出所：各種公開情報を基にトーマツ作成

*3 出所：INTERNATIONAL ENERGY AGENCY、Electricity Market Report Update Outlook for 2023 and 2024、2023年6月、p.35、https://iea.blob.core.windows.net/assets/15172a8d-a515-42d7-88a4-edc27c3696d3/ElectricityMarketReport_Update2023.pdf

マイナスの価格シグナルが供給側や需要側の行動変容を促すには、市場を歪める要因となる再エネ導入支援制度の存在や、電力需給を柔軟に調整できる電力システムの整備不足などの課題を解消する必要がある

ネガティブプライスがもたらす効果の実態

■ ネガティブプライスが導入地域において、実際に前頁で述べたマイナス価格のシグナルがもたらす行動変容が生まれているとは言い難い。その要因と、要因に対する改善策を以下に整理した*1。

	要因	詳細	左記の要因に対する改善策
マイナス価格のシグナルが生かされない要因	再エネ導入支援制度による市場のゆがみ	再エネ導入支援制度や補助金があることにより、マイナス価格で約定されても発電による収益を得られるため、マイナス価格による行動変容がみられない。	• 再エネ導入支援制度を段階的に廃止する。 • マイナス価格約定時のFIPプレミアム付与を廃止する。
	需給状況に応じて出力調整できない電源の存在	原子力などの技術上出力を容易に調整できない電源は、システム全体の需要量に対して供給量が過剰であっても発電を続ける。	• 原子力の負荷追従運転を可能にする。 • 小型モジュール炉（SMR）を開発し、エリアの需給状況に応じてSMRを移動して発電する。
	マイナス約定価格の電気料金への未反映	電力消費者が支払う電気料金は、市場価格と必ずしも連動していないため市場価格がマイナスであっても電気料金が安価になるとは限らない。	• ダイナミックプライシングを導入して、市場価格がマイナス時に電力を利用した際のインセンティブを消費者が受け取れるようにする。
	電力貯蔵システムの普及不足	電力を蓄える容量が不足している場合、電力貯蔵システムを活用した供給量・需給量のシフトが困難である。	• 蓄電池の導入容量を拡大する。 • 分散型エネルギーリソースを普及させる。
	連系線の容量不足	連系線の容量が不足しているため、電力供給過剰エリアから電力供給不足エリアへの送電ができず、エリア間でマイナス価格発生頻度に差異が生じる。	• 連系線容量を増強して、エリア間の電力融通量を拡大する。

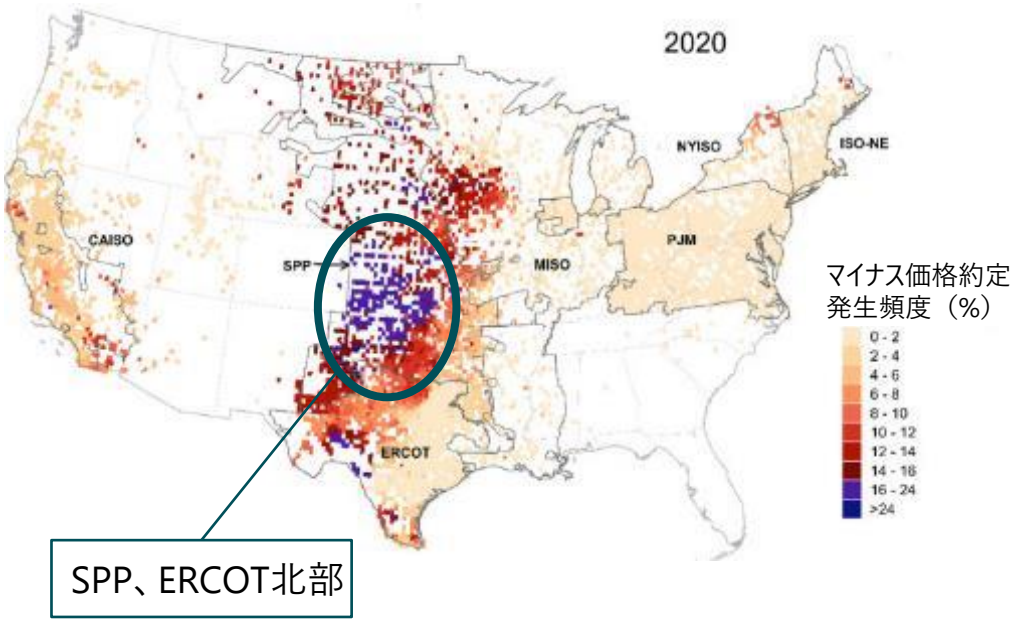
*1 出所：各種公開情報を基にトーマツ作成

米国ではSPPやERCOT北部で顕著にマイナス価格の約定が発生し、その要因として再エネ電源の発電量が豊富なことと、地域間との連系線容量が不足していることが挙げられる

連系線容量不足によるネガティブプライス発生状況（米国）

- 米国では2020年に、米国の卸市場の全LMPについて、取引した全時間の4%でマイナス価格約定が発生した。
- 再エネ電源容量が豊富で、連系線容量が不足している地域はマイナス価格の発生頻度が高くなっている。

－米国のLMP地点別のマイナス価格約定発生頻度*1－



- SPP（米国中央部のRTO）、ERCOT北部で特にマイナス価格の発生頻度が高くなっている。要因として次の 2 点が挙げられる*1。
  1. 風力発電が豊富で、かつ税控除(PTC)のインセンティブにより風力発電事業者のマイナス価格の入札量が多い。
  2. **他の地域間との連系線の容量が小さいために発電した電力を他の地域に融通することができない。**その結果、需要に対して供給が過剰な時間数が多い。

*1 出所：Advances in Applied Energy、Plentiful electricity turns wholesale prices negative、2021年11月、vol4 100073、p.2、https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666792421000652

2. 同時市場に関する詳細設計や諸外国の電力諸制度に関する調査

2-1. 市場における入札の仕組み
2-2. 市場における約定の仕組み
2-3. 小規模・分散型電源の市場運用
2-4. ネガティブプライス
2-5. 燃料調達

寒冷期において燃料不足のリスクが増大するISO-NEでは、発電事業者に対してメリットを打ち出し、燃料を確保させる制度設計がなされている

ISO-NEにおける燃料の調達に関する調査（米国）

日本

現状認識

- 燃料調達をLNG船による海外からの輸入に依存しており、電力の実需給断面の2か月前までに燃料スポット調達の意思決定や長期燃料契約の配船調整を行い、必要な燃料を調達している。

課題

- 2か月後の電力需要や自然変動電源の出力量予測が、小売電気事業者の通告量と乖離すると、海外からLNGを調達する発電事業者は在庫管理が困難になる。
- 再生可能エネルギーの導入が進むにつれ、実需給断面での再生可能エネルギー電源の供給電力量の不確実性が拡大する。
- 電力の余剰が生じた場合、未使用の燃料が在庫として残るリスクが発生する。

調査結果

寒冷期に燃料不足のリスクを抱えている米国ISO-NEの事例を調査した。

通常時

- エネルギー安全保障改善 (ESI) 制度の一環として、ISO-NEは卸電力市場を通じて発電事業者が寒冷期や需要が高まる時期に必要な燃料を事前に確保するための経済的インセンティブを提供している。
- ISO-NEでは寒冷期には、緊急的に燃料を調達することが困難となる可能性があるため、在庫エネルギープログラム等の施策を実施している。発電事業者に燃料を備蓄しておくことに対して報酬を与え、地域の寒冷期におけるエネルギーの安全性を向上させている。
- 運用燃料セキュリティ分析により、将来予想される発電量に対し不足する燃料量を、考えられる様々な組み合わせで潜在的な不足を定量化し、発電側に燃料確保を促す情報を提供している。

緊急時

- 寒冷期に燃料不足リスクが増大するため、21日間のエネルギー評価予測を実施し、地域の電力システムで石油やLNGなどの他の燃料が不足すると予想される場合に、潜在的なエネルギー不足を早期に警告する。
- pay-for-performanceの施策を実施し、緊急時に電力供給をした発電事業者に対してインセンティブを与える仕組み等を構築している。

米国では、長期契約と先物契約の割合はほぼ半々であり、先物契約の物理的取引は需給調整など実際の運用で緊急の対応が求められる場合に多く使用されると推察される

燃料調達方法（米国） *1

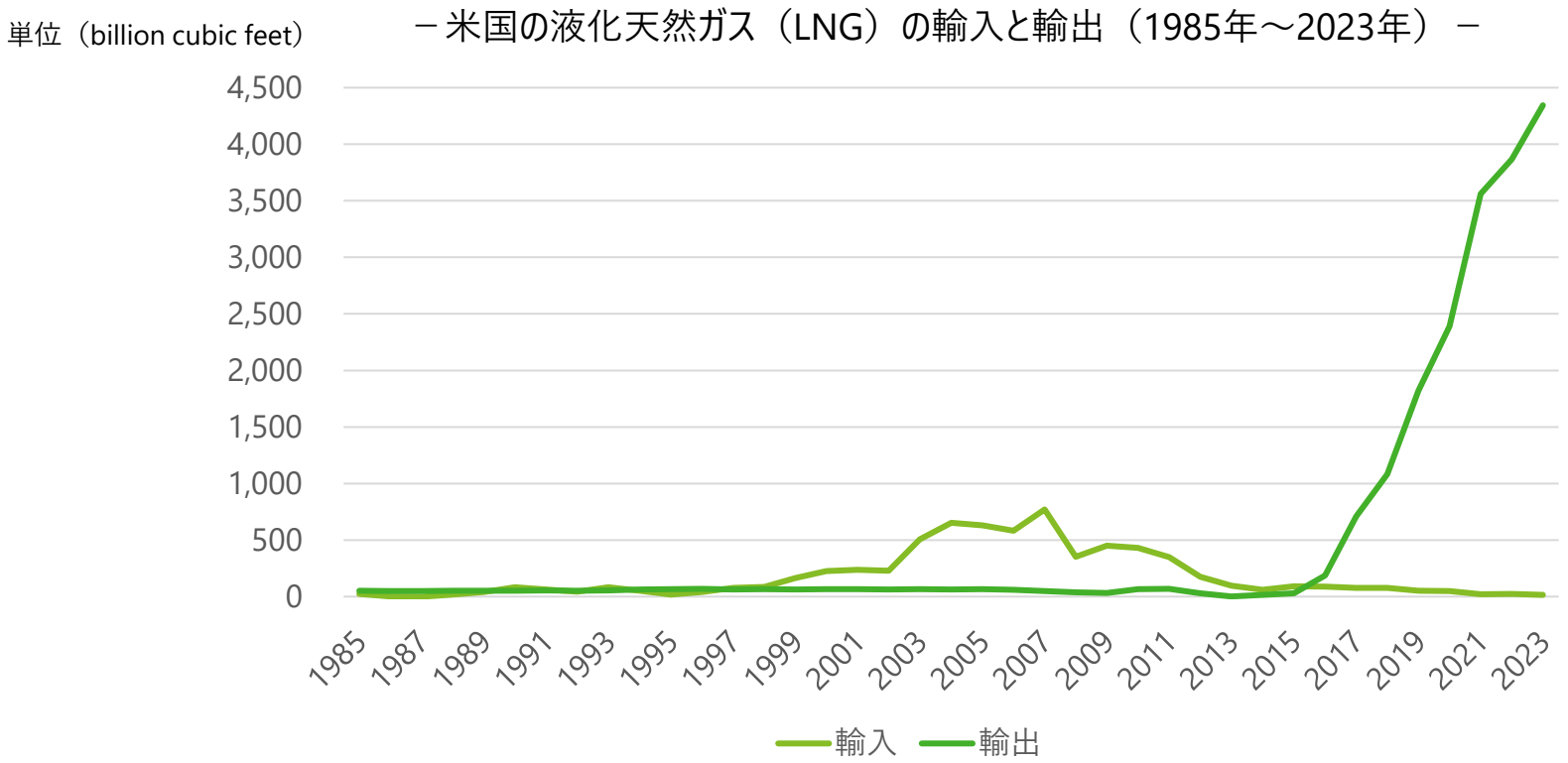
	燃料長期契約	燃料先物契約	燃料スポット契約
燃料調達方法	約20年から数年前	契約月の前月の末日から3営業日前（但し、物理的に引き渡されるのは2%未満）	当日（但し、物理的な受渡しは行われない）
契約種別割合	45.7% （日本：約8割）	54.3% *2 （日本：約2割）	
取引単位	個々の契約に基づく	10,000mmBtu（ヘンリーハブ市場）	10,000mmBtu （ヘンリーハブ市場：約187ｔ）
価格の傾向	一般的な合意ではLNG価格はブレント原油に対して1mmBtuあたりの平均価格は原油1バレルの価格の約13.5%となる	保管コストが大きい商品のため、期先になるほど価格が高くなる傾向にあり	決められた量を毎年買う長期契約よりも価格変動が大きい

*1 出所：CME、Henry Hub、EIA、NGI、IGU、JOGMEC等の情報を基にトーマツ作成
*2 物理的に引き渡される契約を含む、全ての契約

米国はLNGの輸出国となる一方で、一部エリアでの天然ガス需要を満たすのにLNG輸入も継続している

天然ガスの輸入と輸出の推移（米国）*1

- 1995年に年間 LNG 輸入量が増加し始め、2007年にピークを迎え、2007年以降、LNG 輸入量は減少し続けている。その後は米国の天然ガス生産量の増加と米国の天然ガスパイプラインネットワークの拡張により、さらに天然ガス輸入量は減少した。
- 米国は、主に国内の天然ガス生産量の増加、LNG輸入量の減少、およびLNG輸出ターミナルの能力増加により、2016年に輸出量が輸入量を上回り、その差は年々拡大している。



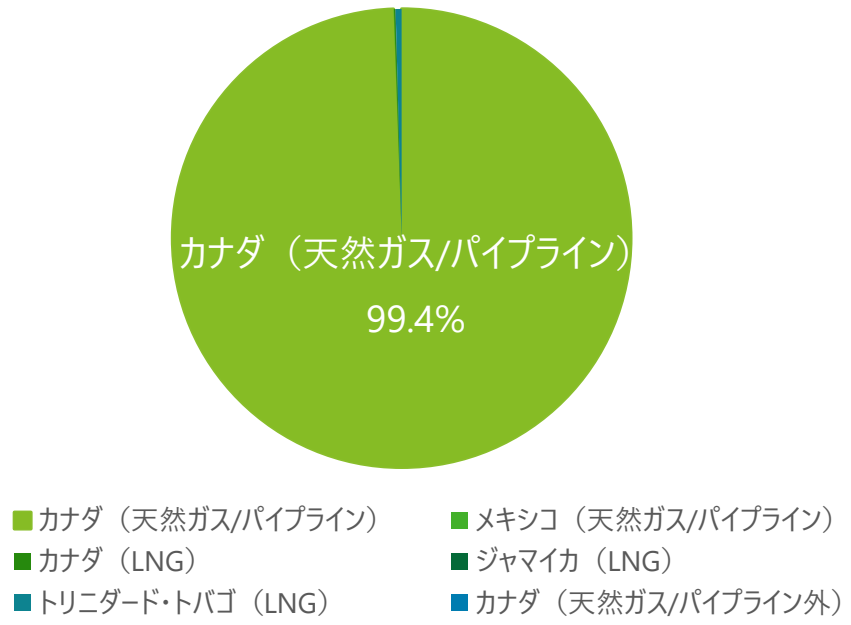
*1 出所：EIA、Natural gas explained、2024年8月9日閲覧、https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/liquefied-natural-gas.php

米国は天然ガスを自国で調達できる余力があるが、カナダからの輸入体制を構築することで有事の際の需給変動に対応している

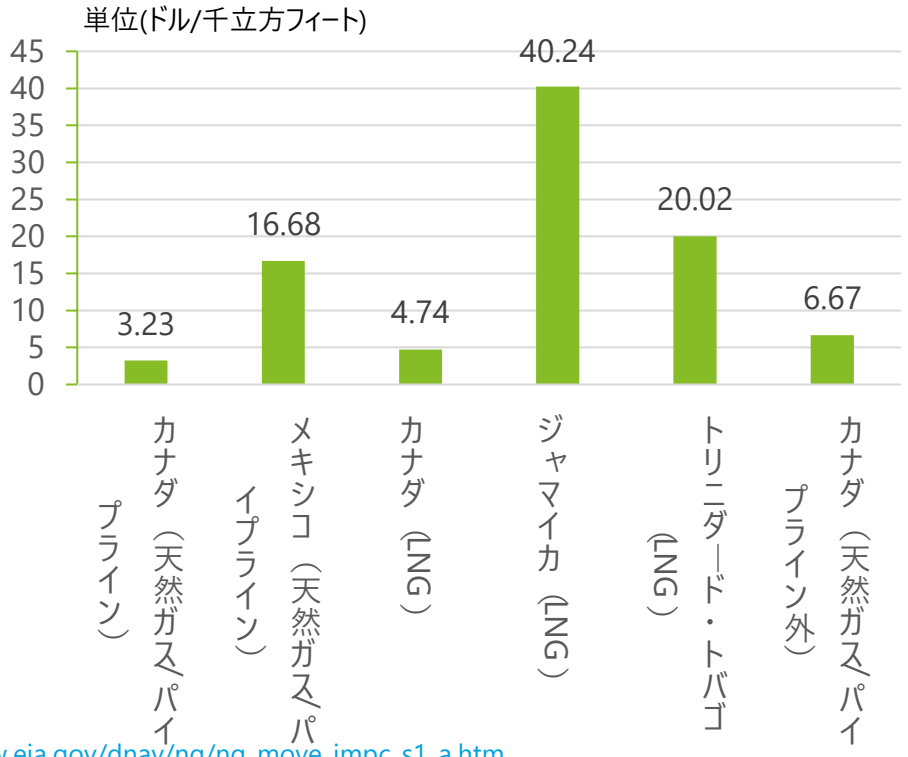
天然ガスの輸入状況（米国）*1

- 米国の年間天然ガス輸入量の約99%はカナダからで、ほぼすべてがパイプラインで輸入されている。
- カナダのパイプラインと貯蔵施設には十分な容量があるため、米国は冬季など需給のバランスが崩れる時期にカナダから迅速に天然ガスを送り込むことで、米国の一部地域の需給バランスを調整している。

－米国の天然ガス輸入量の国別割合（2023年）－



－米国の天然ガス輸入価格（2023年）－



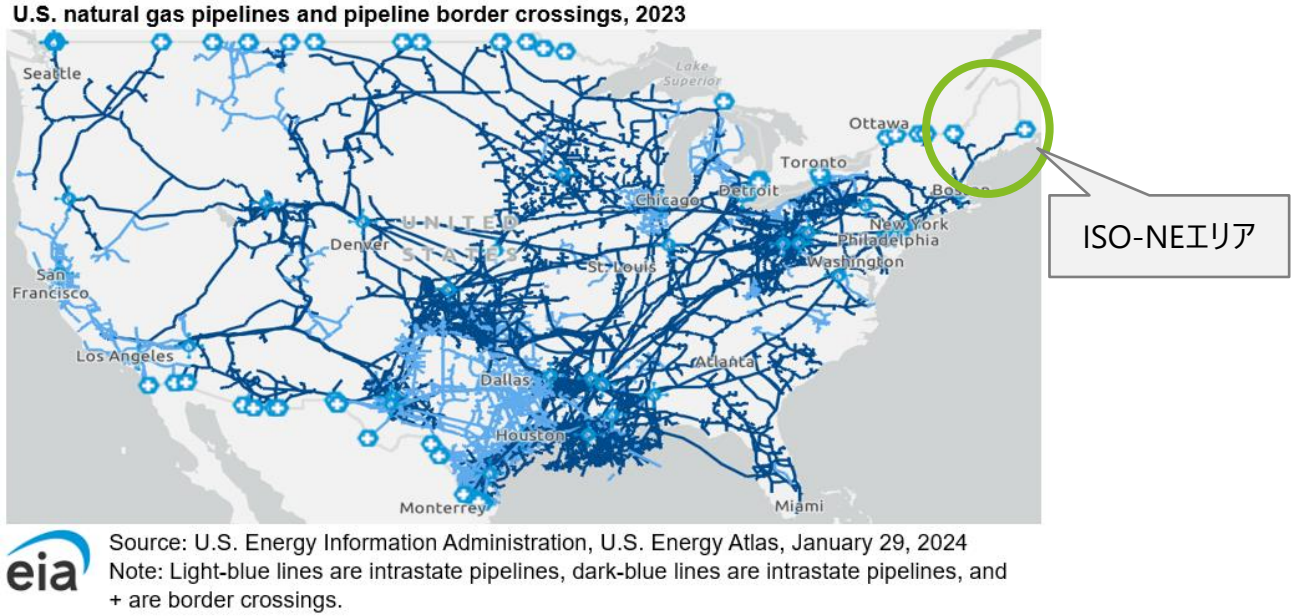
*1 出所：EIA、U.S. Natural Gas Imports by Country、2024年8月9日閲覧、https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_move_impc_s1_a.htm

ニューイングランドは、米国内のパイプラインの末端にあり、かつ資源の採掘もなく大規模な貯蔵施設もないため、寒冷期には燃料が不足するリスクを抱えている

燃料調達課題（ISO-NE）*1,*2

- 寒冷期には、暖房用途としての天然ガス、燃料油需要が高まるため、発電用途の燃料確保が困難となる。
- ニューイングランドは州間パイプラインシステムの末端にある。また同エリアでの化石燃料の採掘がないため、他地域に見られる地下自然貯蔵施設のような大規模貯蔵施設がない。
- この地域の発電所は、米国内外から船舶、トラック、パイプラインで輸送される燃料に大きく依存している。また、LNGや燃料油の輸送には、地域の施設に到着するまで数日から数週間かかることがあり、極端な気象条件ではさらに時間がかかることもある。

－米国パイプラインMAP－



*1 出所：ISO-NE、New England Winter Gas-Electric Forum、2022年9月、New England Winter Gas-Electric Forum

*2 出所：IEA、Natural gas pipelines、2024年8月29日閲覧、https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/natural-gas-pipelines.php

寒冷期における容量不足の懸念に対して、ISO-NEとして様々な施策を打ち出している

燃料調達と安定供給に関する施策と声明（ISO-NE） *1

年代	施策や声明	詳細
2010年	戦略計画イニシアチブ(SPI)	戦略計画イニシアチブ(SPI) を立ち上げ、ニューイングランドの発電における天然ガスへの依存度が高まっていることと、「システム条件がストレスを受けた際に運用パフォーマンスが低下する」可能性を強調した。
2014年	情報ポリシー (機密情報のセクション2.2)	情報ポリシー (機密情報のセクション2.2)を変更し、天然ガス火力発電機の予定出力に関する情報を、州間パイプライン事業者と共有することで、ユニットの柔軟性と運転に関する予測精度と地域の信頼性の向上を目指した。
2014年	成果報酬制度の変更	FERCに先渡し容量市場への大幅な変更を提出し (2014年5月に承認)、発電設備がストレスのかかったシステム条件下でも確実にパフォーマンスを発揮できる「pay-for-performance（成果報酬型インセンティブ）」と呼ばれる強力なインセンティブを導入した。
2018年	21日間のエネルギー評価予測	寒波による運用経験を踏まえ、先の21日間のエネルギー評価予測を作成し、寒冷期の燃料不足の可能性を事前に通知する。予測は、現在のシステム状態、天候、負荷、貯蔵燃料在庫と排出制限に関する発電機のレポート、および燃料供給システムの状態を参照している。1時間ごとの予測結果と設定された閾値を比較する。予測時点から、1~5日先で閾値を下回る水準となった場合にはエネルギー緊急事態が発出され、6日～21日先で閾値を下回る水準となった場合には、エネルギー警告が発出される。
2018年	運用燃料セキュリティ分析(OFSA)	運用燃料セキュリティ分析(OFSA) を公表。様々なシナリオ下で、寒冷期全体を通じて大規模電力システムの信頼性を確保するため、十分な燃料が地域にあるかどうかを調査するもの。発電所が必要な燃料を保有していない、または入手できない可能性を定量化する。
2020年	在庫エネルギープログラム	FERCは、2019年に提出された23～24年冬と24～25年の冬を対象とした短期暫定措置であるISOの在庫エネルギープログラムを承認した。発電事業者が通常よりも多くのエネルギーや燃料を備蓄しておくことに対して報酬を与え、地域の寒冷期におけるエネルギーの安全性を向上させるもの。
2020年	エネルギー安全保障改善 (ESI)	卸電力市場を通じて、燃料供給を確保するための行動を奨励する計画である。
2022年	共同声明	FERCがニューイングランドが直面している電力と天然ガスの課題について議論した。共同声明の中で、ISO-NEと複数のガスおよび電力供給会社は、寒冷期の燃料不足を防ぐために、この地域の液化天然ガス (LNG) サプライ チェーンを安定化させる必要があることを強調した。ニューイングランド州および利害関係者と協力し、エバレットへ輸入されるLNGの長期的な依存を減らし、クリーンエネルギーの未来への移行を継続するのに役立つ対策を講じた。

*1 出所：ISO-NE、Timeline: Historical Efforts to Address Fuel Security Issues in New England、2024年8月27日閲覧、https://www.iso-ne.com/about/what-we-do/in-depth/efforts-to-address-fuel-security-in-new-england

天然ガスパイプラインが制約を受け、LNGや石油の燃料が不足とならないよう、3週間分のエネルギー供給の見通しを作成し、公表している

21日間のエネルギー評価予測（ISO-NE） *1

- 燃料供給、天候、電力需要などの変数を考慮した、予想される電力システムの3週間の連続分析を提供する、独自のエネルギー供給見通しのことである。この報告書は、ニューイングランドの市場参加者、規制当局、政府関係者、その他の利害関係者の状況認識を向上させるために作成されたもので、地域のエネルギー適正性に関する認識を高めるための取り組みである。
- 本エネルギー供給の見通しの作成の背景には、寒波により天然ガスの暖房需要がパイプラインの容量に迫るレベルまで上昇した場合、暖房と発電の需要がパイプラインの供給能力を超えると、発電機は通常、代替燃料または液化天然ガス（LNG）を使用する必要があった。その間は敷地内のタンクに貯蔵された石油を燃料とする発電機に依存していたが寒波が長期化すると石油の供給が少なくなり、一部の発電所は燃料切れの危険にさらされ、また貯蔵されたLNGも供給不足となる。

地域の天然ガスパイプラインが制約を受ける可能性がある期間中に、地域の電力システムで石油やLNGなどの他の燃料が不足すると予想される場合に、潜在的なエネルギー不足を早期に警告

予測期間	予測作成方法	アラート
3週間。通常の冬であれば、燃料の配送は3週間の期間で発電事業者は配送のスケジュールを立てることができる。また、電力需要とパイプラインガス供給量の予測において重要な要素となる天気予報も、本期間であれば信頼性が高いためである。	主要な構成要素は、天気予報と電力需要予測である。これらの予測変数を発電機と送電設備の計画停止の情報と組み合わせ、3週間の各時間の電力供給が予測需要と運用予備力要件を満たすか推定する。	1時間ごとの予測結果と設定された閾値を比較する。予測時点から、1~5日先で閾値を下回る水準となった場合にはエネルギー緊急事態が発出され、6日～21日先で閾値を下回る水準となった場合には、エネルギー警告が発出される。

*1 出所：ISONEWSWIRE、A primer on ISO-NE's 21-day forecast for New England's energy supplies、2018年1月、https://isonewswire.com/2022/01/07/a-primer-on-iso-nes-21-day-forecast-for-new-englands-energy-supplies/

将来予想される発電量に対して必要とされる燃料量を、考えられる様々な組み合わせで潜在的な不足を定量化し、発電側に燃料確保を促す情報を提供している

運用燃料セキュリティ分析（OFSA）（ISO-NE） *1

- 燃料安全保障リスクとして特に寒冷期に発電所が稼働するために必要な燃料が不足したり入手できなくなったりする可能性は、ニューイングランドにおいて最大の課題であったことから、需要を満たすため十分な燃料が利用可能かどうかを判断し、運用上のリスクを理解するために、将来のリソースの組み合わせを調査した。
- 2020年代半ばの将来の電力システムの状況を広範囲に表現するために、2024/2025年の冬における23のシナリオを策定した。これらのシナリオは、寒冷期に燃料とエネルギーが制限された場合に電力システムが直面する可能性のある潜在的なリスクの範囲を示すことを目的としている。
- この調査では、発電機に供給するための天然ガスパイプラインの容量は調査期間内には追加されないものと想定し、代わりに電力システムの信頼性の重要な要因となる可能性のある5つの変数に焦点を当てた。

リソースの廃止	LNGの供給	石油の在庫	輸入電力	再生可能エネルギー
石炭火力、石油火力、原子力発電所の廃止は、電力供給の信頼性に大きな影響を与え、特に液化天然ガス（LNG）供給の重要度が高まる。	発電業者がLNGを寒冷期にタイムリーに供給するための事前準備を改善すれば、燃料安全保障上のリスクを大幅に軽減できる可能性があるが、LNGの量が減少するとリスクは高まる。	敷地内のタンクに貯蔵されている石油の柔軟性は、信頼性の重要な要因であり、天然ガス火力発電機が石油を燃焼するための二重燃料機能を追加できる範囲、石油で稼働できる頻度、および必要なときに石油があるかどうかによって決まる。	近隣のシステムからの電力の輸入拡大は、燃料安全保障リスクの軽減に役立つ反面、送電インフラへの投資が必要になる。	再生可能資源の成長が加速すれば燃料の安全性は向上する。但し、非ガス火力資源の廃止がLNGの依存へと結びつくものではない。また、再生エネルギーの送電投資が必要になる可能性もある。

*1 出所： ISO-NE、Operational Fuel-Security Analysis、2018年1月、https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2018/01/20180117_operational_fuel-security_analysis.pdf

卸電力市場を通じて、燃料供給を確保するための行動を奨励する計画である

エネルギー安全保障改善 （ESI） （ISO-NE） *1

- 従来の発電所の所有者は、経済的および環境的圧力により、これらの発電所の多くを永久に閉鎖している。現在および近い将来、ISO-NE管轄地域の電力の大部分は、より新しく、より効率的な天然ガス火力発電と、太陽光や風力などの一連の再生可能エネルギー技術から供給されることとなる。
- 再生可能エネルギーと天然ガスベースの発電技術はどちらも、エネルギー源の「ジャストインタイム」供給に依存している。太陽光と風力ベースの発電は、本質的に天候によって変動される。
- 地域の燃料供給インフラが限られており、現在の前日にコミットされていないリソースをリアルタイムで頼る電力システムでは、寒い冬の時期に電力需要を満たすのに十分なエネルギーが供給されない可能性がある。

稼働日の前にリソースを確保するための措置を講じるように促す市場ベースのインセンティブを生み出すよう行動する必要があると判断し、現在の市場構造における3つの相互に関連する問題に焦点を当てている。

市場参加者が、システムが必要とするリアルタイムでのエネルギーを供給する資源の能力を向上させるための行動をとるように、エネルギー供給体制のインセンティブを調整すること	システムが利用できるエネルギーを増やし、システムに負荷がかかる緊急、長期にわたる大規模な発電や供給の喪失に耐えられるようにすること	翌日の予測負荷を満たすために、卸売市場を通じて十分なエネルギーがスケジュールされていることを確認すること

*1 出所：ISO-NE、Energy Security Improvements: Creating Energy Options for New England、2020年4月、https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2020/04/esi-white-paper-final-with-cover-page-04152020.pdf

天然ガス火力発電機の予定出力に関する情報を州間パイプライン事業者と共有するために、予定出力の情報 (機密情報の取り扱いセクション2.2) に関する規定を変更した

情報ポリシー（ISO-NE） *1

- 天然ガス火力発電機の予定出力に関する情報を州間パイプライン事業者と共有する。
- ISO-NEの制御室と天然ガスパイプラインの所有者および運営者との間における通信プロトコルに対する改善となる。ISO-NE を含むいくつかの地域送電組織は、ガスパイプライン運営者と情報共有に関する訓練演習を行っており、天然ガス供給の問題が電力システムに悪影響を及ぼす可能性がある場合に、より的確な洞察と理解を得られるようにしている。

－ISO New England Information Policy　セクション2.2抜粋－

ISO-NE情報ポリシーと異なる規定がある場合でも、委員会の命令第787号に従い、ISO-NEは、ニューイングランド管理区域内にある資源からの天然ガス燃料発電に関する機密情報を、パイプラインを運営する州間天然ガスパイプライン会社の運営担当者に開示することができる。但し、次の条件を満たしている必要がある。

条件1	条件2
特定の発電機に関する機密情報は、その発電機に直接サービスを提供するパイプラインとのみの共有となる。	ISO-NEとして、信頼性を確保するために機密情報を開示することが、運用上必要であるとの判断であること。

*1 出所：ISO-NE、ISO New England Information Policy、2024年7月、https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/regulatory/tariff/attach_d/attachment_d.pdf

電力の供給不足時にパフォーマンスを発揮する発電設備にインセンティブを提供するPFPの仕組みにより、石油や液化天然ガスの備蓄が義務付けられ、緊急時の発電応答率が改善される

Pay-for-Performance（成果報酬型インセンティブ）（ISO-NE）（1/5） *1,*2,*3

- pay-for-performance（PFP）は、電力の供給不足の状況でパフォーマンスを発揮する発電設備にインセンティブを提供する、Forward Capacity Marketのメカニズムである。
- 電力システムに負荷がかかった時にエネルギー資源が電力を供給したり需要を減らしたりする義務を果たせるように準備し、その能力を確保することを目的としている。
- この制度は、この地域の冬季信頼性暫定プログラムに代わるものであり、緊急時の発電応答率の低さを改善するための取り組みとしてFERCに提案し、2014年に承認された。尚、インセンティブ支払い料率は段階的に増額されている。

－Capacity Performance Payment Rate（インセンティブの支払い料率）－

2018年6月1日-2021年5月31日	$ 2,000/MWh
2021年6月1日-2024年5月31日	$ 3,500/MWh
2024年6月1日-2025年5月31日	$ 5,455/MWh
2025年6月1日以降	$ 9,337/MWh

*1 出所：ISO-NE、About FCM Pay-for-Performance (PFP) Rules、2024年9月5日閲覧、https://www.iso-ne.com/markets-operations/markets/forward-capacity-market/fcm-participation-guide/about-fcm-pay-for-performance-pfp-rules

*2 出所：ISO-NE、Forward Capacity Market、2024年3月、https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/regulatory/tariff/sect_3/mr1_sec_13_14.pdf

*3 出所：ISO-NE、Introduction to ISO-NE Forward Capacity Market (FCM) Pay-For-Performance (PFP)、2018年3月、https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2018/06/2018-06-14-egoc-a4-0-iso-ne-fcm-pay-for-performance.pdf

PFPは2段階の決済構造で、実際のパフォーマンスに基づいて追加支払いが行われ、パフォーマンスの低い発電設備から高い発電設備へ支払いが発生する

Pay-for-Performance（成果報酬型インセンティブ）（ISO-NE）（2/5） *1,*2,*3

- PFPは2つの決済構造を持っている。この2段階の決済システムは、容量市場の買い手がパフォーマンスの低い発電設備のコストを負担しないようにすることを目的としている。第1段階では、供給者に毎月の容量料金を支払い、その後、不足時の実際のパフォーマンスに基づいて2回目の決済が行われる。パフォーマンスの低い発電設備は、不足を補うためにパフォーマンスを上げた発電設備に対し、追加のインセンティブを支払うことで、将来の義務をカバーする。
- サプライヤーから見ると、不足時に供給する価値は、エネルギーの支払いレートとPerformance Paymentの合計となる。

－月額支払いの決済構造－

月額支払い ＝ 月額容量支払い ＋ Performance Payment

No,CSO*4（容量供給義務なし）　：この支払いを受けとることができない
WITH,CSO（容量供給義務あり）：この支払いを受けとることが可能

－Performance Paymentの計算－

NO,CSO*4（容量供給義務なし）	Performance Payment=PPRxACP*5
WITH,CSO *4（容量供給義務あり）	Performance Payment=PPRx(ACP*5–BrxCSO)

*1 出所：ISO-NE、About FCM Pay-for-Performance (PFP) Rules、2024年9月5日閲覧、https://www.iso-ne.com/markets-operations/markets/forward-capacity-market/fcm-participation-guide/about-fcm-pay-for-performance-pfp-rules

*2 出所：ISO-NE、Forward Capacity Market、2024年3月、https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/regulatory/tariff/sect_3/mr1_sec_13_14.pdf

*3 出所：ISO-NE、Introduction to ISO-NE Forward Capacity Market (FCM) Pay-For-Performance (PFP)、2018年3月、https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2018/06/2018-06-14-egoc-a4-0-iso-ne-fcm-pay-for-performance.pdf

*4「Capacity Supply Obligation（容量供給義務）」。CSOは、発電事業者が、将来の特定の期間において一定の容量を提供する義務を負うことを指す。この仕組みは、ISO-NEのForward Capacity Market（FCM、先物容量市場）の一部として機能している。

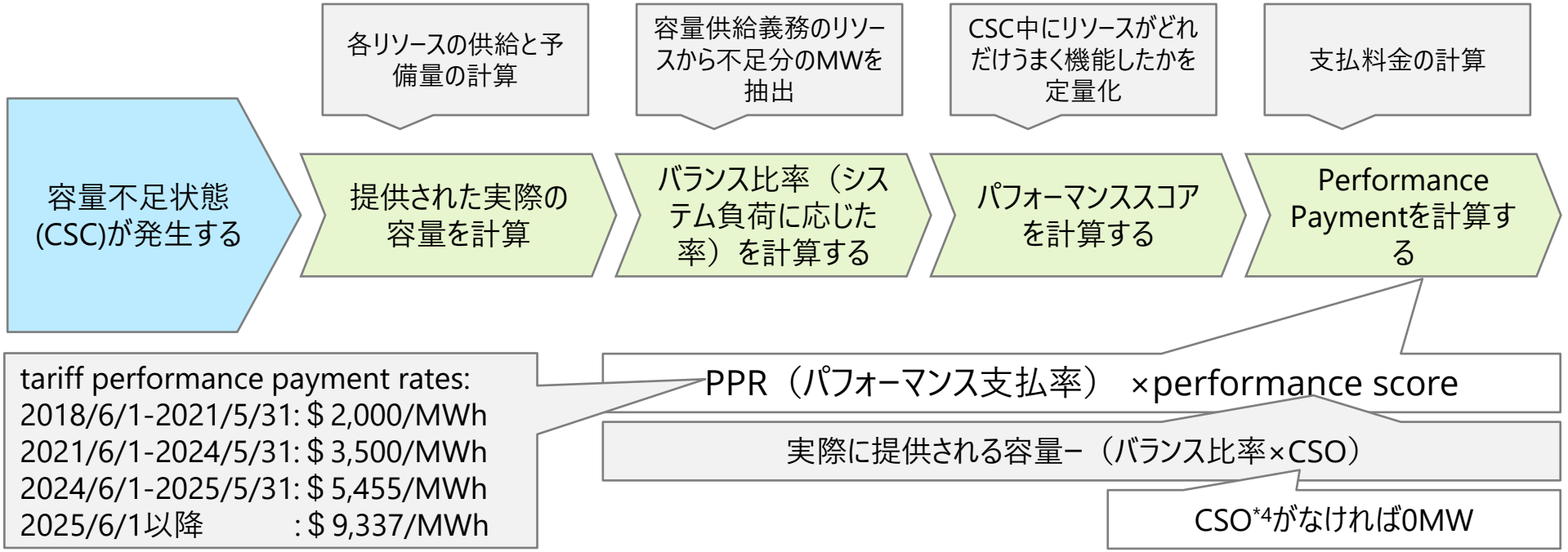
*5「Actual Capacity Provided（実際に提供された容量）」：電力逼迫状態の際に実際に提供された電力量または予備力

Performance payment ratesは2025年6月以降は2018年比で4.5倍以上となり、容量供給義務を果たせない場合のペナルティも増額となる見込み

Pay-for-Performance（成果報酬型インセンティブ）（ISO-NE）（3/5） *1,*2,*3

■ 容量不足が発生した場合、以下の流れで支払いの計算がされる。

－基本支払いとPerformance Paymentの支払い例－



*1 出所：ISO-NE、About FCM Pay-for-Performance (PFP) Rules、2024年9月5日閲覧、https://www.iso-ne.com/markets-operations/markets/forward-capacity-market/fcm-participation-guide/about-fcm-pay-for-performance-pfp-rules

*2 出所：ISO-NE、Forward Capacity Market、2024年3月、https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/regulatory/tariff/sect_3/mr1_sec_13_14.pdf

*3 出所：ISO-NE、Introduction to ISO-NE Forward Capacity Market (FCM) Pay-For-Performance (PFP)、2018年3月、https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2018/06/2018-06-14-egoc-a4-0-iso-ne-fcm-pay-for-performance.pdf

*4「Capacity Supply Obligation（容量供給義務）」。CSOは、発電事業者が、将来の特定の期間において一定の容量を提供する義務を負うことを指す。この仕組みは、ISO-NEのForward Capacity Market（FCM、先物容量市場）の一部として機能している。

高負荷時（High Load Condition）は、容量供給義務を果たせない場合、ペナルティが発生する。2025年6月以降は2024年比で約1.7倍程度の支払い額となる

Pay-for-Performance（成果報酬型インセンティブ）（ISO-NE）（4/5） *1,*2,*3

■ システム変数のバランス比率（Br）がLow Load とHigh Loadで異なるが、その他の計算式に違いはない。

－基本支払いとPerformance Paymentの支払い例－

	Low Load Condition	High Load Condition	NO,CSO：High Load Condition
基本支払額	5.00ドル/kW・月x300MW=1,500,000ドル/月	5.00ドル/kW・月x300MW=1,500,000ドル/月	5.00ドル/kW・月x0MW=0ドル/月
システム変数	• バランス比率 (Br)=0.65 • パフォーマンス支払い率(PPR)=5,455ドル/MWh（2024年6月時参照）	• バランス比率(Br)=0.90 • パフォーマンス支払い率(PPR)=5,455ドル/MWh（2024年6月時参照）	• バランス比率(Br)=0.90 • パフォーマンス支払い率(PPR)=5,455ドル/MWh（2024年6月時参照）
リソース変数	• CSO*4=300MW(または1時間あたり300MWh) • 実際に提供される容量(ACP*5)=240MW(不足時に実際に提供された容量)	• CSO*4=300MW(または1時間あたり300MWh) • 実際に提供される容量(ACP*5)=240MW(不足時に実際に提供された容量)	• CSO*4=0 MW(または1 時間あたり300MWh) • 実際に提供される容量(ACP*5)=240 MW
支払額	Performance payment=PPRx(ACP*5–BrxCSO) =5,455ドル/MWhx(240MWh–0.65x300MWh) =245,475ドル（月額）	Performance payment=PPRx(ACP*5–BrxCSO) =5,455ドル/MWhx(240MWh–0.90x300MWh) = ▲163,650ドル（月額）	Performance payment=PPRx(ACP*5–BrxCSO) =5,455ドル/MWhx(240MWh–0.90x0MWh) =1,309,200ドル（月額）

*1 出所：ISO-NE、About FCM Pay-for-Performance (PFP) Rules、2024年9月5日閲覧、https://www.iso-ne.com/markets-operations/markets/forward-capacity-market/fcm-participation-guide/about-fcm-pay-for-performance-pfp-rules

*2 出所：ISO-NE、Forward Capacity Market、2024年3月、https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/regulatory/tariff/sect_3/mr1_sec_13_14.pdf

*3 出所：ISO-NE、Introduction to ISO-NE Forward Capacity Market (FCM) Pay-For-Performance (PFP)、2018年3月、https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2018/06/2018-06-14-egoc-a4-0-iso-ne-fcm-pay-for-performance.pdf

*4「Capacity Supply Obligation（容量供給義務）」。CSOは、発電事業者が、将来の特定の期間において一定の容量を提供する義務を負うことを指す。この仕組みは、ISO-NEのForward Capacity Market（FCM、先物容量市場）の一部として機能している。

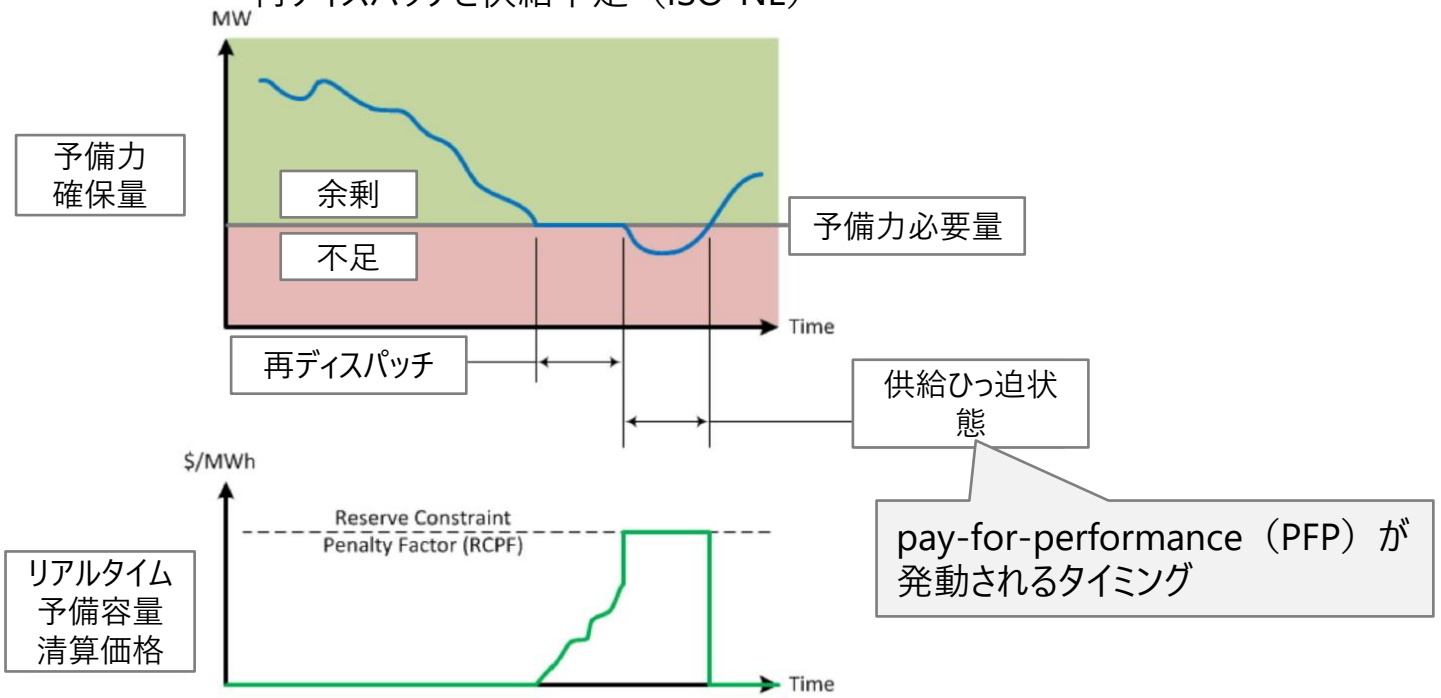
*5「Actual Capacity Provided（実際に提供された容量）」：電力逼迫状態の際に実際に提供された電力量または予備力

PFPは、電力供給不足状態になると、予備電力を確保するために発動される

Pay-for-Performance（成果報酬型インセンティブ）（ISO-NE）（5/5） *1,*2,*3,*4

■ 電力供給不足の条件は、3つの予備力要件のうち1つ以上が不足し、RCPF（Reserve Constraint Penalty Factor）*4がリアルタイムの予備力価格を設定しているときに発生する。

－再ディスパッチと供給不足（ISO-NE）－



*1 出所：ISO-NE、About FCM Pay-for-Performance (PFP) Rules、2024年9月5日閲覧、https://www.iso-ne.com/markets-operations/markets/forward-capacity-market/fcm-participation-guide/about-fcm-pay-for-performance-pfp-rules

*2 出所：ISO-NE、Forward Capacity Market、2024年3月、https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/regulatory/tariff/sect_3/mr1_sec_13_14.pdf

*3 出所：ISO-NE、Introduction to ISO-NE Forward Capacity Market (FCM) Pay-For-Performance (PFP)、2018年3月、https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2018/06/2018-06-14-egoc-a4-0-iso-ne-fcm-pay-for-performance.pdf

*4 電力市場における予備電力の不足時に適用されるペナルティ価格。予備電力の供給不足時に電力価格に追加されるペナルティを設定し、予備電力の確保を促進する仕組み。

ISO-NEは、寒冷期にエネルギーを確保するため、エネルギー在庫を持つ特定の発電設備にインセンティブを提供する在庫エネルギープログラム（IEP）を導入した

Inventoried Energy Program（在庫エネルギープログラム）（ISO-NE）（1/6） *1

- FERCは、2019年にISO-NEの在庫エネルギープログラムを承認した。このプログラムは、23～24年冬と24～25年冬を対象とした短期暫定措置である。寒冷期にエネルギー安全保障が最も緊迫する時期に、在庫エネルギーを維持する特定の資源にインセンティブを提供することを目的としている。
- ISO-NEの提案するプログラムは二重決済構造を持ち、先渡し市場とスポット市場の両方で取引が行われる。参加者はこれらの市場のいずれかまたは両方に参加できる。特定の条件が満たされた場合、在庫エネルギーの供給分がスポットレートで決済される。プログラムの提供期間は12月から2月までの最大3か月間である。

－Inventoried Energy Program（在庫エネルギープログラム）の５つの要素－

二重決済構造（Two-settlement structure）	先渡しレート（Forward rate）	スポットレート（Spot rate）	発動条件（Trigger conditions）	最大期間（Maximum duration）
このプログラムには、先渡し市場とスポット市場の2つの市場が含まれる。参加者は、これらの市場のいずれかまたは両方に参加できる。	このレートは、参加者がプログラムの提供期間中に保持するエネルギーの価格を固定するために使用される。	供給者が計画したエネルギー量と実際に供給したエネルギー量の差が発生した場合に適用される。	「在庫エネルギーデー」と呼ばれる特定の日が発動条件となる。その日に維持された在庫エネルギーに基づいて決済が行われる。	プログラムの提供期間は12月から2月までである。この期間中、先渡し市場とスポット市場が機能する。

*1 出所：ISO-NE、UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION、2020年6月、https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2020/06/er19-1483-003_6-18-20_order_accept_iep.pdf

ISO-NEは、シンプルな設計で市場参加者の収益予測を支援し、在庫エネルギーで冬季のエネルギー供給問題を解決しようとしている

Inventoried Energy Program（在庫エネルギープログラム）（ISO-NE）（2/6） *1

- ISO-NEは、プログラムを迅速に運用するためにシンプルさを優先し、参加者が収益を予測しやすいように設計している。
- ISO-NEは、天然ガス火力発電に依存していることが冬季エネルギー供給の主要な課題であると認識しており、発電側が在庫エネルギーを維持することで、寒冷期のエネルギー供給問題を解決できると主張している。

－Inventoried Energy Programの3つの目的－	－Inventoried Energy Programの3つの効果－
市場参加者の予測可能性の追求 ISO-NEが市場参加者の予測を容易にするため、プログラムを迅速に運用する。	市場参加者に在庫エネルギーをより多く取得するよう促す。
冬季エネルギーセキュリティと信頼性向上 発電設備が冬季の追加在庫を維持するようインセンティブ制度を設計する。	在庫エネルギーを電力に変換することによる機会費用を設定し、発電所が燃料を蓄えた方が経済的に有利であるということを示すことで、発電所が電力を送電する可能性を減らす。
健全な市場設計 ISO-NEが市場で取引されるエネルギーの内容を明確に定義し、透明な価格設定を行う。	発電所へインセンティブを与えることで、発電所の運用継続に繋がる。

*1 出所：ISO-NE、UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION、2020年6月、https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2020/06/er19-1483-003_6-18-20_order_accept_iep.pdf

IEPに参加可能な発電設備は多岐にわたっており、天然ガスは供給契約をした場合、風力と太陽光は在庫として保有可能な蓄電設備を保有している場合に対象となる

Inventoried Energy Program（在庫エネルギープログラム）（ISO-NE）（3/6） *1,*2

- 石油、石炭、原子力、バイオマス、一部の水力および揚水（貯水池などに水を貯蔵しているもの）や風力や太陽光は在庫として保有可能な蓄電設備を保有した場合に参加資格がある。但し、その在庫は電力に変換可能な在庫量であることが条件である。
- 天然ガス発電は、ISO-NEとの電力供給契約を締結した場合に参加できる。また、LNG施設との契約で在庫量に対して560,000MWhの上限がある。
- 外部リソースや金融取引、蓄電設備を保有していない風力、太陽光は参加資格がない。

－Inventoried Energy Programの参加資格－

*1 出所：ISO-NE、UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION、2020年6月、https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2020/06/er19-1483-003_6-18-20_order_accept_iep.pdf

*2 出所： ISO-NE、About-the-Inventoried-Energy-Program、2024年8月、https://iso-ne.my.site.com/s/article/About-the-Inventoried-Energy-Program

IEPには先渡しとスポットの2種類の支払いがある。レートはISO-NEのウェブサイトで公開されている

Inventoried Energy Program（在庫エネルギープログラム）（ISO-NE）（4/6）*1

■ Inventoried Energy Programは、先渡し支払い（基本払い）とスポットの2種類の支払いがある。先渡し支払いは、プログラムの期間中に対する基本的な支払いとなり、スポット支払いは、在庫エネルギーデー（IED）のイベントが発生した後に支払いされる。これらの先渡しおよび潜在的なスポット支払いを決定するために使用されるレートは、ISO-NEのウェブサイトで公開されている。

－Inventoried Energy Programの支払い条件－

	先渡し支払い（基本払い）	スポット支払い
レート	82.49ドル/MWh（時期により変動*2）	8.25ドル/MWh（時期により変動*2）
最大期間（Maximum duration）	12月から2月	在庫エネルギーデー (IED) の日数（10日程度を想定）
発動条件（Trigger conditions）	期間中毎日	ブラッドリー国際空港で、国立気象局が測定。最高気温と最低気温の平均が摂氏-8.33°C以下になるときに発動 この条件となるとIEDとなり、プログラム参加者にIEDが発生したことを通知する

*1 出所：ISO-NE、UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION、2020年6月、https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2020/06/er19-1483-003_6-18-20_order_accept_iep.pdf

*2 2020年6月時点での設定価格である。

IEPの先渡し参加者は決定したエネルギー在庫の維持ができない場合はペナルティが発生する。スポット参加者はIED時のリアルタイム在庫に基づいて報酬やペナルティが発生する

Inventoried Energy Program（在庫エネルギープログラム）（ISO-NE）（5/6） *1

- 先渡しの参加者は、先物で決められた容量を維持する必要があり、在庫エネルギーデー（IED）が発生した際に容量を維持できない場合、スポットレートで不足分を買い取るペナルティが課される。
- スポット参加者は、先物選択数量を超える在庫に対して支払いを受け、在庫エネルギーデー（IED）時には在庫に基づいて報酬やペナルティが発生する。

－Inventoried Energy Programの支払い額の計算－

	先渡し支払い（基本払い）	スポット支払い
計算式	基本支払額= (先渡し契約容量 x 基本レート) / 期間の合計日数で計算	スポット支払い= (リアルタイム エネルギー在庫 -先渡し契約容量) x (スポット レート)
説明	• 参加者は、先渡し契約で決められた供給容量を維持する必要がある。 • 在庫エネルギーデー（IED）が発生したときに決められた容量を維持しない場合は、スポット レートで不足分を買い取る必要がある。（発電側のペナルティ）	• 参加者は、先渡し契約容量を超えるリアルタイムエネルギー在庫に対してスポットの報酬を受け取ることができる。 • 先渡し契約容量に満たないリアルタイムエネルギー在庫に対してはペナルティとなる。

*1 出所：ISO-NE、UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION、2020年6月、https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2020/06/er19-1483-003_6-18-20_order_accept_iep.pdf

先渡し契約で決定したエネルギー在庫以上に在庫を確保した場合、容量超過で報酬が増え、満たさない場合は報酬が減少する

Inventoried Energy Program（在庫エネルギープログラム）（ISO-NE）（6/6） *1

■ 先渡し契約に参加した発電設備はスポットにも参加する必要がある。先渡し容量を超えるリアルタイム在庫がある場合、スポット参加者よりも多くの報酬を得ることができるが、在庫量を満たさない場合はマイナスとなる。

－Inventoried Energy Programの支払い例－

	先渡しに参加 （在庫量を満たしている場合）	先渡しに参加 （在庫量を満たしていない場合）	スポットのみの参加
前提条件	• 先渡し容量：5,000MWh • 期間：90日間 • 発電能力：100MW/h*2 • リアルタイム在庫容量：5,500MWh • 在庫エネルギーデー：1日間 • 先渡しレート：82.49ドル/MWh • スポットレート：8.25ドル/MWh	• 先渡し容量：5,000MWh • 期間：90日間 • 発電能力：100MW/h • リアルタイム在庫容量：4,500MWh • 在庫エネルギーデー：1日間 • 先渡しレート：82.49ドル/MWh • スポットレート：8.25ドル/MWh	• 発電能力：100MW/h • リアルタイム在庫容量：500MWh • 在庫エネルギーデー：1日間 • スポットレート：8.25ドル/MWh
基本支払額	• (5,000MWh x 82.49ドル/MWh) / 90日間＝4,583ドル	• (5,000MWh x 82.49ドル/MWh) / 90日間＝4,583ドル	• -
スポット支払い額	• (5,500MWh - 5,000MWh) x 8.25ドル/MWh＝4,125ドル	• (4,500MWh - 5,000MWh) x 8.25ドル/MWh＝▲4,125ドル	• (500MWh - 0MW) x 8.25ドル/MWh＝4,125ドル
合計支払い額（報酬）	• 4,583ドル＋4,125ドル＝8,708ドル	• 4,583ドル＋▲4,125ドル＝458ドル	• 4,125ドル

*1 出所：ISO-NE、UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION、2020年6月、https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2020/06/er19-1483-003_6-18-20_order_accept_iep.pdf

*2 最大72時間分のエネルギー在庫を対象としており、最低貯蔵時間の要件はない。参加者はエネルギー在庫について72時間を超える総貯蔵量もISO-NEに提出をする。

ISO-NEによる燃料調達と安定供給に関する施策を考慮した、燃料調達に関する戦略を立てている天然ガス発電事業者もいると想定される

天然ガス発電所の燃料調達に関する考え方（ISO-NE） *1,*2

－ISO-NEの天然ガス発電所を保有する主な企業の調達概念－

企業	保有プラント	調達方法・考え方
Dynegy Marketing and Trade, LLC（Vistra）	ANP-BELLINGHAM 1、ANP-BELLINGHAM 2、LAKE ROAD 1、LAKE ROAD 2、LAKE ROAD 3、MILFORD POWER 1、MILFORD POWER 2、MASS POWER、ANP-BLACKSTONE ENERGY 1、他	• 各サプライヤーと連携し、在庫を確保するサプライチェーン組織がある。複数のサプライヤーと多様な企業を活用し、調達戦略の柔軟性を確保している。
Massachusetts Municipal Wholesale Electric Company	STONY BROOK GT1B、STONY BROOK GT1A、STONY BROOK GT1C	• プロジェクトの燃料供給の取得、輸送、保管に関する方針や手続きを定めた「燃料調達計画」がある。 • この計画には、燃料供給契約や輸送契約の価格、スケジュールの最適化、商品ヘッジなどが含まれている。
Calpine Fore River Energy Center LLC	FORE RIVER 11、FORE RIVER 12、GRANITE RIDGE ENERGY 1A、GRANITE RIDGE ENERGY 1B、WESTBROOK ENERGY CENTER G1、WESTBROOK ENERGY CENTER G2	• 供給業者の過去の安全記録など、様々な要素に基づいて購入を決定する。 • 供給業者に対する行動規範がある。

*1 出所：Vistra、CLIMATE REPORT、2023年、https://vistracorp.com/wp-content/uploads/2023/10/VST-Climate-Report-2023.pdf
*2 出所：Calpine、CLIMATE REPORT、2024年、https://www.calpine.com/supplier-information/

参考

天然ガス発電所一覧（ISO-NE）（1/2） *1

ASSET NAME	GENERATOR TYPE	IN-SERVICE DATE	LEAD PARTICIPANT NAME	TOWN/CITY	STATE	NAMEPLATE (MW)	WINTER SCC (MW) Jan 1, 2024	EXPECTED SUMMER PEAK SCC (MW) Jul 1, 2024
MYSTIC 9	COMBINED CYCLE	11-Jun-03	Constellation Energy Generation, LLC	Charlestown	MA	872.330	846.964	0.000
MYSTIC 8	COMBINED CYCLE	13-Apr-03	Constellation Energy Generation, LLC	Charlestown	MA	872.330	839.535	0.000
EP NEWINGTON ENERGY, LLC	COMBINED CYCLE	18-Sep-02	Essential Power Newington, LLC	Newington	NH	605.823	630.721	557.856
KLEEN ENERGY	COMBINED CYCLE	12-Jul-11	Tenaska Power Services Co.	Middletown	CT	589.000	620.000	620.000
RISEP	COMBINED CYCLE	05-Nov-02	Shell Energy North America (US), L.P.	Johnston	RI	592.644	616.356	554.485
BRIDGEPORT ENERGY 1	COMBINED CYCLE	01-Aug-98	Revere Power, LLC	Bridgeport	CT	536.350	555.472	527.332
PSEG BRIDGEPORT HARBOR CCGT EX	COMBINED CYCLE	10-Jun-19	GB II Connecticut LLC	Bridgeport	CT	644.100	513.442	488.323
CPV TOWANTIC 1A	COMBINED CYCLE	21-May-18	CPV Towantic, LLC	Oxford	CT	470.250	438.250	384.787
CPV TOWANTIC 1B	COMBINED CYCLE	21-May-18	CPV Towantic, LLC	Oxford	CT	470.250	438.250	384.787
FORE RIVER 11	COMBINED CYCLE	04-Aug-03	Calpine Energy Services, LP	Weymouth	MA	436.165	409.544	351.161
FORE RIVER 12	COMBINED CYCLE	04-Aug-03	Calpine Energy Services, LP	Weymouth	MA	436.165	409.544	351.161
MILLENNIUM	COMBINED CYCLE	06-Apr-01	RWE Clean Energy Wholesale Services, Inc.	Charlton	MA	427.500	378.920	330.726
GRANITE RIDGE ENERGY 1A	COMBINED CYCLE	01-Apr-03	Calpine Energy Services, LP	Londonderry	NH	395.250	370.330	323.815
GRANITE RIDGE ENERGY 1B	COMBINED CYCLE	01-Apr-03	Calpine Energy Services, LP	Londonderry	NH	395.250	370.330	323.815
SALEM 6	COMBINED CYCLE	31-May-18	RWE Clean Energy Wholesale Services, Inc.	Salem	MA	304.130	353.839	336.815
SALEM 5	COMBINED CYCLE	31-May-18	RWE Clean Energy Wholesale Services, Inc.	Salem	MA	304.130	350.409	332.905
OCEAN ST PWR GT1/GT2/ST1	COMBINED CYCLE	31-Dec-90	NRG Business Marketing LLC	Harrisville	RI	262.013	316.901	270.901
OCEAN ST PWR GT3/GT4/ST2	COMBINED CYCLE	01-Oct-91	NRG Business Marketing LLC	Harrisville	RI	262.013	308.350	270.180
ANP-BELLINGHAM 2	COMBINED CYCLE	28-Dec-02	Dynegy Marketing and Trade, LLC	Bellingham	MA	289.000	301.035	261.954
TIVERTON POWER	COMBINED CYCLE	18-Aug-00	Revere Power, LLC	Tiverton	RI	273.700	298.198	266.758
LAKE ROAD 3	COMBINED CYCLE	22-May-02	Dynegy Marketing and Trade, LLC	Dayville	CT	289.000	297.801	274.220
LAKE ROAD 1	COMBINED CYCLE	15-Mar-02	Dynegy Marketing and Trade, LLC	Dayville	CT	289.000	295.442	262.165
ANP-BELLINGHAM 1	COMBINED CYCLE	24-Oct-02	Dynegy Marketing and Trade, LLC	Bellingham	MA	289.000	294.934	262.202
MILFORD POWER 1	COMBINED CYCLE	12-Feb-04	Dynegy Marketing and Trade, LLC	Milford	CT	289.000	290.785	261.552
MILFORD POWER 2	COMBINED CYCLE	03-May-04	Dynegy Marketing and Trade, LLC	Milford	CT	289.000	290.029	261.606
LAKE ROAD 2	COMBINED CYCLE	15-Mar-02	Dynegy Marketing and Trade, LLC	Dayville	CT	289.000	288.800	270.268
WESTBROOK ENERGY CENTER G1	COMBINED CYCLE	13-Apr-01	Calpine Energy Services, LP	Westbrook	ME	276.548	285.903	263.435
WESTBROOK ENERGY CENTER G2	COMBINED CYCLE	13-Apr-01	Calpine Energy Services, LP	Westbrook	ME	276.548	285.903	263.435

*1 出所：ISO-NE、2024 CELT Report、2024年10月閲覧、https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/100011/2024_celt_report.xlsx

参考

天然ガス発電所一覧（ISO-NE）（2/2） *1

ASSET NAME	GENERATOR TYPE	IN-SERVICE DATE	LEAD PARTICIPANT NAME	TOWN/CITY	STATE	NAMEPLATE (MW)	WINTER SCC (MW) Jan 1, 2024	EXPECTED SUMMER PEAK SCC (MW) Jul 1, 2024
MASS POWER	COMBINED CYCLE	01-Jul-93	Dynegy Marketing and Trade, LLC	Indian Orchard	MA	270.655	279.800	249.863
RUMFORD POWER	COMBINED CYCLE	16-Oct-00	Revere Power, LLC	Rumford	ME	272.850	278.575	251.893
ANP-BLACKSTONE ENERGY 1	COMBINED CYCLE	07-Jun-01	Dynegy Marketing and Trade, LLC	Blackstone	MA	289.000	274.898	243.337
ANP-BLACKSTONE ENERGY 2	COMBINED CYCLE	13-Jul-01	Dynegy Marketing and Trade, LLC	Blackstone	MA	289.000	274.829	231.759
MAINE INDEPENDENCE STATION 1	COMBINED CYCLE	01-May-00	Dynegy Marketing and Trade, LLC	Veazie	ME	275.655	273.751	248.195
MAINE INDEPENDENCE STATION 2	COMBINED CYCLE	01-May-00	Dynegy Marketing and Trade, LLC	Veazie	ME	275.655	273.751	248.195
BERKSHIRE POWER	COMBINED CYCLE	19-Jun-00	Tenaska Power Services Co.	Agawam	MA	289.000	246.279	229.058
MILFORD POWER	COMBINED CYCLE	01-Jan-94	RWE Clean Energy Wholesale Services, Inc.	Milford	MA	147.050	205.208	204.011
DIGHTON POWER LLC	COMBINED CYCLE	01-May-99	RWE Clean Energy Wholesale Services, Inc.	Dighton	MA	170.000	189.479	165.632
KENDALL CT	COMBINED CYCLE	18-Dec-02	Kendall Green Energy LLC	Cambridge	MA	186.150	187.400	183.139
ALTRESCO	COMBINED CYCLE	01-Sep-90	Pawtucket Power Holding Company LLC	Pittsfield	MA	160.088	182.493	148.653
MANCHESTER 11/11A CC	COMBINED CYCLE	01-Oct-95	NRG Business Marketing LLC	Providence	RI	170.200	170.000	154.060
MANCHESTER 9/9A CC	COMBINED CYCLE	14-Nov-95	NRG Business Marketing LLC	Providence	RI	170.200	170.000	156.253
NEA BELLINGHAM 1A	COMBINED CYCLE	01-Oct-91	NextEra Energy Marketing, LLC	Bellingham	MA	272.460	166.463	142.699
NEA BELLINGHAM 1B	COMBINED CYCLE	01-Oct-91	NextEra Energy Marketing, LLC	Bellingham	MA	258.120	166.462	142.698
MANCHESTER 10/10A CC	COMBINED CYCLE	15-Nov-95	NRG Business Marketing LLC	Providence	RI	170.200	166.380	156.821
STONY BROOK GT1B	COMBINED CYCLE	01-Nov-81	Massachusetts Municipal Wholesale Electric Company	Ludlow	MA	135.900	115.272	99.932
STONY BROOK GT1A	COMBINED CYCLE	01-Nov-81	Massachusetts Municipal Wholesale Electric Company	Ludlow	MA	136.101	111.171	104.000
STONY BROOK GT1C	COMBINED CYCLE	01-Nov-81	Massachusetts Municipal Wholesale Electric Company	Ludlow	MA	135.900	109.429	104.000
CLEARY 9/9A CC	COMBINED CYCLE	01-Dec-75	Taunton Municipal Lighting Plant	Taunton	MA	116.620	109.006	104.931
LENERGIA ENERGY CENTER	COMBINED CYCLE	11-Mar-93	EDF Trading North America, LLC	Lowell	MA	85.140	76.950	0.000
DARTMOUTH POWER	COMBINED CYCLE	01-May-92	Talen Energy Marketing, LLC	Dartmouth	MA	74.070	64.722	57.194
MATEP (COMBINED CYCLE)	COMBINED CYCLE	28-Jun-07	MATEP, LLC	Boston	MA	67.635	55.073	47.330
DEXTER 1	COMBINED CYCLE	01-May-90	Emera Energy Services Subsidiary No. 4 LLC	Windsor Locks	CT	57.000	39.521	39.835
JOHNSTON LFG TURBINE PLANT	COMBINED CYCLE	25-May-13	Rhode Island Engine Genco, LLC	Johnston	RI	42.394	28.750	27.050
KENDALL STEAM 3	COMBINED CYCLE	01-Jan-50	Kendall Green Energy LLC	Cambridge	MA	23.460	22.280	20.410
KIMB ROCKY RIVER PH2	COMBINED CYCLE	15-Jul-08	Kimberly-Clark Corporation	New Milford	CT	19.600	16.303	8.996
DEXTER 2	COMBINED CYCLE	01-May-90	Emera Energy Services Subsidiary No. 4 LLC	Windsor Locks	CT	19.000	4.979	4.665

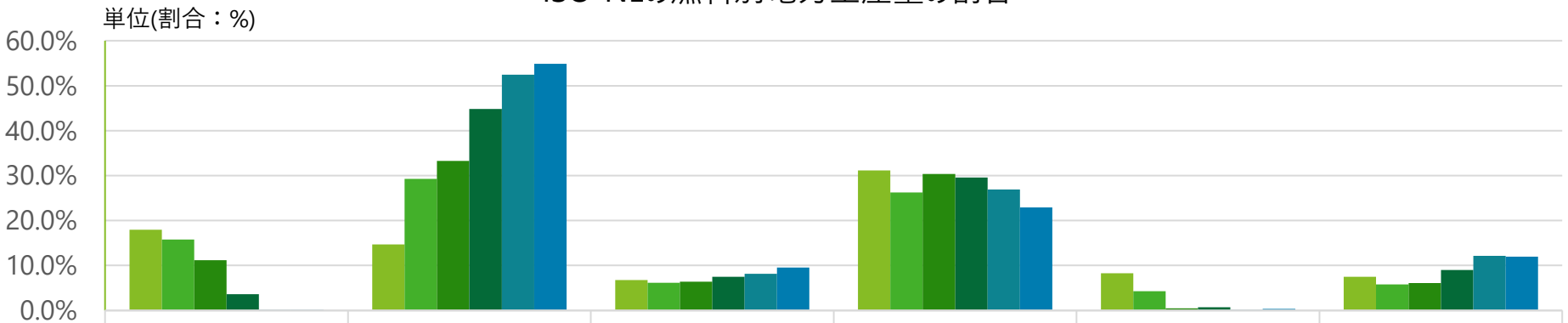
*1 出所：ISO-NE、2024 CELT Report、2024年10月閲覧、https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/100011/2024_celt_report.xlsx

ISO-NEのエネルギー供給は半分以上が天然ガスとなっている

参考：電源の構成（ISO-NE） *1

- 天然ガスは2000年と比較し40％以上供給割合が増加している。
- 石炭および石油の供給割合は2000年と比較すると供給割合はほぼ 0 に近い形となり、再生可能エネルギーの供給が徐々に増加しつつある。

－ISO-NEの燃料別電力生産量の割合－



	石炭	天然ガス	水力	原子力	石油	再生可能エネルギー
2000	17.9%	14.7%	6.8%	31.2%	8.2%	7.5%
2005	15.8%	29.3%	6.1%	26.2%	4.3%	5.8%
2010	11.2%	33.3%	6.4%	30.3%	0.5%	6.1%
2015	3.6%	44.8%	7.5%	29.6%	0.7%	9.0%
2020	0.2%	52.4%	8.1%	26.9%	0.2%	12.1%
2023	0.2%	54.9%	9.5%	22.9%	0.3%	12.0%

*1 出所：ISO-NE、Energy, Load, and Demand Reports、2024年8月27日閲覧、https://www.iso-ne.com/isoexpress/web/reports/load-and-demand/-/tree/net-ener-peak-load

Deloitte.
デロイト トーマツ

デロイト トーマツ グループは、日本におけるデロイト アジア パシフィック リミテッドおよびデロイトネットワークのメンバーであるデロイト トーマツ合同会社ならびにそのグループ法人（有限責任監査法人トーマツ、デロイト トーマツ コンサルティング合同会社、デロイト トーマツ ファイナンシャルアドバイザリー合同会社、デロイト トーマツ税理士法人、DT弁護士法人およびデロイト トーマツ コーポレート ソリューション合同会社を含む）の総称です。デロイト トーマツ グループは、日本で最大級のプロフェッショナルグループのひとつであり、各法人がそれぞれの適用法令に従い、監査・保証業務、リスクアドバイザリー、コンサルティング、ファイナンシャルアドバイザリー、税務、法務等を提供しています。また、国内約30都市以上に1万5千名を超える専門家を擁し、多国籍企業や主要な日本企業をクライアントとしています。詳細はデロイト トーマツ グループWebサイト（www.deloitte.com/jp）をご覧ください。

Deloitte（デロイト）とは、デロイト トウシュ トーマツ リミテッド（“DTTL”）、そのグローバルネットワーク組織を構成するメンバーファームおよびそれらの関係法人（総称して“デロイトネットワーク”）のひとつまたは複数を指します。DTTL（または“Deloitte Global”）ならびに各メンバーファームおよび関係法人はそれぞれ法的に独立した別個の組織体であり、第三者に関して相互に義務を課しまたは拘束させることはありません。DTTLおよびDTTLの各メンバーファームならびに関係法人は、自らの作為および不作為についてのみ責任を負い、互いに他のファームまたは関係法人の作為および不作為について責任を負うものではありません。DTTLはクライアントへのサービス提供を行いません。詳細はwww.deloitte.com/jp/aboutをご覧ください。
デロイト アジア パシフィック リミテッドはDTTLのメンバーファームであり、保証有限責任会社です。デロイト アジア パシフィック リミテッドのメンバーおよびそれらの関係法人は、それぞれ法的に独立した別個の組織体であり、アジア パシフィックにおける100を超える都市（オークランド、バンコク、北京、ハノイ、香港、ジャカルタ、クアラルンプール、マニラ、メルボルン、大阪、ソウル、上海、シンガポール、シドニー、台北、東京を含む）にてサービスを提供しています。

Deloitte（デロイト）は、監査・保証業務、コンサルティング、ファイナンシャルアドバイザリー、リスクアドバイザリー、税務、法務などに関連する最先端のサービスを、Fortune Global 500®の約9割の企業や多数のプライベート（非公開）企業を含むクライアントに提供しています。デロイトは、資本市場に対する社会的な信頼を高め、クライアントの変革と繁栄を促し、より豊かな経済、公正な社会、持続可能な世界の実現に向けて自ら率先して取り組むことを通じて、計測可能で継続性のある成果をもたらすプロフェッショナルの集団です。デロイトは、創設以来175年余りの歴史を有し、150を超える国・地域にわたって活動を展開しています。“Making an impact that matters”をパーパス（存在理由）として標榜するデロイトの約345,000名のプロフェッショナルの活動の詳細については、（www.deloitte.com）をご覧ください。

IS 669126 / ISO 27001

Member of
Deloitte Touche Tohmatsu Limited

（様式２）

二次利用未承諾リスト

報告書の題名
令和６年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業（同時市場に関する詳細設計等に係る調査等事業）

委託事業名
令和６年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業（同時市場に関する詳細設計等に係る調査等事業）

受注事業者名
有限責任監査法人トーマツ

頁	図表番号	タイトル
26	—	NYISO市場における相対取引の分類
27	—	入札インターフェース及び入札項目（基礎情報）
27	—	入札インターフェース及び入札項目（スケジュール）
67	—	2Busモデル並びに計算結果の例
68	—	発電設備におけるPNode、APNode
73	—	アンシラリー地域の概要
81	—	Upliftが生じる事象と概要
94	—	PG&E社のサービス範囲内におけるSub-LAP分布図（CAISO管内、2017年）
95	—	複数のPNodeでのアグリゲーションの運用例（CAISO））
98	—	BMに入札された下げ調整電源種別容量（英国、2018年～2022年）
100	—	調整力商品の同時入札可否（英国）
110		米国PJMの電源種別の入札価格及び入札ステータス（1日前市場、2022年）
111	—	TenneT社のインバランス量の算定方法
113	—	インバランス精算のエリア（CAISO）
119	—	米国のLMP地点別のマイナス価格約定発生頻度
125	—	米国パイプラインMAP
135	—	再ディスパッチと供給不足（ISO-NE）