Deloitte.
デロイト トーマツ

経済産業省電力・ガス取引監視等委員会事務局
ネットワーク事業監視課御中



令和６年度電力取引監視等業務委託事業
（インバランス料金制度等の海外事例調査等事業）

－調査報告書－

有限責任監査法人トーマツ
2025年3月31日

MAKING AN IMPACT THAT MATTERS since 1845

目次

1. インバランス料金制度	3
1.1. 長期間上限価格が続いた場合の措置および累積価格閾値制度	4
1.2. インバランス料金の上限価格の考え方	26
1.3. ネガティブプライス下のインバランス料金	39
2. 需給調整市場制度	53
2.1. リソース別・商品別の価格規律	54
2.2. 事前規制対象の判定システム	71
2.3. pay as clear方式の課題	77
3. レベニューキャップ制度	90
3.1. 英国	96
3.2. ドイツ	109
3.3. フランス	116
3.4. ノルウェー	124

免責事項

本調査は、経済産業省と当法人との間で締結された令和7年1月6日付け契約書に基づき、公開情報等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。

本報告書に記載されている情報は、調査時点のものであり、公開情報を除き、貴省又は調査対象者から提出を受けた資料、また、その内容についての質問を基礎としております。これら入手した情報自体の妥当性・正確性については、当法人側で責任を持ちません。

1. インバランス料金制度

1.1. 長期間上限価格が続いた場合の措置および累積価格閾値制度

オーストラリアNEMや米ERCOTでは、卸電力市場価格の上限価格が長期間続いた場合に、需要家保護を目的として市場上限価格を引き下げる措置を講じている

調査結果のまとめ（長期間上限価格が続いた場合の措置）

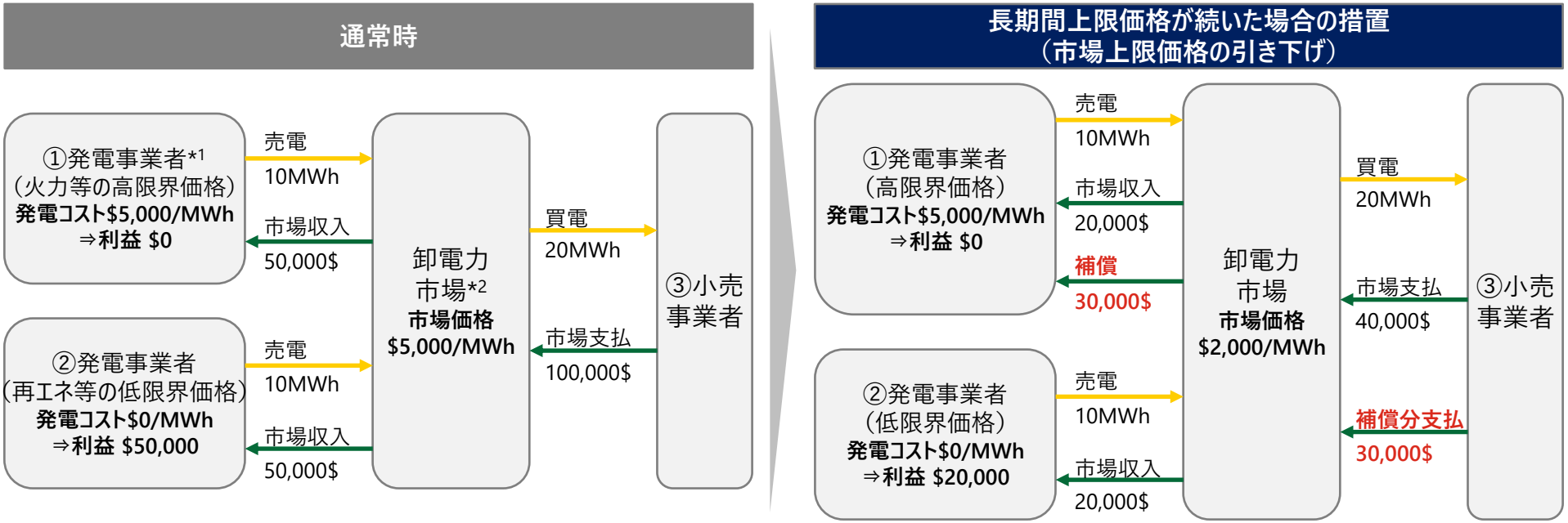
調査対象国		通常時上限価格*1 下段は日本円換算	長期間上限価格が続いた場合の措置			
			措置的上限価格	発動条件	解除条件	発電事業者への補償
オーストラリア	NEM	$17,500/MWh （**1,628円/kWh**）	$600/MWh （**56円/kWh**）	直近1週間分のスポット価格の累積値が、**通常時の上限価格**の7.5時間分に到達した場合 （2027年には8.5時間分に引き上げ予定）	直近1週間分のスポット価格の累積値が、通常時の上限価格の7.5時間分を下回った場合 （同左）	**あり** 発電コストが市場価格を上回っていた場合にその差額分を補償 （次ページ参照）
米国	ERCOT	$5,000/MWh （**745円/kWh**）	$2,000/MWh （**298円/kWh**）	直近24時間分において、**通常時上限価格となる時間**が累積で12時間を超えた場合	発動から24時間後	**あり** 発電コストが市場価格を上回っていた場合にその差額分を補償 （次ページ参照）
（参考） 日本における検討状況*2		現行値 200円/kWh 変更案 300～600円/kWh	200円/kWh	直近1週間分のスポット価格が**200円/kWh（措置的上限価格）**を超えた累積発生コマ数が30コマを超えた場合	直近1週間分のスポット価格が200円/kWhを超えた累積発生コマ数が0となった場合	なし

*1 1オーストラリアドル=93円、1米ドル=149円にて換算している。

*2 出所：電力・ガス取引監視等委員会、第５回 制度設計・監視専門会合　資料4、2025年1月、https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_systemsurveillance/pdf/005_04_00.pdf

市場上限価格を引き下げる措置が発動した場合、火力等の限界価格の高い電源の発電コストは補償されるが、再エネ等の限界価格の低い電源の収益減少分は補償されない

調査結果のまとめ（措置の各ステークホルダーへの影響）



上記措置による各事業者への影響			
	①発電事業者（高限界価格）	②発電事業者（低限界価格）	③小売事業者
各事業者への影響	発電に要したコストは市場収入および補償により確保できるため、収支に**大きな影響は生じない**。($50,000⇒$50,000)	売電による**利益が減少**する。（$50,000⇒$20,000）	火力発電事業者への補償の支払は生じるが、市場支払額の低下量が大きいため、**支払額は減少**する。($100,000⇒$70,000)
想定される電源種	天然ガス火力、石油火力	石炭火力、再生可能電源	−

*1 単純化のために発電事業者は限界価格で入札していると仮定している。
*2 米ERCOTにおける市場価格を踏まえたケーススタディを実施している。

オーストラリアNEMでは、高価格が継続した場合に市場参加者を保護するための累積価格閾値制度を採用している

累積価格閾値制度の背景と目的*1 *2

オーストラリア・NEM （累積価格閾値制度）			
①MPC	②CPT	③APC	④事業者補償

項目	内容
背景	■ **スポット価格の高騰** ➢ オーストラリアNEMのようなEnergy Only Market（エネルギー取引のみの市場設計であり容量確保メカニズムがない市場）では、エネルギー価格やアンシラリーサービス価格の変動（高騰）が市場設計と運用に大きな影響を与える。 ➢ スポット価格の変動は、発電設備や周辺設備等の投資費用回収のために必要な制度になっている。 ➢ 一方で、スポット価格の高騰が継続すると、卸電力市場で電力を購入する小売事業者にとっては調達コスト高騰リスクが生じることになり、極端なケースでは市場運営の継続が困難となる。
目的	■ **市場の保護** ➢ 小売事業者をはじめとした市場参加者の財務破綻に繋がる可能性のある極端なスポット価格を管理するために、市場は累積価格閾値制度を採用している。 ➢ 累積価格閾値制度の主な目的としては、需要家の極端な価格リスクを抑制することと、ピーク発電への投資が削減されないような手当を提供することのバランスを取ることを目的としている。
対象*2	■ **卸電力市場** ■ **アンシラリーサービス***3 ➢ 周波数制御アンシラリーサービス ➢ ネットワークサポートおよび制御アンシラリーサービス ➢ システム再起動アンシラリーサービス

*1 出所：Concept economics、RISK ASSESSMENT OF RAISING VOLL AND THE CPT、2008年10月、https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/content/a2b02314-d1b3-46cd-bbe4-2d0486435315/Risk-assessment-of-raising-VoLL-and-the-CPT-Concept-Economics.pdf

*2 出所：AER、June 2022 market events report、2022年12月、https://www.aer.gov.au/system/files/AER%20June%202022%20Market%20Events%20Report-%20FINAL%20VERSION%20-%2014%20December%202022.pdf

*3 市場アンシラリーサービスに対するアンシラリーサービスプライスの合計が累積価格閾値を超える場合、同様水準の累積価格閾値制度が用いられる。

累積価格閾値制度は、市場プライスキャップ (MPC)、累積価格閾値 (CPT)、管理プライスキャップ (APC)、事業者への補償の4項目によって構成されている

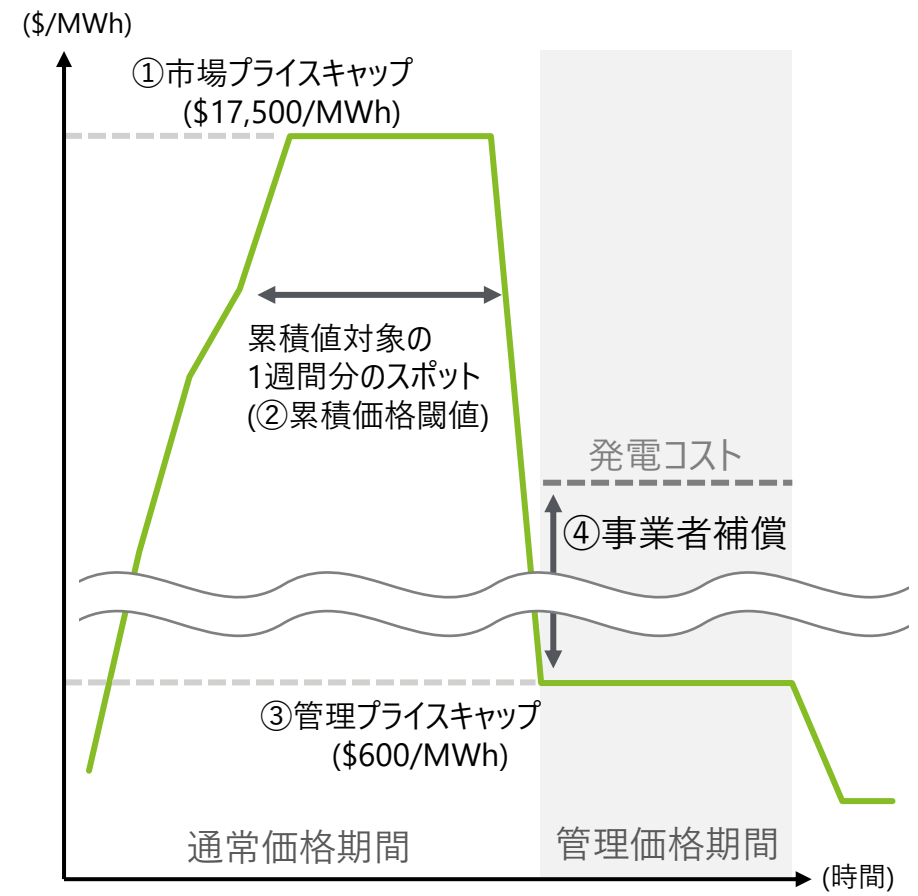
累積価格閾値制度の構成要素*1

項目	内容
① 市場プライスキャップ (Market Price Cap：MPC)	■ スポット価格に適用される上限値であり、発電投資や需要抑制のシグナルを示す。 ■ 上限値が高価になると消費者が電力料金の高騰リスクに晒される可能性がある一方で、低価になると発電事業者や小売事業者がコストを回収できなくなり発電設備を稼働するインセンティブが不十分になる可能性がある。
② 累積価格閾値 (Cumulative Price Threshold：CPT)	■ 市場価格高騰から顧客を保護する管理プライスキャップ (APC)が発動されるための閾値である。 ■ 閾値は5分決済におけるスポット価格の1週間分の累積値にもとづき設定されている。
③ 管理プライスキャップ (Administered Price Cap：APC)	■ APCは、スポット価格の7日間の累積値が、CPTを超えた際に、市場のスポット価格に適用される上限金額である。
④ 事業者への補償	■ APC期間中の取引において、市場参加者に対して、卸電力市場からの収益が発電等のコストを下回った差額が補償される。

オーストラリア・NEM （累積価格閾値制度）

①MPC	②CPT	③APC	④事業者補償

累積価格閾値制度の概念図



*1 出所： Concept economics、RISK ASSESSMENT OF RAISING VOLL AND THE CPT、2008年10月、https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/content/a2b02314-d1b3-46cd-bbe4-2d0486435315/Risk-assessment-of-raising-VoLL-and-the-CPT-Concept-Economics.pdf

市場プライスキャップであるMPCは2010年に決定された値をベースに、消費者物価指数に応じた調整が毎年なされている

オーストラリア・NEM （累積価格閾値制度）			
①MPC	②CPT	③APC	④事業者補償

MPCの設定*1 *2

■ MPCの算定式

$$MPC = BV^{MPC} \times \frac{(Q_1^c + Q_2^c + Q_3^c + Q_4^c)}{(Q_1^b + Q_2^b + Q_3^b + Q_4^b)}$$

項	項の内容	内容説明
①MPC	計算対象年度のMPC算出値	–
② BV^{MPC}	2010年MPC	2010年に見直されたMPC$12,500/MWhを基準としている。
③ Q_n^b	Q_1^bからQ_4^bは、2010年四半期ごとの信頼性設定指数*3	2010年を基準としている。
④ Q_n^c	Q_1^cからQ_4^cは、計算対象年度の18か月前の年度における四半期ごとの信頼性設定指数*3	2年度前の消費者物価指数を用いて更新している。

■ MPCの最終処理

- 実際に設定されるMPCは、算出されたMPCに最も近い$100単位に四捨五入される。
- 算出されたMPCが前年MPCよりも小さい場合は、前年MPCが引き続き採用される。

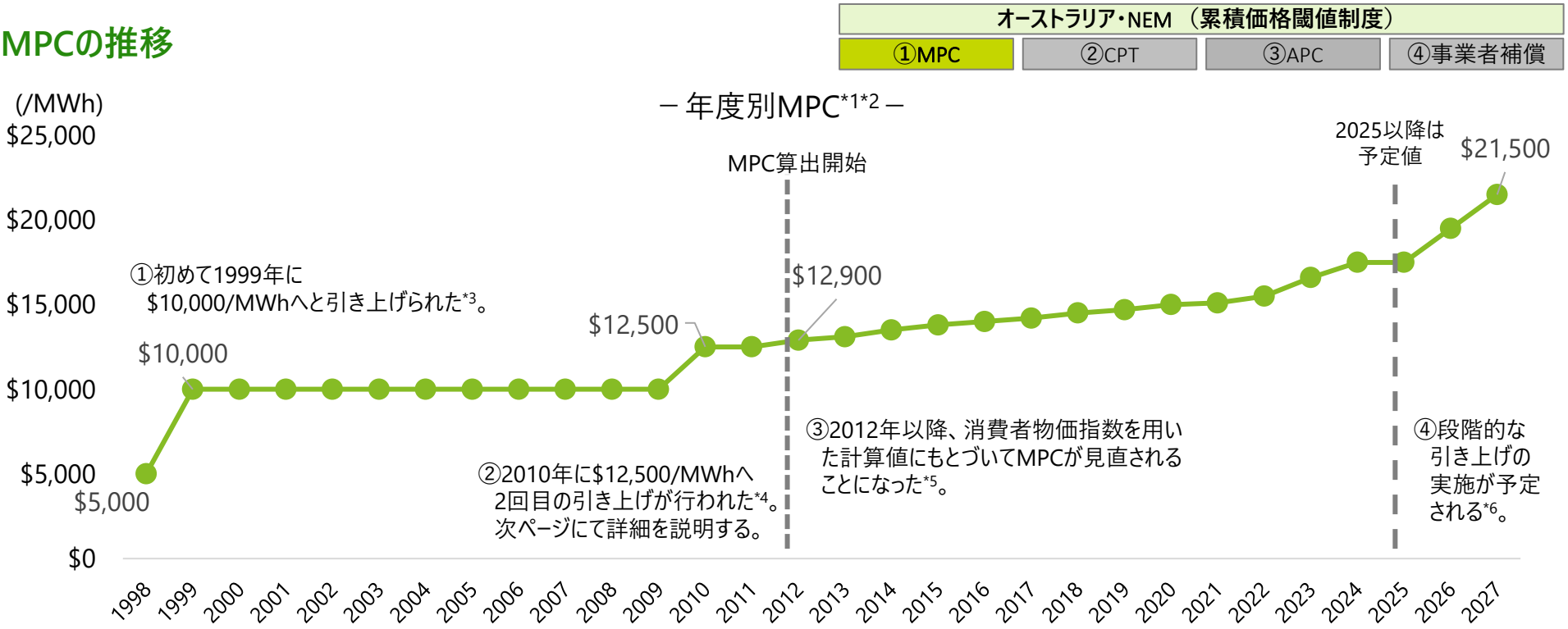
*1 出所：AEMC、Market Price Cap、2025年3月閲覧、https://energy-rules.aemc.gov.au/ner/626/533944#3.9.4

*2 出所：AEMC、NEM Reliability Settings: VoLL, CPT and Future Reliability Review、2025年3月閲覧、https://www.aemc.gov.au/rule-changes/nem-reliability-settings-voll%2C-cpt-and-future-reli

*3 信頼性設定指数は、オーストラリア統計局が公表する消費者物価指数における項目「オーストラリア、全グループ」の指数である。消費者物価指数はオーストラリアにおいて、医薬品給付制度、連邦家賃支援、住宅購入者制度等の補助金や支援の調整にも用いられる。ただし、その指数が発行されなくなった場合、または大幅に変更された場合は、信頼性設定指数は AEMC が適切と判断するその他の指数になる。

MPCは、2009年までは一定であったが、2010年の見直し以降は上昇しており、2025年以降はさらに上昇することが見込まれる

MPCの推移



*1 出所：WattClarity、Market Price Cap、2025年3月閲覧、https://wattclarity.com.au/other-resources/glossary/market-price-cap/

*2 出所：AEMC、Schedule of reliability settings、2024年2月、https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2024-02/Schedule%20of%20reliability%20settings%20-%202024-25%20financial%20year.pdf

*3 出所： Concept economics、RISK ASSESSMENT OF RAISING VOLL AND THE CPT、2008年10月、https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/content/a2b02314-d1b3-46cd-bbe4-2d0486435315/Risk-assessment-of-raising-VoLL-and-the-CPT-Concept-Economics.pdf

*4 出所：AEMC、NEM Reliability Settings: VoLL, CPT and Future Reliability Review、2009年5月、https://www.aemc.gov.au/rule-changes/nem-reliability-settings-voll%2C-cpt-and-future-reli

*5 出所：AEMO、THE NEM CONSTRAINT REPORT 2012、2013年6月、https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/security_and_reliability/congestion-information/historical/nem-constraint-report-2012-v2.pdf

*6 出所：AEMC、Amendment of the Market Price Cap, Cumulative Price Threshold and Administered Price Cap、2023年12月、https://www.aemc.gov.au/rule-changes/amendment-market-price-cap-cumulative-price-threshold-and-administered-price-cap

MPCの見直しは信頼性評価のシナリオ分析結果にもとづいて2010年に実施され、$10,000/MWhから$12,500/MWhに引き上げられた

2010年におけるMPCの見直し*1

オーストラリア・NEM （累積価格閾値制度）			
①MPC	②CPT	③APC	④事業者補償

段階	内容
背景	■ VoLL $10,000/MWh (当時)を維持した場合、2010年から2014年の間に、停電発生確率が信頼性基準の0.002%を超過し、停電が生じる可能性が高くなると判明した。
見直し方法	■ MPCのシナリオ分析は、当時のVoLL $10,000/MWh に加えて、$5,000/MWh、$12,500/MWh、$15,000/MWh、$17,500/MWh、$20,000/MWh、$30,000/MWh等の代替値によって行われた。 ■ VoLLが$12,500/MWhに設定された場合、2010~2013年では停電発生確率が信頼性基準を下回ることが判明した。 ■ VoLLが$15,000/MWhに設定された場合、2010~2013年では停電発生確率が信頼性基準を大幅に下回り、かつ2017年までは信頼性基準を超えることがないと推測された。
見直し結果	■ 2010年のMPC*2は、$12,500/MWhと定められた。 ■ 2010年以降、必要に応じてMPC引き上げを検討するレビュープロセスが設けられた。次年度MPC (毎年7月開始)は、オーストラリアエネルギー市場委員会によって毎年2月末までに価格計算され、事前にウェブサイトで公開される。
期待される効果	■ 発電事業者と小売事業者間の長期契約が促進される。 ■ 発電事業者がピーク電源の高価格な発電コストをスポット価格に反映できるようになるため、電源が維持され、結果的に信頼性基準の超過を防ぐことができる
ステークホルダーの意見	■ Energy Retailers Association of Australia (小売事業協会) MPC引き上げは小売事業者の電源調達費用の高騰リスクに繋がる可能性があるが、停電発生確率が信頼性基準を超過するのを防ぐことを目的とする小幅の増額であれば支持すると述べた。 ■ Australian Energy Regulator (規制当局) 投資促進を目的としたのMPCの増加には賛同するが、一方で脱炭素政策が不透明であることが発電投資において、投資繰延等の悪影響を与えていると指摘した。

*1 出所：AEMC、NEM Reliability Settings: VoLL, CPT and Future Reliability Review、2025年3月閲覧、https://www.aemc.gov.au/rule-changes/nem-reliability-settings-voll%2C-cpt-and-future-reli

*2 損失負荷価値 (VoLL)は、包括的信頼性レビューの中で、市場プライスキャップ (MPC)に改名された。

累積価格閾値であるCPTは、MPCと同様に2010年に決定された値をベースに消費者物価指数に応じた調整が毎年なされている

CPTの設定*1

オーストラリア・NEM （累積価格閾値制度）			
①MPC	②CPT	③APC	④事業者補償

■ CPTの算定式

$$CPT = BV^{CPT} \times \frac{(Q_1^c + Q_2^c + Q_3^c + Q_4^c)}{(Q_1^b + Q_2^b + Q_3^b + Q_4^b)}$$

項	項の内容	内容説明
①CPT	計算対象年度のCPT算出値	–
② BV^{CPT}	2010年CPTの6倍	2010年のCPT $187,500 を基準としているが、2021年10月以降、30分決済制度から5分決済制度に変更されているため、2010年CPTを6倍することで現行制度に適応するように調整している。
③ Q_n^b	Q_1^bからQ_4^bは、2010年の四半期ごとの信頼性設定指数*2	2010年を基準としている。
④ Q_n^c	Q_1^cからQ_4^cは、計算対象年度の18か月前の年度の四半期ごとの信頼性設定指数*2	CPTは2年度前の消費者物価指数を用いて更新している。

■ CPTの最終処理

- 実際に設定されるCPTは、算出されたCPTと最も近い$100単位に四捨五入される。
- 算出CPTが、前年CPTよりも小さい場合、前年CPTが引き続き採用される。

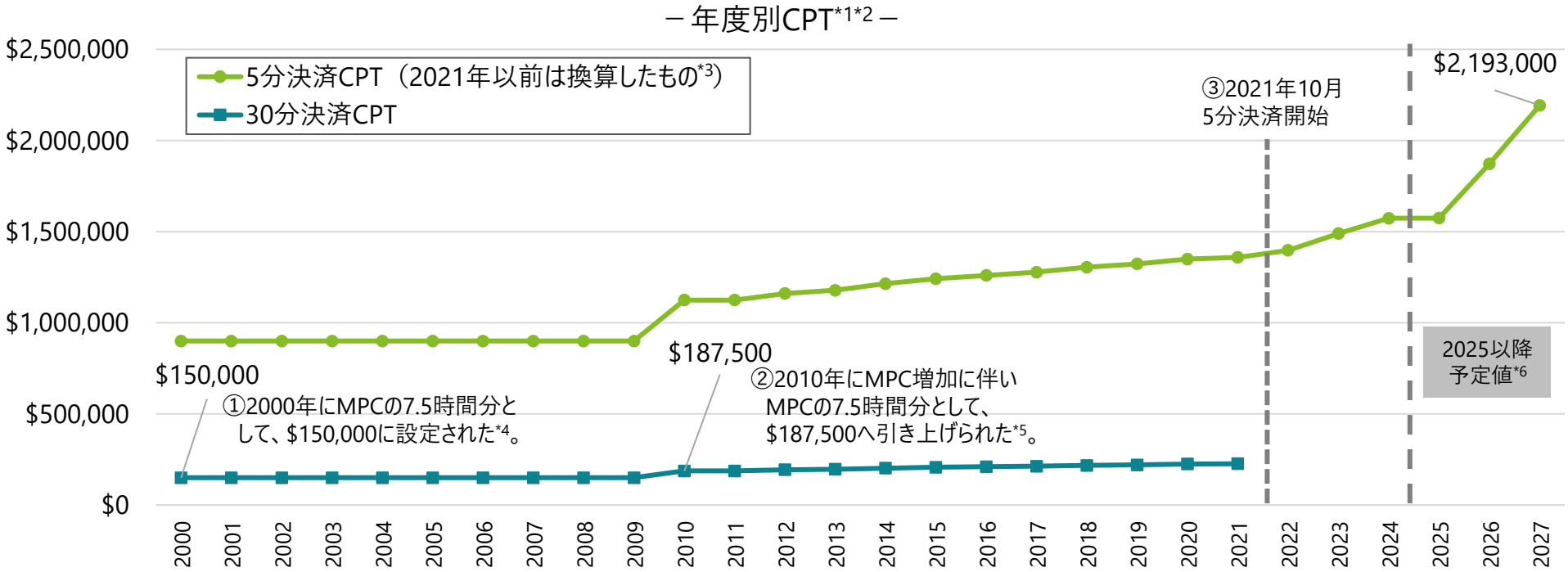
*1 出所：AEMC、Cumulative Price Threshold and Administered Price Cap、2025年3月閲覧、https://energy-rules.aemc.gov.au/ner/626/534001#3.14.1

2011年以降、CPTは上昇傾向にあり、2027年にはMPCの8.5時間相当の価格に変更されることから更なるCPTの引き上げが決定している

CPTの推移

オーストラリア・NEM （累積価格閾値制度）

①MPC　②CPT　③APC　④事業者補償



*1 2026年には$1,872,000 (予定MPCの8時間相当)、2027年には$2,193,000 (予定MPCの8.5時間相当)への引き上げが予定されている*3 。

*2 2011~2021年の累積価格閾値は累積価格閾値の設定方法にもとにトーマツ算出

*3 閾値換算：2021年10月以前の30分決済の閾値を6倍にしたものを、5分決済における閾値としてプロットしている。

*4 出所： Concept economics、RISK ASSESSMENT OF RAISING VOLL AND THE CPT、2008年10月、https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/content/a2b02314-d1b3-46cd-bbe4-2d0486435315/Risk-assessment-of-raising-VoLL-and-the-CPT-Concept-Economics.pdf

*5 出所：AEMC、NEM Reliability Settings: VoLL, CPT and Future Reliability Review、2009年5月、https://www.aemc.gov.au/rule-changes/nem-reliability-settings-voll%2C-cpt-and-future-reli

*6 出所：AEMC、2022 Reliability Standard and Settings Review、2022年9月、https://www.aemc.gov.au/market-reviews-advice/2022-reliability-standard-and-settings-review

2027年のCPTは、石炭火力発電廃止による取引価格の高騰や再エネ発電量低下を見据えた長期貯蔵電源への投資促進を目的として、MPCの8.5時間相当へ引き上げられる

CPTの基準

オーストラリア・NEM （累積価格閾値制度）			
①MPC	②CPT	③APC	④事業者補償

■ 2010年CPTの算定方法

$$\underbrace{BV^{CPT}}_{\text{2010年CPT}} = \underbrace{\$12{,}500}_{\text{2010年MPC}} \times 7.5\ h \times 2\ spot/h$$

■ 相当する時間の変更経緯

年	変更内容	変更背景
2000	7.5時間に設定	■ 詳細文献見当たらず
2010*1	7.5時間の継続	■ 市場への新規投資を妨げることなく、卸電力市場価格のセーフティーネットとして機能させるというCPTの目的を達成するためには、CPTは従来の7.5時間を維持することが望ましいと決定された。
2027*2*3	8.5時間への引き上げ	■ 老朽化により、2030年までに石炭火力発電の60％が廃止される予測されており、これにより卸電力市場価格の高騰や、停電発生確率の信頼性基準超過が見込まれた。 ■ また、長期的な再生可能エネルギーの発電量低下の可能性に備え、長期貯蔵電源への投資インセンティブを強化する必要があった。 ■ CPTをMPCの8.5時間相当に引き上げることは、市場価格が反映される期間が長く確保されることに繋がり、新規参入事業者に投資機会が提供されるため、最適であると判断した。

*1 出所：AEMC、NEM Reliability Settings: VoLL, CPT and Future Reliability Review、2008年12月、https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/content/6041fcc4-48df-46a6-8137-59e482b379ec/Rule-Change-Proposal-To-The-AEMC.pdf

*2 出所：AEMC、New rule to ensure reliability in the energy system、2023年12月、https://www.aemc.gov.au/news-centre/media-releases/new-rule-ensure-reliability-energy-system

*3 出所：AEMC、National Electricity Amendment (Amendment of the Market Price Cap, Cumulative Price Threshold and Administered Price Cap) Rule 、2023年12月、https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2023-12/Amending%20the%20MPC%20CPT%20APC%20rule%20change%20-%20Final%20Determination%20-%20v2.pdf

1週間分の累計スポット価格がCPTを上回る期間は管理価格期間となり、卸電力市場価格の上限が管理プライスキャップであるAPCに制限される

APCの発動・解除要件

オーストラリア・NEM （累積価格閾値制度）			
①MPC	②CPT	③APC	④事業者補償

項目	項目内容
発動要件*1	■ 1週間分の累積スポット価格が、CPTを上回ることで、管理価格期間に移行する。 ■ 管理価格期間では、卸電力市場価格の上限がAPCに制限される。 $\int_{Present-2016\ point}^{Present} Spot\ price\ (\$) \geq CPT\ (\$)$
解除要件*2	■ 1週間の累積スポット価格がCPTを下回り、AEMO (市場運営者) がスポット価格の高騰の原因が解消されたと判断することで、通常取引が再開される。 $\int_{Present-2016\ point}^{Present} Spot\ price\ (\$) \leq CPT\ (\$)$
事例*1	■ 2022年6月15日14:00、AEMOは卸電力市場価格での取引を停止した。 ■ 管理価格期間は、南オーストラリア州では2022年6月22日、ニューサウスウェールズ州、ビクトリア州、クイーンズランド州では2022年6月23日まで発動した。 ■ 2022年6月23日午前4時から市場再開の前段階にあたる発電機の市場入札が再開され、2022年6月24日午後2時に卸電力市場価格の上限が解除され、通常市場が再開した。

*1 出所：AER、June 2022 market events report、2022年12月、https://www.aer.gov.au/system/files/AER%20June%202022%20Market%20Events%20Report-%20FINAL%20VERSION%20-%2014%20December%202022.pdf

*2 出所：AEMC、Amending the administered price cap、2022年11月、https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2022-11/Amending%20the%20administered%20price%20cap%20-%20Information%20Sheet%20final.pdf

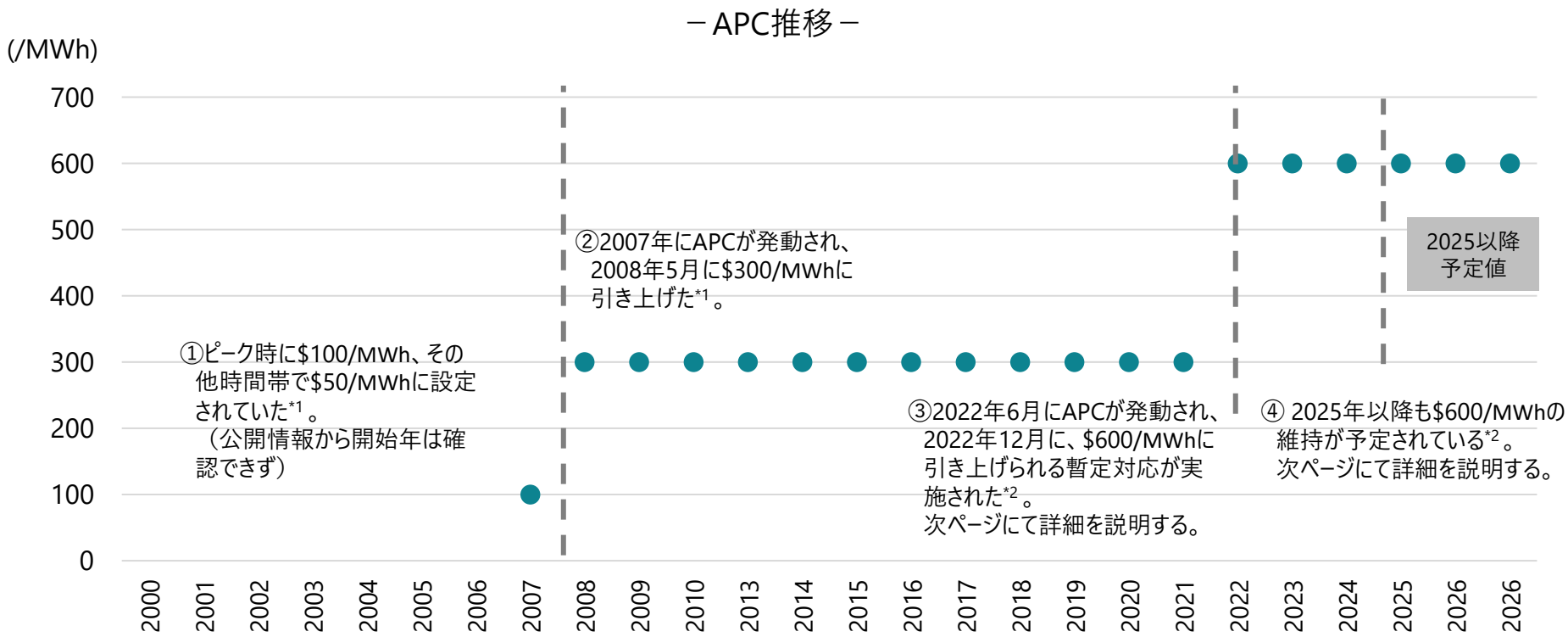
APCは原則$300/MWhと定められているが、2022~24年は暫定的に$600/MWhに設定されており、2025~27年も$600/MWhでの維持が予定されている

オーストラリア・NEM （累積価格閾値制度）

①MPC	②CPT	③APC	④事業者補償

APCの推移

- APCはMPCおよびCPT同様に上昇傾向にある。
- APC発動を契機に価格見直しが行われ、APCは引き上げられている。



*1 出所：AER、The National Electricity Market 、2025年3月閲覧、https://www.aer.gov.au/system/files/Chapter%202%20National%20electricity%20market%202008.pdf

*2 出所：AEMC、Amendment of the Market Price Cap, Cumulative Price Threshold and Administered Price Cap、2023年12月、https://www.aemc.gov.au/rule-changes/amendment-market-price-cap-cumulative-price-threshold-and-administered-price-cap

管理プライスキャップの変更は、管理価格期間においても発電事業者が通常運転が可能となること目的として、発電コストを賄うことができることを前提に調整されている

APCの変更背景

オーストラリア・NEM （累積価格閾値制度）

①MPC	②CPT	③APC	④事業者補償

年	APC変更	APC変更の背景
2008	$300/MWh	■ 詳細文献見当たらず
2022[*1]	$600/MWh	■ 2022年にウクライナ危機と燃料貯蔵量の減少により、市場燃料価格が前例のないレベル (2021年比で最大約9.4倍[*3])に高騰したため、ピーク電源の発電費用が高騰した。結果として7日間の累計スポット価格が当時の累積価格閾値を$100超過する$1,359,100となり、既存APC $300/MWhにおける7日間の累計スポット価格を大きく超過していた。 ■ 2022年6月において、市場保護・信頼性基準維持のため、市場を一時停止した。 ■ 管理価格期間中も、発電事業者が売電による利益を得ることができる価格水準 ($600/MWh)にAPCを変更した。
2025[*2]	$600/MWh （予定）	■ 信頼性パネルからAPCを$500に引き下げる提案がされたが、その価格では火力発電の短期的な限界費用をカバーできず撤退リスクが生じると算定された。一方で、従来通りの$600/MWhに維持すると85%の短期限界費用を賄うことができ、火力発電事業者の市場撤退リスクを抑えることができると判断したため、AEMO (市場運営者)は$600/MWhに維持することを検討している[*5]。 ■ APCを$600/MWhに維持することで、市場価格が高い期間から管理価格期間に移行した場合における、水力、蓄電池、既存の火力発電の継続稼働が促進され、消費者が停電リスクを受ける可能性が軽減される。同時に、AEMOの市場介入と事業者補償の実施の実施頻度を低減させることができる。

*1 出所：AEMC、NATIONAL ELECTRICITY AMENDMENT (AMENDING THE ADMINISTERED PRICE CAP) RULE 2022、2022年11月、https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2022-11/Amending%20the%20administered%20price%20cap%20-%20Final%20Determination.pdf

*2 出所：AEMC、Amendment of the Market Price Cap, Cumulative Price Threshold and Administered Price Cap、2023年12月、https://www.aemc.gov.au/rule-changes/amendment-market-price-cap-cumulative-price-threshold-and-administered-price-cap

*3 出所：Reserve Bank of Australia、Box A: Recent Developments in Energy Prices、2022年8月、https://www.rba.gov.au/publications/smp/2022/aug/box-a-recent-developments-in-energy-prices.html

*4 出所：ACCC、Inquiry into the National Electricity Market、2022年6月、https://www.accc.gov.au/system/files/May%202022%20report%20-%20Addendum.pdf

*5 出所：AEMC、NATIONAL ELECTRICITY AMENDMENT (AMENDMENT OF THE MARKET PRICE CAP, CUMULATIVE PRICE THRESHOLD AND ADMINISTERED PRICE CAP) RULE、2023年5月、https://www.accc.gov.au/system/files/May%202022%20report%20-%20Addendum.pdf

管理プライスキャップ期間において、卸電力市場からの収益が「直接費用と機会費用の合計」を下回る場合に、事業者は補償を請求することができる

オーストラリア・NEM （累積価格閾値制度）			
①MPC	②CPT	③APC	**④事業者補償**

APC期間の補償内容

補償を請求できる事業者[*1]

- スケジュール済み発電事業者
- 未スケジュール済み発電事業者
- アンシラリーサービスを提供するサービスプロバイダー
- デマンドレスポンスサービスプロバイダー
- スケジュール済みネットワーク事業者
- スケジュール済み負荷

請求要件[*1]

- 管理プライスキャップ期間中にエネルギーまたはその他の関連サービスを提供し、直接費用と機会費用の合計が卸電力市場からの総収入を上回った場合
  ※機会費用は請求者が放棄した機会の価値であり、補償ガイドラインでは管理プライスキャップ期間の適用中 (後)の時点で市場参加者が代替行為で得られたと考えられる価値として定義されている。

補償原資[*2]

- 発電事業者への補償費用は小売事業者に対して請求され、小売事業者は「発電補償回収料金」として需要家に転嫁する。

*1 出所：AEMC、Compensation – administered pricing, market suspension, and directions、2023年5月、https://www.aemc.gov.au/our-work/compensation#administered_pricing_compensation

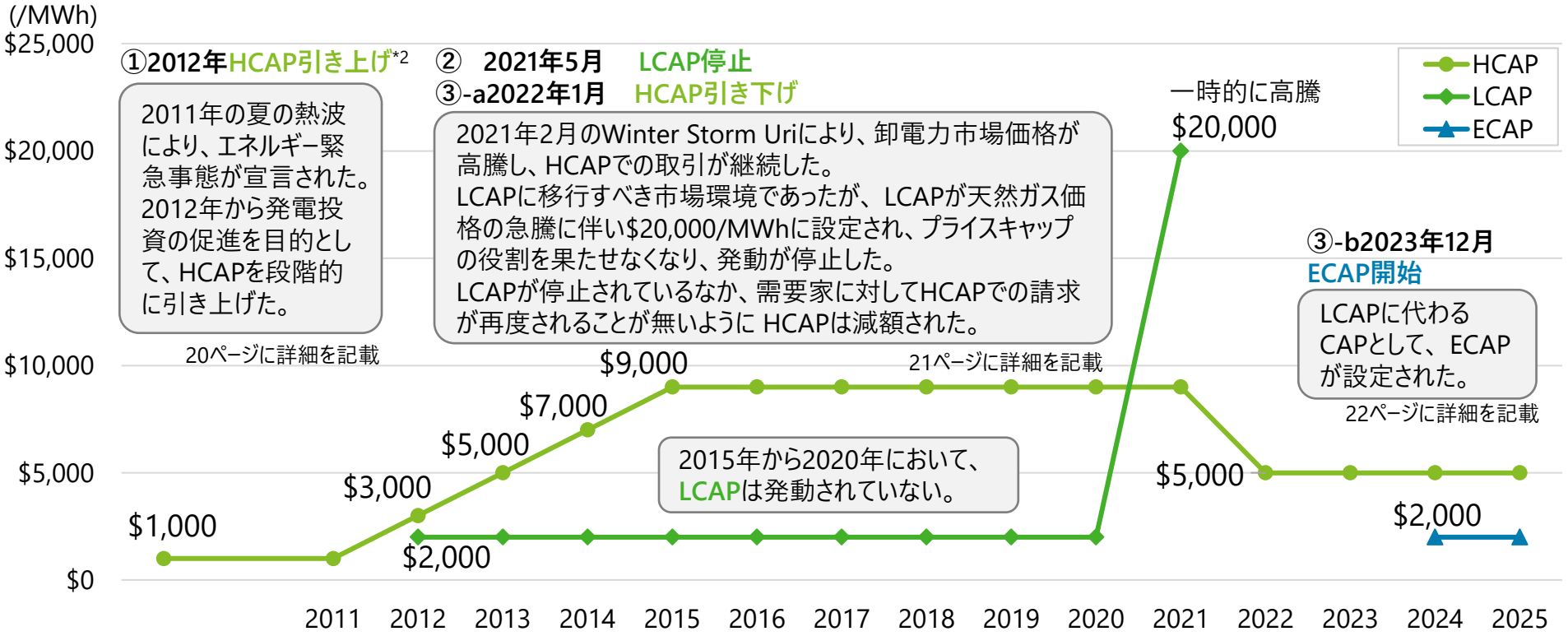
*2 出所：Next business energy、Recovery of electricity market compensation charges、2025年3月閲覧、https://nextbusinessenergy.com.au/blog/recovery-of-electricity-market-compensation-charges/

プライスキャップには主に通常時と緊急時に2種類があり、気象災害によるエネルギー不足を契機として発電投資促進や消費者負担の軽減を目的とした見直しが行われてきた

プライスキャップ概要と推移*1

米国テキサス州・ERCOT （価格高騰対策）
①HCAP ②LCAP ③ECAP

- **HCAP (High System-Wide Offer Cap)**：通常時のプライスキャップとして設定されている。
- **LCAP (Low System-Wide Offer Cap)**：発電事業者が十分に収益を確保した年において、その年のHCAPを引き下げることを目的に設定されていたプライスキャップになる。2021年にLCAP算定式が機能しなくなり廃止された。
- **ECAP (Emergency Offer Cap)** ：2023年にLCAPに代わる価格高騰対策プライスキャップとして制定された。



*1 文献値によりトーマツ作成

*2 出所：POTOMAC ECONOMICS, LTD.、2012 STATE OF THE MARKET REPORT FOR THE ERCOT WHOLESALE ELECTRICITY MARKETS、2013年6月、https://www.potomaceconomics.com/wp-content/uploads/2017/01/2012_ERCOT_SOM_REPORT.pdf

テキサスでは、発電投資を促進するためには価格スパイクを引き起こす必要があると考えられたため、2015年にHCAPが$5,000/MWhから$9,000/MWhに引き上げられた

HCAP引き上げの議論内容 (2012年)

米国テキサス州・ERCOT （価格高騰対策）

①HCAP | ②LCAP | ③ECAP

項目	内容
背景*1	■ 当時は市場プライスキャップが低く、また価格スパイクの発生頻度が少なかったため、2011年の緊急事態を除いて、夏のピーク時に発電事業者が十分な収益が得られていなかった。 ■ 天然ガス価格の低迷が電力価格の低迷に繋がり、発電事業者の利益率が圧迫された結果、需要の伸びに対して発電投資が不十分になっていた。
目的*2	■ 発電投資を促進して、目標予備率(13.75%～15.25%)を達成する。
分析手法*2	■ ガス価格および、発電設備の構成、風力発電の導入が発電投資に与える影響を考慮した市場分析 ■ 投資家が求める収益率やリスク耐性（許容度）についての評価および、関連する財務指標分析 ■ シミュレーションモデルを使用した、将来の卸電力市場価格および、投資収益率の予測
結果*1	■ プライスキャップを$3,000/MWhから$9,000/MWhに引き上げることで、予備率が長期的に平均14%程度に上昇し、現在(2013年)から今後10年間において目標とする予備率の達成が可能になることが判明した。 ■ プライスキャップの引き上げにより、投資家は発電容量を追加することに対してインセンティブを得られやすくなり、発電投資の促進が期待できるようになる。 ■ プライスキャップの$3,000/MWhから$9,000/MWhの引き上げは、通常時の卸電力市場における平均取引価格に影響を与えないことおよび、強制的な需要抑制を消費者に求める事態を減少させることが期待される。

*1 出所：The Electry Journal、The Impacts of Raising the Energy Price Cap in ERCOT、2013年、https://www.beg.utexas.edu/files/cee/legacy/Gulen&Soni_Impacts_of_Raising_Price_Caps_ERCOT.pdf

*2 出所：The Brattle Group、ERCOT Investment Incentives and Resource Adequacy 、2012年6月、https://www.ercot.com/files/docs/2015/01/06/brattle_ercot_resource_adequacy_review_2012_06_01.pdf

2021年の冬の異常気象において、HCAPによる需要家の負担が増大したため、HCAPは2022年1月に$5,000/MWhに引き下げられた

HCAP引き下げの議論内容 (2020年)*1 *2

米国テキサス州・ERCOT （価格高騰対策）

①HCAP　②LCAP　③ECAP

項目	内容
背景	■ 2021年2月のWinter Storm Uriによって、卸電力市場においてHCAPでの取引期間が長期継続したため、一部の送電電気共同組合および電力小売事業者は破産した。 ■ また、卸電力市場から直接電力を購入した消費者は、数日分の電気料金で数千ドルの高額料金を請求された。
目的	■ 異常な価格スパイクを防ぎ、市場安定性を向上させ、消費者が極端な価格高騰に晒されるリスクを軽減する。 ■ 投資家に投資インセンティブが提供され、卸電力市場の長期的な電力供給の信頼性を確保する。
手法	■ Brattle Group (コンサルティング会社)によって、HCAPが$3,000/MWhおよび、$5,000/MWh、$7,000/MWh、$9,000/MWhにおいてシナリオ分析が実施され、HCAPが市場に与える影響が評価された。
結果	■ HCAPが$5,000/MWhの際に目的を果たすことが確認されたため、HCAPが$5,000/MWhまで引き下げられた。

*1 出所：ERCOT Public、Issue for the ERCOT Board of Directors、2022年2月、https://www.ercot.com/files/docs/2022/02/28/4.2%20High%20System-Wide%20Offer%20Cap%20(HCAP)%20Parameter%20Change.pdf

*2 出所：CHOOSE ENERGY、Texas regulators lower electric price cap to $5,000 per megawatt hour、2022年1月、https://www.chooseenergy.com/news/article/texas-regulators-lower-electric-price-cap/

LCAPは2021年に一時的に停止されたが、2023年に新たな制度としてECAPが制定された

緊急時市場プライスキャップ

米国テキサス州・ERCOT （価格高騰対策）

①HCAP　②LCAP　③ECAP

制度名	LCAP*1 (Low System-Wide Offer Cap)	ECAP*2 (Emergency Offer Cap)
状況	2021年5月　停止	2023年12月　開始
プライスキャップ	■ 以下のうち高い価格をプライスキャップとして設定する。 ➢ ①$2,000/MWh ➢ ②当日の天然ガス価格の50倍	■ $2,000/MWh
発動要件	■ ピーク時に稼働する新設の発電設備において、利益予測が年間建設費用の3倍を超えると、その年の残り期間はLCAPが適用される。	■ システム全体の卸電力市場価格において、HCAPが24 時間以内において累計12 時間継続した場合に発動する。
解除要件	■ 残りの年内、LCAPが取引上限として設定される。	■ 以下のうち長期期間にあたる方が解除要件となる。 ➢ ①ECAP発動から24時間経過した。 ➢ ②ERCOTが対策を講じて、24時間経過した。
対象	■ 具体的な情報なし	■ 卸電力市場、アンシラリーサービス市場
補償	■ 具体的な情報なし	■ 発電事業者はECAPを超えた費用をERCOTに請求できる。 ■ 補償費用は需要量比に応じて小売事業者に分配されて需要家に請求される。
価格根拠	■ $2,000/MWhは2012年のガス化価格指数の50倍にあたる。	■ 具体的な情報なし

*1 出所：Independent Market Monitor for ERCOT、2021 STATE OF THE MARKET REPORT FOR THE ERCOT ELECTRICITY MARKETS、2022年5月、https://www.potomaceconomics.com/wp-content/uploads/2022/05/2021-State-of-the-Market-Report.pdf

*2 出所：Independent Market Monitor for ERCOT、2023 STATE OF THE MARKET REPORT FOR THE ERCOT ELECTRICITY MARKETS、2024年5月、https://www.potomaceconomics.com/wp-content/uploads/2024/05/2023-State-of-the-Market-Report_Final.pdf

ドイツでは、2022年から2023年にかけて天然ガス価格の高騰に伴う電力料金の高騰から需要家を保護することを目的として電力料金抑制法が発動されている

（参考）電力料金抑制法の概要

項目	内容
制度名	電力料金抑制法（Strompreisbremsegesetz - StromPBG-E）
実施期間*1	2022年12月1日～2023年12月31日
目的	■ 天然ガス不足に伴い生じている電力価格の高騰から需要家を保護する。
プライスキャップ	■ 「個人世帯および中小企業」と「大規模消費者」の2区分に分類された上で、消費電力量に応じたプライスキャップが設けられた。 （24ページ参照）
予算*2	■ 経済安定化基金から€2000億を調達した。 ■ 発電事業者から回収する余剰収益を活用した。（25ページ参照）
解除判断*3	■ 2023年11月時点の電力価格が、電力料金抑制法のプライスキャップおよび、2022年の秋および冬頃の電力価格を下回っていたため、電力料金抑制法は解除された*2。

*1 出所：Die Bundesregierung、Bericht der Bundesregierung zur Wirkung der Preisbremsen、2022年7月、https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/B/20230816-bericht-wirkung-preisbremsen.pdf?__blob=publicationFile&v=8

*2 出所：GASAG、Strompreisbremse – So sollen Verbraucher entlastet werden.、2024年5月、https://www.gasag.de/magazin/energiemarkt/strompreisbremse/

*3 出所：Die Bundesregierung、Fragen und Antworten zu den Energiepreisbremsen、2024年1月、https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/strompreisbremse-2125002

個人世帯および小・中規模消費者は前年比80%、大規模消費者は70%の消費電力量まではプライスキャップが適応されることで、需要家が電力料金の高騰から保護されている

（参考）小売プライスキャップ内容

項目	内容
対象	■ 小売電力価格分のみが対象になる。（託送料金や州規定の賦課金を含まない。）
プライスキャップ*1*2*3	■ 個人世帯および小・中規模消費者（年間消費電力量 30,000kWh以下） ➢ 前年消費電力量80%以下は、40ct/kWh (€400/MWh)に制限された。 ➢ 前年消費電力量80%超過分は、60ct/kWh (€600/MWh)に制限された。 ■ 大規模消費者 ➢ 前年消費電力量70%以下は、13ct/kWh (€130/MWh)に制限された。 ➢ 前年消費電力量70%超過分は、制限価格はなく契約価格が請求された。
価格根拠	■ 具体的な情報は示されていない。
副次的効果	■ プライスキャップの対象となる電力量を制限することで、ドイツ全体として消費電力量が削減された。 ■ ドイツの年間総消費電力量*4 ➢ 2020年　556 TWh ➢ 2021年　569 TWh ➢ 2022年　551 TWh ➢ 2023年　525 TWh （電力料金抑制法 適用年） ➢ 2024年　512 TWh

*1 出所：Die Bundesregierung、Bericht der Bundesregierung zur Wirkung der Preisbremsen、2022年7月、https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/B/20230816-bericht-wirkung-preisbremsen.pdf?__blob=publicationFile&v=8

*2 出所：GASAG、Strompreisbremse – So sollen Verbraucher entlastet werden.、2024年5月、https://www.gasag.de/magazin/energiemarkt/strompreisbremse/

*3 出所：Gemeindewerke、Wie funktioniert die Strompreisbremse、2025年3月閲覧、https://www.gemeindewerke-oberstdorf.de/produkte/evo/strompreisbremse.html

*4 出所：Umwelt Bundesamt、Stromverbrauch、 2024年4月、https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/stromverbrauch

送配電事業者に支払われる天然ガス火力発電以外の発電事業者の余剰収益の一部が原資となり、需要家プライスキャップによって生じる小売事業者の損失が補填される

（参考）事業者からの余剰収益回収

項目	内容
概要	■ 発電事業者は、発電所が生み出した余剰収益の90%に相当する金額を、TSO・DSOに支払う義務がある。
剰余金額*1*2*3	■ 剰余金は、発電所から系統に供給される電力量とその時間帯のスポット市場価格の積から算出される収益に対して、基準コストおよび安全マージンが差し引かれて計算される。 ■ 風力発電や太陽光発電における収益は、再生可能エネルギー法 (EEG)に基づく月次市場価格に基づいて計算される。 ■ 基本的な、基準コストは10ct/kWh、安全マージンは3ct/kWhと設定されている。 ➢ 再生可能エネルギー発電は、エネルギー源ごとの月次市場価格の6%が、追加の安全マージンとして加算される。 ➢ バイオガス発電および廃棄物発電の安全マージンは、燃料価格が高いことから、それぞれ9ct/kWh、7ct/kWhに増額される。
対象外電源*1	■ 以下の電力による収益は徴収対象外になる。 ➢ 天然ガス等*4を用いて発電される電力 ➢ 設備容量が1MW未満のプラントで発電された電力 ➢ 公共の送電系統の外部で顧客に供給される電力
事業者の声	■ 具体的な情報なし

*1 出所：Ereshfields、The German Electricity Price Brake Act and the levy of any surplus revenues (Überschusserlöse) regulated therein、2022年12月、https://www.freshfields.com/en-gb/our-thinking/knowledge/briefing/2022/12/the-german-electricity-price-brake-act-and-the-levy-of-any-surplus-revenues-ueberschusserloese-regulated-therein/

*2 出所：NEXT、Gewinnabschöpfung bei Stromerzeugern、2023年1月、https://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/gewinnabschoepfung-strompreisdeckel#keine-gewinnabschpfung-bei-anlagenbetreibenden-bis-zu-1-mw

*3 出所：BIOENERGIE、Zum Entwurf der Bundesregierung für ein Strompreis-bremsengesetz vom、2022年11月、HBB_Stn_KabE_StrompreisbremsenG_28.11.2022 (1).pdf

*4 無煙炭および、液化石油ガス、天然ガス、バイオメタン、軽油を含む。

1.2. インバランス料金の上限価格の考え方

英国、米CAISO、豪NEMのインバランス上限価格は現行の日本の価格設定よりも高く、また米PJMは現状では日本の上限価格より安価であるが引き上げを検討している

調査結果のまとめ（インバランス料金の上限価格）

調査対象国・地域		インバランス時の精算方法	インバランス料金の上限価格		
			上限価格（日本円換算*1） 200円/kWhより高額：赤 200円/kWhより低額：青	上限価格の考え方・根拠	どのような場合に上限になるか
英国		市場価格とは別にインバランス料金が算定される	£6,000/MWh （1,080円/kWh）	**停電発生時の需要家への補償額** （需要家アンケートより算定）	発電量と需要量の差分から求められる**停電発生確率が100%**となった場合 （発電量-需要量=0の場合は停電発生確率50%となる）
米国	CAISO	市場価格で精算される	$3,450/MWh （518円/kWh）	不明	発電コストが$2,000を超え、かつ**系統での予備力が0以下**となった場合
	PJM	市場価格で精算される	$850/MWh （128円/kWh） $2,000/MWh(300 円/kWh程度)までの引き上げを検討中	不明	予備力が**予備力基準を下回った場合**
豪州	NEM	市場価格で精算される	$17,500/MWh （1,663円/kWh）	**長期的な供給力確保費用** 発電事業者が設備投資額を回収できる金額 （シナリオ分析により算定）	**予備力が0を下回った**場合
（参考） 日本の検討状況		市場価格とは別にインバランス料金が算定される	200円/kWh （または600円/kWh）	**短期的な供給力確保費用** DRを追加的に確保するために必要な価格	補正料金算定インデックスが**3%**を下回る場合

*1 1£ ＝192円、1米ドル=149円、1オーストラリアドル=93円にて換算している。

英国は予測時点の供給力から算定される停電確率 (LoLP)および決められた停電コスト(VoLL)を掛け合わせることで、需給ひっ迫時の料金を計算している

インバランス料金　上限価格

①英国・BETTA	②米国・CAISO	③米国・PJM	④豪州・NEM

需給ひっ迫時料金の全体像 (英国)*1

Reserve Scarcity Priceの算定ロジック

①DRM

再エネ発電の不確実性を織り込み、再エネ供給力の一部を控除した供給力 (De-rated Margin、DRM)を示す。

②LoLP

停電確率 (Loss-of-Load Probability、LOLP)は、発電容量の予測値および容量要件に基づいて算定する。（29ページ参照）

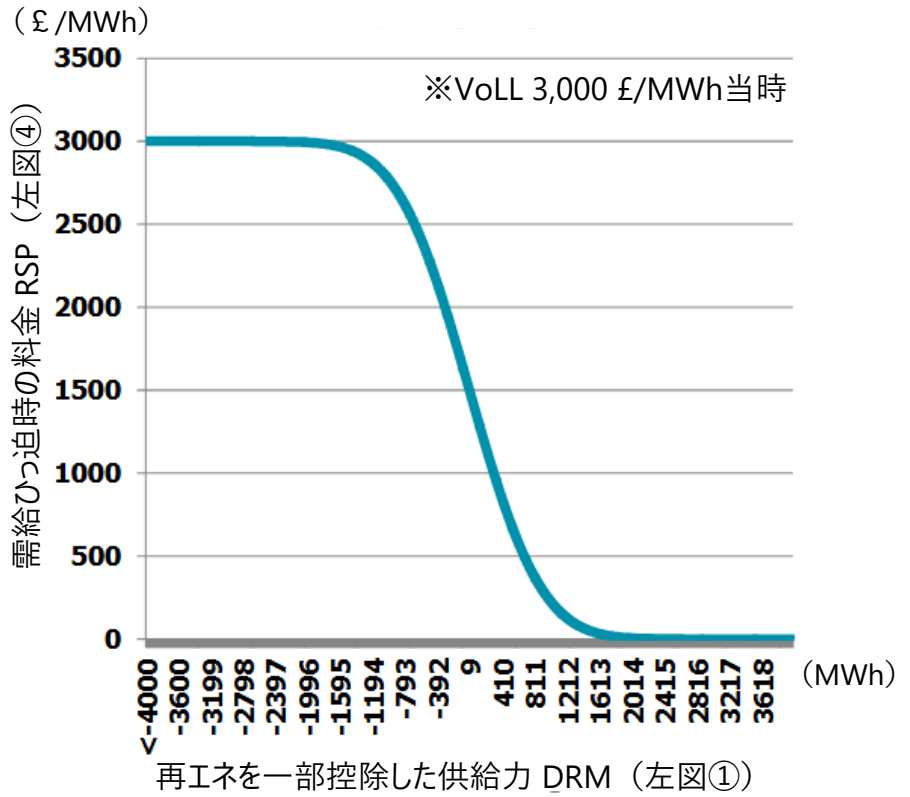
③VoLL

停電コスト (The value of lost load、VoLL)は2018年11月以降、£6,000/MWh (約900円/kWh*2)に管理的に決定されている。（30ページ参照）

④RSP

需給ひっ迫時の料金 (Reserve Scarcity Price、RSP）は、LOLPにVoLL（停電発生時の社会コスト）を掛け合わせて算定する。DRMが大きければRSPは0、マイナスの値では極大値に近づく関数となっている。

RSP曲線



*1 出所：ELEXON、Introduction to cash-out and P305、2016年7月、https://assets.elexon.co.uk/wp-content/uploads/2017/03/28161701/Increase-your-understanding-of-P305.pdf

*2 1£ ＝192円にて換算している。

LoLPは、風力発電予測誤差を控除した予測発電量から、需要と最大発電機相当の容量要件を差し引いた発電量が0未満になる確率によって求められる

LoLPの計算式 (英国)

インバランス料金　上限価格			
①英国・BETTA	②米国・CAISO	③米国・PJM	④豪州・NEM

−停電発生確率（LoLP）の計算式*1−

動的モデル LoLP　　①② 発電予測容量合算項 (W)　　③ 容量要件(W)

$$\mathrm{LOLP_j} = \mathrm{P}\left(X_j + W_j - CR_j < 0\right)$$

停電が生じる確率密度を記述する関数*2

No.	変数の反映先	パラメータ	概要
①	従来型発電施設の予測発電容量 $X_j = \sum\left(GCAP_{ij} \times AV_i\right)$	$GCAP_{ij}$	従来型発電施設の発電容量（再エネを除く）
		AV_i	利用可能性ファクター（石油は0.998、原子力は0.998等）
②	1時間ごとの予測風力発電容量の合計 $W_j = W_{fcst_mape} \times W_{capacity}$	W_{fcst_mape}	過去の風力発電予測量の平均絶対パーセント誤差（MAPE*3）
		$W_{capacity}$	英国全土の風力発電総容量
③	容量要件 $CR_j = Demand + Interconnector\ Export + LLR - NBM\ STOR$	$Demand$	英国全土の全需要予測容量
		$Interconnector\ Export$	国際連系線による送電量（国外輸出）
		LLR	最大損失予備力（英国最大級のサイズウェルB原子力発電所の1260 MWに対して応答量を調整した項）
		$NBM\ STOR$	短期運用予備力（LLRから控除する必要がある）

*1 出所：ELEXON、Loss of Load Probability Calculation Methodolgy Statement V3.0、2025年3月閲覧、https://bscdocs.elexon.co.uk/category-3-documents/loss-of-load-probability-calculation-methodolgy-statement

*2 ここでの確率密度関数は、容量要件が発電予測容量を超えることで停電発生確率が高まることを意味しており、停電発生が低いほど0に近い数値が得られる関数になる。

*3 MAPE：各データに対して「予測値と正確値との差を正確値で割った値 (＝パーセント誤差)の絶対値を計算し、その挿話をデータ数で割った値 (=平均値)を出力する関数

アンケート結果の停電補償額をベースに全需要家を考慮して算定された推奨VoLLから、市場影響を考慮して低く調整した数値が、実際のVoLLとして用いられている

VoLLの見直し (英国)[*1]

インバランス料金　上限価格

①英国・BETTA | ②米国・CAISO | ③米国・PJM | ④豪州・NEM

項目	内容
価格	■ VoLLは、初期値として2015年11月に£3,000/MWhに設定され、2018年11月に£6,000/MWhに引き上げられている。
背景	■ Ofgem (英国電力・ガス市場局)は、2010年のProject Discoveryレポートで電力バランシングの取り決めに関する長期的な懸念を表明し、2012年8月にVoLL見直しを含む制度修正案を提案した。
算定方法	■ London Economics社の需要家ごとへのアンケートを用いた調査結果を参考にしている。 ■ 実際に制度として決定されたVoLLは、市場混乱の回避等を目的として、調査結果から得られたVoLLから意図的に低く設定されている。
アンケート調査[*2]	■ 全需要家を考慮した推奨VoLL: £16,940/MWh (家庭用消費者と小中規模事業者の冬のピーク時の平日補償額ベースにて算定) ■ アンケート結果より得られた需要家別VoLL ➢ 家庭用消費者：£10,289/MWh（補償額ベースにて算定） ➢ 小中規模事業者：£35,488/MWh（補償額ベースにて算定） ➢ 大規模事業者：約£1,400/MWh（電力停止の影響を緩和するための設備や対策を保持してることが多く、VoLLが低い）
見直し	■ 定期的な見直し時期は明記されていない。 ■ VoLL見直しは、Ofgemの見直し要請に基づいて、ステークホルダー[*3]を含めた産業界との協議を通して行われる。

*1 出所：ELEXON、P305 'Electricity Balancing Significant Code Review Developments'、2025年3月閲覧、https://www.elexon.co.uk/mod-proposal/p305/
*2 出所：London Economics、The Value of Lost Load (VoLL) for Electricity in Great Britain、2013年7月、https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2013/07/london-economics-value-of-lost-load-for-electricity-in-gb_0.pdf
*3 発電事業者、供給事業者、取引事業者、配電系統運用者、送電会社、バランシングメカニズム報告エージェント、中央データ収集エージェントが含まれる。

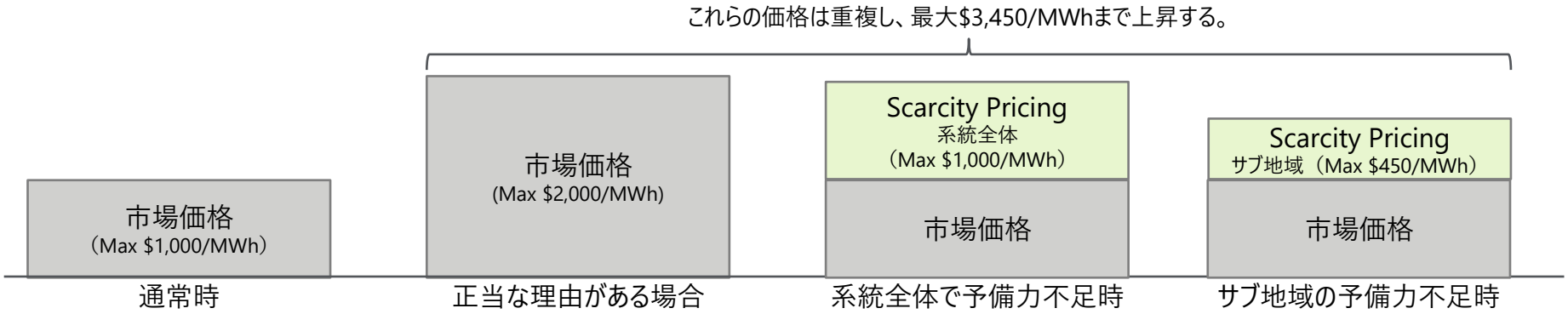
CAISOでは正当な理由がある場合には市場価格の上限が引き上げられるうえに、需給がひっ迫し予備力が不足している際には市場価格にScarcity Pricingが上乗せされる

需給ひっ迫時の電気料金決定メカニズム (CAISO)*1 *2

インバランス料金　上限価格			
①英国・BETTA	**②米国・CAISO**	③米国・PJM	④豪州・NEM

■ 電気料金は、市場価格にScarcity pricingが上乗せされることで高騰する。

No.	分類	価格上限（$/MWh）	適用条件
①	市場プライスキャップ	1,000	Soft Cap 通常市場状況で適用される。
②		2,000	Hard Cap $1,000/MWhを超過する理由に正当性がある場合に限り適用される ①輸入電力価格が$1,000/MWhを超過している。 ②発電コストが$1,000/MWhを超えることが確認されている。
③	Scarcity pricing	1,000	系統全体の予備力の不足によって適用される。
④		450	サブ地域の予備力の不足によって適用される。



*1 出所： California ISO、Tariff Amendment to Clarify Process for After-Market Fuel Cost Recovery、2025年1月、https://www.caiso.com/documents/jan-23-2025-tariff-amendment-after-market-fuel-cost-recovery-er25-1035.pdf

*2 出所：California Independent System Operator、Concepts of the CAISO Scarcity Pricing Design、2009年3月、https://hepg.hks.harvard.edu/files/hepg/files/shucheng_liu_march09.pdf

ソフトキャップは全取引に適用されるキャップであり、発電費用が検証されて入札価格が$1,000/MWhを超えることが認められた場合はハードキャップが適用される

市場プライスキャップの種類 (CAISO)

インバランス料金　上限価格

①英国・BETTA | **②米国・CAISO** | ③米国・PJM | ④豪州・NEM

名称	ソフトキャップ (Soft cap)	ハードキャップ(Hard cap)
現行価格	$1,000/MWh	$2,000/MWh
適用取引	■ 基本的な取引における入札価格上限	■ エネルギーリソースごとに入札価格検証が行われた場合等に適応される価格上限
目的	■ コスト検証を不要とする入札価格上限として設定した*1 。 ■ 他地域と価格の平仄を揃える*2。	■ 全取引価格の上限として設定した。
適用市場	■ 卸電力市場およびアンシラリー市場	■ 卸電力市場およびアンシラリー市場
価格根拠	■ 発電事業者が発電コストを回収できる水準に設定した*3。 ■ CAISO外地域 (特に西部電力調整協議会)の市場プライスキャップを考慮にした*1。	■ エネルギー貯蔵リソースの季節的な発電コスト高騰*4、需給ひっ迫時、稀な発電コスト高騰においてもコスト回収ができる*5。 ■ 供給ひっ迫時に周辺地域の上限価格に比べて、極端に低い上限価格にならない*5。

*1 出所：California ISO、Decision on rules for bidding above the soft offer cap、2024年5月 、https://www.caiso.com/documents/decision-on-rules-for-bidding-above-the-soft-offer-cap-price-formation-enhancements-memo-may-2024.pdf

*2 出所：California Independent System Operator Corporation、MOTION TO INTERVENE AND COMMENTS OF THE DEPARTMENT OF MARKET MONITORING OF THE CALIFORNIA INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR CORPORATION、2025年3月閲覧、https://www.caiso.com/Documents/MotiontoInterveneandCommentsoftheDepartmentofMarketMonitoringonOrder831Compliance-ER19-2757-Sept262019.pdf

*3 出所：Offer Caps in Markets Operated by) Docket No. RM16-5-000 Regional Transmission Organizations and Independent System Operators、COMMENTS OF THE CALIFORNIA INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR CORPORATION、2025年3月閲覧、https://www.caiso.com/Documents/Apr4_2016_CaliforniaISO_Comments_Notice_ProposedRulemaking_PriceCaps_ISO-RTOMarkets_RM16-5.pdf

*4 出所： California ISO、Business Requirements Specification、2021年3月、https://www.caiso.com/Documents/BusinessRequirementsSpecificationFERC831ImportBiddingMarketParameters.pdf

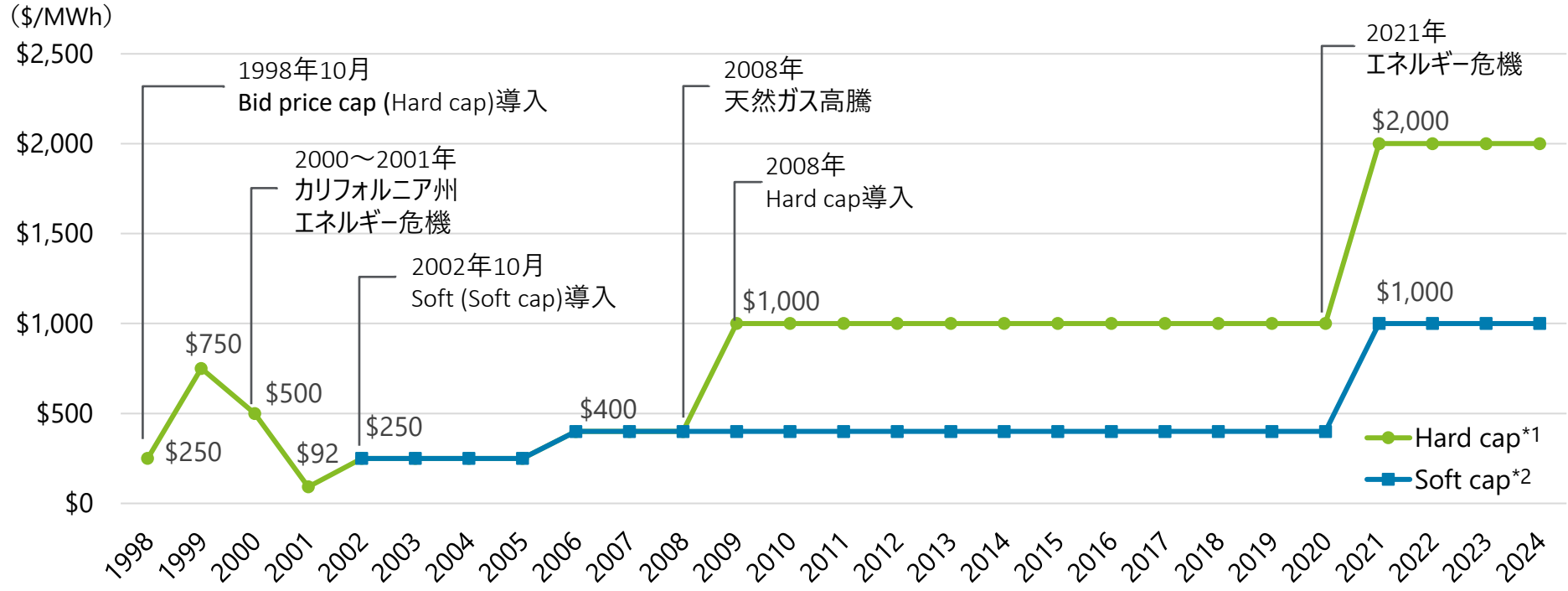
*5 出所：California ISO、Price Formation Enhancements: Rules for Bidding Above the Soft Offer Cap Activation effective 8/1/24、2024年7月、https://www.caiso.com/notices/price-formation-enhancements-rules-for-bidding-above-the-soft-offer-cap-activation-effective-8-1-24

ソフトキャップ ($400/MWh)およびハードキャップ ($1,000/MWh)は2009年から横ばいだったが、2021年のエネルギー危機にそれぞれ$1,000/MWh、$2,000/MWhに引き上げられた

市場プライスキャップ推移 (CAISO)

インバランス料金　上限価格

①英国・BETTA | **②米国・CAISO** | ③米国・PJM | ④豪州・NEM



*1 出所：その他文献値含めてトーマツ作成

- California Independent System Operator Corporation、New Go-Live Date for MRTU、2007年8月、https://www.caiso.com/documents/newgo-livedate_mrtu.pdf
- Cynthia Hinman Lead Client Trainer FERC Order 831 – Emergency, Compliance and Enhancements Initiatives、2021年4月、Presentation-FERC-Order-831-Import-Bidding-Market-Parameters-Training-Apr-28-2021.pdf

*2 出所：その他文献値含めてトーマツ作成

- Federal register、Order Accepting and Modifying Tariff Filing and Instituting a Section 206 Proceeding、2006年2月、https://www.federalregister.gov/documents/2006/02/06/06-1090/before-commissioners-joseph-t-kelliher-chairman-nora-mead-brownell-and-suedeen-g-kelly-california
- California Independent System Operator Corporation、Tariff Amendment to Enhance Cost-verified Bidding above the Soft Energy Bid Cap、2024年5月 https://www.caiso.com/documents/may-31-2024-tariff-amendment-price-formation-enhancements-er24-2168.pdf

CAISOは、Non-Spinning Reserveの予備力の供給不足量にもとづいて設定されたScarcity Pricingを約定価格に上乗せしている

インバランス料金　上限価格			
①英国・BETTA	**②米国・CAISO**	③米国・PJM	④豪州・NEM

Scarcity Pricingの種類 (CAISO)*1 *2

- Scarcity Pricingは、エネルギー市場の最大入札価格*2のパーセンテージで算定され、予備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。
- 系統全体およびサブ地域の予備力不足が最大になる場合、Scarcity Pricingが最大入札価格の145%になり、31ページに示したScarcity Pricingの価格上限である$1,450/MWhとなる（太字下線の合計値）。

－ Scarcity Reserve Demand Curvesの値 －

		系統全体の予備力不足		サブ地域の予備力不足	
予備力	予備力の供給不足量	最大入札価格に対するパーセンテージ	最大入札価格が$1,000の場合の値	最大入札価格に対するパーセンテージ	最大入札価格が$1,000の場合の値
Regulation Up	－*3	**20%**	**$200/MWh**	**10%**	**$100/MWh**
Spinning Reserve	－*3	**10%**	**$100/MWh**	**10%**	**$100/MWh**
Non-Spinning Reserve	>210MW	**70%**	**$700/MWh**	**25%**	**$250/MWh**
	≦210MW >70MW	60%	$600/MWh		
	≦70MW	50%	$500/MWh		
最大合計		100%	**$1,000/MWh**	45%	**$450/MWh**

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

*2 出所：California Independent System Operator、Concepts of the CAISO Scarcity Pricing Design、2009年3月、https://hepg.hks.harvard.edu/files/hepg/files/shucheng_liu_march09.pdf

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

PJMはペナルティ価格とLoLPを参照した下降曲線から、運転予備力需要曲線 ORDCを作成している

インバランス料金　上限価格			
①英国・BETTA	②米国・CAISO	**③米国・PJM**	④豪州・NEM

需給ひっ迫時料金の全体像 (PJM)*1

ORDC (Operating reserve demand curve)構成要素*2

①予備力

MRRは、発電機停止や需要変動などの不測の事態が生じた場合でも系統信頼性を確保するために必要最低限の予備力である。ピーク需要量に対して、需要量誤差と発電機脱落率の和を乗じて算定する*3。MRR+190MWは、MRRに対して余裕を考慮した予備力である。

②LoLP

停電確率 (Loss-of-Load Probability)は、リアルタイム運用中に実際の予備力が MRRを下回る可能性にもとづいて算定する。

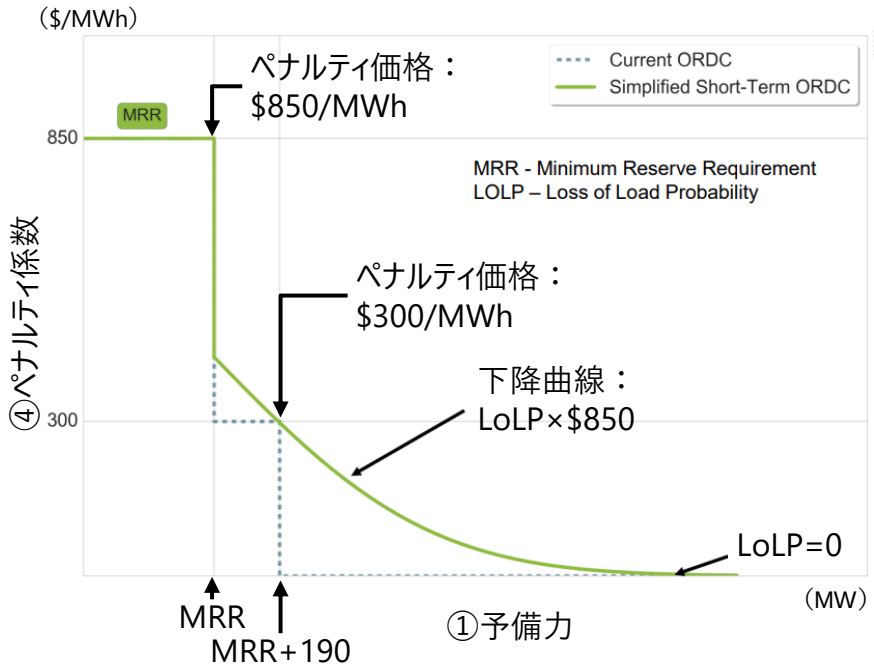
③ペナルティ価格

ペナルティ価格は、予備力がMRR時点で$850/MWh、MRR+190MW時点で$300/MWhに決定されている。

④ペナルティ係数

LoLPとペナルティ価格を掛け合わせることで、予備力がMRRまでにひっ迫するまでのペナルティ係数を算定し、ORDCを作成する。

ORDCの形状



*1 出所：FERC Technical Conference、PJM Reserve Market Enhancements to Improve Market Efficiency and Reliability、2018年6月、https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-08/T1-2_Giacomoni.pdf

*2 出典：FERC、Commissioner Richard Glick Dissent regarding PJM Interconnection, L.L.C.、2020年11月、https://www.ferc.gov/news-events/news/commissioner-richard-glick-dissent-regarding-pjm-interconnection-llc#_ftn33

*3 出典：PJM、PJM Manual 13、2025年2月、https://www.pjm.com/-/media/DotCom/documents/manuals/m13.pdf

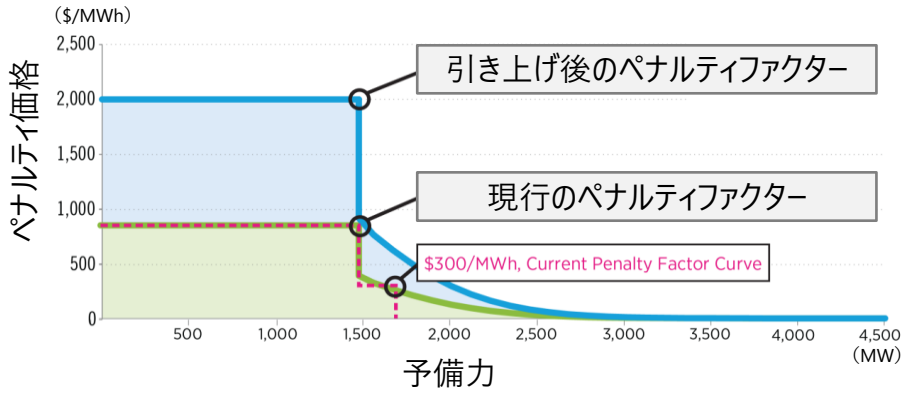
現在$850/MWhと設定されているペナルティ価格を$2000/MWhまで引き上げる制度変更が進められている

ペナルティ価格の引き上げ議論内容 (PJM)*1

インバランス料金　上限価格

①英国・BETTA	②米国・CAISO	③米国・PJM	④豪州・NEM

取組状況	■ 2025年現在、ペナルティ価格は$850/MWhであるが、$2,000/MWhへの引き上げに取り組んでいる。
変更背景	■ PJM運用者は現状、$850/MWhを上回る価格で市場外から予備力を確保している。 ■ 現状のペナルティ価格では、予備力の確保費用を市場価格に反映できていないため、ペナルティ価格の引き上げを検討している。
価格根拠	■ FERCが設定している最大価格 ($2,000/MWh)への引き上げを検討している*2。
ステークホルダー反応*3	■ エネルギートレーディング業界団体、電力会社、発電事業者団体、シンクタンクらが、需給を正確に反映することができ、停電を避け、市場の透明性が高まるため賛同した。 ■ 一方で、PJMの市場監視機関および、公益事業委員会 (メリーランド州)、電力会社、需要家団体、電力協同組合 (バージニア州)は、実際に生じる予備力の調達コストを超過するペナルティ価格は市場規則と一致しないとして、引き上げに反対した。 ■ FERCは、PJM運用者が予備力を確保するのに要したコストを市場価格に反映できるように、$2,000/MWhへの引き上げは必要と判断した。



*1 出所：PJM、Overview of PJM Real-Time Co-optimization、2025年3月閲覧、https://www.ercot.com/files/docs/2019/09/19/2._Overview_of_PJM_Real-Time_Co-Optimization_-_Presentation_to_ERCOT.pdf

*2 出所：FERC、FERC Revises Offer Caps in Regional Wholesale Electricity Markets、2016年11月、https://www.ferc.gov/news-events/news/ferc-revises-offer-caps-regional-wholesale-electricity-markets

*3 出所：PJM Interconnection, L.L.C. 、ORDER ON PROPOSED TARIFF AND OPERATING AGREEMENT REVISIONS、2020年5月、https://elibrary.ferc.gov/eLibrary/filedownload?fileid=15540317

オーストラリアの需給ひっ迫時料金は、停電可能性が低いLOR1では停電確率に応じた値となり、負荷遮断の可能性が高いLOR2、LOR3では、固定価格にて決定される

需給ひっ迫時料金の全体像 (NEM)*1

インバランス料金　上限価格			
①英国・BETTA	②米国・CAISO	③米国・PJM	**④豪州・NEM**

ORDCの算定ロジック

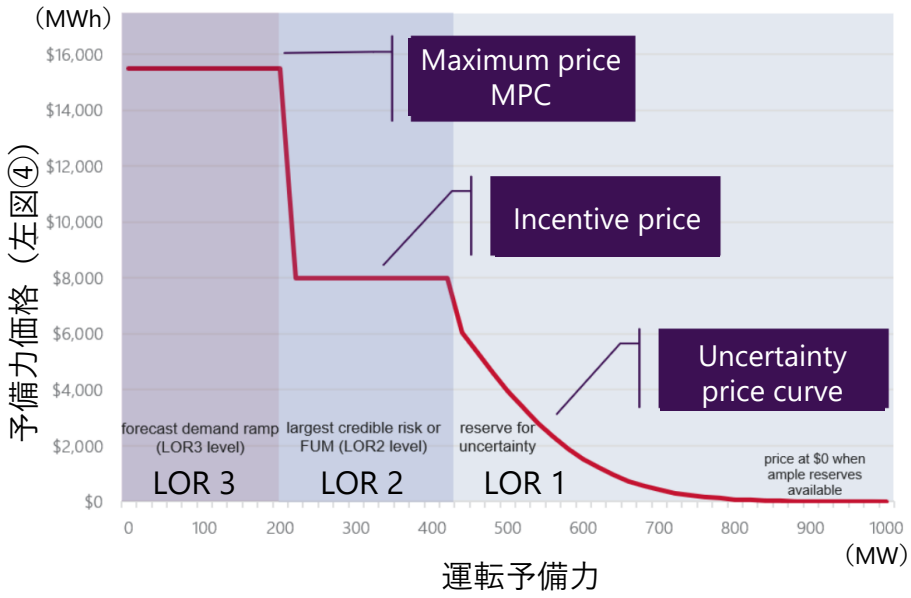
①需給バランス
需要供給予測、送電制約を考慮し、48時間後から7日間後の各30分ごとを予測をする。

②POLL
需要予測誤差から、太陽光と風力の発電予測誤差を差し引いた正味需要予測誤差の確率分布を用いて、停電予測誤差の確率を計算することで算定する。

③MPC
市場プライスキャップは、消費者物価指数を反映させる算定式によって、毎年算定する。（9ページ参照）

④予備力価格
LOR1における価格はPOLL*MPCにて算定する。
LOR3は市場プライスキャップ (MPC)とする。
（LOR2における価格の算定に関して公開情報は見当たらなかった。）

ORDCの形状 (Operating reserve demand curve)



※LORについては次ページ参照

上図ORDCは、南オーストラリア州を参考とした以下条件により作成している。
①MPC設定は需要予想から200 MW以下
②MPCまでの引き上げ開始は220 MWから
③曲線の傾きは夏季14:00~18:00の予測不確実性をもとに作成している

*1 出典：AEMO、Operating Reserve Design November 2022、2022年11月、https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2023-02/AEMO%20Technical%20Advice%20November%202022.pdf

NEMは、市場運営者が市場介入する必要が無いように予備力不足を3段階に分けて、予備力確保に必要となる価格を回収している

インバランス料金　上限価格			
①英国・BETTA	②米国・CAISO	③米国・PJM	④豪州・NEM

LOR (Lack of Reserve)の種類 (NEM)*1

LOR3

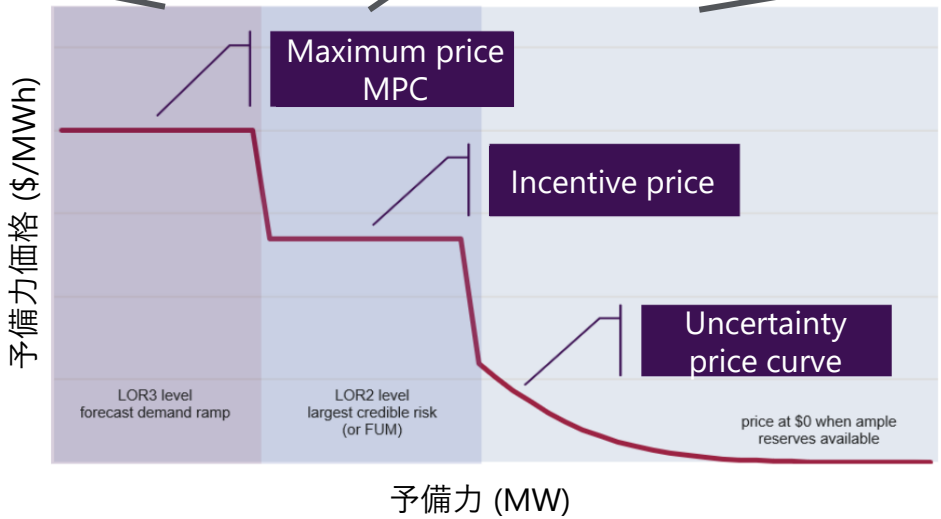
- **予備力が無くなり**、市場外の高コスト予備力の調達および、負荷遮断する可能性のある段階になる。
- この価格へ移行することで、負荷遮断が行われる可能性があることを市場参加者に通知する役割がある。

LOR2

- 予備力が**系統内の最大電源の出力を下回った**段階になる。
- 市場外の高コスト予備力調達を避けるために、インセンティブ価格によって市場参加者に追加予備力提供を促す。

LOR1

- 予備力が**系統内の2つの出力上位電源の合計出力を下回った**段階になる。
- 予備力の減少に伴う停電発生確率の上昇を踏まえて、予備力に連動する料金設定となっている。



*1 出典：AEMO、Operating Reserve Design November 2022、2022年11月、https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2023-02/AEMO%20Technical%20Advice%20November%202022.pdf

*2 再エネ変動の出力制御による発電ロス予測値が控除され、50%の確率で確保が可能と見込まれる予備力

1.3. ネガティブプライス下のインバランス料金

ネガティブプライス導入国の多くで、インバランス料金へのマイナス価格の導入が確認されており、その場合に、余剰を発生させた事業者はインバランス料金を支払い、不足を発生させた事業者はインバランス料金を受け取る

調査結果のまとめ（ネガティブプライス下のインバランス料金）

	調査国	調査結果
ネガティブプライス導入状況	英国、ドイツ、フランス、オーストラリア、デンマーク、米国	• 調査国全てにおいてネガティブプライスが導入されている。 • 再エネ電源導入増加に伴い、**各国のマイナス価格の発生時間・頻度は増加傾向**にある。
ネガティブプライス導入背景	ドイツ	• **市場全体の効率性の向上、市場運用コストを低下する目的**でネガティブプライスを導入した。（ネガティブプライス導入時の、ステークホルダー等との議論は確認できなかった。）
マイナス価格入札要因と課題	欧州、米国	• **出力調整が困難な火力電源や原子力電源・流れ込み式水力**の保有者は、発電を継続するためにマイナス価格で入札する場合があり、収益性の低下が懸念されている。 • **再エネ電源**は、優遇措置（税控除、FIPプレミアム）や環境価値によって収益を得られる範囲で、マイナス価格で入札をする。この場合、市場の価格シグナルと無関係に発電する再エネ電源が、市場にゆがみを生ませているとの指摘を受けて、マイナス価格が継続した時にプレミアムの付与を停止する動きが見られる。
マイナス価格のインバランス精算	英国、ドイツ、フランス、デンマーク、米国	• 英国、ドイツ、フランスでは、調整力調達費用に基づきインバランス料金が決定されており、調整力入札価格にマイナスが認められていることから**インバランス料金もマイナスの値をとる場合があり**、実際にインバランス料金がマイナス価格となっている時間帯が存在する。 • デンマーク、米国では、リアルタイム市場価格でインバランス精算を行うため、**リアルタイム市場価格がマイナスとなっている場合にインバランス料金もマイナスの値をとる**。 • インバランス料金がマイナスの場合、発電量の抑制に費用が掛かる状態であるため、**発電・小売事業者は余剰を発生させた場合はインバンス料金を支払い、不足を発生させた場合はインバランス料金を受け取る（通常時のインバランス料金と支払い・受け取りの向きが逆となる）**。

今回の調査した対象国では、全ての国/地域でネガティブプライスが導入されている

各国のネガティブプライス制度設計概要[*1]

－ネガティブプライスの導入状況と発生状況[*1] －

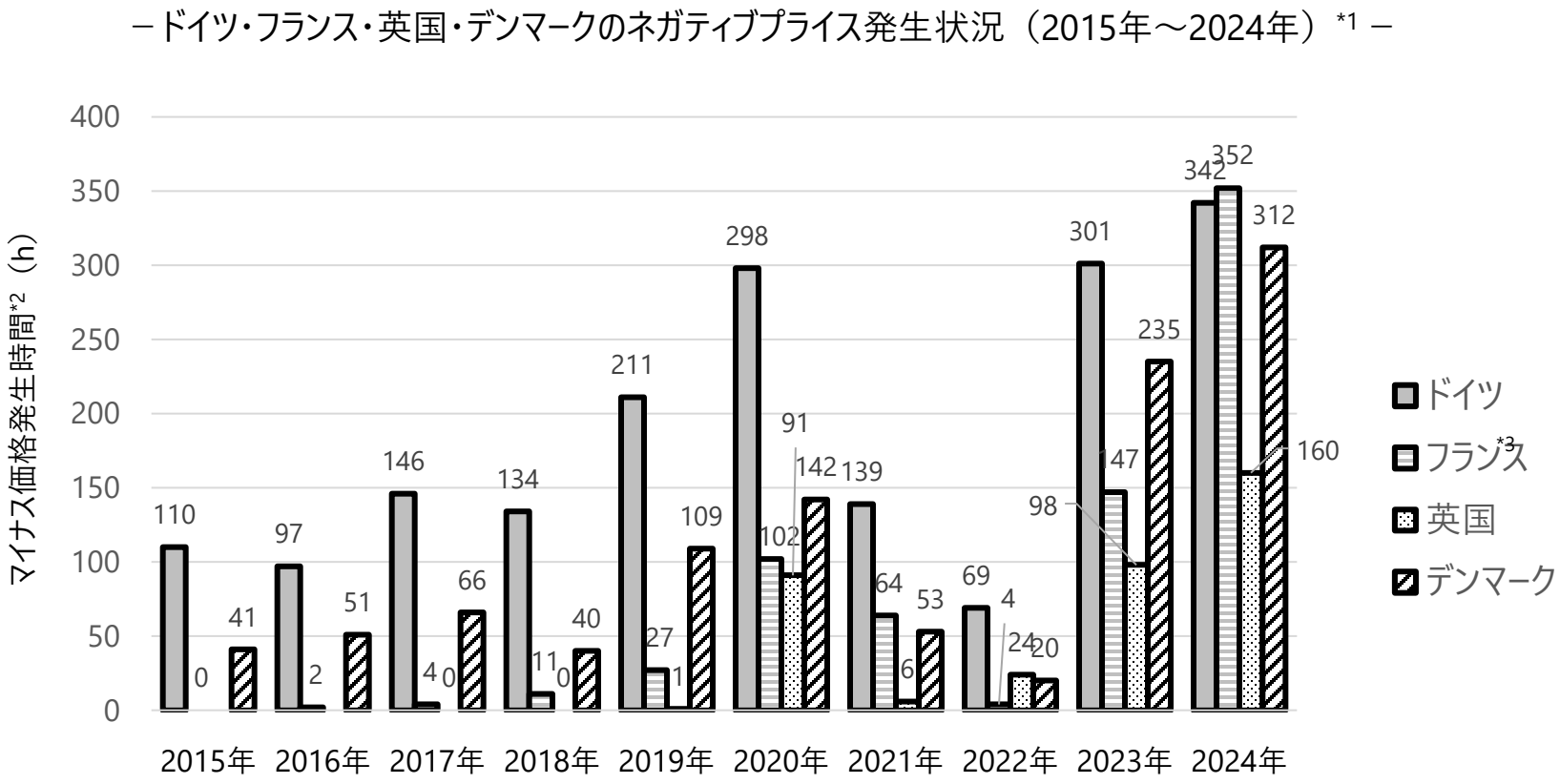
国・地域	ネガティブプライス 導入有無	ネガティブプライス 導入年	マイナス価格発生時間
英国	○	（不明）	2024年：160時間 2023年：98時間
ドイツ	○	2007年（当日市場） 2008年（前日市場）	2024年：342時間 2023年：301時間
フランス	○	2010年	2024年：352時間 2023年：147時間
デンマーク	○	2009年	2024年：312時間 2023年：235時間
オーストラリア	○	1998年（NEM発足時）	2021年： 約9,500回/30分コマ・年間[*2]
米国（PJM） ペンシルベニア州、ニュージャージー州、メリーランド州	○	－	－
米国（CAISO） カルフォルニア州	○	－	－

*1 ISOレポート等の公開情報に基づきトーマツ作成

*2 30分コマでマイナス価格の約定が発生した回数を示す

国ごとに多少要因は異なるが、2021年～2022年を除いて、欧州のマイナス価格の発生時間は再エネ電源導入量増加に伴い年々増加している

近年のマイナス価格の発生状況（欧州）*1



*1 出所：EMBER、European Wholesale Electricity Price Data、2025年3月閲覧、https://ember-energy.org/data/european-wholesale-electricity-price-data/
*2 縦軸の値は*1の出所データで、スポット市場の1時間平均価格がマイナスのコマ数をカウントした値である。
*3 英国の2015年と2016年のデータは見当たらなかった。

再エネ電源導入量増加に伴うマイナス価格の発生時間の増加は欧州全体で共通しているが、2022年にかけての発生時間減少の要因は国ごとに異なる

近年のマイナス価格の発生状況（欧州）

国	マイナス価格発生状況	左記発生要因
欧州全体	• 2021年～2022年を除き、マイナス価格の発生は増加傾向にある。	• 再エネ電源導入増加に伴い、需要量に対する供給量が増加したために、マイナス価格の発生時間が増加した*1。
	• 2024年は顕著にマイナス価格が発生し、英国・ドイツ・フランス・デンマークでは過去最大の発生時間を記録した。	• 日照時間が長かったため太陽光発電量が増加したことで欧州全体でマイナス価格の発生時間数が増加した*2。
ドイツ	• 2020年から2022年にかけて、マイナス価格発生時間が298時間から69時間にまで減少した。	• 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でマイナス価格の発生が減少した*3。
フランス	• 2020年から2022年にかけて、マイナス価格発生時間が102時間から4時間にまで減少した。	• 2022年にかけて設備欠陥の懸念から多数の原子炉が緊急点検を迫られ、加えて干ばつにより水力発電量が減少したことから国内の電力供給量が減少したため*4。
英国	• 2017年から2019年にかけて、他国よりもマイナス価格発生時間数が少ない。	• 再エネ電源に適用されるCfD-FiTのプレミアム付与を、マイナス価格発生時に停止する措置を講じたことが、再エネ発電事業者の供給抑止につながった*5。

*1 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/

*2 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

*3 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/

*4 出所：Rte、Annual Electricity Review 2022、2023年2月、p.18-27、https://assets.rte-france.com/analyse-et-donnees/2023-08/Bilan%20%C3%A9lectrique%202022%20rapport%20GB_version_finale%20(2).pdf

*5 出所：Baringa、Negative pricing in the GB wholesale electricity market、2015年1月、https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5a7f291040f0b6230268dcdf/Baringa_DECC_CfD_Negative_Pricing_Report.pdf

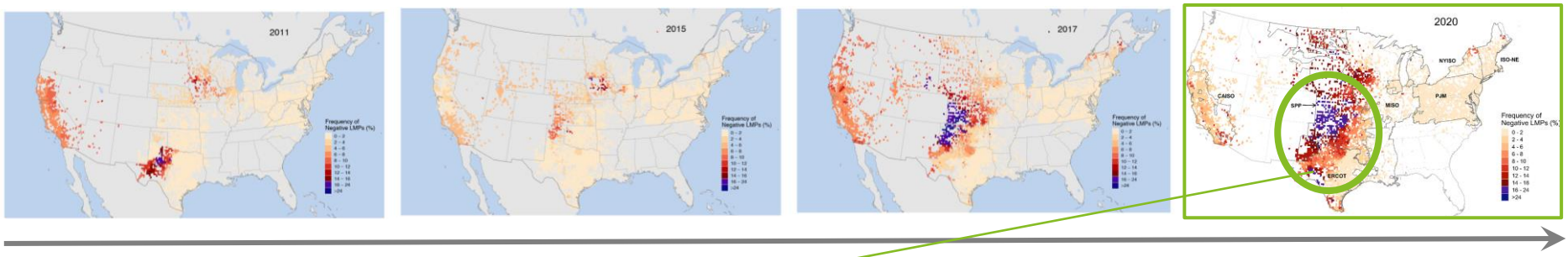
米国全体で2020年にかけてマイナス価格の発生頻度が増加しているが、特にSPPやERCOT北部では顕著に発生している

3/24更新

マイナス価格の発生状況（米国）

－米国LMPのマイナス価格発生頻度の推移（2011年～2020年）*1,2－

2011年　2015年　2017年　2020年



発生状況の特徴

- 2011年から2020年にかけてマイナス価格の発生頻度は高くなっており、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顕著に高かった（取引時間の約20%）。
- 2020年、米国の電力市場のLMPにおいて、取引した全時間の約4%でマイナス価格が発生した。

高い発生頻度の要因

SPP、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*2。

- ➢ 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。
- ➢ 他の地域間との系統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ず、需要に対して供給が過剰な時間数が多い。

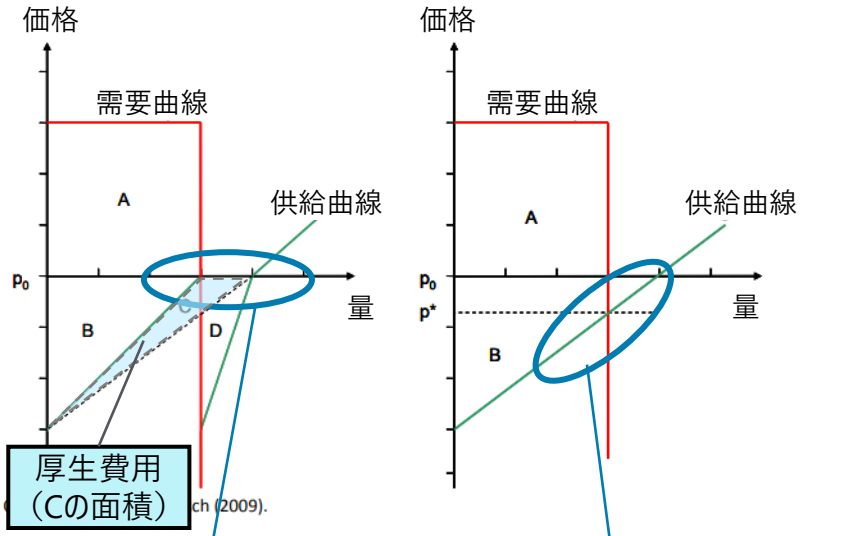
*1 出所：Lawrence Berkeley National Laboratory、Impact of Wind, Solar, and Other Factors on Wholesale Power Prices、p.31、2019年11月、https://escholarship.org/content/qt1qd5b2d9/qt1qd5b2d9.pdf

*2 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

発電事業者が機会費用を考慮して入札できるようにすること、そして系統全体で発生するコストを削減することを目的として、ドイツではネガティブプライスを導入した

ネガティブプライス導入背景（ドイツ）*1

■ ドイツがネガティブプライスを導入した背景として、供給過剰時に出力抑制を行い発電機を停止することによる追加費用の発生を防ぎ、機会費用を含めた入札を可能にするために、2008年9月にマイナス価格の入札を許容した。



供給可能な電源のうち25%の電源が抑制される。それに伴う追加費用が発生する。

- 機会費用を考慮した入札が可能になる。
- 系統全体として厚生費用(Welfare cost)を削減できる。

下限価格€0/MWh時の課題（ネガティブプライス導入前）	• €0/MWh約定が発生した際、発電機が出力抑制され、発電停止による追加費用（起動費等）が発生した。
マイナス価格入札許容後（ネガティブプライス導入後）	• 発電事業者は機会費用を考慮して入札可能になった。 • 厚生費用（Welfare cost）の損失が防げた。 • 約定価格が下がり、消費者に利益をもたらすことができた。
マイナス価格許容後のマイナス価格発生状況	• 2008年9月にスポット市場でマイナス価格入札が許容され、翌月10月に初めてマイナス価格の約定が見られた。 • 2009年11月までに71時間のマイナス価格が発生した。

*1 出所： Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln、Bewertung energiepolitischer Optionen für eine sichere, wirtschaftliche und umweltgerechte Energieentwicklung in Deutschland、2010年3月、p.9-13、https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2015/12/EWI_2010-02-03_Negative-Strompreise.pdf

発電事業者がマイナス価格で入札する要因として、従来電源は停止することで発生するコストの回避、再エネ電源は再エネ優遇制度や環境価値によって得られるインセンティブが挙げられる

発電事業者がマイナス価格で入札する要因と課題[*1]

- マイナス価格で入札する要因は、発電を停止することが困難な火力・原子力・水力と、再エネ優遇措置のインセンティブのある再エネ電源で大別される。
- 火力・原子力発電事業者から収益性低下を懸念する声が挙がる一方、再エネ電源に対しては再エネ電源優遇措置が事業者にマイナス価格の入札を働きかけ、市場を歪めているとの指摘が挙がっている。

電源種	マイナス価格で入札する要因	課題	対応策
火力	• **発電を停止することによる損失リスクを回避したい**ため、確実に約定されるようマイナス価格で入札する。	• 発電事業者の収益性低下を懸念する声が挙がっている。	• 英国では、原子力に対してはFIT-CfDによる補償制度があるが、その他にマイナス価格約定による収益性低下を補償する制度は見られない。
原子力	• **発電を停止することが技術的に困難である**ため、確実に約定されるようマイナス価格で入札する。		
水力	• **貯水容量超過や、流域の治水や環境規制に影響を与える**ために出力を変動できない状況があり、その場合は確実に約定されるようマイナス価格で入札することがある[*2]。	• 市場からの収入を得られなくなる。	• マイナス価格時は発電を停止できるように出力調整を行う。
再エネ	• **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に入札する。 • **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に入札する。	• 再エネ優遇措置が市場を歪めているとの指摘がステークホルダーから挙がっている。	• マイナス価格発生時間に応じてFIPプレミアムの付与を停止する動きがある。

*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

*2 出所：EIA、Negative prices in wholesale electricity markets indicate supply inflexibilities、2012年2月、https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=5110

各国でマイナス価格による収益性低下を懸念する声が挙がっているが、スポット市場以外にも収益源を確保することで事業者はリスクヘッジをとっている

ネガティブプライスによる発電事業者の収益性低下事例

- 各国でマイナス価格発生によって市場平均価格の下落、費用の支払いが生じ、収益性低下を懸念する声が挙がっている。
- 収益性低下を回避する手段として、長期相対取引や先物取引、容量市場、調整力電源としての供出が挙げられる。

国	組織	対象電源種	マイナス価格発生による収益性低下に関する懸念	収益性低下を回避する手段
米国	PJM	従来電源	税控除（PTC）によって風力発電事業者が進んでマイナス価格で入札するようになることで価格シグナルにゆがみが生じる。その結果、従来電源の収益に悪影響を及ぼし、資産価値の低下につながる[1]。	市場に参加する以外に、長期相対契約、先物取引、容量市場への参加、調整力電源として供出するなどして、市場のマイナス価格約定による収益低下を回避する[*3,4]。
米国	ERCOT	石炭火力	石炭受け入れを停止すると罰金の支払いがあるために、マイナス価格であっても発電を継続せざるを得ず、費用の支払いが発生している[*2]（ただし、発電を停止して石炭受け入れを停止する罰金を支払うよりも、マイナス価格で発電する方が経済的である）。	
オーストラリア	エネルギー業界団体（AEC）	全電源	マイナス価格の発生時間数と州全体の収益性低下に相関が見られ、数年間は太陽光発電の導入増加に伴いマイナス収益が増加すると予測されている[*3]。	
欧州	欧州電気事業連盟（Eurelectric）	全電源	マイナス価格が発生することで市場の平均年間価格が下落し、設備投資回収が困難になり、収益損失につながる[*4]。	

*1 出所：AESO、Negative Pricing Discussion Paper、2025年3月閲覧、p.1、https://www.aeso.ca/assets/Uploads/4.4-Negative-Pricing-paper.pdf

*2 出所：Advanced Power、Negative Prices Still Rare, Mostly Caused by Other Energy Sources、2016年9月、https://poweralliance.org/2016/09/24/negative-prices-still-rare-mostly-caused-energy-sources/

*3 出所：Australian Energy Council、Negative prices and revenues in the NEM over the past decade、2024年4月、https://www.energycouncil.com.au/analysis/negative-prices-and-revenues-in-the-nem-over-the-past-decade/

*4 出所：Eurelectric powering people、Understanding ultralow and negative power prices: causes, impacts and improvements、2024年12月、p.6、https://www.eurelectric.org/wp-content/uploads/2024/11/Eurelectric-explainer-on-negative-prices.pdf

欧州ではネガティブプライスの価格シグナルを働かせるため、マイナス価格が一定時間継続した場合はFIPプレミアムを付与しない等の措置を設けている

再エネ電源による市場のゆがみ是正に向けた取り組み（欧州）

- 欧州の再エネ事業者はFIPプレミアムによる収益を得られる価格までマイナス価格で入札しているが、このように市場のシグナルではなく補助制度に従って発電する再エネ電源が市場にゆがみを生ませていることを、国際エネルギー機関が指摘している[*1]。
- ネガティブプライスの価格シグナルが失われることを防ぐため、欧州各国で、下記のとおりマイナス価格約定が一定時間継続した場合、プレミアムをゼロにする等の措置が設けられている[*2]。

	ドイツ	フランス	英国	デンマーク
	FIP	FIP	FIT CfD	FIP
卸市場価格がマイナス価格の時のプレミアムの扱い	• 卸電力市場のスポット市場の1時間コマの取引価格について、マイナス価格が4時間以上継続した場合（継続開始から終了まで）プレミアムをゼロとする。	• 卸電力市場のスポット価格について、マイナス価格になった場合、プレミアムをゼロとする（ただし、年間当たりの上限時間を超過して卸電力市場がマイナス価格になった場合、それ以降は減額されたプレミアムを受け取れる）	• 卸電力市場のスポット価格について、マイナス価格になった場合、プレミアム[*3]をストライク価格[*3]とする。 • 卸電力市場のスポット価格について、マイナス価格から6時間以上継続した場合（継続開始から終了まで）プレミアム[*3]をゼロとする。	• 卸電力市場のスポット市場で1時間マイナス価格が発生したらプレミアムをゼロとする[*4]。

*1 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

*2 出所：資源エネルギー庁、電力・ガス事業分科会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第20回）資料1、2020年10月、p.46、https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/020_01_00.pdf

*3 プレミアムはストライク価格（政府が決定した基準価格）とスポット価格の差分に相当する。

*4 出所：RWE、Factbook 2024、2024年8月、p.46、https://www.rwe.com/-/media/RWE/documents/05-investor-relations/finanzkalendar-und-veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-und-praesentationen/RWE-factbook-2024.pdf

英国ではBalancing Mechanismにおいてマイナス価格での入札が認められているため、インバランス料金がマイナスになることがある

インバランス価格がマイナスになる要因（欧州）（1/2）

- 英国、フランス、ドイツ、デンマークで制度上インバランス料金がマイナスにあることがあり、実際にマイナス価格が観測されている。
- インバランス料金算定において、インバランス料金がマイナスになる要因は下記のとおりである。
- インバランス料金がマイナスになると、事業者とTSOの間のお金の流れが反転する。

国	インバランス料金算定方法の概要	インバランス料金がマイナスになる要素
英国[*1]	• インバランスの精算はAncillary ServiceとBalancing Mechanismの2つのシステムで構成されている。 • Ancillary ServiceはNGESOと事業者間で事前に契約・準備された電源を用いて需給調整を行っている。 • Balancing Mechanismは英国のリアルタイム市場で、ゲートクローズ1時間前までに、30分コマ需給調整を行う電源を入札によって決定される。	• Balancing Mechanismにおいてマイナス価格での入札が認められているために、約定の結果マイナス価格になる可能性がある。ただし、マイナス価格で約定されることはまれである[*2]。
フランス[*3]	• 需給調整メカニズムにおける調整力の加重平均価格に対して、調整係数を乗じることにより算出される。加重平均価格は各調整力の量×価格の加重平均価格として算出される。	各調整力価格は入札によって決まるが、マイナスでの入札が認められるため価格がマイナスになることがある。

*1 出所：ELEXON BSC、A guide to electricity imbalance pricing in Great Britain、2020年6月、https://bscdocs.elexon.co.uk/guidance-notes/imbalance-pricing-guidance

*2 出所：Journal of Environmental Management、Examining the drivers of the imbalance price: Insights from the balancing mechanism in the United Kingdom、2024年、https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301479724032250?ref=pdf_download&fr=RR-2&rr=920ad67fd9d9e37f

*3 出所：Rte、Terms and Conditions relating to Scheduling, the Balancing Mechanism and Recovery of Balancing Charges、2022年4月、p.188-189、https://www.services-rte.com/files/live//sites/services-rte/files/documentsLibrary/2022-04-01_REGLES_MA-RE_SECTION_1_4996_en

ドイツでは総費用/総インバランス量によって、デンマークではメリットオーダーに基づく限界費用によってインバランス料金が決定されるが、いずれもマイナスになることがある

インバランス価格がマイナスになる要因（欧州）（2/2）

国	インバランス料金算定方法の概要	インバランス料金がマイナスになる要素
ドイツ*1	• ドイツでは、TSO4社に対し統一されたインバランス料金である「reBAP」が設定される。reBAPは以下のステップにより算定されたIP（Imbalance Price：15分単位）である。 ➢ IP1：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 ➢ IP2：正味インバランス量が小さすぎる場合、IP1が大きくなってしまうため、インバランス料金の上限（IP2）を設定する。 ➢ IP20：IP2でも価格が高すぎる場合は、EPEXスポット価格を用いた一次関数に基づき最大値（IP20）を設定する。 ➢ IP3：IP20と、ドイツ域内の流通量と価格に基づく指標：Intraday Price Index からIP3を算定する。 ➢ IP4：正味インバランス量が調整力の8割に達した場合は、IP3から一定額を割引いたIP4を設定する。	• IP1でインバランス解消にかかった総費用がマイナスになった時にインバランス料金がマイナスになることがある。 • IP1算出を数式数式で表すと次のとおりである。：（需給調整に使われた全てのコスト – 収益[EUR]）/（正味インバランス量[MWh]）
デンマーク*2	• デンマークを含む北欧（スウェーデン、フィンランド、デンマーク、ノルウェー）では、各国の系統運用者が共同で所有するeSett社がインバランスの算定を行っている。 • インバランス価格は卸電力市場価格(Nord Pool Spotの前日市場価格)または調整力価格(稼働した下げ調整力の最低価格）で決定される。	• Nord Pool Spotの前日市場でマイナス価格入札が認められているため、インバランス料金がマイナスになることがある。

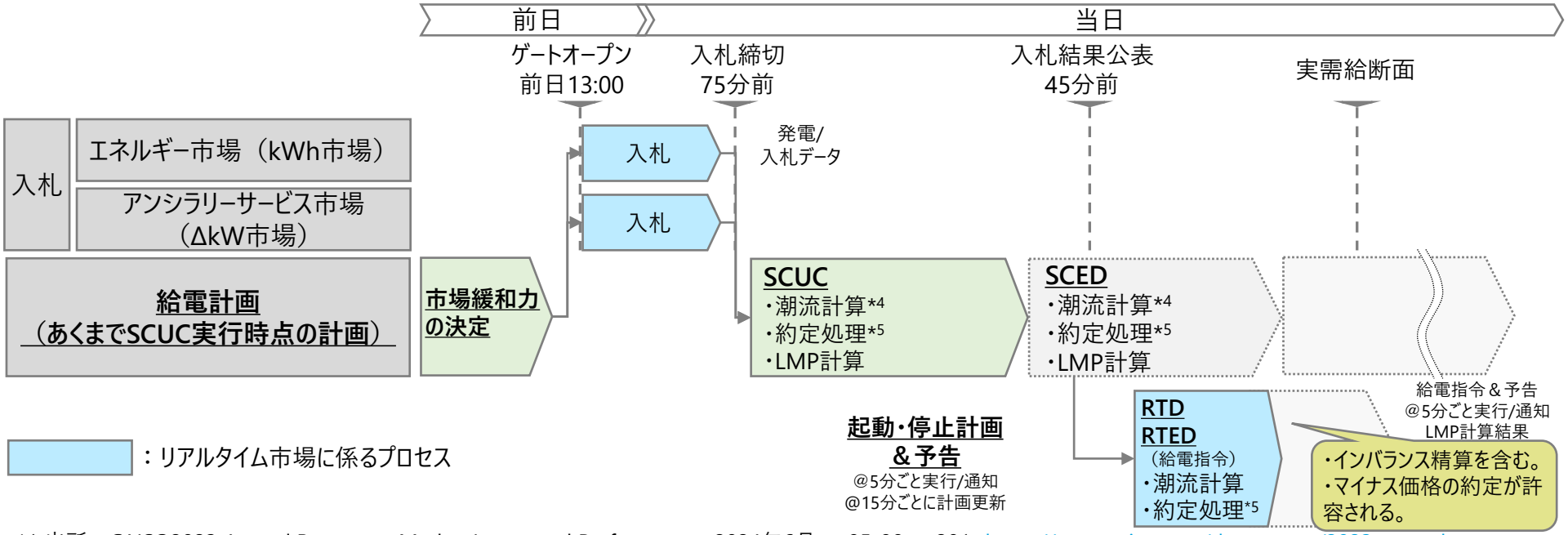
*1 出所： Amprion、Calculation of the uniform imbalance price (reBAP) across Germany’s 4 control zones、2020年、https://www.amprion.net/Dokumente/Strommarkt/Bilanzkreise/Ausgleichsenergiespreis/EN/Model_description_of_the_reBAP_calculation_01.07.2020-31.07.2021.pdf

*2 出所：eSett、Nordic Imbalance Settlement Handbook、2024年4月、p10-11、https://www.esett.com/app/uploads/2024/04/NBS-Handbook-v4.7.pdf

CAISOインバランス精算はリアルタイム市場の中で行われ、リアルタイム市場ではマイナス価格の約定が許容されている

米国のインバランス精算（CAISO）

- 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[*1]。
- 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]。



*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

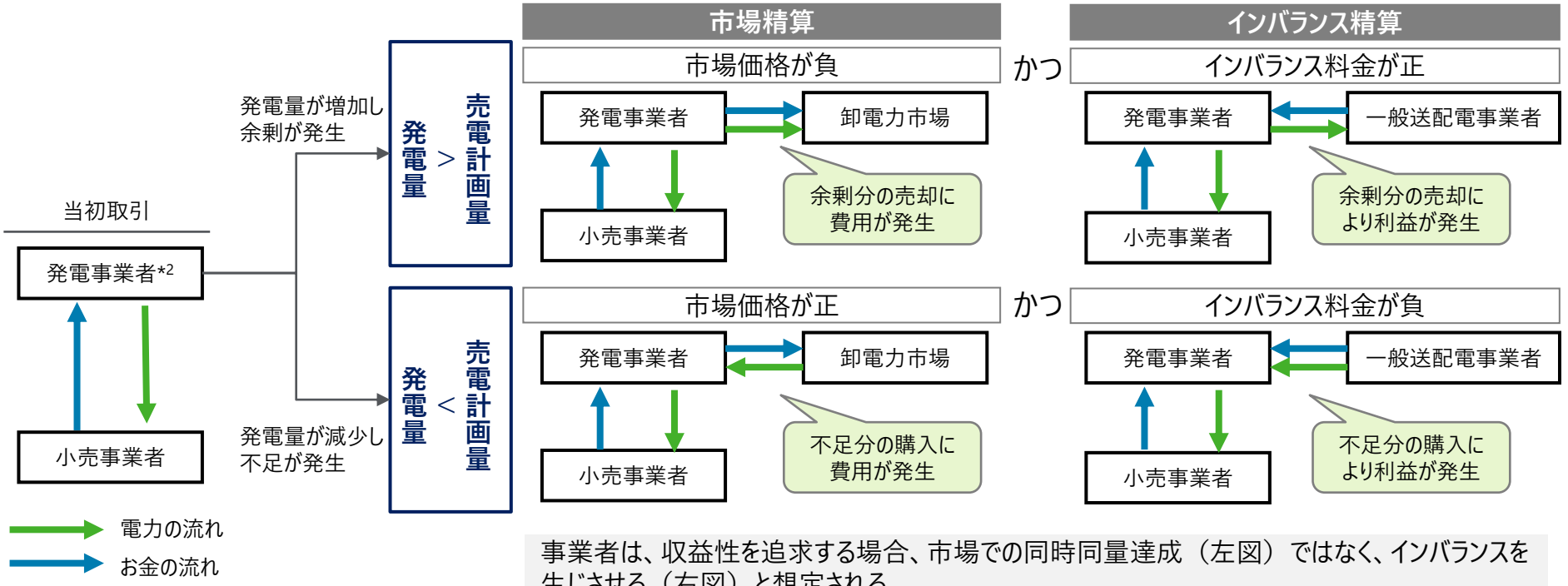
*3 アンシラリーサービスのマイナス価格の約定を禁止することで、例えば蓄電池は下げ調整力（Regulation Down）電源として供出（充電）して、市場価格の高い時間帯に電力を放電することで両方から収入を得られるようになる。さらにそのような動きを促進することで市場全体のコストを低下させる狙いがある。

*4 調整力の確定を含む。

市場価格とインバランス料金の正負が異なる場合、事業者が市場において同時同量を達成しないインセンティブが生じうる

同時同量を達成しないインセンティブが生じるケース

- インバランス料金が負となっている場合、余剰インバランスを生じた事業者に対してはインバランス料金の徴収、不足インバランスを生じた事業者に対してはインバランス料金の支払いが行われる。
- 市場価格の決定方法とインバランス料金の決定方法が異なる場合、市場価格の正負とインバランス料金の正負が異なるケースが起こりうる。その場合に事業者が同時同量を達成せずにインバランスを生じさせるインセンティブが生じる可能性がある（下図参照）[*1]。



事業者は、収益性を追求する場合、市場での同時同量達成（左図）ではなく、インバランスを生じさせる（右図）と想定される。

*1 制度の仕組み上の組み合わせに対して、想定される事業者の行動を整理したものであり、実際の事例は確認できていない。
*2 発電事業者のインバランス発生に着目しているが、小売事業者においても同様の行動は生じる可能性があると考えられる。

2. 需給調整市場制度

2.1. リソース別・商品別の価格規律

PJMではコストベースの入札時にDRと蓄電池に対して適用される価格規律を制定し、同期予備力提供に対するコストを明示している一方、CAISOは日本と同様に価格規律の制定に向けた議論を進めている

調査結果のまとめ（リソース別の価格規律）

		PJM		CAISO		日本	
入札規律の方法		■ 全ての事業者に対してプライスベースの入札とコストベースの入札を課している。 ■ コストベース入札を行う際の考え方のマニュアルが整備されており、事業者はマニュアルに則った入札を行う。				■ 限界費用に基づき入札を行うことをガイドラインで求めている。 ■ 事前に対象者を選定し、ガイドラインの遵守を要請している。 ■ それ以外の事業者に対しては「望ましい行為」として指定している。	
価格規律の内容	蓄電池	有	■ 起動費と最低出力費は0。 ■ リチウムイオンの交換やセルの修理、同期予備力への供出コストに基づき算定。	無	■ Start-Up Cost等のコスト情報や機会費用をCAISOが把握できていないことが問題視され、価格規律が検討されている。	無	■ 火力電源以外については限界費用の考え方が明確に定義されていない。 ■ 事業者からコストベースでなくプライスベースでの入札を認めるよう提案がある。 ■ kWh・ΔkW価格決定のメカニズムを踏まえた価格規律について議論が進められている。
	DR	有	■ 同期予備力を提供できなかった場合のペナルティの期待値により算定。 ■ 一方で燃料コスト等の考え方は示されていない。	不明	特段の記載・議論は見当たらなかった	無	

発電コストは主にエネルギー市場におけるStart-Up Cost等の他、アンシラリーサービス市場への入札時には調整力提供に当たり必要なコストを入札する

入札項目と価格設定の情報（PJM）*1

対象市場	入札情報の項目	コスト構成
エネルギー市場	Start-Up Cost	起動条件（Warm、Intermediate、Cold）ごとの、ボイラー、タービン、発電機を起動させるための燃料費、メンテナンス費用等の合計コスト（$）
	Incremental Cost	任意の最大10点から構成される、出力ごとの単位発電費用（$/MWh）
	No-Load Cost	発電設備の過去実績等に基づく回帰直線から求められる、追加の1MWhを供給するために必要な費用。主に燃料費、運転コスト、メンテナンス費用、排出枠費用、税控除、エネルギー市場の機会費用などが含まれる。（$/hour）
アンシラリーサービス市場	上げ/下げ調整力入札	上げ/下げ調整力の入札における容量および価格（MW,$/MW）
	瞬動/非瞬動予備力入札	瞬動/非瞬動予備力の入札における容量および価格（MW,$/MW）

*1 出所：PJM Manual 15、2024年9月、Cost Development Guidelines Revision: 45、https://www.pjm.com/-/media/DotCom/documents/manuals/m15.ashx
PJM、PJM Markets Gateway User Guide 、2022年2月、https://pjm.com/~/media/etools/markets-gateway/markets-gateway-user-guide.ashx
PJM、Energy Offer Calculation Education、2021年1月、https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/subcommittees/cds/2021/20210114/20210114-item-04-energy-offer-calculation-education.ashx

エネルギー市場では、主にFast-Start電源と呼ばれる1時間以内に起動可能な電源が参加要件であり、アンシラリーサービス市場では応動時間等によって参加要件が分かれている

市場における対象電源タイプ別と入札参加要件（PJM）*1,*2

市場			蓄電池	太陽光発電	風力発電	DR	揚水発電	入札における参加要件
エネルギー市場（kWh）			有り	有り	有り	有り	有り	• 1時間以内に起動可能であること。（Fast-Start電源） • 指定出力に到達してからの最低の稼働時間が1時間以内であること（Minimum run time <1hr or less）。 • 最小のダウンタイムが1時間以内であること（Minimum down time <1hr or less）。
アンシラリーサービス市場（ΔkW）	Day Ahead Scheduling Reserve		対象電源タイプに関する記載なし					30分以内に出力調整可能であること（同期発電である必要はない）。
	Primary Reserve	Synchronized Reserve	対象電源タイプに関する記載なし					• 同期可能かつ10分以内に出力調整が可能であること。 • 地理的に同期可能なエリア内（Synchronized Reserve Zone）にあること。
		Non-Synchronized Reserve	無し	無し	無し	無し	有り	10分以内に出力調整が可能であること。
	Regulation		対象電源タイプに関する記載なし					• 5分以内に0.1MW以上の出力調整が可能であること。 • AGC（Automatic Generation Control）信号を受信/反応できること。 • DRの場合はパフォーマンステストの実施および継続的なトレーニングを実施していること。

*1 出所：PJM Manual 11、2024年12月、Energy & Ancillary Services Market Operations、https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx
*2 出所：PJM Manual 15、2024年9月、Cost Development Guidelines Revision: 45、https://www.pjm.com/-/media/DotCom/documents/manuals/m15.ashx

PJMでは蓄電池、太陽光発電、風力発電、揚水発電等に対しては詳細価格要件が定められているが、DRについては要件として規定されているものは同期予備力費用のみである

電源種別ごとの価格規律（PJM）*1

		蓄電池（Batteries and Flywheels）	太陽光発電（Solar Units）	風力発電（Wind Units）	DR（Demand Resource）	揚水発電（Hydro Units）
エネルギー市場	起動費（Start-up Cost）	0	起動燃料を含む燃料関連コストが0	所内電気代	記載なし（入札項目としてShutdown Costが存在する）	オフライン状態から発電可能状態に移行するための費用
	最低出力費（No-Load Cost）	なし	なし	なし	記載なし	なし
	増分燃料費（Incremental Energy Cost）*2	-	-	-	記載なし（入札項目には存在する）	-
	燃料コスト（Fuel Cost）*2	平均充電費用	0	再生可能エネルギークレジット (REC) と発電税額控除 (PTC)	記載なし	ポンプで汲み上げるために必要な電気代
	メンテナンスコスト（Maintenance Cost）*2	セルの修理/交換、インバータ、発電所の変圧器および接続設備にかかる費用	-	大規模なオーバーホールやユニットの短期的な消耗にかかる費用	記載なし	貯水池、ダム、水路の維持に関連する材料や費用
アンシラリーサービス市場	同期予備力費用（Synchronized Reserve Cost）*2	同期予備力を提供しなかった場合のペナルティの期待値	-	-	同期予備を提供しなかった場合のペナルティの期待値	発電可能状態での運転に関連する費用
	規制コスト（Regulation Cost）*2	放電等によるエネルギーの損失	-	-	記載なし	-

*1 出所：PJM Manual 15、2024年9月、Cost Development Guidelines Revision: 45、https://www.pjm.com/-/media/DotCom/documents/manuals/m15.ashx

*2 DR以外は、全てのユニット・タイプに関連する基本的なコスト情報が含まれており、「−」は基本的なコスト情報が適用されることを表している。

蓄電池のコスト計算においては起動費と最低出力費はゼロとなり、リチウムイオンの交換やセルの修理などにコストがかかる

蓄電池（Batteries and Flywheels）の費用構成（PJM） *1

No	費用構成	項目の概要
①	起動費（Start-up Cost）	Start-up Cost燃料はゼロになる。
②	最低出力費（No-Load Cost）	No-Loadコストはゼロになる。
③	燃料の総コスト（Total Fuel Cost）	Fuel Cost ($/MWh) = (average charge cost ($/MWh) × efficiency factor)
④	メンテナンスコスト（Maintenance Costs）	通常の労働時間などの容量オファーに含めることができるコストは含めない。メンテナンスコストには、セルの修理/交換、インバーターのメンテナンス、および発電所所有のGSU（発電所ステップアップ変圧器）/インターコネクショントランスミッションのメンテナンスが含まれる場合がある。また、リチウムイオンの交換費用などが含まれる。
⑤	同期予備力コスト（Synchronized Reserve Cost）	同期予備力を提供するためのコストは、同期予備力を提供できなかった場合のペナルティの期待値で上限を設定する 「Expected Value of Penalty ($/MWh) = Average Penalty × Average Rate of Nonperformance × Probability an event will occur」
⑥	調整コスト（Regulation Cost）	蓄電池の損失（$/MW）であり、それらに含まれるものは、プラントノードでのリアルタイムバスLMP（$/MWh）と、消費された正味エネルギー（MWh）、および調整オファー（MW）である。これらは7日間のローリング時間帯の平均として計算する。この7日間のローリング時間帯は、受け入れられた規制オファーを持つユニットの直近の168時間の期間で構成される。

*1 出所：PJM Manual 15、2024年9月、Cost Development Guidelines Revision: 45、https://www.pjm.com/-/media/DotCom/documents/manuals/m15.ashx

Demand Resourceから同期予備力を提供するためのコストは、同期予備力を提供できなかった場合のペナルティの期待値で上限を設定する

Demand Resourceから同期予備力を提供するためのコストの算定式（PJM）*1

同期予備力を提供するためのコスト（$/MWh） ≤ Expected Value of Penalty（$/MWh）
= ①Average Penalty × ②Average Rate of Nonperformance × ③Probability an event will occur

No	費用構成	費用構成の算定式
①	ペナルティの期待値の平均（ Average Penalty ）	総ペナルティ / 総不足量 (MWh)
②	平均不履行率（Average Rate of Nonperformance）	1 － 平均同期予備力応答率
③	予備力が必要となる状況が発生する確率（Probability an event will occur）	同期予備力が発生した総時間（10分以上）/期間内の総時間

*1 出所：PJM Manual 15、2024年9月、Cost Development Guidelines Revision: 45、https://www.pjm.com/-/media/DotCom/documents/manuals/m15.ashx

Start-up Costは、起動に係る追加のメンテナンス費用や電力費用が含まれるが、通常の設備利用における燃料使用などの要件は除いたものとなる

（参考）（1）起動費（Start-up Cost）の詳細（PJM）*1

①Start Fuel × ②Total Fuel Related Cost × ③Performance Factor
＋ ④Station Service × ⑤Station Service Rate＋ ⑥Start Maintenance Adder

No	費用構成	項目の概要
①	起動燃料（Start Fuel）	最初の起動から最初のブレーカーが閉じるまでの燃料消費量および最後のブレーカーが開くまでの燃料消費量および最初の起動からPJMのディスパッチに従うことができるレベルまでの燃料消費量である。
②	燃料関連の総コスト（Total Fuel Related Cost）	• 燃料費、排出枠費用,メンテナンス費用、運用費用の合計となる。 • Total Fuel Related Costs =Fuel Costs + SO2 Allowance Cost + CO2 Allowance Cost + NOx Allowance Cost + Maintenance Adder + Operating Cost Adder。（Allowance Cost:排出枠費用）
③	Performance Factor	実際の燃料消費量を理論的な燃料消費量または他の現在のテストされた熱入力に対する比率で計算される（Total Actual Fuel Consumed/Total Theoretical Fuel Consumed ）。実際の燃料消費量はユニットの経年や改造、燃料特性の変化、季節的な環境条件などの要因により、標準的な燃料消費量から変動する。
④	所内消費電力（Station Service）	最初の起動から最初のブレーカーが閉じるまでの燃料消費量および最後のブレーカーが開くまでの電力消費量および最初の起動からPJMのディスパッチに従うことができるレベルまでの電力消費量である。
⑤	所内消費電力レート（Station Service Rate）	12ヶ月のローリング平均オフピークエネルギー価格に基づく$/MWh値。四半期ごとにオフィス・オブ・インターコネクションにより更新される。
⑥	起動メンテナンス（Start Maintenance Adder）	• PJMが算定した、オフピーク電気料金の12ヶ月移動平均値を使用する。 • $/startで計算される。

*1 出所：PJM Manual 15、2024年9月、Cost Development Guidelines Revision: 45、https://www.pjm.com/-/media/DotCom/documents/manuals/m15.ashx

No-load Costはパフォーマンスファクターで調整された熱量に基づく燃料コストで構成され、メンテナンスコスト、運転コストも含まれる

（参考） （2）最低出力費（No-load Cost）の詳細（PJM）*1

①NoLoadFuel × ②Performance Factor × ③Total Fuel Related Cost
＋④Maintennce Adder（$/hour） ＋ ⑤Operating Cost Adder（$/hour）

No	費用構成	項目の概要
①	最低出力燃料（No-Load Fuel）	理論上0MWで運転するために必要な熱量は、発電量−熱量曲線を回帰分析し切片を求める、または特定の運転試験結果に基づく値を用いる。
②	Performance Factor	実際の燃料消費量を理論的な燃料消費量または他の現在のテストされた熱入力に対する比率で計される（Total Actual Fuel Consumed/Total Theoretical Fuel Consumed ）。実際の燃料消費量はユニットの経年や改造、燃料特性の変化、季節的な環境条件などの要因により、標準的な燃料消費量から変動する。
③	燃料関連の総コスト（Total Fuel Related Cost）	• 燃料費、排出枠費用,メンテナンス費用、運用費用の合計となる。 • Total Fuel Related Costs =Fuel Costs + SO2 Allowance Cost + CO2 Allowance Cost + NOx Allowance Cost + Maintenance Adder + Operating Cost Adder。（Allowance Cost:排出枠費用）
④	メンテナンスコスト（Maintenance Adder）	理論上0MWで運転することで発生するメンテナンス費用である。
⑤	運転コスト（Operating Cost Adder）	一年間から五年間の固定平均値または移動平均値、または毎月レビュー (および変更された場合は更新) される12ヶ月から60ヶ月間の移動平均値に基づいて計算される。

*1 出所：PJM Manual 15、2024年9月、Cost Development Guidelines Revision: 45、https://www.pjm.com/-/media/DotCom/documents/manuals/m15.ashx

Incremental Costに含まれる各費用は、基本的に実績ベースで算定することになっており、法規制等で発電に制限がかかった場合の逸失利益も加算される

（参考） （3）増分燃料費（Incremental Energy Cost）の詳細（PJM）*1

Sloped Offer

Incremental Heat Rate × Total Fuel Related Cost ($/MMBtu) + Maintenance Adder ($/MWh) + Operating Cost Adder ($/MWh) + Opportunity Cost Adder ($/MWh)

Stepped Load Offer*2

[Heat Input(i) - Heat Input(i-1)] / [MWh(i) - MWh(i-1)] × Total Fuel Related Cost ($/MMBtu) + Maintenance Adder ($/MWh) + Operating Cost Adder ($/MWh) + Opportunity Cost Adder ($/MWh)

No	費用構成	項目の概要
①	増分発熱量（Incremental Heat Rate）	発電ユニットが追加の1MWの電気を発電するためにどれだけの追加の燃料（熱入力）が必要かを示す指標である。Incremental Heat Rate = B + 2*C*Unit Output (MWh)（B、およびCは、線形回帰によって計算された多項式係数である。）
②	燃料関連の総コスト（Total Fuel Related Cost）	• 燃料費、排出枠費用,メンテナンス費用、運用費用の合計となる。 • Total Fuel Related Costs =Fuel Costs + SO2 Allowance Cost + CO2 Allowance Cost + NOx Allowance Cost + Maintenance Adder + Operating Cost Adder （Allowance Cost:排出枠費用）
③	メンテナンスコスト（Maintenance Adder）	発電量増分に対応する設備のメンテナンス費用である。
④	運転コスト（Operating Cost Adder）	一年間から五年間の固定平均値または移動平均値、または毎月レビュー (および変更された場合は更新) される12ヶ月から60ヶ月間の移動平均値に基づいて計算される。
⑤	機会コスト（Opportunity Cost Adder）	法規制によって課せられた制限等により、発電設備の稼働時間数が限られていることで逸失した利益である。

*1 出所：PJM Manual 15、2024年9月、Cost Development Guidelines Revision: 45、https://www.pjm.com/-/media/DotCom/documents/manuals/m15.ashx

*2 Stepped LoadはHeat Input（熱入力）カーブおよび異なる離散出力レベルでの直接測定から導き出される。

CAISOの発電コストは移行費（Transition costs）が含まれていることがPJMと異なる要素である

入札価格設定の概要（CAISO）*1

項目		コスト構成
Price-based Offer	（1）起動費（Start-up Cost）	ユニットを停止状態からオンライン状態にしてエネルギーを生産できる状態にするのにかかるコスト*2である。
	（2）移行費（Transition costs）	• 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。 •「移行先」構成と「移行元」構成の差として計算される。
	（3）最低出力費（Minimum load costs）	ユニットを最小動作レベルで動作させること。このレベルでは、ユニットの動作に支障をきたすことなく、ユニットがそれ以下に低下することはなく、稼働時間コストや最小オペレーションレベル（Pmin）までのエネルギー発電コストも含まれる。
Cost-based Offer	（4）増分燃料費（Incremental energy costs）	• 最小オペレーションレベル（Pmin） を超えるエネルギーの発電に必要なコストである。 • 発電事業者は入札時に、Market-basedのコストを提出する。

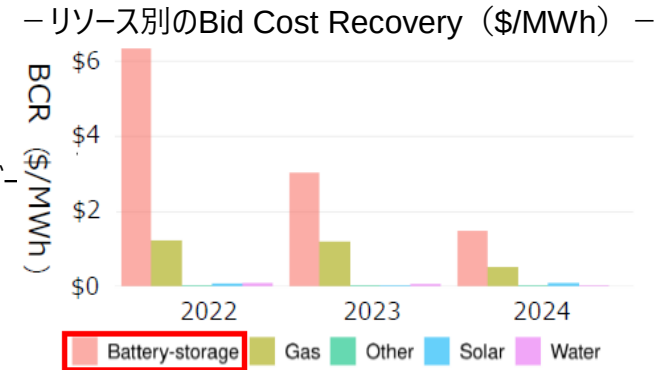
*1 出所：CAISO、2017年8月、Commitment Cost and Default Energy Bid Enhancements、https://www.caiso.com/Documents/RevisedStrawProposal_CommitmentCosts_DefaultEnergyBidEnhancements.pdf

*2 ユニットがシャットダウンされている時間の長さによって異なり、一般的に「ホット」スタート、「中間」スタート、または「コールド」スタートと呼ばれる。ユニットをオフからオンにするために最も多くの燃料または補助電力が必要になる可能性が高いため、「コールド」スタートは 3 つの中で最も高価になる。

CAISOでは蓄電池のコスト特性を反映しない現行のBCRルールが過剰な支払いを招いているため、ルールを改定し蓄電池の実際のコストを反映する価格規律の導入を目指している

蓄電池の入札価格規律（CAISO）*1,*2

	概要
現状	• CAISOでは蓄電池にかかるStart-Up Cost等を事業者が提出しないため、コスト情報や任意の時点におけるSOC （State of Charge）保持に係る費用を把握できない。また、他の電源が直面するような運転上の制約やルールがない（一度稼働したものを一定時間動かし続ける必要や出力を急に変えられないことがない）。
課題	• 前日市場での取引に基づいて蓄電池の充電や放電が計画されるが、急激な需要変動や市場価格の変動により、リアルタイム市場で必要なSOCを維持できない状況が発生した場合、リアルタイム市場では、市場全体で最適化を目指すため、充電や放電が市場価格や需要に基づく経済的な最適化とは異なる形で指示された結果、「買い戻し」または「売り戻し」のために、メリットオーダー充電または放電を強制されることがある。 • この結果、本来であれば連続的に発電指示が可能な蓄電池は他の発電設備と比較してBCR支払いが低くなると考えられているが、実際の経済的損失を超える過剰なBid Cost Recovery（BCR）支払いが発生している。
解決に向けた動き	• CAISOは蓄電池の特性を考慮するためにBCRルールを改定し、充電状態を維持するための非経済的指示に対するBCR支払いを制限した。これにより、蓄電池が実際のコストを反映しない形で過剰なBCR支払いを受けることを防ぎ、市場の効率を向上させることが期待されている。



*1 出所：CAISO、Tariff Amendment to Prevent Unwarranted Bid Cost Recovery Payments to Storage Resources, and Request for Effective Date on Shortened Notice、2024年11月、https://www.caiso.com/documents/nov-26-2024-tariff-amendment-bid-cost-recovery-to-storage-resources-er25-576.pdf

*2 出所：CAISO、2023 Special Report on Battery Storage、2024年7月、https://www.caiso.com/documents/2023-special-report-on-battery-storage-jul-16-2024.pdf

FERCのOrder745はDRの価格設定を規定し、電力市場での競争力を確保するために設定され、Order831は蓄電池やDRの入札価格上限を設定し市場参加を促進した

（参考）入札価格の価格規律および補償に関わる要求内容*1

項目	Order 745	Order 831
発令時期	2011年	2016年
対象リソース	DR	蓄電池、DRを含む全てのリソース
目的	電力市場へ参加するDRの参加障壁を取り除き、競争力を確保する。	エネルギー市場における価格形成を改善し、リソース側が負担するコスト（変動する燃料コスト等）を適切に補償し、リソースの種類に関係なく最も経済的なリソースが市場参加できるようにする。
要求内容	各ISO/RTOに対し、Net Benefit Testを実施し、他電源と同様に需給バランスを取る能力があり、かつそのDRリソースに費用対効果があると判断される場合（電力消費の削減によるLMPの低下等、市場全体のコスト削減効果があると判断され、市場全体のコスト削減額がDRリソースへの支払い額を上回る場合に、その差額分）には、DRの需要削減に対しLMPで補償するように要求した。	• 各ISO/RTOに対し、以下のいずれか高い方を入札価格の上限に設定し、上限を超えるincremental energy offersがある場合のコストを確認するプロセスを設定する（超過の場合も承認されれば、上限を超過するコストオファーも認める）ように要求した。 ➢ $1,000/MWh（soft offer cap） ➢ 検証済みのコストベースのincremental energy offer（上限$2,000/MWh）

*1 出所：FERC、Order No.745、2011年3月15日、https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-04/OrderNo.745.pdf
FERC、Order No.831、2016年11月17日、https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-05/OrderNo.831.pdf

Start-up Costには、Start-upに係る燃料費の他、Scheduling Coordinatorに支払われる費用やCO2排出に伴う費用も含まれている

（参考）（1）起動費（Start-up Cost）の詳細（CAISO）*1

①Fuel Cost + ②ElectricityCost + ③SC Cost
+ ④GHG Compliance Obligation + ⑤variable start-up O&M Adder

No	計算項	費用構成	項目の概要
①	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。
②	Start-upにかかる電力費用(ElectricityCost)	エネルギー消費量×電力単価	電力単価は小売価格を指す。
③	SCに対する費用	Pmin× Start-up Period×GMC Adder/2	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。GMC AdderはSCに対する市場サービス料金から構成される。
④	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。
⑤	SCに係る変更費用（variable start-up O&M Adder）	VOM-SU（variable start-up O&M） Adder	VOM-SU Adderは、Start-upにかかる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で構成されている。

*1 出所：CAISO、2017年8月、Commitment Cost and Default Energy Bid Enhancements、https://www.caiso.com/Documents/RevisedStrawProposal_CommitmentCosts_DefaultEnergyBidEnhancements.pdf

Transition Costは、使用する発電設備の移行先の構成と移行元構成の差として計算される

（参考） （2）移行費（Transition costs）の詳細（CAISO）*1, *2

$$\mathrm{TC}_{\mathrm{from}\rightarrow\mathrm{To}} = [1.25 * (①\mathrm{SUC}_{\mathrm{To}} - ②\mathrm{SUC}_{\mathrm{from}})] + ③\mathrm{SU_OC}_{\mathrm{To}}$$

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。

No	費用構成	項目の概要
①	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」の起動費である。
②	SUC_{from} （Proxy start-up Cost of from-configuration）	CAISOが算出した「移行元」の起動費である。
③	SU_OC_{To} （Start-up opportunity Cost of to-configuration）	電源起動に係る機会費用となる。

*1 出所：California ISO、Business Practice Manual for Market Instruments P348、2024年7月、https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Market%20Instruments/BPM_for_Market%20Instruments_V86_Redline.pdf

*2 出所： California ISO、Multi-Stage Generating Resource Reference Document、2013年1月、https://www.caiso.com/documents/multi-stagegeneratingresourcereferencedocument.pdf

Minimum Load Costには、最低出力に係る燃料費の他、Scheduling Coordinatorに支払われる費用やCO2排出に伴う費用も含まれている

（参考）　（3）最低出力費（Minimum load costs）の詳細（CAISO）*1

①Fuel Cost + ②variable Energy O&M Adder
+ ③Grid Management Charge Adder + ④GHG Compliance Obligation

No	計算項	費用構成	項目の概要
①	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）	Minimum Load Heat Rateは最小稼働レベル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。
②	SCに係る変更費用（variable Energy O&M Adder）	VOM-EN×最小稼働レベル	最低出力に際して、Market Services Chargeおよび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である。
③	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（発電市場コスト）は、最低出力にかかる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で構成されている。
④	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)	燃料消費量は最低出力にかかる燃料消費量を示す。

*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

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

（参考）　（4）増分燃料費（Incremental energy costs）の詳細（CAISO）*1, *2

①Incremental Fuel Cost
＋②Volumetric Grid Management Charge Adder ＋ ③Greenhouse Gas Cost Adder

No	計算項	費用構成	項目の概要
①	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されている。
②	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	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で構成されている。
③	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である。

*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

2.2. 規制対象の判定システム

PJMでは全市場参加者にプライスベース・コストベースの入札情報を求め、市場支配力を有すると判定された事業者の入札情報をリアルタイムでコストベース入札情報に置き換えるシステムを構築している

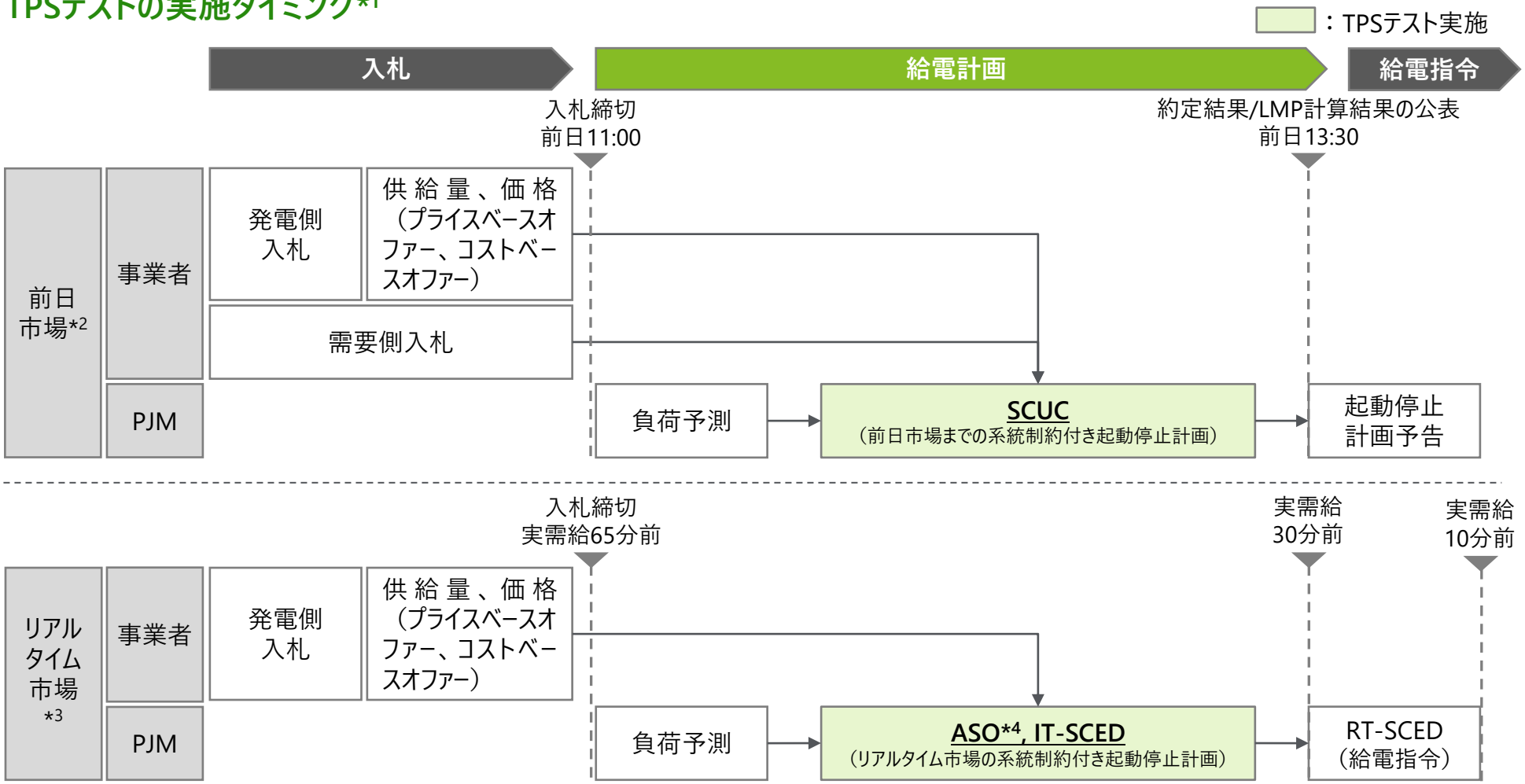
調査結果のまとめ（規制対象の判定システム）

現行制度および議論状況	• 需給調整市場ガイドラインにより、調整力ΔkW市場、調整力kWh市場における価格規律を定めている。 • 事前の分析で大きな市場支配力を有する蓋然性が高いとされた事業者に対しては、上記ガイドラインに基づいた入札を行うことを要請している。 • それ以外の事業者については、ガイドラインに基づいた入札が望ましいとされている。
調査の目的	• PJMでは規制対象の判定をリアルタイムに行い、大きな市場支配力を有する事業者に対する措置の適用をシステム化している。 • 本調査では日本における規制対象の判定のシステム化可否を検討するために、PJMのシステムの詳細調査を行った。

論点	調査結果（PJMシステム）	日本における現状	日本での規制措置のシステム化に必要な取り組み（案）
入札情報の取得	■ 事業者はエネルギー市場、アンシラリーサービス市場への入札情報をPJMに提出する。 ■ 事業者はプライスベース入札価格とは別に、コストベースの入札価格を提出する。	■ エネルギー市場への入札はJEPXに、アンシラリー関連の入札はEPRXに対して実施されている。 ■ 入札情報はプライスベースの入札情報となっているが、事前規制の対象事業者はコストベースの入札を行うことが求められている。	✓ エネルギー市場とアンシラリー市場の入札情報を集約する。（同時市場の実装を進める） ✓ プライスベース入札価格、コストベース入札価格の提出を全ての事業者に求める。
規制対象事業者の選定	■ 対象時間帯における入札情報と需要をもとに、規制対象事業者をリアルタイムに判定する。	■ エネルギー市場への入札情報はJEPXが、アンシラリー関連の入札情報はEPRXが保有しており、1年に一回情報を集約し事業者を選定している。 ■ エリア需要情報はOCCTO、または一般送配電事業者が保有している。	✓ エネルギー市場入札情報、アンシラリー市場入札情報、エリア需要情報を集約し、対象事業者の選定をリアルタイムに行えるようなシステムを構築する。
事業者に対する規制方法	■ 入札価格をコストベース価格に自動的に置き換える。	■ 需給調整市場ガイドラインに基づく入札を要請しており、システム的な対応はとられていない。	✓ 対象事業者の選定結果を踏まえ、自動的に入札価格を置き換えるシステムを構築する。

前日市場、リアルタイム市場ともに、給電計画のプロセスにおいてTPSテストが実施される

TPSテストの実施タイミング*1

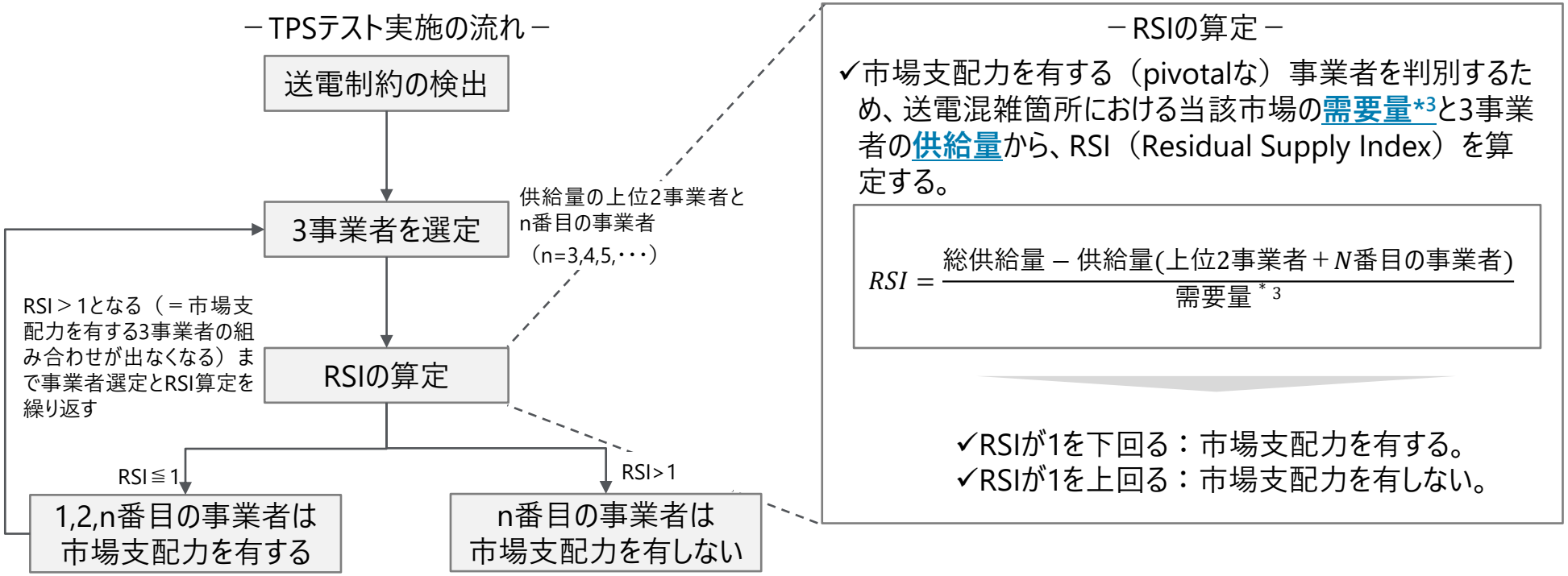


*1 出所：PJM、Manual 11、2024年12月、https://www.pjm.com/-/media/DotCom/documents/manuals/m11.pdf基にトーマツ作成
*2 エネルギー市場
*3 エネルギー市場、アンシラリーサービス市場（Regulation市場）
*4 Ancillary Services Optimizer、給電指令の実施に向けたエネルギーおよびアンシラリーサービスの同時最適化機能

給電計画プロセスにおいて送電制約が検出された場合にTPSテストが自動で発動し、テスト対象事業者の選定と市場支配力を有する事業者の判別が行われる

TPSテストのロジック*1,*2（1/2）

■ TPSテストは、送電混雑の解消に必要となる発電設備を所有する3事業者が共謀する場合を想定し、3事業者の供給量（混雑発生箇所に流すことのできる容量）が送電混雑の解消に不可欠となった場合に市場支配力行使を行い得るか否かを判定する仕組みである。



*1 出所：Monitoring Analytics、Overview of Three Pivotal Supplier Test、2015年12月、（p.4）、https://www.monitoringanalytics.com/company/docs/IMM_MMUAC_Overview_of_Three_Pivotal_Supplier-Test_20151204.pdf

*2 出所：PJM、Manual 11、2024年12月、https://www.pjm.com/-/media/DotCom/documents/manuals/m11.pdf

*3 Regulation市場では募集量

市場支配力を有する事業者および需給ひっ迫時には全ての事業者に対し、入札時に提出したプライスベースとコストベースの入札価格のうち、安価な入札価格が適用される

TPSテストのロジック（2/2）

■ TPSテストの結果として市場支配力を有すると評価された場合、プライスベースの入札価格とコストベースの入札価格のうち、安価な入札価格が適用される。

TPSテストの結果

	市場支配力を有する	市場支配力を有しない
需給ひっ迫時*1	• コストベースオファー • プライスベースオファー（運転パラメータ制約なし） • プライスベースオファー（運転パラメータ制約あり）	• コストベースオファー • プライスベースオファー（運転パラメータ制約なし）
平常時	• コストベースオファー • プライスベースオファー（運転パラメータ制約なし）	• プライスベースオファー（運転パラメータ制約なし）

上記オファーの中で最も安価な入札価格が適用される

*1 ①PJMが緊急最大発電を発令したとき、②PJMが最大発電緊急アラート、猛暑アラート、厳寒アラートを発令したとき、③稼働日全体もしくは一部時間帯で②のアラートを予期して発電スケジュールを組む場合

PJMではオファー区分に関わらずコストベースオファーの提出が必要である。またオファー区分に応じて、運転パラメータの登録規律がある

【参考】発電オファー区分[*1]

オファー区分	提出するオファー	運転パラメーターの登録規律
コストベースオファー	■ コストベースオファー（最低1つ）	■ PJMと事前合意された運転パラメータ[*2]の登録が必要
プライスベースオファー（運転パラメーター制約あり）	■ コストベースオファー（最低1つ） ■ プライスベースオファー	■ PJMと事前合意された運転パラメータ[*2]の登録が必要
プライスベースオファー（運転パラメーター制約なし）	■ コストベースオファー（最低1つ） ■ プライスベースオファー	■ 運転パラメータの登録が不要

*1 出所：PJM、Manual 11、2024年12月、https://www.pjm.com/-/media/DotCom/documents/manuals/m11.pdf基にトーマツ作成
*2 最小停止時間、最小運転時間、最大日次起動回数、最大週次起動回数、最大運転時間、起動時間、通知後起動時間、ターンダウン比率

2.3. pay as clear 方式の課題

日本でpay as clear方式を導入する際に想定される課題への対策案として、市場価格高騰を制限するために上限価格を設けることや、起動費、最低出力費用の回収漏れ等を防ぐため市場外での回収スキームを設けることが考えられる

調査結果のまとめ（pay as clear方式の課題）

日本における現状認識

現行制度および議論状況	• 現在の需給調整市場は調整力ΔkW市場、調整力kWh市場共にマルチプライス（Pay as Bid）方式が採用されている。 • 「同時市場の在り方等に関する検討会」では、適切な対価の支払い、入札行動の変化等を総合的に勘案し、シングルプライス（Pay as Clear）方式への移行の必要性が提起されている。
pay as clear方式の導入における課題	• **入札量の不足時に**は、限界費用の高い電源により約定価格が引き上げられ、**限界費用の安い電源が過剰に利益を得る可能性**がある。**（論点①）** • 約定価格の算定スキームによっては各事業者に**起動費、最低出力費用が適正に支払われない可能性**がある。**（論点②）** ➢ 起動費、最低出力費用を約定価格に反映する場合、卸電力市場（kWh市場）との二重計上が生じる可能性がある。 ➢ 起動費、最低出力費用を約定価格に反映しない場合、費用の回収漏れが生じる可能性がある。

調査結果

論点	海外における制度設計	日本でpay as clear方式を導入する際の課題への対策（案）
①入札量不足時の価格高騰の抑制	■ 調整力の調達不足が生じた際は、市場価格が高騰する制度設計となっているが、上限価格は設定されている。【オーストラリア、PJM、CAISO】	✓ pay as clear方式を採用する場合、調達不足解消のため事業者へのインセンティブを設けつつ、**約定価格の高騰を制限するため、上限価格等の一定の基準を設ける方針**が考えられる。
②起動費、最低出力費用の適正な支払い	■ 市場収入で回収されなかった費用を市場外で補填する仕組みが導入されている。【PJM、CAISO】 ■ エネルギー、アンシラリーサービス市場の双方における費用、収入を考慮したうえで補填額が算定される。【PJM、CAISO】 ■ 系統運用者（ISO）の指示に基づく場合に限定し、起動費・最低出力費用の補填が行われるようなスキームとなっている。【PJM、CAISO】	✓ pay as clear方式を採用する場合、**起動費、最低出力費用を市場外での補填の形にする**ことで、約定価格の高騰を避けられると考えられる。 ✓ 起動費、最低出力費用を**kWh、ΔkWの両市場とも一括して市場外で補填する**ことで、費用の取り漏れや二重計上を避けられると考えられる。

オーストラリアNEMにおける調整力は主にFCAS、NSCAS、SRASの3つに分かれており、そのうち、周波数制御を目的としたFCASのみが市場内で調達される

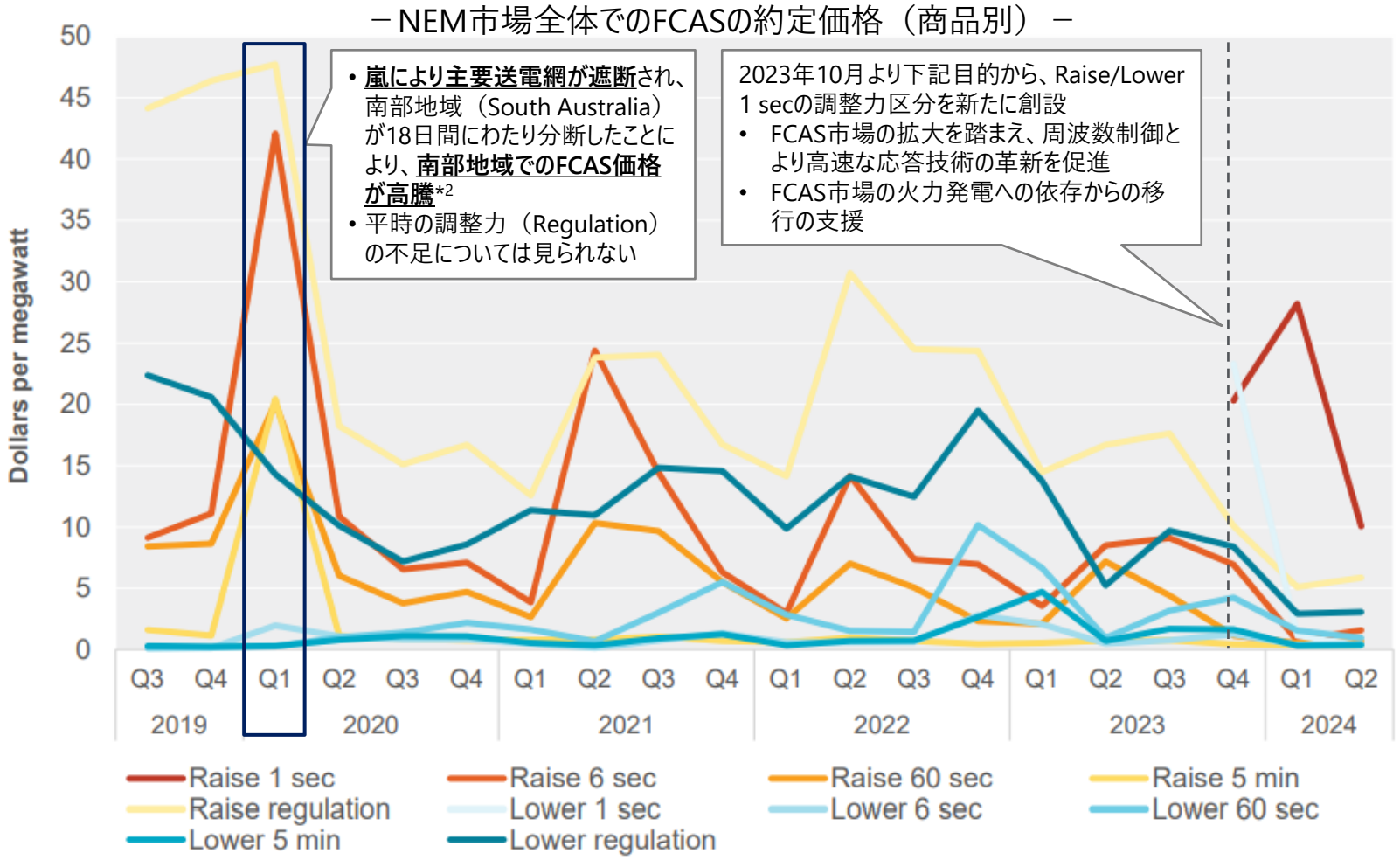
調整力の区分（オーストラリア NEM）

調整力の区分			概要
Market Ancillary service（市場内で調達される調整力）	FCAS（Frequency Control Ancillary Services）	Regulation	通常の運用帯域内で周波数を維持するために用いられる調整力
		Contingency	• 緊急時に周波数の大幅な低下/上昇を阻止するため（または、大幅な低下/上昇後に周波数を回復、安定させるため）に用いられる調整力 • 応答速度に応じて以下の4区分が存在 ➢ Very fast raise/lower（1秒） ➢ Fast raise/lower（6秒） ➢ Slow raise/lower（60秒） ➢ Delayed raise/lower（5分）
Non-Market Ancillary service（市場外で調達される調整力）	NSCAS	Reactive Power	電圧制御を目的とした無効電力の供給/吸収に用いられる調整力
		Loadshed	電圧制御を目的とした負荷削減に用いられる調整力
	SRAS	System restart	停電後の系統の復旧時に用いられる調整力

*1 出所：AEMO、Guide to Ancillary Services in the National Electricity Market、2023年10月、p.7,12-13、https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/data/ancillary_services/2023/settlements-guide-to-ancillary-services-payment-and-recovery.pdf?la=en

FCASの約定価格は、嵐により2020年第1四半期で高騰がみられるが、直近では低下傾向にある

FCASの約定価格（オーストラリア NEM）*1



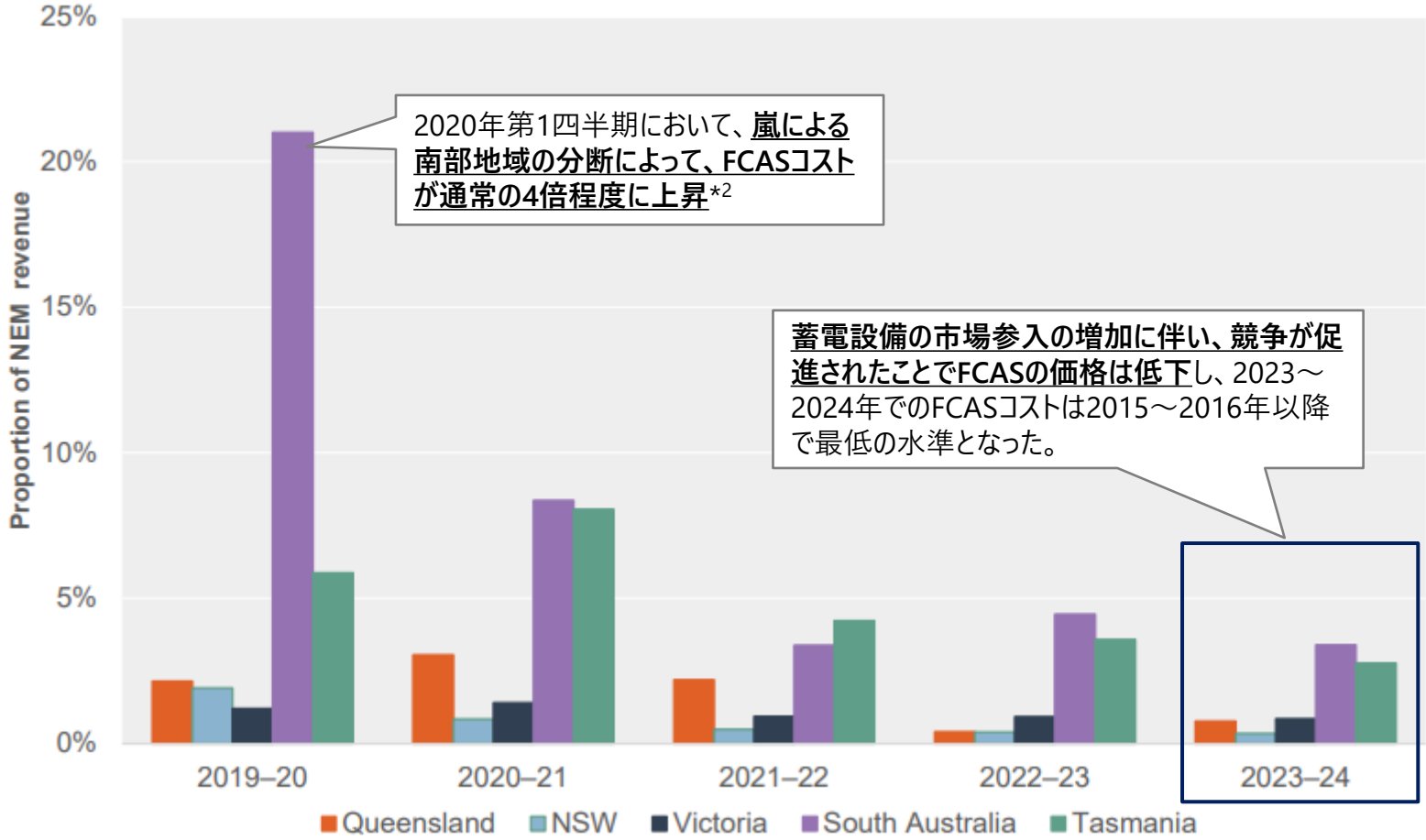
*1 出所：AER、Wholesale electricity market performance report 2024、2024年12月、p.35-36、https://www.aer.gov.au/system/files/2024-12/Wholesale%20electricity%20market%20performance%20report%20-%20December%202024.pdf

*2 出所：Overwatch Energy、3 Years in the NEM、2022年12月、https://www.linkedin.com/pulse/3-years-nem-overwatch-energy

蓄電設備の市場参入の増加に伴いFCASの価格は低下しており、2023～2024年でのFCASコストは2015～2016年以来で最低の水準となっている

市場全体の収益に対するFCASコストの割合（オーストラリア NEM）*1

－市場全体の収益に対するFCASコストの割合（地域別）－



*1 出所：AER、Wholesale electricity market performance report 2024、2024年12月、p.34-35、https://www.aer.gov.au/system/files/2024-12/Wholesale%20electricity%20market%20performance%20report%20-%20December%202024.pdf

*2 出所：Overwatch Energy、3 Years in the NEM、2022年12月、https://www.linkedin.com/pulse/3-years-nem-overwatch-energy

市場で調達されるFCASは、地域別の約定価格と供給量に基づき精算される
市場外で調達されるNSCAS、SRASは、AEMOと契約者との間での契約内容に基づき算定が行われる

各調整力の精算方法（オーストラリア NEM）*1

調整力の区分		精算方法の概要	支払対象
FCAS	Contingency	• **ディスパッチ間隔ごとに、各地域の約定価格（Ancillary Service Price）と提供された調整力の量に基づき精算** • 約定価格は各調整力の種類別（RegulationおよびContingencyの4区分に対して、それぞれRaise/Lowerの計10種類別）に算定	各調整力がスケジュールされた発電設備（発電事業者）
	Regulation		
NSCAS		• AEMO*2と契約者間の契約において定められた条件に基づいて、以下の項目に関して支払われる ➢ 調整力を提供可能な期間に対する支払い ➢ 調整力が実際に提供された期間に対する支払い ➢ 実際に提供された調整力の量に対する支払い ➢ 調整力のテストの実施に関する支払い	各調整力の契約登録者
SRAS		• AEMOと契約者間の契約において定められた条件に基づいて、以下の項目に関して支払われる ➢ 調整力を提供可能な事業者に対する支払い ➢ AEMOの指示に応じてサービスが正常に提供された際の支払い ➢ 調整力のテストの実施に関する支払い	

*1 出所：AEMO、Settlements guide to ancillary services payment and recovery、2023年10月、p.6、https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/data/ancillary_services/2023/settlements-guide-to-ancillary-services-payment-and-recovery.pdf?la=en

*2 AEMO（Australian Energy Market Operator）：オーストラリアにおける電力・ガス市場の運営機関

FCASの精算価格は約定量と、各地域における限界価格の積として算定されており、算定緒言において起動費、最低出力費用は明示されていない

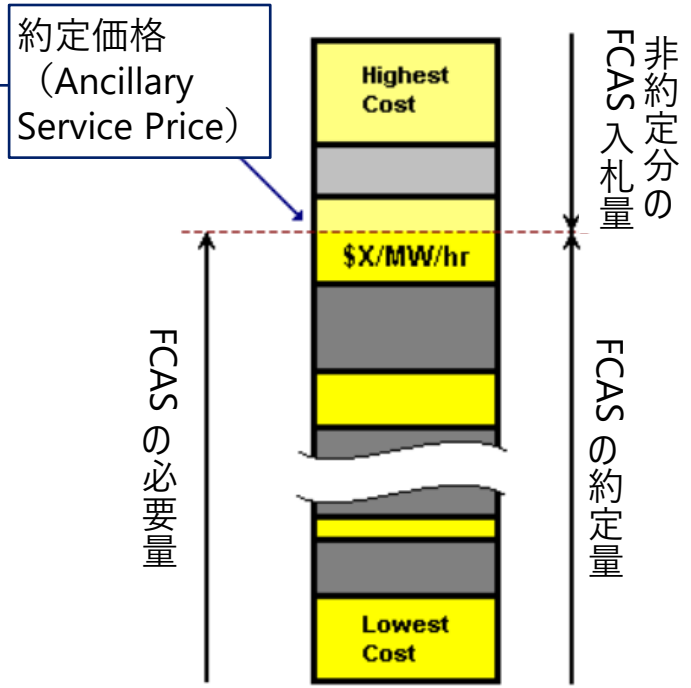
精算価格の算定方法 - FCAS（オーストラリア NEM）

－精算価格の算定式*1－

$$TA = \text{the aggregate of } \frac{EA \times ASP}{12}$$

項目	概要
TA	調整力提供者への支払額
EA	各取引期間での調整力の約定量
ASP	各取引期間での、各地域における調整力の約定価格

－約定価格の決定方法*2－



FCASの入札情報のうち、入札価格についてはコストベースでの算定（価格規律）等の規定は見られない

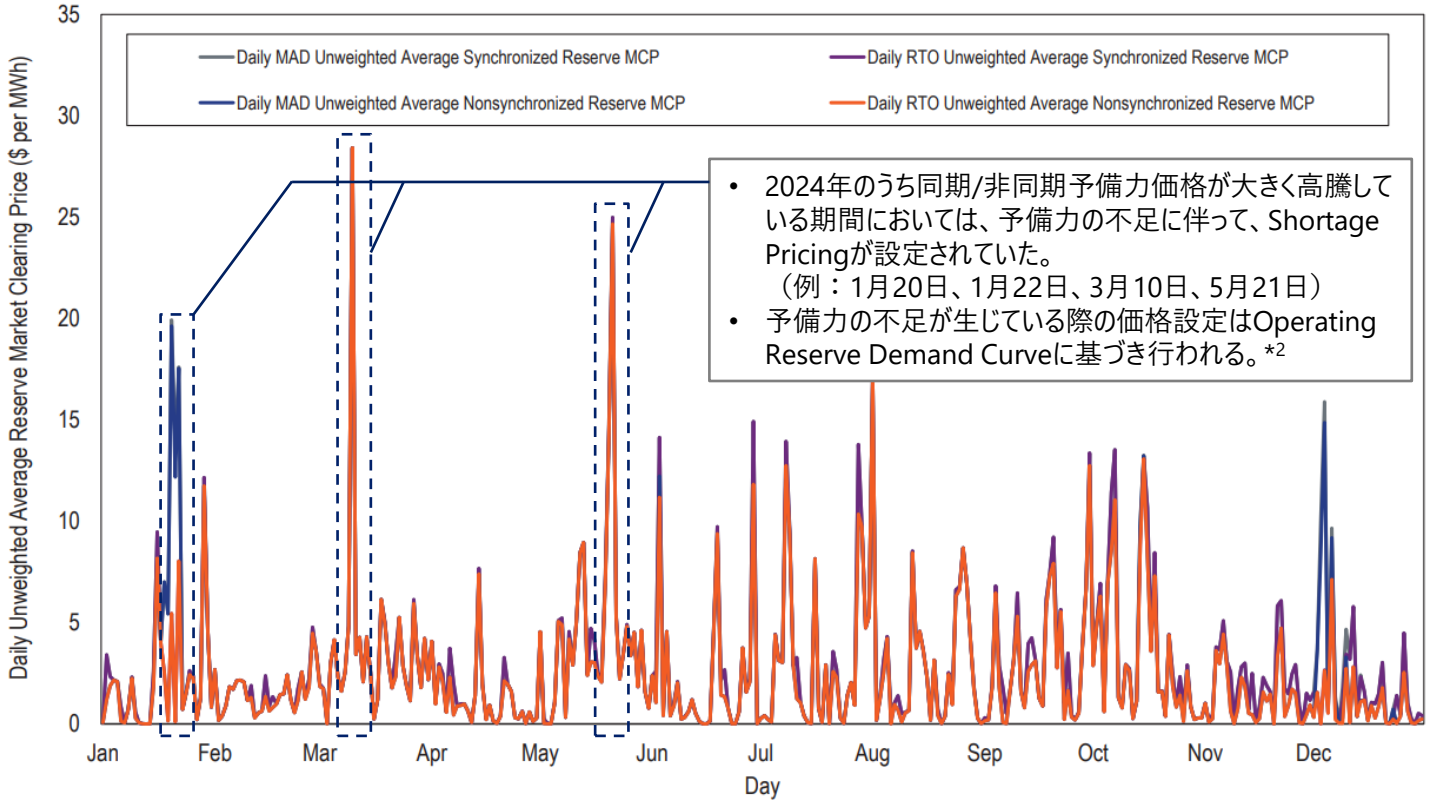
*1 出所：AEMO、Settlements guide to ancillary services payment and recovery、2024年5月、p.7-8、https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/data/ancillary_services/2023/settlements-guide-to-ancillary-services-payment-and-recovery.pdf?la=en

*2 出所：AEMO、Guide to Ancillary Services in the National Electricity Market、2023年10月、p.8、https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/security_and_reliability/ancillary_services/guide-to-ancillary-services-in-the-national-electricity-market.pdf

PJMにおいて、予備力の不足に基づきShortage Pricingが設定された期間では、大きく価格高騰が生じている

予備力価格の推移（PJM）

－同期/非同期予備力の価格推移（2024年、日別）*1－

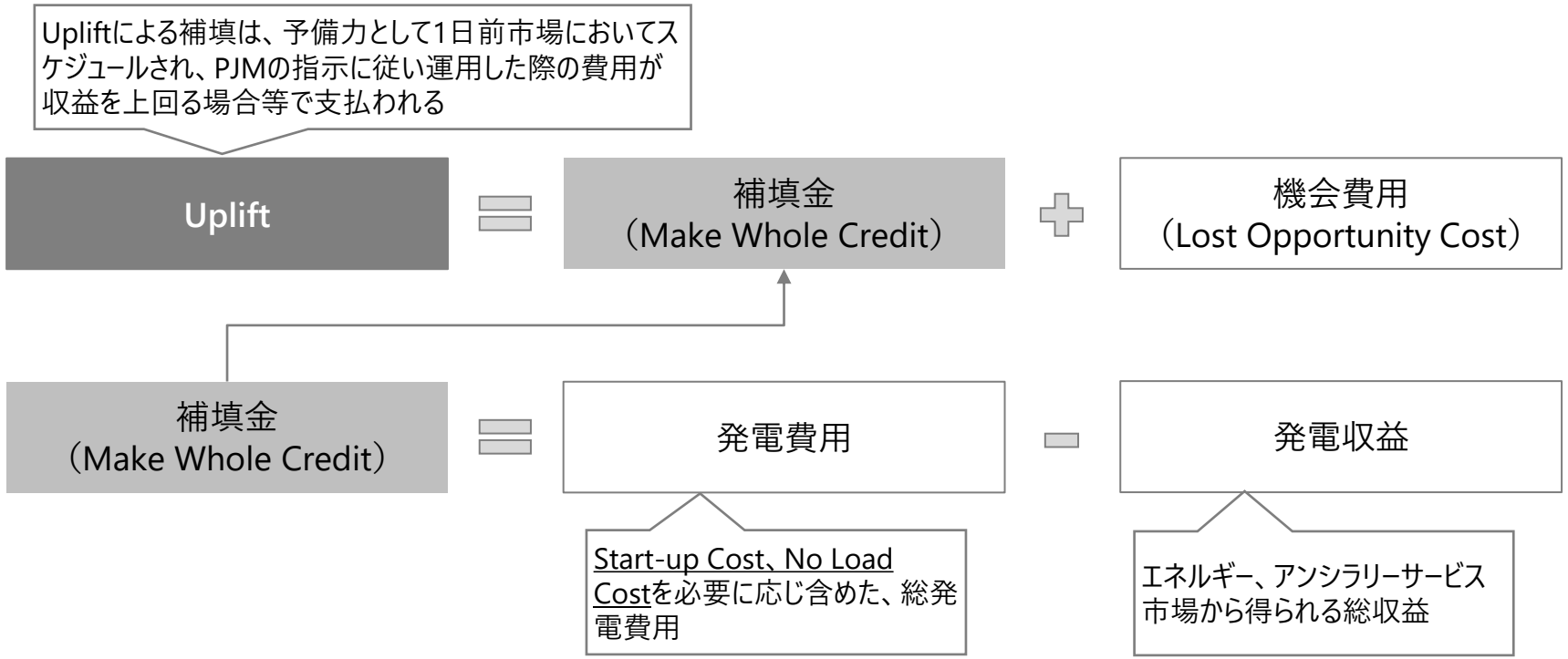


*1 出所：Monitoring Analytics、PJM State of the Market – 2024 Section 10 – Ancillary Service Markets、2025年3月、p.542-543、https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2024/2024-som-pjm-sec10.pdf

*2 出所：PJM、Shortage Pricing、p.2、https://www.pjm.com/-/media/DotCom/about-pjm/newsroom/fact-sheets/shortage-pricing-fact-sheet.pdf

PJMでは、Start-up Cost（起動費）、No Load Cost（最低出力費用）を含めた総発電費用と、エネルギー、アンシラリーサービス市場から得られる総収益との差額がUpliftとして補填される

Uplift による市場外での補填スキーム（PJM）*1,2



*1 出所：PJM、LMP Calculation and Uplift、2018年1月、https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/epfstf/20180129/20180129-item-07b-lmp-calculation-and-uplift.ashx

*2 出所： PJM、Operating Reserve Make Whole Credit Education、2022年4月、https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/2022/20220413/item-11a---operating-reserve-make-whole-credits-education.ashx

PJMでは、Self-scheduleの有無と、Dispatch Statusの分類によりUpliftの支払い内容が異なっており、Self-scheduleの場合ではいずれも起動費等の補填対象とならない

Uplift の支払い内容の分類（PJM）*1

Dispatch Statusの分類	Self-schedule (発電事業者がコミットしたユニット)	Pool-schedule (PJMによってコミットされたユニット)
Block Loaded （最低出力と最大出力が同じとなる、非調整電源の出力値）	✕ Upliftの支払い対象外	○ Upliftの支払い対象
Economic Minimum （調整電源における最小出力までの出力値）	✕ Upliftの支払い対象外	○ Upliftの支払い対象
Dispatchable （調整電源における最小出力～最大出力までの出力値）	△ Uplift のうち一部費用が支払い対象 ■ 機会費用（Lost Opportunity Cost）のみ支払い対象 ■ 起動費、最低出力費用の補填にあたるMake Whole Creditは支払い対象に含まれない	○ Upliftの支払い対象

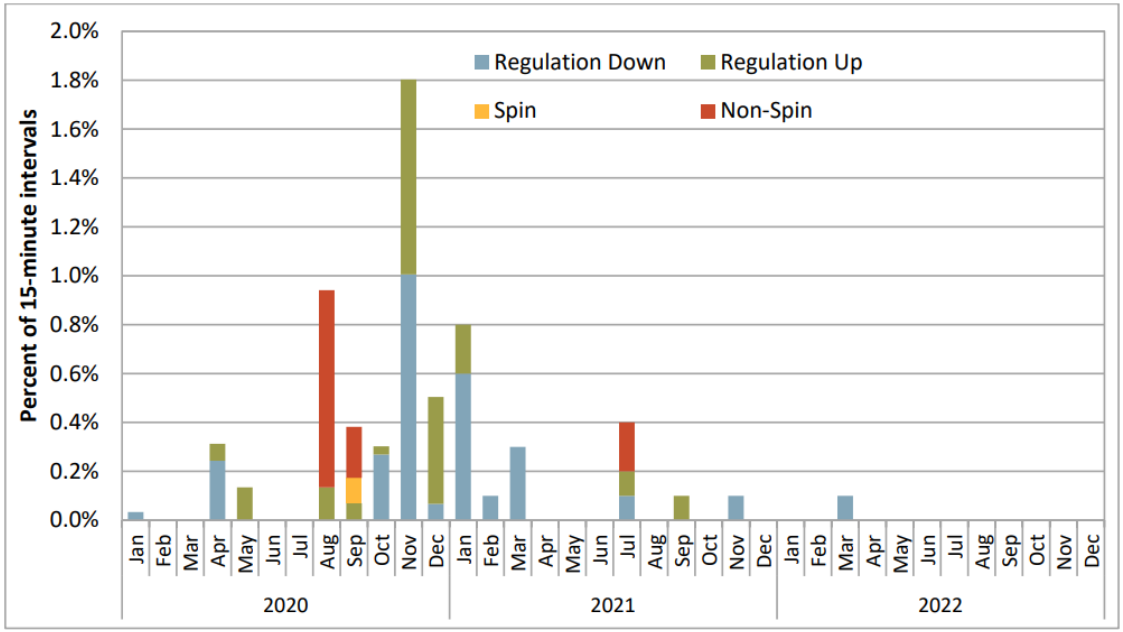
*1 出所：Monitoring Analytics、PJM State of the Market – 2024 Section 10 – Ancillary Service Markets、2025年3月、p.272、https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2024/2024-som-pjm-sec10.pdf

CAISO管内での調整力調達不足の発生は2020年から2023年にかけて減少傾向にあり、蓄電設備の市場参加の増加が要因として挙げられている

調整力調達不足の発生状況、対応策（CAISO）*1

- CAISO管内において、調整力（Reserve）の調達不足は、リアルタイム市場のうち15-minute marketにおける各決済区間において、**2020年には129件、2021年には55件、2022年には6件、2023年には2件発生しており、大きく減少傾向にある。**
  - **調整力の調達不足が減少傾向にある要因の一つとして、CAISOは蓄電設備の市場参加の増加を挙げている。**
- 調整力の調達不足が生じた際は、事前に決定された価格（Scarcity Reserve Demand Curve）に基づき、不足量に応じて限界価格が引き上げられる。（34ページ参照）

－調整力調達不足の発生状況（リアルタイム市場）－



*1 出所：CAISO、2021 Annual Report on Market Issues & Performance、2022年7月、p.177-178、http://www.caiso.com/Documents/2021-Annual-Report-on-Market-Issues-Performance.pdf

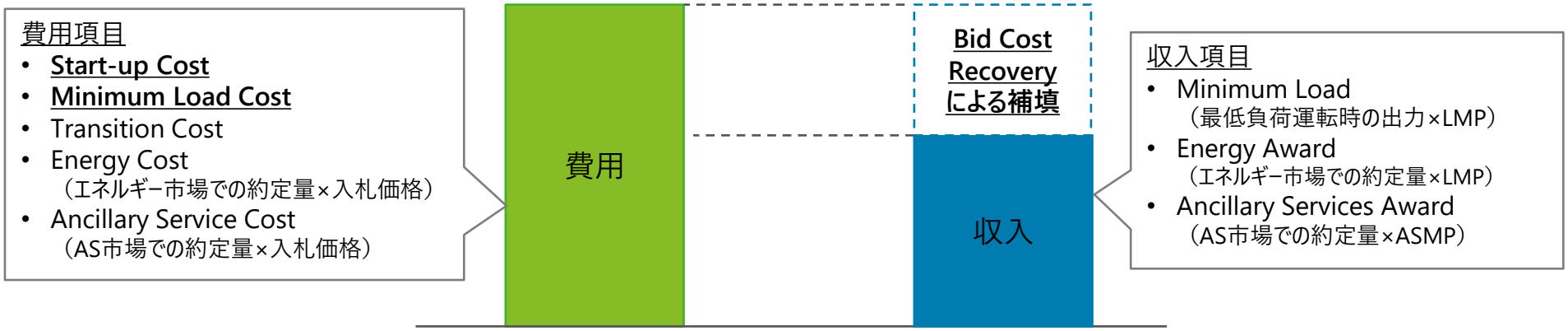
CAISOではBid Cost Recoveryにより、起動費や最低負荷運転費用を含めた発電費用と市場から得られる収入の差額（収入の不足額）が補填される

起動費、最低出力費用の補填方法（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、**起動費、最低出力費用を含めた入札価格（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

－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

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、BCRによる起動費、最低出力費用の補填は行われない

Bid Cost Recoveryの算定対象費用（CAISO）*1

■ BCRの算定においては、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の算定対象費用
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

3. レベニューキャップ制度

物価・金利変動に伴う費用変動や需要の増減に伴う収入変動によって生じる事業者の財務リスクを低減させるため、欧州諸国ではレベニューキャップの期中調整を実施している

調査結果のまとめ（レベニューキャップ制度）

調査項目		欧州諸国の調査結果	日本の状況
期中調整の仕組みの有無		■ 期中調整を毎年度実施する仕組みが**整備されている**。【英国・ドイツ・フランス・ノルウェー】 ■ 期中調整は**送配電事業のリスク低減**を目的として実施される。【英国・ドイツ】	■ 定期的な期中調整の仕組みは**整備されていない**。
期中調整方法		■ 事業者が**毎年提出するデータに基づき期中調整が実施**される。【英国・ドイツ・ノルウェー】 ■ 大幅な見通しの変更に対しては、事業者からの申請を踏まえ**規制機関が審査を行うプロセス**が整備されている。【英国】	■ 以下の場合に期中調整が可能とされているが、**プロセス等は明示されていない**。 ➢ 制御不能費用の実績値が想定値の105％を超えた場合 ➢ エネルギー政策・情勢の著しい変化等が生じた場合　等
収入変動対応	許容額と回収の差額	■ レベニューの予実差が生じた場合は**2年後**のレベニューキャップ（RC）に反映され回収される。【英国・ドイツ・フランス・ノルウェー】	■ 需要変動によって生じたレベニューの予実差は積算されたうえで、**翌規制期間**のRCに反映され回収される。
コスト変動対応	需給調整コスト	■ 1日分ごとに事業者に**実績費用が請求**される。【英国】 ■ 見通しと実績値の差分は**2年後**のRCに反映され回収される。【ドイツ・フランス・ノルウェー】	■ 事後検証費用に含まれており、見通しと実績値の乖離が妥当と認められた場合には、積算されたうえで、**翌規制期間**のRCに反映され回収される。
	物価・金利変動	■ RCの期中調整時に**物価変動の影響を考慮**している。【英国・ドイツ・ノルウェー】 ■ 託送料金の調整時に**物価変動の影響を考慮**している。【フランス】 ■ RCの期中調整時に**金利変動の影響を考慮**している。【英国・ドイツ・フランス・ノルウェー】	■ 物価変動・金利変動によるRCの見直しは定義されていない。

規制機関は事業者が提出する報告書を審査したうえで、毎年度事業者のレベニューキャップの期中調整を実施している

RC期中調整の頻度・スケジュール

	規制期間	期中調整頻度	期中調整に使用する報告書	規制機関による審査	改定スケジュール
英国	5年	年度ごと	• Regulatory Reporting Pack（RRP） • Price Control Financial Model (PCFM)	• RRP、PCFMに記載されている内容をもとに事業者の収益上限を管理・監視している。*1 • 設備投資額の期中調整はVolume Driverと呼ばれるプロセスにおいて、単価と数量に分割したうえで変動要因が反映される*2。 • 大幅な変更が必要となった場合には、Re-openerプロセスを通じてOfgemの審査を経る必要がある。	• t-1年7月までにt-2年の実績データを提出。 • t年1月にRCが確定。 • t年4月からRCが適用。
ドイツ*3	5年	年度ごと	• StromNEV（電力系統料金条例）28条に基づく報告書	• 事業者が提出したコストはBNetzAが承認したうえでレベニューキャップに反映される。	• t-2年12月、t-1年6月に実績データを提出。 • t年1月からRCが適用。
フランス *4	4年	年度ごと	• 年間報告書	CREによる年間報告書の審査に関する内容は見当たらなかった。	• t年1月までにt-1年の実績データを提出。 • t年8月からRCが適用。
ノルウェー *5	5年以上 適宜見直しされると規定	年度ごと	• 経済性・技術報告書 • 送配電資産報告書	• NVEは、事業者が提出した報告書を審査することが規定されている。 審査には5か月程度を要するとされている。	• t-2年の会計確定後1か月以内にt-2年の実績データを提出。 • t-1年11月にRCが確定。 • t年1月からRCが適用

*1 出所：Ofgem、TRANSMISSION LICENCE STANDARD CONDITIONS、P100、2024年10月、https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2023-03/Electricity%20Transmission%20Consolidated%20Standard%20Licence%20Conditions%20-%20Current.pdf

*2 出所：National Gridへのヒアリング（2018年実施）

*3 出所：Ordinance on the Incentive Regulation of Energy Supply Networks (Incentive Regulation Ordinance - ARegV)、https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/BJNR252910007.html#BJNR252910007BJNG000200000

*4 出所： RTE、DÉLIBÉRATION、2021年12月、https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/import/210121_2021-12_TURPE_6_HTB.pdf

*5 出所：NVE、Data collection、2021年12月、https://www.nve.no/norwegian-energy-regulatory-authority/economic-regulation/data-collection/

各国ではRCの期中調整時に物価変動・金利変動を考慮しているが、フランスでは託送料金に対して物価変動を反映する点が他国と異なる

RC期中調整時のエスカレーションの取り扱い

	物価変動のRCへの反映方法			金利変動のRCへの反映方法		
	考慮有無	期中調整有無	使用される指標（出所）	考慮有無	期中調整有無	使用される指標（出所）
英国	有	有	消費者物価指数（Office for National Statistics：国立統計局）	有	有	• SONIA：ポンド翌日物平均金利（Bank of England：中央銀行） • WACC（事業者提出書類）
ドイツ	有	有	消費者物価指数（Statistisches Bundesamt：国立統計局）	有	有	• 国内債券利回り、国内固定金利（Deutschen Bundesbank：中央銀行）をもとに算定
フランス	無	RC算定式にインフレ率は考慮されていないが、託送料金の年度間変動率に、「フランス財政法に定められた予測インフレ率」を反映する項目がある。		有	無	• フランス国債利回りをもとに算定
ノルウェー	有	有	消費者物価指数（statistics sentralbyrå：国立統計局）	有	有	• 5年スワップ金利（Deutschen Bundesbank：中央銀行）等をもとに算定

各国で需給調整費用の事後回収が認められているが、英国では1日ごとに算定を行う点、ノルウェーでは効率化対象となっている点が異なる

需給調整費用の取り扱い

	調整頻度	事前予測方法	回収方法	特徴	
				TSOの費用回収確実性	料金支払者の予見性
英国	1日ごと	• 需給調整に必要となる費用の事前予測はなされない。	• 1日分ごとに集計され、実需給の16営業日後に全ての発電・小売事業者に請求され回収される。	高	低 事前に支払額が確定しないため
ドイツ	年度ごと	• 最新のデータに基づき予測値を作成する。	• 予測値と実績値の差分が、2年後の託送料金で回収される。	高	高
フランス	年度ごと	• 最新のデータに基づき目標値（≒予測値）を作成する。	• 予測値と実績値の差分が、2年後の託送料金で回収される。	高	高
ノルウェー	年度ごと	• 2年前の実績値に基づき、回収されるコストが算定される（予測は行われない）。	• 予測値と実績値の差分が、2年後の託送料金で回収される。 • 効率化コストの対象に含まれており、効率が悪い事業者は回収可能な金額が少なくなる。	低 効率が悪い事業者は回収が認められないため	高

英国・ドイツでは、期中調整や規制期間の短縮化を通じて、投資費用回収の迅速化や事業環境変動リスクを低減させている

規制期間の短縮化・期中調整の目的（英国・ドイツ）

	言及箇所	言及内容
英国*1	RIIO-ET1の評価	■ RIIO-ET1（規制期間が8年間）では事前に予測したコストが高すぎるケースや、実績値が低すぎたケースが見られた。
	RIIO-ET2の設定方針	■ 現状の金利を反映した妥当なレベニューキャップを設定することを目標設定としている。 ■ **送配電事業を取り巻く環境が不確実**であるため、次期のRIIO-2では、規制期間を5年に短縮して、リスク低減を図る必要がある。 ■ **柔軟な価格規制制度**とすることで、必要なコストに対する資金提供と、料金決定後に必要となったコストへの対応を可能とする。
ドイツ	RCの目的*2	■ レベニューキャップ制度導入の目的の一つに送配電ビジネスのリスクフリー化がある。 期中調整によって需要変動に起因する**事業者の収益変動のリスクを低減**させることができる。
	規制期間短縮検討*3	■ ネットワーク事業者はエネルギー転換の課題に対応するために多くの投資を行う必要がある。全ての系統利用者がネットワークによる利益を得られるように、ネットワーク事業者が実施する投資行為に対して**迅速な費用回収**を認める必要があるため、規制期間を5年から3年に変更することを検討する。
フランス ノルウェー	規制期間の短縮、期中調整の目的に関する公開情報は見当たらない。	

*1 出所：Ofgem、RIIO-2 Enhanced Stakeholder Engagement Guidance、2018年12月、https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2018/04/riio-2_enhanced_stakeholder_engagement_guidance_v13_final.pdf
*2 出所：BNetzAへのヒアリング（2018年実施）
*3 出所：BNetzA、Current status of the future regulatory system for electricity distribution system operators and gas distribution and transmission system operators、2025年1月、https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2025/20250116_NEST.html?nn=694186

3.1. 英国

TOの設備投資費用やESOの人件費等は事前に定められた式に基づき算定されるが、需給調整にかかる費用は実績費用に基づき算定されている

英国の託送料金制度サマリ

	TNUoS (Transmission Network Use of System Charges)	BSUoS (Balancing Service Use of System Charges)
概要	送電設備保有者（Transmission Owner、TO）が送電設備の建設・維持に要したコストを回収する費目。	電力系統オペレーター（National Energy System Operator）が電力系統のバランス維持に要した費用を回収する費目。1日分ごとに16営業日後に請求される。
回収されるコスト(一部例示)	■ ネットワーク設備の新・増設工事費 ■ ネットワーク設備の取替・更新工事費 ■ その他のネットワーク設備投資費 ■ ネットワーク以外の設備投資費	■ 調整力調達コスト ■ 電圧調整コスト ■ 混雑管理コスト ■ NESOの人件費・ITコスト等
算定方法	**事前**に規制期間における算定式、および各年の送電料金を計算・公表し、さらに各年度分について1年ごとに再算定を行う。	■ 需給調整費用 実績費用をもとに**事後**的に算定される。 ■ 人件費等 TNUoSと同様に**事前に**算定・公表される。

英国におけるTNUoSのレベニューキャップは①調整後計算収入、②修正項目、③レガシー調整指数によって構成されている

レベニューキャップ（TNUoS）の構造（英国）*1*2

レベニューキャップ		
①調整後計算収入	②修正項目	③レガシー調整指数

−レベニューキャップ（AR_t）の計算式*1−

t年度のレベニューキャップ　①調整後計算収入　②修正項目　③レガシー調整指数

$$AR_t = ADJR_t + K_t + LAR_t$$

−期中調整区分−
- 物価変動・金利変動反映
- 過年度のレベニューキャップ予実差反映
- 最新の予測値反映

No	計算項	算定式	項目の概要（次頁以降詳細をご説明）
①	調整後計算収入	$ADJR_t = R_t \frac{PI_t}{PI_{2018/19}} + ADJ_t$	収入の予測値（Rt）を予実差や小売物価指数で補正した項
②	修正項目	$K_t = (AR_{t-1} - RR_{t-1}) \times (1 + I_{t-1} + 1.15\%)$	前年度のレベニューキャップと回収収入（実際に事業者が入手した利益）との差分を考慮した項
③	レガシー調整指数	$LAR_t = LPT_t + LMOD_t + LK_t + LTRU_t + NOCO_t + LSSO_t + LEDR_t + LSFI_t + LRI_t$	RIIO-ET1期間において発生した予実差をRIIO-ET2において反映した項

*1 出所：National Grid Electricity Transmission Plc Electricity transmission licence Special Conditions、2024年10月、https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2023-03/National%20Grid%20Electricity%20Transmission%20Consolidated%20Special%20Conditions%20-%20Current.pdf
RIIO-ET2 Price Control Financial Handbook、2020年12月、https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2024-07/ET2_PCFH_C06_published_31%20May_2024.pdf

*2 英国におけるレベニューキャップ（TNUoS）はAllowed Revenueとして定義されている。

英国では収益の最新予測や物価・金利変動の反映、予実差調整の回収を行うために期中調整項目が設定されている

レベニューキャップ（TNUoS）の期中調整項目（英国）*1

レベニューキャップ
①調整後計算収入　②修正項目　③レガシー調整指数

No	計算項	パラメータ		概要	期中調整理由
①	調整後計算収入 $ADJR_t$	R_t		減価償却や税金で構成される収入の予測値	最新予測を反映するため
		ADJ_t		実際の回収収入と規制期間が公表した回収収入の予測値との差分調整を行う項	予実差を反映するため
		PI_t	$CPIH_t$	消費者物価指数	物価変動を反映するため
②	修正項目 K_t	AR_{t-1}		前年度のレベニューキャップ	予実差を反映するため
		RR_{t-1}		前年度の回収収入	
		I_{t-1}		金融機関で用いられる金利ベンチマークの指標であるSONIA（Sterling Overnight Index Average）を示す	金利変動を反映するため
③	レガシー調整指数 LAR_t	$LMOD_t$	MOD_t	予実をもとに規制当局が設定する補正値	予実差を反映するため
			$CWACC_t$	加重平均資本コスト（WACC）の補正値	
			$RPIF_t$	ライセンス特別条件に基づいたインフレ指標	物価変動を反映するため
			PI_t $CPIH_t$	消費者物価指数	

*1 出所：National Grid Electricity Transmission Plc Electricity transmission licence Special Conditions、2024年10月、https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2023-03/National%20Grid%20Electricity%20Transmission%20Consolidated%20Special%20Conditions%20-%20Current.pdf
RIIO-ET2 Price Control Financial Handbook、2020年12月、https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2024-07/ET2_PCFH_C06_published_31%20May_2024.pdf

計算収入は収入の予測値であり、最新の費用状況を反映するために減価償却費（DPN_t）や税金（TAX_t）等を年に2~5回程度更新・修正して算定している

計算収入（R_t）のパラメーター一覧*1

レベニューキャップ
①調整後計算収入 ②修正項目 ③レガシー調整指数

No	変数の反映先	パラメータ	概要	期中調整頻度	期中調整理由
①	計算収入*3 R_t	FM_t	ファストマネー（総支出のうち、速やかな回収が認められている費用）	年に2~5回程度更新・修正*2	最新予測を反映するため
		PT_t	パススルー（制御不能コスト）の予実差調整		
		DPN_t	減価償却費用		
		RTN_t	リターン（配当等）		
		$RTNA_t$	リターン調整費用		
		EIC_t	株式発行費用		
		DRS_t	サービス提供による報酬		
		Odi_t	出力・送電実績に基づくインセンティブ		
		BPI_t	ビジネスプランインセンティブ		
		ORA_t	その他収入調整		
		TAX_t	税金		
		$TAXA_t$	税額控除調整		

*1 出所：National Grid Electricity Transmission Plc Electricity transmission licence Special Conditions、2024年10月、https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2023-03/National%20Grid%20Electricity%20Transmission%20Consolidated%20Special%20Conditions%20-%20Current.pdf
RIIO-ET2 Price Control Financial Handbook、2020年12月、https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2024-07/ET2_PCFH_C06_published_31%20May_2024.pdf
Electricity transmission price control financial model: RIIO-2、https://www.ofgem.gov.uk/publications/electricity-transmission-price-control-financial-model-riio-2

*2 毎年更新が必要となっている。また、更新頻度は決まっていないものの、更新した内容に修正を加えることが義務付けられており、年に2~5回程度更新・修正されている。

*3 計算収入（R_t）は2018/2019年基準での価格を単位としており、物価の上昇は反映されていない。

2021年4月以降、物価変動の影響を考慮した価格指数項の算定パラメータは、小売物価指数から消費者物価指数の変動を考慮したパラメータに変更されている

レベニューキャップ
①調整後計算収入 | ②修正項目 | ③レガシー調整指数

価格指数項（PI_t）の算定方法*1

- 2021年4月までは、小売物価指数を用いて価格指数項を算定していた。
- 2021年4月は移行期間であり、小売物価指数と消費者物価指数を共に反映した算定式となっている。
- 2021年5月以降は前月の価格指数項を消費者物価指数の前月比で掛けた値を当月の価格指数項として変更しており、前月からの影響をより考慮できるような形となっている。

PI_t

$$PI_t = \frac{1}{12}\sum_{m=1}^{12} PI_m$$

PI_m

2021年3月迄	$PI_m = RPI_m$
2021年4月*2	$PI_m = PI_{m-1}(0.5\frac{CPIH_m}{CPIH_{m-1}} + 0.5\frac{RPI_m}{RPI_{m-1}})$
2021年5月以降	$PI_m = PI_{m-1}\frac{CPIH_m}{CPIH_{m-1}}$

No	変数の反映先	パラメータ	概要	期中調整頻度	期中調整理由
①	価格指数 PI_t	RPI_t	小売物価指数	託送料金の年度ごとに更新	物価変動を反映するため
		$CPIH_t$	消費者物価指数（住宅所有者の居住に係る費用を含む）		

*1 出所：National Grid Electricity Transmission Plc Electricity transmission licence Special Conditions、2024年10月、https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2023-03/National%20Grid%20Electricity%20Transmission%20Consolidated%20Special%20Conditions%20-%20Current.pdf
RIIO-ET2 Price Control Financial Handbook、2020年12月、https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2024-07/ET2_PCFH_C06_published_31%20May_2024.pdf

AIP調整項（ADJ_t）は、前年度における加重平均資本コスト（WACC）や価格指数項で構成されており、レベニューキャップのうち予測と実績の差分を考慮している

AIP調整項（ADJ_t）の算定式の説明*1

レベニューキャップ		
①調整後計算収入	②修正項目	③レガシー調整指数

−AIP調整項（ADJ_t）の計算式−

前年度のレベニューキャップのうち、実績値と事前公表値の差　　時間価値項

$$ADJ_t = (ADJR_{t-1} - ADJR^*_{t-1}) \times (1 + TVM_{t-1})$$

$$TVMt = (1 + WACCt)\frac{PI_{t+1}}{PI_t} - 1$$

No	変数の反映先	パラメータ	概要	期中調整頻度	期中調整理由
①	AIP調整項 ADJ_t	$ADJR_{t-1}$	前年度における調整後収入	託送料金の年度ごとに更新	予実差を反映するため
		$ADJR^*_{t-1}$	前年度の開始前時点で規制当局が公開した調整後収入		
		TVM_t	時間価値項		
		$WACC_t$	加重平均資本コスト		
		PI_t	価格指数項（別頁でご説明）		

*1 出所：National Grid Electricity Transmission Plc Electricity transmission licence Special Conditions、2024年10月、https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2023-03/National%20Grid%20Electricity%20Transmission%20Consolidated%20Special%20Conditions%20-%20Current.pdf
RIIO-ET2 Price Control Financial Handbook、2020年12月、
https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2024-07/ET2_PCFH_C06_published_31%20May_2024.pdf

修正項目（K_t）は前年度のレベニューキャップ（AR_t）と回収収入（RR_t）の差分を調整する項となっており、金利変動や予実差の影響を受ける

修正項目（K_t）のパラメーター一覧*1

レベニューキャップ		
①調整後計算収入	**②修正項目**	③レガシー調整指数

－修正項目（K_t）の計算式－

前年度における
レベニューキャップと回収収入との差分　　金利指標

$$Kt = (AR_{t-1} - RR_{t-1}) \times (1 + I_{t-1} + 1.15\%)$$

No	変数の反映先	パラメータ	概要	期中調整頻度	期中調整理由
②	修正項目K_t	AR_t	• レベニューキャップ（Allowed Revenue）の略であり、レベニューキャップに該当する。 • 2021年4月1日以降、レベニューキャップの算定方法が大きく更新。	託送料金の年度ごとに更新	予実差を反映するため
		RR_t	• 送配電ネットワークサービスの提供により得られる回収収入。 • レベニューキャップ（AR_t）を下回るかたちで回収収入を設定している。		
		I_t	金融機関で用いられる金利ベンチマークの指標であるSONIA（Sterling Overnight Index Average）を示す。		金利変動を反映するため

*1 出所：National Grid Electricity Transmission Plc Electricity transmission licence Special Conditions、2024年10月、https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2023-03/National%20Grid%20Electricity%20Transmission%20Consolidated%20Special%20Conditions%20-%20Current.pdf
RIIO-ET2 Price Control Financial Handbook、2020年12月、
https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2024-07/ET2_PCFH_C06_published_31%20May_2024.pdf

レガシー調整指数（LAR_t）はRIIO-ET1における影響をRIIO-ET2において価格転嫁した項目であり、転嫁が完了した項目は順次除外されている

レガシー調整指数（LAR_t）のパラメーター一覧*1

レベニューキャップ
①調整後計算収入　②修正項目　**③レガシー調整指数**

- RIIO-ET1において設定したレベニューキャップ（AR_t）による影響をRIIO-ET2期間において価格転嫁した項目である。
- 2021年度よりRIIO-ET2に移行したため、LAR_tのパラメータはいずれ除外される傾向にある。

No	変数の反映先	パラメータ	除外年度	概要	期中調整頻度	期中調整理由
③	レガシー調整指数 LAR_t	LPT_t	2023年	パススルー(制御不能コスト)の予実差調整	託送料金の年度ごとに更新	期中調整なし
		$LMOD_t$	–	予実の調整（**次頁でご説明**）		予実差・物価変動を反映するため
		LK_t	2022年	Correction Term		
		$LTRU_t$	2025年	RPIの予実差調整		
		$LSSO_t$	2023年	Legacy Stakeholder Satisfaction Output		期中調整なし
		$LEDR_t$		Environmental Discretionary Reward Scheme close out term		
		$LSFI_t$		(SF6) gas emissions incentive		
		LRI_t		Legacy reliability incentive		
		$NOCO_t$	–	RIIO-ET1 Network Outputs Close Out Term		明確な記載なし

*1 出所：National Grid Electricity Transmission Plc Electricity transmission licence Special Conditions、2024年10月、https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2023-03/National%20Grid%20Electricity%20Transmission%20Consolidated%20Special%20Conditions%20-%20Current.pdf
RIIO-ET2 Price Control Financial Handbook、2020年12月、
https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2024-07/ET2_PCFH_C06_published_31%20May_2024.pdf

レガシー補正値（$LMOD_t$）はRIIO-ET2に移行した2021年度より加重平均資本コスト補正値（$CWACC_t$）や価格指数項（PI_t）を用いて算定している

レベニューキャップ		
①調整後計算収入	②修正項目	③レガシー調整指数

レガシー補正値（$LMOD_t$）の算定式の説明*1

- 予実をもとに規制当局が設定している補正値である。
- RIIO-ET1における結果をRIIO-ET2期間に反映している。
- RIIO-ET2に移行した2021年度より、加重平均資本コストや価格指数項を用いた算定方法に変更された。

$LMOD_t$	2021年3月迄	$LMOD_t = MOD_t \times RPIF_t$
	2021年4月以降	$LMOD_t = \frac{COA}{3} \times CWACC_t \times \frac{PI_t}{PI_{2019/2018}}$

No	変数の反映先	パラメータ	概要	期中調整頻度	期中調整理由
③	AIP調整項 ADJ_t	MOD_t	予実をもとに規制当局が設定する補正値	託送料金の年度ごとに更新	予実差を反映するため
		$RPIF_t$	ライセンス特別条件に基づいたインフレ指標		物価変動を反映するため
		COA	2018/2019年度価格でのクローズアウト調整	期中調整なし	
		$CWACC_t$	加重平均資本コスト（WACC）の補正値	託送料金の年度ごとに更新	物価変動を反映するため
		PI_t	価格指数項（102ページ参照）		

*1 出所：National Grid Electricity Transmission Plc Electricity transmission licence Special Conditions、2024年10月、https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2023-03/National%20Grid%20Electricity%20Transmission%20Consolidated%20Special%20Conditions%20-%20Current.pdf
RIIO-ET2 Price Control Financial Handbook、2020年12月、https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2024-07/ET2_PCFH_C06_published_31%20May_2024.pdf

前年度の7月にfinancial parameterを更新し、毎年1月に次年度のレベニューキャップを確定させている

期中調整のスケジュール*1

<table>
<tr><th colspan="2" rowspan="2"></th><th colspan="3">2023年</th><th colspan="2">2024年</th></tr>
<tr><th>3月</th><th>7月</th><th>11月</th><th>1月</th><th>4月1日～</th></tr>
<tr><td colspan="2">入力データ</td><td colspan="3">Open to industry governance</td><td rowspan="10">翌年度の新料金適用

(送電料金：TNUoS)</td></tr>
<tr><td rowspan="4">地点別</td><td>DNO/DCC需要データ</td><td colspan="2">前年度のデータを用いて初期値を更新</td><td>確定</td><td>－</td></tr>
<tr><td>電源の契約送電容量 [GW]</td><td colspan="2">最新の契約送電容量</td><td>確定</td><td>－</td></tr>
<tr><td>ネットワークモデル</td><td colspan="2">前年度のデータを用いて初期値を更新</td><td>確定</td><td>－</td></tr>
<tr><td>インフレーション</td><td colspan="3">予測</td><td>確定（Actual）</td></tr>
<tr><td rowspan="7">地点別以外</td><td>OFTO Revenue</td><td colspan="3">予測</td><td>NGESO best view</td></tr>
<tr><td>レベニューキャップ</td><td>昨年度のデータを初期値として使用</td><td>financial parameterの更新</td><td>更新</td><td>確定</td></tr>
<tr><td>料金計算のベースとなる需要 [GW]</td><td>昨年度のデータを初期値として使用</td><td colspan="2">予測値の修正</td><td>確定</td></tr>
<tr><td>料金計算のベースとなる発電容量 [GW]</td><td colspan="3">NGESO best view</td><td>確定</td></tr>
<tr><td>電源の年間設備利用率 [%]</td><td colspan="2">前年度から変更なし</td><td>Draft ALFs Data</td><td>確定</td></tr>
<tr><td>レベニュー(発電側)</td><td colspan="3">予測</td><td>確定</td></tr>
<tr><td rowspan="2">TDR Site Count and Consumption Data</td><td colspan="2">昨年度のDNデータを初期値として使用</td><td>更新/確定</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td colspan="3">Transmission Dataの更新</td><td>確定</td><td></td></tr>
</table>

*1 出所：National Grid ESO、July 2019 Forecast of TNUoS Tariffs (2020/21) Webinar、2019年8月、https://www.nationalgrideso.com/document/150871/download
National Grid ESO、TNUoS Tariffs Five Year View for 2024/25 – 2028/29 Webinar、2023年5月、https://www.neso.energy/document/281071/download

当初の費目から大幅な投資額の増加が必要になった場合、事業者はRe-openerプロセスを通じてOfgemの審査を経る必要がある

事業者要請に基づく期中調整*1

事業者要請に基づく期中調整プロセス（Re-opener）

事業者による申請	Ofgemによる審査・質問	申請の修正・決定
• Re-openerプロセスの申請の3か月前にはOfgemに相談を開始することが推奨されている。 • 4/1~8の間にOfgemに対してRe-openerプロセスを申請する。申請書類には追加投資の必要性やコスト情報等を記載する。	• Ofgemは以下の内容を踏まえて申請内容の審査を実施する。 例）政策目標との合致性、事前相談の十分性、申請内容の明確さ • Ofgemはより良いオプションの検討を目的として事業者に補足質問を実施する。	• Re-openerプロセスの結果を決定する前にOfgemは事業者への指示方針を公表する。28日間事業者の意見を受け付ける • Ofgemは上記の意見を踏まえ、10月31日までに決定を公表する。106ページに記載の11月のRC算定において考慮される。

Re-openerの代表的な項目

適用セクター	Re-openerメカニズム（一部）	設定の目的	Ofgemが主張するメリット
Gas Distribution	新規大需要への接続	大規模需要家への接続に必要なコストを回収するため	再生可能電源の増加に対応するために必要な電源投資（ガス火力発電等）へのタイムリーな接続が可能
	パイプラインの建設に関する追加費用の回収	パイプライン建設時の土地取得時の損害賠償など、極端な状況に対する費用を回収するため	パイプライン建設に対する作業量の不確実性から事業者を保護
Electricity Transmission	中規模の投資プロジェクト	RIIOの当初計画において資金が割り当てられていない送電ネットワークの投資を確実に実行するため	Ofgemが消費者に代わってプロジェクトの必要性とコストを精査可能
	大規模陸上送電投資	送電網の増強に必要な資金を確保するため	Ofgemが消費者に代わってプロジェクトの必要性とコストを精査可能
Electricity Distribution	嵐への対応	嵐に対応するための配電網の増強コストを確保するため	嵐に対するネットワークの信頼性を向上

*1 出所：Ofgem、Re-opener Guidance and Application Requirements Document、2023年2月、https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2023-03/Reopener%20Guidance%20and%20Application%20Requirements%20Version%203.pdf

BSUoSは系統運用者の電力需給調整業務にかかる費用を回収する項目であるが、事業者への指令にかかる費用は事後的に算定されて回収されている

BSUoSの構造（英国）*1

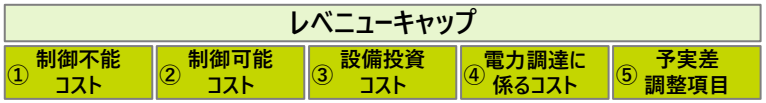
	項目の概要	算定方法
内部費用	事業者がESOライセンス業務を行うために支出した全ての費用 （例） ■ 人件費やIT費用 ■ NIA（送配電事業に関する先進的プロジェクト）費用 ■ 支払税額 ■ 回収不能債権等	1年分の費用を事前に算定する。 （1日分の金額を当日の発電・需要量に応じて事業者に課金）
減価償却費用	事業者が保有する資産の減価償却費用	
外部費用	事業者が電力需給調整業務に当たり、市場参加者に支払われた費用	
	■ バランシングメカニズムにおける市場参加者への指令費用 ■ 送電事業者（TO）や洋上送電事業者（OFTO）への指令費用	コマごとに事後的に算定する。 （当該コマの発電・需要量に応じて事業者に課金）
	■ ブラックスタート電源等の調達費用	1年分の費用を事前に算定する。 （1日分の金額を当日の発電・需要量に応じて事業者に課金）

*1 出所：Ofgem、Independent System Operator and Planner Electricity System Operator Direction and Licence Terms and Conditions、2024年12月、https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2024-09/Complete_ESO_Licensing_Direction_and_Licence_Terms_and_Conditions_decision_e-signed_and_dated_FINAL.pdf

3.2. ドイツ

ドイツのレベニューキャップは①制御不能コスト、②制御可能コスト（補正値）、③設備投資コスト、④電力調達に係るコスト、⑤予実差調整項目によって構成されている

レベニューキャップの構造（ドイツ）*1



−レベニューキャップ（AR_t）の計算式−

制御不能コスト ／ 制御可能コスト（補正値） ／ 設備投資コスト ／ 電力調達に係るコスト ／ 予実差調整項目

$$EQ_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,t} + (1 - V_t) \times KA_{b,t} + \frac{B_0}{T}) \times \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t\right) + KKA_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

−期中調整区分−

- 物価変動・金利変動反映
- 過年度のレベニューキャップ予実差反映
- 最新の予測値反映

No	計算項	算定式	項目の概要（次頁以降 詳細をご説明）
①	制御不能コスト	$KA_{dnb,t}$	制御不能コスト（バランシングにかかる費用、毎月の給料、社員教育費）などで構成されるコスト
②	制御可能コスト（補正値）	$(KA_{vnb,t} + (1 - V_t) * KA_{b,t} + \frac{B_0}{T}) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t\right)$	制御可能コスト（効率コスト、非効率コスト、ボーナス）を物価変動で補正した項
③	設備投資コスト	KKA_t	設備投資にかかるコスト
④	電力調達に係るコスト	$Q_t + (VK_t - VK_0)$	目標達成度に応じたボーナス・ペナルティや期初からの電力調達コストの差分
⑤	予実差調整項目	S_t	前年度の予実差調整

*1 出所：BNetzA、Incentive Regulation Ordinance (ARegV)、https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/anlage_1.html
BNetzA、Incentive Regulation Ordinance (Annex)、https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/__11.html
BNetzA、Individual revenue cap、Energy/General information on energy regulation/Incentive regulation/Essential Elements/Individual Revenue Cap
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/IndivEOG/start.html

レベニューキャップ算定において、制御不能コスト、設備投資コストおよび電力量調達コストは最新の予測値を反映し、制御可能コストは物価変動を反映した数値となっている

レベニューキャップの期中調整項目（ドイツ）*1

レベニューキャップ				
① 制御不能コスト	② 制御可能コスト	③ 設備投資コスト	④ 電力調達に係るコスト	⑤ 予実差調整項目

No	パラメータ		概要	期中調整理由
①	制御不能コスト $KA_{dnb,t}$	$KKA_{vnb,t}$	恒久的に制御不能なコストであり、最新の予測値を反映	最新予測を反映するため
②	制御可能コスト（補正値） $(KA_{vnb,t} + (1 - V_t) * KA_{b,t} + \frac{B_0}{T}) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t\right)$	$\frac{VPI_t}{VPI_0}$	基準年の消費者物価指数に対する、消費者物価指数の変動率であり、t-2年度の結果を事後調整	物価変動を反映するため
③	設備投資コスト $KKA_{vnb,t}$	$KKA_{vnb,t}$	資本コストのサーチャージを示しており、最新の予測値を反映	金利変動を反映するため
④	電力調達に係るコスト $Q_t + (VK_t - VK_0)$	Q_t	電力品質指標を指し、SAIDI・SAIFI等の指標の達成度に応じて、ボーナス・ペナルティを事後的に付与	電力調達に応じたボーナスの事後反映のため
		$VK_t - VK_0$	基準年の電力量調達コストに対する、t年度の電力量調達コストの差分であり、最新の予測値を反映	最新予測を反映するため
⑤	予実差調整項目 S_t	S_t	回収収入やレベニューキャップの予実差を事後調整させた項であり、バランシングにかかる費用の事後調整も含まれる	予実差を反映するため

*1 出所：BNetzA、Incentive Regulation Ordinance (ARegV)、https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/anlage_1.html
BNetzA、Incentive Regulation Ordinance (Annex)、https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/__11.html
BNetzA、Individual revenue cap、Energy/General information on energy regulation/Incentive regulation/Essential Elements/Individual Revenue Cap
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/IndivEOG/start.html

制御不能コストは期中調整で最新の予測値を反映し、制御可能コストは期初に設定した数値をベースに期中調整で物価変動を反映している

①制御不能コストおよび②制御可能コストのパラメーター一覧*1

レベニューキャップ
① 制御不能コスト ② 制御可能コスト ③ 設備投資コスト ④ 電力調達に係るコスト ⑤ 予実差調整項目

No	パラメータ		概要	期中調整理由
①	制御不能コスト $KA_{dnb,t}$		恒久的に制御不能なコストであり、制御不能コストの主な期中調整項目は以下の通りである。*2 • バランシングサービス提供時のエネルギー調達コスト（需要側の調達コストを含む） • 洋上風力接続費用 • 税金・ボーナス・年金	最新の予測値を反映するため
②	制御可能コスト （補正値） $(KA_{vnb,t} + (1 - V_t) * KA_{b,t} + \frac{B_0}{T}) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t\right)$	$KA_{vnb,t}$	効率コスト	期中調整なし
		V_t	非効率性の削減のための分配係数	
		$KA_{b,t}$	非効率コスト（余剰支出）	
		$\frac{B_0}{T}$	送配電システムの操作効率が一定水準を上回った場合に発生する効率ボーナス	
		$\frac{VPI_t}{VPI_0}$	基準年の消費者物価指数（VPI_0）に対する、t-2年度の消費者物価指数（VPI_t）の推移	物価変動を反映するため
		PF_t	• 一般部門の生産性指標を示し、独占事業であるが故に技術革新に取組まないリスクを回避するために設定。 • 第１、２規制期間では5年間、前年から定率で減少 • 第３規制期間では最新の技術動向を踏まえ決定	期中調整なし*3

*1 出所：BNetzA、Incentive Regulation Ordinance (ARegV)、https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/anlage_1.html
BNetzA、Incentive Regulation Ordinance (Annex)、https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/__11.html
BNetzA、Individual revenue cap、Energy/General information on energy regulation/Incentive regulation/Essential Elements/Individual Revenue Cap
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/IndivEOG/start.html

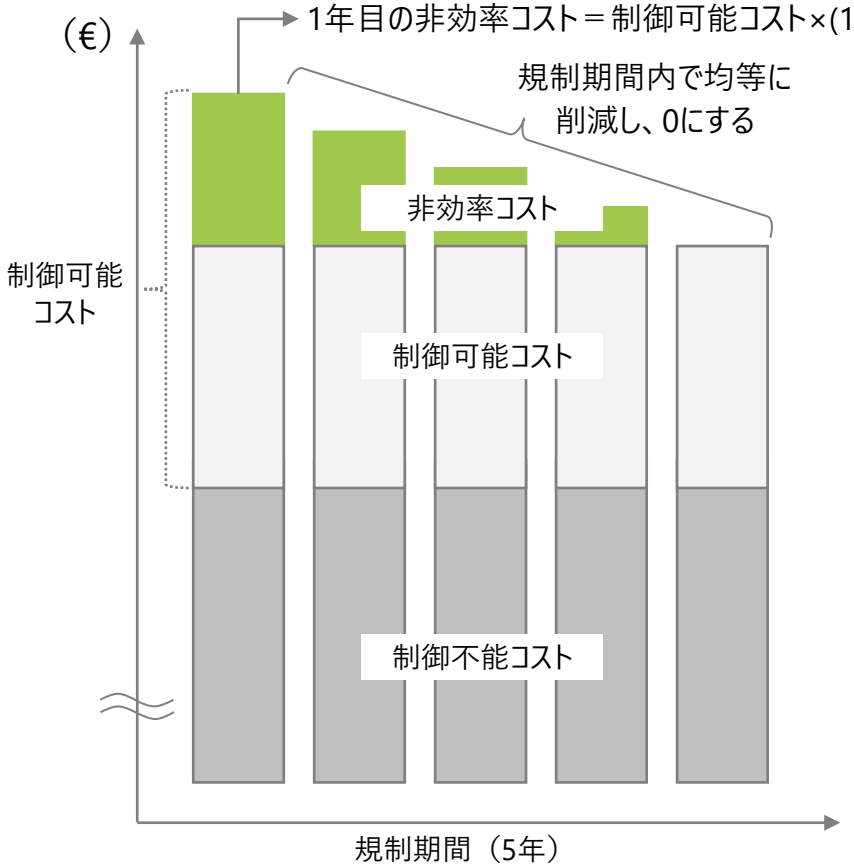
*2 混雑管理費用、電力網料金条例に伴う支払い、地中ケーブルの建設、運用および改造のための追加費用、研究開発費用等も含まれる。

*3 第3規制期間では期中調整が行われているか不明である。

DEA分析/SFA分析により計算した効率スコアを用いて、5年間の規制期間中に削減すべき非効率コストを設定している

【参考】制御可能コスト（補正値）の仕組み*1

レベニューキャップ				
① 制御不能コスト	② 制御可能コスト	③ 設備投資コスト	④ 電力調達に係るコスト	⑤ 予実差調整項目



効率スコア		
下限値	60%	効率スコア算定に必要なデータを提出しない事業者は60%に自動設定する
上限値	(i) 100%	通常のDEA分析・SFA分析の対象となる事業者の場合
上限値	(ii) 105%	統計的検定の結果、事業効率性が高すぎるため通常のDEA分析・SFA分析の対象外となった事業者は、別途行うSuper efficiency analysis*2により、100%＋α（α≦5%）のボーナスを付与される

*1 出所：BNetzA、Incentive Regulation Ordinance (ARegV)、Annex1、https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/anlage_1.html
BNetzA、Incentive Regulation Ordinance (ARegV)、§11、https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/__11.html
BNetzA、Individual revenue cap、Energy/General information on energy regulation/Incentive regulation/Essential Elements/Individual Revenue Cap
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/IndivEOG/start.html
METI、海外の託送料金制度、2018年12月、https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/denryoku_platform/pdf/005_03_00.pdf

*2 規制当局が行っている最新の技術水準に従って極端な効率値（外れ値）を特定する分析方法

設備投資コストおよび電力量調達コストは最新の予測値を反映させており、予実差調整項目ではt-2年度の制御不能コストや需要変動の調整を反映させている

③設備投資コスト、④電力調達に係るコストおよび⑤予実差調整項目のパラメーター一覧*1

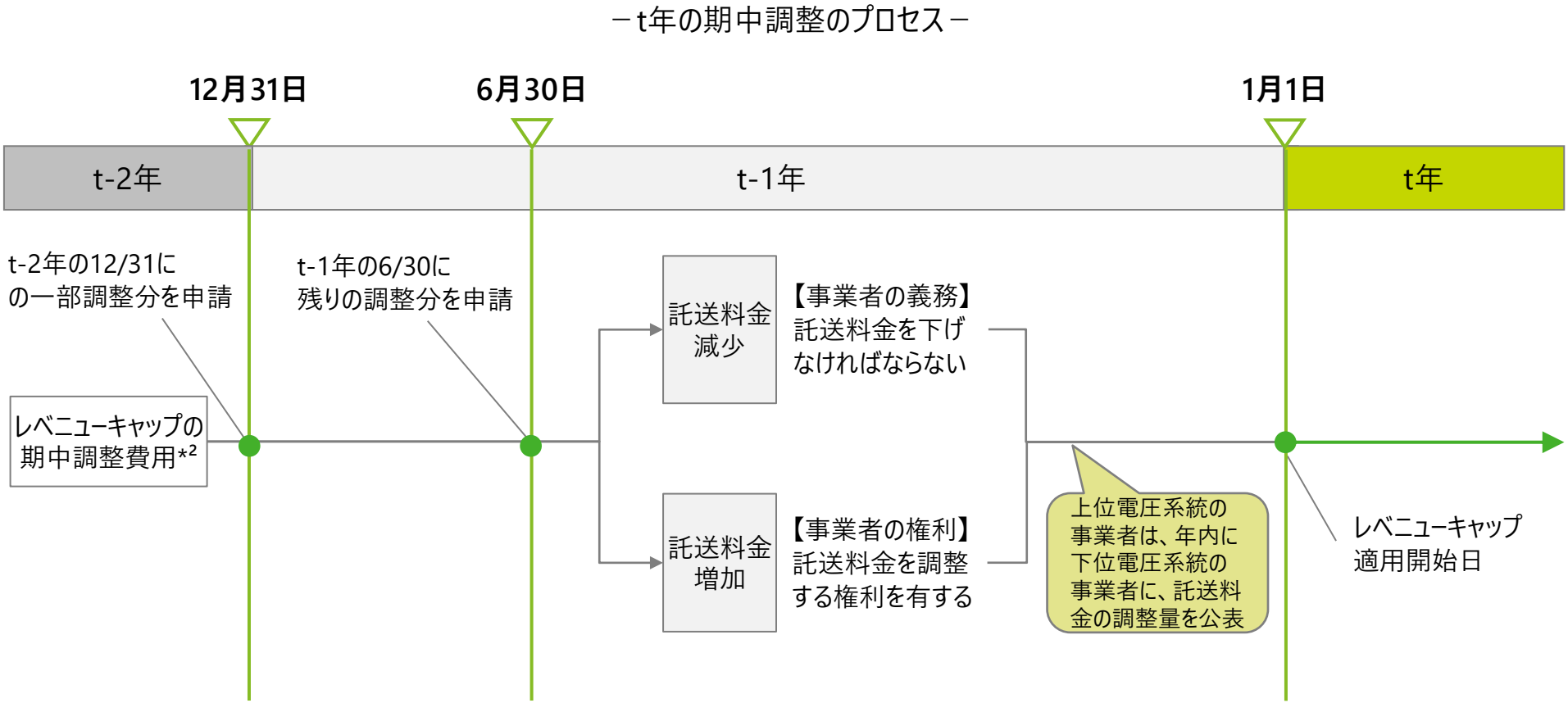
レベニューキャップ				
① 制御不能コスト	② 制御可能コスト	③ 設備投資コスト	④ 電力調達に係るコスト	⑤ 予実差調整項目

No	パラメータ		概要	期中調整理由
③	設備投資コスト $KKA_{vnb,t}$	$KA_{dnb,t}$	資本コストのサーチャージを示しており、以下の項目で構成されている。*2*3 • 減価償却費 • 自己資本利益率（国内債券利回りより算定） • 貿易税 • 借入資本の利息費用（国内固定金利より算定）	金利変動を反映するため
④	電力調達に係るコスト $Q_t + (VK_t - VK_0)$	Q_t	電力品質指標を指す SAIDI*4・SAIFI*5等の指標の達成度に応じて、ボーナス・ペナルティを付与する。	電力調達に応じたボーナスの事後反映のため
		$VK_t - VK_0$	基準年の電力量調達コスト（VK_0）に対する、t年度の電力量調達コスト（VK_t）の差分	最新の予測値を反映するため
⑤	予実差調整項目 S_t	S_t	t-2年度の予実差を反映させた項であり、以下の項目を反映している。 • 回収収入 • 制御不能コスト（**バランシングにかかる費用を含む**）	予実差を反映するため

*1 出所：BNetzA、Incentive Regulation Ordinance (ARegV)、Annex1、https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/anlage_1.html
BNetzA、Incentive Regulation Ordinance (ARegV)、§11、https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/__11.html
BNetzA、Individual revenue cap、Energy/General information on energy regulation/Incentive regulation/Essential Elements/Individual Revenue Cap
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/IndivEOG/start.html
*2 これらの項目に類するものでも可能
*3 個社ごとに算定
*4 SAIDI（System Average Interruption Duration Index）は電力供給の信頼性を評価する指標であり、特定期間の平均的な停電時間をもとに算定
*5 SAIFI（System Average Interruption Frequency Index）は電力供給の信頼性を評価する指標であり、特定期間の平均的な停電回数をもとに算定

t年の期中調整に向けて、一部の期中調整項目がt-2年の12月31日に、残りがt-1年の6月30日に申請され、毎年1月1日に新しいレベニューキャップが適用される

期中調整のスケジュール（ドイツ）*1



*1 出所：BNetzA、Incentive Regulation Ordinance (ARegV)、Annex1、https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/anlage_1.html
buzer.de、Incentive Regulation Ordinance (ARegV)、BNetzA、§4、https://www.buzer.de/4_ARegV.htm
METI、海外の託送料金制度、2018年12月、https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/denryoku_platform/pdf/005_03_00.pdf

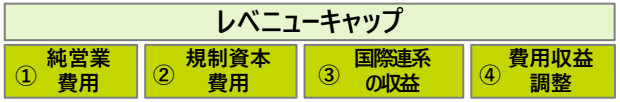
*2 期中調整項目のうち、過年度の実績を反映するパラメータはt-2年度の実績値を反映

3.3. フランス

フランスにおけるRTEのレベニューキャップは①純営業費用、②規制資本費用、③国際連系の収益、④費用収益調整によって構成されている

レベニューキャップ（RA）の構造（フランス） *1,2

TURPE 6 ：2021年8月～2025年7月



–レベニューキャップ（RA）の計算式–

レベニューキャップ	① 純営業費用	② 規制資本費用	③ 国際連系の収益	④ 費用収益調整

$$RA = CNE + CCN - RI + CRCP$$

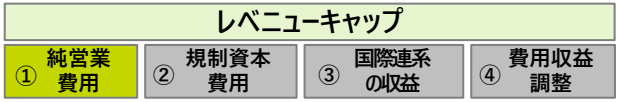
–期中調整区分–

最新の予測値反映

No	計算項	算定式	項目の概要（次頁以降詳細をご説明）
①	純営業費用	CNE	**当期の純営業費用の予測値**
②	規制資本費用	$CCN = Amortissement\ de\ la\ BAR + BAR \times CMPC + IEC \times coût\ de\ la\ dette$	**規制対象資産ベースの減価償却費と固定資産報酬の合計から構成される項**
③	国際連系の収益	RI	**近隣諸国との国際連系に関連する収益**
④	費用収益調整	$CRCP$	**TURPE 5終了時の予測値と実績値を調整する項**

*1 出所： RTE、DÉLIBÉRATION、2021年12月、https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/import/210121_2021-12_TURPE_6_HTB.pdf
*2 フランスにおけるRTEのレベニューキャップはRA（revenu autorisé）として定義されている。

純営業費用は、TURPE 6期初に予測値が設定され、実績値と予測値の差を翌年の料金に反映させることで調整を行う



純営業費用のパラメーター一覧*1

- 当期の目標純営業費用（Charges Nettes d'Exploitation）
- 総営業費用から営業外収益を差し引いたもの
- **電力システムの運用に関連する購入費用**と、**電力システムの運用に関連する購入を除いた純営業費用**で構成されている。
- 実績値と予測値の差異が発生した場合は、託送料金の変動率を通じて次年度の託送料金に反映される。

No	パラメータ	概要	期中調整頻度	期中調整理由
①	純営業費用 CNE	当期の目標純営業費用 • **電力システムの運用に関連する購入費用**： ◆送電網における損失補償費用 ◆需給バランス調整費用 ◆混雑解消費用 ◆電力供給遮断対策費用 • **電力システムの運営に関連する購入費用を除いた純営業費用**（総営業費用から営業外収益を差し引いたもの） ◆総営業費用：人件費、外部調達費、税金など ◆営業外収益：(固定資産の生産と付帯サービス収入など)	期中調整なし	なし

*1 出所： RTE、DÉLIBÉRATION、2021年12月、https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/import/210121_2021-12_TURPE_6_HTB.pdf

標準資本コストは、期中調整で固定資産と建設中の資産に関する最新の値を反映して算定される

標準資本コストのパラメーター一覧*1

レベニューキャップ

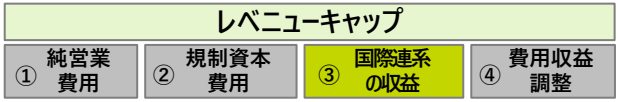
① 純営業費用	② 規制資本費用	③ 国際連系の収益	④ 費用収益調整

- 標準資本コスト（Charges de capital normatives）
- 規制対象資産ベース（Base d'Actifs Réglementaire、BAR）の減価償却費と固定資産報酬の合計であり、RTEが運用する資産（規制対象資産ベース：BAR）と建設中の資産（IEC）に基づくものである。

No	パラメータ		概要	期中調整理由
②	CCN = Amortissement de la BAR +BAR × CMPC + IEC × coût de la dette	Amortisse－ment de la BAR	BARの減価償却費	最新の値を反映するため
		BAR	規制対象資産ベース固定資産の純価値から補助金および拠出金を除いたもの • 固定資産が稼働した翌年の1月1日に登録される	最新の値を反映するため
		CMPC	加重平均資本コスト（Coût Moyen Pondéré du Capital） • 電力供給事業者が規制対象資産に対して適正なリターンを得られるようにフランスエネルギー規制委員会（CRE）が設定する。TURPE 6では4.6％	なし
		IEC	建設中の資産（Immobilisations En Cours） 建設中の送電線、変電所、制御システムなど	最新の値を反映するため
		coût de la dette	名目負債コスト • フランスエネルギー規制委員会（CRE）が設定する。 • TURPE 6では2.4％	なし

*1 出所： RTE、DÉLIBÉRATION、2021年12月、https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/import/210121_2021-12_TURPE_6_HTB.pdf

国際連系の収益は、期中調整でフランスと近隣諸国の価格差などの最新情報を反映して算定される



国際連系の収益のパラメーター一覧*1

- 国際連系に関連する収益（Recettes d'Interconnexion）
- RTEは、フランスと近隣諸国との間の国際連系設備の所有者および運営者として収益を得ている。
- TURPE 6期間中の最新の情報を反映して予測値が更新されるとともに、実績値と予測値の差異が発生した場合は、託送料金の変動率を通じて次年度の託送料金に反映される。

No	パラメータ	概要	期中調整理由
③	国際連系の収益 RI	• 諸外国との国際連系に関連する費用 • TURPE 6期間中に、下記の項目を考慮して予測値が変動している。 （具体例） ◆2019年から2020年10月30日までのフランスと近隣諸国との価格差 ◆2020年から2024年のフランスとイギリスのキャパシティ・メカニズムに関する入札結果	最新の予測値を反映するため

*1 出所： RTE、DÉLIBÉRATION、2021年12月、https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/import/210121_2021-12_TURPE_6_HTB.pdf

費用収益調整は、実際の費用および収益と予測された費用および収益の差異の全体または一部を考慮するための事後調整メカニズムである

費用収益調整パラメーター一覧*1

レベニューキャップ			
① 純営業費用	② 規制資本費用	③ 国際連系の収益	④ 費用収益調整

- 費用と収益の調整の項（Compte de Régularisation des Charges et des Produits）
- 期初に予測された費用および収益と実際の費用および収益との差異を考慮するために、事後調整メカニズムが導入されている。
- TURPE 5終了時点の最終残高の調整のために設定されている。
- 費用収益調整の残高は毎年1月1日に再計算され、**次年度の託送料金の変更に適用される。**
- TURPE 6終了時の費用収益調整の残高は、次の期間のレベニューキャップを設定する際に考慮され、翌規制期間（4年間）にわたり均等に清算される。

No	パラメータ	概要	期中調整理由
④	費用収益調整 CRCP	予測値と実績値の差異を考慮するための事後調整メカニズム TURPE 5終了時の費用収益調整の残高には、下記の予測と実績の差などが考慮されている。 • 託送料金の減少（気候不測、COVID-19危機の電力消費への影響など） • 国際連系に関連する収益の増加 • 電力システム運用関連の購入額の減少 • 資本費用の減少	なし

*1 出所： RTE、DÉLIBÉRATION、2021年12月、https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/import/210121_2021-12_TURPE_6_HTB.pdf

毎年の託送料金額は、レベニューキャップの変動に加えて、消費者物価指数や費用集積調調整の残高に応じて金額が設定される

レベニューキャップ			
① 純営業費用	② 規制資本費用	③ 国際連系の収益	④ 費用収益調整

託送料金の変動率*1

■ 託送料金は毎年8月1日に以下の変動率に基づいて更新される。

託送料金の変動率　予測インフレ率　更新係数　更新係数

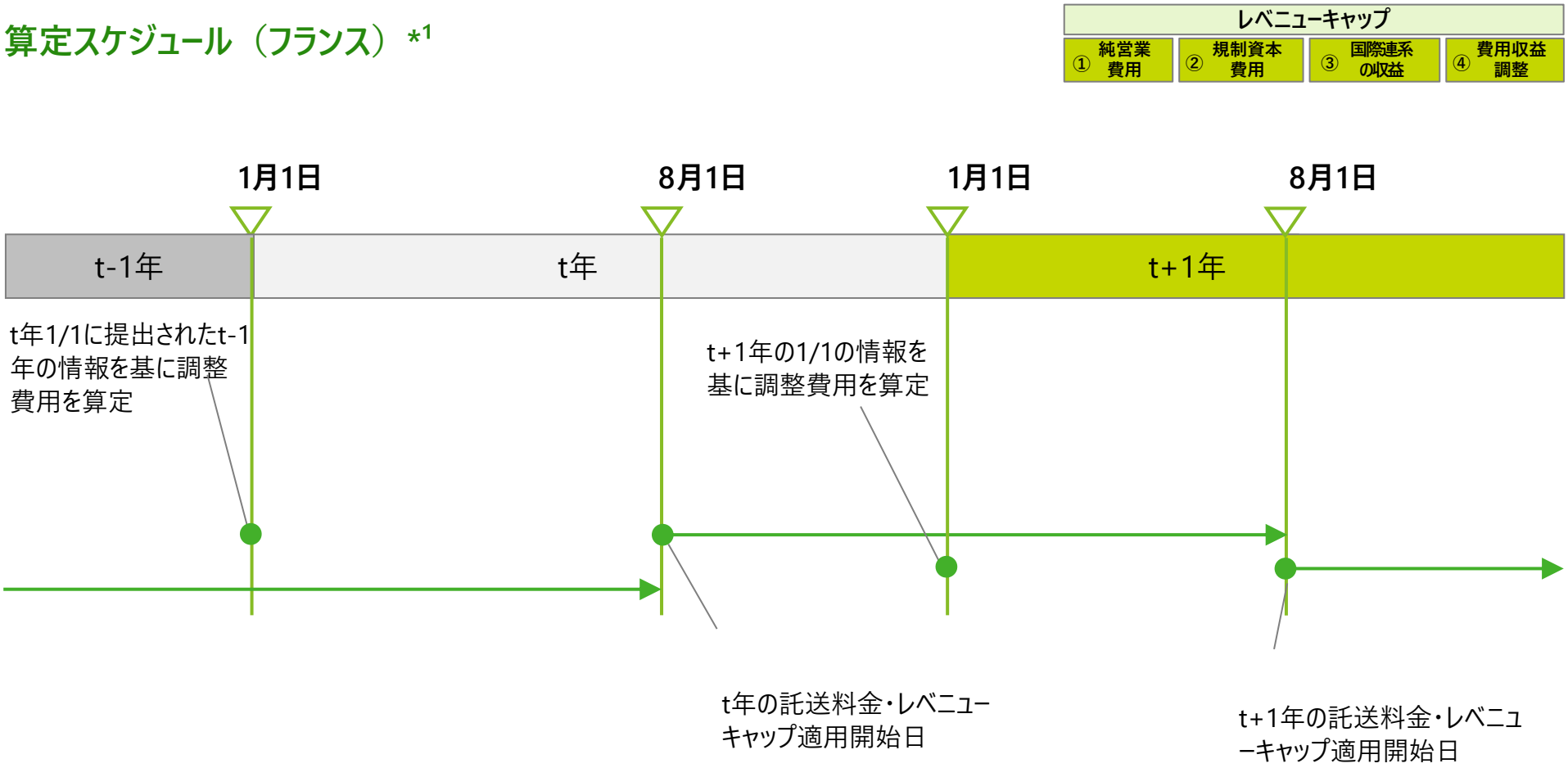
$$Z = IPC + X + K$$

パラメータ		概要
Z=IPC+X+K	Z	N年の8月1日の託送料金の変動率（%）
	IPC	消費者物価指数（Indice des prix à la consommation） • 財政法に基づく予測インフレ率
	X	CREが料金審議で設定した託送料金の更新係数 • TURPE 6では0.49%
	K	特に費用収益調整の残高の決済に起因する託送料金の更新係数 • 毎年1月1日に再計算される • K=±2%に制限され、当該年度内に清算されなかった費用収益調整の残高は翌年に繰り越される。

*1 出所： RTE、DÉLIBÉRATION、2021年12月、https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/import/210121_2021-12_TURPE_6_HTB.pdf

t年1月1日時点までに提出されたt-1年の情報に基づいて期中調整が行われ、t年8月1日から新しい託送料金・レベニューキャップが適用される

算定スケジュール（フランス）*1



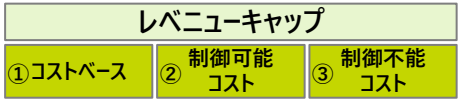
※過去2年間の現在のエネルギー危機に関連する例外的な状況が発生していることから、2025年2月1日付でTURPE 6が引き上げられており、このスケジュールによらず調整されることもある。*2

*1 出所： RTE、DÉLIBÉRATION、2021年12月、https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/import/210121_2021-12_TURPE_6_HTB.pdf
*2 出所：CRE、JOURNAL OFFICIEL DE LA RÉPUBLIQUE FRANÇAISE、2025年1月：https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000051023217

3.4. ノルウェー

ノルウェーでは、実績費用をもとに毎年算定されるコストベースの7割を制御可能コスト、3割を制御不能コストとしてレベニューキャップの算定を行っている

レベニューキャップの構造（ノルウェー） *1,2



−レベニューキャップ（Allowed Revenue：AR）の計算式−

$$CB_t = (O\&M_{t-2} + CENS_{t-2}) * (CPI_t/CPI_{t-2}) + D_{t-2} + RAB_{t-2} * r_{NVE,t} + TL_{t-2} * P_t$$

①コストベース

$$AR_t\ ^{*3} = 0.7 * CB_t * eff_t + 0.3 * CB_t + PT_t + TC_t$$

②制御可能コスト　③制御不能コスト　④その他項

−期中調整区分−
- 物価変動・金利変動反映
- 過年度の実績値反映
- 最新の予測値反映

No	計算項	算定式	項目の概要（次頁以降 詳細をご説明）
①	コストベース	$(O\&M_{t-2} + CENS_{t-2}) * \left(\frac{CPI_t}{CPI_{t-2}}\right) + D_{t-2} + RAB_{t-2} * r_{NVE,t} + TL_{t-2} * P_t$	**運用・メンテナンス費用、減価償却費、配当支払い等**のt−2年の系統運営に要した**実績費用**
②	制御可能コスト	$0.7 * CB_t * eff_t$	**コストベースの7割**に**効率性指標**を掛け合わせた値
③	制御不能コスト	$0.3 * CB_t$	**コストベースの3割**
④	その他項	$PT_t + TC_t$	**固定資産税やコストベースに含まれないが系統運用上必要なリース費用等**

*1 出所：NordREG、Economic regulation of TSOs in the Nordic countries、2012年、https://www.osti.gov/etdeweb/servlets/purl/1035940
*2 出所：NVE、Økonomisk regulering av nettselskap、2025年10月、https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/oekonomisk-regulering-av-nettselskap/
*3 ARには含まれないが、t-2年に生じたレベニューキャップと実収入の差分はt年に回収されると記載されている。

コストベースを構成する全てのパラメータが毎年調整されている

①コストベースのパラメーター一覧*1

レベニューキャップ
①コストベース ② 制御可能コスト ③ 制御不能コスト

No	パラメータ		概要	期中調整理由
①	**コストベース** $(O\&M_{t-2} + CENS_{t-2}) * \left(\frac{CPI_t}{CPI_{t-2}}\right) + D_{t-2} + RAB_{t-2} * r_{NVE,t} + TL_{t-2} * P_t$ （次ページに続く）	$O\&M_{t-2}$	t-2年に生じたオペレーション、メンテナンス費用 需給調整費用はこの項目で回収される*3	過年度の実績値を反映するため
		$CENS_{t-2}$	停電電力量に基づく電力品質補正（Cost of Energy Not Supplied：CENS）	過年度の実績値を反映するため
		$\frac{CPI_t}{CPI_{t-2}}$	t-2年からt年の消費者物価指数の上昇率	物価変動を反映するため
		D_{t-2}	t-2年に発生した年間減価償却費	最新の値を反映するため
		RAB_{t-2}	送電設備、土地、建物などの送電事業の運営に必要な資産（Regulatory asset base：RAB）の帳簿価額	最新の値を反映するため
		$r_{NVE,t}$	t年にNVE（規制期間）が設定したレートオブリターン	最新の値を反映するため

*1 出所：NordREG、Economic regulation of TSOs in the Nordic countries、2012年、https://www.osti.gov/etdeweb/servlets/purl/1035940
*2 出所：NVE、Økonomisk regulering av nettselskap、2025年10月、https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/oekonomisk-regulering-av-nettselskap/
*3 出所：Statnet、Rapportering av utvikling Statnett SF sine kostnader、2023年10月、https://www.nve.no/media/17680/202305630-5-rapportering-av-kostnadsutvikling-for-statnett-sf-2018-2027-4672151_2_1.pdf

制御可能コストはコストベースの7割分に最新の効率性スコアをかけることで算定されている

①コストベース、②制御可能コスト、③制御不能コスト、④その他項のパラメーター一覧*1

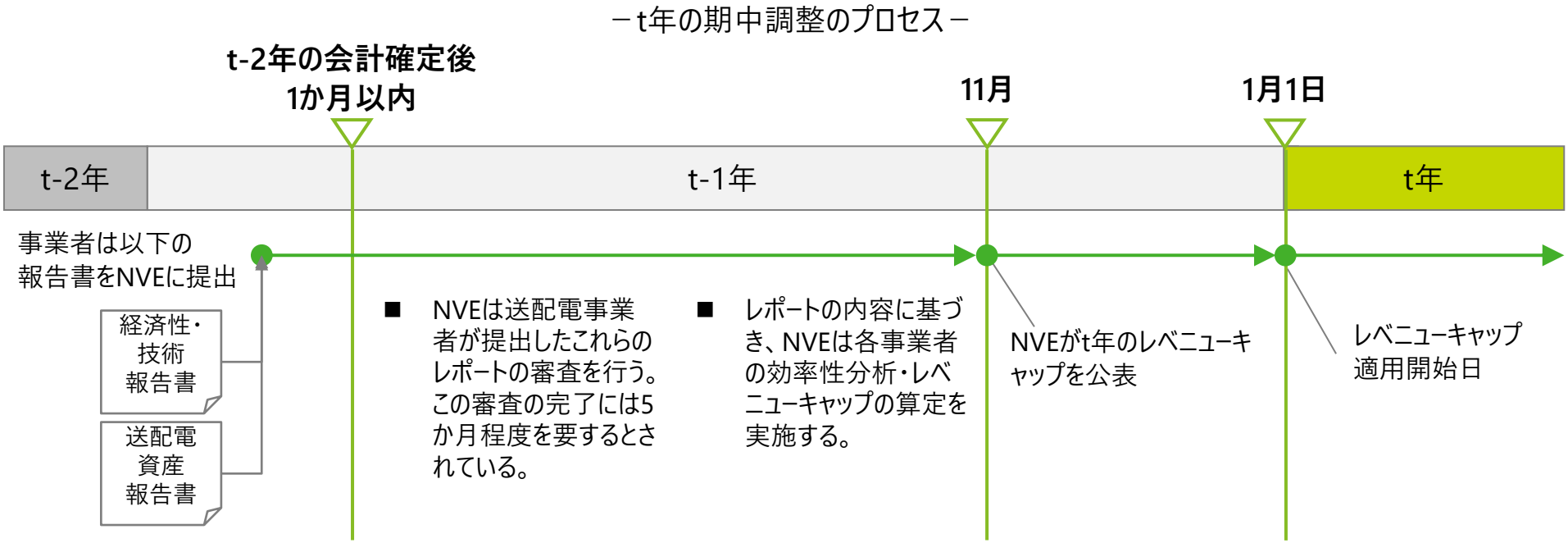
レベニューキャップ
①コストベース ② 制御可能コスト ③ 制御不能コスト

No	パラメータ		概要	期中調整理由
①続	**コストベース** $(O\&M_{t-2} + CENS_{t-2}) * \left(\frac{CPI_t}{CPI_{t-2}}\right) + D_t - 2 + RAB_{t-2} * r_{NVE,t} + TL_{t-2} * P_t$	TL_{t-2}	t-2年に生じた電力ロス量	過年度の実績値を反映するため
		P_t	t年の標準電力単価（スポット市場における平均単価）	–
②	**制御可能コスト** $0.7 * CB_t * eff_{t-2}$	CB_t	①で算定されたコストベース	–
		eff_{t-2}	DEA分析によって算定されるt-2年の当該事業者の効率性スコア	過年度の実績値を反映するため
③	**制御不能コスト** $0.3 * CB_t$	CB_t	①で算定されたコストベース	–
④	**その他項** $PT_t + TC_t$	PT_t	t年に生じる固定資産税	最新の値を反映するため
		TC_t	他の送配電事業者からリースされている送配電設備のリース費用を回収する項目	最新の値を反映するため

*1 出所：NordREG、Economic regulation of TSOs in the Nordic countries、2012年、https://www.osti.gov/etdeweb/servlets/purl/1035940
*2 出所：NVE、Økonomisk regulering av nettselskap、2025年10月、https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/oekonomisk-regulering-av-nettselskap/

NVEは事業者から提出されるt-2年の報告書を審査し、その内容をもとに効率性分析を行ったうえでt-1年11月にレベニューキャップを公表する

算定スケジュール（ノルウェー）*1



- 経済性・技術報告書

  損益計算書、バランスシート、送電量と収益、超過収益と赤字収益、研究開発費、送電サービスのコスト、給与と年金のコスト、その他の運営費、資産の減価償却費、共通コストと資産の配分原則、投資、供給されないエネルギーのコスト (CENS)、回線とケーブルの km 数、変圧器、メーター数などに関する情報

- 送配電資産報告書

  送電設備亘長 (架空線、地下ケーブル、海底ケーブル)、電圧レベル、材料、グリッド インターフェイス、変圧器数と性能、所有権の割合、運用責任等の設備詳細

*1 出所：NVE、Data collection、2021年12月、https://www.nve.no/norwegian-energy-regulatory-authority/economic-regulation/data-collection/
*2 出所：NVE、Economic regulation、2022年10月、https://www.nve.no/norwegian-energy-regulatory-authority/economic-regulation/

略語集（1/5）

略称	名称	説明
AEC	Australian Electoral Commission	エネルギー業界団体（オーストラリア）
AEMC	Australian Energy Market Commission	エネルギー市場委員会（オーストラリア）
AEMO	Australian Energy Market Operator	エネルギー市場運営者（オーストラリア）
AGC	Automatic Generation Control	自動発電制御
APC	Administered Price Cap	管理価格上限（オーストラリアNEM）
ASO	Ancillary Services Optimizer	エネルギーおよびアンシラリーサービスの同時最適化機能
BAR	Base d'Actifs Réglementaire	規制対象資産ベース（RABと同じ、フランス）
BCR	Bid Cost Recovery	入札コストの回収・補填（米CAISO）
BSUoS	Balancing Service Use of System Charges	NESOに支払われる、系統運用に要する費用を回収する託送料金（英国）
BCR	Bid Cost Recovery	入札コストの回収・補填（米CAISO）
CAISO	California Independent System Operator	カリフォルニア独立系統運用者
CCN	Charges de Capital Normatives	標準資本コスト（フランス）
CENS	Cost of Energy Not Supplied	託送料金算定時に引用される、停電電力量に基づく電力品質補正項（ノルウェー）
CfD	Contract for Difference	差額決済契約（英国）
CMPC	Coût Moyen Pondéré du Capital	加重平均資本コスト（WACCと同じ、フランス）
CNE	Charges Nettes d'exploitation	目標純営業費用（フランス）
CPT	Cumulative Price Threshold	累積価格閾値（オーストラリアNEM）
CRCP	Compte de Régularisation des Charges et des Produits	費用と収益の調整（フランス）
CRE	Commission de Régulation de l'Énergie	フランスエネルギー規制委員会
DEA	Data Envelopment Analysis	複数の企業体の相対的な効率性を測定する方法

略語集（2/5）

略称	名称	説明
Draft ALFs Data	Draft Allowed Load Factors Data	特定の期間における電力システムの負荷係数のデータ（フランス）
DR	Demand ResourceまたはDemand Response	需要家側のリソースの利活用
DRM	De-rated Margin	限定された予備力マージン（英国）
DSO	Distribution System Operator	配電系統運用者
ECAP	Emergency Offer Cap	緊急時の市場価格上限（米ERCOT）
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz (Renewable Energy Act)	再生可能エネルギー法（ドイツ）
EPRX	Electric Power Reserve Exchange	一般社団法人 電力需給調整力取引所
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas	テキサス電気信頼性評議会
EUR	Euro	EU内のユーロ圏(Eurozone)で唯一の通貨として採用されている単位
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas	テキサス州の電力信頼性評議会
FIP	Feed-in-Premium	再エネ発電事業者に、一定のプレミアムを上乗せして交付する制度
FCAS	Frequency Control Ancillary Services	周波数調整アンシラリーサービス（オーストラリアNEM）
FERC	Federal Energy Regulatory Commission	連邦エネルギー規制委員会（米国）
HCAP	High System-Wide Offer Cap	通常時のプライスキャプ（米ERCOT）
IEC	Immobilisations En Cours	建設中の資産（フランス）
JEPX	Japan Electric Power Exchange	一般社団法人 日本卸電力取引所
LCAP	Low System-Wide Offer Cap	緊急時の市場価格上限（2021年に廃止）（米ERCOT）
LMP	Locational Marginal Price	地点別限界価格
LoLP	Loss-of-load Probability	供給不足確率
LOR	Lack of Reserve	予備力不足段階（オーストラリアNEM）
MAPE	Mean Absolute Percentage Error	平均絶対百分率誤差
MPC	Market Price Cap	市場価格上限（オーストラリアNEM）

略語集（3/5）

略称	名称	説明
MPC	Market Price Cap	市場価格上限（オーストラリアNEM）
MRR	Minimum Reserve Requirement	最低予備力要件（米PJM）
MSG	Multi-Stage Generators	複合発電システム
NEM	National Electricity Market	オーストラリア全国電力市場
NGESO	National Grid Electricity System Operator	英国の系統運営者（現在はNational Energy System Operator、NESOと呼ばれる）
NIA	Network Innovation Allowance	送配電事業に関する先進的プロジェクト（英国）
NVE	Norwegian Water Resources and Energy Directorate	送配電事業の規制機関（ノルウェー）
Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets	送配電事業の規制機関（英国）
OFTO	Offshore Transmission Owner	洋上風力を陸上の送電ネットワークに接続する際に必要なネットワーク所有者
OCCTO	Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, Japan	電力広域的運営推進機関
ORDC	Operating Reserve Demand Curve	運用予備力需要曲線（英国PJM、オーストラリアNEM）
PCFM	Price Control Financial Model	期中調整に用いられる経済モデルの算定根拠（英国）
PJM	Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection	ペンシルバニア・ニュージャージー・メリーランド相互接続
POLL	Price of Lost Load	供給不足の価格
PTC	Production Tax Credit	風力発電税額控除制度（米国）
RA	Revenu Autorisé	レベニューキャップ（フランス）
RAB	Regulatory Asset Base	送電事業の運営に必要であると許可されている設備資産（ノルウェー）
RC	Revenue Cap	送配電事業者が回収することが認められた収入の上限値
REC	Renewable Energy Certificate	再生可能エネルギークレジット

略語集（4/5）

略称	名称	説明
RI	Recettes d’interconnexion Prévisionnelles sur la Période	近隣諸国との国際連系に関連する収益（フランス）
RIIO	Revenue = Incentives + Innovation + Outputs	送配電事業者の料金規制制度（英国）
RRP	Regulatory Reporting Pack	期中調整に用いられる送配電事業の報告資料（英国）
RSI	Residual Supply Index	残余供給指数。送電混雑箇所における当該市場の需要量、3事業者の供給量から算出する値であり、TPSテストに使用される
RSP	Reserve Scarcity Price	需給ひっ迫時料金（英国）
RTD	Real-Time Dispatch	リアルタイム市場を構成するプロセスの1つで、ディスパッチを決定するプロセス
RTE	Réseau de Transport d'Électricité	送電系統運営事業者（フランス）
RTED	Real-time economic dispatch	RTDのうち5分コマでインバランスを解消するプロセス
SAIDI	System Average Interruption Duration Index	電力供給の信頼性を評価する指標であり、特定期間の平均的な停電時間をもとに算定
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index	電力供給の信頼性を評価する指標であり、特定期間の平均的な停電回数をもとに算定
SC	Scheduling Coordinator	市場調整役（米CAISO）
SCED	Security Constrained Economic Dispatch	系統制約を考慮した上で、起動費、最低出力費用、限界費用が最経済となるように経済負荷配分を決定すること
SCUC	Security Constrained Unit Commitment	系統制約を考慮した上で、起動費、最低出力費用、限界費用が最経済となるように起動停止計画を策定すること
SFA	stochastic frontier analysis	複数の企業体の相対的な効率性を測定する方法
SOC	State of Charge	蓄電池の充電状態
SONIA	Sterling Overnight Index Average	ポンド翌日物平均金利
SPP	Southwest Power Pool	米国中央部の14州を管轄する地域送電機関
TDR	Transmission Demand Residual	送電需要残余

略語集（5/5）

略称	名称	説明
TNUoS	Transmission Network Use of System Charges	TOに支払われる、送配電設備の形成に要する費用を回収する託送料金（英国）
TO	Transmission Owner	送電設備保有者
TPS	Three Pivotal Supplier	送電混雑解消に不可欠な3事業者。卸電力市場の局所的市場支配力を有する事業者を検出するテスト（TPSテスト）において特定される
TSO	Transmission System Operator	送電系統運用者
TURPE	Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité	フランスの託送料金を規定する制度
VoLL	Value of Lost Load	供給不足の価値
VWAP	Volume Weighted Average Price	加重平均価格

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 9 Tohmatsu Limited

（様式2）

二次利用未承諾リスト

報告書の題名
令和６年度電力取引監視等業務委託事業（インバランス料金制度等の海外事例調査等事業）調査報告書

委託事業名
令和６年度電力取引監視等業務委託事業（インバランス料金制度等の海外事例調査等事業）

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
28	-	RSP曲線
35	-	ORDCの形状
36	-	ペナルティ価格の引き上げ議論内容（PJM）
37	-	ORDCの形状
38	-	LORの種類（NEM）
44		米国LMPのマイナス価格発生頻度の推移（2011年～2020年）
45		需給曲線
65	-	リソース別のBid Cost Recovery
80	-	NEM市場全体でのFCASの約定価格（商品別）
81	-	市場全体の収益に対するFCASコストの割合（地域別）
83	-	約定価格の決定方法
84	-	同期/非同期予備力の価格推移（2024年、日別）
87	-	調整力調達不足の発生状況（リアルタイム市場）