

経済産業省 資源エネルギー庁

電力・ガス事業部 政策課

電力産業・市場室 御中

令和5年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等 事業（同時市場に関する詳細設計等に係る調査等事業）

調査報告書

MRI 三菱総合研究所

2024年3月22日

エネルギー・サステナビリティ事業本部

調査概要

背景・目的

電気事業では、電源投資や燃料調達から電力の卸供給に至るまで効率的・安定的な仕組みが必要となるが、卸電力市場の課題、需給運用上の課題や発電事業者・小売電気事業者における計画値同時同量・市場取引上の課題など、様々な課題が顕在化している。

こうしたことを踏まえ、資源エネルギー庁殿においては、「卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会」や「あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会」において、あるべき姿と具体的な対応策について検討を行い、作業部会の取りまとめにおいては、同時市場等について、具体的な仕組みの提言がなされた。

本事業においては、検討会での議論を踏まえつつ、新たな市場の仕組みを導入した際に、現行の関係法令や事業者の実務(特に取引における契約実務などを想定。)等との関係で問題となる点の洗い出しや問題が大きい場合のその緩和策・対応策等を整理・検証に資することを目的として実施した。

調査内容

(1)同時市場に関する詳細設計等に資する調査

同時市場での電源起動の指令等に関する規制の在り方、利害関係者の権利・義務関係、電源差し替えを行う場合のデリバティブ会計上の取扱い、市場約定時のトラブルや市場運営者の特別な機能・ガバナンス等の諸点について、我が国の制度検討に資する情報整理のため、米国の主要地域の実務実態について詳細に調査した。

資源エネルギー庁殿との打ち合わせを通じて、国内制度面の課題・対応整理や、現行法(電事法等)との関係整理について、議論を行った。その結果として、検討会資料(特に第7回検討会資料3-1等)に影響を与え、検討会の議論の促進に寄与した。

(2)同時市場の在り方等に関する検討会の運営支援

資源エネルギー庁殿が開催する「同時市場の在り方等に関する検討会」の運営支援を実施した。

(3)電力関連のデータ収集・分析・整理・翻訳

(1)の調査に付随して、同時市場の実態に関わるデータの収集、分析を実施した。

目次

1. 電源起動の指令等に関する規制のあり方	4
同時市場における取引資格の取得基準	4
同時市場における取引単位	11
同時市場における起動停止指令	14
売り入札・買い入札を行う事業者の範囲	24
同時市場における相対契約の位置づけ	38
市場メカニズムの枠外での支払い(アップリフト)	51
2. 利害関係者の権利・義務関係の整理	89
kWh市場(電力)	92
Frequency Response(調整力)	117
Regulation市場(調整力)	119
Reserve市場(予備力)	141
3. 電源差し替えと商先法、デリバティブ会計	181
4. 市場約定時のトラブル、市場運営者の特別な機能・ガバナンス	184
緊急事態(Emergency)に対する運用計画	184
価格算定・約定トラブル時の対応	191
PJMにおける精算方法	194
付帯資料1 同時市場の在り方等に関する検討会運営支援	199
付帯資料2 電力関連のデータ収集・分析・整理・翻訳支援	278

1. 電源起動の指令等に関する規制のあり方

- 同時市場における取引資格の取得基準
- 同時市場における取引単位
- 同時市場における起動停止指令
- 売り入札・買い入札を行う事業者の範囲
- 同時市場における相対契約の位置づけ
- 市場メカニズムの枠外での支払い(アップリフト)

PJMの市場参加要件(1/2)

- PJMのエネルギー・アンシラリー市場(前日・当日)に参加するには、PJM会員、その中でも正会員となる必要がある。2023年10月29日時点でPJM会員数は1,086に上るが、その内市場参加が可能な正会員は全体の94%にあたる1,017事業者。
- PJM全体の運用のため様々な責務を負う他、市場参加可能会員は市場運営に必要なスケジュールや入札情報の提出が課されている。

PJMにおける会員資格

正会員	フル会員	市場参加可、代表セクター(発電、送電、エンドユーザー等)の上級常任委員会での議決権有り 年会費5,000ドル 申請時に2,000ドル+リスクポリシーレビュー料1,500ドルを支払う必要
	提携会員	フル会員と同じ企業に属していること(子会社等) 市場参加可、上級常任委員会での議決権は無し 年会費、申請費用等はフル会員と同じ
準会員	トレーニングの無料受講が可能だが、市場参加や議決権が無い 年会費2,500ドル/申請費無し	
Ex Officio 会員	州の消費者保護局(State Office of Consumer Advocates)のみ利用可能な会員資格 市場参加不可、委員会(エンドユーザー部門)での議決権有り 年会費500ドル/申請費無し	
特別会員	PJMによる緊急時負荷削減プログラム(Emergency Load Reduction Program)に参加する事業者のみ利用可能な会員資格 議決権無し 年会費500ドル/申請費無し	

会員の責務

- ✓ 会員情報、連絡先、代表者、メンテナンス日程など正確な情報の提出・更新
- ✓ 委員会活動などPJM運用コストの負担
- ✓ 約款の遵守、系統緊急事態対応のための命令遵守
- ✓ 信頼性確保のため、他のPJM会員と協力したアセット計画・運用の実施
- ✓ 特定の事業分野(LSE、配電等)で追加の契約が必要な場合は締結を実施



市場の売り手の責務として...

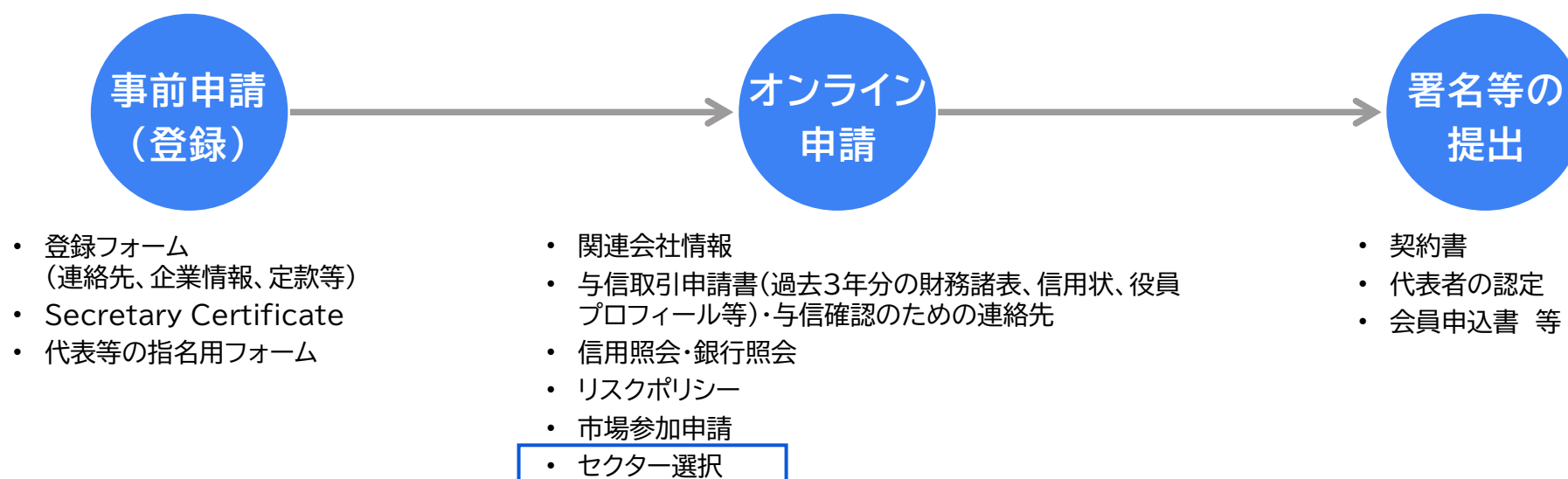
入札データ提出、Availability予測、
相対取引スケジュール送信等

市場の買い手の責務として...

需要予測の提出、相対取引情報の提出等

PJMの市場参加要件(2/2)

- PJMの会員申請の流れと必要となる申請書類は以下の通り。申請書が受理されてから90日以内で処理が行われる。
- 経営基盤等の審査とともに、申請時に選択したセクターの要件に合致しているかも重視されている。また、セクターの下には lines of business(事業分野)と呼ばれるサブセクターもあり、事前申請等で選択する。



申請者は以下のいずれかに属する資格を有している必要あり

送電所有者	送電設備を所有もしくはリースし、PJM Transmission Owners Agreementを締結している会員
発電所有者	発電設備を所有する主に電力小売エンドユーザー会員(直近5計画期間で発電>需要 等の条件)
その他供給事業者	他のセクターに該当しない、エネルギー、アンシラリーサービス等を市場売買・提供する会員
エンドユーザー	PJM内の電力小売エンドユーザー会員(直近5計画期間で発電<需要 等の条件)
配電事業者	PJM内向けの配電設備を所有もしくはリースする会員、もしくは発電・送電協同組合／自治体との共同機関

※5つのセクターの下にあるサブセクター

送電所有者、電力販売、LSE、発電所有者、DR事業者、金融トレーダー、消費者保護団体

CAISOの市場参加要件(1/2)

- CAISOの市場での取引は、CAISOが承認し、登録したスケジューリングコーディネーター(Scheduling Coordinator : SC)という組織を通じてのみ行われる。
- SCはCAISOの市場に対する入札の主体となるとともに、CAISOとの取引に係る複数の役目を担うことが求められる。

SCの 責務

- ✓ 発電事業者、小売事業者、DRリソース※プロバイダ、地域間電力取引事業者を代表すること
- ✓ NERCタグ(電力取引の記録となる電子タグ)のデータを発行すること
- ✓ 入札、Inter-SC Trade(SC間取引)を提出すること
- ✓ CAISO市場に関わる全てのサービス、SC間の取引に係る精算処理を行うこと
- ✓ CAISO約款の遵守を確保すること
- ✓ 年次、週次、日次の需要予測を提出すること

※ Proxy Demand Resources (PDR), Proxy Demand Resource-Load Shift Resource (PDR-LSR), Reliability Demand Response Resources (RDRR)

- 参加希望市場(前日/リアルタイム)への入札提出
- CAISOの指示の下で、需要、発電、地域間取引量の調整・修正を実施
- アンシラリーサービスの提供
- 再エネ等のスケジュール提出
- 入札やSC間取引において需給調整可能な電源の特定
- 入札の上提供されるサービスが、環境制約、操業許可、適用法に違反しないように入札を実施

- CAISO約款に基づいたCAISO手数料の支払い
- SC間取引や相対取引を含む、全仲介取引の追跡と決済

- CAISO Business Practice Manualの順守と市場参加者の順守確保
- CAISO市場に参加する関連会社に関する情報等を、各種マニュアルに従って提出

- CAISO制御系統上の週間予想ピーク需要と予想発電容量の提供(1年分)

その他、金融活動(Convergence Bidding Entitiesの代理としての Virtual bid・SC間取引)にのみ従事するSCを除き、毎日24時間スケジュールセンターの運営・維持 等の役割がある

CAISOの市場参加要件(2/2)



- CAISOに登録されているSCは100社以上であり、SCになるためには、CAISOに対して所定の申請書の提出とともに7,500ドルを納め、承認を受ける。
- 認定を受けるためには以下の要件を満たすことが必要。申請の際は代表する事業体自体の適格性も証明しなければならない。
- また、認定SCとなる以外に、認定SCの代行サービスを受けることで市場参加することも可能。

SC認定要件

分類	SC認定要件	概要
経営基盤	CAISOとの財務セキュリティを確立し、最低参加要件（FERC Order 741）を満たす	100万ドルの有形純資産を有する、または1,000万ドルの総資産を有する - もしくは「適切」な資格を持つ他団体からの保証書または信用状の形で信用サポートを受けている
運営体制	連絡先の提出	CAISOとやり取りを行う組織の連絡先を最低2つ用意している
	アプリケーションへのアクセス獲得	アクセス管理ツールを通して、CAISO市場の各アプリケーションに参加するためのデジタル証明書を獲得している
	決済品質メータシステムへのアクセス確立	オペレーションメータの分析と報告を行うシステムを活用し、決済品質メータのデータをCAISOに提出できること
	証書の提出	倒産等による事業継続が困難な場合に備え、管理しているリソースの振替ができる証明書を用意している
事業実施能力	ネットワークインターフェイスの確立	- CAISOが規定しているネットワーク接続セキュリティ要件を満たしている - インターネットもしくはECNを選択（ECNはAT&Tの私設ネットワーク）
	トレーニングへの参加	四半期ごとに開催されているCAISOのSC認証ワークショップへ参加したことがある
	市場取引テスト	CAISOのSC認証ワークショップで実施される、複数タイプの入札およびスケジューリングに対応できるかを証明する試験に合格している
	電子振込テスト	Federal Reserve Wire Network（米連邦準備銀行の決済送金システム）やACT（小口決済システム）の活用による電子決済機能を使用できる。CAISOとの金銭のやり取りがつつがなく可能を確認済みである
	SC緊急時対応計画の提出（第3者のリソースを取り扱うSCのみ対象）	SCの主要施設が電力供給できない場合の代替入札およびスケジューリング機能を提供する方法を記載した書類を用意している
	グリッド連携テスト（第3者のリソースを取り扱うSCのみ対象）	24時間のリアルタイム対応能力およびタイムリーにディスパッチ命令に正しく対応するために必要となるCAISO市場の十分な理解があることを証明する試験に合格している
	自動ディスパッチシステムへのアクセス確立	アンシラリーサービスに活用可能な発電施設やDR機器を取り扱うSCは自動ディスパッチシステムを使用できること
	停電管理システムへのアクセス確立	発電施設やDR機器を取り扱うSCは停電管理システムを使用できること
情報管理	取引用ID	取引を行うリソースについて、使用時間帯やアンシラリーサービスへの対応可否等について、CAISOが提示するテンプレートに記載できること
	地域市場の電力緩和要件対応	CAISOがリソースを適切な供給先へ提供できるよう、管理している組織および関連情報を提出できること

出所)METI, “諸外国におけるバーチャルパワープラントの実態調査”, 閲覧日:2021年2月10日, <https://www.meti.go.jp/meti.lib/report/H28FY/000583.pdf>

【参考】CAISOに登録されているScheduling Coordinator(1/2)

● 3 Phases Energy Services, LLC	● Brookfield Energy Marketing LP	● City of Santa Barbara dba Santa Barbara Clean Energy	● Eastside Power Authority	● In Commodities US, LLC
● ACES Power Marketing	● Brookfield Renewable Trading and Marketing LP	● City of Santa Clara dba Silicon Valley Power	● EDF Industrial Power SErVICES (CA), LLC	● Inertia Power VII, LLC
● AES Integrated Energy, LLC	● California Department of Water Resources	● City of Solana Beach	● EDF Trading North America, LLC	● Intergrid Management Group LLC
● Agile Energy Trading, LLC	● Calpine Energy Services, LP	● City of Tacoma, Department of	● EDP Renewables North America LLC	● J. Aron and Company, LLC
● Altop Energy Trading, LLC	● Calpine Energy Solutions, LLC	● Public Utilities, Light Division dba	● Enel Trading North America, LLC	● Just Energy Solutions Inc.
● Amber Power LLC	● Castleton Commodities Merchant Trading L.P.	● Tacoma Power	● Energy AI Systems Inc.	● Keni Energy LLC
● American PowerNet Management, LP	● Central Coast Community Energy	● City of Vernon	● Energy Data Management Services, LLC	● LCG Consulting
● Appian Way Energy Partners West, LLC	● CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA	● City of Victorville	● Engelhart CTP (US), LLC	● Leapfrog Power, Inc.
● APTG, Inc.	● Citadel FNGE LTD	● Clean Energy Alliance	● Engie Energy Marketing NA, Inc.	● Liberty Power Holdings LLC
● APX, Inc.	● Citigroup Energy, Inc.	● Clean Power Alliance of Southern California	● Entergy Fund I, LLC	● Los Angeles Department of Water and Power - Merchant
● Arizona Electric Power Cooperative, Inc.	● City and County of San Francisco	● Clear Power LLC	● ETC Endure Energy LLC	● Los Angeles Department of Water and Power - Transmission
● Arizona Public Service Company	● City of Anaheim	● Comision Federal de Electricidad	● ETRACOM, LLC	● LTSTE Investments, LLC
● ATNV Energy, LP	● City of Azusa	● Commercial Energy of Montana	● Eversource Consulting Inc.	● Macquarie Energy LLC
● Avangrid Renewables, LLC	● City of Baldwin Park	● ConocoPhillips Company	● Exelon Generation Company, LLC	● Macquarie Energy Trading, LLC
● Avista Corporation	● City of Banning	● Consolidated Edison Energy, Inc.	● FP West Capital Partners, LLC	● MAG Energy Solutions, Inc.
● Avocado Energy LLC	● City of Burbank	● Constellation NewEnergy, Inc.	● Freepoint Commodities, LLC	● Marin Clean Energy
● Balancing Authority of Northern California	● City of Cerritos	● Continuum Energy Fund, LP.	● Galt Power Inc.	● McCoy Energy Storage, LLC
● Bear Valley Electric Service, Inc.	● City of Colton	● Covanta Stanislaus, Inc.	● GenOn California South, LP	● Merced Irrigation District
● Bia Capital Management LLC	● City of Corona	● CP Energy Marketing (US), Inc.	● Golden Dome LLC (previously, Eceis LLC)	● Mercuria Energy America, LLC
● Bilton Wong Power, Inc.	● City of Glendale	● CWP Energy, Inc.	● Golden Hills Wind, LLC	● MET West Trading, LLC
● BJ Energy, LLC	● City Of Pasadena	● Danske Commodities US, LLC.	● Gridmatic Cupressus, LLC	● Midway Sunset Cogeneration Company
● Blackout Power Trading, Inc.	● City of Pico Rivera, dba Rivera Innovation Municipal Energy	● Darby Energy, LLC	● Gridmatic Inc.	● Modesto Irrigation District
● Blythe Energy Storage 110, LLC	● City of Pomona	● DC Energy California, LLC	● Group628, LLC	● Mohave County Wind Farm, LLC
● Blythe Energy Storage II, LLC	● City of Rancho Cucamonga	● Desert Community Energy	● Guzman Energy Partners, LLC	● Montana Wind Energy, Inc.
● Blythe Energy Storage III, LLC	● City of Rancho Mirage	● Direct Energy Business, LLC	● Guzman Energy, LLC	● Monterey CA, LLC
● Blythe Solar 110, LLC	● City of Redding	● DTE Energy Trading Inc.	● Heartland Power Inc.	● Morgan Stanley Capital Group Inc.
● Blythe Solar IV, LLC	● City of Riverside	● Dynasty Energy California Inc.	● Hexis Energy Trading, LLC	● NDC Partners LLC
● Bonneville Power Administration	● City of Roseville (Roseville Electric)	● Dynasty Power, Inc.	● Idaho Power Company - Merchant	● Nevada Power Company - Merchant
● Boston Energy Trading and Marketing, LLC (formerly Edison Mission Marketing & Trading, Inc.)	● City of San Jacinto	● Dynegy Marketing and Trade, LLC	● Idaho Power Company - Transmission	● Nevada Power Company (NVE1_TO)
● BP Energy Company	● City of San Jose	● East Bay Community Energy Authority	● Imperial Irrigation District	● NextEra Energy Marketing, LLC

【参考】CAISOに登録されているScheduling Coordinator(2/2)

● Northern California Power Agency	● Puget Sound Energy	● Sunline, LLC	● Utah Municipal Power Agency
● NorthStar SW Ltd.	● Puget Sound Energy - Transmission	● Sunshaw Power Trading LLC	● Valley Clean Energy Alliance
● NorthWestern Corporation d/b/a NorthWestern Energy - Merchant	● Quattro Energy, LP (previously Calicot Energy LLC)	● Sxnqels L Suwecm -	● Valley Electric Association, Inc.
● NorthWestern Corporation d/b/a	● Rainbow Energy Marketing Corporation	● Ksulilmumal Akalmukwaits Inc. d/b/a Energy Keepers, Inc.	● Vectra Capital, LLC
● NorthWestern Energy - Transmission	● Red Wolf MT, LLC	● TEC Energy Inc.	● Velocity American Energy Master I, LP
● NRG Power Marketing Inc.	● Redwood Coast Energy Authority	● Tenaska Power Services Co.	● Viasyn, Inc.
● Olivine, Inc.	● Rivercrest Power-South, LLC (formerly BioUrja Capital)	● TGP Energy Management, LLC	● Vitol, Inc.
● Pacific Gas and Electric Company (PG&E - Trading)	● Roctop Investments Inc.	● The Energy Authority, Inc	● Voltus, Inc.
● Pacific Gas and Electric	● Saavi Energy Solutions, LLC (previously InterGen Energy Solutions)	● The Regents of the University of California	● Waverly Energy, LLC
● Company (PG&E - Transmission)	● Sacramento Municipal Utility District	● Thordin ApS	● Wellhead Power eXchange, LLC
● PacifiCorp - Merchant	● Salt River Project - Merchant	● Tios Capital, LLC	● Western Area Power Administration Desert Southwest Region
● PacifiCorp - Transmission	● Salt River Project - Transmission	● Tiron Energy Inc.	● Western Area Power Administration, Sierra Nevada Region (WAPA)
● Palmco Power CA, LLC	● San Diego Community Power	● Tommy Energy Solutions Corp	● Western Community Energy
● Pattern Energy Management Services, LLC.	● San Diego Gas & Electric Company	● Town of Apple Valley dba Apple Valley Choice Energy	● Whitney Point Solar, LLC
● Peak Energy Capital LP	● San Diego Gas & Electric Transmission	● Trafigura Trading LLC	● Xine LLC
● Pechanga Band of Luisen	● San Francisco Bay Area Rapid Transit Authority (BART)	● Trane Grid Services LLC	● XO Energy CAL, LP
● Indians dba Pechanga Tribal Utility	● Saracen Energy West, LP	● Vitol, Inc.	● ZGlobal Inc.
● Peninsula Clean Energy Authority	● Seattle City Light - Merchant	● Voltus, Inc.	● Utah Municipal Power Agency
● Pilot Power Group, LLC	● Seattle City Light - Transmission	● Waverly Energy, LLC	
● Pioneer Community Energy	● Secantia Partners, LLC	● Wellhead Power eXchange, LLC	
● Placer County Water Agency	● Semptra Gas & Power Marketing, LLC	● Western Area Power Administration Desert Southwest Region	
● Port of Stockton (Stockton Port District)	● SESCO Caliso, LLC	● Western Area Power Administration, Sierra Nevada Region (WAPA)	
● Portland General Electric Company - Merchant	● Shell Energy North America (US), L.P.	● Western Community Energy	
● Portland General Electric Company Transmission	● Sierra Pacific Power Company	● Whitney Point Solar, LLC	
● Power and Water Resources Pooling Authority	● Silicon Valley Clean Energy Authority	● Xine LLC	
● Powerex Corp.	● Sirius Power Trading LLC	● XO Energy CAL, LP	
● Precept Power LLC	● SociVolta, Inc.	● ZGlobal Inc.	
● Protor Energy, LLC	● SOHO Energy, LLC	● Tyne Hill Investments LP	
● Public Service Company of Colorado (Xcel Energy)	● Sonoma Clean Power Authority	● Tyr Energy, LLC.	
● Public Service Company of New Mexico - Merchant	● Southern California Edison Company	● Uncia Energy LP - Series C	
● Public Service Company of New Mexico - Transmission	● Standard Normal Energy, LLC	● Uniper Global Commodities North America LLC (formerly E.On)	

1. 電源起動の指令等に関する規制のあり方

- 同時市場における取引資格の取得基準
- 同時市場における取引単位
- 同時市場における起動停止指令
- 売り入札・買い入札を行う事業者の範囲
- 同時市場における相対契約の位置づけ
- 市場メカニズムの枠外での支払い(アップリフト)

FERC Order 2222における最小入札容量要件



- FERC Order 2222では、RTO/ISOに対してDER(distributed energy resource)及びDERアグリゲーションの市場参加の障壁を取り除くようRTO/ISOの規定の改正を要求している。
- その中の一つとして、DER・DERアグリゲーションがRTO/ISO市場に参入するための最小入札容量要件を100kW以下に設定することが求められている。

FERC Order 2222にいて要求されたRTO/ISO規定が満たすべき主要な要件

1	DERアグリゲーションのRTO/ISO市場への参加を認めること
2	DERアグリゲーションが物理的・運用的特性に対応した1つ以上のモデルに登録することを認めること
3	DERアグリゲーションがRTO/ISO市場に参入するための最小規模要件を100kW以下に設定すること
4	DERアグリゲーションの立地条件を、技術的に可能な限り広範囲に設定すること(シングルノード/マルチノードいずれも認めている)
5	マルチノードアグリゲーションを認める場合、DERアグリゲーションに潮流分流係数*1と入札パラメータの提出を求め、参加モデルに組み込むこと
6	DERアグリゲーションに提供を求める情報及びデータ(総容量や配電系統上の位置など)について記載すること
7	DERアグリゲーションが従うべきメータリングとテレメトリーのルールについて記載すること
8	RTO/ISO、DERアグリゲーター、配電事業者及び関連する州小売規制当局間で、DERアグリゲーションの審査手続きや問題発生時の対応についてどのように調整するか規定すること
9	DERアグリゲーション内のリソースの内容が変化しても、再登録・再資格認定を求めずリソースリストを変更すればよいと規定すること
10	RTO/ISOがDERアグリゲーターと締結する市場参加協定を定め、その役割と責任を定義すること

*11単位の電力を送電したときに、ある送電線に分流する電力量を示す係数

出所)FERC “Order No.2222”, 閲覧日:2022年3月9日, <https://www.ferc.gov/news-events/news/open-access-order-no-2222> より三菱総合研究所作成

PJM・CAISOにおける最小入札容量・最小取引単位



- PJMの最小入札容量要件は通常の発電機・DERともに100kW以上と設定されている。
- CAISOの最小入札容量要件は、通常の発電機は500kW以上、DERは市場参加モデルや参加する市場に応じて100kW以上・500kW以上のいずれかと設定されている。
- PJMの最小取引単位は100kW、CAISOの最小取引単位は10kWと設定されている。

PJMにおける最小入札容量要件

市場参加モデル	通常の発電機	Curtailment Service Provider (CSP)	DER Aggregator (DERA) (2026年スタート予定)	Energy Storage Resource(ESR)
リソース種	DER以外の電源	需要削減	- DER - 需要削減	蓄電リソース(FOM、BTMいずれも含む)
容量	100kW以上(エネルギー市場、容量市場、アンシラリーサービス市場)	100kW以上(エネルギー市場、容量市場、アンシラリーサービス市場)	100kW以上(エネルギー市場、容量市場、アンシラリーサービス市場)	100kW以上(エネルギー市場、容量市場、アンシラリーサービス市場)

PJM・CAISOにおける最小取引単位

市場	最小取引単位
PJM	100kW
CAISO	10kW

CAISOにおける最小入札容量要件

市場参加モデル	通常の発電機	デマンドレスポンス (PDR、PDR-LSR、RDRR)	DERプロバイダー (DERP)	非発電リソース (NGR)
リソース種	DER以外の電源	需要削減	DER	蓄電リソース
容量	500kW以上	100kW以上(エネルギー市場) 500kW以上(アンシラリーサービス市場)	500kW以上	100kW以上

出所)PJM, “PJM Manual 11 (revision 127)”, “PJM tariff”, CAISO, “CAISO Fifth Replacement FERC Electric Tariff Section4”, “Proxy Demand Resource (PDR) & Reliability Demand Response Resource (RDRR) Participation Overview” 等より三菱総合研究所作成

1. 電源起動の指令等に関する規制のあり方

- 同時市場における取引資格の取得基準
- 同時市場における取引単位
- 同時市場における起動停止指令
- 売り入札・買い入札を行う事業者の範囲
- 同時市場における相対契約の位置づけ
- 市場メカニズムの枠外での支払い(アップリフト)

Operating Agreementにおけるセルフスケジュールの位置づけ

- Operating Agreementによると、PJMは売り手に対して、発電オファーにて指定された運転パラメータの範囲内で全てのプールスケジュールもしくはセルフスケジュール電源の出力の調整を指示する権利を有する。
- プールスケジュールおよびセルフスケジュール電源の出力を調整する条件として、以下の項目が挙げられている。
 - ① 制約条件に従いながら信頼性を維持し、買い手及びPJMが必要とする電力量、Reserve、その他サービスの供給コストを最小限に抑える。
 - ② 需要と供給のバランスを取り、スケジュールされたタイフロー(tie flows)を維持し、周波数調整を提供する。
 - ③ PJM域外との間の、周波数に関連しないスケジュールされていない電力融通を最小化する。
- また緊急事態(Emergency Condition)には、PJM域内で連系する全てのリソースの権利が制限される場合もある。詳細は「4. 市場約定時のトラブル、市場運営者の特別な機能・ガバナンス」を参照。

Operating agreement

1.11.1 Resource Output.

The Office of the Interconnection shall have the authority to direct any Market Seller to adjust the output of any pool-scheduled or self-scheduled resource increment within the operating characteristics specified in the Market Seller's offer. The Office of the Interconnection may cancel its selection of, or otherwise release, pool-scheduled resources, subject to an obligation to pay any applicable start-up, no-load or cancellation fees. **The Office of the Interconnection shall adjust the output of pool-scheduled or self-scheduled resource increments as necessary:**

- (a) to maintain reliability, and subject to that constraint, to minimize the cost of supplying the energy, reserves, and other services required by the Market Buyers and the operation of the PJM Region;
- (b) to balance load and generation, maintain scheduled tie flows, and provide frequency support within the PJM Region; and
- (c) to minimize unscheduled interchange not frequency related between the PJM Region and other Control Areas.

PJMにおける市場タイムライン

- PJMでは、前日市場でリソースをセルフスケジュールしていた場合、この電源は前日14:15までのリアルタイム市場の入札期間中は起動・出力の変更はできない。
- その後、前日22:00以降はセルフスケジュール電源のスケジュール調整が可能である。

前日市場～実運用65分前までの市場タイムライン

前日11:00	● 前日市場の入札期間終了。すべての買い入札と売り入札はPJMに提出されなければならない。 ● PJMは11:00時にDay-ahead market clearing softwareの実行を開始し、前日市場の1時間ごとの約定スケジュールとLMPを決定。 ● Fixed demand、price sensitive demand bid、demand reduction bid、Day-ahead Reserveの目標調達量を満たす、発電機起動停止計画を策定し、エネルギーとリザーブの総コストは最小化される。(一定の制限を受ける) ● 起動停止計画分析は、PJMの外部の相対取引スケジュール(External bilateral transaction)や前日市場への外部リソースの売入札も含まれる。
前日13:30まで	● 前日13:30までに、PJMはMarkets Gateway Systemに、前日市場の毎時間のスケジュールとLMPの約定結果を掲載する。PJMは、これらの結果をダウンロード可能なファイル、Markets Gateway System、または専用の通信リンクを介して利用可能にする。
前日市場結果公開～ 前日14:15	● PJMがリアルタイム市場(バランシング市場)の入札期間を開始する(rebid period)。 ● 期間中、市場参加者は売入札を修正して提出することができる。 ● ただし、市場参加者が前日市場でリソースをセルフスケジュールしていた場合、再入札期間中にユニットのステータスを“Economic”に変更することはできない。
前日14:15	● リアルタイム市場(バランシング市場)の入札期間(rebid period)が終了。 ● PJMは、Reliability Assessment and Commitment (RAC) Run(信頼度評価・起動停止計画実行)と呼ばれる第2の発電機起動停止計画の策定を行う。 ● このリソースコミットメントには、更新された売入札、更新されたリソースの利用可能性(アベイラビリティ)情報、更新されたPJM需要予測情報と需要予測偏差が含まれる。 ● この発電機起動停止計画の焦点は信頼度(reliability)であり、追加的に起動停止計画の対象とされる発電機の起動コスト(start-up cost)と最低出力コスト(no-load cost)を最小限に抑えることを目的としている
前日14:15～ 実運用日	● PJMは、更新されたPJM需要予測と最新のリソース利用可能性情報に基づき、必要に応じて追加の発電機起動停止計画を策定することができる。 ● PJMは、必要に応じて、特定の発電所有者に対して個別に更新された発電スケジュールを送信する。
前日18:30～ 実運用65分前	● 前日18:30以降のReliability Assessment and Commitment (RAC) Run(信頼度評価・起動停止計画実行)完了後から実運用時間の65分前までに、修正された売入札がPJMに提出される可能性がある。 ● 前日22:00以降、実需給65分前までにセルフスケジュールリソースはスケジュールを調整することができる。ただし、緊急時にはPJMがセルフスケジュールリソースをスケジュールし、ディスパッチする権利に従う必要がある。

PJMにおけるセルフスケジュールの起動停止

- PJMにおいて、前日市場でスケジュールされた発電リソースがスケジュールから逸脱して停止することを希望する場合、PJMにそれが可能かを確認する必要がある。確認した結果、信頼性のために必要であると判断された場合でも停止することができるが、forced outage(計画外停止)扱いとなり、容量市場のアセスメントで考慮される計画外停止率に反映される。また、信頼性のために必要かどうかにかかわらず、発電リソースを停止した場合、乖離量(deviation)に対してOperating Reserve Charges(すなわち、Upliftコスト)を負担しなければならない。

2.3.3 Market Sellers

(中略)

If a generation resource is scheduled in the Day-ahead Market and wishes to deviate from that schedule (i.e. not run), the generation owner should contact the PJM Master Coordinator to determine if this course of action is possible. The PJM Master Coordinator will either:

発電リソースが前日市場でスケジュールされており、その**スケジュールから外れること(すなわち起動しないこと)**を希望する場合、発電事業者は**PJMマスターコーディネーターに連絡し、このような行動が可能かどうかを確認**する必要がある。

PJMマスター・コーディネーターは次のいずれかを行う：

- Determine that the generation resource is not needed for reliability purposes for the Operating Day and therefore, the generation owner can decide not to run the resource and no forced outage is incurred. The generation owner is responsible for all deviation and operating reserve charges.
運転日の信頼性のために発電リソースが必要でないと判断した場合、**発電所有者は発電リソースを停止することを決定することができ、forced outage(計画外停止)にはならない**。発電事業者は、全ての逸脱に対して責任を負い、**Operating Reserve Charges**を負担する。
- Determine that the resource is needed for reliability purposes and therefore, will inform the generation owner. The generation owner may still elect to not run the resource, but a forced outage for the duration of the scheduled operation of the resource is generated. The generation owner is responsible for all deviation and operating reserve charges.
リソースが信頼性のために必要であると判断した場合、その旨を発電事業者に通知する。**発電所有者は発電リソースを停止することを選択できるが、リソースの予定稼働期間中のforced outage(計画外停止)となる**。発電事業者は、全ての逸脱に対して責任を負い、**Operating Reserve Charges**を負担する。

【参考】PJMにおける計画外停止率の計算方法

- 計画外停止率(EFORD)の計算方法は以下の通りであり、forced outage(計画外停止)の時間はその計算の中で考慮されている。

計画外停止率の計算方法

EFORD Calculation

Forced Outage Rate Calculation

The Equivalent Demand Forced Outage Rate ("EFORD") shall be calculated as follows:

$$\text{EFORD (\%)} = \{(\text{ff} * \text{FOH} + \text{fp} * \text{EFPOH}) / (\text{SH} + \text{ff} * \text{FOH})\} * 100$$

事故停止率
Equivalent Demand
Forced Outage Rate

全停止ファクター
full outage factor

部分停止ファクター
partial outage
factor

サービス時間
service hours

全停止時間
full forced outage hours

全停止時間
full forced outage hours

全停止ファクター
full outage factor

部分停止時間
equivalent forced
partial outage hours

【参考】PJMの容量市場における計画外停止率の扱い

- 計画外停止率(EFORD)は容量市場のアセスメントで考慮される。オークション時のEFORDよりも、アセスメント時のEFORDが大きい場合、追加オークションでその減少分を追加調達しなければペナルティを課せられることになる。

PJMの容量市場における計画外停止率の扱い

【参考】PJMの容量市場における停止率の扱い

14

PJMの容量市場では調整係数として用いられている事故停止率は前年11月末に確定するため、容量オークション時に用いられた調整係数（事故停止率：EFORD）とアセスメント時の調整係数（最終EFORD）が必ずしも一致しないという特徴がある。すなわち、

求められる実効容量 = 設備容量 × (1 - EFORD)

アセスメント時の実効容量 = 設備容量 × (1 - 最終EFORD)

契約未達量 = 求められる実効容量 - アセスメント時の実効容量

このため、最終EFORD > EFORD の場合、追加オークションなどで実効容量の減少分を追加調達しなければペナルティを科せられることとなってしまう。一方、最終EFORD < EFORD の場合は、実効容量に余裕が生まれる。その余裕分は他の電源等の不足分を補う相対取引に用いられる。

我が国の容量市場の検討においては、“電源等の設備容量に対し、調整係数を乗じることにより、期待容量を評価することが考えられる。”としている。（中間論点整理第2次）

我が国の容量市場では、調整係数を容量オークションの際に設定する考えであるが、その調整係数をPJMと同様に、アセスメントまでの実績により変化させるか、今後の詳細検討の論点になり得ると考える。

オークション時のEFORD：2次追加オークションまで事業者が指定するが、その値はメインオークション前の9月末までの1年間実績値、または、過去5年平均値、追加オークションの場合はメインオークション時の値を超えてはならない。

最終EFORD：受渡し年前年度の9/30を末日とし、その前12か月の事故停止実績（不可抗力は除く）をもとに確定。受渡し年度開始の3か月前に行われる3次追加オークションは最終EFORDが適用。

PJMにおける逸脱へのペナルティ

- 電源がPJMのディスパッチから逸脱していると判断された場合、電源特性に応じて逸脱量(Deviation)を評価され、Operating Reserve Chargesが課金(すなわちUplift費用コスト負担が要求)される。

PJMにおける逸脱へのペナルティ



Ramp-Limited Desired MW Calculation for Deviations

- Create greater incentive for generators to follow PJM real-time dispatch instruction rather than day-ahead schedule
- Determination of generation deviations made using following criteria:
 - Ramp-Limited Desired MW
 - % Off Dispatch
 - MW Off Dispatch
- Once generator is deemed “deviating,” charges are based on operational characteristics of generator and ...
 - Real Time MWh – Ramp Limited Desired MWh **OR**
 - Real Time MWh – UDS LMP Desired MWh **OR**
 - Real Time MWh – Day-Ahead MWh

www.pjm.com | Public 7 PJM©2020

出所)PJM, “Operating Reserves Overview”, 閲覧日2023年10月12日, <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/subcommittees/dirs/2020/20201102/20201102-item-08-operating-reserves-overview.ashx>

ディスパッチ可能でない電源の逸脱量

- 前日市場とリアルタイム市場の両方でディスパッチ可能でないユニットは、リアルタイムMWhと前日スケジュールMWhの差分が逸脱量として評価される。
 - 全量Must runのセルフスケジュール電源はこのケースに該当すると考えられる。

ディスパッチ可能でない電源の逸脱量



Resources Not Dispatchable

- Each unit that is dispatchable day-ahead but is Fixed Gen in real-time is assessed deviations
 - Real-time MWh – UDS LMP Desired MWh
- Each unit that is not dispatchable in both day-ahead and real-time market is assessed deviations
 - Real-time MWh – Day-ahead Scheduled MWh
- Units that choose to participate in day-ahead pumped storage optimization program are considered not dispatchable in Day-Ahead market

www.pjm.com | Public

14

PJM©2020

出所) PJM, "Operating Reserves Overview", 閲覧日2023年10月12日, <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/subcommittees/dirs/2020/20201102/20201102-item-08-operating-reserves-overview.ashx>

ディスパッチ可能な電源の逸脱量

- プールされたスケジュール電源またはディスパッチ可能なセルフスケジュール電源は、以下の2つを満たす場合にPJMのディスパッチから逸脱しているとみなされる。
 - 実際の出力が、Ramp Limited Desired MWh(ランプ率に基づく達成可能MWh)とUDS Basepoint MWh(各電源のディスパッチポイント)の間でない。
 - ディスパッチ率(“実際の出力ーUDS Basepoint MW” または “実際の出力ーRamp Limited Desired MW” のいずれか小さい方を使用したディスパッチ率)が10%を超える。
- この場合、リアルタイムMWhとRamp Limited Desired MWhの差分が逸脱量として評価される。
- ただし、ディスパッチ率が20%を超える場合、リアルタイムMWhとUDS LMP Desired MWh(LMPとユニットの入札曲線を比較したときに対応するMWh)が逸脱量として評価される。

ディスパッチ可能な電源の逸脱量



Resources Not Following Dispatch

Pool-scheduled or dispatchable self-scheduled generator not following PJM dispatch due to...

1. Actual output not being between its ramp-limited Desired MWh and UDS Basepoint MWh **AND**
2. % off dispatch is > 10%

Assessed deviations as Real-time MWh – Ramp-limited Desired MWh

*If % off dispatch is > 20%, deviations are assessed as Real-time MWh – UDS LMP Desired MWh

www.pjm.com | Public

11

PJM©2020

出所) PJM, "Operating Reserves Overview", 閲覧日2023年10月12日, <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/subcommittees/dirs/2020/20201102/20201102-item-08-operating-reserves-overview.ashx>

停止された電源の逸脱量

- 前日市場でスケジュールされたが停止した電源は、リアルタイムMWhと前日スケジュールMWhの差分が逸脱量として評価される。

停止された電源の逸脱量

Resources Not Following Dispatch

Each unit that has day-ahead schedule and trips or is scheduled day-ahead and does not run in real-time is assessed deviations ...

- Real-time MWh – Day-Ahead Scheduled MWh

www.pjm.com | Public 13 PJM©2020

出所) PJM, "Operating Reserves Overview", 閲覧日2023年10月12日, <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/subcommittees/dirs/2020/20201102/20201102-item-08-operating-reserves-overview.ashx>

1. 電源起動の指令等に関する規制のあり方

- 同時市場における取引資格の取得基準
- 同時市場における取引単位
- 同時市場における起動停止指令
- 売り入札・買い入札を行う事業者の範囲
- 同時市場における相対契約の位置づけ
- 市場メカニズムの枠外での支払い(アップリフト)

前日市場における入札区分

- 売り入札は発電リソースが提出するGeneration offersとVirtual bid(PJMの場合、Increment offers)の2種類、買い入札は小売が提出するDemand bidsとVirtual bid(PJMの場合、Decrement bids)の2種類がそれぞれ存在する。
- PJM内の2地点間における混雑料金を対象とした金融商品であるUp to congestion bidや、PJM域外との電力輸出入に係る金融的商品であるImport/Exportも存在する。
- Virtual bidは発電リソース・小売需要とは直接紐づかないため、全市場参加者が入札可能である。前日市場におけるLMP計算に用いられるが、前日市場でのVirtual bidへの入札行為はリアルタイムでの物理フローとは関係しない。

PJMにおける前日市場の入札区分

区分		概要
Generation offers		● 発電リソースにおいて、PJMのEnergy marketにThree-parts offer情報等を登録することで入札
Demand bids		● 小売事業者において、コマごとの供給地点と需要予測量を登録することで入札
Virtual bid	Increment offers	● 前日市場とリアルタイム市場の精算価格における金融的ヘッジを目的とした買い入札
	Decrement bids	● 前日市場とリアルタイム市場の精算価格における金融的ヘッジを目的とした売り入札
	Up to congestion bid	● 特定の2地点間における混雑料金を対象としたヘッジ商品 ● 混雑方向に対してリアルタイム市場の混雑料金が前日市場の混雑料金より高いことが予想される際、前日市場とリアルタイム市場との値差分の収益を得ることが可能
	Import	● PJMの域外からの受電(電力輸入)に対する金融的な買い入札 ● オファー時には域外受電の混雑料金に対する支払い意思額を登録する必要がある。 ● リアルタイム市場のスケジューリングプロセスにおいて再度入札しない限り、前日市場での金融取引として処理され、リアルタイムでの物理フローとは一致しない。
	Export	● PJMの域外送電(電力輸出)に対する金融的な売り入札 ● オファー時には域外送電の混雑料金に対する支払い意思額を登録する必要がある。 ● リアルタイム市場のスケジューリングプロセスにおいて再度入札しない限り、前日市場での金融取引として処理され、リアルタイムでの物理フローとは一致しない。

※Up to congestion bidは、相対取引(Bilateral transaction)の一種としてPJMマニュアルには記載されているが、上述の通り特定の2地点間における混雑料金を対象としたVirtual bid(金融的ヘッジ商品)であることから、日本における相対取引の定義とは異なる可能性がある。スケジューリングプロセスとの関係は追加確認が必要。

出所) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: May 31, 2023)", p.29-30, 2023年3月31日

Monitoring Analytics, "PJM State of the Market - 2023", p.130.139., 2023年10月8日 より三菱総合研究所作成

前日エネルギー市場における入札主体

- Virtual bidを除いた発電リソース・需要に紐づく入札として、発電リソースが提出するGeneration offer、買い入札は小売事業者(LSE)が提出するDemand bidsの2種類がそれぞれ存在する。
- Generation offerは、プライステイカーとして起動を確定させるSelf-scheduled generation offerと、オファー価格に基づいてPJMが起動・出力を決定するDispatchable generation offerの2種類に区分される。
- Demand bidは、供給地点のLMPによらず調達するFixed demand bidと、登録したLMPを下回る範囲で調達するPrice sensitive demand bidの2種類がある。Demand bid入札時には取引する地点情報を合わせて入力する必要があり、PJMが定めた地点単位(Transmission zone:ゾーン, Aggregate bus:集約バス, single bus:単一バス※nodeに相当)で入札される。

PJMの前日市場における売り入札・買い入札の主体(※Virtual bidsを除く)

売り入札(Market Sellers)

Generation offer(発電)

Self-scheduled generation offer

プライステイカーとして、起動・出力を確約させる最低出力を登録※

Dispatchable generation offer

MWと対応するオファー価格を登録

買い入札(Market Buyers)

Demand bids(小売)※

Fixed demand bid

地点、需要量(MW)を登録
※LMPに限らず調達

Price sensitive demand bid

地点、需要量(MW)と価格を登録

※Self-scheduledとして発電する最低出力(Economic Min.)を超え、Dispatchableな最大出力(Economic Max.)の間はPJMが経済負荷配分スケジュール可能な出力帯(dispatchable range)となる。Self-scheduledとして発電する最低限の発電量(Economic Min.)とDispatchableな最大出力(Economic Max.)を同一値で登録することで全量をマストランとする入札(block loading)も可能。

※Fixed demand bidとPrice sensitive demand bidの合計は、LSEの入札上限(Daily demand bid limit)を超えないように登録する必要がある

【参考】リアルタイム市場における区分

- 売り入札は発電リソースが提出するGeneration offer(セルフスケジュール又はディスパッチャブル)と域外からの受電に相当するImport、買いはPJMエリア内の実需要に当たるLoadとPJM域外への送電取引に相当するExportが存在する。
- 小売事業者はリアルタイム市場に買い入札をすることはできず、前日市場でのみDemand bidを入札することが出来る。

PJMにおけるリアルタイム市場の区分

区分		概要
売り	Self Scheduled Generation Offer	・ プライステイカーとして、起動を確約させる最低出力を登録 ・ 起動・出力を確約させる最低出力(Economic Min.)を超えた出力は、Dispatchable offer(※マストランを超える出力を、経済負荷配分可能な出力帯として設定)として登録することも可能
	Dispatchable Generation Offer	・ MWと対応するオファー価格を登録 ・ 登録されたオファー情報に基づき、PJMがリアルタイムにおいて起動停止・経済負荷配分を決定
	Import	・ PJM域外からの受電に対するエネルギー取引 ・ リアルタイム市場におけるimportオファー登録時には、有効なOASIS reservationを保有していること、ramp roomがあること、NERCタグを添付すること、近隣のISO/RTOのチェックアウトプロセスを合格する必要がある。
買い	Load	・ リアルタイムにおける実需要(MW) ※前日市場における小売事業者の買い入札とは異なる点に留意が必要
	Export	・ PJM域外への送電に対するエネルギー取引 ・ リアルタイム市場におけるexportオファー登録時には、有効なOASIS reservationを保有していること、ramp roomがあること、NERCタグを添付すること、近隣のISO/RTOのチェックアウトプロセスを合格する必要がある。

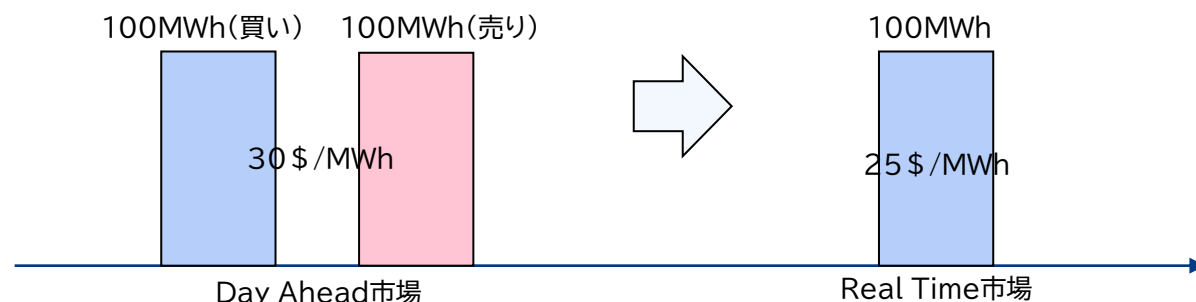
出所)PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: May 31, 2023)", p.29-30, 2023年3月31日
Monitoring Analytics, "PJM State of the Market - 2023", p.128. 135., 2023年10月8日 より三菱総合研究所作成

米国におけるVirtual Bidの概要

- Virtual bidは現物資産・現物需要の有無と無関係に、仮想的な入札を許すものである。前日市場でエネルギーを売買し、リアルタイム市場で反対取引を行うことを義務付けるものであり、前日価格とリアルタイム価格の差を利用する純粋な金融取引である。
 - Increment Offer: 仮想的な発電所(のようなもの)
 - decrement Bid : 仮想的な需要(のようなもの)
 - 例) 前日市場でVirtual bidで100MWhを購入した場合、リアルタイム市場で100MWhの売却を行う。
- 例えば、発電事業者がリアルタイム価格が前日価格より高くなると考える場合、前日市場で売らずに、リアルタイム市場で売るという運用が望ましい。しかし、容量市場のリクワイアメントにより前日市場に入札する義務がある電源も存在するため、Virtual bidを用いることでリアルタイム価格での売買を行うことを可能にしている。
- Virtual bidによって発電事業者が発電機の運転方法を変更する必要はない。
- 同様のロジックが、小売事業者によってスケジューリングされた負荷にも適用され、リアルタイム市場の価格で電力を購入することができる。
 - 前日市場において、ISOの負荷予測の100%を物理的発電量に対してスケジューリングすることを要求する可能性がある。

小売事業者におけるVirtual bidのイメージ

- ・ 小売事業者はリアルタイム断面で価格が低下すると予想
- ・ 前日市場で現物として100MWhの買い入札
- ・ 同時にVirtual Bidとして100MWhのIncrement Offerを入札
- ・ その結果、前日市場のネットポジションは0となり、全量Real Time市場で購入する結果となる



Day Ahead 市場	現物入札 (買い)	$100\text{MWh} \times 30\$/\text{MWh} = \blacktriangle \$3,000$
	Virtual Bid (売り)	$100\text{MWh} \times 30\$/\text{MWh} = \$3,000$
Real Time 市場		$100\text{MWh} \times 25\$/\text{MWh} = \blacktriangle \$2,500$
収支計		$\blacktriangle \$2,500$

米国におけるVirtual Bid導入の目的

- FERCはCAISOがLMP市場を開始する際に、Virtual Bid導入の検討を命じており、その理由として、①前日市場とリアルタイムの価格差の低減、②前日市場の過小スケジュールインセンティブの最小化、③発電事業者による発電の物理的ヘッジのための金融手段が挙げられている。
- CAISOではもともとVirtual bidに参加できるのは発電事業者(発電ユニット所有者)と小売事業者のみであったが、発電機を所有しない金融事業者の参加も認められるようになった。この利点として、以下の2点が挙げられている。
 - 前日エネルギー市場の厚みを増すことができる。
 - 発電事業者や小売事業者がVirtual bidによって得ているであろう過大な利益を排除することができる。

FERCが示しているVirtual bid導入の目的

- Virtual bidを可能にすることで、前日需要の増加が前日価格を押し上げ、リアルタイム供給の増加がリアルタイム価格を押し下げるようになる。すなわち、**Virtual bidを行う市場参加者により、前日価格とリアルタイム価格が期待値で同等になるよう、強力なインセンティブを与えることができ、価格差の安定性を高めることができる。**したがって、市場参加者は、情報価値を提供し、将来の契約交渉の基礎となる価格の確実性を確立する価格指標を、より容易に構築できるようになるはずである。
- **Virtual Bidは、前日市場における過小スケジュールのインセンティブを最小化**する。前日とリアルタイムの価格を近づけることで、仮想入札はDay Aheadの時間枠で予想されるすべての負荷をスケジュールするインセンティブを強化する。
- **Virtual Bidは、発電事業者による発電の物理的ヘッジのための金融手段を提供**する。発電事業者は前日までにユニットをコミットする一方、Virtual Bidを利用してMW出力の一部または全部のリアルタイム価格を得ることができる。

米国におけるVirtual Bidの用途

- PJMの資料において、Virtual Bidの用途は以下のように整理されている。

Virtual bidの用途

- 相対取引の片側のカバー
 - 相対取引の片側だけがリアルタイム市場価格で精算するということが可能となる。
- 前日市場での発電売り入札・小売買い入札のヘッジ
 - リアルタイム市場の価格で売買することができる。
 - リアルタイムで電源がトリップしたときのリスク回避ができる。
- 裁定取引
 - 前日市場とリアルタイム市場の値差で裁定取引を行うことができる。

Virtual Bidによる物理的な市場への影響

- CAISOは、Virtual Bidによる物理的な市場への影響を以下のように整理している。
- 同じ市場参加者が提出した現物需要・供給入札との間に関連性はないと明言されており、RUCにも使用されていない。

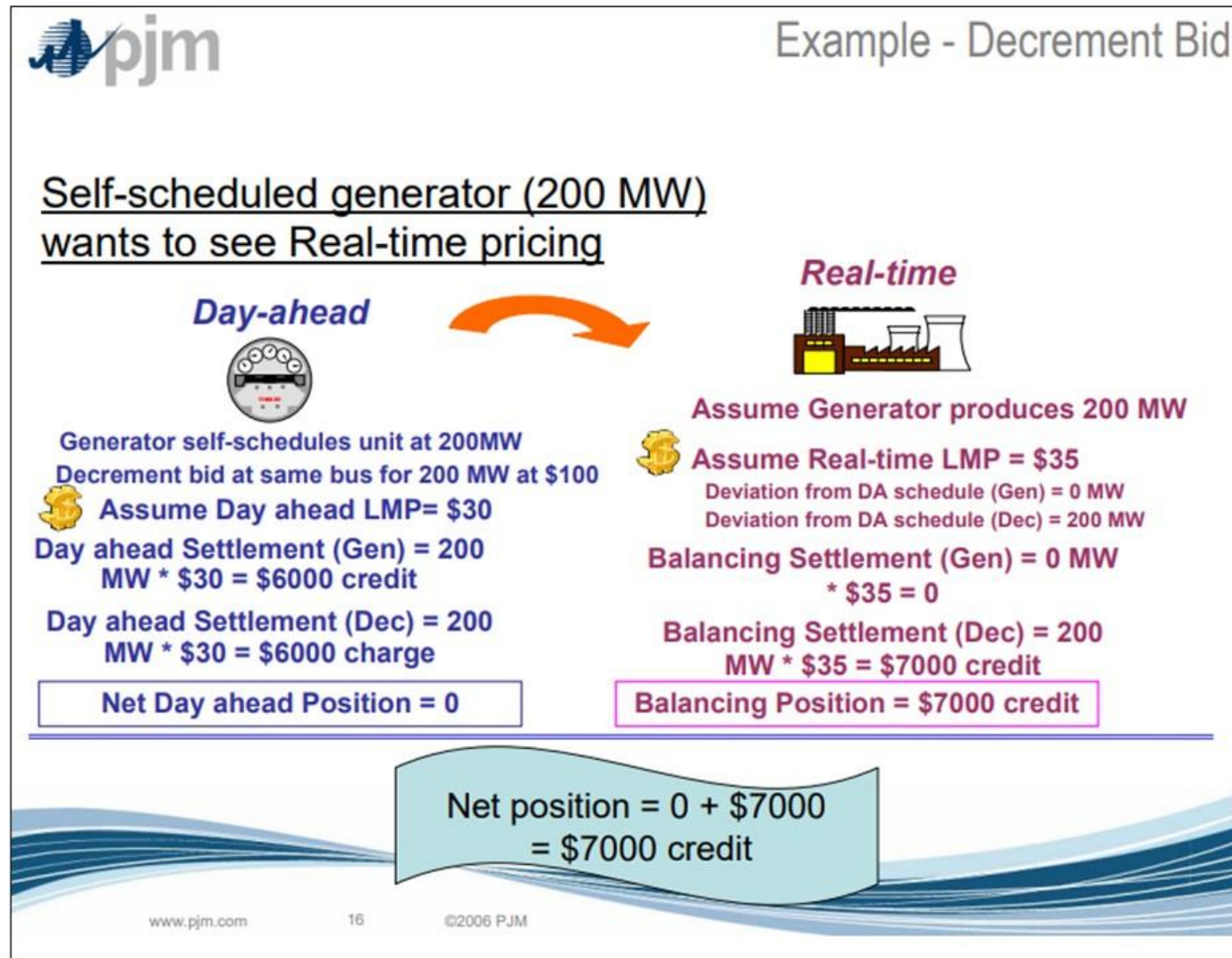
Virtual Bidによる物理的な市場への影響

- ・ 仮想入札は前日市場の金融商品である。
- ・ 仮想入札は現物入札と競合し、経済性に基づいて前日市場で落札される。
- ・ 仮想入札では、物理的な入札ではないため、物理的なエネルギーの供給や消費は行われない。
- ・ 仮想入札は現物リソースに裏打ちされていない。
- ・ 仮想入札は、同じ市場参加者が提出した現物需要・供給入札との間に関連性はない。
- ・ 仮想入札は、系統信頼性のために現物入札を使用する前日市場プロセスであるResidual unit commitment (RUC)では使用されない。
- ・ 仮想入札は、前日市場とRUCプロセスの両方において、現物供給がどのようにコミットされるかに影響を与える。

【参考】セルフスケジュール電源のVirtual bid活用例

- セルフスケジュール電源が、前日市場価格よりも高いリアルタイム市場価格で売るためにdecrement Bidを活用。

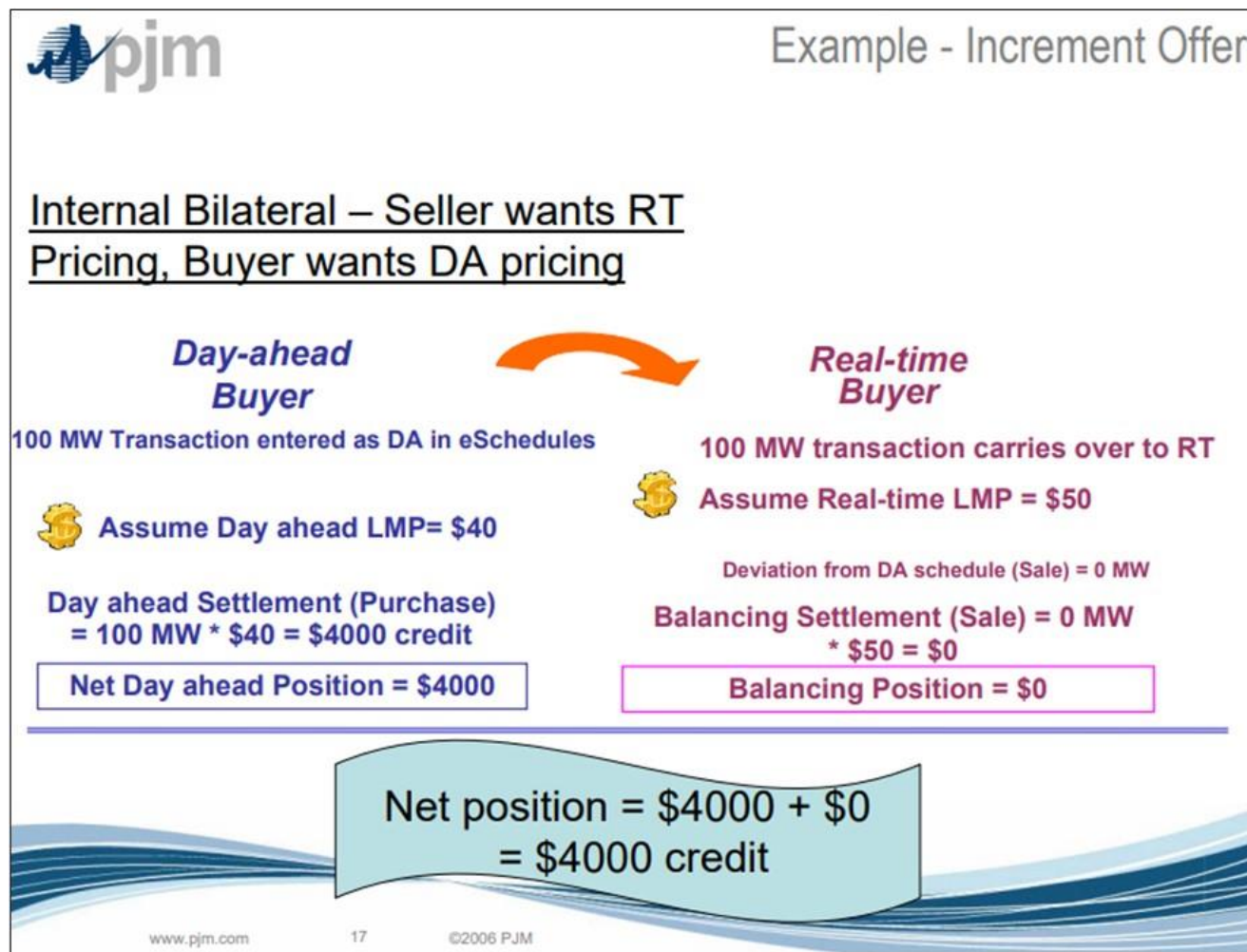
セルフスケジュール電源のVirtual bid活用例



【参考】相対取引のVirtual bid活用例(1/2)

- 相対取引において、買い手は前日市場価格で買い、売り手はリアルタイム市場価格で売りたい場合、買い手は前日市場で通常通り買い入札を行う。(次頁に続く)

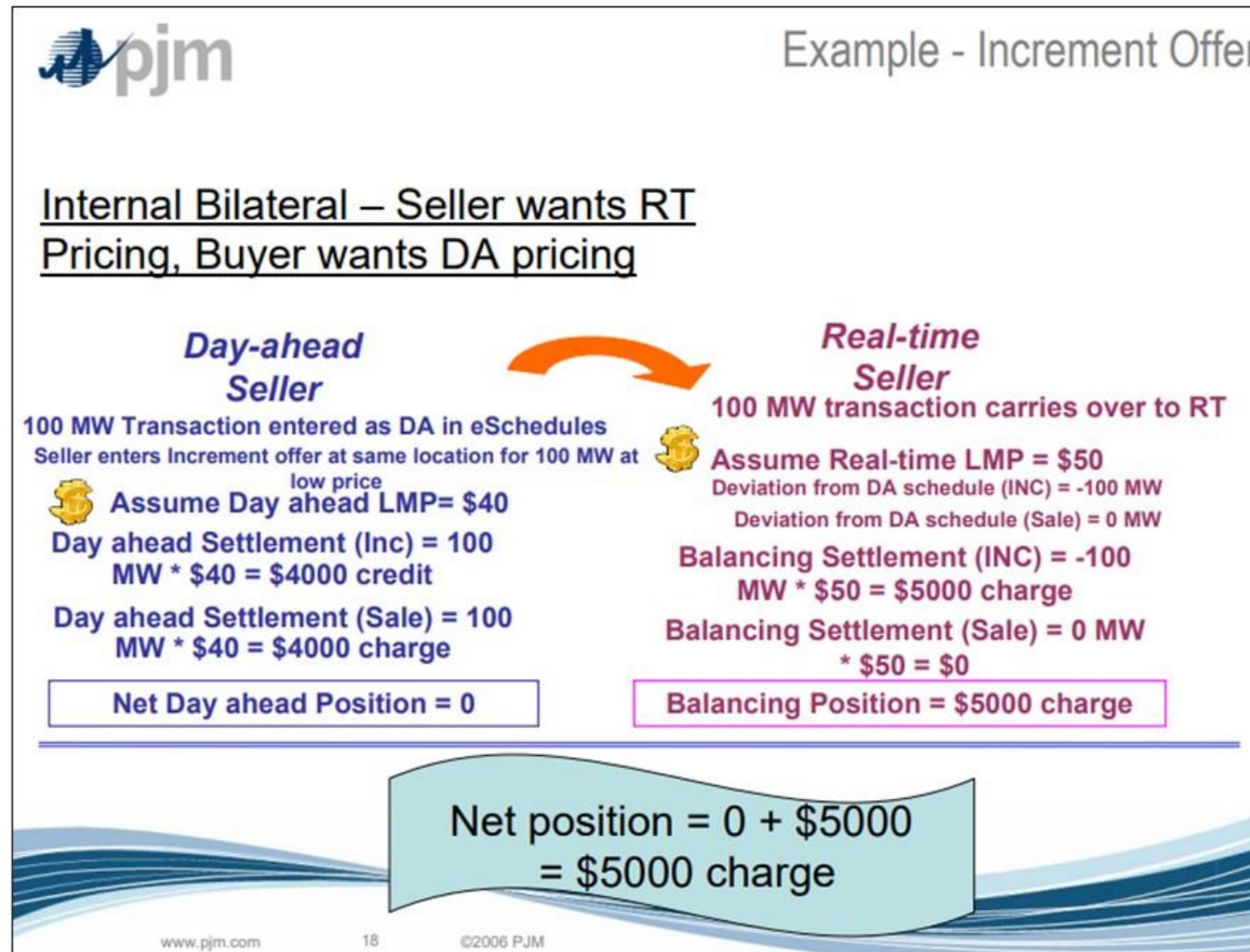
相対取引のVirtual bid活用例(1/2)



【参考】相対取引のVirtual bid活用例(2/2)

- 売り手は前日市場価格よりも高いリアルタイム市場価格で売るためにIncrement Offerを活用。

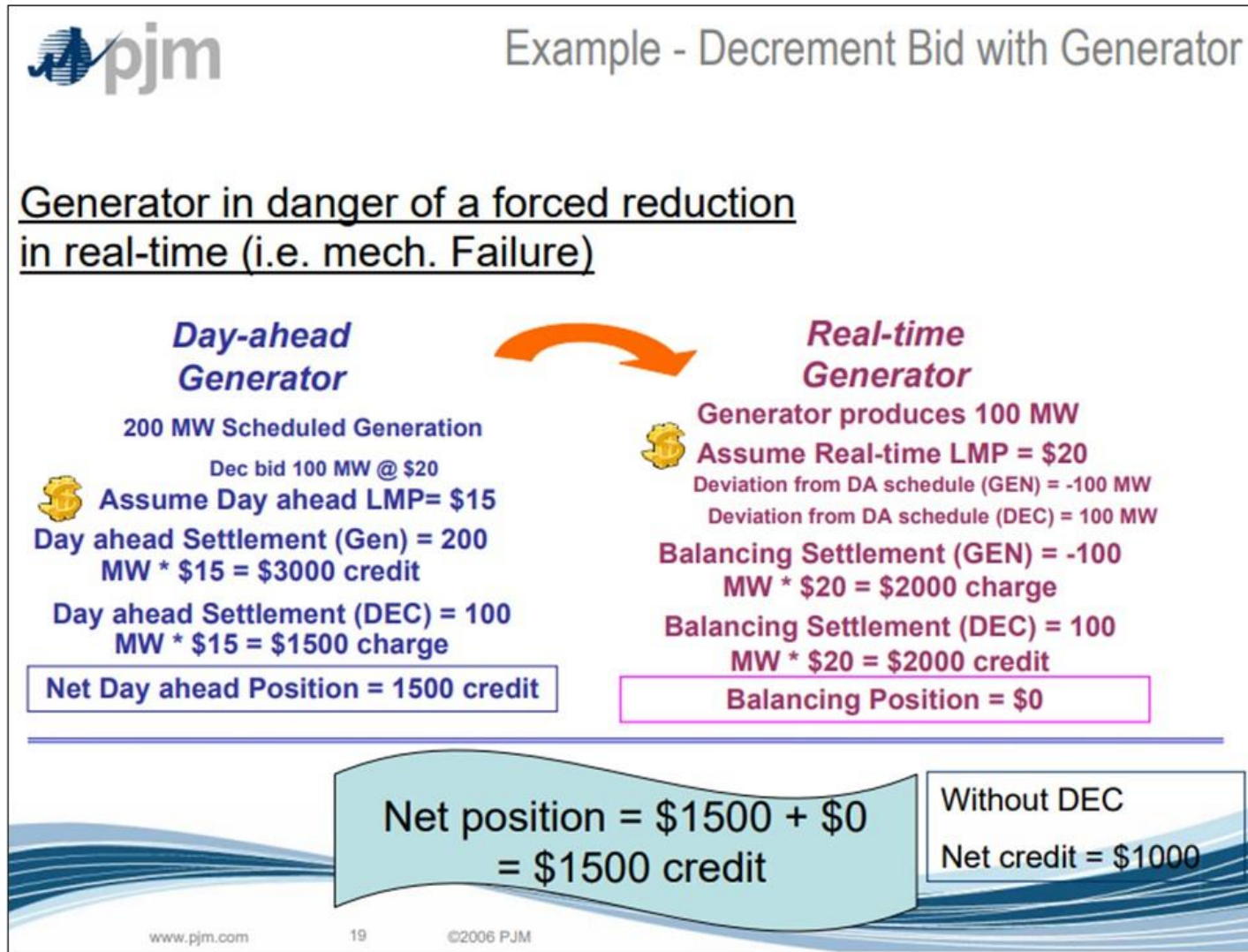
相対取引のVirtual bid活用例(2/2)



【参考】発電事業者のリスク回避のためのVirtual bid活用例

- リアルタイムで出力減少の可能性がある発電機が、その分をdecrement Bidとして入札し、損失を回避。

発電事業者のリスク回避のためのVirtual bid活用例



【参考】系統混雑を利用したVirtual bid活用例

- Up-to congestion bidは、特定の2地点の組み合わせにおける混雑料金(LMP値差)を対象とした金融取引である。
- 前日市場への入札段階で、混雑方向に対してリアルタイム市場の混雑料金が前日市場の混雑料金より高いことが予想される場合、Up-to congestion bidを入札することで、前日市場とリアルタイム市場間の値差分の収益を得ることが可能。

系統混雑を利用したVirtual bid活用例

Example DA Settlement – Forward Flow

100 MWh UTC cleared between points A and B



$$\text{UTC (A to B)} = (\text{Sink LMP} - \text{Source LMP}) * \text{Cleared MWh}$$

$$\text{UTC (A to B)} = (\$75 - \$50) * 100 \text{ MWh} = \$2500 \text{ (charge)}$$

Equivalent to
moving 100 MWh
of power from A to
B and paying the
congestion costs

Example Balancing Settlement

100 MWh UTC cleared between points A and B



$$\text{UTC (A to B)} = (\text{Sink LMP} - \text{Source LMP}) * \text{Cleared MWh}$$

$$\text{UTC (A to B)} = (\$80 - \$45) * 100 \text{ MWh} = \$3500 \text{ (credit)}$$

$$\text{Profit} = \text{RT Position} - \text{DA Position} = \$3500 - \$2500 = \$1000$$

Transaction does not
exist in real-time and
“relieves” flow on the
facility

“Relief” provided in
real-time was worth
more than the
congestion imposed in
DA and therefore the
UTC is profitable

米国の各市場におけるVirtual Bidの位置づけ



- 米国の主な市場におけるVirtual bidの位置づけは以下の通り。

	PJM	CAISO	NYISO
仮想入札の 名称	Virtual Bidding	Convergence bids	Virtual trading
各入札行動 の名称	・increment offers (INCs) ・decrement bids (DECs) ・up-to-congestion bids (UTCs)	・Virtual demand ・Virtual supply	・Virtual Load ・Virtual Supply
制度導入の 目的	・ 電力市場の効率化 ・ 市場支配力の緩和 ・ 価格形成の強化 ・ リアルタイム市場のリスクヘッジ ・ リスクヘッジに向けた価格決定	・ 収益獲得・リスク低減の機会提供 ・ 市場流動性の向上 ・ 効率的な市場運営によるコスト削減 ・ 前日市場とリアルタイム市場の価格差の最小化	・ 電力業界外の事業者の参入の促進 ・ 前日市場とリアルタイム市場の価格差の最小化

1. 電源起動の指令等に関する規制のあり方

- 同時市場における取引資格の取得基準
- 同時市場における取引単位
- 同時市場における起動停止指令
- 売り入札・買い入札を行う事業者の範囲
- 同時市場における相対契約の位置づけ
- 市場メカニズムの枠外での支払い(アップリフト)

PJMにおける相対契約の位置づけ(1/2)

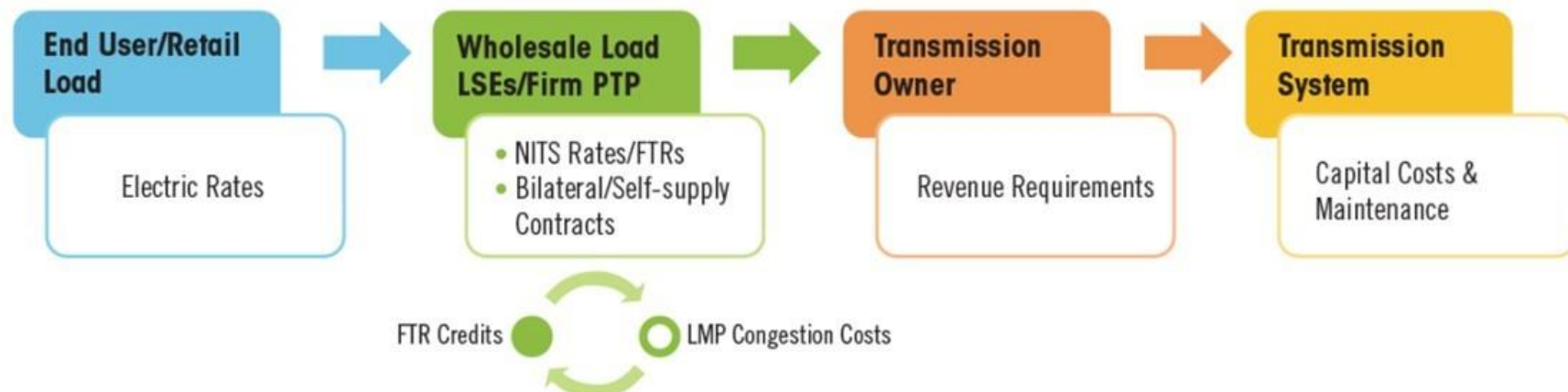
- ノーダル制(LMP)を採用する以前のPJMでは、長期先渡契約(Forward contract)は電源-小売間の”フィジカル”な電力契約であった。”フィジカル”とは、事前に定められた契約量に基づいて発電した電力を系統に逆潮流させることを意味する。
- ノーダル制(LMP)への移行に伴い、従来の先渡契約はPJMによる混雑処理を通じた混雑料金リスクに曝される。そのため、金融的送電権(FTR)によってフィジカルな送電システム利用とファイナンシャルな精算リスクを切り分け、FTRによる金融ヘッジを活用することで、あたかもフィジカルな長期先渡契約と変わらないキャッシュフローを発電-小売間を合成的に作り出し、LMP変動に伴う電力価格リスクをヘッジすることが出来るようになったとされる。

ノーダル制(LMP)への移行前後におけるキャッシュフローの変化

Before LMP Markets



Existing LMP Markets



PJMにおける相対契約の位置づけ(2/2)



- LMP移行後のPJMでは、小売が先渡契約(Self-supply, Bilateral contract)によって確保する供給力が7～8割を占めている。

前日市場に登録された発電オファのディスパッチステータスにおいて、セルフスケジュール(Must run)として稼働させる電源は、出力比で22.8%(2022年度)であり、先渡契約量と比較して少ない。従って、先渡契約を締結している電源はセルフスケジュールとしてマストラン運転している訳でなく、PJMの起動停止・出力配分スケジュールに従っていると推察されるが、電源運用との関係については別途精査が必要である。

需要への供給方法

	スポット市場 (DA市場+RT市場)	Self-supply 及び Bilateral contract
2018	27.7 %	72.3 %
2017	26.7 %	73.3 %
2016	23.9 %	76.1 %
2015	29.3 %	70.7 %
2014	26.7 %	73.3 %
2013	25.0 %	75.0 %
2012	23.2 %	76.8 %
2011	26.6 %	73.4 %
2010	20.2 %	79.8 %
2009	17.0 %	83.0 %
2008	20.2 %	79.8 %

PJM-DA市場に登録された発電オファのディスパッチステータス

Unit Type	Dispatchable Range												Emergency MW	Dispatchable Percent
	Must Run	Eco Min	(\$300) - \$0	\$0 - \$25	\$25 - \$50	\$50 - \$75	\$75 - \$100	\$100 - \$200	\$200 - \$400	\$400 - \$600	\$600 - \$800	\$800 - \$1000		
CC	8.3%	35.5%	0.0%	3.9%	22.5%	14.0%	5.5%	6.5%	3.2%	0.3%	0.1%	0.0%	0.2%	56.0%
CI	0.4%	56.6%	0.0%	0.1%	2.0%	7.1%	7.3%	12.2%	9.3%	2.3%	0.6%	0.1%	2.0%	41.0%
Diesel	0.0%	91.9%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	8.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	8.1%
Hydro	83.8%	0.0%	16.2%	0.0%	-0.0%	0.0%	-0.0%	0.0%	-0.0%	0.0%	-0.0%	-0.0%	0.0%	16.2%
Nuclear	89.6%	6.5%	2.8%	1.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	3.8%
Solar	13.3%	1.4%	78.2%	1.3%	0.6%	1.0%	1.1%	2.5%	0.6%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	85.2%
Steam - Coal	25.5%	26.2%	0.0%	3.1%	15.1%	9.7%	8.2%	7.1%	1.4%	1.8%	0.0%	0.1%	1.9%	46.5%
Steam - Other	5.2%	23.0%	1.2%	1.5%	4.2%	9.4%	12.5%	17.8%	20.8%	3.8%	0.0%	0.1%	0.5%	71.3%
Wind	4.5%	0.7%	84.8%	4.8%	2.5%	1.1%	0.6%	0.6%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	94.8%
Other	16.9%	47.2%	5.0%	0.2%	5.2%	4.2%	0.2%	1.5%	14.9%	1.2%	0.2%	0.0%	3.4%	32.5%
All Units	22.8%	31.6%	2.6%	2.3%	11.2%	8.8%	5.9%	7.5%	5.1%	1.2%	0.2%	0.1%	0.8%	44.7%

相対契約の特徴



- 相対契約は、契約時に買い手と売り手の間で、供給期間・供給価格・供給エリア・履行時期等を交渉することで締結される。
- 相対契約は売り手と買い手の間で価格交渉を実施することから、価格変動リスクが発生する。Self-Supplyは、相対契約の中でも特殊な契約形態の一種と考えられ、売り手と買い手が同一主体であることから、FTRと組み合わせて活用することで小売の電力調達コストを固定化することが可能となるとされる。

	概要
相対契約の期間と契約形態	● 契約時には、買い手(例:LSE)と売り手(例:発電事業者)の間で、期間・価格・供給エリア・履行時期等を交渉した上で契約が結ばれる。 ● 相対契約によって、LSEの供給責任は発電事業者に転嫁される。 ● 契約期間としては、長期契約と短期・中期契約(5年以下)が存在する。 ● 契約価格としては、固定価格の商品と燃料価格に依存したインデックスタイプの商品が存在する。
相対契約に含まれる商品	● 相対契約で取引される商品としては、エネルギー価値(kWh),容量価値(デマンドレスポンス価値を含むkW),アンシラリーサービスの三種類が存在し、それらの組み合わせ商品で契約されることも有る。 ※アンシラリーサービスの相対契約については別途精査が必要。
Self-supplyとの比較	● 相対契約は、電力事業者間で価格等の条件を交渉することで決定することから、LSE(小売)としての調達価格に不確実性は存在する。 ● Self-supplyは相対契約の特殊な1形態であり、売り手と買い手が同一主体であることから価格変動リスクが生じず、調達コストはスポット市場のコストベースでの価格となる。

出所) Synapse, “Bilateral Contracting in Deregulated Electricity Markets”, 閲覧日2023年10月13日, <https://citeseerx.ist.psu.edu/document?repid=rep1&type=pdf&doi=ad9d3a2f4632eec104f08f109d9ba6bf01305fb>, Monitoring Analytics, “2020 Quarterly State of the Market Report for PJM”, 閲覧日2023年10月24日, [https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM State of the Market/2020/2020q1-som-pjm-sec3.pdf](https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM%20State%20of%20the%20Market/2020/2020q1-som-pjm-sec3.pdf) より三菱総合研究所作成

【参考】Self-Supply電源がPJMのスケジューリングに従う意義(1/3)

(1) Self-Supplyである発電リソース—小売間において、2地点間の混雑が発生しない場合

- LSEが電源を自家保有(Self-supply)し、100MWの自社小売需要分を賄う場合、系統混雑が発生しない場合はPJMのスケジューリングによって電源起動し、100MWを発電することで、LSEは実質的に発電リソースの稼働コスト分のみ負担することとなる。

<収入>

- 発電リソースが受け取るLMP精算額: $80(\text{USD/MW}) \times 100(\text{MW}) = 8,000(\text{USD})$
- FTRによるヘッジ収入: $\{80(\text{USD/MW: 需要側LMP}) - 80(\text{USD/MW: 発電側LMP})\} \times 100(\text{MW}) = 0(\text{USD})$

<コスト>

- 需要地のLMP精算額: $80(\text{USD/MW}) \times 100(\text{MW}) = 8,000(\text{USD})$
- 発電リソースの稼働コスト: $50(\text{USD/MW}) \times 100(\text{MW}) = 5,000(\text{USD})$

Netコスト: 5,000(USD)



【参考】Self-Supply電源がPJMのスケジューリングに従う意義(2/3)

(2) Self-Supplyである発電リソース—小売間において、混雑が発生し、PJMのスケジューリングによって稼働停止となった場合

- LSEが電源を自家保有(Self-supply)し、100MWの需要分を賄う。
- 系統混雑が発生し、PJMのスケジューリングによって稼働停止となった場合、発電リソースは稼働停止スケジュールに従い、LSEは自社需要を前日市場から確保し、FTRによって2点間の混雑料金をヘッジすることで、LSEは実質的に発電リソースが立地する地点のLMPにて精算することが可能となる。(この時、フィジカルな電力供給は行っていない)

<収入>

- 発電リソースが受け取るLMP精算額: $30(\text{USD/MW}) \times 0(\text{MW}) = 0(\text{USD})$ ※発電機は稼働停止
- FTRによるヘッジ収入: $\{80(\text{USD/MW: 需要側LMP}) - 30(\text{USD/MW: 発電側LMP})\} \times 100(\text{MW}) = 5,000(\text{USD})$

<コスト>

- 需要地のLMP精算額: $80(\text{USD/MW}) \times 100(\text{MW}) = 8,000(\text{USD})$

Netコスト: 3,000(USD)



【参考】Self-Supply電源がPJMのスケジューリングに従う意義(3/3)

(3) Self-Supplyである発電リソース—小売間において、系統混雑が発生し、PJMのスケジューリングに従わずにセルフスケジュールを行った場合

- 系統混雑が発生するノードで、セルフスケジュール(マストラン電源)として稼働させる場合、発電リソースはプライステイカーとして限界費用よりも安いLMPで実際に発電することになるため、PJMのスケジュールリングに従う場合と比較してより多くの経済的コストを負担する可能性がある。

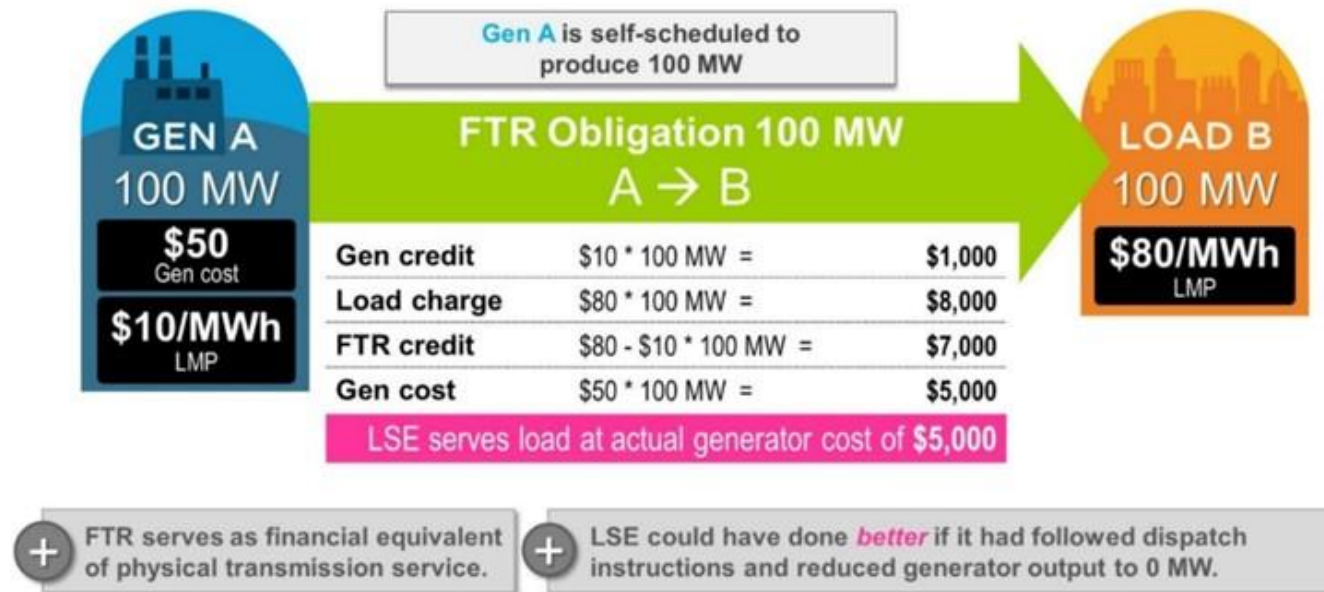
<収入>

- 発電リソースが受け取るLMP精算額: $10(\text{USD/MW}) \times 100(\text{MW}) = 1,000(\text{USD})$ ※セルフスケジュールとして起動確約
- FTRによるヘッジ収入: $\{80(\text{USD/MW: 需要側LMP}) - 10(\text{USD/MW: 発電側LMP})\} \times 100(\text{MW}) = 7,000(\text{USD})$

<コスト>

- 需要地のLMP精算額: $80(\text{USD/MW}) \times 100(\text{MW}) = 8,000(\text{USD})$
- 発電リソースの稼働コスト: $50(\text{USD/MW}) \times 100(\text{MW}) = 5,000(\text{USD})$

Netコスト: 5,000(USD)



米国の卸電力市場における相対契約

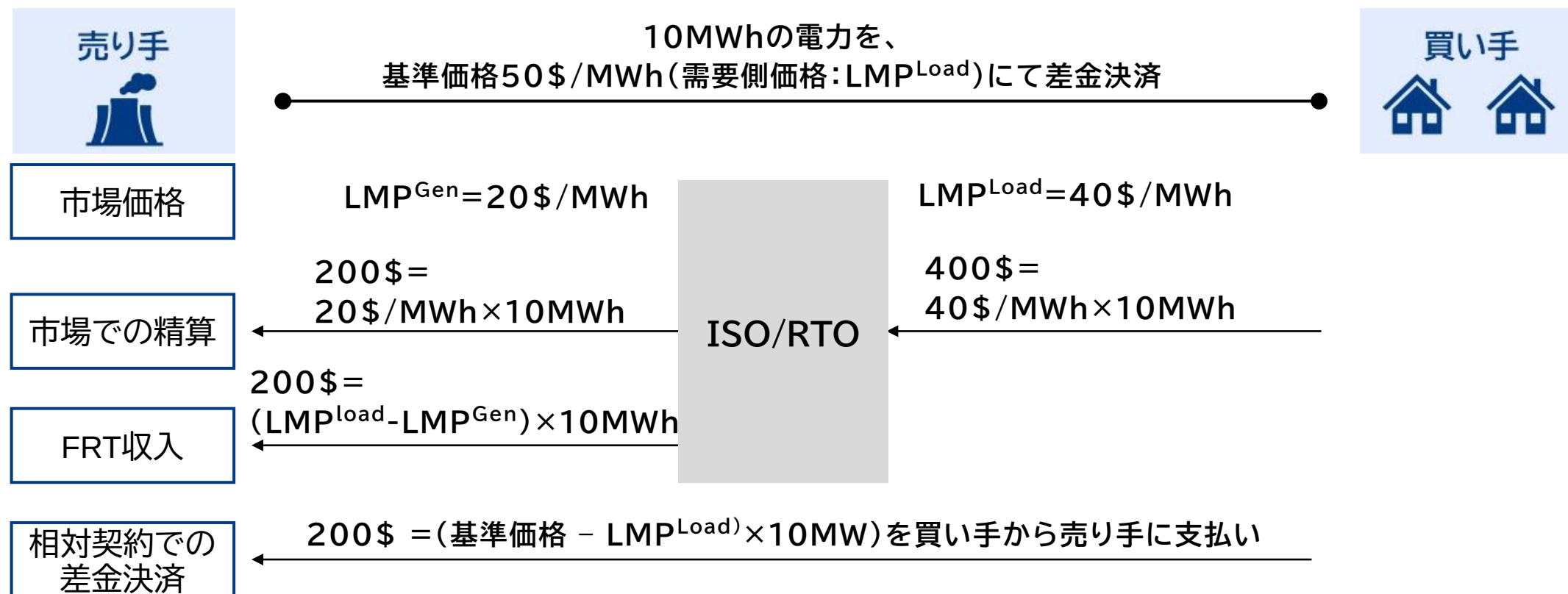
- 英・ストラスクライド大のレポートによると、電力取引はISO/RTOの卸電力市場(Energy market)を通じて取引・精算されるため、ISOを介さずに電力取引を行うことはできないとされている。
- 市場外での相対契約は、個社間の契約に基づいて精算される市場外のキャッシュフローと市場取引によるキャッシュフローの合成により、望ましいキャッシュフロー(価格ヘッジ)を構築することを目的に実施される。この時、二者間の相対契約に基づいて、2通りの精算方法に区分される。
 - **Private CfD**: 相対契約で予め定めた基準価格(Strike Price)と市場価格(LMP)との値差部分を、二者間で差金決済
 - **Internal Bilateral Transaction**: ISO/RTOのTransaction Serviceを利用して、電力市場での金銭的な精算義務を相対契約を締結する一者に集中させる取引。市場外では、予め定めた契約価格で精算される。
- ノーダル制をとる米国では相対契約を締結する地点によって市場価格(LMP)に値差が発生するため、金融的送電権(FTR)と組み合わせることで価格固定する必要がある。

相対契約の形態	概要
Private CfD	• 予め定められた地点間での市場価格(LMP)と、二者間で定めた基準価格(Strike price)との差額を差金決済することで価格を固定 • 発電側と需要側の市場価格(LMP)に値差が発生するため、金融的送電権(FTR)と合わせて設計
Internal Bilateral Transaction (IBT)	• 相対契約を締結する一者に、ISO/RTOのEnergy marketに対する発電と需要の金銭的な精算義務を集中させる取引方法 相対契約を締結するある一者は、市場取引・精算によって発電・需要に係るキャッシュフローが精算され、二者間で予め定めた契約額(契約量×基準価格)を市場外で支払う • 発電側と需要側の市場価格(LMP)に値差が発生するため、金融的送電権(FTR)と合わせて設計

出所) University of Strathclyde, "Exploring market change in the GB electricity system: the potential impact of Locational Marginal Pricing", p.48-49, 2023年2月2日
 PJM, "Market Settlements – Advanced, Energy and Transaction Billing Example Module", p.25-26, 2017年5月24日
 事業者ヒアリングより三菱総合研究所作成

Private CfDの仕組み

- 英・ストラスクライド大のレポートによると、売り手・買い手で相対契約を締結し、予め契約MWと基準価格(Strike price)の水準を合意する相対契約が存在するとされる。買い手側の市場価格と基準価格との値差が発生した場合、市場外で売り手と買い手で差金決済(CfD:Contract for Difference)が行われる。
- ノーダル市場の場合、買い手と売り手の間の市場価格(LMP)に値差(basis risk)が発生するため、金融的送電権(FTR)と組み合わせることで市場価格値差のヘッジが行われる。(下の図は売り手がFTR収入を受け取り、値差ヘッジを行っている場合)



出所) University of Strathclyde, "Exploring market change in the GB electricity system: the potential impact of Locational Marginal Pricing", p.48-49, 2023年2月2日
"electricity derivatives", www.eprm.com, を参考に三菱総合研究所作成

市場外の相対取引をPJMに報告する仕組み

- PJMでは、市場外で締結した2者間での相対契約を報告する仕組みとして、Internal Bilateral Transaction（以下、IBTと表記）と呼ばれるサービスが存在する。
 - IBTは、PJMに**相対取引を報告した2者間で電力の受け渡しを行ったとみなす仕組み**である。
 - IBTは、PJMのスケジューリングには影響しないとされる。
- IBTを希望する売り手と買い手は、InScheduleと呼ばれる専用ツールを用い、**電力の受け渡し・精算に必要となる情報（契約者情報、電力の受け渡し地点情報、取引電力量、精算価格）**をPJMに報告する。
- 報告された情報を基に、売り手・買い手間の相対契約に係る費用精算の一部がPJMを介して行われる。

IBTにて登録する情報

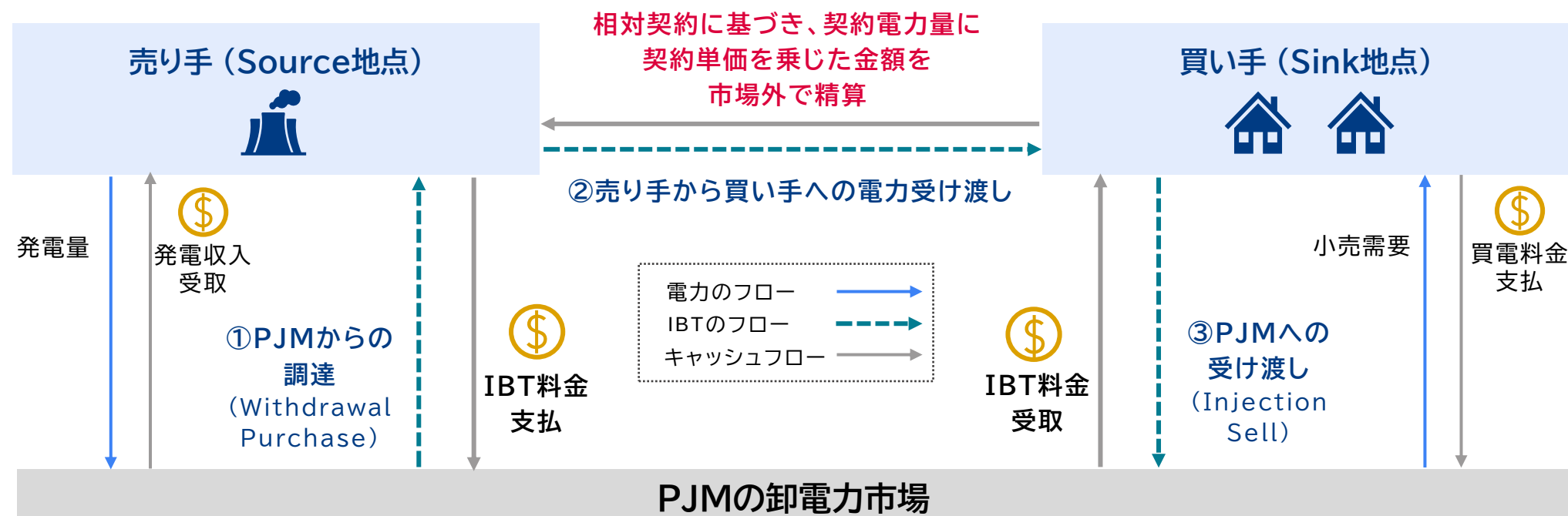
項目	概要
契約者情報	売り手と買い手を登録 ※いずれもPJMの市場参加者である必要がある。
地点情報	売り手側の地点情報(Source)と、買い手側の地点情報(Sink)を指定
受け渡し電力量	売り手と買い手間で受け渡す1時間コマあたり電力量(kWh)を指定 ※1kWh単位で設定可能
精算価格	前日市場価格またはリアルタイム価格を選択

出所)PJM, “PJM InSchedule User Guide”, p.5-8, 2015年6月1日
 PJM, “InSchedule”, p. 2-3, p.17, 2017年5月23日より三菱総合研究所作成

Internal Bilateral Transactionの構造

- PJM担当者によると、IBT取引は3段階のフローを経ることで売り手から買い手に電力が受け渡される。
 - ① 売り手は指定したSource地点にてPJMから電力を調達し(Withdrawal Purchase)、その対価として取引量×Source地点の価格を乗じたIBT料金をPJMに支払う。
 - ② 売り手は受け取った電力を、買い手に受け渡す。
 - ③ 買い手は指定したSink地点にてPJMへ電力を受け渡し(Injection Sell)、その対価として取引量×Sink地点の価格を乗じたIBT料金を受け取る。
- 売り手は発電収入とIBT料金支払いが差し引きされ、買い手は買電料金とIBT料金受取が差し引きされる。そのため、売り手と買い手の正味キャッシュフローは、実質的に市場外の相対契約によって固定化される。

卸電力取引およびIBT取引のフロー・キャッシュフロー



出所)PJM担当者の回答を基に三菱総合研究所作成 ※説明上、混雑料金が発生しない平易なケースを想定した。実際のPJMにおける取引では、地点間値差が発生する可能性がある点に留意が必要である。

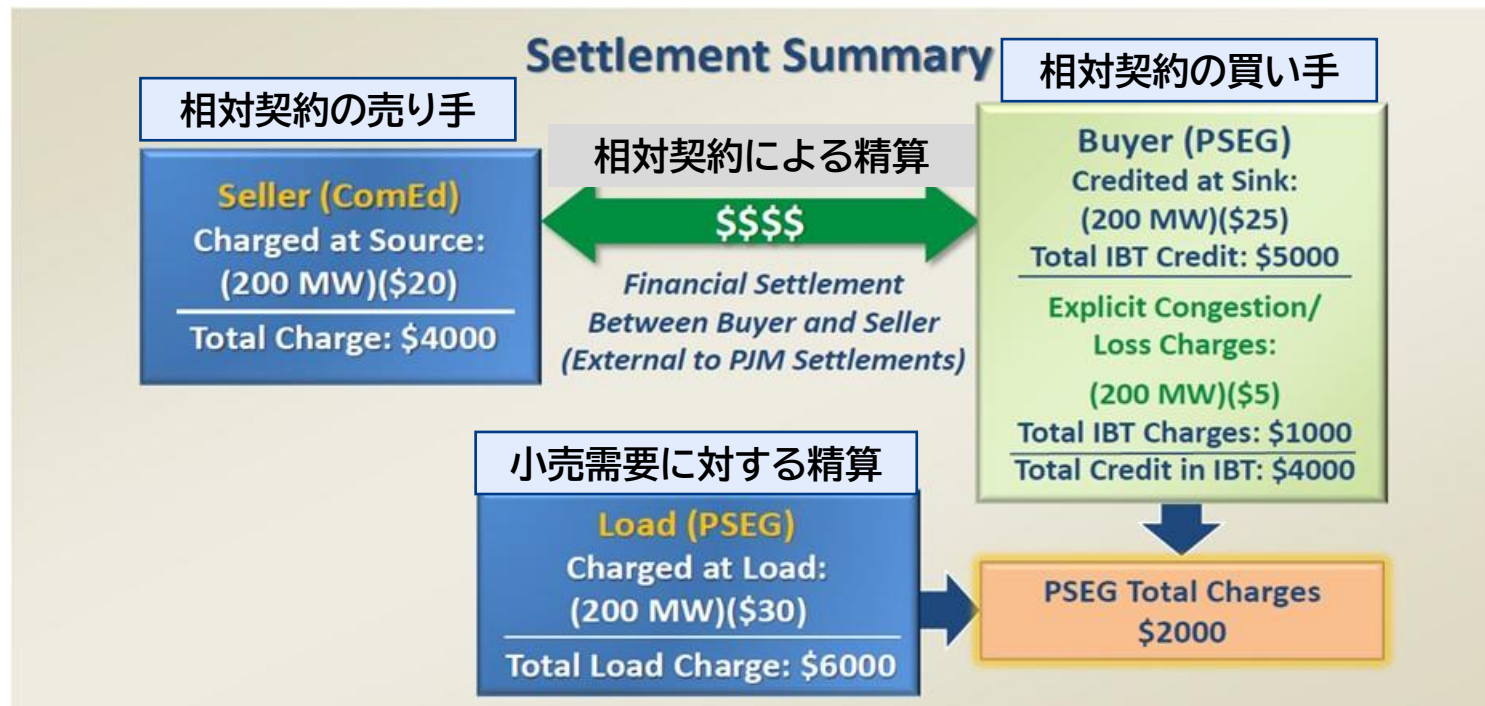
Internal Bilateral Transactionに関する留意事項

- FERCによると、PJMにおいてIBTは一般的な取引ではなくなったとされている。
 - 2012年にFERCに対して「(物理的な電力を扱っていない)トレーダーがIBTに参加することで、特定の請求を回避している」と苦情が申し立てられたことにより、FERC orderにて「IBTは電力の物理的移転を伴う場合にのみ認められる」と定められた。そのため、以前はIBTを通じて金銭的な取引を行う電力トレーダーがいたが、現在は物理的な電力を扱っていない限り、IBTはできないことになっている。
- 各種文献や海外ヒアリングにおいて、IBTを用いない相対取引(差金決済: Contracts for Difference)も指摘されている。しかし、ヒアリング回答者によって相対取引の認識や解釈に相違がみられ、現時点で明確な回答が得られていない。この点は、今後も追加調査が必要であると考えられる。
 - 論点: 会計上の差異やヘッジ会計の適用、卸電力市場や電源運用との関係性など

【参考】Internal Bilateral Transactionの精算例

- PJMに報告されたIBTについて、売り手側はSource地点での価格をPJMに支払い(Charge)、買い手側はSink地点での価格をPJMから受け取る(Credit)こととなる。
- 下の図では、買い手側が自社の小売需要(Load)に対する支払額とIBTでの受取額が差し引きされ、正味費用を支払う例が示されている。
- 相対契約の売り手と買い手の精算にはPJM settlementは関与せず、市場外の相対契約に基づいて2者間で精算する必要がある。FERCやPJMはこの市場外の取引には関与しない。

Internal Bilateral Transactionの精算例



出所)PJM, "Market Settlements – Advanced, Energy and Transaction Billing Example Module", p.25-26, 2017年5月24日
 "electricity derivatives", www.eprm.com, を参考に三菱総合研究所作成

1. 電源起動の指令等に関する規制のあり方

- 同時市場における取引資格の取得基準
- 同時市場における取引単位
- 同時市場における起動停止指令
- 売り入札・買い入札を行う事業者の範囲
- 同時市場における相対契約の位置づけ
- 市場メカニズムの枠外での支払い(アップリフト)

PJMにおけるアップリフト

- PJMでは、発電事業者もしくはDRリソースがディスパッチ指令に従い電力量を上下させた際、実際に要したコスト並びに機会損失費用が適切に補償されるよう、市場メカニズムの枠外での支払いとしてアップリフト(Uplift)が設けられている。
- アップリフトはPJMのディスパッチ指令に従うインセンティブ機能となっており、これにより電力システムの信頼性や効率的な市場運営が保たれている。
- アップリフトはMake-Whole PaymentsとLost Opportunity Costにより構成される。
- PJMはoperating reserve料金、reactive services料金、synchronous condensing料金、black start services料金としてアップリフトの支払いを行う。

$$\text{Uplift} = \text{Make-Whole Payments} + \text{Lost Opportunity Cost}$$

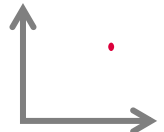
➤ リソースの収益が、固定費(起動コストや最低負荷維持コスト)を含む、提供時にかかる総費用をカバー出来ない場合に発生

➤ リソースのディスパッチポイントが利益最大化になっていない(機会損失がある)場合に発生

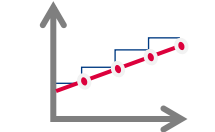
市場入札時に必要な3要素

LMPで採用

① 起動コスト
(\$/起動)



② 増分燃料コスト
(\$/MW)



③ 最低負荷維持コスト
(\$/時間)

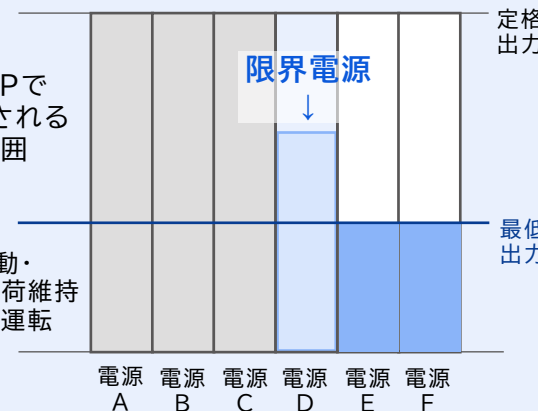


LMPで
引用される
範囲

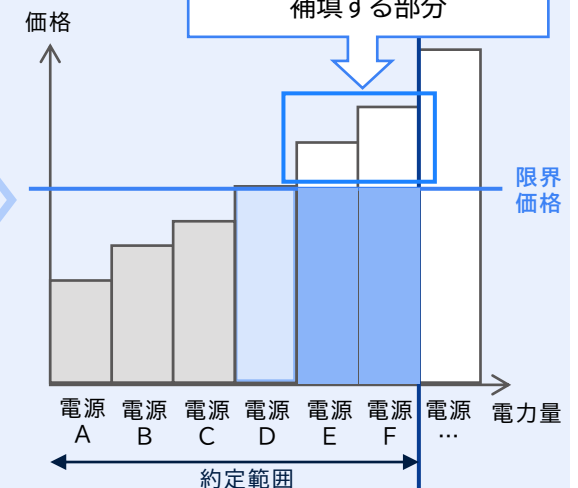
起動・
最低負荷維持
での運転

増分燃料コスト

高



Make-Whole Paymentsで
補填する部分



出所) PJM, "LMP Calculation and Uplift", 閲覧日2023年9月14日, <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/epfstf/20180129/20180129-item-07b-lmp-calculation-and-uplift.ashx>, OCCTO, "市場約定(SCUC)ロジックと価格算定(LMP)ロジックについて", 閲覧日2023年9月14日, https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/oroshi_jukyu_kento/pdf/003_06_00.pdf, Monitoring Analytics Report, "PJM State of the Market-2022", [https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM State of the Market/2022.shtml](https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM%20State%20of%20the%20Market/2022.shtml) より三菱総合研究所作成

Upliftの種類と費用補償範囲・精算方法

- Upliftは、PJMのディスパッチ指示により電源が①発電費用を市場からの獲得収益で賄うことが出来ない場合 (Make Whole Payment) と②市場からの獲得収益が減少した場合 (Lost Opportunity Cost) に、発電事業者に対して支払われる。
- Make Whole Paymentsは、Day-Ahead Make Whole CreditとBalancing Make Whole Creditから構成される。
- Lost Opportunity Costは、当日のディスパッチ指示に伴い、発電出力が前日の想定より低下した場合に支払われる機会損失費用であり、この費用は5分毎に計算される。

アップリフトの種類	概要
Make Whole Payments 発電費用の未回収分の補償を目的	● Make Whole PaymentはPJMのディスパッチ指示により稼働した電源のうち、発電コストが市場からの獲得収益を上回った電源に対して支払われる。 ➢ 発電コストには、エネルギーコストだけではなく起動費や最低負荷維持コストも含まれる。 ➢ 獲得収益には、エネルギー市場からの収益とアンシリリー市場におけるネット収益が含まれる。 ● Make Whole PaymentはDay-Ahead Make Whole CreditとBalancing Make Whole Creditから構成される。 ➢ Day-Ahead Make Whole Creditは前日市場における入札に基づいて支払われる。 ➢ Balancing Make Whole Creditは当日の運用に基づいて支払われる。
Lost Opportunity Cost 発電機の市場からの獲得収益機会の損失補填を目的	● Lost Opportunity CostはPJMが前日市場において、稼働想定した電源が実需給において稼働させなかった場合に、その電源が逸した獲得収益に対して支払われる。 ➢ 想定よりも実際の稼働が減少する原因としては、需要の減少や地域間取引の増加に伴う供給力の増加、セルフスケジュール電源の発電量増加などである。 ● Lost Opportunity CostはPool Scheduled電源のみが受け取ることが出来る価値である。

出所) Monitoring Analytics, “2022 State of the Market Report for PJM”, 閲覧日2023年10月13日, [https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM State of the Market/2022/2022-som-pjm-sec4.pdf](https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM%20State%20of%20the%20Market/2022/2022-som-pjm-sec4.pdf)、PJM, “Operating Reserve Make Whole Credit Education”, 閲覧日2023年9月29日, <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/2022/20220413/item-11a---operating-reserve-make-whole-credits-education.ashx>、PJM, “Operating Reserves Education”, 閲覧日2023年9月29日, <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/gofstf/20150722/20150722-item-03-operating-reserves-education-presentation.ashx> より三菱総合研究所作成

Upliftの発生要因とその概要

- Upliftの発生要因は以下の通りであり、PJMでは各要因の概要を以下のように整理している。

Uplift発生要因	概要
混雑 Congestion	送電混雑がコミットメント、ディスパッチ、価格に影響を与えることにより発生
需要・負荷予測 Demand & Load Forecast	天気の変化等により、実需要が予測と著しく異なる場合、高額のアップリフトが発生する可能性 (PJMでは需要予測と実需要をそれぞれ公開)
緊急イベント Emergency Procedure Events	システムの信頼性を担保するために、PJMによる緊急事態時の運用により発生
発電側市場売入札データ Generator Market Offer Data	発電機の運用パラメータ(最低起動時間、毎日の起動回数など)によりアップリフトが発生 (PJMでは、発電事業者による前日市場の売入札の詳細を事後的に公開)
PJM域外との電力融通 Interchange	PJM参加者と域外系統間の電力取引が全体的な需給バランスに影響を与え、場合によってアップリフトが発生
リアルタイム需要・予備力 Real-Time Load & Reserve Megawatts	リアルタイムにおける需給一致と予備力の要件を満たすための指示により発生
設備停止 Outages	送電あるいは発電設備の計画外停止により、信頼性維持のため、追加の発電が必要となることで発生 (※PJMでは機密保持のため発電機レベルではなく、集約した状態での発電停止データを公開)
無効電圧サポート Reactive Voltage Support	送電システムの停止あるいは系統状態により電圧の問題が発生し、その制御のために無効電力用の発電設備を稼働するとreactive services料金がかかり、アップリフトの増大に繋がる可能性
セルフスケジュール電源 Self-Scheduled Generation Megawatts	セルフスケジュール電源がPJMのリアルタイムディスパッチや市場価格に影響を与えることにより発生

出所) PJM, “Drivers of Uplift”, 閲覧日2023年9月14日, <https://www.pjm.com/markets-and-operations/energy/drivers-of-uplift.aspx>

Upliftを受け取る権利を有する電源の整理

- Upliftを受け取る権利は、ディスパッチの分類と電源起動の特性に応じて以下のように整理される。
 - プールスケジュール電源はディスパッチの分類に関わらず、Upliftを受け取る権利を有する。
 - セルフスケジュール電源はPJMによるディスパッチ可能な範囲(Dispatchable)に対してのみ、PJMからの指示で出力を下げたことで機会費用が発生した場合、Lost Opportunity Costを受け取る権利を有する。

Upliftを受け取る権利の有無

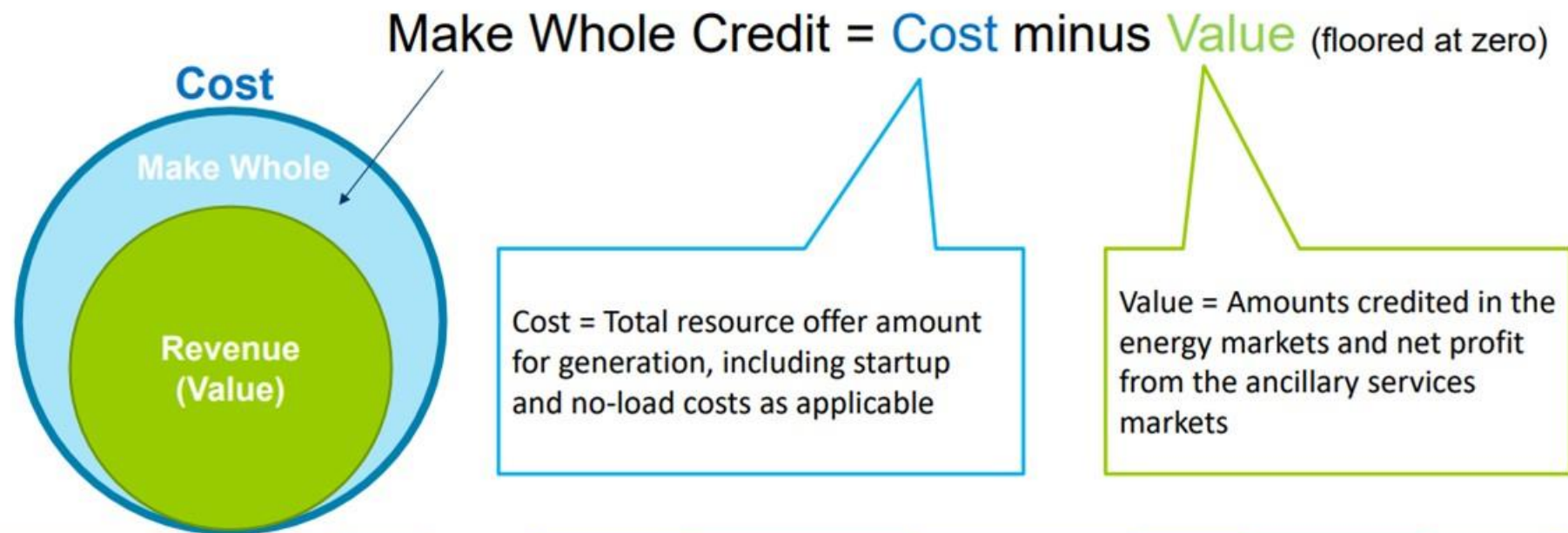
ディスパッチの分類 (出力範囲)	セルフスケジュール電源 (電源がユニットコミットメントを実施)		プールスケジュール電源/ PJMのディスパッチ指示に従う電源 (PJMがユニットコミットメントを実施)	
	Make-Whole-Payments	Lost Opportunity Cost	Make-Whole-Payments	Lost Opportunity Cost
Block Loaded Economic Min.とEconomic Max. を同一値で登録した場合	無	無	有	有
Economic Minimum Economic Dispatchに従いながら到達できる最小の出力増分値の場合	無	無	有	有
Dispatchable Economic Min.とEconomic Max. の間の出力までディスパッチされた場合	無	有	有	有

出所) Monitoring Analytics, “2022 State of the Market Report for PJM”, 閲覧日2023年10月13日, [https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM State of the Market/2022/2022-som-pjm-sec4.pdf](https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM%20State%20of%20the%20Market/2022/2022-som-pjm-sec4.pdf) より三菱総合研究所作成

Make Whole Paymentsに対する支払い費用の計算ロジック

- Make Whole Creditは、発電ユニットがディスパッチ指示により稼働した際に、市場から得られる収益では発電コストを全て回収できない場合に適用される。
- Make Whole Creditは以下の図の通り、起動費や最低出力時のコストを含んだ総コストとエネルギー市場とアンシリリーサービス市場からの獲得収益の差分を基にして計算される。
- Make Whole CreditはDay-Ahead Make Whole CreditとBalancing Make Whole Creditの2種類で構成される。
 - Day-Ahead Make Whole Creditは1時間毎の費用として、Balancing Make Whole Creditは5分毎の費用として計算される。

Make Whole Creditのイメージ



出所) PJM, "Operating Reserve Make Whole Credit Education", 閲覧日2023年9月29日, <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/2022/20220413/item-11a---operating-reserve-make-whole-credits-education.ashx>

Day-Ahead Make Whole Creditの計算方法

- PJMが前日市場において稼働想定した電源のうち、その電源がバランシング市場において指定された供給力を指定された時間全てで提供できる場合に限って、Day-Ahead Make Whole Creditは支払われる。
- Day-Ahead Make Whole Creditは以下の計算式に基づいて計算され、1時間毎に発電コストと獲得収益を計算する。
- 発電コストと獲得収益は1日の総額を計算し、その差額をUplift費用として1日毎に精算をする。

Day-Ahead Make Whole Creditの計算方法

$$\text{Day-Ahead Make Whole Credit} = \text{Min} \left[0, \underbrace{\sum (\text{Hourly Day-Ahead Offer including No-Load + Startup})}_{\text{Cost}} - \underbrace{\sum \text{Hourly Day-Ahead Market Revenue}}_{\text{Value}} \right]$$

Day-Ahead Offer based on committed offer and cleared Day-Ahead MW

(Cleared DA MW) * (Day-Ahead LMP)

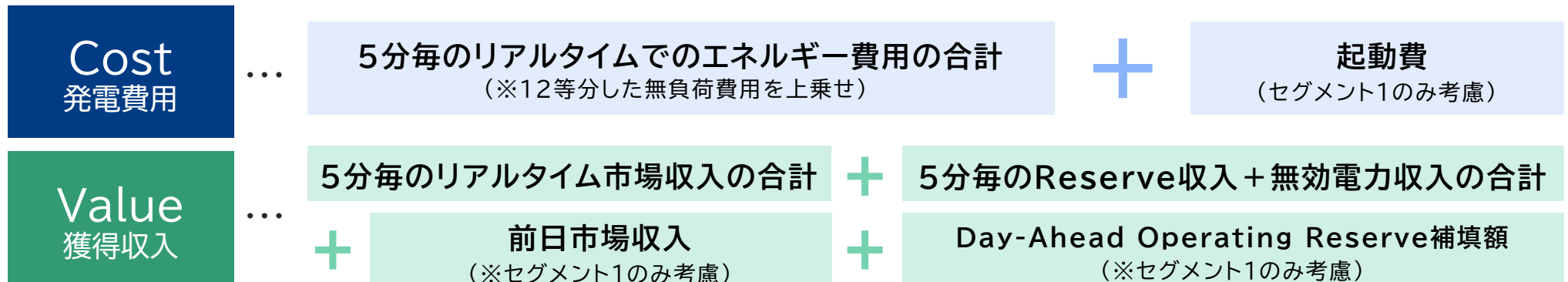
出所) PJM, “Operating Reserve Make Whole Credit Education”, 閲覧日2023年9月29日, <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/2022/20220413/item-11a---operating-reserve-make-whole-credits-education.ashxc>、PJM, “Operating Reserves Education”, 閲覧日2023年9月29日, <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/gofstf/20150722/20150722-item-03-operating-reserves-education-presentation.ashx>

Balancing Make Whole Creditの計算方法

- Balancing Make Whole Creditは、5分毎のリアルタイムのエネルギーコストと起動費を発電コストとして計算し、balancing価値・同期価値・非同期価値等を獲得収益として5分毎に計算する。
- 発電コストと獲得収益はセグメント毎に総額を計算し、その差額をUplift費用としてセグメント毎に精算する。
- セグメントはセグメント1とセグメント2に分類される。
 - セグメント1は、「前日におけるコミット時間」と「最低稼働時間」のいずれか大きい方が採用される。
 - セグメント2は、セグメント1の時間を超過する時間における5分毎の時間コマ

Balancing Make Whole Creditの計算方法

$$\text{Balancing Make Whole Credit} = \text{Min} \left[0, \left(\sum \text{Cost over 5-min intervals in segment} - \sum \text{Value over 5-min intervals in segment} \right) \right]$$



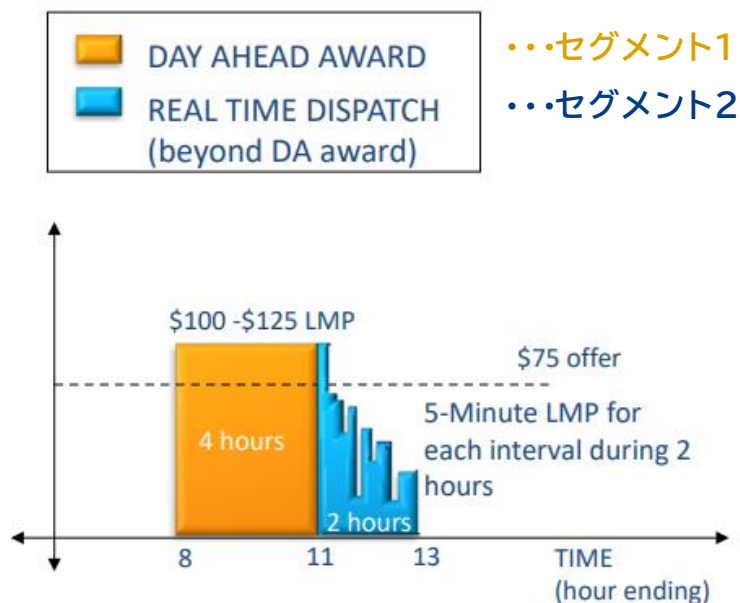
出所) PJM, "Operating Reserve Make Whole Credit Education", 閲覧日2023年9月29日, <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/2022/20220413/item-11a---operating-reserve-make-whole-credits-education.ashxc>

Balancing Make Whole Creditのセグメント別の精算



- Balancing Make Whole Creditはセグメント別(セグメント1・セグメント2)に費用精算を行う。
 - セグメント1の時間は、前日時点でのコミットメント量とコミットメント時の最小稼働時間の大きい方が採用される。
 - セグメント2は、セグメント1の時間以降の追加時間であり5分毎に計測が行われる。
- 下図の場合、セグメント1ではMake Whole Creditの費用は発生しないが、セグメント2では発生する。また、セグメント1での追加利益はセグメント2での損失分の補填には使用されない。

Balancing Make Whole Creditのセグメント別精算



- リアルタイムにおいて6時間稼働し、うち4時間分は前日市場でスケジュールされ、2時間分はリアルタイムディスパッチに従った。
- セグメント1は、前日市場でスケジュールされた4時間分に該当。
- セグメント2は、リアルタイムディスパッチに従った2時間分が該当。
- セグメント1とセグメント2のそれぞれにおいて起動費等の取り漏れ有無を算定し、セグメントごとに取り漏れ費用がBalancing Make Whole Creditとして補填される。(※左図ではSegment 2において、リアルタイム価格がオファー価格を下回っているため、取り漏れ費用が発生)

【参考】Balancing Make Whole Creditの精算事例 #1



- 電源が前日時点での計画の前後で稼働した場合(下図)には、以下のようにセグメント1(青色)とセグメント2(黄色)のそれぞれにおける精算額を計算する。
 - セグメント1では、DA LMPを基にした獲得収益が発電費用(入札価格がベース)を上回るため、精算されない。
 - セグメント2では、RT LMPを基にした獲得収益が発電費用を下回るため、\$36,000が精算される。

Balancing Make Whole Creditの精算方法(segment2での精算を行う場合)



左図のように電源が稼働した場合...

セグメント1: Day-Ahead Schedule

- DA Value = (16 hours * \$100 * 150 MW) = \$240,000
- DA Offer = (16 hours * \$75 * 150MW) = \$180,000
→精算額は \$0

セグメント2: Extended Period

- Balancing Value = (4 hours * \$25 * 150MW) + (3 hours * \$50 * 150MW) + (1 hour * \$110 * 150 MW) = \$54,000
- RT Offer = (8 hours * \$75 * 150MW) = \$90,000
- 精算額: \$90,000 - \$54,000 = \$36,000

【参考】Balancing Make Whole Creditの精算事例 #2

- 電源が前日時点での計画の前後で稼働した場合(下図)には、以下のようにセグメント1(橙色)とセグメント2(黄色)のそれぞれにおける精算額を計算する。
 - セグメント1では、RT LMPを基にした獲得収益が発電費用(入札価格がベース)を下回るため、\$75,000が精算される。
 - セグメント2では、RT LMPを基にした獲得収益が発電費用を上回るため、精算されない。

Balancing Make Whole Creditの精算方法(segment1での精算を行う場合)



左図のように電源が稼働した場合・・・

セグメント1:Day-Ahead Schedule

- $\text{Balancing Value} = (2 \text{ hours} * \$100 * 150 \text{ MW}) + (2 \text{ hours} * \$25 * 150 \text{ MW}) = \$37,500$
- $\text{RT Offer} = (4 \text{ hours} * \$75 * 150 \text{ MW}) = \$45,000$
- 精算額は **\$75,000**

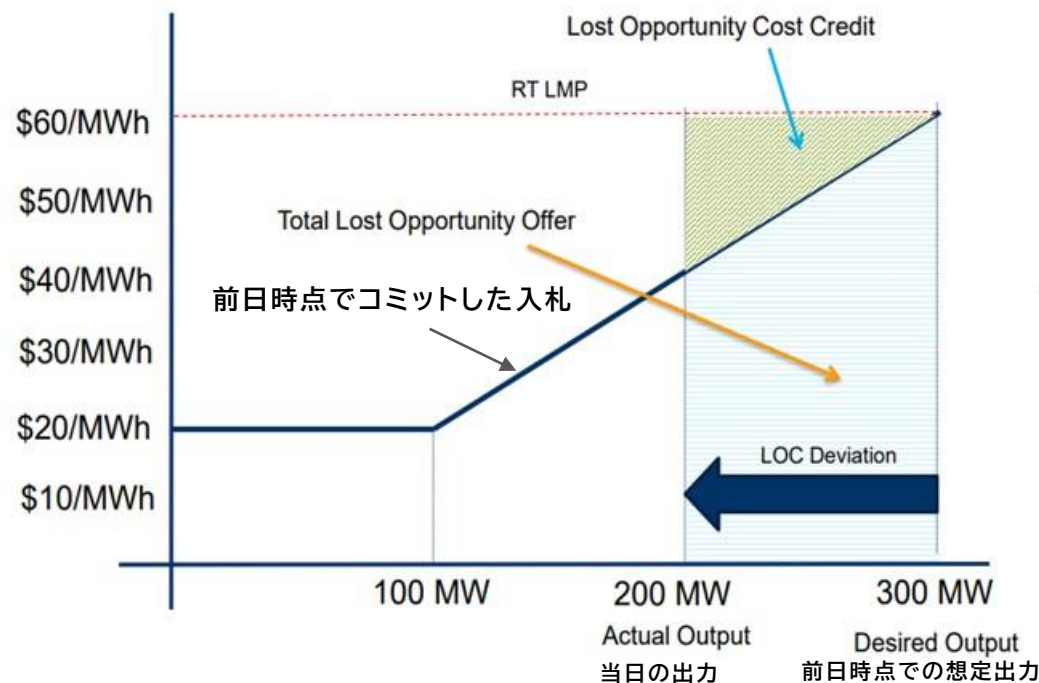
セグメント2:Extended Period

- $\text{Balancing Value} = (2 \text{ hours} * \$75 * 150 \text{ MW}) + (2 \text{ hours} * \$100 * 150 \text{ MW}) = \$52,500$
- $\text{RT Offer} = (4 \text{ hours} * \$75 * 150 \text{ MW}) = \$45,000$
- 精算額は **\$0**

Lost Opportunity Costの計算方法

- 前日市場において稼働想定された電源が、リアルタイム時点において、信頼性の観点からPJMの指示の下で出力低下や停止を行われた場合にLost Opportunity Cost (LOC)として機会損失費用が補填される。
 - 発電機の出力が当日にPJMによって低下される原因は需要の減少やスケジュール電源の想定以上の発電等である。
- LOCは右の計算式のように5分おきに計算され、負となる場合(想定よりも収益を得る条件)には\$0として計算される。
 - 負となる場合において、LOCは\$0となることから収益分を損失分から差し引くことはない。つまり、精算は5分おきに行っていると考えられる。

Lost Opportunity Costの概念図



$$\begin{aligned}
 & \left(\begin{array}{c} \text{実際の発電量} - \text{想定の発電量} \\ \text{LOC Deviation MW} \\ \left[\begin{array}{c} \text{5-Minute Real-Time LMP Desired (MW)} \\ \text{5-Minute Revenue Data for Settlements (MW)} \end{array} \right] \end{array} \right) \times \left(\begin{array}{c} \text{実際のLMP価格} - \text{削減した発電コスト} \\ \left[\begin{array}{c} \text{5-Minute Real-Time LMP (\$/MWh) 12} \\ \text{5-Minute Lost Opportunity Cost Offer 12} \end{array} \right] \end{array} \right)
 \end{aligned}$$

ディスパッチ指示と5分おきのLMPによって決定

最低出力時コストや起動コストは含めない

- LOCは5分おきに計算が行われる
- 上記の式でマイナスの価格(想定よりも収益を得る条件)となった場合には、\$0として計算される。

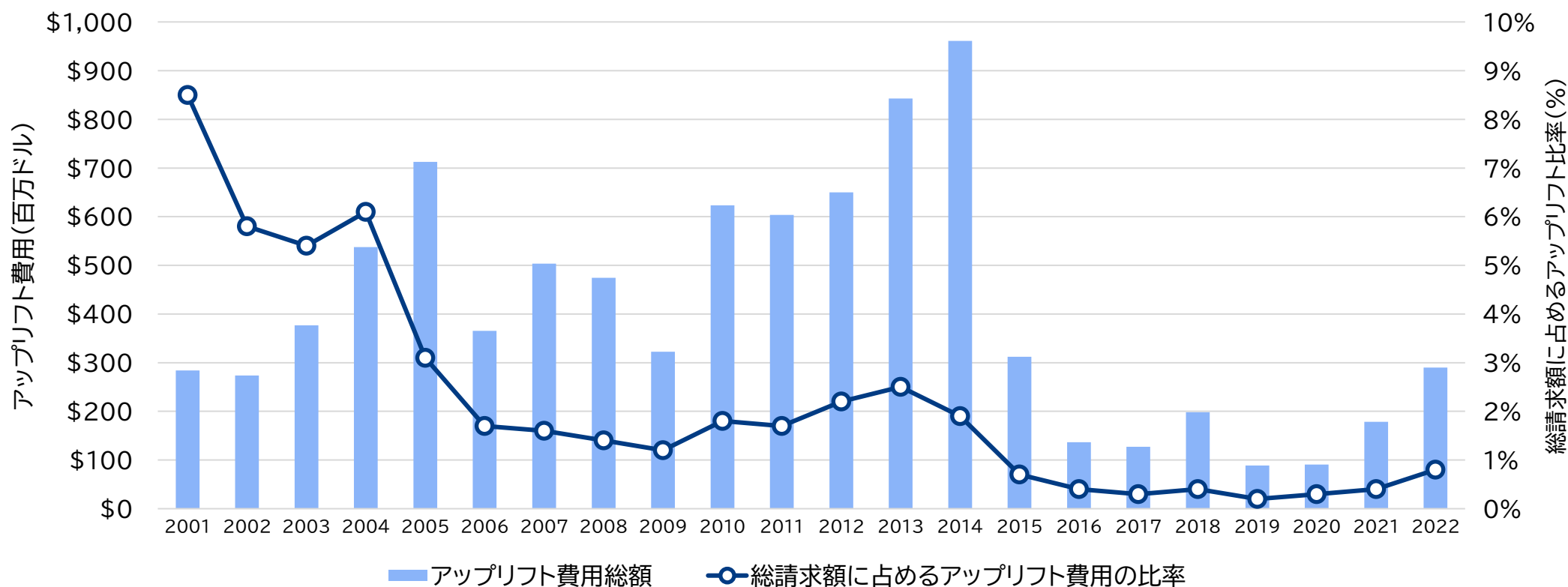
上記条件の場合は
 $(300-200) \times (60-40) \div 2 \div 12 = \text{\$83.33}$ となる。

Uplift費用の推移



- Uplift費用は年によって変動するが、近年はおよそ100～200百万ドル(1ドル=150円換算で約150～200億円)の範囲で推移している。
- PJMの総請求額(Total PJM Billing)に占めるUplift比率は、2000年代は10%近く付けていたが、徐々に減少傾向にあり2015年以降は1%以下で推移している。

Uplift費用の推移とPJMにおける総請求額に占めるUplift費用の比率(2001-2022年)



※Monitoring Analyticsのannual reportに整理されているUplift額に変動がみられるため、最新のannual reportを基に作成。

出所) Monitoring Analytics, "PJM State of the Market - 2022", p. 285, 2023年3月9日より三菱総合研究所作成

Uplift補填額と電源別比率

- Day-ahead Operating Reserveは、起動時間を要する柔軟性のない汽力発電を中心に補填されている。リアルタイムにおける信頼性の問題に対処するために、PJMはEconomicではない電源を前日市場で起動指示が可能であり、起動費等の取り漏れが発生した時にUpliftとして補填される。(下表赤枠内)。
- 燃焼タービン(Combustion Turbine)は、リアルタイムで起動・停止指示が可能である。そのため、PJMのディスパッチ指示に従ってリアルタイムで起動した結果、前日市場との乖離量はリアルタイム価格に晒され、回収漏れ費用が発生する可能性がある。また前日市場でスケジュールされた電源がPJMのリアルタイムディスパッチに従って出力低下・停止した場合に、スケジュール通り稼働していれば受け取ることができた機会費用が発生する。それらの費用はBalancing Operating Reserveとして補填される。(下表緑枠内)。

Uplift補填額と電源別比率(2022年)

	Day-ahead Operating Reserve	Balancing Operating Reserve					Reactive Services	Black Start Services	Synchronous Condensing
	Day-Ahead Generator	Balancing Generator	Canceled Resources	Local Constraints Control	Lost Opportunity Cost	Dispatch Differential Lost Opportunity Cost			
コンバインドサイクル発電	10.3%	12.4%	0.0%	0.0%	9.3%	29.1%	0.0%	34.5%	0.0%
燃焼タービン発電	1.5%	75.2%	0.0%	38.5%	83.5%	36.2%	33.7%	65.5%	0.0%
ディーゼル発電	0.0%	0.9%	0.0%	3.2%	3.4%	0.4%	2.2%	0.0%	0.0%
水力発電	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	24.0%	0.0%	0.0%	0.0%
原子力発電	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
太陽光発電	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%
汽力発電(石炭)	48.0%	3.0%	0.0%	0.0%	1.6%	7.4%	32.1%	0.0%	0.0%
汽力発電(その他)	40.2%	8.5%	0.0%	0.0%	0.6%	1.2%	32.0%	0.0%	0.0%
風力発電	0.0%	0.0%	0.0%	58.3%	1.3%	1.6%	0.0%	0.0%	0.0%
合計(百万ドル)	58.8	181.6	0.0	3.2	39.8	4.5	1.5	0.5	0.0

出所) Monitoring Analytics, "PJM State of the Market - 2022", p. 278, p.280-281, 2023年3月9日 より三菱総合研究所作成

Uplift費目と費目別補填額の負担方法

- Day-Ahead Operating Reserve、Balancing Operating Reserve、無効電力サービス、同期調相サービス、ブラックスタートサービスの費目別にUpliftとして補填し、市場参加者にその費用負担を求めている。

費目	説明	費用補填額 (2022年) [百万ドル]	補填額の 回収費目分類	補填額の負担方法
Day-Ahead Operating Reserve	信頼性の高い運用を行うために、前日市場においてPJMがスケジュールした電源のうち、前日市場から得られる収入が発電費用を下回った場合に補填される費用	58.8	- Day-Ahead Operating Reserve - Load Response - Unallocated Congestion	(需要案分) 前日市場のRTO需要(※1)のシェアに応じて市場参加者から徴収
Balancing Operating Reserve	信頼性の高い運用を行うために、リアルタイム市場でPJMの出力指令(※前日スケジュールからの出力変更)に従った電源において、前日市場収入、リアルタイム市場収入、アンシリャーサービス市場から得られる収入が発電コストや機会費用を下回った場合に補填される費用	229.1	Reliability	(需要案分) RTO・地域での実需要のシェアに応じて市場参加者から徴収
			- Deviation - Load Response	(原因者負担) 各市場参加者の前日市場のスケジュール量と実需給との間の乖離量に応じて市場参加者から徴収(※2)
無効電力 サービス費用 (Reactive Services Credit)	無効電力サービスに対して補填される費用	1.5	Reactive Services Charge	(需要案分) 送電ゾーンにおける実需要のシェアに応じて市場参加者から徴収
ブラックスタート サービス費用 (Black Start Services)	ブラックスタートサービスに対して補填される費用	0.5	Black Start Service Charge	(一部需要案分) MW基準の月額の送電使用量に応じて、Network及びPoint to Pointの送電需要家から徴収
同期調相費用 (Synchronous Condensing)	信頼性の高い運用を行うために、無効電力サービス又はsynchronous reserve以外の要因で同期調相運転を行う電源に対して補填される費用	0.0	Synchronous Condensing	(需要案分) 実需要のシェアに応じて市場参加者から徴収

※1: 前日市場で約定されたdemand bid、Decrement bid(Virtual bidの一種)、PJM域外への供給が含まれる。

※2: 前日市場で約定された発電量・需要量、Virtual bid(Increment offer, Decrement bid)に対する、リアルタイムとの乖離量(Deviation)が対象となる。

出所) Monitoring Analytics, "PJM State of the Market - 2022", https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2022.shtml、閲覧日2023年10月13日、PJM, "PJM manual 28: Operating Agreement Accounting", p.12-13, 2023年9月21日 より三菱総合研究所作成

前日及びリアルタイム市場におけるアップリフト費用の精算フロー

- 前日及びリアルタイム市場におけるアップリフト費用とその支払い先と、アップリフト費用の精算項目及び費用の回収先は以下の表の通りである。
- 電源やデマンドレスポンス(Economic Load Response Resources)に対する起動費等の取り漏れ費用は前日及びリアルタイム市場のそれぞれに対してアップリフトとして支払われる。前日市場におけるアップリフト費用は小売のkWh比率での案分に対し、リアルタイム市場では小売のkWh比率案分と、リソースの計画値からの乖離度合(deviation)に応じて市場参加者が負担する。

	費用項目	支払い先		精算項目	精算方法
前日市場	Day-Ahead Operating Reserve Transaction/Generator	Day-Ahead Import Transactions and Generation Resources	→	Day-Ahead Operating Reserve	前日市場のRTO需要(※1)のシェアに応じて市場参加者から徴収
	Day-Ahead Operating Reserves for Load Response	Economic Load Response Resources		Day-Ahead Operating Reserve for Load Response	
	Unallocated Negative Load Congestion Charges Unallocated Positive Generation Congestion Credits			Unallocated Congestion	
リアルタイム市場	Balancing Operating Reserve Generator	Generation Resources	→	Balancing Operating Reserve for Reliability	RTO・地域での実需要のシェアに応じて市場参加者から徴収
	Balancing Operating Reserve Generator	Dispatch Differential Lost Opportunity Cost (DDLOC)		Balancing Operating Reserve for Deviations	各市場参加者の前日市場のスケジュール量と実需給との間の乖離量に応じて市場参加者から徴収
	Balancing Operating Reserve Startup Cancellation	Canceled Resources		Balancing Local Constraint	適用される事業者から徴収
	Balancing Operating Reserve LOC	Lost Opportunity Cost (LOC)		Balancing Operating Reserve for Deviations	RTO・地域での実需要のシェアに応じて市場参加者から徴収
	Balancing Operating Reserve Transaction	Real-Time Import Transactions		Balancing Operating Reserve for Deviations	各市場参加者の前日市場のスケジュール量と実需給との間の乖離量に応じて市場参加者から徴収
	Balancing Operating Reserves for Load Response	Economic Load Response Resources		Balancing Operating Reserve for Load Response	

出所) Monitoring Analytics, "PJM State of the Market - 2022", https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2022.shtml、閲覧日2023年10月13日
 PJM, PJM manual 28: Operating Agreement Accounting, p.12-13, 2023年9月21日 より三菱総合研究所作成

【参考】Uplift費用負担単価(Operating Reserve rate)

- 2022年におけるUplift費用に対する市場参加者への費用負担単価(年間平均)は以下の通り。
- 前日市場のスケジュールに対するリアルタイムの発電量・実需要との乖離量(deviation)に対する支払いであるBalancing Operating Reserve for Deviationsに課される単価が最も高い。
 - Balancing Operating ReserveにはRTOエリア全体に賦課される単価と、立地地域に賦課される単価が存在する。例えばPJMのEast地域の需要の場合、RTO ReliabilityとEast Reliabilityの単価を合算し、実需要(MWh)に乗じることで費用負担額が計算される。

Uplift費用負担単価 (2022年)

費目	単価区分	平均単価(2022年)
Day-Ahead Operating Reserve	Day-Ahead	0.062 \$/MWh
	Day-Ahead with Unallocated Congestion	0.062 \$/MWh
Balancing Operating Reserve for Reliability	RTO Reliability	0.090 \$/MWh
	East Reliability (Regional)	0.025 \$/MWh
	West Reliability (Regional)	0.002 \$/MWh
Balancing Operating Reserve for Deviations	RTO Deviation	0.269 \$/MWh
	East Deviation (Regional)	0.133 \$/MWh
	West Deviation (Regional)	0.009 \$/MWh
	Lost Opportunity Cost	0.131 \$/MWh
	Canceled Resources	0.000 \$/MWh
	Dispatch Differential Lost Opportunity Cost	0.005 \$/MWh

出所) Monitoring Analytics, "PJM State of the Market - 2022", p. 278, 289, 2023年3月9日 より三菱総合研究所作成

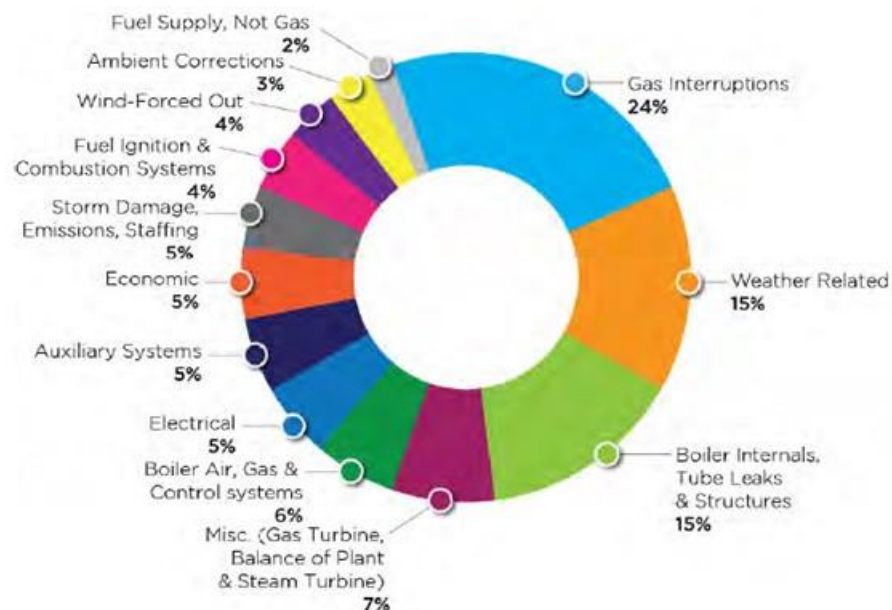
【参考】2014年の寒波によるPJMでの需給ひっ迫事例

- 2014年1月にPJM管内では二度の寒波が到来し、一度目の寒波(1月6日～9日)においては計画外停止率が20%以上を記録した。
 - 発電機の多くは、寒波に対応することによる稼働時間延長による設備へのストレスや天然ガス供給の途絶等により電力供給を維持することが出来ず、強制停止をした。
- 1月7日における強制停止した電源は合計40,200MWであり、強制停止した原因の内訳は右グラフに示すように、42%が設備障害によるものであり、24%が発電機の起動・稼働に伴う燃料不足によるものであった。

2014年1月の発電機の強制停止率



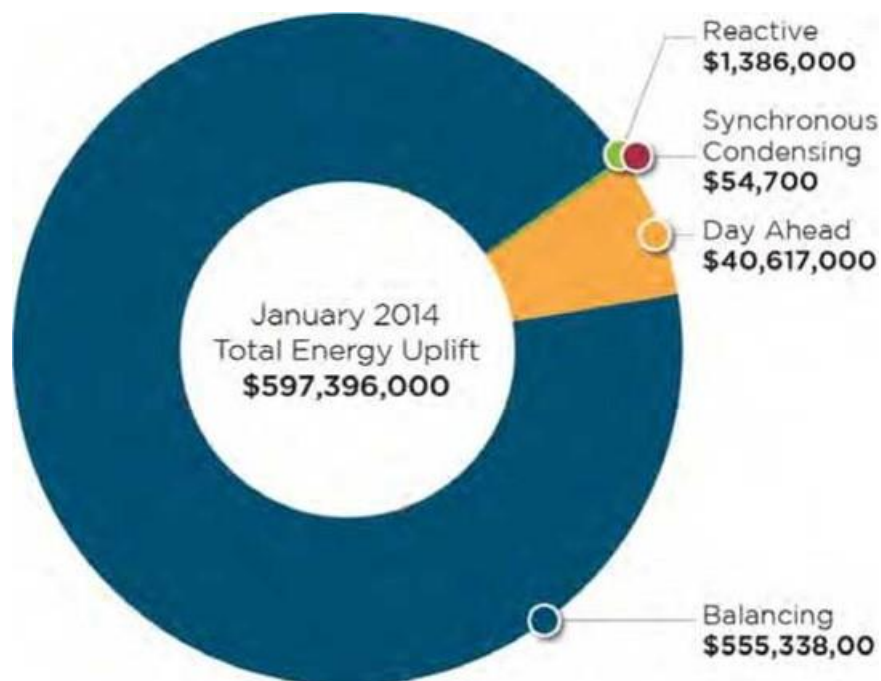
2014年1月7日に発電機が強制停止した原因



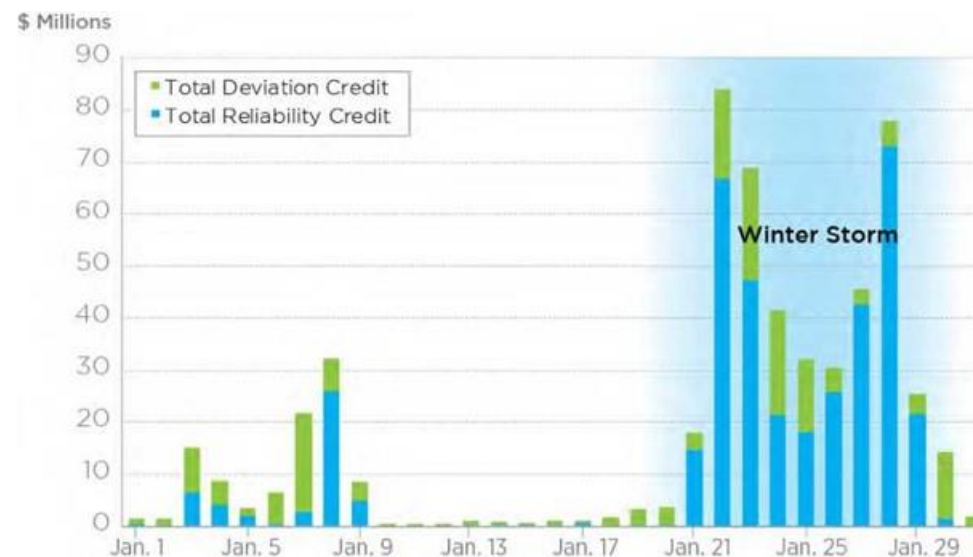
【参考】2014年1月におけるUplift費用の内訳とバランシング費用の推移

- 2014年1月におけるUplift費用は左図の通りであり、バランシング費用が多くを占める。
- PJMは1月初旬における寒波による供給力不足を経験し、1月下旬における、予定外の発電機の停止や天然ガスの供給の不確実性等のリスクを軽減するために十分なBalancing Operating Reserveを多く確保した。
- 一方で、1月下旬では寒波の影響はそれほど大きくなかったことに加えて、天然ガスの価格が上昇したことにより、Balancing Creditが大きく上昇した。

2014年1月のUplift総額と内訳



2014年1月のBalancing Operating Reserveの推移



【参考】2014年1月の需給ひっ迫を受けたPJMが公表した推奨事項(1/2)

- 2014年1月の寒波に伴う需給ひっ迫を踏まえて、既存のPJM内での需給ひっ迫に向けた推奨事項に追加・アップデートを行った。
- Upliftの上昇への対策として、Upliftの制度設計の変更やオファー上限の見直しの検討が推奨事項として整理された。

推奨事項項目	改善すべき観点	推奨事項の概要
Unit Performance	市場設計	- ピーク時及び供給力不足時における、契約不履行へのペナルティの検討 - 冬期運用に向けたユニットテストとリソース確保プロセスの確認 - Manual13::Emergency Operationsのレビュー
Unit Characteristics	プロセス変更 技術面	- 提出スケジュールにおける燃料供給源と排出制限、燃料制限を共有する - eDartにおける停電原因の種類を合理化・標準化し、より詳細な洞察と検証方法を検討する - 停電発生時に外部管理を主張できるルールの明確化
Gas/Electric Coordination	市場設計 プロセス変更 技術面	- 発電事業者のオファー上限の見直しを含め、エネルギー市場または容量市場のオファーに天然ガスのコストをより適切に含めること、および営業日中にエネルギー市場のオファーに変更を加えることを可能にする市場ルール変更の可能性を検討する。 - 発電事業者が、燃料の利用可能性を起動時間や通知時間に反映できるような市場ルール変更の可能性を検討する。 - ガス業界との双方向コミュニケーションのツールとプロセスを改善し、状況認識を強化する。 - 燃料へのアクセスを含めるために、前日コミットしていないユニットの稼働率の報告を改善する。
Fuel Limited Resources	プロセス変更 技術面	- PJMと燃料制限の詳細を共有できるツールを改善する。 - 燃料制限のある発電機のコミットメント決定に関しての運用者との情報伝達を見直し、発電機のディスパッチに正確さと一貫性を確保する
Fuel Specific Limitations	市場設計 プロセス変更	- 極端な状況下での燃料調達制限に基づき、長期的な発電を要請する方法 - 利用する燃料の変化に基づいて開始時間を調整できるようにするための変更。 - 主燃料が天然ガスではないものの、運転にガスを必要とする発電ユニットに対する要件
Energy Market Uplift	市場設計	エネルギー市場のアップリフト料金のコスト配分を見直す。 料金が極端に高い緊急時における、アップリフトを配分する仕組みを検討する。 支払うべきアップリフト額を削減する方法と手順を検討する。
Interregional coordination	プロセス変更 情報伝達方法	- PJMの緊急時の手順と全体的な情報伝達方法を定義し、見直す。 - 緊急時の手順の調整に関する文言を上記に含める。
Unit Commitment	プロセス変更	マニュアル11の規定を評価し、以下の事項の明確化やトレーニングなど、変更が適切と思われる箇所を判断する - 添付文書Cにおける立ち上げ費用とディスパッチ中止の規定 - スイッチングスケジュール

出所)PJM, “Analysis of Operational Events and Market Impacts During the January 2014 Cold Weather Events”, 閲覧日:2023年12月15日, <https://www.hydro.org/wp-content/uploads/2017/08/PJM-January-2014-report.pdf> より三菱総合研究所作成

【参考】2014年1月の需給ひっ迫を受けたPJMが公表した推奨事項(2/2)

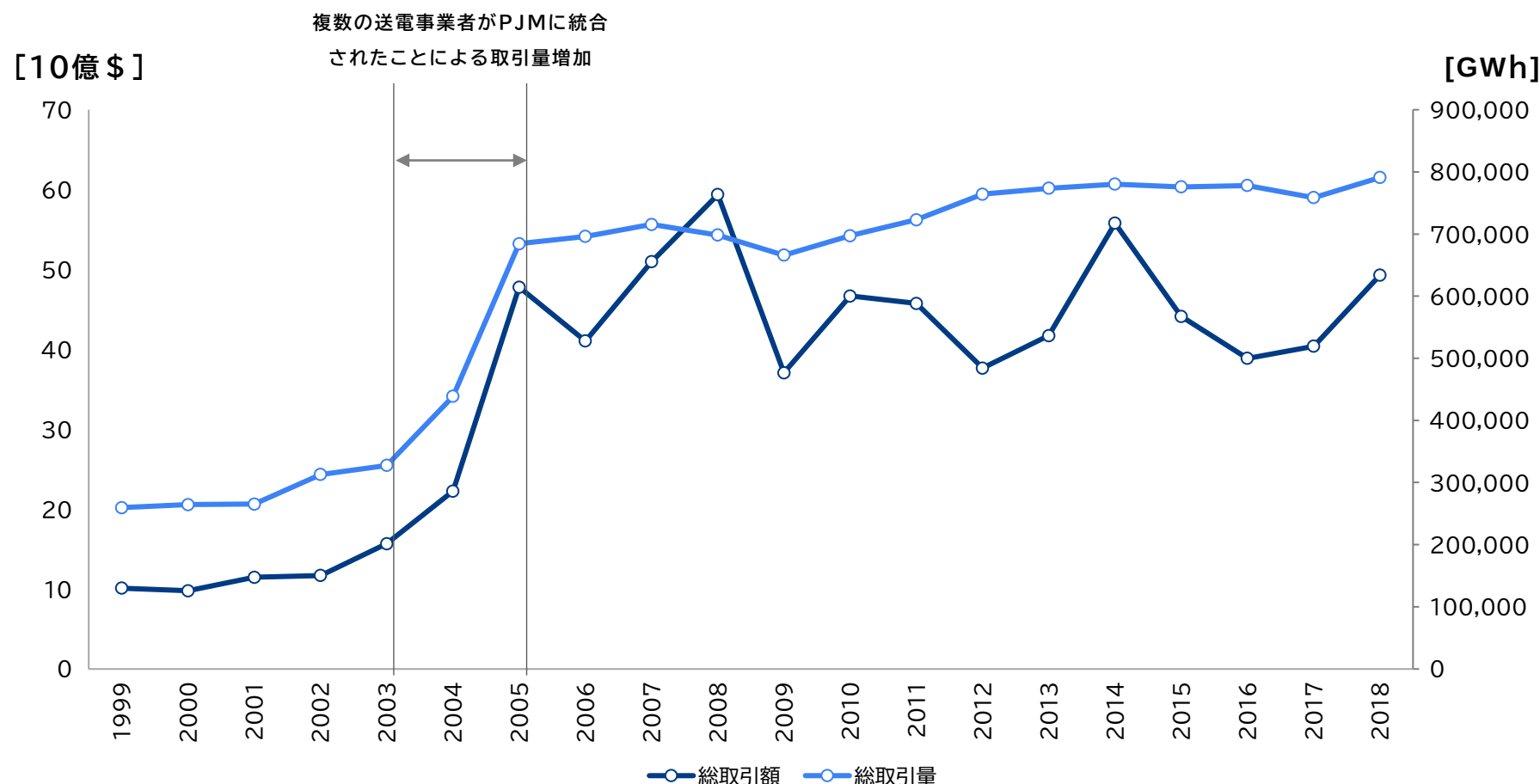
推奨事項項目	改善すべき観点	推奨事項の内容
Voltage Reduction Emergency Procedure	プロセス変更	送電所有者の電圧低減能力を見直し、開発すべき追加要件があるかどうかを判断する： 1. 送電所有者を調査し、既存の電圧低減能力(量、時間枠など)を把握する。 2. SCADA 制御を持たない送電事業者の電圧低下警告に関する詳細を記載したマニュアル13を強化する。
Emergency Energy Bids	プロセス変更 技術面	緊急エネルギー入札を受け入れるためのツールとプロセスを見直し、強化する。
Regulation Market Rules	市場設計	PJMのステークホルダーは、1月中にRegulation市場のパフォーマンス評価を再検討すべきである。具体的には以下の項目に取り組むべきである。 1. パフォーマンススコアによる分割が適切かどうかを検討する。 2. 最低参加資格は十分に高いか調査する。 3. システムのピーク時にレギュレーションが不足する可能性を調査する。
External Capacity	プロセス変更	以下のようなプロセスとツールを開発する： 1. 外部のキャパシティ・リソースが、前日市場に入札するか、eDartチケットを提出し、利用できないことを確認する。 2. 外部容量リソースがeDartに停電を送信し、別の市場にエネルギーを販売していないことを確認するため、外部容量リソースの出力を追跡する。
Communications & Procedures	情報伝達	緊急手順ツールが社内外のコミュニケーションにどのように使用されているかを見直し、改善する： 1. 緊急時のコミュニケーションにおける役割と責任の調整を検討する。 2. プロセスとツールを強化するためのトレーニングの改善
Public Appeals	技術面	系統安全性のための公的アピールをより効果的に実施し、活用するために、PJMは以下を行うべきである： 1. 節電呼びかけの影響を評価・検討し、そのデータをどこで、あるいはどのように利用するかを調査する。 2. 緊急時の国民への通知プロセスを改善する。 3. 公共通知のトリガーと関連する送信プロトコルの見直し 4. マニュアル13に記載されている不服申し立ての内容とプロセスを見直す。

出所)PJM, “Analysis of Operational Events and Market Impacts During the January 2014 Cold Weather Events”, 閲覧日:2023年12月15日, <https://www.hydro.org/wp-content/uploads/2017/08/PJM-January-2014-report.pdf> より三菱総合研究所作成

【参考】PJMにおける総取引額の推移

- PJMにおける市場環境分析レポートによると、以下のグラフの通り1999年以降増加傾向にある。
- このため、uplift費用も増加傾向にあるが、Upliftが総取引額に占める割合は減少していると考えられる。
- なお、2002年から2005年にかけて、PJMでは複数の送電事業者がPJMに統合されたことにより取引量並びに取引額が増加した。

PJM管内における総取引額(Total Billing)と総取引量の推移



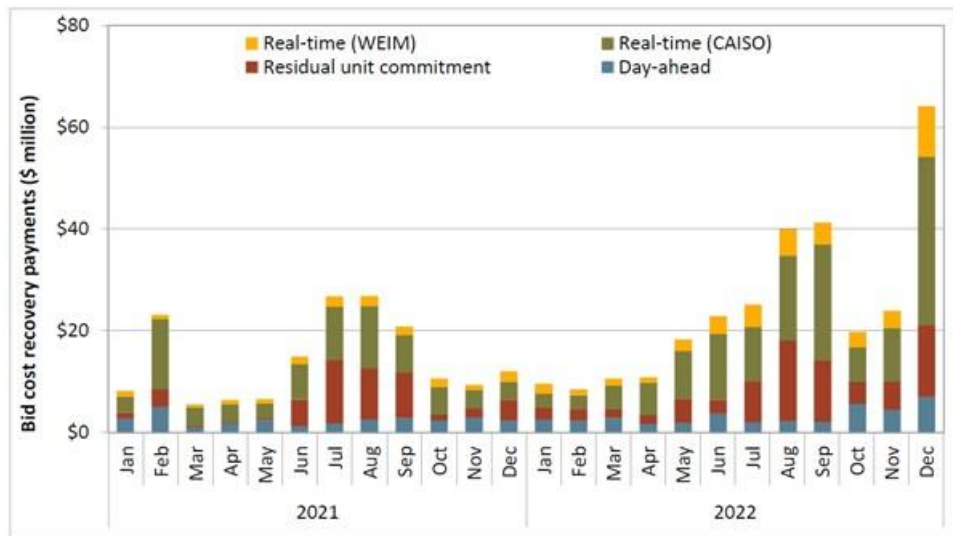
出所) Monitoring Analytics, LLC, "State of the Market Report for PJM", 閲覧日2023年9月15日,
[https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM State of the Market/2018/2018-som-pjm-volume1.pdf](https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM%20State%20of%20the%20Market/2018/2018-som-pjm-volume1.pdf), PJM, "PJM History", 閲覧日2023年10月13日,
<https://www.pjm.com/about-pjm/who-we-are/pjm-history> より三菱総合研究所作成

CAISOにおけるBid Cost Recovery



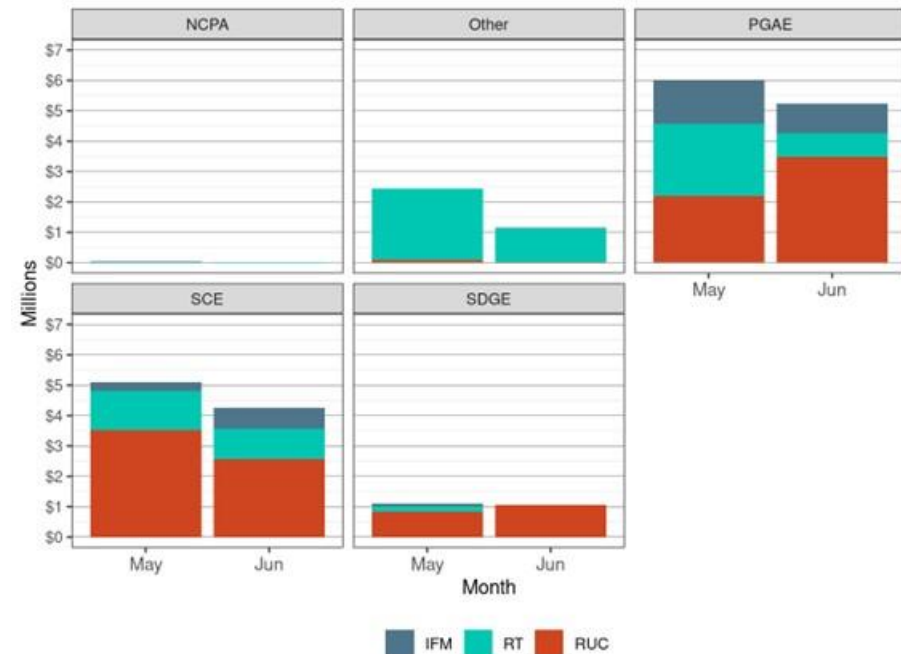
- CAISOにおいては、UpliftはBid Cost Recoveryとして扱われる。
- 2022年のBCRの総コストは2億9700万\$であり、上昇傾向にある。(2021年は1億7300万\$であった。)
- 左図は電力市場取引プロセス別の2021～2022年のBCRコストを示す。2022年の8月から12月にかけての高騰は燃料の高騰並びに電力需要の増加に伴い発生した。
- 右図は2023年5月と6月における電力会社別のBCR負担額と内訳を表し、PG&EとSCEの負担額は非常に多く、その内訳としてはReal Time Unit CommitmentとResidential Unit Commitmentの割合が大きい^{注)}。

電力市場取引プロセス別のBCRの月別コスト内訳



注) Residual Unit Commitment、当日稼働が必要になる発電設備を指定するプロセス
Real Time Unit Commitment、15分毎の起動・停止計画作成プロセス

送配電事業者別のBCR負担額と内訳



出所) CAISO, "Market Performance Report June 2023", 閲覧日2023年9月15日, <http://www.caiso.com/MonthlyMarketPerformanceReports/jun-2023/index.html>, CAISO, "2022 Annual Report on Market Issues and Performance", 閲覧日2023年9月1日, <http://www.caiso.com/Documents/Presentation-2022-Annual-Report-on-Market-Issues-and-Performance-Jul-28-2023.pdf>

2021年及び2022年における電源種別のBCR費用



- 2021年及び2022年における各電源種に支払われたBCR費用は下表の通りであり、火力電源がその多くを占める一方で、2022年には蓄電池に支払われたBCRコストが増加している。また、蓄電池に対するBid Cost Recoveryに関するルール決めの検討が進められている。

BCRが支払われた額の電源種別の比較

Total bid cost recovery payments in CAISO by technology (2021–2022)

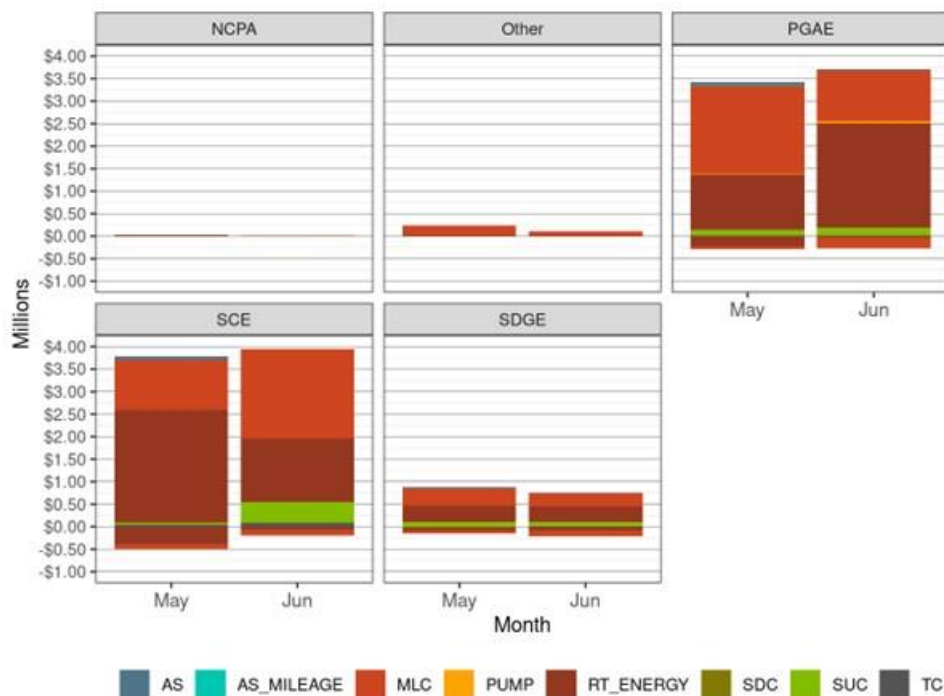
System	Technology type	Bid cost recovery payments (\$)		Percent of total bid cost recovery payments (%)	
		2021	2022	2021	2022
CISO	Batteries	\$3,612,062	\$30,330,699	2%	12%
CISO	Once-through-cooling	\$56,382,130	\$63,073,832	36%	25%
CISO	Combined Cycle	\$56,073,876	\$77,554,525	36%	30%
CISO	Frame turbine: non-Fast start	\$0	\$159,200	0%	<1%
CISO	Gas turbine: non-Fast start	\$4,599,725	\$11,615,876	3%	5%
CISO	Gas turbine: Fast start cogeneration	\$377,313	\$489,399	<1%	<1%
CISO	Gas turbine: Fast start (includes Frame CTs and Gas	\$17,976,008	\$32,019,625	11%	13%
CISO	Reciprocating engines: Fast start (includes cogens)	\$10,944	\$6,709	<1%	<1%
CISO	Reciprocating engines: non-Fast start	\$4,531,553	\$9,606,152	3%	4%
CISO	Hydro	\$1,582,710	\$1,866,557	1%	1%
CISO	Other	\$2,183,520	\$6,346,394	1%	2%
CISO	QF/CHP/Must-take	\$6,641,987	\$19,630,826	4%	8%
CISO	Reliability must-run	\$2,506,434	\$2,284,017	2%	1%

Real Time Unit Commitmentでの電力会社別の費用内訳



- Real Time Unit Commitmentは電力市場取引における15分毎の起動・停止計画作成プロセスである。
- 2023年5月と6月におけるReal Time Unit Commitment電力会社別の費用内訳は下図の通りである。
- Real Time Unit Commitmentでは、エネルギーコストと最低負荷コストの割合が多い傾向にある。

Real Time Unit CommitmentでのBRCの費用内訳

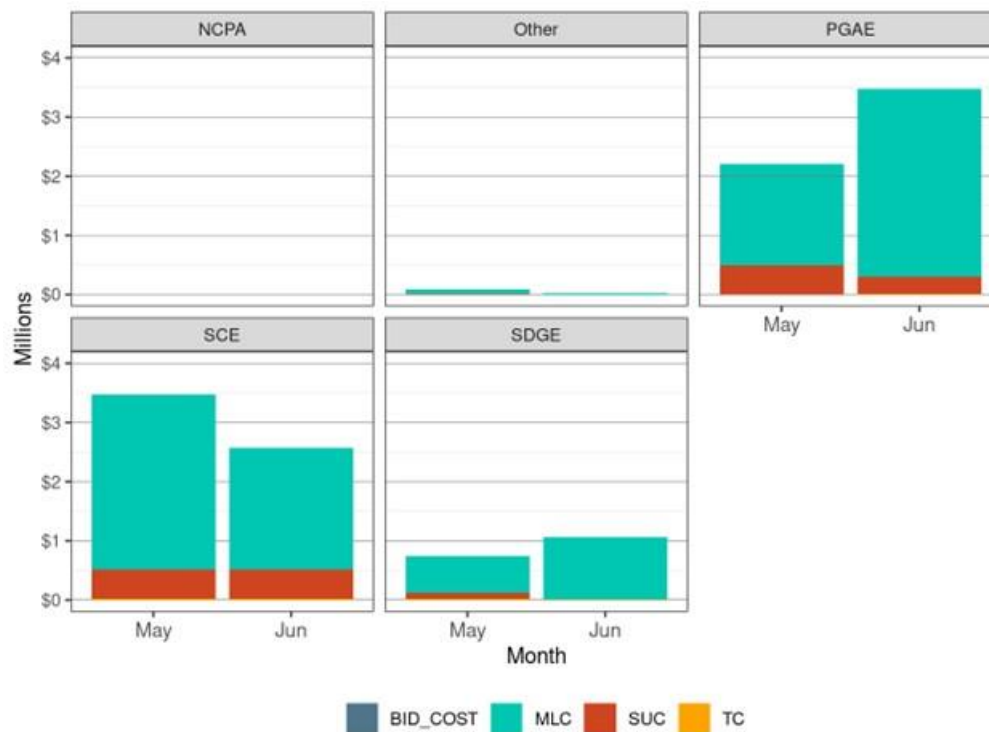


- AS/AS MILEAGE : アンシラリーサービス
- MLC : 最低負荷コスト(Minimum Load Cost)
- PIMP : 汲み上げコスト(Pumping Cost)
- RT_ENERGY : エネルギーコスト
- SDC : シャットダウンコスト
- SUC : 立ち上げコスト(Startup cost)
- TC : 変換コスト(Transition cost)

Residential Unit Commitmentでの電力会社別の費用内訳

- Residential Unit Commitmentは電力市場取引における当日稼働が必要になる発電設備を指定するプロセスである。
- 2023年5月と6月におけるResidential Unit Commitment電力会社別の費用内訳は下図の通りである。
- Residential Unit Commitmentでは、最低負荷コストが多くを占める傾向にある。

Residential Unit CommitmentでのBRCの費用内訳



- BID_COST: 入札コスト
- MLC: 最低負荷コスト (Minimum Load Cost)
- SUC: 立ち上げコスト (Startup cost)
- TC: 変換コスト (Transition cost)

Bid Cost Recoveryの計算方法並びに事業者への精算方法



- BCRの計算方法はCAISOのBPM Configuration Guide: RUC and RTM Bid Cost Recovery Settlement (CC6620)にて規定されている。
 - BCRは入札コストと市場収入の差額として計算され、入札コストと市場収入に含まれる項目は以下の表の通り。
- BCRは5分毎に計算され、精算は日ごとに行われる。

入札コスト

- ✓ 起動費(Start-up)
- ✓ 最低負荷(Minimum load)
- ✓ 変換コスト(Transition)
- ✓ エネルギー入札コスト(Energy bid): 落札容量×入札したエネルギー価格
- ✓ アンシラリーサービス: 落札容量×入札したアンシラリーサービス価格

市場収入

- ✓ 最低負荷(Minimum load): 最低負荷エネルギー × LMP価格
- ✓ エネルギー収入: 落札容量 × LMP価格
- ✓ アンシラリーサービス収入: 落札容量 × アンシラリーサービスのマージナルプライス

出所) CAISO, “BPM Configuration Guide: RUC and RTM Bid Cost Recovery Settlement”, 閲覧日2023年9月29日,
https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiFmMqjms-BAxWXgK8BHbWyDUAQFnoECA8QAQ&url=https%3A%2F%2Fbpmcm.caiso.com%2FLists%2FPRR%2520Details%2FAttachments%2F795%2FBPM%2520-%2520CG%2520CC%25206620%2520RUC%2520and%2520RTM%2520Bid%2520Cost%2520Recovery%2520Settlement_5.3.doc&usg=AOvVaw1N042aLR5ujeJ3sySU mNHK&opi=89978449 CAISO, “2014 Spring Release - Settlements”, 閲覧日2023年9月29日, <http://www.caiso.mobi/Documents/Presentation-Spring2014Release-SettlementsTraining.pdf>



アップリフトの透明性向上に関するFERCの規定(1/2)

- FERC(米国連邦エネルギー規制委員会)は、2018年4月にFERC Order 844(RTO/ISOが運営する市場におけるアップリフト費用の配分と透明性)を発令した。
- Order 844において、米国RTO・ISOは、電力システムのニーズを満たすためにオペレーター主導で市場外で指令を行うことがあるが、当該取引で生じるアップリフト費用(Uplift Cost)は市場価格に反映されないため、コストやそれが発生する理由に関する透明性が不十分であり、公正かつ合理的な料金になっていないため是正する必要があるとされた。
- そのため、本規定においてアップリフト費用の透明性を向上するために、ゾーン別・リソース別アップリフト、オペレーター主導のコミットメントについて月次報告を要求した。
- 上記に加えて、リソースのコミットメントや市場価格に影響を与える送電制約のペナルティ係数(Transmission Constraint Penalty Factor)の要件をタリフに規定することを要求した。

Order 844で要求された内容

月次報告	報告に含まれる内容	期限	情報の形式
ゾーン別アップリフト	● 送電ゾーン(電力の費用を地域ごとに割り当てるための地理的なエリア)、日付、アップリフトの種類別で分類	● 毎月末から20日以内に、各RTO/ISOのウェブサイトに公開	● 情報はCSVなどのデータ形式で提供
リソース別アップリフト	● アップリフト支払いを受けた各リソースのリソース名と総支払額	● 毎月末から90日以内に、各RTO/ISOウェブサイトに公開	
オペレーター主導のコミットメント	● 各オペレーター主導のコミットメントに関して、容量、送電ゾーン、理由、コミットメントの開始時間	● 毎月末から30日以内に、各RTO/ISOウェブサイトに公開	

送電制約のペナルティ係数

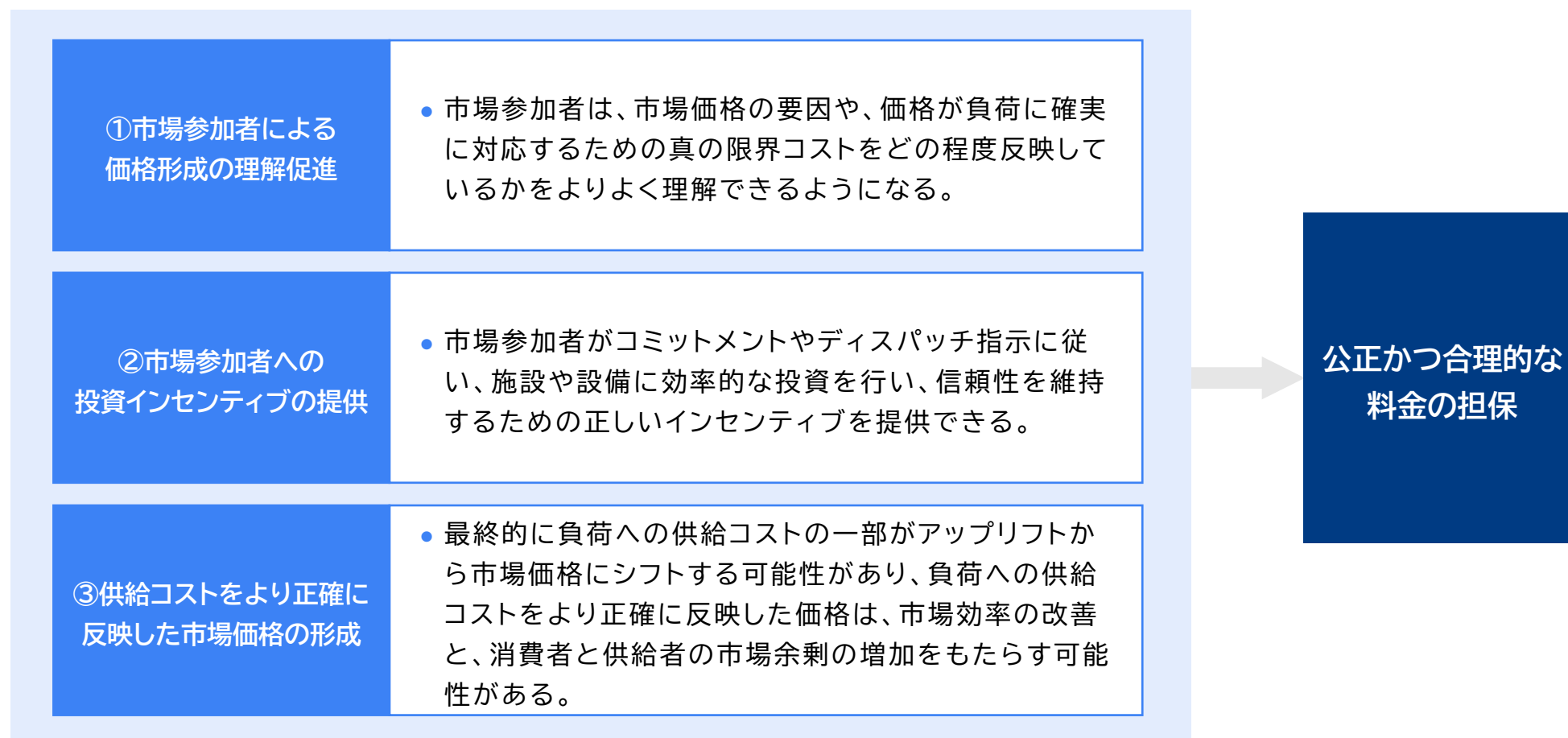
各RTO/ISOは、送電制約に関連するペナルティ係数について規則を設け、当該規則を規定(Tariff)に記載する。ペナルティ係数の値を一時的に変更する場合は、市場関係者に速やかに通知することが求められる。



アップリフトの透明性向上に関するFERCの規定(2/2)

- FERCはアップリフト費用の透明性向上により、①市場参加者による価格形成の理解促進、②市場参加者への投資インセンティブの提供、③供給コストをより正確に反映した市場価格の形成といった効果が見込め、公正かつ合理的な料金の担保につながると述べている。

アップリフト費用の透明性向上による効果



出所) Federal Energy Regulatory Commission, “Major Orders & Regulations, Order No. 844 , April 19, 2018”, 閲覧日2023年9月15日,
<https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-06/Order-844.pdf>



【参考】FERC Order 844 一部抜粋(1/3)

I. Introduction

1. 本最終規則において、連邦エネルギー規制委員会は、**RTOおよびISOのアップリフト支払いとオペレーター主導のコミットメントの報告に関する現行の慣行**、および送電制約ペナルティ係数に関する**RTO/ISOのタリフ規定は、透明性が不十分**であり、その結果、以下に述べる理由により、**料金が公正かつ合理的でない**と判断する。これらの不当・不合理な料金を是正するため、我々は連邦電力法第206条に従い、各RTO/ISOに対し、そのタリフに以下を定めることを要求する：
 - (1) **各送電ゾーンのアップリフト支払総額を、日別・アップリフトカテゴリー別に月次で報告すること**(ゾーン・アップリフト報告; Zonal Uplift Report)
 - (2) **リソース毎のアップリフト支払総額を月次で報告すること**(リソース別アップリフト報告; Resource-Specific Uplift Report)
 - (3) **オペレーター主導のコミットメント毎に、コミットメントの規模、送電ゾーン、コミットメント理由、コミットメント開始時刻を月次で報告すること**(オペレーター主導コミットメント報告; Operator-initiated commitment Report)
 - (4) 市場ソフトウェアで使用する送電制約ペナルティ係数、およびこれらの係数がLocational Marginal Prices(LMP)を設定できる状況、およびこれらの係数を変更できるプロセス(送電制約ペナルティ係数要件; Transmission Constraint Penalty Factor Requirements)
2. このような結論に達したのにはいくつかの理由がある。RTO/ISO市場は、計画外の送電や発電の停止、系統全体で適切な電圧を維持する必要性など、多くの運用上の課題の影響を受ける可能性がある。**市場ソフトウェアがすべての信頼性を考慮する能力に限界があるため、価格がこれらの課題のいくつかを反映できないことがある**。このような状況では、負荷に確実に対応するために必要な特定のリソースが経済的に市場精算できない可能性があり、**RTO/ISOは、システムのニーズを確実に満たすために、市場外のアクション(すなわち、オペレーター主導のコミットメント)を取らなければならない**。このような行動により、アップリフト費用が発生する。

本規定の要求事項

アップリフトが発生する理由



【参考】FERC Order 844 一部抜粋(2/3)

アップリフトの透明性を
高める必要性

現状以上に透明性を
高めないとけない理由

3. 市場外のアクションとその結果発生するアップリフト費用は市場価格に反映されないため、これらのコストとそのようなコストが発生する理由は本質的に透明性が低い。市場外のアクションは、時としてシステム状況を覆い隠す可能性があるため、競争力のある電力市場が、システムニーズに対応するリソース属性への投資を補償し、財政的に奨励するための適切な価格シグナルを送る能力が制限される。アップリフトコストとオペレーター主導のアクションの両方に関する透明性の欠如は、例えば、RTO/ISOの送電計画プロセスや、RTO/ISOのリソース妥当性をレビューする委員会における利害関係者からの貴重な意見を制限する可能性もある。**システムニーズが市場参加者にとって透明であることを保証することは、RTO/ISOが信頼できる運用とレジリエンスをサポートするために直面する運用上の課題に対する費用対効果の高い解決策を見出すための重要なステップである。**アップリフトとオペレーター主導のコミットメントに関する情報を報告することは、これらのシステムニーズが市場に透明であることを保証するのに役立つ。
4. 全てのRTO/ISOは、アップリフトやオペレーター主導のコミットメントの場所や原因に関する情報を提供しているが、その情報は高度に集計されていたり、詳細が欠けていたりすることが多く、市場間で一貫して報告されていない。**アップリフトやオペレーター主導のコミットメントを行う理由に関する現在の報告慣行は、利害関係者がシステムのニーズを理解し、これらのニーズを満たすために必要なリソースの特性を認識するための十分な透明性を提供していない。**このような透明性の欠如は、市場参加者がシステムのニーズを計画し、費用対効果の高い方法で効率的に対応する能力を阻害し、結果として不当かつ不合理な料金をもたらす。アップリフトやオペレーター主導のコミットメントの場所や原因に関する情報の利用可能性を改善することは、市場参加者が送電や発電の必要性や投資の価値を評価する能力を高めることになる。また、透明性の向上は、将来の信頼性やレジリエンスの問題に対処するための容量計画や送電計画を支援する、より多くの情報に基づいた利害関係者の議論を促進することができる。さらに、送電制約ペナルティ係数に関するRTO/ISOの慣行は、精算価格に大きな影響を与える可能性がある。**このような慣行の透明性を高めることは、エネルギー価格がどのように形成されるかについての市場参加者の理解を深めることになり、その結果、取引をヘッジし、市場シグナルに反応する能力を高めることになる。**最後に、アップリフト支払い、オペレーター主導のコミットメント、送電制約ペナルティ要因の透明性を高めることで、**市場参加者はこれらの分野におけるRTO/ISOの慣行を評価し、改善を主張することができるようになる。**そのため、本最終規則では、各RTO/ISOに対する透明性の要件を定める。



【参考】FERC Order 844 一部抜粋(3/3)

価格形成目標

5. (中略)
6. 価格形成手続の目標は以下の通りである:
 - (1) 消費者と供給者の市場余剰を最大化する。
 - (2) 市場参加者がコミットメントやディスパッチ指示に従い、施設や設備に効率的な投資を行い、信頼性を維持するための正しいインセンティブを提供する。
 - (3) 市場参加者が、負荷に供給する実際の限界費用と、システムを確実に運用するための運用上の制約が、価格にどのように反映されているかを理解できるよう、透明性を提供する。
 - (4) 全ての供給者がコストを回収する機会を確保する。
7. 本最終規則の改革は、主に上記(3)の価格形成目標に対処するものである。アップリフト支払いは、市場価格に含まれない、負荷を確実に供給するためのコスト部分を反映する。オペレーター主導のコミットメントは、信頼性を維持するために行われ、市場価格とアップリフトの両方に影響を与える可能性がある。RTO/ISOの送電制約ペナルティ係数に関連する慣行は、RTO/ISOが送電制約上の混雑を緩和するために負担してもよい価格水準と再送電コストを定めるものであり、コミットメントと市場価格に影響を与える可能性がある。これらの分野の透明性が向上すれば、市場参加者は、市場価格の要因や、価格が負荷に確実に対応するための真の限界コストをどの程度反映しているかをよりよく理解できるようになる。上述したように、アップリフトおよびオペレーター主導のコミットメント報告は、市場参加者が施設や設備への投資をシステムのニーズと整合させる助けにもなる。最後に、このような投資と、市場参加者がRTO/ISOのアップリフトとコミットメントの慣行を理解し、変更を提案する能力が高まることで、最終的に負荷への供給コストの一部がアップリフトから市場価格にシフトする可能性がある。負荷への供給コストをより正確に反映した価格は、市場効率の改善と、消費者と供給者の市場余剰の増加をもたらす可能性があり、価格形成目標の(1)にも対応する。これらのメリットは、公正かつ合理的な料金の担保につながる。

透明性向上による
価格形成への効果

アップリフト・コスト報告の例(PJM)(1/3)

- 以下にISOの一つであるPJMのゾーン別アップリフト報告の例を示す。

■ PJM管内における2023年8月のアップリフト実績(ゾーン別・日別)

Daily Uplift Charges by Zone

CSV形式でデータのダウンロードが可能

Uplift Charge Date Start Date * 8/1/2023 End Date * 8/1/2023

Export: 

日付	送電ゾーン	カテゴリー	理由	地域	アップリフト支払額	
Uplift Charge Date ▼	Transmission Zone All ▼	Charge Category All ▼	Charge Reason All ▼	Region	Uplift Charges	Datetime RunDate EPT ⚙
8/1/2023	AEP	Day-ahead Operating Reserve	Operating Reserve	RTO	\$897.51	9/10/2023 08:03
8/1/2023	DEOK	Black Start Service	Black Start Service	DEOK	\$1,062.08	9/10/2023 08:03
8/1/2023	ATSI	Secondary Reserve	Secondary Reserve	Non PJM Mid Atlantic Dominion (MAD)	\$1,805.54	9/10/2023 08:03
8/1/2023	PENELEC	Balancing Operating Reserve: Lost Opportunity Cost	Deviations	RTO	\$3,876.11	9/10/2023 08:03
8/1/2023	AEP	Regulation and Frequency Response Service	Regulation	RTO	\$10,615.32	9/10/2023 08:03
8/1/2023	AEP	Balancing Operating Reserve: Lost Opportunity Cost	Deviations	RTO	\$927.64	9/10/2023 08:03
8/1/2023	DPL	Balancing Operating Reserve	Reliability	RTO	\$204.27	9/10/2023 08:03
8/1/2023	ATSI	Regulation and Frequency Response Service	Regulation	RTO	\$524.21	9/10/2023 08:03
8/1/2023	DEOK	Reactive Supply and Voltage Control Service	Reactive Supply Service	DEOK	\$22,674.97	9/10/2023 08:03
8/1/2023	JCPL	Black Start Service	Black Start Service	JCPL	\$1,596.82	9/10/2023 08:03
8/1/2023	DOM	Day-ahead Operating Reserve	Operating Reserve	RTO	\$90.68	9/10/2023 08:03
8/1/2023	PSEG	Synchronized Reserve	Synchronized Reserve	Non PJM Mid Atlantic Dominion (MAD)	\$0.16	9/10/2023 08:03
8/1/2023	PENELEC	Reactive Supply and Voltage Control Service	Reactive Supply Service	PENELEC	\$41,380.01	9/10/2023 08:03
8/1/2023	PSEG	Black Start Service	Black Start Service	PSEG	\$4,756.57	9/10/2023 08:03
8/1/2023	PPL	Synchronized Reserve	Synchronized Reserve	PJM Mid Atlantic Dominion (MAD)	\$11.61	9/10/2023 08:03
8/1/2023	DPL	Synchronized Reserve	Synchronized Reserve	PJM Mid Atlantic Dominion (MAD)	\$2,772.22	9/10/2023 08:03
8/1/2023	APS	Balancing Operating Reserve: Dispatch Differential LOC	Reliability	RTO	\$10.12	9/10/2023 08:03
8/1/2023	EKPC	Regulation and Frequency Response Service	Regulation	RTO	\$222.23	9/10/2023 08:03
8/1/2023	BGE	Day-ahead Operating Reserve	Operating Reserve	RTO	\$310,300.73	9/10/2023 08:03

出所) PJM, “Data Miner2, Daily Uplift Charges by Zone”, 閲覧日2023年9月15日, https://dataminer2.pjm.com/feed/uplift_charges_by_zone;

アップリフト・コスト報告の例(PJM)(2/3)



- 以下にISOの一つであるPJMの発電機別アップリフト報告の例を示す。

PJM管内における2023年7月のアップリフト実績(発電機別・月別)

CSV形式でデータのダウンロードが可能

Generator Specific Uplift Credits

Uplift Credit Date Start Date * 7/1/2023 End Date * 8/31/2023 Submit Reset Export:

月	発電機	送電ゾーン	価格ノードID	カテゴリー	アップリフト支払額	
Uplift Credit Date ▼	Generator	Transmission Zone ⚙	Pricing Node ID 🔍	Credit Category ▼	Credits	Datetime RunDate EPT ⚙
		All ▼		All ▼		
7/1/2023	PS BERGEN 2CC F	PSEG	5021665	Balancing Operating Reserve: Dispatch Differential LOC	\$181.58	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS BURLINGTON 121 CT	PSEG	93142	Balancing Operating Reserve: Lost Opportunity Cost	\$439.56	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS BURLINGTON 123 CT	PSEG	93144	Synchronized Reserve	\$5,296.60	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS BURLINGTON 124 CT	PSEG	93145	Synchronized Reserve	\$5,910.92	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS ESSEX 105 CT	PSEG	1097732300	Secondary Reserve	\$23.49	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS ESSEX 105 CT	PSEG	1097732300	Balancing Operating Reserve: Lost Opportunity Cost	\$2.20	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS KEARNY 132 CT	PSEG	123901465	Balancing Operating Reserve	\$907.33	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS KEARNY 133 CT	PSEG	123901467	Day-ahead Operating Reserve	\$1,500.37	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS KEARNY 121 CT	PSEG	50436	Day-ahead Operating Reserve	\$1,412.00	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS KEARNY 122 CT	PSEG	50437	Balancing Operating Reserve: Dispatch Differential LOC	\$21.05	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS LINDEN 1CC	PSEG	21601782	Balancing Operating Reserve: Dispatch Differential LOC	\$524.56	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS LINDEN 2CC	PSEG	1097732340	Balancing Operating Reserve: Dispatch Differential LOC	\$1,100.17	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS LINDEN 6 CT	PSEG	93141	Secondary Reserve	\$270.58	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS LINDEN 8 CT	PSEG	71856677	Balancing Operating Reserve: Lost Opportunity Cost	\$816.32	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS SEWAREN 7 CC	PSEG	1379266906	Regulation and Frequency Response Service	\$935.31	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS BRUNSWICK EDGEBOROUGH 3 LF	PSEG	50403	Secondary Reserve	\$24.17	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS KENILWORTH ALDENE 1 F	PSEG	50389	Regulation and Frequency Response Service	\$809.80	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PE MUDDY RUN 1-8 H	PECO	50549	Regulation and Frequency Response Service	\$651.04	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PE EDDYSTONE 4 F	PECO	50532	Synchronized Reserve	\$0.50	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PE DELTA 1-4 CC	PECO	112586171	Balancing Operating Reserve: Lost Opportunity Cost	\$20.67	9/10/2023 08:04

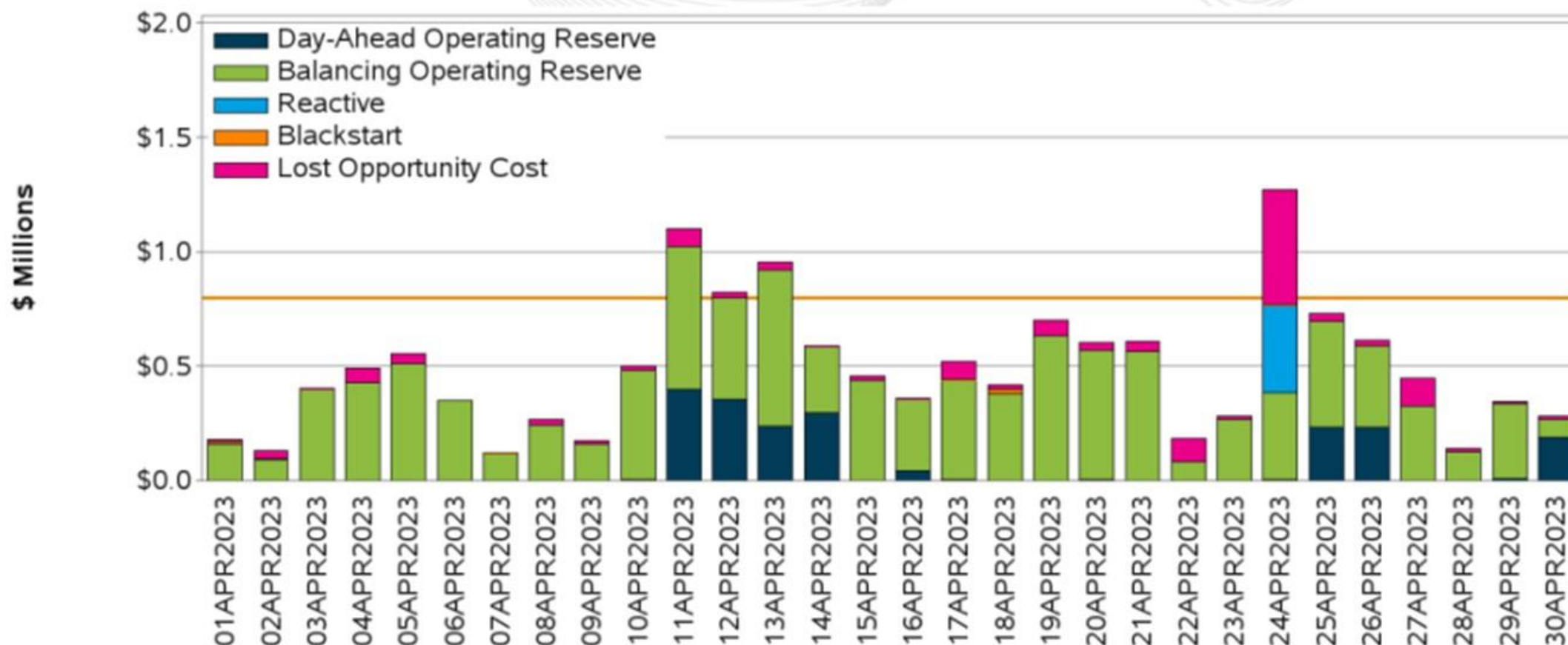
出所) PJM, "Data Miner2, Generator Specific Uplift Credits", 閲覧日2023年9月15日, <https://dataminer2.pjm.com/feed/gen-specific-uplift-credit>

アップリフト・コスト報告の例(PJM)(3/3)



- アップリフト料金が異常に高い日が発生した場合、月次の市場レポートで報告がされる。
 - 2023年4月は80万ドルを超過する日が4日発生し、その原因はローカルで発生した混雑による停電であったと報告されている。

PJM管内における2023年4月のアップリフト実績(日別)



出所) PJM, "Markets Report, May 22, 2023", 閲覧日2023年9月15日, <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mc/2023/20230522-webinar/item-05a--market-operations-report.ashx>;



アップリフトの費用配分に関するFERCの議論(1/2)

- FERC Order 844の草案の段階において、FERCはRTO/ISOにリアルタイム・アップリフト費用を、その発生の原因となったと合理的に予想される取引を行う市場参加者のみに配分するよう求めていた。
- その草案の中で、各RTO/ISOのアップリフト費用配分方法が言及されている。全てのRTO/ISOは、アップリフト費用を配分するために、受益者負担または原因者負担を採用している。しかし、RTO/ISOの現在のアップリフト費用配分方法は、その粒度等の点で大きく異なっており、何をもって逸脱とするかの定義も異なる。
- FERCは、理想的にはアップリフト費用は原因者負担とすべきと考えているものの、大きな懸念を示す意見が出されたり、RTO/ISOからも実現性に懸念が示されたため、本案については撤回された。

各RTO/ISOのアップリフトの費用配分方法①(次ページに続く)

RTO/ISO	概要	
PJM	■ PJMは、信頼性を理由に発生したUplift費用は、前日市場での買い需要やリアルタイムでの実需要で案分する。(受益者負担) ■ 信頼性以外の理由で発生したUplift費用を、前日市場取引からの発電量・実需要等の乖離量(deviation)、Virtual bid※に案分している。(原因者負担)	受益者負担・ 原因者負担の 組み合わせ
CAISO	■ Upliftには多くのカテゴリーがあり、系統運用者が送電制約、エネルギーインバランス、リアルタイム混雑のいずれに対処するためにディスパッチ決定を行ったかに応じて、Uplift費用を送電所有者(需要家負担)、買い需要、域外輸出に配分している。	受益者負担・ 原因者負担の 組み合わせ
NYISO	■ 通常、受益者負担の原則に基づいてUplift費用が発生した時間帯のリアルタイム需要を用いて、リアルタイムUplift費用を案分している。 ■ 州全体の信頼性に関連するUplift費用を、ISO全需要に案分 ■ 地域の信頼性に関連するUplift費用を、信頼性アクションが実施された送電地区内の需要に案分	受益者負担

出所) FERC, “Uplift Cost Allocation and Transparency in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators”, 閲覧日2023年9月15日,
<https://www.federalregister.gov/documents/2017/02/07/2017-02332/uplift-cost-allocation-and-transparency-in-markets-operated-by-regional-transmission-organizations#footnote-38-p9543>



アップリフトの費用配分に関するFERCの議論(2/2)

各RTO/ISOのアップリフトの費用配分方法②

ISO/RTO	概要
ISO-NE	■ Uplift費用の約半分は、発電機・負荷・Virtual bid・域外輸入の前日市場のスケジュールからの乖離量(deviation)に案分している。
SPP	■ SPPは、原因が特定可能で、そのためのコストが利益を上回らない場合、原因に基づいてUplift費用を配分している。例えば、リアルタイムUplift費用は、前日スケジュールやSPPのディスパッチ指示からの乖離量(deviation)に対して配分される。
MISO	■ MISOは、Uplift費用の配分にきめ細かなアプローチを採用しており、可能な限り、コスト起因性の判断に基づいている。MISOがUpliftの原因と判断するものに基づき、定義された一連のカテゴリに従ってUplift費用を配分する。 ■ MISOは、リアルタイムの容量コミットメントに起因するUplift費用は、物理的な需給の乖離量、Virtual bid、域外輸入・輸出の物理的スケジュールを含む乖離量に主に配分される。 ■ 送電制約の緩和から生じるUpliftの一部は、混雑の原因となった乖離量に割り当てられる。



受益者負担・
原因者負担の組
み合わせ



原因が特定
可能な場合は
原因者負担



可能な限り
原因者負担

【参考】FERC Order 844 草案 一部抜粋

I. アップリフト費用配分の背景

トの説明
アップリフト

アップリフトとは、一般的に、RTO/ISOが、コミットメントとディスパッチにより、リソースのオファーに含まれるコストと市場精算価格から得られる収入との間に不足が生じたリソースに対して行う支払いのことを指す。例えば、あるリソースがコミットメントされ、エネルギー市場とアンシラリーサービス市場からコストを完全に回収できない場合、そのリソースはアップリフト支払いを受けることになる。

の必要性
アップリフト

アップリフト分析で述べたように、モデル化、ソフトウェア、その他の特定の制限は、電気系統の複雑さと、信頼できる運転を維持するために利用可能なツールに固有のものである。その結果、系統運用者は、信頼性を管理するために市場外の行動を取らざるを得なくなり、その結果、エネルギー価格やアンシラリーサービス価格が発電にかかる限界コストを反映しなくなる可能性がある。したがって、市場外で投入・配給されるリソースが運転コストを回収できるようにするためには、アップリフト支払いが必要となる。

の必要性
配分方法

このような**モデル化、ソフトウェア、その他の限界は今後も続くと思われ、アップリフトは中央集権的な卸売エネルギー・アンシラリーサービス市場に固有の要素であり、完全に排除されることはないかもしれない**。したがって、RTO/ISOはこれらのコストを市場参加者に配分する方法を持たなければならない。

2つのアプローチ
配分方法に関する

一般に、RTO/ISOは、アップリフト費用を、**アップリフトを起こした市場参加者に直接配分するか、負荷に配分する**。アップリフト費用の負荷への配分は、いくつかの考慮事項によって動機づけられている。負荷は、系統運用者が信頼性を維持するためにとる行動の最終的な受益者とみなすことができる。さらに、**コスト配分の原則のひとつは、市場参加者の行動を最も歪めにくい方法でコストを配分することである**。電力市場において、**負荷は現在最も価格に敏感でない市場参加者層であり、アップリフト費用の配分が行動を歪める可能性が最も低い**のは間違いない。省略形として、アップリフト費用を負荷に配分することは、“受益者負担(beneficiary pays)”と呼ばれる。

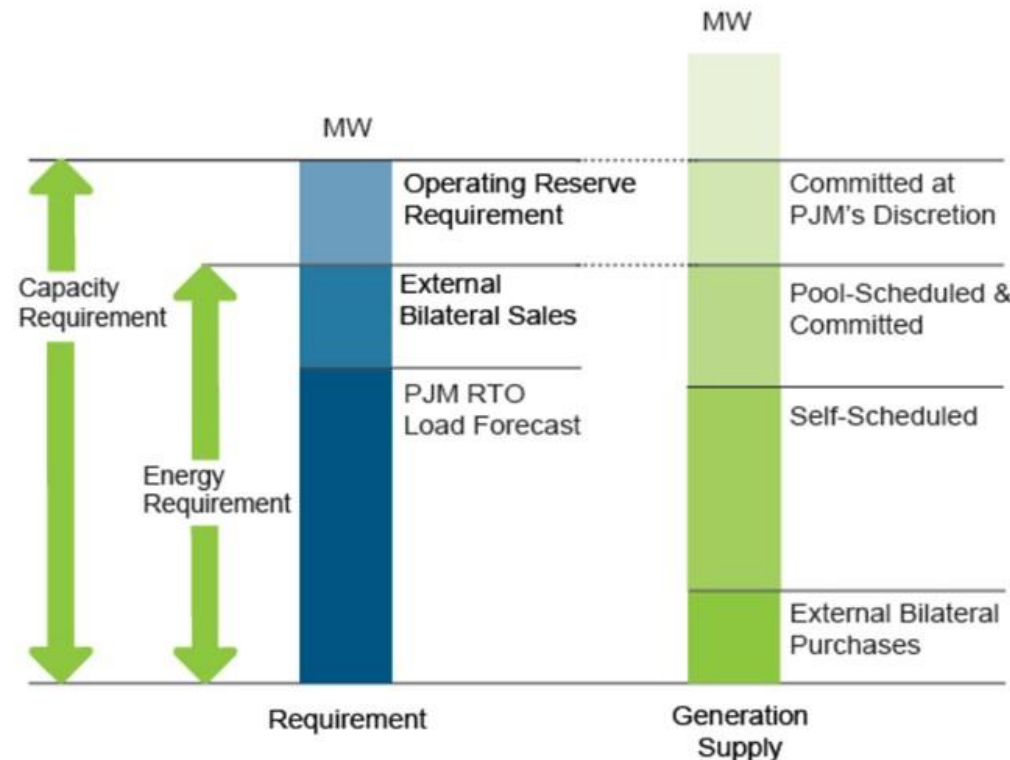
実際には、RTO/ISOはこの2つのアプローチ(原因者負担or受益者負担)を組み合わせる使用することが多く、**負荷は逸脱に基づくアプローチなどのコスト原因究明手法によって配分されなかったすべてのアップリフトコストを受け取る**ことになる。

2. 利害関係者の権利・義務関係の整理

PJMにおける電力取引・系統運用の概要

- リアルタイムにおける系統運用において、Energy Requirement(需要量)とCapacity Requirement(kW必要量・Reserve必要量)を満たすように、PJMはリソースの経済出力配分(SCED)を行う。
 - Energy Requirement:PJM域外との相対取引(売電分)とPJMにおけるエリア需要予測の合計
 - Capacity Requirement:PJMの系統運用の信頼性を維持するために必要なOperating Reserve
- PJMは市場に入札されたリソースから、Energy RequirementとCapacity Requirementを満たすようにリソースコミットメントを決定する。この時、Energy RequirementからPJM域外との相対取引(買電分)とセルフスケジュールを差し引いた容量が、PJMがスケジュールするプールリソースに該当し、Operation Reserveに相当する容量はPJMの裁量によってその調達量が決定される。

リアルタイム市場におけるリソーススケジュールの対応関係



2. 利害関係者の権利・義務関係の整理

- kWh市場(電力)
- Frequency Response(調整力)
- Regulation市場(調整力)
- Reserve市場(予備力)

電源に対するMust Offer Obligation(1/2)

- 容量市場(RPM:Reliability Pricing Model)で落札された電源または相対契約(FRR: Fixed Resource Requirement)を有する電源はCapacity Resourceと呼ばれる。Capacity Resourceは、故障等(outage)のために利用できない場合であっても、発電オファーを前日市場へ提出するマストオファー義務(Must Offer Obligation)を負う。
- 電源の特性・燃料種等に応じ、前日市場でのマストオファー義務を履行するための入札行為が以下の通り定められている。

Manual 11 2.3.3.1 Capacity Resource Offer Rules:

- 翌日にRPMまたはFRRコミットメントを有する**全てのCapacity Resource**は、強制停止、計画停止、保守停止等の利用できない場合でも、**前日市場への売り入札を提出する必要がある**。
- Capacity Resourceである電源は、**翌7日間の利用可能性(Availability)**を提出する**必要**があり、翌日以降についてはnon-binding(変更可能)なオファー価格を提出することが出来る。
- **通知(notification)または起動時間(Start-up time)に24時間以上を要するCapacity Resource**は、翌7日間に対して**拘束力を持つプライスベースのオファー価格(binding price-based offer price)**を提出する**必要**がある。
- Capacity Resourceが**最後に登録した入札情報は、明示的に別の入札によって上書きされるまで効力が継続**する。但し、コストベースの増分エネルギー価格(Increment energy offers)が\$1,000/MWhを超える場合は、翌日には自動的に\$1,000/MWhでキャップされる
- Capacity Resourceが**Day-ahead市場でスケジュールされなかった場合、入札を修正してリアルタイム市場にてオファーするか、セルフスケジュールに変更**することが出来る。

電源に対するMust Offer Obligation(2/2)

- 容量市場(RPM:Reliability Pricing Model)で落札された変動性再エネ・水力・揚水・蓄電リソースは、リソース種別ごとに前日市場でのマストオファー義務を履行するための入札行為が以下の通り定められている。
 - 水力発電はセルフスケジュール(Must Run)として登録
 - 変動性再エネ(Intermittent resources)や蓄電リソースは、セルフスケジュール(Must Run)として登録するか、またはディスパッチ可能なリソース(Economic)として登録することを選択可能
 - 揚水発電はセルフスケジュールとして登録、またはPJMによる最適化モデル(pumped storage optimization model)を用いたディスパッチとして登録することを選択可能

Manual 11 2.3.3.1 Capacity Resource Offer Rules:

- Capacity Resourceとしてコミットされた**変動性再エネ**(Intermittent Generation Resource)、**ハイブリッド電源**(Hybrid Resources)、**蓄電リソース**(Capacity Storage Resources)は、**セルフスケジュール**(Availability = Must run)として登録するか、もしくは**ディスパッチ可能なリソース**(Availability = Economic)として前日市場にオファーを提出することで、マストオファー義務を履行しているとみなす。
ESR参加モデル(※)であるハイブリッド電源や他リソースは、セルフスケジュールとして登録することでのみ、マストオファー義務を履行しているとみなす。
- 間欠性再エネ、併設電源および蓄電リソースの前日市場におけるセルフスケジュール値は、時間によって容量義務値と異なる可能性がある。
- **水力発電**(Hydropower resources)は、間欠性再エネのカテゴリに含まれる。Capacity Resourceとしてコミットされた**水力発電**は、**セルフスケジュール**(Availability = Must Run)として登録することでマストオファー義務を履行しているとみなす。
- Capacity Resourceとしてコミットされた**揚水発電**(Pumped Storage Hydropower resources)は**セルフスケジュール**として登録するか、もしくは**pumped storage optimization model**を用いて前日市場にオファーを提出することでマストオファー義務を履行しているとみなす。また、このマニュアル11のセクション2.3.4で述べられているESR参加モデル(※)を使用することもできる。

※ ESR participation mode(Electric Storage Resource participation model)は、送電・配電系統に連系またはビハインドメーターの蓄電リソースの市場参加を定めたルールである。現在、PJM管内においてESR Participation modelに該当する電源の9割以上が揚水であり、蓄電池はほとんどみられない。

リアルタイム市場へのマストオファー義務の有無

- リアルタイム市場へのマストオファー義務に関する記載は見られないが、前日市場でスケジュールされた電源はその出力をリアルタイムで売る(発電する)金融的義務を負う。
- リアルタイムで売らない(発電しない)場合、前日市場でスケジュールされた出力値との乖離分を金銭的に精算する義務が生じる。

Manual 11 2.3.3 Market Sellers

- 容量市場で約定したCapacity Resourcesであるか否かに関わらず、売り手である発電リソース(Market Sellers)には下記のルールを適用する。
 - (中略)
 - 前日市場でスケジュールされた電源は、その出力をリアルタイムに売る金融的義務を負う。

前日市場での発電オファアの登録情報(1/2)

- Operating Agreementによると、前日市場における1時間コマごとの発電オファアに関するパラメータについて、以下の項目を登録できる。
- なお、これ以外にも多数の登録項目があり、応札商品やリソース区分に応じて登録がなされている。

区分	原文	日本語訳	概要
エネルギー市場 Energy market	Start-up Costs	起動費	発電リソースがPJMのディスパッチに応動できる状態にするためのコスト。燃料コスト、稼働コスト、メンテナンス加算代、排出割当/加算代、電力消費代で構成される。
	No-load Costs	最低出力費	発電リソースを、発電を行わずに(0MWで稼働させて)同期発電機の発電速度に合わせて稼働させる場合に理論上必要なコスト。燃料コスト、稼働コスト、メンテナンス加算代、排出割当/加算代で構成される。
	Incremental Energy Offer	増分燃料費	同期発電機が追加で発電を行う際に必要な、発電出力単位ごとのコスト。燃料コスト、稼働コスト、メンテナンス加算代、排出割当/加算代、機会コストで構成される。
運転パラメータ Operating parameter ※次項に続く	Availability	電源起動ステータス	Commitment availability statusを指す。希望する電源起動の方法に応じて、Must Run, Economic, Unavailable, Emergencyのいずれかを登録する。
	Notification Time	通知後起動時間	PJMからの起動通知が出されてから発電ユニットが起動シークエンスを開始するまでの時間。バルブ稼働、ポンプ起動、その他補助設備の起動など、発電ユニットの起動に要する全過程を含む時間を指す。温度状態(cold/warm/hot)によって異なる。
	Ramp rate	ランプレート	発電ユニットの毎分の出力の増減量(MW/min)。

前日市場での発電オファアの登録情報(2/2)

- Operating Agreementによると、前日市場における1時間コマごとの発電オファアに関するパラメータについて、以下の項目を登録できる。
- なお、これ以外にも多数の登録項目があり、応札商品やリソース区分に応じて登録がなされている。

区分	原文	日本語訳	概要
運転パラメータ Operating parameter ※前項の続き	Minimum Run Time (hour)	最小稼働時間	発電リソースがリアルタイムで稼働しなければならない最小時間。
	Maximum Run Time (hour)	最大稼働時間	発電リソースがリアルタイムでPJMの指定を超えて稼働できる最長時間。
	Economic minimum	—	Economic Dispatchに従いながら到達できる最小の出力増分値。
	Economic maximum	—	Economic Dispatchに従いながら到達できる最大の出力増分値。
	Emergency minimum MW	緊急時最低出力量	PJMからEmergencyが発出され、発電量の低減を指示された際に、低減させるべき発電量の最小下限値。
	Emergency maximum MW	緊急時最大出力量	PJMからEmergencyが発出され、発電量の増加を指示された際に、増加させるべき発電量の最大上限値。
予備力市場 Reserve market	Synchronized reserve maximum MW	—	Synchronized Reserveにおける入札可能量の最大値。
	Secondary Reserve minimum MW	—	Secondary Reserveにおける入札可能量の最小値。
	Condense to generation time constraints	—	調相運転から発電モードへの転換に要する時間。

出所) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: May 31, 2023)", p.28, 2023年3月31日
 PJM, "Operating Agreement OA SCHEDULE 1 - PJM INTERCHANGE ENERGY MARKET (Effective Date: 6/1/2023)", p.5, 2023年6月1日 より三菱総合研究所作成

電源起動・出力配分に関わる発電オファー項目

- PJMの場合、セルフスケジュール電源か否かを問わず、発電オファーを提出する電源は、電源起動の方法(UC)、起動時の出力配分の上下限值(量)、Three-parts情報(コストベースオファーまたはプライスベースオファー※詳細はp.107以降にて後述)、運転パラメータ等の様々な項目を登録する。PJMは提出された発電オファーに基づいて約定処理を実施する。
- 電源起動(UC)と出力配分に関するステータスとして、以下の項目が挙げられる。
 - **Commitment availability status**: 電源起動の方法を登録
 - **Dispatch availability status**: Economic Dispatchに従いながら到達できる出力増分値(MW)の最大・最小を登録

発電オファーのうち、電源起動(UC)と出力配分に関わる登録項目

登録項目		登録方法
電源起動 Commitment availability status		以下の4つの項目から1つ選択して登録する ① 発電者が自ら電源起動を確定させる場合(<u>セルフスケジュール</u>): Must runとして登録 ② Economic Dispatchに従う場合(<u>プールスケジュール</u>): Economicとして登録 ③ 電源起動が出来ない場合: Unavailableとして登録 ④ <u>Emergency Dispatch</u> (※)にのみ利用可能な場合: Emergencyとして登録
出力配分 Dispatch availability status	最大出力増分値	Economic Max. : Economic Dispatchに従いながら到達できる最大の出力増分値を登録
	最小出力増分値	Economic Min. : Economic Dispatchに従いながら到達できる最小の出力増分値を登録

※システム周波数を維持するためにマニュアル・自動的な対処が必要となる事態、供給力不足または供給力余剰、燃料不足、保守的なオペレーションが求められる異常気象・人為的事象、PJM域外での異常事態によってPJMのアクションが求められる事態をEmergency conditionと呼び、この場合はPJMによるEmergency operationが行われる。

出所) PJM, “Open Access Transmission Tariff - OATT Definitions”, p.1, 2010年9月17日、
 PJM, “Market Database Dictionary”, p.10-12, 2015年4月1日、
 PJM, “PJM Manual 13: Emergency Operations”, p.10, 2023年8月24日 より三菱総合研究所作成

PJM, “Operating agreement, Sec 1.10 – Scheduling”, 2011年7月14日
 Monitoring Analytics, “PJM State of the Market – 2023”, p. 143, 2023年10月8日

電源の入札方法(セルフスケジュール・プールスケジュール)



- セルフスケジュールまたはプールスケジュールのいずれを選択する場合でも、発電オファーの提出が求められる。電源起動の方法をセルフスケジュールとして電源起動とするか、プールスケジュールとして起動停止判断をゆだねるかを登録することで、PJMは両者を区別している。
- Economic Min.とEconomic Max.の間の出力は、PJMのEconomic Dispatchに従うことが可能な出力帯(Dispatchable Range)を表し、セルフスケジュール電源か否かに関わらず存在する。

入札方法

	セルフスケジュール	プールスケジュール
①電源起動を登録	Commitment availability statusを Must run で登録	Commitment availability statusを Economic で登録
②Economic Dispatchに従うことが可能な出力帯を登録	Economic Max.: Economic Dispatchに従うことができる最大の出力増分値 Economic Min.: Economic Dispatchに従うことができる最小の出力増分値	Economic Max.: Economic Dispatchに従うことができる最大の出力増分値 Economic Min.: Economic Dispatchに従うことができる最小の出力増分値

出所) PJM, “Operating agreement, Sec 1.10 – Scheduling”, 2011年7月14日

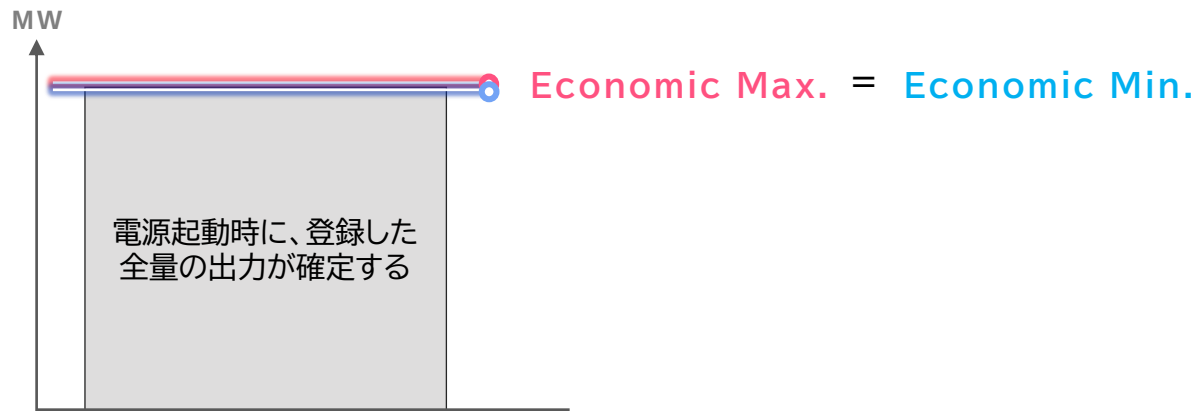
Monitoring Analytics, “PJM State of the Market – 2023”, p. 143, 305, 2023年10月8日 より三菱総合研究所作成

出力配分値を固定化させる入札方法(ブロックローディング)



- PJMによるEconomic Dispatchに従うことが可能な出力帯(Dispatchable Range)を持たない場合、“**Economic Min.**”と“**Economic Max.**”を同一値で登録することで、出力配分を一定値に固定化することが出来る。このような登録方法をブロックローディング(Block Loading)と呼び、電源起動の方法(セルフスケジュール or プールスケジュール)を問わず、設定可能である。

入札方法

	ブロックローディング
①電源起動の方法を登録	Commitment availability statusで任意のステータスを選択
②発電量を登録	Economic Min. Economic Max. を同一値で登録 

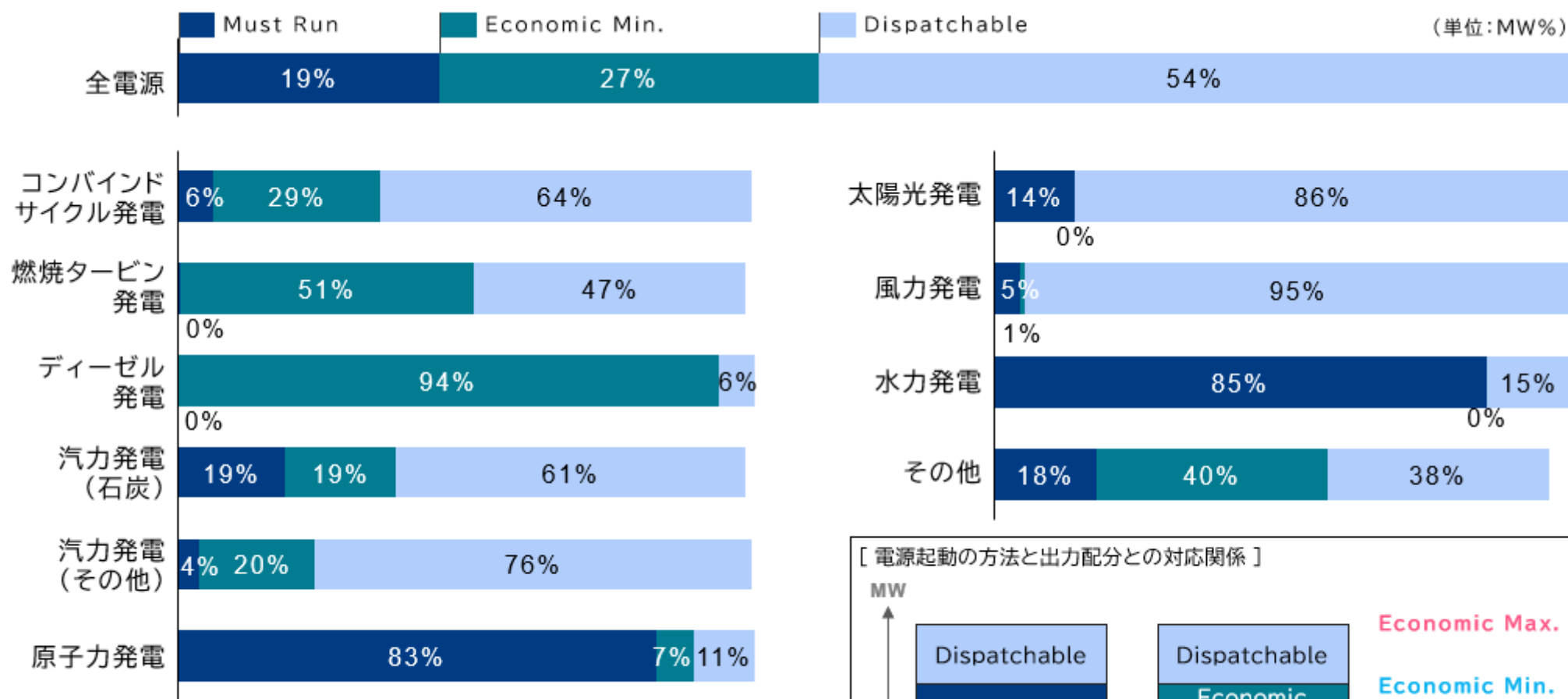
出所) PJM, “Operating agreement, Sec 1.10 – Scheduling”, 2011年7月14日

Monitoring Analytics, “PJM State of the Market – 2023”, p. 143, 305, 2023年10月8日 より三菱総合研究所作成

前日市場に登録された発電オファーに占める 各スケジュールの比率

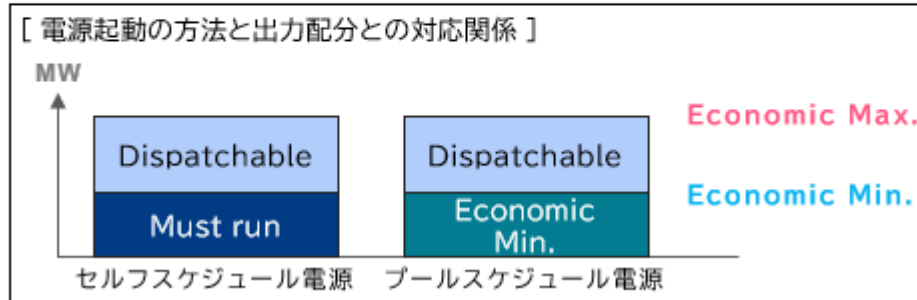
- 2021年におけるPJMの前日市場に登録された発電オファーのうち、主に原子力発電、水力発電においてセルフスケジュールとして入札を行っている容量比率が高い。

PJM-前日市場に登録された発電オファーの比率(2021年)



※数字を足し合わせると100%から乖離する項目もあるが、出所に基づいて記載している。

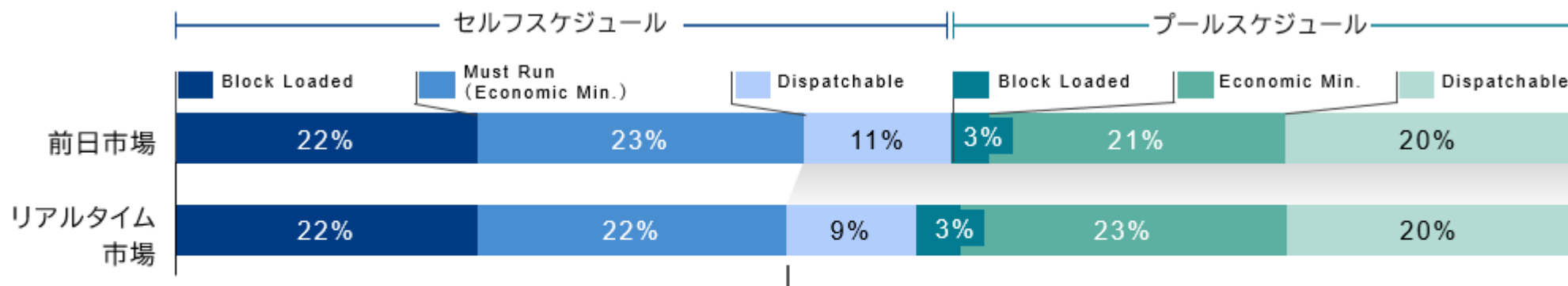
出所) Monitoring Analytics, "PJM State of the Market - 2021", p.137, 2022年3月10日 より三菱総合研究所作成



発電量に占める各スケジュールの比率

- 2021年における、PJMの発電量に占める各スケジュールの比率は以下の通り。

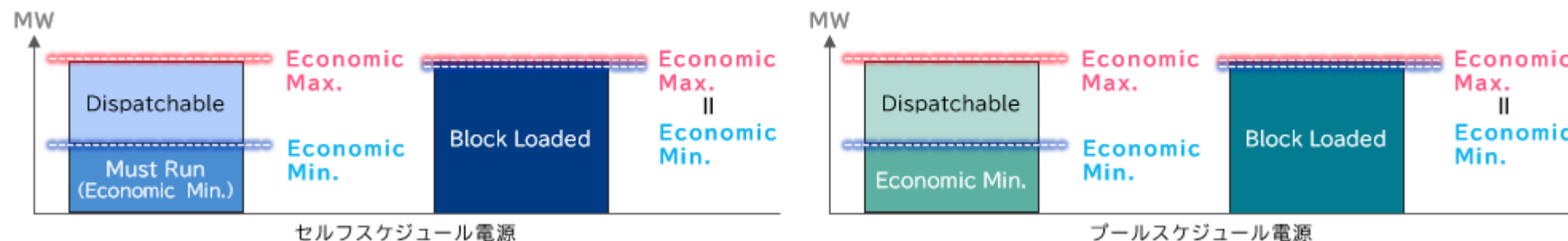
PJM-発電量に占めるセルフスケジュール電源の比率(2021年)



市場での約定結果でスケジュール
(起動停止・出力配分)が変化する発電量の割合

前日市場 : 55% (Dispatchableに限定すると31%)
リアルタイム: 56% (Dispatchableに限定すると29%)

[電源起動方法と出力配分との対応関係]

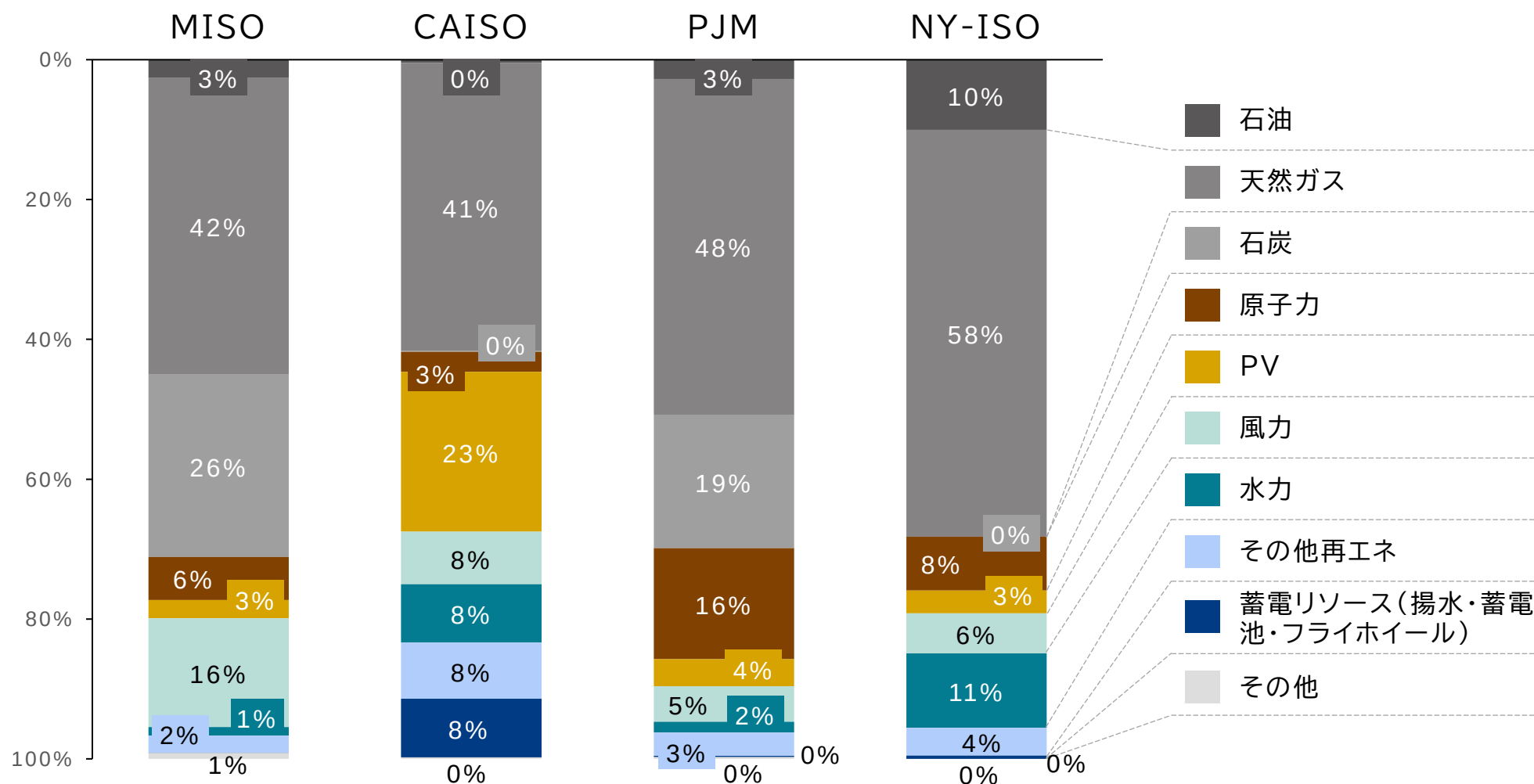


【参考】米国における電源構成



- PJMでは再エネ比率は約10%と少なく、天然ガス・石炭・原子力が大半を占めている。

米国における電源構成(定格出力1MW以上の電源、2023年9月時点)



出所)EIA, “Preliminary Monthly Electric Generator Inventory (based on Form EIA-860M as a supplement to Form EIA-860)”, 閲覧日2023年11月7日,
<https://www.eia.gov/electricity/data/eia860M/> より三菱総合研究所作成 ※グラフ表記の関係上、燃料種が同一の発電種を統合して表示している。

再エネの起動・出力配分に係るオファー情報: 前日市場

- 他の電源種と同様に、再エネ(Intermittent Resources)も発電オファーとして、Three-part情報だけではなく、Commitment availability statusやDispatch availability status、その他電源諸元(ランプレート等)を登録し、その情報に基づいてPJMがディスパッチを決定する。
- 前日市場へのマストオファー義務は、他の電源と同様に容量コミットメントの有無によって決定される。
 - 容量市場(RPM)で約定または相対契約を有する再エネ電源は、前日市場へのマストオファー義務を有する。この場合、発電事業者は当日の1時間コマごとの発電予測値をPJMに登録する必要がある。
 - 容量コミットメントを持たない再エネ電源は、オファー義務は課せられないが、金銭的なヘッジ等を目的として前日市場へ発電オファーを登録することが出来る。
- 前日市場でスケジュールされた電源は、1時間コマごとの出力値とその時の前日市場価格でスケジュール(※金銭的な義務を有する)される。但し、実需給の再エネの出力配分については次項のリアルタイム市場での扱いを参照のこと。

Energy market practices for Intermittent Resources

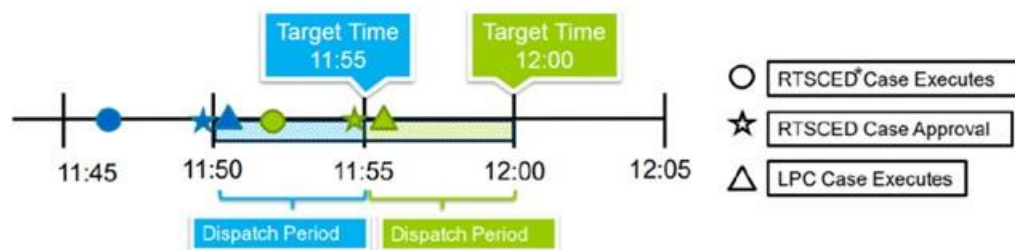
- ・ エネルギーのみの風力、太陽光、水力(およびその他のタイプ)資源は、さまざまな理由(ヘッジ、相対取引など)により、前日エネルギー市場に供給することができる。
- ・ 容量市場の義務を負う間欠電源は、前日エネルギー市場にオファーしなければならない。
 - ・ そのような資源は、前日エネルギー市場において、その物理的能力をすべてPJMに提供すべきである。風力発電と太陽光発電の場合、これは翌日の1時間当たりの予測出力を意味する。
- ・ PJMは、風力発電と太陽光発電のユニットごとに予測を立て、その予測をMarkets Gatewayのプロバイダーに提供し、前日の発電オファーに利用できるようにする。
- ・ 前日オークションの後、プロバイダーは各時間の出力スケジュールを与えられ、その結果には各時間の価格が含まれる。

再エネの起動・出力配分に係るオファー情報:リアルタイム市場

- 一般的に、再エネ電源はEconomic Min.を0MW、Economic Max.を5分先の発電予測値(MW)として登録することで、発電事業者の発電予測値～0MWの範囲内で発電可能な出力帯(dispatchable range)を設定する。その後、系統混雑やコスト情報を踏まえて、PJMのRT-SCEDによって最終的な出力配分値(Economic dispatch point)が決定される。
- 再エネ電源は、タックスクレジットやPPA契約を結んでいることから、通常は0円/kWhもしくはそれ以下のネガティブプライスでPJMへ発電オファーを提出することが多いとされる。従って、安価な限界費用カーブで登録され、系統混雑が無ければEconomic Max.、つまり発電事業者がRT市場で登録した発電予測値(MW)でRT-SCEDによる5分ごとの出力配分が決定される。混雑が発生する場合は、Economic Max.～Economic Min.の範囲内で出力抑制(curtailmentないし downward dispatch)される。

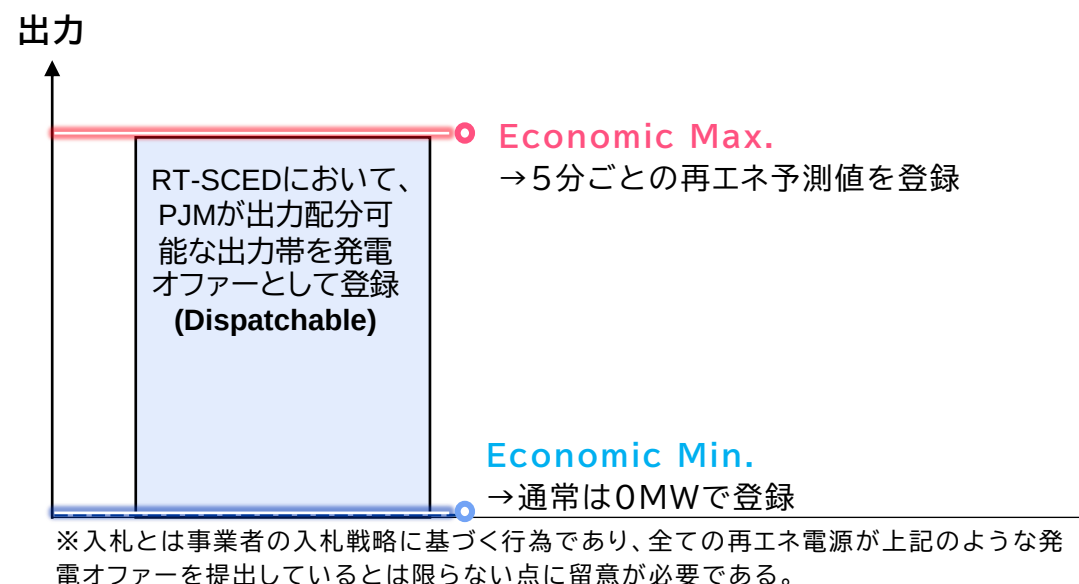
リアルタイム市場におけるRT-SCEDフロー

- 5分コマごとのRT-SCEDによって、再エネを含む電源の出力配分を決定する



Intermittent Resourceの一般的な発電オファー

- 登録された発電オファーに基づき、全量発電又は出力抑制が決定される

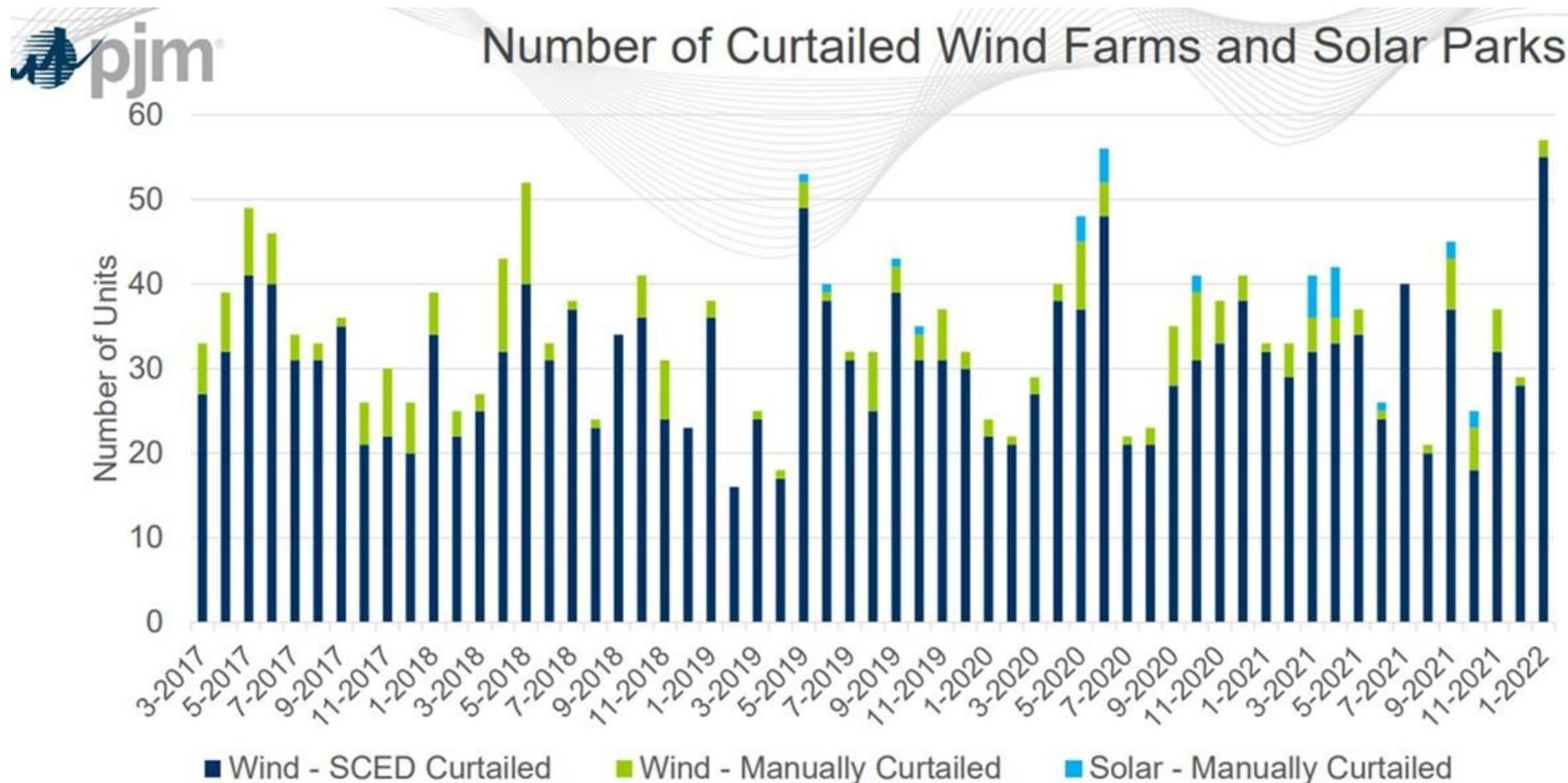


【参考】PJMにおける太陽光・風力の出力抑制の発生状況



- 2017年3月から2022年1月の期間において、PJM域内のほぼ全ての風力発電所(75件のうち71件)はSCEDによる出力抑制またはマニュアルによる出力抑制を経験している。但し、マニュアルによる出力抑制は徐々に減少している。
- 太陽光発電はマニュアルによる出力抑制が実施されているが、件数は271件のうちの15件と少ない。太陽光発電の抑制件数は2019年から徐々に増加しつつある。

PJMにおける太陽光・風力の出力抑制の発生状況(2017年3月～2022年1月時点、縦軸は抑制された発電所の件数)



出所) PJM, "Wind and Solar Curtailment Metrics", p.4, 2022年2月22日 より三菱総合研究所作成

電源に求められる規律： 発電オファーにおける価格規律・運転パラメータの登録規律(1/2)

- PJMの発電オファーは以下の3種類に区分され、オファー区分によってThree-parts情報と運転パラメータの登録に一定の規律が課せられる。

コストベースオファー
Cost-based Offer

運転パラメータ制約付き
プライスベースオファー
Price-based PLS Offer
※注参照

運転パラメータ制約無し
プライスベースオファー
Price-based Non-PLS Offer
※注参照

- 発電オファーを提出する全電源は、最低1つ以上のコストベースオファーの提出が求められる。PJMマニュアルに基づいて算定されたコストベースの起動費、最低出力費、増分燃料費に対し、それぞれマージン10%を上乗せして登録することが認められる(ただし、増分燃料費は2,000\$/MWhが上限)。
発電オファーに登録する電源の運転パラメータは、PJMと事前合意された値か、それより柔軟な値を登録すること(Parameter Limited Schedule※注参照)が義務付けられている。
- プライスベースでの入札資格を有する電源の場合、コストベースオファーを最低1つ以上提出した上で、プライスベースオファーを提出することが認められる。ただし、容量市場での約定有無によって提出が求められるオファー区分が異なる。
 - 容量市場で約定した電源がプライスベースの入札を希望する場合(Capacity Resource): 運転パラメータ制約付きプライスベースオファー(PLS Offer)を必ず提出することが求められる。
PLS Offerを提出した場合、運転パラメータ制約無しプライスベースオファー(Non-PLS Offer)が提出可能となる。
 - 容量市場で約定していない電源(Energy Resource): 任意のプライスベースオファー区分を提出することが可能である。

※注 PLS:Parameter Limited Scheduleの略。運転パラメータ(Operating parameter)の登録時に一定の登録規律が課される。

出所) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: May 31, 2023)", p.30-37, 2023年5月31日

PJM, "PJM Manual 15: Cost Development Guidelines Revision: 44 (Effective Date: August 1, 2023)", p.43-44, 2023年8月1日

PJM, "Day-ahead and Real-time market offers effect on Market Clearing Engine", p.2-9, 2023年3月30日 より三菱総合研究所作成

電源に求められる規律： 発電オファーにおける価格規律・運転パラメータの登録規律(2/2)

オファー区分	容量市場(PJM)		Three-parts情報の価格規律			運転パラメータの登録規律 (PLS or Non-PLS)
	約定した電源 (Capacity resource)	約定していない電源 (Energy resource)	起動費 (start-up)	最低出力費 (no-load)	増分燃料費 (incremental energy offer)	
コストベースオファー (Cost-based Offer)	最低1つ以上のオファー提出が義務 (最大12オファー提出可)	最低1つ以上のオファー提出が義務 (最大12オファー提出可)	PJM マニュアルに基づいて算定されたコストにマージン10%を上乗せ可能	PJM マニュアルに基づいて算定されたコストにマージン10%を上乗せ可能	合計が\$2,000/MWhを超えない範囲で、マージン10%または\$100/MWhのどちらか小さい方を上乗せ可能 (\$2,000/MWhを超える場合、マージンは上乗せできない)	事前合意された運転パラメータ、又はより柔軟なパラメータを登録することが要求される(PLS)
運転パラメータ制約付き プライスベースオファー (Price-based PLS Offer)	プライスベースの入札資格を持つ場合、オファー提出が義務	プライスベースの入札資格を持つ場合、どちらか一方、または両方を提出可能	コストベース又はプライスベースのいずれかを選択可能 ※プライスベースの場合、半年に1回変更可能	コストベース又はプライスベースのいずれかで選択可能 ※プライスベースの場合、半年に1回変更可能	原則\$1,000/MWhを上限に設定可能 ※ただし、コストベースの増分燃料費が\$1,000/MWhより大きい場合、コストベースの増分費と\$2,000/MWhのどちらか小さい方を上限とする。 ※\$1,000/MWhを超える場合、PJMマニュアルに従い価格の妥当性を証明する必要がある他、様々な規則が課されている。規則を満たさない場合は、上限\$1,000/MWhに制限される。	事前合意された運転パラメータ、又はより柔軟なパラメータを登録することが要求される(PLS)
運転パラメータ制約無し プライスベースオファー (Price-based Non-PLS Offer)	プライスベースの入札資格を持ち、かつPLS offerを提出している場合、オファー可能					電源が設定可能(non-PLS)

※PLS:Parameter Limited Scheduleの略。運転パラメータ(Operating parameter)の登録時に一定の登録規律が課される。

市場支配力行使の可能性があるオファー情報に対する 電力市場でのPJMの措置

- ローカルな市場で電源が市場支配力を行使する可能性がある場合、PJMでは域内の需給ひっ迫の有無と、発電オファー提出者の市場支配力行使可能性の有無によって、約定処理に用いるオファー区分を判断する。
- Three Pivotal Supplier Test (TPS Test)を用いて、取引コマ単位で市場支配力行使可能性の有無を判断する。提出されたオファー区分の中から約定処理に用いることが可能なオファーを選択する予防措置が講じられ、その中から最も低いオファーを採用して約定処理を実施する。

各コマの需給状況と市場支配力を踏まえ、約定処理に用いるオファー情報の範囲を選択

以下のオファー区分の中から最も低いオファーを採用

		Three-Pivotal Supplier Testによる判定	
		市場支配力を行使可能	市場支配力を行使できない
需給状況	緊急時※	コストベースオファー 運転パラメータ制約無しプライスベースオファー 運転パラメータ制約付きプライスベースオファー	コストベースオファー 運転パラメータ制約無しプライスベースオファー
	平常時	コストベースオファー 運転パラメータ制約無しプライスベースオファー	運転パラメータ制約無しプライスベースオファー

※緊急時(Emergency Conditions)とは、PJMが(1)緊急最大発電(Maximum Generation Emergency)を発令した時、(2)最大発電緊急アラート(Maximum Generation Emergency Alert)、猛暑アラート(Hot Weather Alert)、厳寒アラート(Cold Weather Alert)を発令した時、(3)稼働日全体もしくは一部時間帯で(2)の各種アラートを予期して発電スケジュールを組む場合を指す。緊急時運用(Emergency operation)に関する関連情報は「4. 市場約定時のトラブル、市場運営者の特別な機能・ガバナンス」参照。

出所)PJM, "Background Information: Parameter-Limited Schedule (January 23, 2020)"

PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: May 31, 2023)", p.48, 2023年5月31日

PJM Interconnection, L.L.C., "AMENDED AND RESTATED OPERATING AGREEMENT OF PJM INTERCONNECTION, L.L.C (Effective Date: July 14, 2011)"

PJM, "PJM Manual 15: Cost Development Guidelines Revision: 44 (Effective Date: August 1, 2023)", p.14, 2023年8月1日 より三菱総合研究所作成

セルフスケジュール電源の価格情報と約定処理との関係

- セルフスケジュール電源は、1時間コマごとの運転レンジ(operating range)を提出する。PJMのディスパッチで考慮するために関連する価格を提出することが出来るとされており、Dispatchable rangeとそれに対応する増分燃料費(incremental energy offer)を提出することを指していると考えられる。
 - 市場価格(LMP)はマージナル電源の増分燃料費(Incremental Energy Offer)を参照して決定されるため、セルフスケジュール電源がEconomic Min.やBlock Loadingで約定した場合、プライステイカーとして振舞っていると考えられる。
 - Economic Min.を超えるDispatchable rangeで約定した場合、PJMのEconomic Dispatchの結果次第では、マージナルなセルフスケジュール電源の増分燃料費を参照して市場価格(LMP)を決定する権利を有する。
- 容量市場で約定した電源(Capacity Resource)がセルフスケジュール電源として登録している場合、緊急事態には発電オファーを提出することがPJMから求められる。この時提出する発電オファーはコストベースオファーや、プライスベースオファーを提出する場合はPrice-based PLS Offerが該当するため、運転パラメーターの制約(PLS)を受けると考えられる。

市場価格(LMP)を決定することが可能なディスパッチ区分

ディスパッチの分類 (出力範囲)	セルフスケジュール電源 (電源がユニットコミットメントを実施)	プールスケジュール電源/ PJMのディスパッチ指示に従う電源 (PJMがユニットコミットメントを実施)
Block Loaded Economic Min.とEconomic Max.を同一値で登録した場合	LMPを設定する権利無し	Fast start Unitのみ LMPを設定する権利有り
Economic Minimum Economic Dispatchに従いながら到達できる最小の出力増分値の場合	LMPを設定する権利無し	Fast start Unitのみ LMPを設定する権利有り
Dispatchable Economic Min.とEconomic Max.の間の出力までディスパッチされた場合	LMPを設定する権利有り	LMPを設定する権利有り

出所) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: May 31, 2023)", p.14, p.26, p.27, 2023年5月31日
 monitoring Analytics, "2023 Quarterly State of the Market Report for PJM:", p305, 2023年9月11日

【参考】コストベースの発電オファーに含まれる費目

- コストベースの入札価格を構成するコストの内訳は以下の通り。
 - **燃料コスト**: 燃料の購入費、運搬費、燃料供給者への報酬支払、租税支払い分。
 - **排出割当コスト (Emission allowance costs)**: CO₂/SO₂/NO_x排出割当ならびに、発電量に基づいて直接的に変化する規制への対処費
 - **オペレーティングコスト**: 水の購入/排水処理費、排出管理費、潤滑剤や発電副産物の処分費、起動時に消費する電力分の費用
 - **メンテナンスコスト**: 設備を操業可能な状態に保つための費用
 - **機会費用**: 規制等による運転制限に係るエネルギー市場での機会費用や、燃料制約・物理的な設備制約に係る機会費用(連邦政府・州政府等の補助金も含む)
- 発電オファー提出者は、Operating Agreementに記載されている手順に従い、起動コスト、最低出力コスト、増分コストのそれぞれに最大10%上乗せすることが可能。
 - 増分コストについては、前掲の通り、登録する運転パラメータの登録規律が適用され、コスト上限に制限を受ける。

コストベースオファーの構成要素



$$\begin{aligned}
 \text{Total Fuel Related Costs} = & \text{Fuel Costs} + \text{SO}_2 \text{ Allowance Cost} \\
 & + \text{CO}_2 \text{ Allowance Cost} + \text{NO}_x \text{ Allowance Cost} \\
 & + \text{Maintenance Adder} + \text{Operating Costs}
 \end{aligned}$$

【参考】コストベースオファーで認められるマージンの扱い

- コストベース入札時は「算定コスト価格＋マージンとして10%の上乗せ(Adder)」で入札することが認められているが、この上乗せ部分は必ずしも入れる必要はなく、発電オファー側の任意であると読み取れる。
- なお、10%の上乗せは、起動費、最低出力費、増分燃料費のそれぞれに付加することができ、増分燃料費のみ上乗せ上限値が設定されている。
 - マージン10%または100\$/MWのいずれか小さい方が上限値となり、マージンを含めたオファー価格は2,000\$/MWh以下で登録する必要がある。
- **Manual15: Cost Development Guidelines(p.43)**
 - ・ (前略)Market Sellers **can include** a ten percent adder in their start-up, no-load, and incremental energy offers.
 - ・ 発電事業者は、起動費、最低出力費、増分燃料費に10%の上乗せをすることができる。
- **同上(p.44)**
 - ・ Then **the allowable ten percent adder** for each MW step would be(中略)
 - ・ それぞれの入札量(MW)に加えることが**認められている10%の増加分**は…

増分燃料費に課せられる上乗せ上限値の計算方法

MW	Incremental Cost (\$/MWh)	Calculated 10% Adder (\$/MWh)	Limitation	Allowable 10% Adder (\$/MWh)
100	800	\$80	N/A	\$80
200	1100	\$110	Lessor of 10% or \$100	\$100
300	1950	\$195	Sum shall not exceed \$2000/MWh	\$50
400	2010	\$201	10% Adder = \$0	\$0

← 10%上乗せ分が\$100を超えた場合、10%ではなく、\$100が上乗せされる

← 上乗せ分を含めた増分燃料費が\$2,000を超えないよう、上乗せ分が減額される

← 増分燃料費が\$2,000を超えているため、上乗せ不可

【参考】運転パラメータ値に制約を設けた背景・課題認識

- PJM内の作業部会(Reserve Market Working Group)の中で、Monitoring Analytics社から、「発電事業者が柔軟性の低い運転パラメータ(inflexible parameters)を使用することで市場支配力を行使する」ことを懸念する意見があげられた。
- 2008年12月1日、上記の懸念に対するため、発電事業者が発電オファーとして提出する運転パラメータに一定の制約条件を設けるPLS(Parameter Limited Schedule)が導入された。

2008年に提出されたPLS条項(抜粋)

- Excerpt from the original PLS filing in 2008 (ER08-1569)

In order to address these concerns, PJM is proposing that certain pre-determined limits ("parameter limited schedules") that are based on the physical parameters of the units should be applied when certain system conditions exist and a unit has the potential to exhibit market power. These conditions could exist when (i) the unit owner fails the three pivotal supplier test, and (ii) PJM declares a Maximum Generation Emergency, issues an alert that a Maximum Generation Emergency may be declared ("Maximum Generation Emergency Alert"), or schedules units based on the anticipation of a Maximum Generation Emergency or Maximum Generation Emergency Alert for part or all of an Operating Day. The factors to be considered in determining the parameter limited schedules are Turn Down Ratio, Minimum Down Time, Minimum

【参考】発電オファー時に登録する運転パラメータ

- 運転パラメータ登録時に一定の規律を受けるコストベースオファーまたは運転パラメータ制約付き価格ベースオファー(PLS Offer)を提出する場合、下記の登録項目に対して事前合意された運転パラメータ値か、更に柔軟な運転パラメータを登録することが求められる。

最小停止時間：Minimum Downtime

最小稼働時間：Minimum Run time

最大日間起動回数：Maximum Daily Starts

最大週間起動回数：Maximum Weekly Starts

最大稼働時間：Maximum Run time

起動時間：Start-Up Time

通知後起動時間：Notification Time

Economic Min.とEconomic Max.の比：Turn Down Ratio

【参考】Unit Specific Operating Parameterの適用



- 容量市場で約定したリソース(Capacity Resources)は、Unit Specific Operating Parameter Limitsが適用される。下記の運転パラメータの制約に対応できない場合、PJMとの協議・承認によって補正值を設定することが出来る。

技術区分	Min. DownTime	Min RunTime	Max Daily Starts	Max Weekly Starts	Start-up Time			Notification time	Turn Down Ration	Max Run Time
					Hot	Warm	Cold			
Reciprocating Internal Combustion Units	0.6 hr	1 hr	12 回	84 回	0.1 hr	0.1 hr	0.1 hr	0.1 hr	1 以上	24 hr
AERO CT Units	1.1 hr	1 hr	6 回	42 回	0.1 hr	0.1 hr	0.1 hr	0.1 hr	1 以上	24 hr
Frame CT Units	1.25 hr	2 hr	4 回	28 回	0.25 hr	0.25 hr	0.25 hr	0.1 hr	1.5以上	24 hr
Combined Cycle Units	3.5 hr	4 hr	3 回	21 回	0.5 hr	0.5 hr	0.5 hr	1 hr	1.5以上	24 hr
Petroleum and Natural Gas Steam Units	6 hr	4 hr	2 回	14 回	2 hr	3 hr	4 hr	1 hr	2.0以上	24 hr
Combined Cycle based QF Units	4.5 hr	4 hr	3 回	21 回	0.5 hr	0.5 hr	0.5 hr	1 hr	1.5以上	24 hr
Solid Fuel NUG Units	8 hr	4 hr	3 回	21 回	4 hr	6 hr	10 hr	1 hr	1.5以上	24 hr
Sub-Critical Coal Units	8 hr	8 hr	2 回	14 回	4 hr	6 hr	10 hr	1 hr	2.0以上	24 hr
Super-Critical Coal Units – Pre 2000	8 hr	6 hr	1 回	7 回	4 hr	6 hr	10 hr	1 hr	1.5以上	24 hr
Super-Critical Coal Units – Post 2000	6 hr	6 hr	1 回	7 回	2 hr	2.5 hr	5 hr	1 hr	1.5以上	24 hr
Pumped Hydro Resource	1 hr以下	1 hr	12 回	84 回	起動時間と通知時間の合計は1hr以下				N/A	24 hr
Battery	0 hr	0 hr	Unlimited	Unlimited	0 hr				N/A	24 hr
Intermittent-Storage Hybrid	0 hr	0 hr	Unlimited	Unlimited	0 hr	0 hr	0 hr	0 hr	N/A	24 hr
Solar Units	0 hr	0 hr	Unlimited	Unlimited	0 hr	0 hr	0 hr	0 hr	N/A	24 hr
Wind Units	0 hr	0 hr	Unlimited	Unlimited	0 hr	0 hr	0 hr	0 hr	N/A	24 hr
Run-of-River Hydro Units	0 hr	0 hr	Unlimited	Unlimited	0 hr	0 hr	0 hr	0 hr	N/A	24 hr
Nuclear Units	48 hr	24 hr	1 回	1 回	48 hr	72 hr	96 hr	1 hr	1以上	24 hr

出所)PJM, “Minimum Operating Parameters Matrix Update”, p.1, 2023年11月3日

PJM, “Unit Specific minimum Operating Parameters for Generation Capacity Resources”, p.1-3, 2023年11月24日 より三菱総合研究所作成

【参考】Cost Development Guidelinesの概要

- 「Cost Development Guidelines(Manual15)」は、コストベースオファターの作成方法について概説したマニュアル。
 - PJMでは、適切な市場運営を妨げるおそれのある市場支配力の行使を防ぐために、全発電事業者にコストベースオファターの提出を義務付けている。全発電事業者は本マニュアルに従って発電コストを算定し、コストベースオファターを作成する必要がある。
 - TPSテストの結果、潜在的に構造的市場支配力を保有していると判断された発電事業者は、コストベースオファターに従って約定する。その際PJMは、コストベースオファターの情報に基づいて各発電ユニットの生産コスト(Production cost)を決定し、それに基づいてディスパッチ指令を発出する。
- 生産コストは起動費・最低出力費・増分燃料費の3つのコストから構成されており、本マニュアルでは、それぞれのコストの内訳や算定式が、発電ユニット種別ごとに詳細に規定されている。

Cost Development Guidelines 1.6「本マニュアルの目的」(p.14)要約

- 本マニュアルの目的は、コストベースオファターの作成方法について概説し、構造的な市場支配力を持つ発電ユニットを所有・管理するPJMメンバー企業が支配力を行使しないようにすることである。
- PJMは市場支配力の行使を予防するために、潜在的に構造的市場支配力を保有している事業者の有無をThree Pivotal Supplier (TPS)テストによって検出している。
- 市場支配力の保有が認められた事業者は、コストベースオファターとプライスベースオファターのうち、より価格の低い方の入札でディスパッチが行われる。

《Cost Development Guidelines 目次》

1. 導入
2. 全発電ユニットに共通する方針
3. 原子力発電
4. 火力発電(化石燃料による蒸気タービン発電)
5. コンバインドサイクル(CC)発電
6. ガスタービン発電(CT)及びディーゼルエンジン発電
7. 水力発電
8. デマンドリソース(DR)
9. 風力発電
10. 太陽光発電
11. 蓄電池及びフライホイール
12. Energy Market Opportunity Cost及びNon-Regulatory Opportunity Costについて
13. ブラックスタート発電機の資本回収係数(CRF)の計算方法

2. 利害関係者の権利・義務関係の整理

- kWh市場(電力)
- Frequency Response(調整力)
- Regulation市場(調整力)
- Reserve市場(予備力)

Frequency Responseに係る規定

- Open Access Transmission Tariff(OATT)において、発電事業者はその電源が同期・非同期であるかに関わらず、PJM域内で開発する電源に一次調整力相当(Frequency Response)への応答機能を具備することが求められる。
- 発電事業者は、電源の試運転期間中に一次調整力の応動試験を行い、その結果を送電業者に通知することが要求される。

PJM Open Access Transmission Tariff: 4.6.2 Primary Frequency Response

- **発電事業者は、ガバナまたは同等の制御装置を設置、維持、運用することにより、発電設備の一次周波数応答能力を確保しなければならない。**本契約で使用される「機能するガバナまたは同等の制御」という用語は、システム周波数の変化を感知し、速度調定率(droop)および不感帯パラメータに従い、周波数偏差を修正するために必要な方向に発電設備の実電力出力を自律的に調整する能力を有する、周波数応答実電力制御を提供する必要なハードウェアおよび／またはソフトウェアを意味するものとする。発電プロジェクト開発者は、
(1) 最大5%の速度調定率(droop)と $\pm 0.036\text{Hz}$ の不感帯、または、
(2) 同等またはより厳しいパラメータを規定する、承認されたNERCの信頼性基準から、関連する調定率、不感帯、適時かつ持続的な応答設定に従って、運転できるガバナまたは同等の制御装置を設置することが要求される。
- 速度調定率(droop)は、以下のものでなければならない：
(1) 発電設備の定格容量に基づき、不感帯の外側にある $59\sim 61\text{Hz}$ の周波数範囲において線形であること、または
(2) 同等またはより厳格なパラメータを規定する承認されたNERC信頼性基準に基づくこと。不感帯は、基準値(60Hz)以上の周波数範囲と基準値(60Hz)未満の周波数範囲において、ガバナまたは同等の制御装置が周波数偏差に応答して発電設備の実発電出力を調整しないと予想される範囲とする。
- すなわち、周波数偏差が不感帯を超えると、周波数偏差に応答する発電設備の実出力に予想される変化は、ゼロから始まり、周波数偏差の大きさに比例して直線的に増加(周波数偏差不足の場合)または減少(周波数偏差過大の場合)するものとする。**発電プロジェクト開発者は、試運転中に発電設備の一次周波数応答能力がテストされ、確認されたことを送電業者に通知しなければならない。**発電プロジェクト開発者が発電設備を送電システムと同期させた後、発電プロジェクト開発者は、本契約の 4.6.2.1 項と 4.6.2.2 項に明記された規定に従って発電設備を運転しなければならない。本規定に含まれる一次周波数応答要件は、**同期発電設備および非同期発電設備の両方に適用されるものとする。**

2. 利害関係者の権利・義務関係の整理

- kWh市場(電力)
- Frequency Response(調整力)
- Regulation市場(調整力)
- Reserve市場(予備力)

Regulationに参加可能なリソースの要件

- Regulation市場には0.1MW以上のRegulation入札容量を有する発電リソース・DRリソースの双方が参加可能であり、適切な調整機能・通信機能を具備することが要求される。Regulation市場に参加する新規リソースは、PJMの事前審査に合格する必要がある。
- DRリソースについてはPJMマニュアルに基づいて初期・継続トレーニングの修了が要求される。

Regulation市場への参加要件

要件	概要
最低入札容量	発電リソース・DRリソースともに0.1MW以上
調整機能具備	AGC信号を受信・応動する機能の具備が必要
通信機能	PJMコントロールセンターに、regulation出力をテレメーターで送信することが必要
事前審査	新規リソースは性能試験に合格する必要があり、最低でも75%以上の適合が要求
信号応動	- Regulationランプレートとenergyランプレートの合計が、Economicランプレートを超えないようにして、AGC信号を優先する必要 - Regulation capabilityを考慮した場合のみ、発電リソースはenergyシグナルに従うためにディスパッチ信号とRegulationランプレートの正味値を使用可能
DRリソースの要件	- PJMマニュアルに基づき、Regulation市場に関する初期トレーニングおよび継続トレーニングを修了しなければならない - Regulation市場への参加資格を有するDRリソースがEmergencyまたはPre-Emergency Load Management Eventへの対応を求められた場合、Load Management Eventへの対応が要求された通知時刻以降のRegulation市場の割り当てが解除される

Regulationのオファー情報

- PJMのRegulation市場に参加する場合、下記の入札項目を提出することが求められる。
- 価格情報にはPJMマニュアルに基づく価格規律に従う必要があるコストベースと、価格規律のないプライスベースの2種類が存在し、それぞれにCapability cost/price とPerformance cost/priceの2項目を登録する。Regulation市場に参加するためには、少なくともコストベースの価格情報を登録することが義務付けられている。
- 入札ステータスをSelf-Scheduledとして登録した電源は、価格情報をゼロ(プライステイカー)とみなして評価される。

Regulation Offerの入札項目一覧

入札項目		登録内容
入札ステータス Regulation Status		Regulationの利用可否を登録 (Available, Unavailable, Self-Scheduled)
入札量 Regulation Capability		- Regulationへの入札量(MW)を登録 - 上げ方向・下げ方向の片側容量として登録し、約定時には上げ・下げ両方を調達
シグナルタイプ Regulation Signal type		シグナルタイプ(RegA or RegD)を選択
入札可能出力帯	Regulation Max.	Regulationへ入札可能な出力の最大値(MW)を登録
	Regulation Min.	Regulationへ入札可能な出力の最小値(MW)を登録
価格情報	容量価値 Capability cost又は Capability price	- Regulationとして確保された容量(MW)に対する入札価格(\$/MW)を登録 - Self-Scheduledとして登録された場合、0と評価される - コストベース(Capability cost)とプライスベース(Capability price)の2種類が存在する
	応動価値 Performance cost 又は Performance price	- Regulationとして稼働した容量に対する価格(\$/ΔMW)を登録 - Self-Scheduledとして登録された場合、0と評価される - コストベース(Performance cost)とプライスベース(Performance price)の2種類が存在する

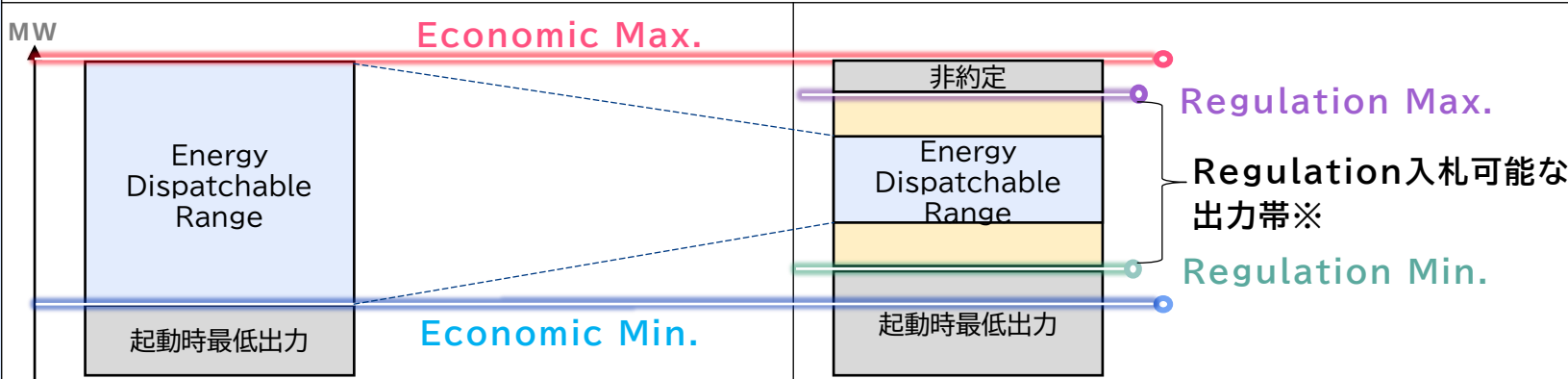
出所) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: May 31, 2023)", p.83-84, 2023年3月31日

PJM, "PJM Regulation Market", p.4-8, 2018年8月10日 より三菱総合研究所作成

Regulationの入札方法

- リソースが指定したkW制約(Energy Dispatchable range)の範囲内に、リソース特性を踏まえてRegulationのkW制約(Reg. MaxとReg. Minの間の出力帯)を登録する必要がある。この範囲内において、Regulation Capabilityが確保される。
- Regulationを供出することが決定した場合、Regulation入札量とRegulation入札可能量の設定幅との関係により、RT-SCEDによって出力配分可能な出力帯(Energy Dispatchable Range)に制約を受ける。

Regulation Offerの入札方法

Regulationの入札方法(イメージ図)	
Energy Offerのみの場合	Regulation Offer含む場合
①ステータス情報を登録	任意のステータスを選択 (応札を希望する場合: Available, プライステイカーとして応札を希望する場合: Self-Scheduled、応札を希望しない場合: Unavailable)
②発電量およびRegulation入札可能量を登録	Economic Max.: Economic Dispatchに従うことができる最大の出力増分値 Economic Min.: Economic Dispatchに従うことができる最小の出力増分値 Regulation Max.: Regulationを入札可能な最大の出力値(※リソースの特性による) Regulation Min.: Regulationを入札可能な最小の出力値(※リソースの特性による) 

※仮にDispatchable rangeを超えてRegulation Max/minが設定された場合、Economic MaxまたはEconomic minやそれ以外の最も厳しい制約条件によって入札可能量が補正される。

出所) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: May 31, 2023)", p.85, 2023年3月31日

PJM, "PJM Regulation Market", p.4-8, 2018年8月10日

PJM, "PJM Manual 12: Balancing Operations Revision: 50 (Effective Date: November 10, 2023)", p.41, 2023年10月10日 より三菱総合研究所作成

Regulationの入札範囲

- PJMの経済出力配分(RT-SCED)によって決定される出力値をDispatch pointと呼び、その出力を基準として Regulation Capability (MW)として設定した値がRegulation入札量となる。
- 一度約定したRegulation量は実需給1時間コマでは同一の容量となるが、kWhはRT-SCEDによって5分コマ毎に最適化されるため、Regulation Capabilityを維持しつつ、Dispatch Pointが変化する。

発電オフアーとRegulation Offerの入札範囲の対応関係(イメージ図)

【発電量に関する情報】

Economic Max.: Economic Dispatchに従うことができる最大の出力増分値

Economic Min.: Economic Dispatchに従うことができる最小の出力増分値

【約定量に関する情報】

Dispatch point: PJMの経済出力配分(Economic Dispatch: RT-SCED)によって決定された5分コマ毎のkWh出力値。

【Regulation入札可能量に関する情報】

Regulation Max.: Regulationを供出可能な最大の出力値

Regulation Min.: Regulationを供出可能な最小の出力値

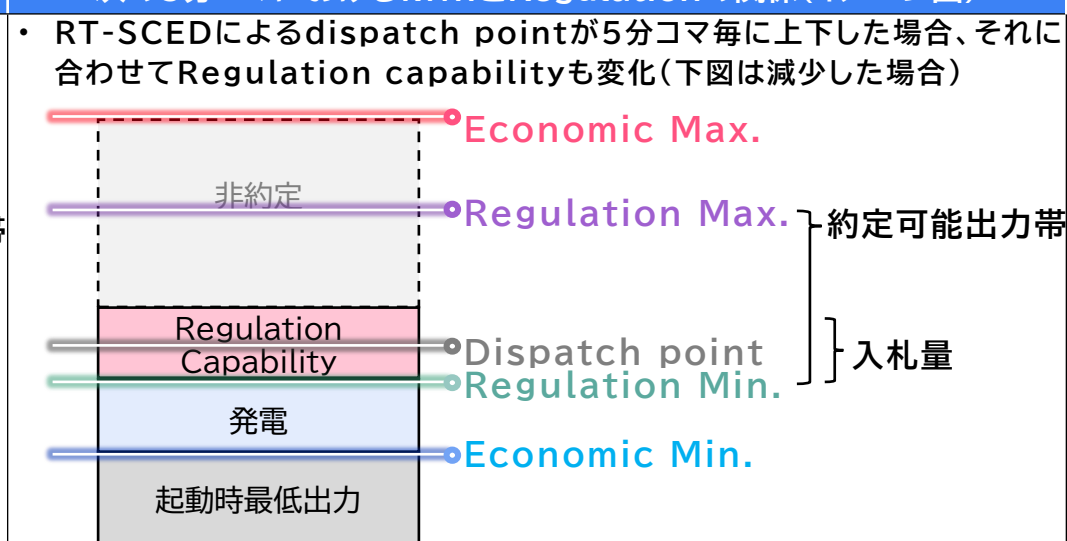
【Regulation入札量に関する情報】

Regulation Capability: Economic Basepointを基準とした、上げ・下げ両方向のRegulation入札量。

ある5分コマにおけるkWhとRegulationの関係(イメージ図)



次の5分コマにおけるkWhとRegulationの関係(イメージ図)



出所) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: May 31, 2023)", p.85, 2023年3月31日

PJM, "PJM Regulation Market", p.4-8, 2018年8月10日 より三菱総合研究所作成

Regulation市場のタイムライン

- Regulationはリアルタイム商品と位置付けられているため、前日市場では調達されない。Regulation市場に参加を希望するリソースは、前日14:15までにRegulation Offerを提出する必要がある。その後、実運用65分前まではRegulationへの供出可否ステータス・供出量・供出可能出力帯を変更することが可能である。
- 実運用65分～30分前にかけて、その時点で得られる最新のオファー情報・需要予測や系統制約、必要調達量等に基づき、翌1時間コマのkWh・Reserve・Regulationが最経済となるように同時最適化(Jointly Optimization)し、その結果に基づいて翌1時間コマのRegulation約定電源(Regulation commitment)を決定する。
 - Regulation約定時には翌1時間コマのkWh/Reserve/Regulationの同時最適化を行っているとは推察されるが、詳細ロジックは確認できない。この結果を用いて決定するのはRegulationに対するコミットメントであり、リアルタイムでのkWhとReserveはこの後のRT-SCEDによって5分コマ毎に同時最適化・ディスパッチされる。

Regulation市場のタイムライン

Day-ahead market	—	● 前日市場(Day-ahead)ではRegulationを調達しない。
Realtime market	～前日14:15	● Regulation市場への参加者は、コストベースないしプライスベースのRegulation Offerを提出する必要がある。 ※Regulation市場に参加する場合、必ずコストベースのRegulation Offerを提出する必要がある。
	前日14:15～ 実運用65分前	● Regulation市場への参加者は、実運用65分前まで下記の登録項目を変更することが可能。 Regulation Status, Regulation Capability, Regulation Max. and Regulation Min.
	実運用65分～ 実運用30分前	● PJMは、Market Gateway Systemに登録されたオファー情報をインプットデータとし、Ancillary Service Optimizer(ASO)を用いて1時間コマごとのRegulationのユニットコミットメントを決定。 Regulation市場のclose後にオファー情報を変更する場合、PJM Master Coordinatorへ通知する必要がある。
	～実運用30分前	● PJMは、需要予測・系統混雑・Reserve必要量を考慮の上、Regulation調達量を決定し、実運用30分前までにMarket Gateway Systemを通じて約定結果をリソースに通知。
	実運用断面	● PJMからリソースに対して、2秒ごとに調整力指令(AGC:Automatic Generation Control signal)を送信。

出所) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: May 31, 2023)", p.87, p.89, 2023年3月31日
 PJM, "PJM Manual 12: Balancing Operation Revision: 50 Effective Date: November 10, 2023", p.25, 2023年11月10日 より三菱総合研究所作成

Regulationの調達過不足時のオペレーション

- 実需給においてRegulationの調達過不足が発生した場合、下記の手順に従ってRegulationの再割り当て・または割り当て解除を行うことで、調達過不足が発生しないように運用されている。

<不足発生時>

- Regulation割当て後、実需給中にリソースのRegulation提供能力に変更があった場合は、リソース保有者はPJMへの電話、又はPJMに送信されるTReg信号を通じて、リソースの調整能力の変更を通知する必要がある。
- PJMは、調整能力を提供できないリソースの割当てを解除し、代替調整力を割り当てて必要調整力を満たすように調整する。
 - 実需給30分前に実施されるIntermediate Term-SCED(IT-SCED)によって、Regulationを提供していないリソースを追加割当てする。
- PJMが利用可能な調整力を全て割り当てても必要な調整力を満たせない場合、PJMは調達不足のままシステム運用を行い、調達不足イベントを記録する。

<過剰調達時>

- 実需給中、割り当てられた調整力が超過し、PJMの必要調整力の目標量を15MW以上上回った場合、PJMはリアルタイムでの機会費用およびリソースのRegulation Offerを含む調整力コスト合計に基づき、最経済となるように調整力の割当てを解除する。

Regulation市場の調達量

- RegulationはPJM域内での調達量が時間帯別に定められており、Reserveのようにサブゾーン別の調達量は存在しない。
- Ramp hoursとnon-ramp hoursごとに一定の実効調達量(effective MW)が定められており、実効調達量を満たすようにAncillary Service Optimizer(ASO)にて約定処理を行う。ただし、系統状況を踏まえてPJMが実効調達量を増減させる場合もある。
 - ランプレートの制約がないRegDシグナルと、ランプレートの物理的制約を考慮したRegAシグナルから選択することが出来る。2種類のシグナルを適切に比較するため、RegAシグナルを選択したリソースの入札容量をMarginal Benefit Factorを用いて補正することで、理論上RegDと等価になるように補正している。その上で、各リソースのパフォーマンススコアを考慮して実効容量(effective MW)を算出する。
- Regulation調達量に占めるDRリソースは、25%以下に制限されている。

Regulationの実効調達量

	Non-ramp hours	Ramp hours
実効調達量	525 effective MW	800 effective MW

※non-ramp hoursとramp hoursは、時期によって変動する

季節別のRamp hours

季節	日付	Non-ramp hours	Ramp hours
春	3/1~5/31	00:00-04:59 08:00-16:59	05:00-07:59 17:00-23:59
夏	6/1~8/31	00:00-04:59 14:00-17:59	05:00-13:59 19:00-23:59
秋	9/1~11/30	00:00-04:59 08:00-16:59	05:00-07:59 17:00-23:59
冬	12/1~2/28(29)	00:00-03:59 09:00-15:59	04:00-08:59 16:00-23:59

Regulationシグナル別の実効容量への換算方法

【RegA シグナルの場合】

- リソース実効容量(effective MW)

$$= \text{Regulation容量(MW)} \times \text{パフォーマンススコア}$$

【RegD シグナルの場合】

- リソース実効容量(effective MW)

$$= \text{Regulation容量(MW)} \times \text{パフォーマンススコア} \times \text{Marginal Benefit Factor(MBF)}$$

出所) PJM, "PJM Manual 12: Balancing Operations", p.41-44, 2023年3月22日

PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: May 31, 2023)", p.43, 2023年3月31日

Monitoring Analytics, "PJM State of the Market - 2022", p.585, p.587, 2023年9月3日 より三菱総合研究所作成

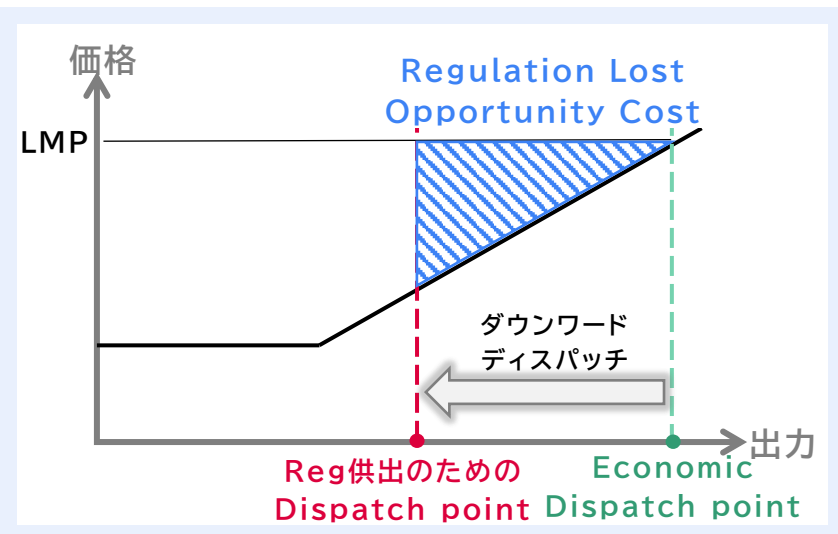
Regulation市場の約定方法(1/2)

- Regulation市場での約定電源を決定する際、発電リソースが提出するRegulationオファーに含まれる2項目(Capability costとPerformance Cost)に加え、Regulation Lost Opportunity Costの合計によってRankが決定される。
 - Rankはより詳細にはパフォーマンス等に応じた補正(Adjusted)がなされ、Rankに基づいてRegulationの約定処理を決定する。
 - セルフスケジュール電源は、入札価格およびRegulation Lost Opportunity Costを0、つまりプライステイカーとみなして評価される。

Regulationの約定処理に用いるRankの算出方法

$$\text{Rank} = \underbrace{\text{Adjusted Regulation Capability Cost (容量価値)} + \text{Adjusted Regulation Performance Cost (応動価値)}}_{\text{価格情報に基づいて算定・補正}} + \underbrace{\text{Adjusted Regulation Lost Opportunity Cost (機会費用)}}_{\text{PJMが算定}}$$

Regulation Lost Opportunity Cost(RegLOC)の算出方法



【留意点】

- 約定処理は実需給1時間前に行うため、実需給に対するリアルタイムLMP予測値を用いてRegLOCを計算する。
- 価格算定時には、実際のリアルタイムLMPを用いてRegLOCを計算する。
- 左記以外にも、過去のパフォーマンススコア(Resource Historical Performance Score)やベネフィットファクター(Resource Benefit Factor)が考慮され、その値が補正される。

Regulation市場の約定方法(2/2)

- 算出されたRankを用いて、実需給1時間前の段階でAncillary Service Optimizer(ASO)によってRegulation必要量を満たすまで、Rankの低いリソースから順にメリットオーダーで約定させる。
 - Regulationオファーは、リソースの過去のパフォーマンススコア(Resource Historical Performance Score)やベネフィットファクター(Resource Benefit Factor)によってその価格が補正(Adjusted)され、リソース別にRankが算出される。
 - 機会費用(Regulation LOC)は、約定処理時点での予想LMPに基づいて算定される。

Rankに基づいたRegulationの約定方法



Rank Example

$$\text{Rank} = \text{Adjusted Capability Offer Cost} + \text{Adjusted Performance Offer Cost} + \text{Adjusted Lost Opportunity Cost}$$

Example requirement = 90 MW

予想LMPに基づく機会費用

Resource	Offer Type	Signal Type	Adjusted Capability Offer	Adjusted Performance Offer	Adjusted LOC	Rank	Effective Offer MW	Cleared MW
C	Economic	A	\$0.00	\$0.00	\$10.00	\$10.00	20	0
E	Economic	A	\$6.67	\$0.67	\$2.00	\$9.34	20	10
F	Economic	D	\$0.83	\$3.13	\$0.00	\$3.96	20	20
A	Self-Scheduled	A	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	20	20
B	Self-Scheduled	D	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	20	20
D	Economic	D	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	20	20

Rank Order Low to High

Rank評価における
マージナルリソース

約定量
※Rankの低い電源から、
必要量を満たすまで順に
約定

Regulation市場の価格算定

- 実需給後にRegulation約定価格(RMCP:Regulation Market Clearing Price)の算定が行われる。
- 実需給1時間前の約定処理に用いるLost Opportunity Costは、リアルタイムLMP予測値を用いる。一方、約定価格算定には実際のリアルタイムLMPを用いるため、約定処理上の価格と価格算定上の価格には乖離が生じる可能性がある。
 - 下図では、実需給1時間前のRankに従って約定させたリソースEについて、実際のリアルタイムLMPを用いた補正LOCが上振れしたため、リソースCよりも結果として高いRankとなっている。

Regulation Market Clearing Priceの決定方法

- ① 約定した電源のうち、最もRankが高い電源のRankにより、RMCP(容量価値+機会費用+応動価値の合計額)をシングルプライスで決定する
- ② パフォーマンススコアを考慮した「Adjusted Performance Offer(応動価値)」の最も高いリソースの価格を、応動価値の約定価格(RMPCP:Regulation Market Performance Clearing Price)とし、RMCPとRMPCPの差分を容量価値+機会費用の約定価格(RMCCP:Regulation Market Capability Clearing Price)として決定する。



RMCP Example

$$\text{Regulation Market Clearing Price} = \text{Regulation Market Capability Clearing Price} + \text{Regulation Market Performance Clearing Price}$$

$$\text{RMCP} = \text{RMCCP} + \text{RMPCP}$$

実際のLMPに基づく機会費用

RMPCP

(応動価値の
シングルプライス約定額)

Resource	Offer Type	Signal Type	Adjusted Capability Offer	Adjusted Performance Offer	Adjusted LOC	Rank	Effective Offer MW	Cleared MW
C	Economic	A	\$0.00	\$0.00	\$15.00	\$15.00	20	0
E	Economic	A	\$6.67	\$0.67	\$20.00	\$27.34	20	10
F	Economic	D	\$0.83	\$3.13	\$0.00	\$3.96	20	20
A	Self-Scheduled	A	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	20	20
B	Self-Scheduled	D	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	20	20
D	Economic	D	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	20	20

RMCP

(容量価値+機会費用+応動価値のシングルプライス約定額)

約定量

- Regulation Market Clearing Price (RMCP) = highest rank of cleared resources = **\$27.34**
- Regulation Market Performance Clearing Price (RMPCP) = highest adjusted performance offer from cleared resources = **\$3.13**
- Regulation Market Capability Clearing Price (RMCCP) = RMCP – RMPCP = **\$24.21**

約定価格
の計算

【参考】約定処理と価格算定にてRankが変化する理由



- Regulationの約定処理に用いるRankとRegulationの価格算定・費用精算に用いるRankの諸元が異なるため、両者に乖離が生じる可能性がある。
- Regulationの価格算定に影響を与える要素として、用いるリアルタイムLMP(予測値または実績値)、Mileage(ヒストリカルデータまたは実績値)、リアルタイムにおけるsystem conditionの変化(制約への対応、機会費用の増減)が挙げられている。

約定処理時(ASO)に決定するRankと価格算定時(LPC)の総約定価格の差異



Rank Price (ASO) vs. RMCP (LPC)

- Calculating the Rank in ASO and the RMCP in LPC:
 - The same steps are performed except Reg TPS Test (only done in ASO)
- Real-Time conditions affect regulation pricing:
 - System conditions change:
 - Resources needed for constraint control
 - Impacts to LOC
 - Forecasted LMP vs. 5 minute LMP
 - Historical mileage vs. actual mileage

Regulation市場の収入算定(1/2)

- Regulationを提供したプールスケジュール電源ないしセルフスケジュール電源は、前項の価格算定によって算出されたリアルタイムにおける容量価値(RMCCP)と応動価値(RMPCP)の約定価格(シングルプライス)に、各リソースのRegulation約定量を乗じ、更に各リソースのパフォーマンススコアを用いて補正することで5分単位で収入が算定される。
 - Regulationは指令信号に対する応動精度や指令信号(RegA or RegD)の選択に応じて収入が補正算定される。
- 下記以外に、プールスケジュール電源に対しては機会費用(Regulation Lost Opportunity Cost)が支払われる。(次項参照)

Regulation Marketの収入算定(容量価値・応動価値)

収入区分	収入の算定方法
容量価値 Capacity Cost	Regulation Market Capability Clearing Price(RMCCP) Credit = Five minute integrated Regulation MW * Five minute Performance Score ^{※1} * Five minute RMCCP / 12) 容量価値収入 = 5分コマのRegulation量(MW) × 5分コマにおけるパフォーマンススコア × 5分コマにおける容量価値精算価格 ÷ 12
応動価値 Performance Cost	Regulation Market Performance Clearing Price(RMPCP) Credit = Five minute integrated Regulation MW * Five minute Performance Score ^{※1} * Mileage Ratio ^{※2} * Five minute RMPCP / 12 応動価値収入 = 5分コマのRegulation量(MW) × 5分コマにおけるパフォーマンススコア × マイレージ比率 ^{※1} × 5分コマにおける応動価値精算価格 ÷ 12

※1:Performance Scoreは、Regulationを提供するために、出力を増減させるリソースの精度を評価した1時間当たりの値。PJMは、10秒ごとにRegulation信号とリソースの動作状況を収集し、Performance Scoreを計算する。

※2:Mileageとは、Regulation制御信号によって要求される応動量のこと。

Mileage Ratioとは、RegA信号の時間当たりMileageに対する、リソースのシグナル種別に応じた時間当たりMileageの比率。RegA信号を選択するリソースは原則1と評価されるが、RegA信号のMileageがゼロの場合、Mileage Ratioは0.1として評価される。

出所) PJM, "Regulation Overview", p.28-32, 2022年3月22日

PJM, "PJM Manual 28: Operating Agreement Accounting", p.29-30, 2023年11月15日

PJM, "PJM Manual 12: Balancing Operations", p.50, 2023年9月20日 より三菱総合研究所作成

Regulation市場の収入算定(2/2)

- プールスケジュール電源は、Regulationに応じたことで発生した機会費用(Regulation Lost Opportunity Cost)を受け取る権利を有する。セルフスケジュール入札を行ったリソースおよびDSRリソースによるRegulationは、機会費用の補償対象から除外され、ゼロとみなされる。
- リアルタイム価格(LMP)の算定が5分毎に行われるため、Regulationの機会費用も5分単位で算定がなされる。
- 5分毎のRegulation offerと機会費用の合計がRegulation収入クレジットよりも大きい場合、下記の機会費用算定式の結果が正の値となり、その場合は機会費用が発生しているとみなされて補償される。下記の費用算定式の結果が負の値となった場合、Regulation収入クレジットによって機会費用は補償済とみなされ、機会費用はゼロ(支払い無し)となる。

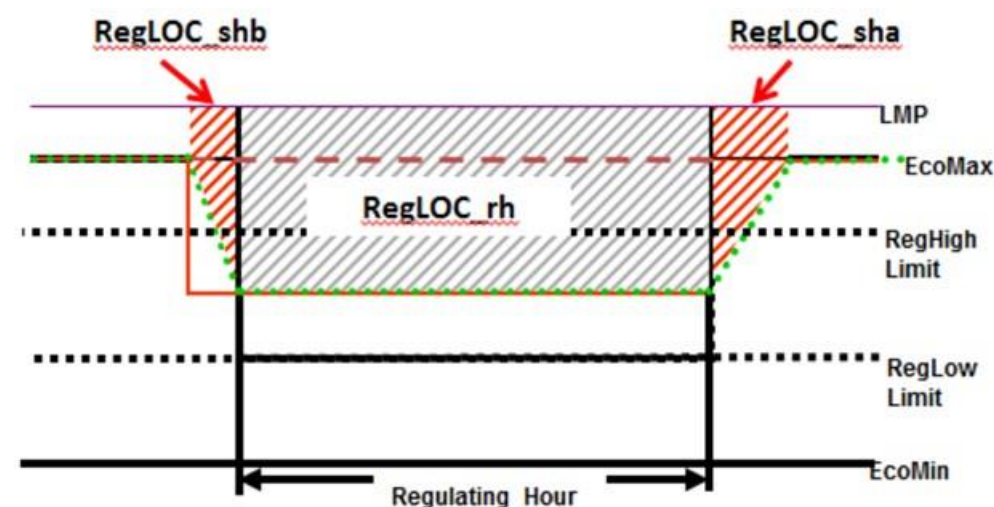
Regulationの逸失利益の取り漏れ判定

区分	算定方法
逸失利益 Lost Opportunity Cost	$\text{Lost Opportunity Cost Credit} = ((\text{Regulation Offer} + \text{Intra-Hour Lost Opportunity Cost} + \text{Shoulder Interval Lost Opportunity Cost}) / 12) - \text{Regulation Clearing Price Credit}$
	$(\text{各リソースの})\text{機会費用収入} = ((\text{Regulation Offer} + \text{Intra-hour機会費用} + \text{Shoulder Interval機会費用}) \div 12) - \text{Regulation収入クレジット}$
	※機会費用収入算定の結果、負の値となった場合は機会費用の取り漏れはないと判定し、Lost Opportunity Costの補填はなされない。

- Regulation割り当て時間の前後において、基準値(set point)までの出力減少に伴う機会費用も対象となる

Shoulder interval(前)

Shoulder interval(後)



※Regulationの約定処理と容量価値(RMCCP)算定では、各リソースのパフォーマンスを考慮した補正機会費用(Adjusted Regulation Lost Opportunity Cost)が用いられるが、各リソースへの機会費用の補償費用算定においてはパフォーマンスは考慮されない。

出所) PJM, "Regulation Overview", p.28-32, 2022年3月22日

PJM, "PJM Manual 28: Operating Agreement Accounting", p.29-30, 2023年11月15日

PJM, "PJM Manual 12: Balancing Operations", p.50, 2023年9月20日

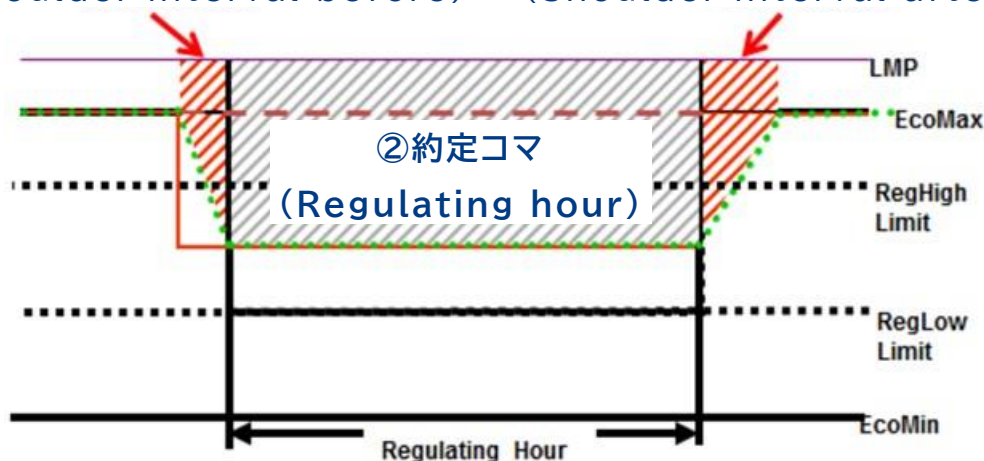
PJM, "Regulation Uplift and Lost Opportunity Cost: Sample Calculations", p.1-3, 2022年3月 より三菱総合研究所作成

【参考】Regulationにおける逸失利益の範囲

- Regulationにおける逸失利益には3種類存在する。
 - ① 約定コマの前に、約定コマの出力値に向けた出力変化時に発生する逸失利益(Shoulder interval before)
 - ② 約定コマに発生する逸失利益(Regulating hour)
 - ③ 約定コマの後に、次の約定コマの出力値に向けた出力変化時に発生する逸失利益(Shoulder interval after)
- 約定処理時、約定価格の算定時、リソースへの対価の精算時に考慮される逸失利益の範囲や採用する値(予想値または実績値)が異なる。
 - 約定処理時: 約定コマの前と約定コマにおける逸失利益(予想値)を考慮
 - 約定価格の算定時: 約定コマにおける逸失利益(実績)を考慮
 - 対価の精算時: 約定コマの前後と約定コマにおける逸失利益(実績)を考慮

逸失利益の種類

- ① 約定コマの前の時間 (Shoulder interval before) ③ 約定コマの後の時間 (Shoulder interval after)



約定・価格算定・精算時の逸失利益の対応関係

	逸失利益の種類		
	① 約定コマの前	② 約定コマ	③ 約定コマの後
約定処理	○ (予想値)	○ (予想値)	—
約定価格の算定時	—	○ (実績)	—
対価の精算時	○ (実績)	○ (実績)	○ (実績)

Regulationの費用負担額の算定方法(1/2)

- 小売事業者(LSE)またはその他のRegulationの買い手が、Regulation調達費用と機会費用を負担する義務を負う。
- PJMはRegulation調達費用を1時間コマごとに算定し、小売事業者(LSE)の1時間コマごとの需要シェアに応じて調達費用の案分負担が求められる。
- 小売事業者は自社の小売需要に応じた費用負担を行うか、もしくは相対取引(Bilateral Regulation Transaction)によってRegulationを調達することで、Regulation marketを経ずに相対取引にて自社のRegulation割当量を充足することもでき、各小売のRegulation割当量は購入量ないし売却量に応じて補正されて費用算定される。

Regulation Marketの費用負担額の算定(容量価値・応動価値)

費用区分		算定方法
Regulation 調達費用	LSE負担割合の算定	Adjusted Regulation Obligation = $(\text{Load Ratio Share} \times \text{Total Regulation Supplied (excluding mileage)} - \text{Regulation MW Purchased} + \text{Regulation MW Sold}) \div \text{Total PJM Regulation Adjusted Obligation}$ (各LSEの)補正Regulation割当量 = $(\text{各LSEの需要シェア} \times \text{総Regulation調達量} - \text{Regulation購入量} + \text{Regulation売却量}) \div \text{PJM Regulation総割当量(補正後)}$
	費用負担額の算定	◆容量価値 Regulation Capability Clearing Price Charge = $\text{Regulation Obligation Share} * \text{Total RMCCP Credits}$ Regulation価値費用 = $(\text{各LSEの})\text{Regulation割当比率} \times \text{容量価値収入合計額}$
		◆応動価値 Regulation Performance Clearing Price Charge = $\text{Regulation Obligation Share} * \text{Total RMPCP Credits}$ Regulation応動価値費用 = $(\text{各LSEの})\text{Regulation割当比率} \times \text{応動価値収入の合計額}$

出所) PJM, "PJM Manual 28: Operating Agreement Accounting", p.34-36, 2023年11月15日 より三菱総合研究所作成

Regulationの費用負担額の算定方法(2/2)

- PJMはRegulation機会費用を算定し、小売事業者(LSE)がPJMから調達したネットRegulation購入量の比率に応じて案分負担が求められる。
 - LSEはSelf-Scheduleや相対取引(Bilateral Regulation Transaction)によるRegulation調達により、Regulation割当量を満たすことが出来る。

Regulation Marketの費用負担額の算定(機会費用)

費用区分		算定方法
機会費用	LSE負担割合の算定	Net Regulation Purchase = Regulation Adjusted Obligation – Self Scheduled regulation MW ネットRegulation購入量 = 補正Regulation割当量 – Self-ScheduleによるRegulation量
	費用負担額の算定	◆機会費用 Regulation Lost Opportunity Cost Charge = (Total Regulation Lost Opportunity Cost Credits * Net Regulation Purchase) / Total PJM Regulation Purchases (各LSEの)Regulation機会費用 = (Regulation機会費用総額 × ネットRegulation購入量) / PJMによるRegulation総購入量

Regulationにおける入札規律(1/2)

- Regulation市場における市場支配力行使可能性を防ぐために、Regulation市場に参加するリソースに対してはコストベースでの入札価格登録が求められている。プライスベースでの入札もオプション(任意)として認められている。
- 登録されたRegulation offer情報に基づき、PJMはRegulation市場において市場支配力を行使する可能性のある札を特定するために、Ancillary Service Optimizer(ASO)によって1時間コマごとにThree Pivotal Supplier (TPS) Testを実施する。TPSテストをクリアできなかったリソースは市場支配力を行使する可能性があると考えられ、PJMによってコストベースまたはプライスベースの入札価格のうち、より安価な入札価格が上限(offer-capped)とされる。

Regulationにおける入札規律(2/2):コストベースオファアの価格規律

- Regulation市場にコストベースの入札価格を登録する場合、PJMの“Cost Development Guideline”に従ってオファアコスト(容量価値、応動価値)を算定する必要がある。
- Regulationを入札することに伴う熱効率の低下や燃料費増加分等を考慮した価格以下で登録することが求められている。容量価値(Capability cost)については、マージン(12\$/MWh)を上乗せすることが認められている。入札価格への機会費用の上乗せは認められていないが、約定処理時には別途考慮される。

コストベースのRegulationオファアの算定方法及び参入可能な費目

登録項目	コストベースにおける入札価格の算定方法
容量価値 Capability Cost	Capability Costs(\$/MWh^{※1}) ≤ ①②Fuel Cost Increase and Unit Specific Heat Rate Degradation due to Operating at Lower Loads + ③Margin/Risk Adder Capability Costs(\$/MWh^{※1}) ≤ ①最も経済的な出力以下での稼働に伴う燃料費増加分 + ②低負荷での稼働に伴う熱効率の低下 + ③マージン(\$12/MWh)を超えない範囲で設定可能
応動価値 Performance Cost	Performance Costs (\$/ΔMW) ≤ {①Cost Increase in VOM^{※1} + ②Cost increase due to Heat Rate Increase during non-steady state operation above heat rate factor not to exceed 0.35% + (③Energy Storage Unit Losses)} / ④ΔMW/MW^{※3} Performance Costs (\$/ΔMW) ≤ {①低出力での稼働に伴う変動的なO&M費用の増加(※燃料種ごとに上限が規定) + ②非定常状態での稼働に伴う熱効率増加によって増加するコスト(※熱効率係数は、最もRegulation負荷が高い出力での熱効率の0.35%を超えてはならない) + ③蓄電ユニットのロス分} / ④ΔMW/MW^{※3}

※1:原典ではCapability Costの単位は\$/MWhと記載されているが、これは1時間コマごとにRegulation容量を約定させていることに由来し、発電量(kWh)ではない点に注意が必要である。

※2:VOM:Variable Operations and Maintenanceの略。

※3:mileage(ΔMW/MW)を表し、Regulation信号によって要求されるMWあたり応動量のことを指す。応動価値(\$/MW)を、mileage(ΔMW/MW)で割ることで応動量に対する価値(\$/ΔMW)に換算している。Regulation信号(RegDまたはRegA)の選択によってmileageが変化するため、リソースによって投入する値は変化する。

出所) PJM, "PJM Manual 15: Cost Development Guidelines", p.38-40, 2023年8月1日 より三菱総合研究所作成

【参考】リソース種別のRegulation調達状況

- Regulation市場に参加しているリソースとして、石炭火力、ガス火力、水力、蓄電池、DRが挙げられる。このうち、約定容量ではガス火力、蓄電池、水力が大半を占めている。
- アップリフトの補填が多いリソースはガス火力、石炭火力、水力であり、これらの電源は電力(kWh)で約定できないことによる機会費用が補填されている。一方、蓄電池、DRリソースはアップリフトの支払額はゼロである。
- 2022年は電力価格が高騰したことにより、アップリフト支払額が増加していることが示されている。

リソース種別・Regulation調達状況(2021-2022年)

		約定容量(パフォーマンス スファクター補正後)	約定容量に 対する比率	約定価格 収入	アップリフト 補填額	Regulation 総収入	
Year	Source	Performance Number of Units	Adjusted Settled Regulation (MW)	Percent of Settled Regulation	Clearing Price Credits	Uplift Credits	Total Regulation Credits
2021	Battery	23	1,538,257	33.5%	\$45,184,072	\$0	\$45,184,072
	Coal	19	329,515	7.2%	\$7,182,900	\$3,939,892	\$11,122,792
	Hydro	28	813,584	17.7%	\$22,497,027	\$3,253,703	\$25,750,729
	Natural Gas	186	1,866,425	40.6%	\$52,112,081	\$7,854,236	\$59,966,317
	DR	19	48,572	1.1%	\$1,313,796	\$0	\$1,313,796
Total		275	4,596,353.2	100.0%	\$128,289,877	\$15,047,831	\$143,337,707
2022	Battery	21	1,149,044	25.7%	\$67,657,550	\$0	\$67,657,550
	Coal	21	218,050	4.9%	\$15,153,709	\$13,625,655	\$28,779,364
	Hydro	28	885,317	19.8%	\$52,849,244	\$8,878,730	\$61,727,974
	Natural Gas	152	2,122,501	47.5%	\$109,705,839	\$19,776,662	\$129,482,501
	DR	21	96,392	2.2%	\$5,714,333	\$0	\$5,714,333
Total		243	4,471,303.7	100.0%	\$251,080,675	\$42,281,047	\$293,361,721

【参考】RegDシグナルを選択するリソースの入札価格

- Monitoring Analyticsによると、Regulation marketに参加するリソースのうち、RegDシグナル(※蓄電池、フライホイール等の応答性の高いリソースが主に選択する信号)を選択するリソースのオファー価格に関する情報が開示されている。
- RegDシグナルを選択したリソースのうち、約3割のリソースがゼロ価格オファーを、6～7割のリソースがセルフスケジュール(プライステイカー)での入札を選択しており、ほぼ全ての電源が実質的にゼロ価格での入札を振舞っている。
 - ゼロ価格オファーは機会費用(LOC)を受け取る権利を有するが、セルフスケジュールは受け取ることが出来ない。
- Monitoring Analyticsによると、セルフスケジュールを選択するリソースが多い理由として、蓄電池等の導入拡大に伴ってRegulation marketの競争が激しくなっているため、確実に約定させるためにセルフスケジュールを選択しているとされる。
 - Regulation約定処理時はリソースのオファー価格と機会費用(LOC)を加味したRankを算出し、Rankの低い電源から順に約定される。ゼロ円オファーを選択した場合、機会費用を受け取る権利を有するため、機会費用の多寡によってRankが高くなると約定しない可能性がある。その為、セルフスケジュールで入札することで機会費用を受け取る権利を放棄し、プライステイカーとして確実に約定することを選択していると考えられる。

	RegDシグナルを選択したRegulation約定容量 (実効容量:effective MW)				RegDシグナルを選択した約定容量に対する比率			
	ゼロ価格 オファー	セルフスケ ジュール	その他	合計	ゼロ価格 オファー	セルフスケ ジュール	その他	合計
2021年-平均	49.2	131.8	2.4	183.4	26.8 %	71.9 %	1.3 %	100 %
2022年-平均	58.6	92.8	5.4	156.8	37.4 %	59.2 %	3.5 %	100 %

【参考】Regulationの平均約定価格

- Regulation市場の約定価格の年別平均約定価格の推移を、容量価値および応動価値別に整理した。
- 容量価値はRegulation offerと機会費用(LOC: Lost Opportunity Cost)の影響を主に受けるが、図に示すように通年を通じてその大半を機会費用が占める。電力価格(energy price)が上昇するとRegulation約定による機会費用が大きくなるため、それに伴って容量価値の約定価格が上昇する。
- 応動価値の精算はおおよそ1～2\$/MWのレンジで推移している。

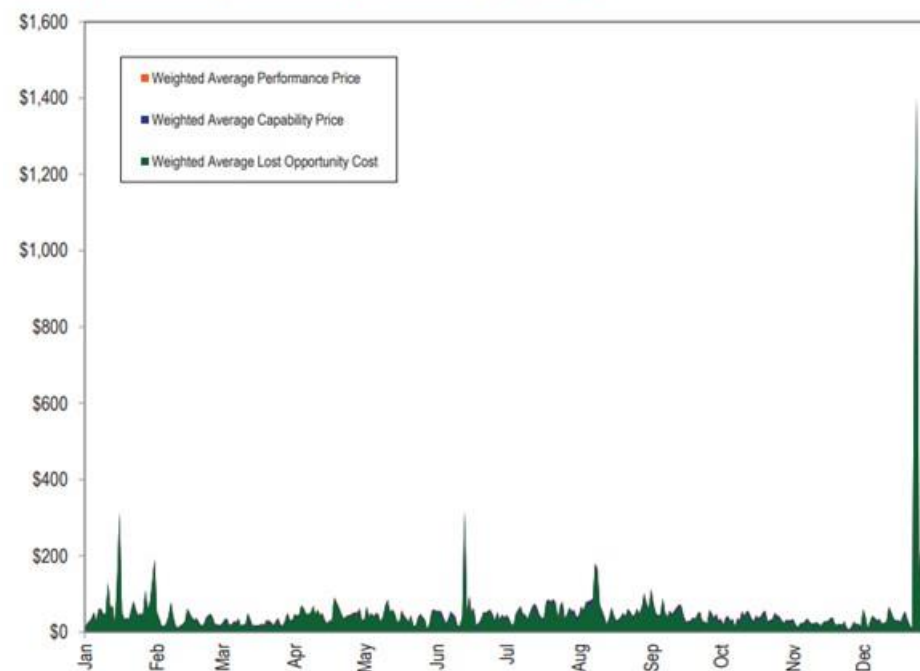
Regulation Marketの平均約定価格の推移

	容量価値 Weighted Average Regulation Market Capability Clearing Price (\$/MW)	応動価値 Weighted Average Regulation Market Performance Clearing (\$/MW)	容量価値+応動価値 Weighted Average Regulation Market Clearing Price (\$/MW)
2016	14.91	0.86	15.77
2017	15.91	1.04	16.96
2018	23.22	1.91	25.13
2019	14.98	1.32	16.30
2020	12.68	0.88	13.55
2021	24.88	1.21	26.00
2022	51.82	1.71	53.53

出所) Monitoring Analytics, “2015 State of the Market Report for PJM”, p.446, 2017年3月9日
 Monitoring Analytics, “2016 State of the Market Report for PJM”, p.446, 2017年3月9日
 Monitoring Analytics, “2017 State of the Market Report for PJM”, p.489, 2018年3月8日
 Monitoring Analytics, “2018 State of the Market Report for PJM”, p.499, 2019年3月14日
 Monitoring Analytics, “2019 State of the Market Report for PJM”, p.505, 2020年3月12日
 Monitoring Analytics, “2020 State of the Market Report for PJM”, p.515, 2021年3月11日
 Monitoring Analytics, “2021 State of the Market Report for PJM”, p.550, 2022年3月10日
 Monitoring Analytics, “PJM State of the Market – 2022”, p.608, 2023年3月9日 より三菱総合研究所作成

約定価格に占める 容量価値+応動価値+機会費用の金額(2022年)

Figure 10-25 Regulation market clearing price components (Dollars per MW): 2022



2. 利害関係者の権利・義務関係の整理

- kWh市場(電力)
- Frequency Response(調整力)
- Regulation市場(調整力)
- Reserve市場(予備力)

Reserveの種類(1/2): Reserveサービス・商品

- PJMでは、前日市場とリアルタイム市場の両方のプロセスでReserveサービスの調達を実施する。
 - kWh価値はノードごとに調達される一方で、Reserveサービスはサブゾーン単位で調達が行われる。
- 各電源が入札するReserve商品は、Synchronized Reserve Product, Non-Synchronized Reserve Product, Secondary Reserve Productの3種類が存在し、それぞれの要件は異なり、提供可能なReserveサービスが異なる。

Reserve商品	商品の特徴	Reserve サービスへの対応可否		
		30-Minutes Reserve	Primary Reserve	Synchronized Reserve
Synchronized Reserve Product	10分以内に応答できるオンライン接続されたリソースが対象の商品であり、Synchronized Reserve、Primary Reserve、30-Minutes Reserveを提供可能である。	◎	◎	◎
Non-Synchronized Reserve Product	10分以内に応答できるオフライン状態のリソースが対象の商品であり、Reserve、Primary Reserve、30-Minutes Reserveを提供可能である。	◎	◎	×
Secondary Reserve Product	10分から30分の間に応答できるオンラインまたはオフラインのリソースが対象の商品であり、セカンダリ・リザーブ製品は、30-Minutes Reserveを提供可能である。	◎	×	×

出所) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: May 31, 2023)", 閲覧日: 2024年1月15日,
<https://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m11.ashx> より三菱総合研究所作成

Reserveの種類(2/2): Flexible, Inflexible Reserve

- Reserveにはリソース特性に応じてFlexible, Inflexibleの2種類に分類される。
- Flexible Reserveは実需給のRT-SCEDにおいて5分コマ毎にEnergyとReserveをCo-opt可能なリソースであり、該当するオフライン・オンライン発電機や対応可能なEconomic Load Responseが該当する。
- Inflexible ReserveはReserve供出にリードタイムが必要な燃焼タービンや水力発電、Economic Load Responseが該当する。リードタイムが必要なため、実需給60～30分前に実施される約定ツール(ASO: Ancillary Service Optimizer)によって、kWh・Regulation・Reserveを同時最適化(Jointly optimization)しつつ、この段階ではRegulationとInflexible Reserveのみ割り当てられる。

	Inflexible Reserve	Flexible Reserve
リソース種別	・ 調相運転が可能なオフライン燃焼タービン(CT)及び水力発電 ・ Economic load Response	・ オンライン・オフライン発電機 ・ Economic Load Response (市場参加者のリクエストに基づく)
約定方法	Ancillary Service Optimizer (ASO) オンライン・オフライン調相機	RT-SCED、 オンライン・オフラインリソース
最小コミットメント時間	1時間	適用無し
起動時間・起動時通知時間	約30分	適用無し
約定通知方法	実需給(1時間コマ)の30分前に通知	リアルタイム指令
ログ	1時間単位	承認された各SCED(5分単位)

出所) PJM, "Reserve Markets Overview (Reserve Certainty Senior Task Force)", p.32, 2023年10月10日 より三菱総合研究所作成

Reserve市場に参加可能なリソースの適格性要件

- Reserve市場に参加可能なリソースの適格性要件は下表のとおりであり、PJM域内にリソースが存在し、緊急時以外に全出力を提供可能であるリソースはReserveサービスを提供可能である。
- 原子力・風力・太陽光はPJM及びMMUが適格性を認めた場合に限り、適格性を有する。

電源種別	適格性要件
全電源共通	【全Reserve共通】 以下の要件を満たさない場合はReserve商品を提供する要件を持っている。 ● PJM域内に存在しない ● 全出力が緊急時(Emergency)のみ提供される 【Non-Synchronized Reservesの適格性を満たさない条件】 ● Economic Load Response ● ハイブリッドリソース ● エネルギー貯蔵技術 ● 前日市場においてPJMの最適化揚水発電モデル(the PJM optimized pumped storage model)に参加していない揚水発電資源、およびリアルタイム市場において初期MWがゼロを超える場合。
原子力・風力・太陽光	PJM及びMMUから適格性を認められた場合に限り、Reserve商品を提供することが出来る。 ※提出データは、Reserve商品への自発的な対応に関する過去のデータや発電リソースの稼動に関する技術的情報である。

出所) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: May 31, 2023)", 閲覧日: 2024年1月15日,
<https://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m11.ashx> より三菱総合研究所作成

Reserveのオファー情報(1/3): 入札ステータス

- Reserveのオファー情報は、入札ステータス(Availability)、入札量(Offer MW)、入札価格(Price)の3項目から構成される。リソース種別により、それぞれの項目に求められる入札情報が異なる。
- 発電リソース(※蓄電リソース、水力、ハイブリッドリソースを除く)は、Energy Offer(kWh取引)のAvailability情報を通じてReserveへの入札ステータスを自動登録されるため、Energy market(kWh取引)に参加している発電リソースは強制参加(Must offer)となる。それ以外のリソース(水力、蓄電リソース、Load Response)は、Reserve Availabilityを登録することでReserve市場に参加することが出来る。
 - 風力・太陽光・原子力リソースは、PJMのデフォルト設定にてReserve入札対象から除外されている。PJMから例外承認を得ることでReserve市場へ入札することも認められる。

リソース種別のReserve入札ステータスの登録方法

- ステータスを登録するリソースは、Unavailable、Available、Self-scheduleの中から1つ選択する。

	リソース種別				
	Condensers	Other Generation	Wind/Solar/ Nuclear	ESR/Hydro/ Hybrid Resource	Load Response
Synchronized Reserve	Energy Offer Availability Statusを引用して登録 (Energy marketに応札している場合は原則must offer※)			Availabilityを登録	
Non-Synchronized Reserve				Hydroのみ、 Availabilityを登録 (その他は入札不可)	入札不可
Secondary Reserve				Availabilityを登録	

※Nuclear, wind, solarは通常Reserve入札対象から除外されているが、PJMから例外承認を受けることで参加可能。

出所) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: December 14, 2023)", p.104, p.107-108, 2023年12月14日

PJM, "Reserve Markets Overview", p.15, 2023年10月10日

Monitoring Analytics, "PJM State of the Market - 2023", p.601, p.613, 2023年9月3日

PJM, "Market Database Dictionary", p.50, 2015年4月1日 より三菱総合研究所作成

Reserveのオファー情報(2/3):入札量

- 通常、発電リソース(※蓄電リソース、水力、ハイブリッドリソースを除く)は、運転パラメータやEnergy offerを用いてPJMがReserve入札量を算定するため、市場参加者が登録する必要はない。
- 蓄電リソース(ESR)、水力(Hydro)、ハイブリッドリソース、DRは、各商品区分の要件に応じて入札量(Offer MW)を算定し、登録することが出来る。入札量を登録することが認められているリソースは、実需給65分前まで入札量を更新することが出来る。

リソース種別のReserve入札量の登録方法

PJMが入札量を算定しないESR/Hydro/Hybrid Resource/Load Responseは商品区分別にOffer MWを登録する。

- **Synchronized Reserve:** 系統に同期され、10分以内に到達可能な発電または負荷削減量としてOffer MWを登録
- **Non-Synchronized Reserve:** 系統に非同期であり、10分以内に到達可能な発電または負荷削減量としてOffer MWを登録
- **Secondary Reserve:** 同期・非同期を問わず、10分～30分以内に到達可能な発電または負荷削減量としてOffer MWを登録

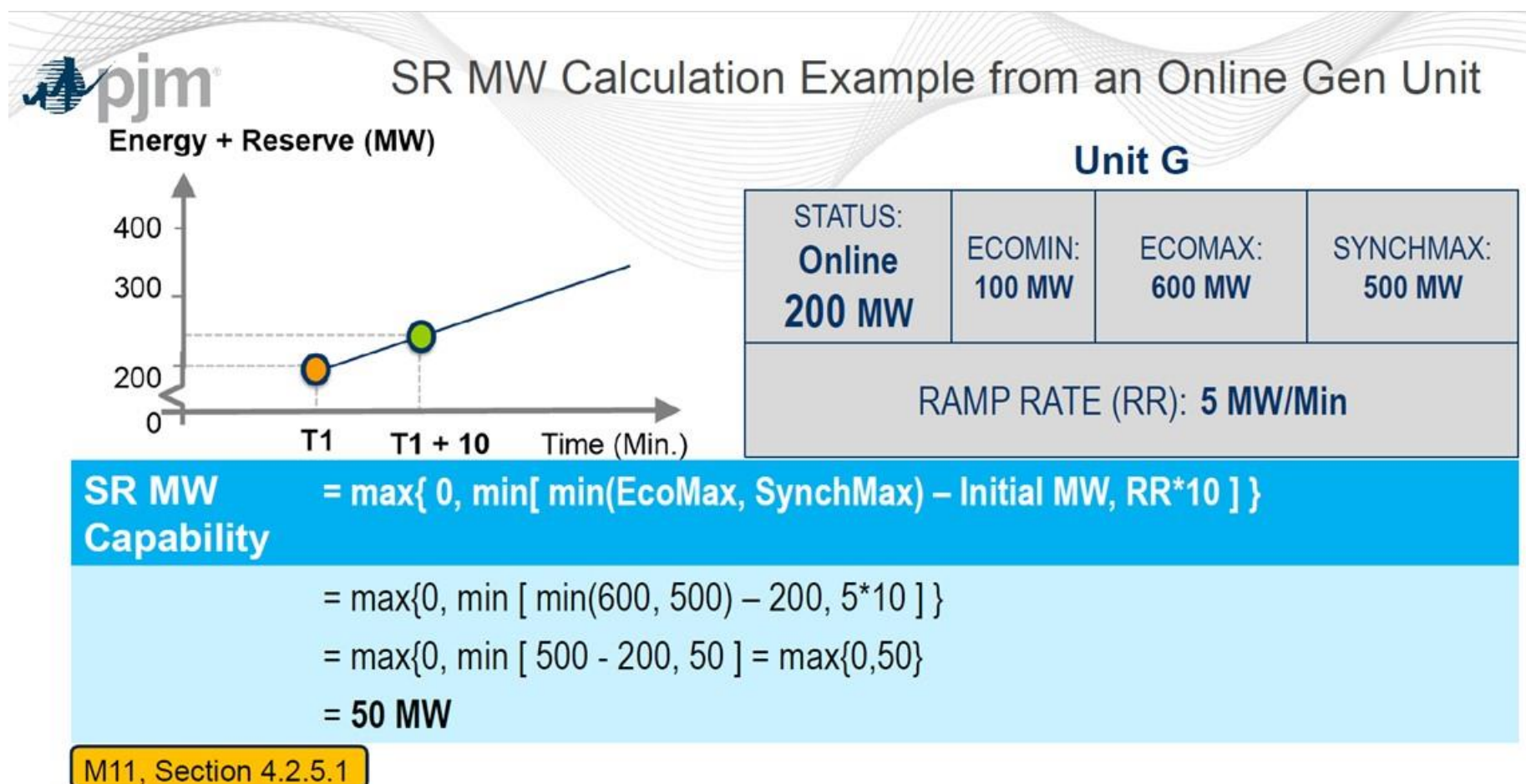
	リソース種別				
	Condensers	Other Generation	Wind/Solar/ Nuclear	ESR/Hydro/ Hybrid Resource	Load Response
Synchronized Reserve	発電リソースのパラメータを用いて、 PJMが入札量(Capability MW)を算定 (次項参照)			Offer MWを登録(上記参照)	
Non-Synchronized Reserve				Hydroのみ、 Offer MWを登録 (上記参照)	入札不可
Secondary Reserve				Offer MWを登録(上記参照)	

※Nuclear, wind, solarは通常Reserve入札対象から除外されているが、PJMから例外承認を受けることで参加可能。

【参考】入札量の算定方法(1/2)

- Synchronized Reserveは10分以内に到達可能な調整力(Reserve)であり、ランプレートから10分以内に到達可能な出力変化量と、現在の出力値からEconomic Max.またはSynchronized Reserveに供出可能な出力最大値(SynchMax)までの供出可能量を比較し、いずれか小さい容量が入札量として算定される。

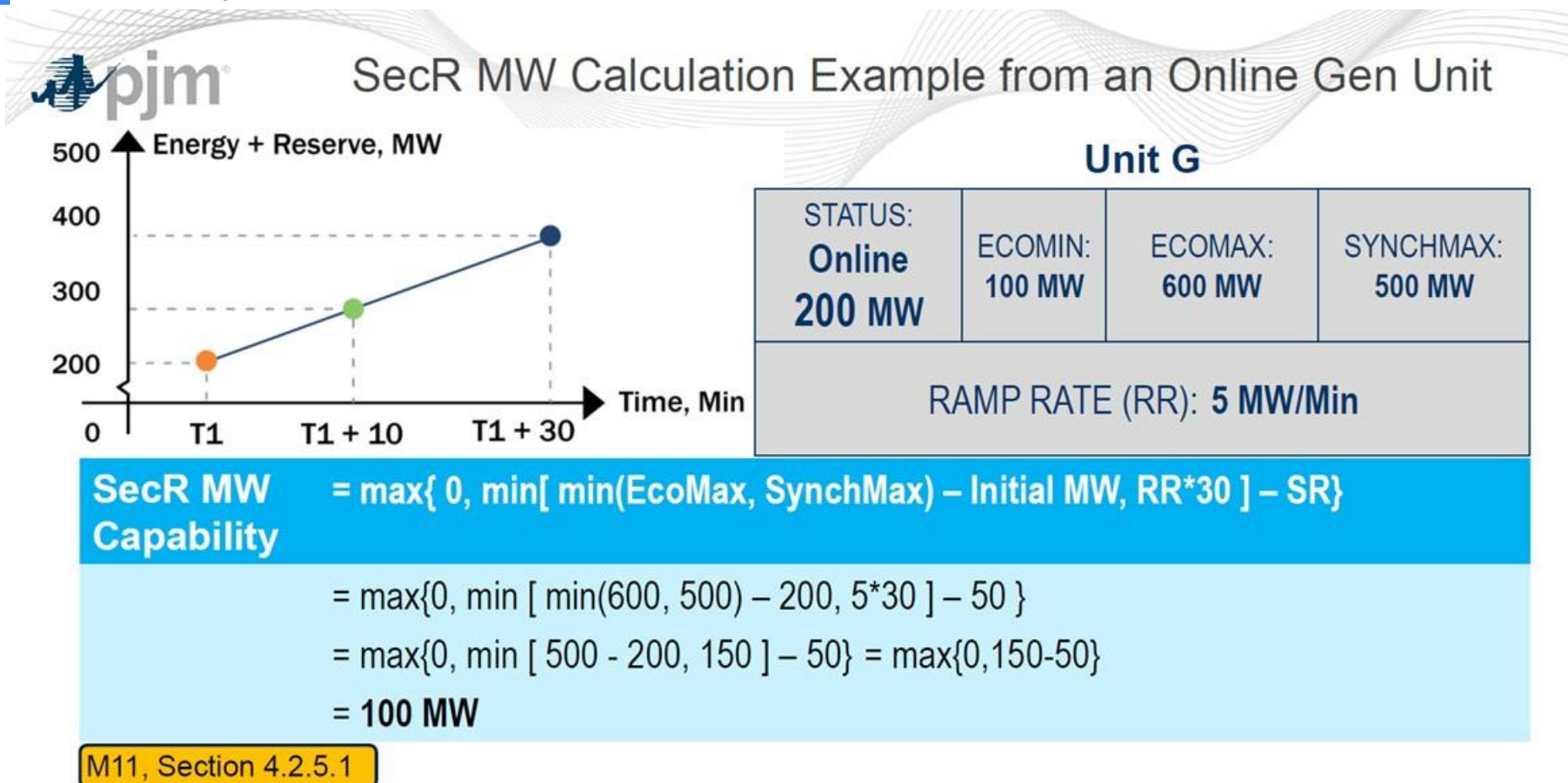
Synchronized Reserve入札量の算定方法



【参考】入札量の算定方法(2/2)

- Secondary Reserveは10分から30分以内に到達可能な調整力(Reserve)であり、ランプレートを基に30分以内に到達可能な出力変化量からSynchronized Reserve入札量を差し引いた値と、現在の出力値からEconomic Max.またはSynchronized Reserveに供出可能な出力最大値までの供出可能量(SynchMax)を比較し、いずれか小さい容量が入札量として算定される。

Secondary Reserve入札量の算定方法



Reserveのオファ情報(3/3):入札価格

- リソース種別を問わず、Synchronized Reserveに入札するリソースは、コストベースで入札価格を登録する必要がある。この時の入札価格は、Synchronized Reserve Penaltyの想定額が上限となる。
- Non-Synchronized ReserveとSecondary Reserveは、リソース側で入札価格を設定することが出来ず、PJMにおいて0\$/MWhと扱われる。

リソース種別のReserve入札価格の登録方法

	リソース種別				
	Condensers	Other Generation	Wind/Solar/Nuclear	ESR/Hydro/Hybrid Resource	Load Response
Synchronized Reserve	コストベースで入札価格を登録する必要(※価格情報を登録しなかったリソースは0\$/MWhとみなす)、入札価格はSynchronized Reserve Penaltyの想定額が上限となり、現状は0.04\$/MWhに設定				
Non-Synchronized Reserve	登録不可(0\$/MWhとして扱われる)				
Secondary Reserve	登録不可(0\$/MWhとして扱われる)				

※Nuclear, wind, solarは通常Reserve入札対象から除外されているが、PJMから例外承認を受けることで参加可能。

出所) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: December 14, 2023)", p.104, p.101-110, 2023年12月14日
PJM, "Reserve Markets Overview", p.15, 2023年10月10日 より三菱総合研究所作成

Reserve市場のタイムライン

- 前日市場の11時までにEnergy offer(kWh)を入札した電源のうち、Reserveを提供する資格のある全電源はDay-ahead Reserve Marketに入札したとみなされ、事実上のMust offerとなっている。
- 前日市場におけるReserve商品は前日の13時までに計算され、前日kWh市場の結果と共にMarkets Gateway とData Minerに入力され、確定する。
- リアルタイム市場におけるReserve商品は前日の14時15分までに登録された情報を基に1時間ごとに約定される。
 - 一部の入札情報は実需給の65分前までに更新が可能である。

前日市場～実運用65分前までの市場タイムライン

Day-ahead Reserve market	前日11:00	● Reserveを提供する資格のある電源のうち、前日の11時までにエネルギー市場に入札した電源は前日のReserve市場に入札を行わなければならない。(Must offer) ● 前日市場におけるReserve必要量は、当該コマで約定したエネルギーリソースとして利用可能な電源の単機最大ユニット容量(Economic Max.の値)を採用する。そのため、1時間毎のReserve必要量は異なる。
	前日11:00～13:00	● 前日市場におけるReserve商品は前日の13時までに計算され、前日市場の結果と共にMarkets Gateway とData Minerに入力され、確定する。
Realtime Reserve market	前日11:00～前日14:15	● リアルタイムのreserve市場に入札する場合には、実運用65分前までに更新可能な情報以外(下段参照)を前日の14時15分までに情報提供する必要がある。
	前日14:15～実運用65分前	● 実稼働の65分前までには以下の情報を更新することが可能である。 ・ 提供可能な出力情報(Offer MW) ・ 入札ステータス(Availability) ・ Synchronized Reserve のオファー価格 ・ セルフスケジュール電源であるか否か ● リアルタイム市場における入札結果による各Reserve商品の価格はData Minerにて公表される。
	実運用65分前～	● ASOにより、翌1時間コマにおけるInflexible Reserveの割当分が決定され、実需給30分前までに通知 ● その後、RT-SCEDによって実需給各5分コマにおけるFlexible Reserveが、kWhと同時最適化(Co-opt)され、割当分が通知(詳細は次項参照)

出所) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: May 31, 2023)", 閲覧日: 2024年1月15日,
<https://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m11.ashx> より三菱総合研究所作成

【参考】市場別・種類別のReserve約定タイムライン



- 前日市場では、SCUCによって翌日24時間(1時間×24コマ)におけるSynchronized/Non-Synchronized/Secondary Reserveを決定し、Market Gatewayを通じて約定結果を通知する。
- リアルタイム市場では、まず実需給60～30分前にASO(Ancillary Service Optimizer)によって翌1時間コマに対するInflexible Synchronized/Secondary Reserveを約定する。その後、実需給10分前にRT-SCEDによって5分コマ毎にFlexible Reserve(Synchronized/Non-Synchronized/Secondary Reserve)を約定する。

市場別・種類別のReserve約定タイムライン



Reserves Results Posting

	What	Frequency	Location	When
Day Ahead	Synch Reserve	Hourly	Market Results in Markets Gateway	A day ahead of the operating day
	Non-synch Reserve	Hourly	Market Results in Markets Gateway	A day ahead of the operating day
	Secondary Reserve	Hourly	Market Results in Markets Gateway	A day ahead of the operating day
Real-Time	Inflexible Synch Reserve	Hourly	Market Results in Markets Gateway	30 min prior to top of hour
	Inflexible Secondary Reserve	Hourly	Market Results in Markets Gateway	30 min prior to top of hour
	Flexible Reserves	Every 5 minutes	ICCP link and Dispatch Lambda in MG	Every 5 min
	Clearing Price	Every 5 minutes	Data Miner and PJM Now	Every 5 min

出所) PJM, "Reserve Markets Overview (Reserve Certainty Senior Task Force)", p.33, 2023年10月10日 より三菱総合研究所作成

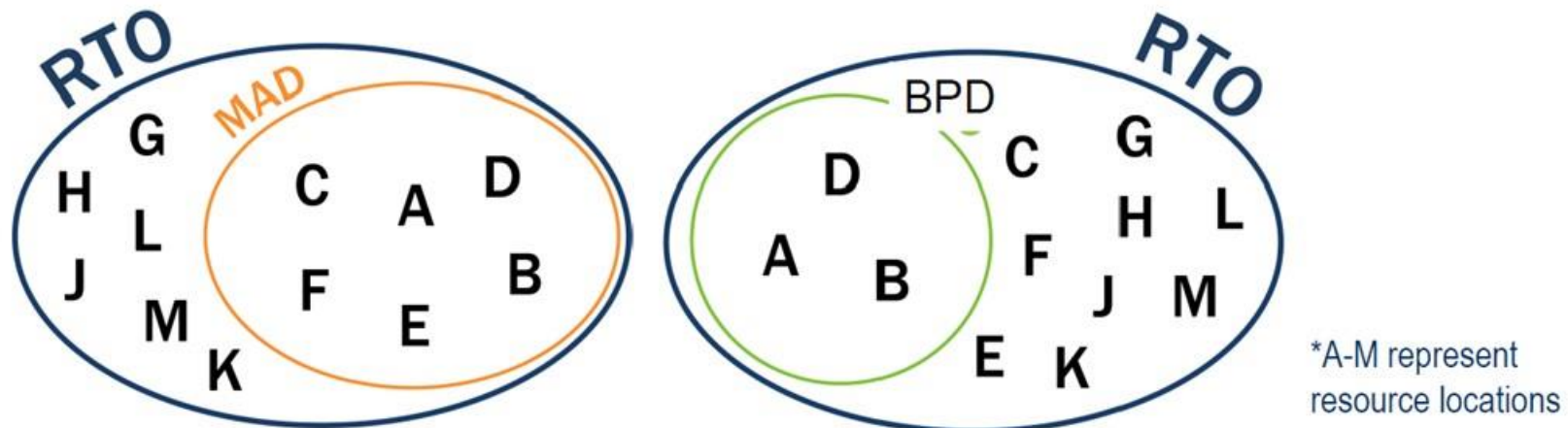
Reserve Subzoneの設定

- PJMでは、Reserveが利用された際に送電制約を受けないようにサブゾーンを設定し、サブゾーンとPJM全域における需要曲線を満たすようにReserveの調達を行っている。
- PJMでは複数のサブゾーンをモデル化することが出来るが、所与のコマにおいて有効となるサブゾーンは1つのみであり、市場参加者にはMarket Gatewayを通じて有効なサブゾーンが通知される。
- サブゾーンは前日 (Day-ahead) 断面を前提としてモデル化され、通常はリアルタイムにおいても同一サブゾーンが引き継がれる。ただし、例外的にリアルタイムにおいて有効となるサブゾーンを変更する場合があります、その場合は市場参加者にMarket Gatewayを通じて変更が通知される。

Reserve Subzoneの設定

Subzones will be modeled on a day-ahead basis and will apply for the entire operating day

• By default, the same subzone will be active in the Day-Ahead and Real-Time Markets	• Changes to the active reserve subzone can be made in real-time intraday on an exception basis	• Stakeholders will be notified of all intraday switches in the active reserve subzone via Markets Gateway	• Markets Gateway will reflect resource's assigned active subzone
--	---	--	---



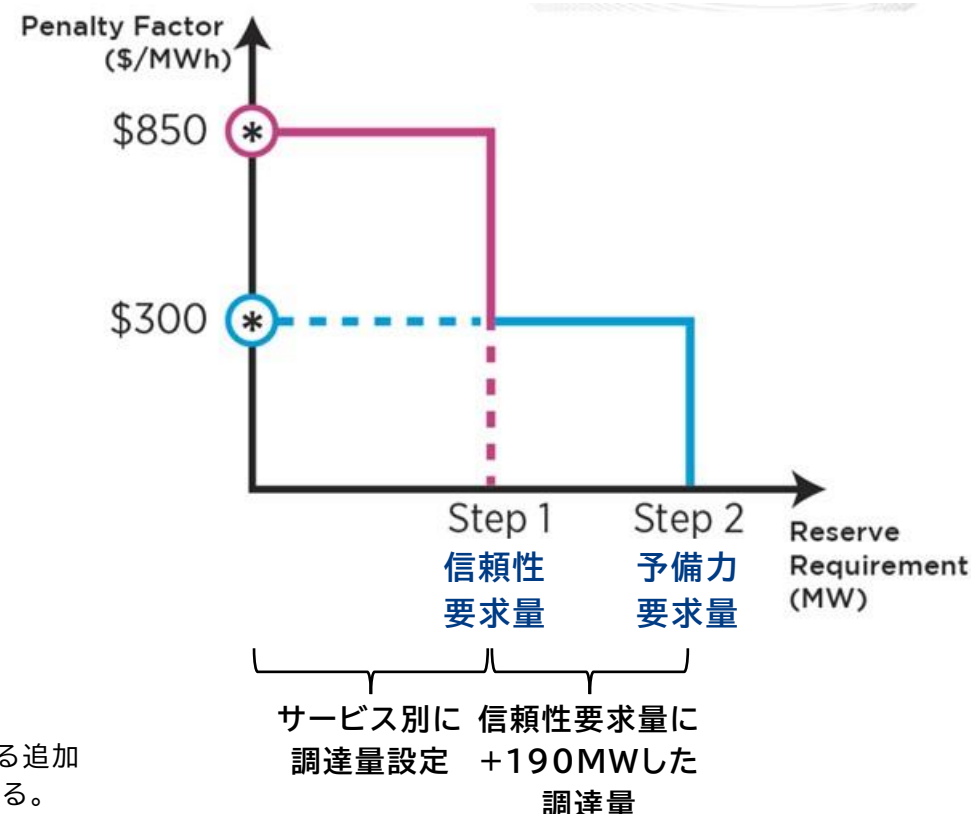
Reserveの需要曲線

- PJMでは域内全体とサブゾーン毎にReserveの需要曲線が作成され、需要曲線には2段階の調達目標量が設定される。
 - Reserveサービスごとに需要曲線が策定され、調達目標量はサービス別に設定される。(下表参照)
 - 目標調達量に応じてPenalty Factorが設定され、Reserve不足となった場合には約定価格が高騰する。
- 信頼性要求量は、Synchronized Reserveにおける最大の単一事故相当を基準としてサービス別に設定される。最大の単一事故の容量は、前日時点では一般にkWh(Energy)として利用可能な最大の発電リソースのEconomic Max.の値を、リアルタイムでは一般にオンラインな発電リソースの最大の単一事故相当の出力を参照する。

Reserveの需要曲線の形状と設定方法(平常時)

	Reserveサービス		
	Synchronized Reserve(SR)	Primary Reserve(PR)	30-minute Reserve
信頼性要求量 Reliability Requirement	最大の単一事故相当	Synchronized Reserveの信頼性要求量の150%	以下のうち、最大量を採用 ①Primary reserveの信頼性要求量 ②3,000MW ③ガス供給に係る最大の不測事態を考慮した量
予備力要求量 Reserve Requirement	SRの信頼性要求量と追加予備力要求量※の合計	PRの信頼性要求量と追加予備力要求量※の合計	30-minute Reserveの信頼性要求量と追加予備力要求量※の合計

※Extended Reserve Requirementを指し、運用上の不確実性の増加をカバーする追加的な予備力を調達するために設定される。現状では、平常時は+190MWと設定されている。

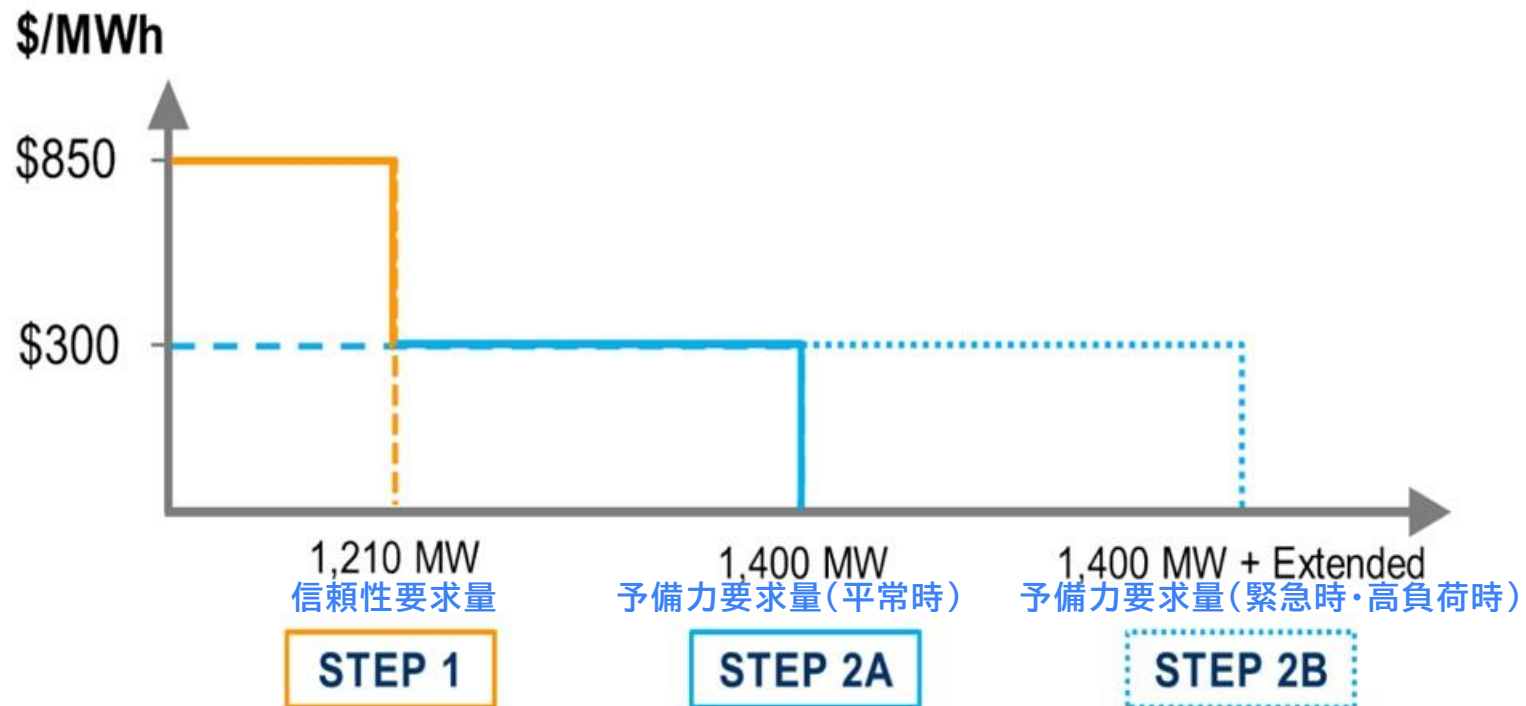


出所) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: December 14, 2023)", p.101-110, 2023年12月14日
PJM, "Reserve Markets Overview", p.10, 2023年10月10日 より三菱総合研究所作成・一部加筆

【参考】Reserveの需要曲線の設定例

- 前日市場またはリアルタイムにおいて、最大の単一事故相当の容量が1,210MWだった場合、信頼性要求量は1,210MWとなり、その容量を下回る場合はReserve約定価格が850\$/MWhに高騰する。(下図Step 1)
- 最大の単一事故相当の容量(1,210MW)に190MWを加えた容量が予備力要求量となり、1,210MW以上～1,400MW未満の場合はReserve約定価格が300\$/MWhとなる。(下図Step 2A)
- 熱波アラート(Hot Weather Alert)、寒波アラート(Cold Weather Alert)やemergency procedureが発令されるような高負荷が予想される場合、PJMは系統運用の不確実性に対処するために追加の予備力要求量を設定することが出来る。(下図Step 2B)

Synchronized Reserveの需要曲線の形状と設定方法



Reserve商品の価格算定方法

- 各Reserve商品の価格は、各Reserveサービスの価値を合算することで計算される。
- 各Reserveサービスの価値は、RTO及びサブゾーンにおいて、kWh需給バランス制約、調整力確保制約、Synchronized Reserve要件、Primary Reserve要件、30-minutes Reserve要件、および送電容量制約の各制約を満たしながら同時最適化を行い、各Reserve要件のシャドウプライスとして求められる。
- 前日市場におけるReserveは、1時間コマごとにkWh価格と及びReserve価格が同時に決定される。
 - Regulationは前日市場時点での調達はない
- リアルタイム市場におけるReserveの価格は、Locational Pricing Calculator(LPC)によって5分コマ毎にkWh価格とRegulation価値と同時に価格が決定される。

Reserve商品	Reserve価格	上限価格
Synchronized Reserve Product	Synchronized+Primary+30-minutesのそれぞれの制約式におけるシャドウプライスの合計値	ペナルティ係数の2倍 =1,700 \$ /MWh
Non-Synchronized Reserve Product	Primary+30-minutesのそれぞれの制約式におけるシャドウプライスの合計値	ペナルティ係数の1.5倍 =1,275 \$ /MWh
Secondary Reserve Product	30-minutesの制約式におけるシャドウプライス	ペナルティ係数 =850 \$ /MWh

【参考】Reserveサービスに関する制約式

- 前日市場並びにリアルタイム市場でのSCEDにおけるReserveサービスに関する制約式は以下の通りであり、Synchronized Reserve、Primary Reserve、30-minute Reserveの各サービス価値ごとに制約式がSub-zone及びRTO全体で設けられている。
- 各Reserveサービスの価格はそれぞれのReserveに関する制約式のシャドウプライスが採用される。

Synchronized Reserveに関する制約式

For RTO reserve requirement:

$$\sum_{i=1}^n SR_MW(i) \geq RTO_SR_Reserve_Requirement \quad ; for \forall i \in n \text{ no. of resources};$$

Primary Reserveに関する制約式

For RTO Primary Reserve Requirement:

$$\sum_{i=1}^n SR_MW(i) + NSR_MW(i) \geq RTO_NSR_Reserve_Requirement \quad ; for \forall i \in n \text{ no. of resources};$$

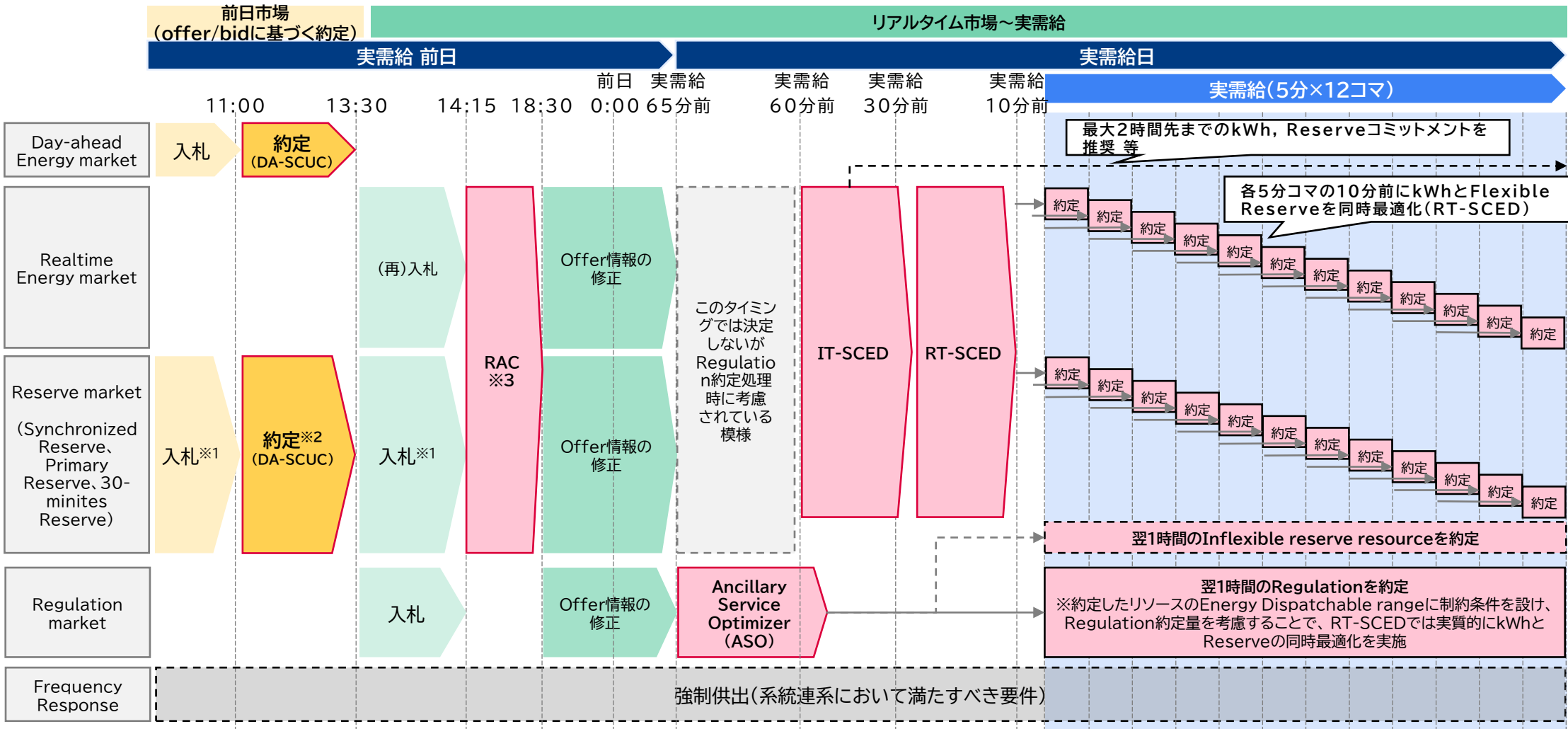
30-minute Reserveに関する制約式

The RTO 30-minute Reserve Requirement is calculated as:

$$\sum_{i=1}^n SR_MW(i) + NSR_MW(i) + SecR_MW(i) \geq RTO_SecR_Reserve_Requirement \quad ; for \forall i \in n \text{ no. of resources};$$

Reserveの約定方法(1/7) : 約定タイムライン(再掲)

- 前日市場では、翌日の実需給24時間(1時間×24コマ)におけるkWhとReserveをSCUCによって同時最適化する。
- リアルタイム市場では、実需給60～30分前にASOによってInflexible Reserveを約定させ、その後実需給5分コマ毎にRT-SCEDによってkWhとFlexible Reserveを同時最適化(Co-opt)する。



※1: Energy marketに参加する電源(蓄電リソース、水力除く)は原則としてReserve市場に強制入札され、蓄電リソース・水力・DRは入札情報を登録することが出来る。
 ※2: Reserveは前日市場・リアルタイムでそれぞれ約定(clearing)を行うが、前日市場で約定した容量はリアルタイムでの義務を持たず、RT-SCEDによってkWhと同時最適化されたReserveのみが実需給におけるパフォーマンス義務を持つ。
 ※3: RAC(Reliability Assessment and Commitment)の略。前日市場の売り入札・買い入札による約定結果では必要なOperating Reserveを確保できない場合、PJMが追加でSCUCを実施。

Reserveの約定方法(2/7): Synchronized Reserveのリソース別実効価格の算定方法

- Synchronized Reserveの約定処理を行う際、リソースが登録したSynchronized Reserve Offer Priceに加え、リソース種別ごとに約定処理時に考慮する実効コスト(effective cost)の計算方法が示されており、これがReserveの約定処理・価格算定に用いられている。

Synchronized Reserveの実効コスト(effective cost)

リソース種別	実効コスト(effective cost)
Online Flexible Resources	Synchronized Reserve Offer Price + Product Substitution Cost(PSC) SynchReserveオファー価格とPSC(※1)
Inflexible Resources	Synchronized Reserve Offer Price + Condense Energy Usage Cost (EUCOST) SynchReserveオファー価格と調相運転に要する電力価格の合計額(※2)
Demand Response Resource	Synchronized Reserve Offer Price SynchReserveオファー価格のみ
Hydro	Synchronized Reserve Offer Price + Average Value of Water SynchReserveオファー価格と水力の平均価値(※3)

※1:PSCはEnergy(kWh)とReserveを同時最適化することによって自動的に反映されるコストとされる。正確な定義は追加確認が必要だが、Flexible Reserveとして約定したSynchronized ReserveはNon-Synchronized ReserveやSecondary Reserveを代替することが出来るため、その分の価値を考慮して決定されると推察される。具体的にはNon-Synchronized ReserveやSecondary ReserveはReserve shortage(Reserve不足)が発生した場合にshortage pricingによって人為的に高騰し、その場合のペナルティ価格がSynchronized Reserveにも反映することを指していると考えられる。

※2:EUCOST(\$/MW) = (LMP価格 × 電力使用量(MWh) ÷ Synchronized Reserve Capacity)にて算出される調相運転費用を表す。

※3:正確な定義は追加確認が必要だが、水力発電に係る逸失利益(LOC)が含まれていることが示唆されている。(PJM, Manual 11, 3.2.8 Hydropower Units Opportunity Cost)

出所) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: May 31, 2023)", 閲覧日: 2024年1月15日,

<https://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m11.ashx>

PJM, "Current Offer Structure and Pricing Outcomes for Reserve", p.14, 2023年11月26日 より三菱総合研究所作成

Reserveの約定方法(3/7): 前日市場における約定処理



- 前日市場ではSynchronized Reserveを供出可能な適格リソースが約定対象となる。各リソースの実効コスト(effective cost)を算出し、Reserve必要量を満たすまでメリットオーダー順に約定させる。
- 約定したマージナルリソースの実効コストがReserve市場の約定価格(MCP: Marginal Clearing Price)となり、シングルプライスで全約定リソースにクレジットされる。
 - 下図の場合、実効コストの安いリソースから順に約定(Resource A, F→D→B)し、マージナルリソースであるBの実効コストがReserve市場の約定価格(0.20\$/MWh)として設定。

Synchronized Reserve: 前日市場における約定処理



Day-Ahead Synch Reserve Clearing Example

Synch Reserve Requirement = 35 MW; Market Hour = Hour Ending 11					
Resource	In-Flexible	SR Capability, MW	Effective Cost, \$/MWh	SR Cleared, MW	SR MCP, \$/MWh
A	No	10	\$0.10	10	\$0.20
B	No	10	\$0.20	5	
C	No	10	\$0.30	0	
D	Yes	10	\$0.15	10	
E	Yes	10	\$0.50	0	
F	No	10	\$0.10	10	
All eligible reserve resources are considered for clearing.		The Effective Cost is the sum of the resource-related offer costs plus opportunity cost from the joint optimization.		Resource B is marginal, and sets DA SR MCP = \$0.20/MWh, published and financially binding.	

Reserveの約定方法(4/7):ASOにおける約定処理

- リアルタイム市場では実需給1時間から複数回の約定処理が実施され、1段階目にAncillary Service Optimizer(ASO)が実施される。Synchronized Reserveを供出可能な適格リソースが約定対象となり、各リソースの実効コスト(effective cost)を算出し、Reserve必要量を満たすまでメリットオーダー順に約定させる。
- ASOは実需給1時間前の情報に基づいて、**翌1時間コマのRegulationとInflexible Reserveを最経済となるように決定する**ため、ASO段階で算定されたマージナルなReserve価格は最終的なReserve価格として位置付けられない。
 - 下図の場合、必要なReserveを確保するためにInflexibleなResource D, Eに対して翌1時間コマの割当量が決定される。それ以外のFlexibleなResourcesは直前のRT-SCEDまで引き付けて最終的な割当量が決定される。

Synchronized Reserve:ASOにおける約定処理

 Real-Time ASO Synch Reserve Clearing Example				
Synch Reserve Requirement = 35 MW; Market Hour = Hour Ending 11				
Resource	In-Flexible	SR Capability, MW	Effective Cost, \$/MWh	SR Cleared, MW
A	No	10	\$0.80	0
B	No	10	\$0.70	5
C	No	10	\$1.20	0
D	Yes	10	\$0.15	10
E	Yes	10	\$0.60	10
F	No	10	\$0.20	10
All eligible reserve resources are considered for clearing.		The Effective Cost is the sum of the resource-related offer costs plus opportunity cost from the joint optimization.		Resource B is marginal but no SR MCP is published from ASO and not financially binding.

Reserveの約定方法(5/7):IT-SCEDにおける約定処理



- リアルタイム市場では実需給1時間から複数回の約定処理が実施され、2段階目にIntermediate time-SCED(IT-SCED)が実施される。Synchronized Reserveを供出可能な適格リソースが約定対象となり、各リソースの実効コスト(effective cost)を算出し、Reserve必要量を満たすまでメリットオーダー順に約定させる。
- IT-SCEDは実需給30分前の情報に基づいて、**実需給1時間コマのInflexible Reserveの推奨追加割当量を算出**するために実行される。**PJM dispatcherは算出された推奨割当量を基にマニュアルで追加割当を実施**する。IT-SCED段階で算定されたマージナルなReserve価格は最終的なReserve価格として位置付けられない。
 - 下図の場合、前項のASO時点におけるInflexible Reserveの割当先との変化がなく、IT-SCED時点での推奨追加割当量は無いことが示されている。FlexibleなResourcesは直前のRT-SCEDまで引き付けて最終的な割当量が決定されるため、未約定である。

Synchronized Reserve:IT-SCEDにおける約定処理

Real-Time ITSCED Synch Reserve Clearing Example				
Synch Reserve Requirement = 35 MW; Market Interval = 10:15				
Resource	In-Flexible	SR Capability, MW	Effective Cost, \$/MWh	SR Cleared, MW
A	No	10	\$0.80	0
B	No	10	\$0.70	5
C	No	10	\$1.20	0
D	Yes	10	\$0.15	10
E	Yes	10	\$0.60	10
F	No	10	\$0.20	10
All eligible reserve resources are considered for clearing.		The Effective Cost is the sum of the resource-related offer costs plus opportunity cost from the joint optimization.		Resource B is marginal but no SR MCP is published from ITSCED and not financially binding.

出所)PJM, “Current Offer Structure and Pricing Outcomes for Reserve”, p.17, 2023年11月26日 より三菱総合研究所作成

Reserveの約定方法(6/7):RT-SCEDにおける約定処理



- リアルタイム市場では実需給1時間から複数回の約定処理が実施され、3段階目にRT-SCEDが実施される。Synchronized Reserveを**供出可能なflexible resourceのみが約定対象**となり、各リソースの実効コスト(effective cost)を算出し、Reserve必要量を満たすまでメリットオーダー順に約定させる。
 - ASO, IT-SCEDで決定されたInflexible Reserveの割当量は、所与の条件として考慮される。
- RT-SCEDは実需給10分前の情報に基づいて、実需給5分コマのflexible ReserveとkWh(Energy)の割当量を同時最適(Co-opt)するために実行される。但し、RT-SCED段階で算定されたマージナルなReserve価格は最終的なReserve価格として位置付けられず、次項のLPCによって価格算定が実施される。
 - 下図の場合、ASO及びIT-SCEDで事前に決定されたInflexibleなResource D,Eを所与のリソースとし、更にFlexibleなResource F及びCをメリットオーダー順に約定させ、最終的な約定量を決定する。

Synchronized Reserve:RT-SCEDにおける約定処理

 Real-time RTSCED Synch Reserve Clearing Example				
Synch Reserve requirement = 35 MW Market Interval = 10:15				
Resource	In-Flexible	SR Capability, MW	Effective Cost, \$/MWh	SR Cleared, MW
A	No	10	\$1.80	0
B	No	10	\$1.60	0
C	No	10	\$1.20	5
D	Yes	10	\$0.15	10
E	Yes	10	\$1.40	10
F	No	10	\$0.40	10
All eligible flexible reserve resources are considered for clearing		The inflexible reserve MW committed from upstream offsets the reserve requirement		The Effective Cost is the sum of the resource related offer costs plus opportunity cost from the joint optimization
				Resource C is marginal but no SR MCP published from RTSCED

出所)PJM, "Current Offer Structure and Pricing Outcomes for Reserve", p.18, 2023年11月26日より三菱総合研究所作成

Reserveの約定方法(7/7):LPCにおける価格算定

- 実需給5分コマが終了後、Locational Pricing Calculator (LPC)によって各5分コマのリアルタイム価格(LMP, Regulation, Reserve)が算出される。
- Reserveのリアルタイム価格を決定する権利を有する電源は、RT-SCEDによって決定されたFlexible Reserveのみであり、RT-SCED以前に決定されたInflexible Reserveは約定価格算定に用いられない。
- 下図の場合、約定済み(Cleared)かつFlexible ResourceはC及びFであり、このうち実効コストが高いResource Cがマージナル電源となる。したがって、Resource Cの実効コストをSynchronized Reserveの約定価格(Marginal Clearing Price)と決定し、価格算定結果を通知・精算を実施する。

Synchronized Reserve:LPCにおける価格算定



Real-time LPC Synch Reserve Pricing Example

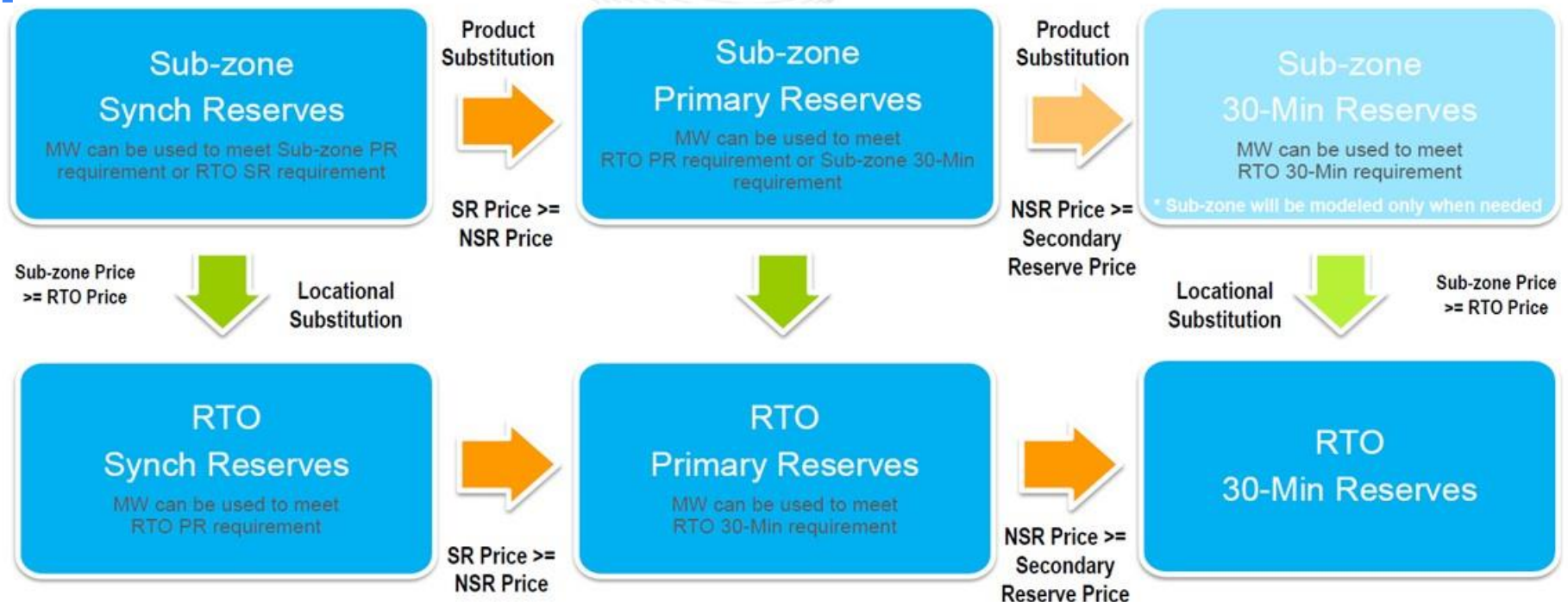
Synch Reserve requirement = 35 MW Market Interval = 10:15					
Resource	In-Flexible	SR Capability, MW	Effective Cost, \$/MWh	SR Cleared, MW	SR MCP, \$/MWh
A	No	10	\$1.80	0	1.2
B	No	10	\$1.60	0	
C	No	10	\$1.20	5	
D	Yes	10	\$0.15	10	
E	Yes	10	\$1.40	10	
F	No	10	\$0.40	10	
Only eligible flexible reserve resources are considered for pricing		The inflexible reserve resources committed from upstream of RTSCED are not eligible to set reserve MCP		The Effective Cost is the sum of the resource related offer costs plus opportunity cost from the joint optimization	
Resource C is marginal and sets the SR MCP that is published and used in Settlement					

出所)PJM, “Current Offer Structure and Pricing Outcomes for Reserve”, p.18, 2023年11月26日 より三菱総合研究所作成

各電源へのRTO及びSub-zoneにおけるReserve価値の振り分け

- Reserveの需要曲線はRTO全体及びSub-zoneにおいて、Synchronized, Primary, 30-minutesの3種類が作成される。
- 入札した電源のSub-zone及びRTOの各Reserve価値への振り分けは、要件が厳しい価値から順番に行われる。
- Sub-zoneにおけるSynchronized Reserveは最も要件が厳しいため、この要件を満たす電源は優先的に振り分けられ、この要件を満たさない電源はRTO全体でのSynchronized ReserveやSub-zoneのPrimary Reserveを提供する電源として振り分けが行われる。この電源の振り分けはRTO全体での30-Min Reservesまで実施される。
- 前述の通り、各Reserve価値のシャドウプライスは要件が厳しい価値の方が高くなるように設定されており、例えば、下表におけるSub-zone Synchronized Reserve価値を提供する電源の約定価格は他のReserve価値のシャドウプライスを全て足し合わせた価格となる。

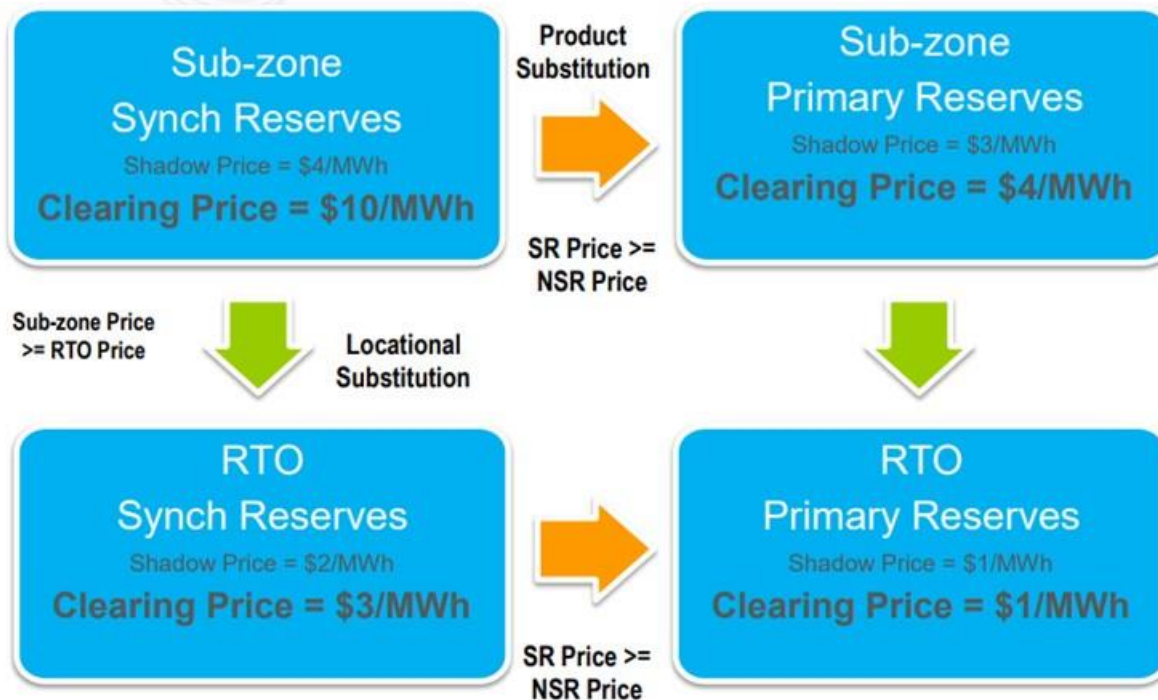
RTO/Sub-zoneにおけるReserve価値の振り分け



(例)各Reserve価値のシャドウプライスを基にした各価値の価格

- 前述の通り、Sub-zone及びRTOの各Reserve価値は提供可能な価値を基にして決定される。
- 下図のようにReserve市場に入札した各電源に対して、各Reserve価値への振り分けを実施した場合、Sub-zoneのSynchronize Reserveに約定された電源の約定価格は10 \$ /MWhとなる。
 - Sub-zoneのSynchronize Reserveに約定される電源はSub-zoneのPrimary Reserve、RTO全体のSynchronize Reserve及びPrimary Reserveの価値を提供することが可能であるため、各Reserve価値のシャドウプライスを合計し、 $4+3+2+1=10$ \$ /MWhとなる。

RTO/Sub-zoneにおける各Reserveの価格決定



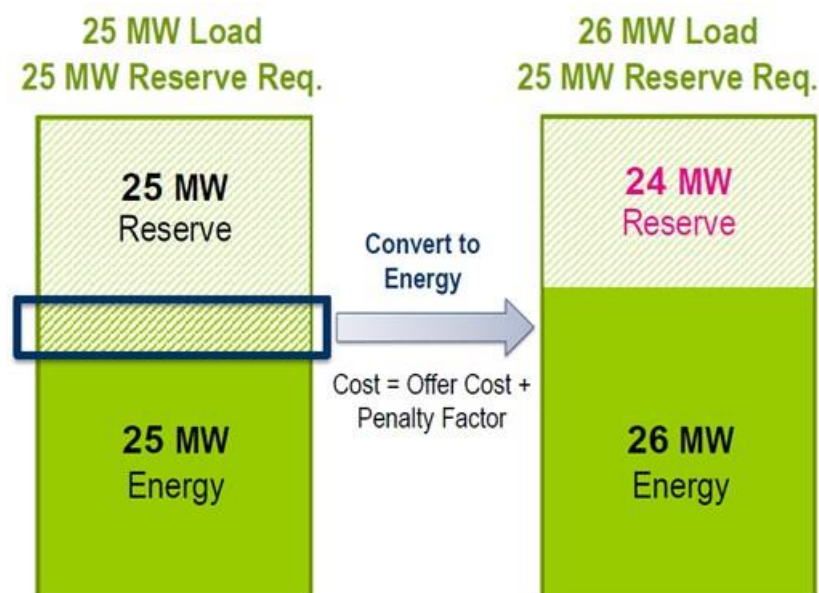
- サブゾーンのSR清算価格 = \$10/MWh
($4/\text{MWh} + \$3/\text{MWh} + \$2/\text{MWh} + \$1/\text{MWh}$)
 - サブゾーンのSR 1MW は、4つの予備力要件すべてを満たすため。
- サブゾーンPR清算価格 = \$4/MWh
($\$3/\text{MWh} + \$1/\text{MWh}$)
 - サブゾーンPRのシャドウプライス + RTO PRのシャドウプライス
- RTO SR清算価格 = \$3/MWh
($\$2/\text{MWh} + \$1/\text{MWh}$)
 - RTO SRシャドウプライス + RTO PRシャドウプライス
- RTO PR清算価格 = \$1/MWh
 - 左図の例では、RTO PRは他の価値を提供できない。

Reserve不足時の価格補正の仕組み-Shortage pricing-

- Reserve不足が発生した場合、リアルタイム価格(RT-LMP)とreserve価格を人為的に価格を引き上げるShortage pricingという仕組みが存在する。ReserveのPenalty factorを考慮し、引き上げ幅が決定される。(ただし上限価格有)
- Energy marketにおける増分燃料費の入札価格は上限2,000\$/MWhだが、Reserve不足時には更に最大1,700\$/MWh(Penalty factor:850\$/MWhの2倍)が加算され、合計で3,700\$/MWhまで引き上がる。これが市場価格(LMP)に反映される。

Reserve調達不足のイメージ

- 左図:25MWのReserve必要量を充足しているため、shortage pricingは適用されない。
- 右図:1MW分のReserveがkWhとして転換され、Reserve必要量を充足できず、市場価格(LMP)とreserve約定価格は、オファー価格にPenalty factorを考慮した価格となる



区分	上限価格
Synchronized Reserve	1,700\$/MWh ※penalty factorの2倍
Non-Synchronized Reserve	1,275\$/MWh ※penalty factorの1.5倍
Secondary Reserve	850\$/MWh ※penalty factorの1倍
Energy	3,700\$/MWh うち、Energy Offer:2,000\$/MWh Penalty factor:850\$/MWhの2倍

Synchronized Reserveの収入算定

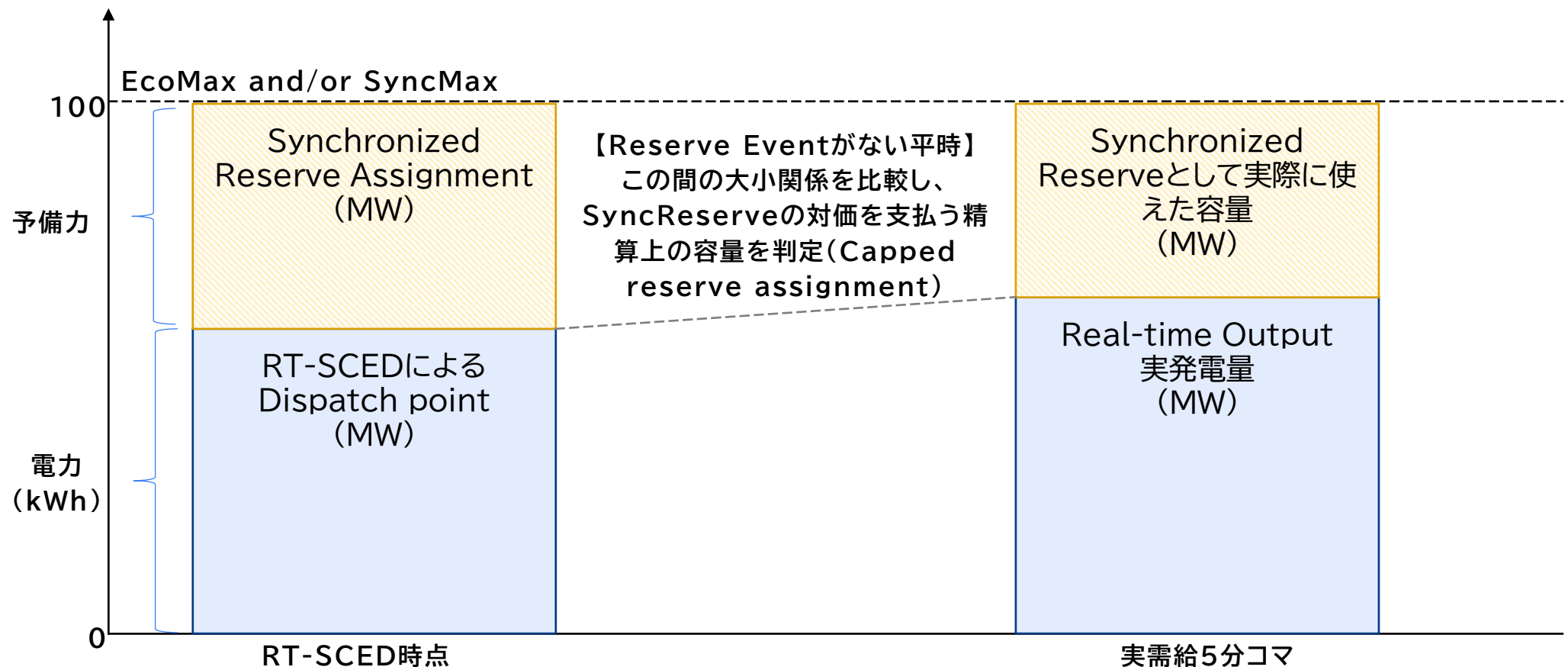
- Synchronized Reserveの収入は前日市場及びリアルタイム市場のそれぞれにおける割当量とそのコマにおける価格に応じて支払われる。
- リアルタイム市場における収入は上限付きリアルタイム市場における割当量から前日市場における割当量を差し引いた分に対して支払われる。卸電力市場と同様のTwo Settlement方式が採用されていると考えられる。

Reserve商品	収入算定方法	PJMの取得情報
Day-ahead Synchronized Reserve	Day-ahead Synchronized Reserve Market Clearing Price Credit $= \text{Day-ahead Synchronized Reserve MW} * \text{DA SRMCP}$ 前日市場におけるSynchronized Reserve市場における収入 $= (\text{前日市場におけるSynchronized Reserveの割当量}) \times (\text{前日市場におけるSynchronized Reserve市場の精算価格})$	• Day-ahead Synchronized Reserve assignments (pool/self-scheduled) (MWh) • Day-ahead Synchronized Reserve Market Clearing Price (DA SRMCP) (\$/MWh)
Balancing Synchronized Reserve	Balancing Synchronized Reserve Market Clearing Price Credit $= ((\text{Capped Real-time Synchronized Reserve Assignment} - \text{Day-ahead Synchronized Reserve Assignment}) * \text{RT SRMCP}) / 12$ リアルタイム市場におけるSynchronized Reserve市場における収入 $= (\text{上限付のリアルタイム市場における割当量} - \text{前日市場における割当量}) \times (\text{リアルタイム市場におけるSynchronized Reserve市場の精算価格}) / 12$ ※Capped Real-time Synchronized Reserve Assignment については後述	• Real-time Synchronized Reserve assignments (pool/self-scheduled) (MWh) • Economic Maximum MW • Real-time Synchronized Reserve Maximum MW • Real-time MW output • Day-ahead Synchronized Reserve assignments (pool/self-scheduled) (MWh) • Real-time Synchronized Reserve Market Clearing Price (RT SRMCP) (\$/MWh) • Synchronized Reserve Shortfall MW

出所)PJM, “PJM Manual28”, 閲覧日:2024年2月9日, <https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m28.ashx> より三菱総合研究所作成

【参考】Capped Real-time Synchronized Reserve Assignment の計算イメージ

- Capped Real-time Synchronized Reserve AssignmentはSynchronized eventが発生するか否かによって、算定方法が変わる。
 - Synchronized event発生時にはCapped Real-time Synchronized Reserve AssignmentはSynchronized Reserve Assignmentとなる。
 - Synchronized eventが発生していない時は、予備力として実際に活用することが出来た量をCapped reserve assignmentとする。



Reserveの費用精算

- PJMの市場参加者はReserve調達量に対する精算義務(“Synchronized Reserve Obligation”)を担っており、Synchronized Reserve Obligationの大きさは買い手の需要シェア、相対調達量や市場調達分によって計算される。
 - Non-Synchronized Reserve及び30-minutes Reserveも同様に需要シェア、相対調達量や市場調達分によって計算される。
- LSEのSynchronized Reserve費用の負担額は、前日市場とリアルタイム市場のそれぞれに対して総額からSynchronized Reserve Obligationの大きさに応じて按分がされる。
 - RTOとサブゾーンの価格が異なる場合には、LSEの負担額はゾーン別の需要に応じて按分して求められる。

Reserve費用負担額の算定

費用区分		算定方法
Reserveの 調達費用	Reserveを調達した 事業者を支払われる費 用総額	Total Synchronized Reserve Market Clearing Price Credits = Day-ahead Synchronized Reserve Market Clearing Price Credits + Balancing Synchronized Reserve Market Clearing Price Credits – Synchronized Reserve Shortfall Charge (Reserve費用の合計額) = 前日市場でのReserveの精算合計額 + リアルタイム市場でのReserveの精算合計額 – Reserveを提供出来なかった事業者に対する課徴金(Reserve Shortfall Charge)
	LSE負担割合の算定	Synchronized Reserve Obligation Share = ((Load Ratio Share * Total PJM Real-time Synchronized Reserve assigned) – Synchronized Reserve MW Purchased + Synchronized Reserve MW Sold) / Total PJM Real-time Synchronized Reserve assigned (各LSEの)Reserve割当量 = (各LSEの需要シェア × 総Reserve調達量 – Reserve購入量 + Reserve売却量) ÷ PJM Reserve総割当量(相対取引分の補正後)
Reserveの 費用精算	費用負担額の計算	Synchronized Reserve Market Clearing Price Charges = Total Synchronized Reserve Market Clearing Price Credits * Synchronized Reserve Obligation Share (各LSEの)費用負担額 = (Reserve費用の合計額) × (各LSEの)Reserve割当量

出所)PJM, “PJM Manual28”, 閲覧日:2024年2月9日, <https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m28.ashx> より三菱総合研究所作成

応動できなかったReserveリソースに対するペナルティ



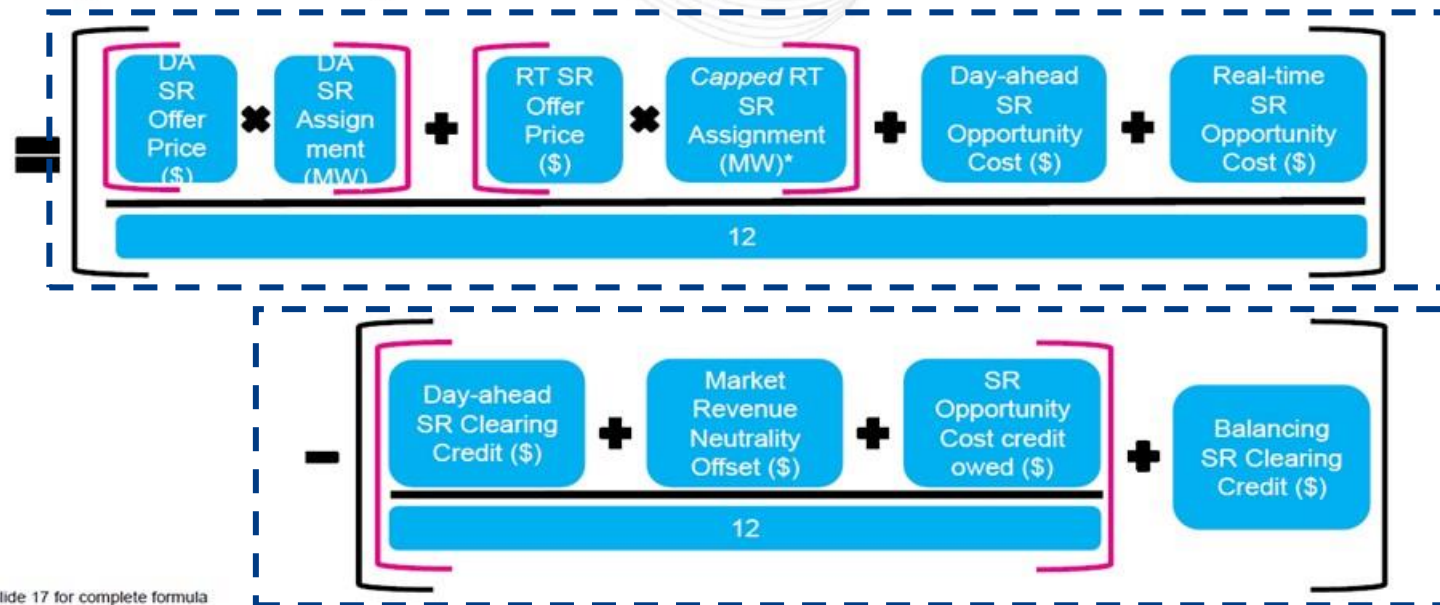
- Reserve event中にReserve価値を提供出来なかったリソースに対してはペナルティが発生し、遡及的に費用を支払うことになる。
 - Reserveイベントにあるリソースが対応できなかった時、他のリソースの出力を調整することでReserveに対応できた場合はペナルティを支払う必要がない。

	算定方法
Reserve Shortfall Charge	Retroactive Penalty Charge for resources with a shortfall $= \text{Retroactive Penalty MW} \times \text{RT SRMCP} / 12$ • $\text{Retroactive Penalty MWs} = \text{Min} (\text{Synchronized Reserve Shortfall Charge MW, Capped Real-time Synchronized Reserve assignment})$ リザーブの提供不足のリソースへの遡及的なペナルティ料金 = 遡及的ペナルティ出力 × RT SRMCP / 12 • 遡及的ペナルティ出力 = 最小値 (同期予備不足料金MW、上限付リアルタイム同期予備割当)
LSEへのReserve Shortfall Chargeの遡及的な精算	Retroactive Penalty Charge for LSEs without a Synchronized Reserve shortfall $= \text{Total PJM Retroactive Penalty Charges} \times -1 \times \text{Synch Reserve Obligation Ratio Share}^{\ast}$ 同期予備不足のないLSEのための遡及的ペナルティ料金 $= \text{合計遡及的ペナルティ料金} \times -1 \times \text{同期予備義務比率シェア}^{\ast}$ ※遡及的ペナルティ料金を受ける事業者の割当量を除く

Reserve Lost Opportunity Costの費用支払い

- Synchronized Reserve Lost Opportunity Costは以下の計算式で算出される。
- 前日及びリアルタイム市場における応札価格に基づくReserveコストから実際に得られた収入を差し引いた価格をReserveのLOCとして支払われる。

• Synchronized (5-min Interval)



Reserveコスト

: 前日及びリアルタイム市場における約定価格と約定量に基づいたコスト

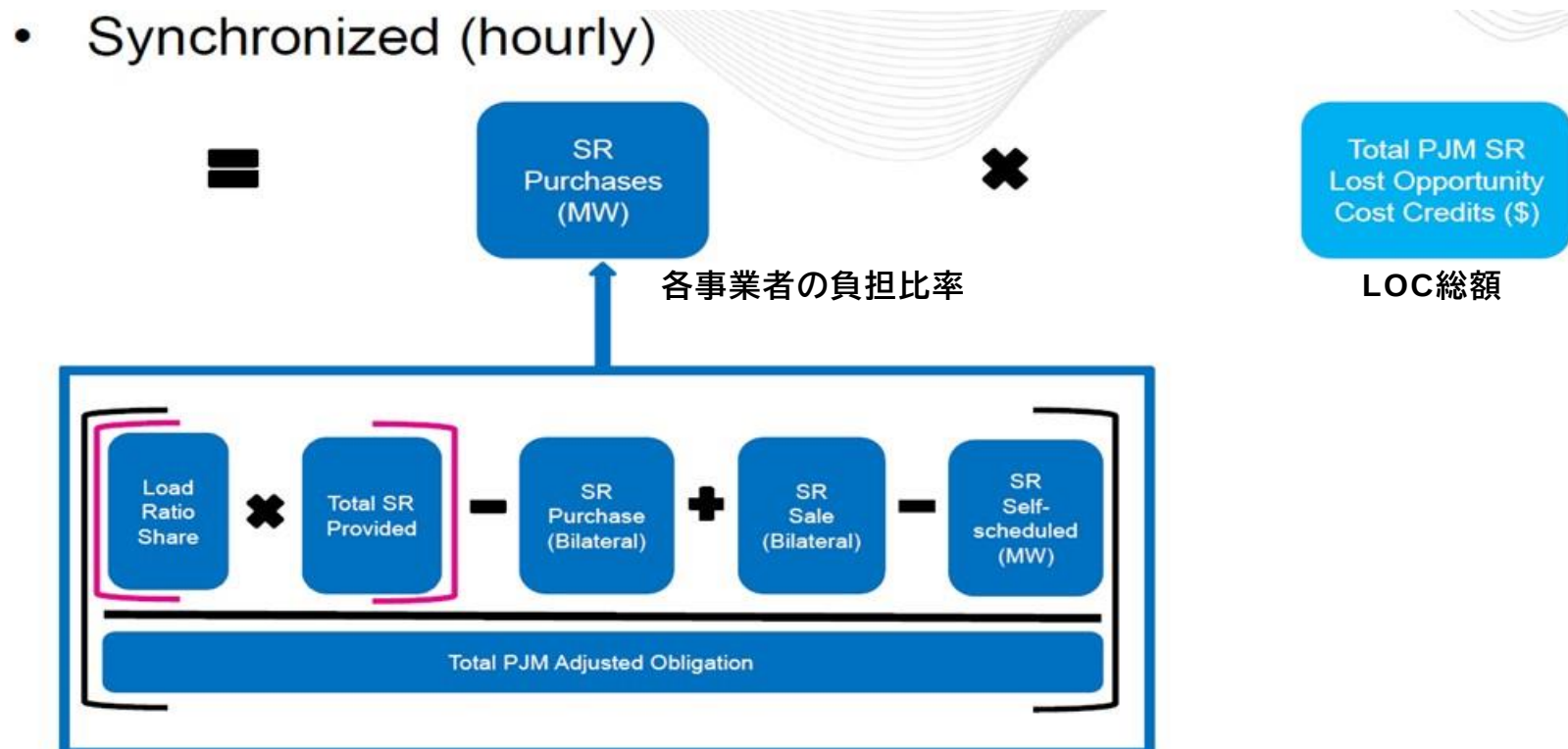
Reserve収入

: 前日及びリアルタイム市場における約定価格と約定量に基づいた収入^注

注) Market Revenue Neutrality Offset によって想定収入と実際の獲得収入は調整する。

Reserve Lost Opportunity Costの費用精算

- 各事業者のLOC負担額はLOC総額に各事業者の負担比率を掛けることで1時間毎に計算される。
- 各事業者の負担比率は、全体の負荷に占める事業者の負荷の割合から相対契約分並びにセルフスケジュール分を差し引いた量を基に決定される。



出所)PJM, "Reserve Price Formation:Implementation", 閲覧日:2024年2月9日, <https://www2.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/2022/20220621-special-session-reserve/item-01---reserve-price-formation-implementation---education.ashx> より三菱総合研究所作成

Day-ahead Reserveの収入計算方法

- 例えば、以下のようなExample1とExample2におけるDay-aheadでの収入はそれぞれの約定量と約定価格によって収入は決定される。

	Example 1		Example 2	
	Day-ahead	Real-time	Day-ahead	Real-time
Eco Max (MWh)	350	350	350	350
Energy (MWh)	300	325	285	315
LMP (\$/MWh)	\$40.00	\$50.00	\$40.00	\$50.00
SR Max (MWh)	350	350	350	350
SR MW (MWh)	50	25	50	25
SRMCP (\$/MWh)	\$15.00	\$25.00	\$15.00	\$15.00
SecR MW (MWh)	0	0	15	10
SecRMCP (\$/MWh)	\$10.00	\$9.00	\$10.00	\$9.00
NSR MW (MWh)	0	0	0	0
NSRMCP (\$/MWh)	\$5.00	\$6.00	\$5.00	\$6.00



$$50 \times 15 = \$750$$



$$50 \times 15 + 15 \times 10 = \$1000$$

出所) PJM, "Reserve Price Formation: Implementation", 閲覧日: 2024年2月9日, <https://www2.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/2022/20220621-special-session-reserve/item-01---reserve-price-formation-implementation---education.ashx> より三菱総合研究所作成

Balancing Reserveの収入計算方法

- 例1におけるBalancing Reserveの収入は以下のようにSynchronized Reserve計算される。

	Example 1	
	Day-ahead	Real-time
Eco Max (MWh)	350	350
Energy (MWh)	300	325
LMP (\$/MWh)	\$40.00	\$50.00
SR Max (MWh)	350	350
SR MW (MWh)	50	25
SRMCP (\$/MWh)	\$15.00	\$25.00
SecR MW (MWh)	0	0
SecRMCP (\$/MWh)	\$10.00	\$9.00
NSR MW (MWh)	0	0
NSRMCP (\$/MWh)	\$5.00	\$6.00

Real-time SR Credit

$$\begin{aligned}
 &= (\text{Min}(\text{SR MW}, \text{Min}(\text{SR MAX}, \text{Eco Max}) - \text{Energy}) - \text{Day-ahead SR}) \times \text{SRMCP} \div 12 \\
 &= (\text{Min}(25, \text{Min}(350, 350) - 325) \times 25 \div 12 \\
 &= \$ 52.08
 \end{aligned}$$

Balancing Reserveの収入計算方法

- 例2におけるBalancing Reserveの収入は以下のようにSynchronized ReserveとSecondary Reserveで計算される。

	Example 2	
	Day-ahead	Real-time
Eco Max (MWh)	350	350
Energy (MWh)	285	315
LMP (\$/MWh)	\$40.00	\$50.00
SR Max (MWh)	350	350
SR MW (MWh)	50	25
SRMCP (\$/MWh)	\$15.00	\$15.00
SecR MW (MWh)	15	10
SecRMCP (\$/MWh)	\$10.00	\$9.00
NSR MW (MWh)	0	0
NSRMCP (\$/MWh)	\$5.00	\$6.00

Real-time SR Credit

$$\begin{aligned}
 &= (\text{Min}(\text{SR MW}, \text{Min}(\text{SR MAX}, \text{Eco Max}) - \text{Energy}) - \text{Day-ahead SR}) \times \text{SRMCP} \div 12 \\
 &= ((\text{Min}(25, \text{Min}(350, 350) - 315)) - 50) \times 25 \div 12 \\
 &= ((25 - 50) \times 25) \div 12 \\
 &= \$52.08
 \end{aligned}$$

Real-time SecR Credit

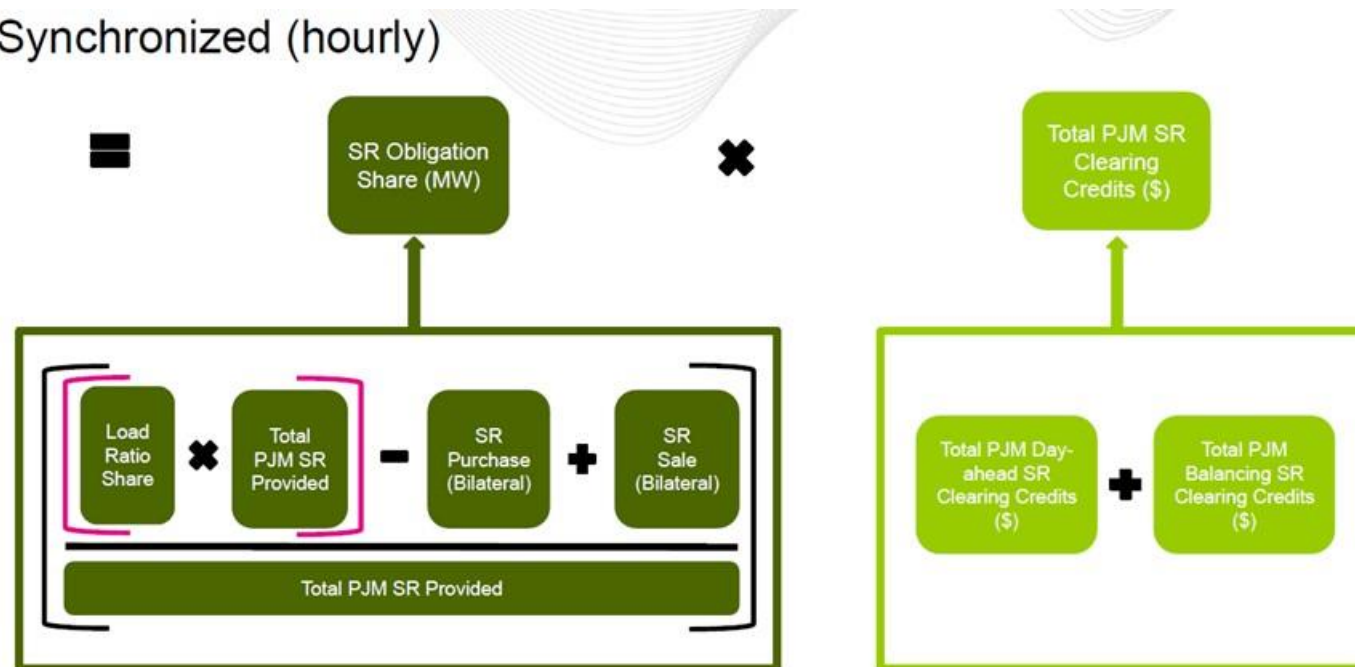
$$\begin{aligned}
 &= (\text{Min}(\text{RT SecR MW}, \text{Min}(\text{RT SecR MAX}, \text{Eco Max}) - \text{RT Generation} - \text{RT SR}) - \text{Day-ahead SecR}) \times \text{RT SecRMCP} \div 12 \\
 &= (\text{Min}(10, \text{Min}(350, 350) - 315 - 25) - 15) \times 9 \div 12 \\
 &= (10 - 15) \times 9 \div 12 \\
 &= \$3.75
 \end{aligned}$$

Synchronized Reserve 調達額の負担比率の計算方法



- Synchronized Reserveの事業者の負担比率(SR Obligation Share)は負荷率をベースとして、相対契約でのSR分の売買を調整して算出される。
- 各事業者のSynchronized Reserveの負担額はPJMにおけるSynchronized Reserveの合計額(前日及びリアルタイム市場)に対する各事業者のSR Obligation Shareを掛けることで試算される。
 - 例えば、相対契約を実施していない事業者Aの負荷比率が10%、PJMでのSRの合計値が250MW、SR Creditの合計額が\$1000の時、費用負担額は\$100となる。

- Synchronized (hourly)



ある事業者Aの負荷比率が10%、PJMのSRの合計値が250MW、一時間あたりのSR Creditの合計額が\$1,000の時
事業者Aの費用負担額は以下のように計算される。

$$\text{SR Obligation Share} = ((10\% \times 250) - 0 - 0) / 250 = 0.1 \text{ MW}$$

$$\text{SR Charge} = 0.1 \times \$1,000 = \$100$$

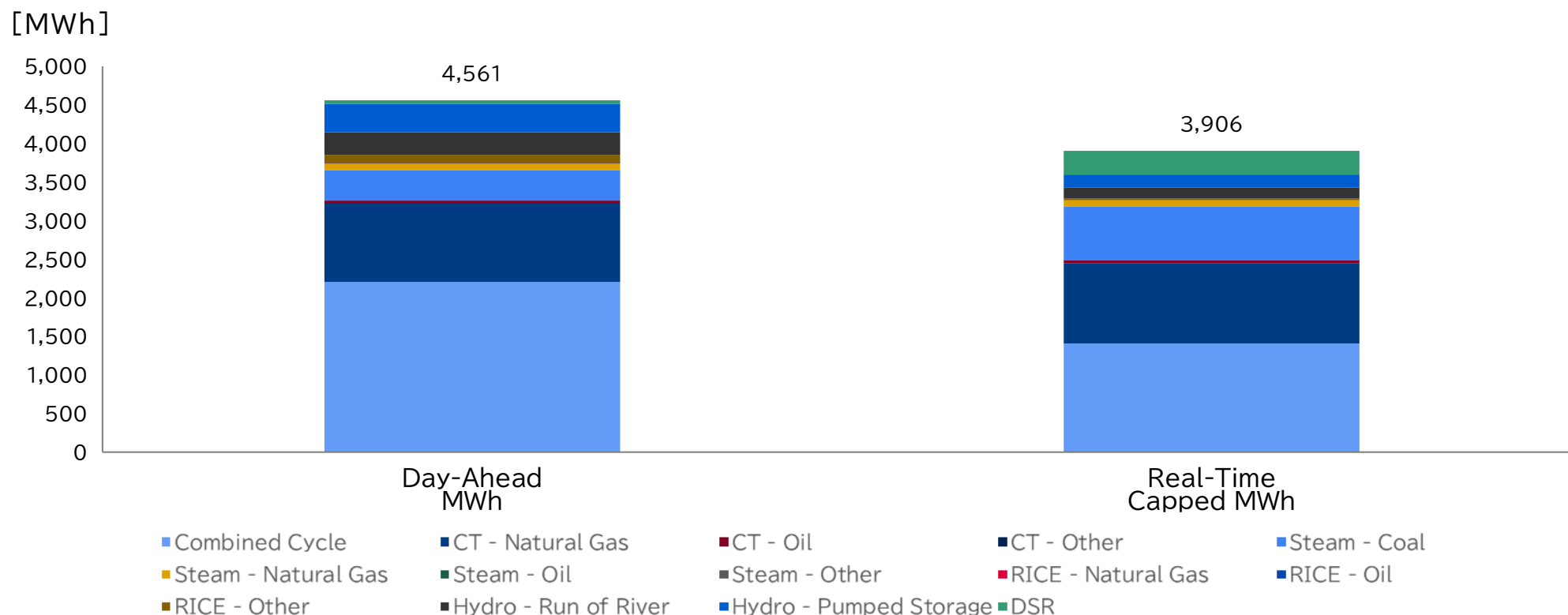
出所)PJM, "Reserve Price Formation:Implementation", 閲覧日:2024年2月9日, <https://www2.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/2022/20220621-special-session-reserve/item-01---reserve-price-formation-implementation---education.ashx> より三菱総合研究所作成

2022年10月～12月におけるSynchronized Reserveの電源種別約定量



- 制度変更後の2022年10月～12月におけるSynchronized Reserveの電源種別の約定量は以下に示す通りであり、前日市場の方がリアルタイム市場よりも約定量が多い。
 - 片方の市場で約定したReserveがもう一方の市場で約定する必要はなく、もう一方での約定が保証されるものでもないため、このような差が生まれる。なお、前日とリアルタイムとの差分はTwo Settlement方式で精算される。
 - 但し、電力需要が高まる冬季の3か月データしか示されていないため、本データをもってReserve市場の傾向を判断することには留意が必要である。

前日及びリアルタイム市場におけるSynchronized Reserveの電源種別約定量

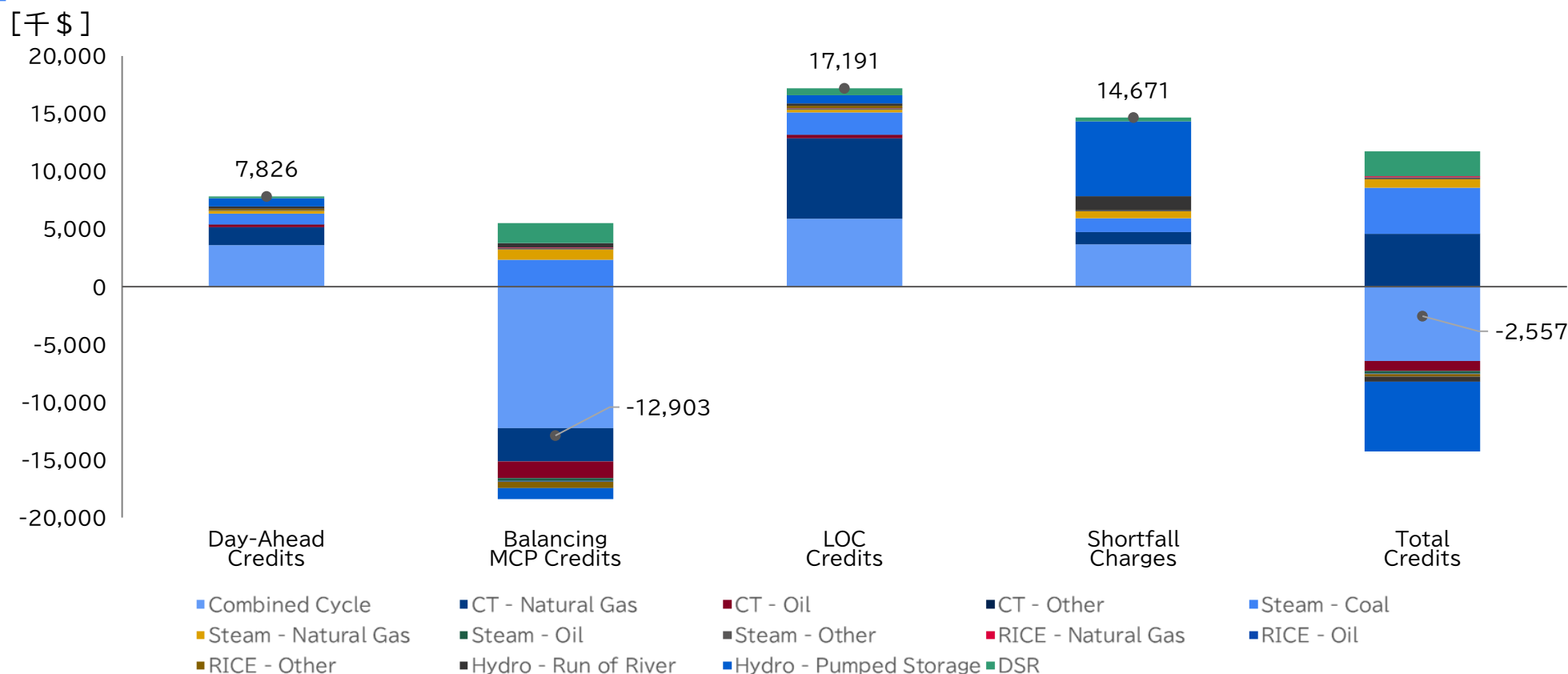


出所)Monitoring Analytics, “2022 State of the Market Report for PJM”, 閲覧日:2024年2月9日,
[https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM State of the Market/2022/2022-som-pjm-sec10.pdf](https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM%20State%20of%20the%20Market/2022/2022-som-pjm-sec10.pdf) より三菱総合研究所作成

2022年10月～12月におけるSynchronized Reserveの電源種別精算価格

- 当該機関において、火力電源の多くがリアルタイム市場よりも前日市場で多く約定されていることから、前日とリアルタイムにおける差分がTwo Settlement方式によって精算され、火力電源のリアルタイム市場での精算額(Balancing MCP Credits)は負となっている。また、コンバインドサイクルや揚水火力はReserveに応動できなかったことに対するペナルティが大きい。
- 但し、電力需要が高まる冬季の3か月データしか示されていないため、本データをもってReserve市場の傾向を判断することには留意が必要である。

電源種別のSynchronized Reserveの精算価格

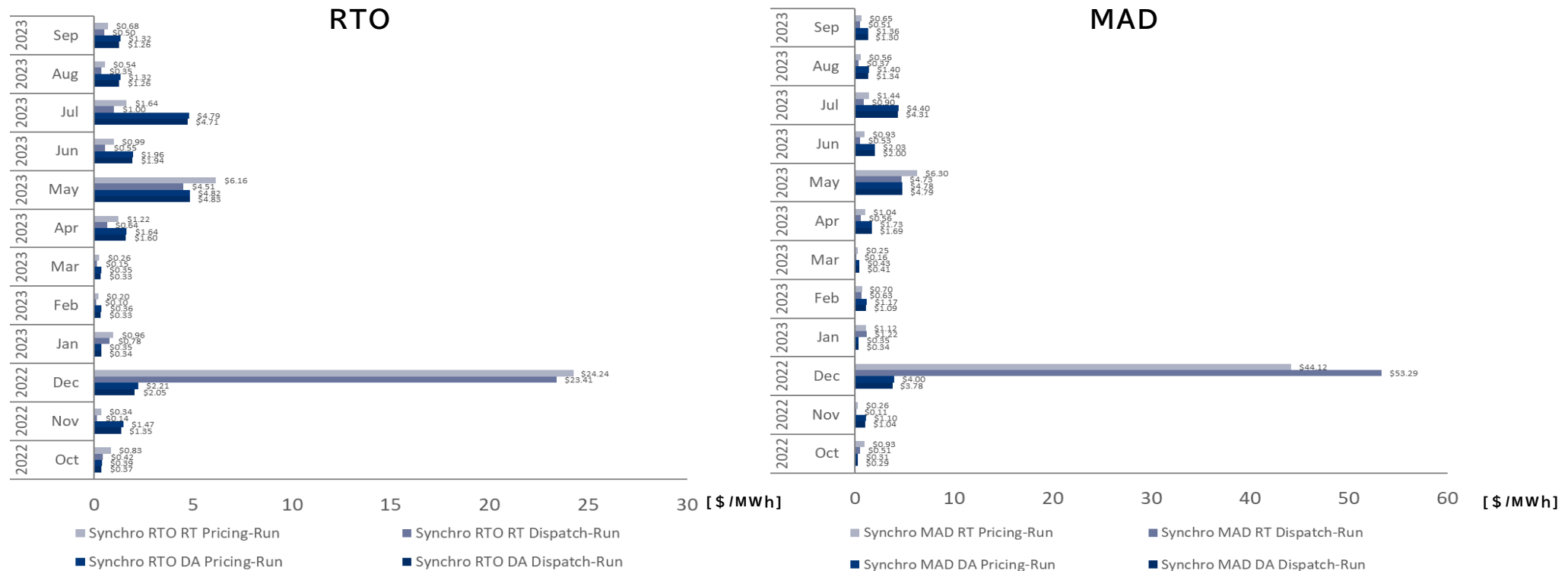


出所)Monitoring Analytics, “2022 State of the Market Report for PJM”, 閲覧日:2024年2月9日,
[https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM State of the Market/2022/2022-som-pjm-sec10.pdf](https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM%20State%20of%20the%20Market/2022/2022-som-pjm-sec10.pdf) より三菱総合研究所作成

2022年10月～2023年9月における Synchronized Reserveの月別平均約定価格推移

- 2022年10～2023年9月におけるSynchronized Reserveの約定量に応じた約定価格の加重平均値の推移は以下の通りである。
- RT市場における約定価格の方がDA市場における約定価格よりも高い傾向がある。また、Pricing-Runでの価格はDispatch-runでの価格よりも高い傾向がある。
 - 2022年12月は厳気象対応によってSynchronized Reserveの価格は急騰した。
 - RTOはPJM全体を示しており、MAD(Mid-Atlantic Dominion)はPJMの東側のサブゾーンエリアである。
 - Dispatch-runはSCEDを実施するタイミングでの価格を表し、pricing-runはLMPを算定するタイミングでの価格を表す。

ゾーン/RTOのDA市場及びRT市場におけるSynchronized Reserveの月別平均約定価格推移



注) PJMでは、2022年10月からReserveに関する制度変更がなされたことを踏まえて、2022年10月以降の月別推移を記載

出所) Monitoring Analytics, "PJM State of the Market - 2023", 閲覧日: 2024年2月9日, [https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM State of the Market/2023/2023q3-som-pjm-sec10.pdf](https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM%20State%20of%20the%20Market/2023/2023q3-som-pjm-sec10.pdf) より三菱総合研究所作成

【参考】Day-aheadとReal timeにおけるReserveの扱い

- Reserveは前日市場(Day-ahead)とリアルタイム市場(Real time)においてkWhとの同時最適化(Co-opt)が実施されているが、前日市場で約定したリソースが事前調達され、実需給で応動している訳ではない。
- PJMおよびMonitoring Analyticsによると、前日市場で約定(assignment)されたリソースはリアルタイムにおける応動義務を持たず、実需給前のRT-SCEDによって約定されたReal time Reserveが実需給での応動義務を有する。またMonitoring Analyticsによると前日市場で約定したリソースが、リアルタイムで同様に約定する義務は持たないとされる。
 - 応動義務は持たないと記載されるが、リアルタイムにおけるReserve確保の蓋然性等について別途精査が必要。

【Monitoring analytics: 2023 Quarterly State of the Market Report for PJM: January through September, p.581】

- Effective October 1, 2022, each product's reserve market has a day-ahead component and a real-time component. **The obligations of a reserve resource depend on its real-time assignment**, which in turn depends on how the resource clears the day-ahead and real-time markets. A resource that cleared one market is not guaranteed to have cleared the other market, and a resource that cleared both markets need not clear the same amount in real time as it did day ahead.

【訳】

- 2022年10月1日より、Reserve市場の各商品には前日とリアルタイムの2区分がある。**Reserveを提供するリソースの義務はリアルタイム割り当てに依存し**、さらにリソースが前日とリアルタイムの市場を約定する方法に依存する。一方の市場(前日またはリアルタイム)で約定したリソースが、他方の市場(リアルタイムまたは前日)で約定するとは限らない。両方の市場を約定したリソースは、前日市場の約定量と同量をリアルタイムで約定する必要はない。

【PJM, “Reserve Event Performance Measurement & Penalty Rules”, p.2】

- **Resources obligated to perform** are Generation, Hybrid Resources, Energy Storage Resources, and Economic Load Response resources that have a Real Time Synchronous Reserve Assignment.
 - **Resources with a DA Reserve Assignment but no Real Time Reserve Assignment have no performance obligation.**

【訳】

- リアルタイムにおけるSynchronous Reserve Assignmentを有するリソース(発電機、水力、蓄電リソース、DRリソース)は、応動する義務を有する。
 - 前日市場でのReserve Assignmentを持つが、リアルタイムにおけるReserve Assignmentを持たないリソースは、応動する義務を持たない。

出所) PJM, “Reserve Event Performance Measurement & Penalty Rules”, p.2, 2023年10月10日

Monitoring analytics, “2023 Quarterly State of the Market Report for PJM: January through September”, p.581 より三菱総合研究所作成

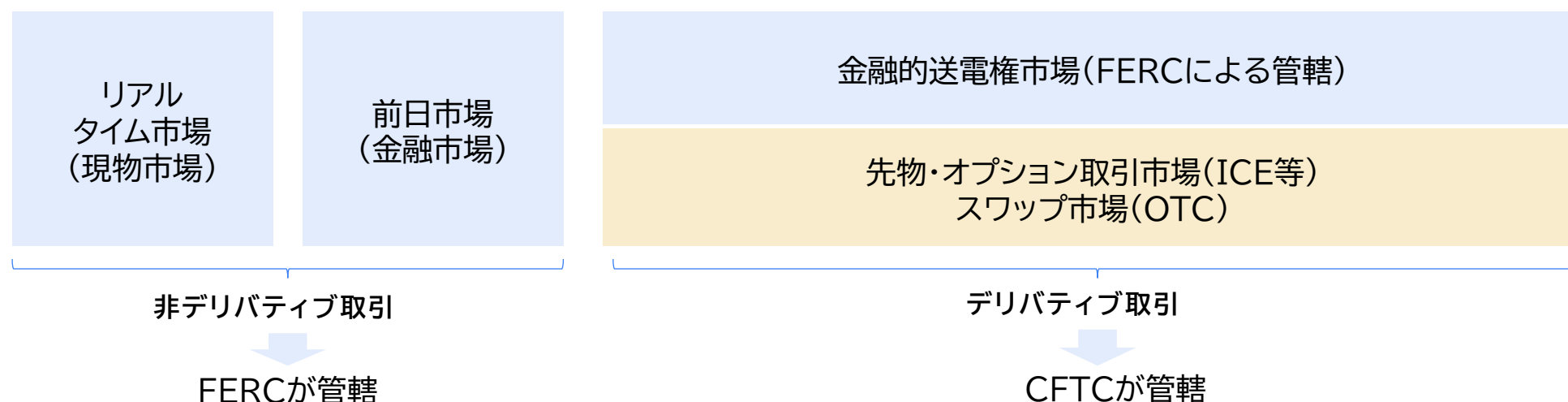
3. 電源差し替えと商先法、デリバティブ会計

米国PJM地域における電力取引とデリバティブの関係

- CFTC（商品先物取引委員会）はエネルギーの先物、オプション、スワップの取引についての独占的な管轄権を有し、FERCは前日市場、リアルタイム市場等の非デリバティブ取引について管轄する。もっとも、CFTCとFERCの管轄は排他的なものではなく、両者の管轄については長年の議論がある。
- PJMの前日市場は金融市場と見なされるが、デリバティブ市場としては分類されず、FERC管轄とされる。これは、リーマンショックを受けて、2010年に制定されたDodd Frank法で明確にされた。
 - 同法は、CFTCの排他的管轄権を先物契約からスワップに拡大したが、電力デリバティブの主要形態であるスワップ契約もこれに含まれる。一方、連邦動力法によってFERCが承認したtariffに基づく合意、契約、または取引に関する権限はFERCに留保されることも明記された(Dodd Frank法Sec.722(f))
- PJMが運営する市場の内、金融的送電権の取引は純然たるデリバティブであるが、FERCとCFTCとの協議により、FERCが管轄している※。

※FERCヒアリング(2024年2月実施)

米国PJMエリアにおける電力取引市場の管轄

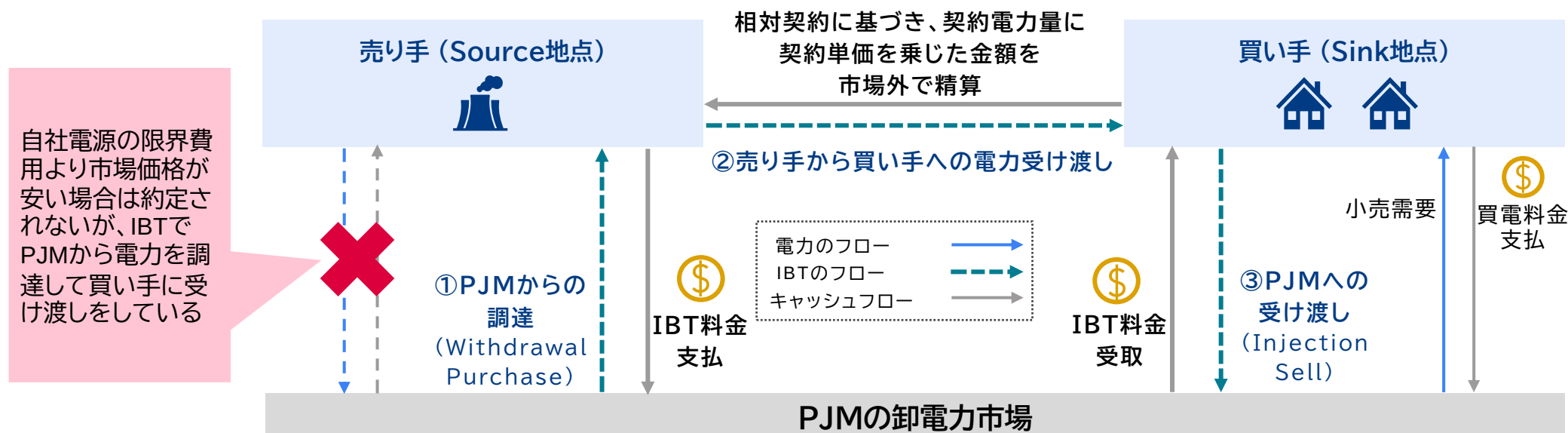


出所)Akin Gump Strauss Hauer & Feld LLP, "CFTC Proposal to Open FERC-Regulated Power Markets to Private Lawsuits Could Have Profound Implications for all Organized Electricity Market Participants", 閲覧日2023年10月27日, <https://www.akingump.com/en/insights/blogs/speaking-energy/cftc-proposal-to-open-ferc-regulated-power-markets-to-private-lawsuits#:~:text=The%20Dodd,ISO%20or%20ORTO%20trading%20facility>

IBTを利用した電源差し替え

- 相対電源をプールスケジュールで入札し、約定された場合は、Internal Bilateral Transaction (IBT)によって市場内の2社間の精算を相殺し、実質的に市場外の相対契約に正味のキャッシュフローを固定化することができる。(前章で記載の通り)
- 一方、相対電源をプールスケジュールで入札し、約定されなかった場合は、IBTによりPJMから自社電源の限界費用よりも安い価格で電力を調達して買い手に受け渡したことになる、これはすなわち相対電源の経済差し替えを実施していると解釈することができる。
- このようなIBTを利用した取引がデリバティブ取引に該当するのかどうかという点については、実際にPJMで市場取引を行っている発電事業者にはアリングを実施したが、アリング回答者によってその認識や解釈に相違がみられ、明確な回答が得られなかった。この点は、今後も追加調査が必要であると考えられる。

卸電力取引およびIBT取引のフロー・キャッシュフロー(売り手電源が約定しなかった場合)



出所) PJM担当者の回答を基に三菱総合研究所作成 ※説明上、混雑料金が発生しない平易なケースを想定した。実際のPJMにおける取引では、地点間値差が発生する可能性がある点に留意が必要である。

4. 市場約定時のトラブル、市場運営者の特別な機能・ガバナンス

- 緊急事態(Emergency)に対する運用計画
- 価格算定・約定トラブル時の対応
- PJMにおける精算方法

NERC:緊急事態に対する運用計画の策定

- NERC(North America Electric Reliability Corporation:北米電力信頼度協議会)が発効する”EOP-011-1 Emergency Operations”において、系統運用上の緊急事態を緩和するために、緊急事態に対する運用計画(Operating Plan)の策定を義務付け、実需給において緊急事態の発生が予想される場合ないし緊急事態が発生した場合は緊急事態アラート(Emergency Alert)を発令することが求められている。
- 上記に基づき、PJMやCAISOではEmergency operationを定めたマニュアル等が公開されている。
 - PJM:Manual 13: Emergency Operations
 - CAISO:System Emergencies

NERC:EOP-011-1 Emergency Operationsでの要件

要件(requirements)	
R1	各送電事業者は、その区域におけるオペレーション上の緊急事態(Emergencies)を軽減するために、Reliability Coordinatorがレビューした運用計画(Operating Plan)を1つ以上作成・維持・運用すること
R2	各Balancing Authorityは、そのBalancing Authority区域内の容量緊急事態(kW不足)および電力緊急事態(kWh不足)を軽減するため、Reliability Coordinatorがレビューした運用計画(Operating Plan)を1つ以上作成・維持・運用すること
R3	Reliability Coordinatorは、運用計画間で特定された信頼性リスクに関して、送電事業者またはBalancing Authorityから提出された運用計画(Operating Plan)をレビューすること
R4	送電事業者またはBalancing Authorityは、R3要件に従ってReliability Coordinatorが特定した信頼性リスクに対処し、Reliability Coordinatorが指定した期間内に運用計画(Operating Plan)を再提出すること
R5	Balancing Authority区域内の送電事業者またはBalancing Authorityから、緊急事態通知(Emergency notification)を受信したReliability Coordinatorは、受信後30分以内に、Reliability Coordinator区域内の他のbalancing Authorityや送電事業者、ならびに近隣のReliability Coordinatorに通知すること
R6	各Reliability Coordinatorは、balancing Authorityが潜在的な緊急事態または実際に緊急事態に陥った場合、別紙に記載されている通り、緊急事態アラート(Emergency Alert)を宣言する。

緊急事態に対する運用計画(Emergency Operation)

- NERC(北米電力信頼度協議会)の規定に基づき、PJMは緊急事態(Emergency conditions)に対する運転計画(Emergency Operation)を定めたマニュアルを整備しており、緊急事態下においてPJMおよびPJM域内の市場参加者に対する対応が規定されている。
- 本調査では、緊急事態(Emergency event, Emergency condition)として挙げられる項目のうち、供給ひっ迫・余剰時の対応(Capacity Emergencies)における緊急時運用計画について調査を実施した。

Manual 13: Emergency Operationの記載事項

- 赤枠で囲ったCapacity Emergenciesについて、以降のスライドで紹介

主な記載項目(大項目)	概要
Capacity Emergencies 供給ひっ迫・余剰時の対応	Reserve不足(Reserve Shortage): PJM域内におけるReserve不足が不足し、適切なReserveを確保できない場合のオペレーションを規定。 軽負荷時の手順(Light Load Procedures): セルフスケジュール電源とスケジュール電源の最小発電量の合計出力に2,500MWのマージンを上乗せした出力に対し、PJMの需要予測値がその値を下回る供給余剰時のオペレーション(Minimum Generation Emergency procedures)を規定。
Weather/Environmental Emergencies 厳気象対応	厳気象の発生を特定する方法や、厳気象に備えて追加容量を確保、ないし必要な発電所に必要な人員を配置する場合の手順について規定。
Sabotage/Terrorism Emergencies 人為的脅威への対応	電力システムの信頼性や電源脱落を誘発する意図的・計画的な妨害やイベントが予想される場合、保守的な運用手順について規定。
Transmission Security Emergencies 送電制約時の対応	送電制約(高負荷、定電圧)の予測や対応方法、送電制約を制御するための緊急手順について規定。

緊急時対応の概要

- PJMから市場参加者や関係部局等に対し、緊急事態が差し迫っていることを発報する仕組みが定められている。通常、緊急事態のひっ迫度合いに応じて4段階(Advisory, Alerts, Warnings, Actions)の区分が存在する。必ずしもひっ迫度合いの低い区分から順に発報される訳でなく、必要性が認められた段階で任意の発報がなされる。
- 緊急事態の種類に応じ、各発報区分におけるアクションの詳細がマニュアル上に定められている。

緊急時対応(Emergency Operation)の区分(※詳細は緊急事態の種類に応じて異なる)

区分		概要
～実需給 1日前	Advisory 周知	- 緊急事態に関する意識を高めるために実需給の1日前以上に発出される。緊急時対応に向けた準備を行う必要はない。 - 現状は、厳寒周知(Cold Weather Advisories)と供給余剰周知(Minimum Generation Advisories)にのみ発出される。
	Alerts 注意報	- 影響を受ける全てのシステム担当者にPJMの予測・ステータスを通知し、緊急時対応の事前準備の時間を与えるために実需給の1日以上前に発出される。 - 注意報(Alerts)の発出は、直ちに緊急時対応(Emergency Operation)の必要性があることを示すものではない。
～実需給当日	Warnings 警報	- 系統運用の信頼性や容量不足、不測の事態といった緊急事態が差し迫っていることを周知するために、実需給(real time)またはそれ以前に発出される。 - 緊急事態対応が見込まれる推定時間・期間が示される。
実需給断面	Actions 緊急時対応	緊急時対応を実施することを通知するために、実需給(real time)に発出され、PJMと影響を受ける担当者による即時対応を要求する。

※一般的な区分であり、緊急事態(Emergency Event)の種類によって変化する。予期せぬ緊急事態によって系統運用が切迫している場合はWarning, Actionから実行される場合もある。

出所)PJM, "PJM Manual 13: Emergency Operations Revision: 92 (Effective Date: December 20, 2023)", p.19-20, 2023年12月20日

PJM, "PJM's Emergency Procedures and Messages", 閲覧日:2024年2月1日, <https://www.pjm.com/-/media/about-pjm/newsroom/fact-sheets/pjms-emergency-procedures-and-messages.ashx> より三菱総合研究所作成

Capacity Shortage: 供給ひっ迫時の対応(1/2)

- 実需給における供給ひっ迫が予想される場合、実需給1日前以前にPJMは注意報(Alerts)を発報し、電源に対して同期連系(オンライン)や緊急時最大出力での発電に向けた準備を行うこと、DRリソースに対して緊急時の需要低減に向けた準備を行うことを通知する。

供給ひっ迫における注意報

実施項目		概要
～実需給 1日前	Unit Startup Notification Alert ユニット起動準備注意報	予想される運用容量の不足、安定性の問題、または将来における制約された運用に備えて、48時間以内にリソースを同期連系できるように準備状態にするようにメンバーに通知
	Maximum Generation Emergency / Load Management Alert 緊急時出力/緊急時需要応動注意報	緊急事態対応が必要になり、電源に対しては緊急時出力での発電を、DRに対しては需要応答(下げDR)を実施することが事前に予想される場合に通知
	Primary Reserve Alert Primary Reserve注意報	Primary Reserve必要量を下回ることが予想される場合に、運用予備力(Operating Reserve)不足の恐れがあることを通知
	Voltage Reduction Alert 電圧低下(供給電圧調整)注意報	供給ひっ迫への対応のため、電圧低下(供給電圧調整)が必要になる可能性を周知

Capacity Shortage: 供給ひっ迫時の対応(2/2)



- 実需給の最大2時間前から警報(Warnings)～緊急時対応(Action)が実施される。順次必要な供給対策・需要低減対策を実施し、それでもなお必要な供給力を確保できない場合は供給電圧調整や負荷遮断を実施する。

		実施項目	概要
Step 1	実需給30分、60分、120分前	Pre-Emergency Load Management Reduction Action プレ緊急需要低減の指示	Demand ResponseプログラムにDRタイプとして登録されており、応動までに30分～120分のリードタイムが必要なサイトに適用され、PJMから通知を受けたDRは需要低減を実行
Step 2		Emergency Load Management Reduction Action 緊急需要低減の指示	同上
Spte 3	実需給	Primary Reserve Warning Primary Reserve不足の警報	Synchronized Reserve必要量を満たしているが、Primary Reserve必要量を満たせていないことをトリガーとして、市場参加者にReserve不足を警報
Step 4 A		Maximum Generation Emergency Action 緊急時最大発電出力の指示	最も高い限界費用を持つリソースまで発電させてもなお必要な供給力を確保できない場合、Economic Max出力を超えて、緊急時最大発電出力(Emergency Maximum MW)での発電を指示
Step 4 B		Emergency Voluntary Energy Only Demand Response Reduction Action 緊急時ボランタリー需要低減の要請	緊急時のボランタリーDemand Responseプログラムに参加しているDRに対し、緊急時の需要低減を要請
Step 5		Voltage Reduction Warning & Reduction of Non-Critical Plant Load 供給電圧調整実施の警報/不要な所内需要の削減指示	Synchronized Reserve必要量の調達不足をトリガーとして、電圧低下(供給電圧調整)を警報し、全プラントに対して不要不急の所内需要削減を要請
Step 6		Curtailment of Non-Essential Building Load 建築物における不要不急の電力需要削減の要請	建築物における不要不急の電力需要削減を要請
Step 7		Deploy All Resources Action 全ての電源・DRへの供給対策・需要対策の指示	全ての電源に対して直ちに同期連系・発電を、全ての需要リソースに対して需要低減を指示
Step 8		Manual Load Dump Warning 負荷遮断実施警報	PJMによる負荷遮断の必要性が切迫していることを警告
Step 9		Voltage Reduction Action 供給電圧調整の実施	供給電圧調整を実施
Step 10		Manual Load Dump Action 負荷遮断の実施	負荷遮断を実施

出所)PJM, "PJM Manual 13: Emergency Operations Revision: 92 (Effective Date: December 20, 2023)", p.19-45, 2023年12月20日 より三菱総合研究所作成

Light Load Procedures: 供給余剰の対応

- 供給余剰(下げ代不足)が予想される場合、実需給2日以上から順次市場参加者に供給余剰に関する周知・注意報を発報する。
- 供給余剰の蓋然性が高まった場合、最小発電出力緊急事態宣言(出力抑制の予告)を公表し、出力抑制量と抑制時間帯を通知する。その後、PJMは全リソースに対して出力抑制を指示し、リソース別の緊急時抑制可能量(Emergency minimum Generation)に応じて、実抑制量が比例配分される。
- 電圧上昇やPJM域内の特定エリアのみに供給余剰が見込まれる場合は、PJMが必要な緊急時対応を指示する。

供給余剰における注意報・警報・対応

区分		概要
～実需給 1日前	Minimum Generation Advisory 最低発電出力周知	・ 実需給の2日以上前に、実需給において予想される発電出力帯がシステム上の最低出力から+2,500MW以下にある場合に供給余剰周知を発出
	Minimum Generation Alert 最低発電出力注意報	・ 実需給の1日前に、実需給において予想される発電出力帯が最低出力から+2,500MW以内にある場合に、PJMはALL-CALLを用いて最低発電出力注意報を発出し、最小発電量・需要予測値・マージン量(下げ代量)を通知
～実需給	Minimum Generation Emergency Declaration 最小発電出力緊急事態宣言	・ 最小発電出力の予測結果と戦略(下げ調整可能な出力及び抑制時間帯)をPJMから市場参加者に通知
	Minimum Generation Event 最小発電出力の指示	・ 供給余剰に対応できない場合、緊急時出力抑制(Emergency Minimum Generation)が必要な場合に実施 ・ リソース種別を区別せず、全リソースに対して出力抑制可能に応じた抑制量が比例配分される
	High System Voltage 電圧上昇対応	・ 電圧上昇が予想される場合、Transmission ownerとPJMが連携して電圧上昇に対処する。
	Local Minimum Generation Event 局所的な最低発電出力の指示	・ 局所エリアにおいて供給余剰が発生する場合、緊急時出力抑制を実施。

※PJM ALL-CALLは、PJMから全市場参加者への一方向通信システムであり、通常運用時・緊急事態時において利用される。

出所)PJM, "PJM Manual 13: Emergency Operations Revision: 92 (Effective Date: December 20, 2023)", p.46-54, 2023年12月20日

PJM, "PJM Communications", p.3-4, 2018年10月8日 より三菱総合研究所作成

4. 市場約定時のトラブル、市場運営者の特別な機能・ガバナンス

- 緊急事態(Emergency)に対する運用計画
- 価格算定・約定トラブル時の対応
- PJMにおける精算方法

リアルタイム価格の算定と約定トラブル時の対応(1/2)

- リアルタイムにおける市場価格算定には、Locational Pricing Calculator(LPC)と呼ばれるソフトウェアが用いられる。RT-SCEDによって算出された実需給各5分コマのkWhとReserveの最適化計算の結果をインプットデータとし、各5分コマのリアルタイム価格(RT-LMP)ならびにReserve Marginal Clearing Priceが算出される。
- 誤った価格算定となる原因として以下の要因が挙げられ、障害の原因を修正して約定価格の再算定が実施される。

原因	概要
データ入力障害 Data Input Failures	- PJMネットワーク内部、またはPJMメンバーとの間で通信障害が存在する場合に、発生する可能性がある。例:古いオフアーデータ、古いディスパッチの実行、古いEMSデータ、ビジネスサービスプロセスの障害 - 約定価格(LMP、MCP)の再計算で使用するために必要な全手順を実施する。
プログラム障害 Program Failures	- プログラム障害が発生した場合、障害の原因を解決し、障害の影響を受けた5分コマの約定価格(LMP、MCP)を再計算する。 - 元データの修復に失敗した場合、バックアップシステム、PJMディスパッチャーのログ、未加工のテレメトリーデータ、メンバー企業のデータソースなど、利用可能な大体データを利用する。 - 障害を修復できない場合、障害の影響を受けた5分コマに隣接する5分コマのデータを用いて、当該5分コマの約定価格(LMP、MCP)を再計算する。
ログ機能障害 Logging Errors	- 送電混雑やリソースのデータログ機能の障害が発生すると、価格算定に影響を与える可能性がある。障害が発生した場合は、以下のように再計算される。 ① LPCインターバルが4コマ未満におけるログ遅延:再計算は不要 ② LPCインターバルが4コマ以上におけるログ遅延:送電混雑やリソースデータを修正し、約定価格を再算定 ③ 誤ったログデータの入力:送電混雑やリソースデータを修正し、約定価格を再算定
データ入力誤り Data Input Errors	- PJMのEnergy Management System(EMS)に係るインプットデータエラー、PJMにおける制約管理と一致しない制約モデリングエラー、RT-SCEDの意図しない承認等により、約定価格算定が正常に終了しても誤った結果となる可能性がある場合を指す。 ① Distribution factorやloss sensitivity factor等のEMSデータのミス:当該5分コマの周囲の5分コマのデータに置き換えられ、約定価格を再算定 ② 制約モデリングのエラー:制約モデルを修正して約定価格を再算定 ③ 誤ってRT-SCEDが承認された場合:最も新しい有効なRT-SCEDの結果を使用して約定価格を再算定 ④ Regulationやその他アンシラリーサービスに関連するデータが古いデータであった場合:影響を受ける5分コマの約定価格を再算定

出所) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: December 14 , 2023)", p.72-74, 2023年12月14日

リアルタイム価格の算定と約定トラブル時の対応(2/2)

- RT-SCEDアプリケーションの障害が発生した場合、もしくはPJMディスパッチャーが承認されたRT-SCEDを用いて系統運用を行うことが出来なくなった場合、この期間はOFF SCED(RT-SCEDの停止)となる。
- OFF SCED期間が2時間以内の場合、OFF SCED前に承認された最新の有効なSCEDを用いて約定価格が算定される。2時間を超える場合、系統状況を反映するように調整される場合がある。

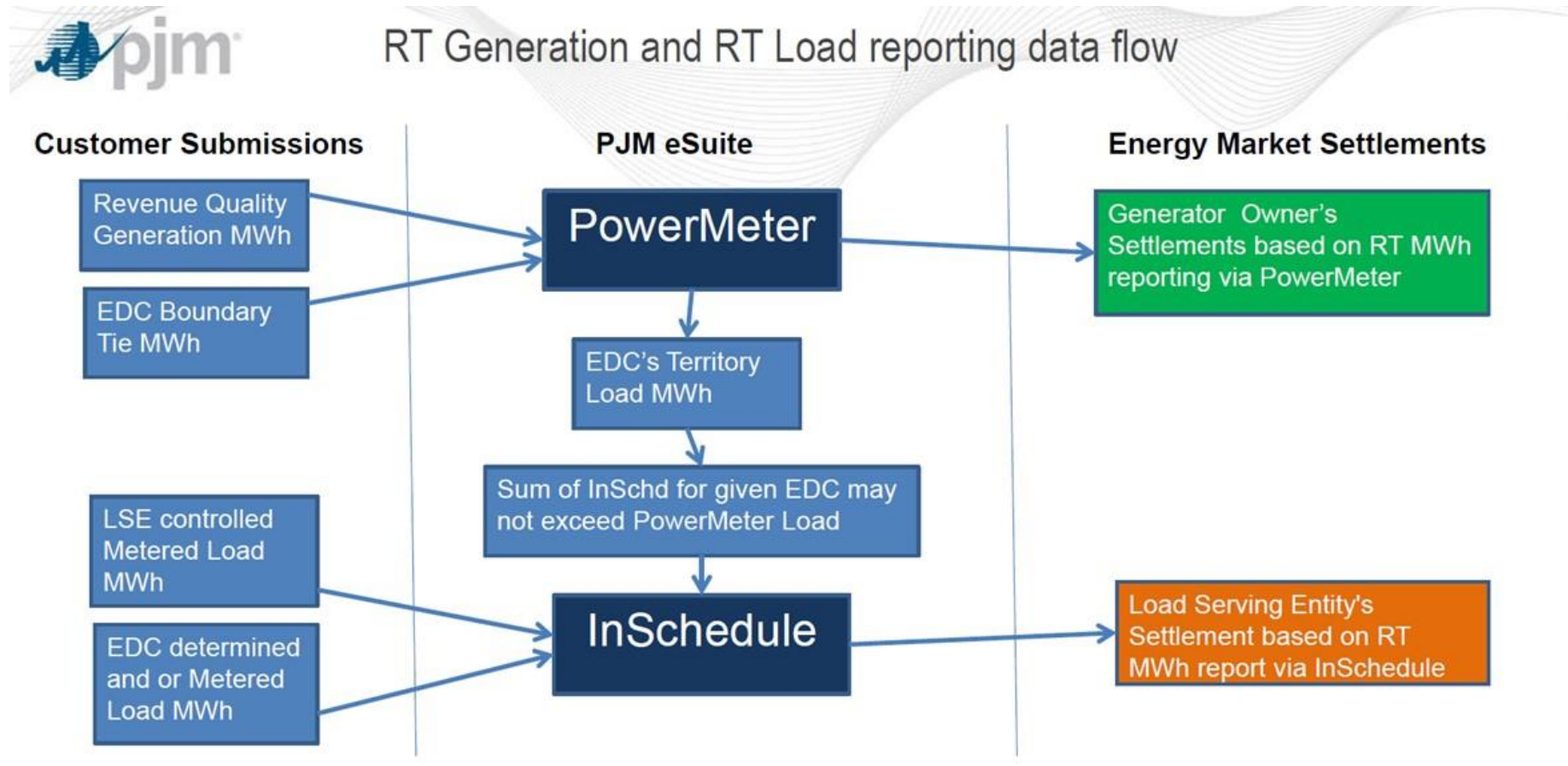
4. 市場約定時のトラブル、市場運営者の特別な機能・ガバナンス

- 緊急事態(Emergency)に対する運用計画
- 価格算定・約定トラブル時の対応
- PJMにおける精算

電力市場での精算に用いるデータフロー

- 電力市場での会計・精算にはリアルタイム電力量を使用し、PJMの市場参加者から提出される計量データによって決定される。
- 電源は、5分値または1時間値の発電電力量データをPower Meterを通じてPJMに通知する。1時間値を提出する場合、5分コマ毎に時間按分するか、またはPJM State Estimatorによって決定される。
- LSE(小売)またはEDC(配電事業者)は、需要データやEDCエリア間電力データをInScheduleツールを通じてPJMに通知する。発電側の計量データを踏まえて補正し、LSEのリアルタイム需要量として割り当てる。

リアルタイム市場における精算に用いる計量値のデータフロー



出所)PJM, "Energy Market Settlements Education", p.3, 2015年

PJM, "PJM Manual 28: Operating Agreement Accounting Revision: 95 (Effective Date: December 14, 2023)", p.14-17, p.24-28 より三菱総合研究所作成

精算プロセス(1/2):発電量および需要量の集計

- 発電量の集計方法
 - 前ページ記載の通り、発電リソースの発電量はいったんState Estimatorによって仮決定されるが、最終的な値は「Operating Agreement Accounting(PJM Manual28)」のSection 1Aに記載の計算式に基づいて決定される。
- 需要量の集計方法
 - Electric Distribution Company(EDC:配電事業者)のうち、Power Meterを介して各電力線の毎時間の電力フロー/メーターデータを取得(下図参照)している主体は”**fully metered EDC**”と呼ばれ、その計測データはPJMが需要量を概算的に把握する際に用いられている。
 - PJMは各母線において、fully metered EDCが総需要に占める割合に比例して総需要を調整している。

Fully metered EDCによる需要量の計量方法



精算プロセス(2/2): 2段階の料金精算

- PJMにおける市場取引の精算は2段階で実施される。
 - 1段階目の精算では、実需給の3日後にLSE(小売)の料金精算を実施する。この時、実需給3日後までにPJMに提出された計量データ(LSEが自身で計量した値と、EDCが報告するエリア内LSEの需要)を用いて精算する。
 - 2段階目の再精算(Reconciliation)では、EDCが報告した需要データと実際の需要量に乖離があった場合、PJMに対して2か月以内にそのデータを再提出し、差分についてLSEにて再精算を実施する。
- 正確な計量データの収集・修正には2日以上を要するため、計2段階の精算に分けられている。以上の結果から、PJMでは精算に用いられる計量値が修正されることを前提に、1段階目の仮精算と2か月後の再精算のタイミングが事前に組み込まれている。

市場取引の精算プロセス



Intro to Settlement A and Settlement B

- “Initial billing” = “Settlement A” : billing to LSEs calculated 3 days after the operating day
 - Members report to PJM via InSchedule RT Load MWh values by LSE
 - Submission deadline at 4pm two business days after operating day
 - For example Tuesday due by 4pm EPT on Thursday
 - LSEs with their own metering directly submit their own RT Load MWh
 - EDCs report majority of retail and auction related LSE RT Load MWh
 - Because final meter data can take more than 2 days to collect, in some cases Settlement A reporting is based on customer class load profiling
- “Load reconciliation” = “Settlement B” : true-up billing to LSEs two monthly bills later
 - EDCs report to PJM via InSchedule the delta between the RT Load MWh that were originally reported and what they determined the actual load really was
 - Submission deadline at midnight two months later, for example January Reconciliation values due by midnight between March 31st and April 1st to be included on March Invoice.

出所)PJM, “Energy Market Settlements Education”, p.7, 2015年

PJM, “PJM Manual 28: Operating Agreement Accounting Revision: 95 (Effective Date: December 14, 2023)”, p.14-17, p.24-28 より三菱総合研究所作成

【参考】PJMの決済プロセスの概要

- PJMの決済プロセスの概要(Billing Process Overview)は以下の通り。
- 決済プロセス後半の「Reconciliation」部分が、前ページにおける「Settlement B」に相当すると思われる。

決済プロセスの一覧

- Day-ahead and Balancing Spot Market Energy (charges)
- Synchronized Reserve (charges/credits)
- Non-Synchronized Reserve (charges/credits)
- Secondary Reserve (charges/credits)
- Regulation (charges/credits)
- Transmission Congestion (day-ahead and balancing charges/credits)
- Transmission Losses (day-ahead and balancing charges/credits)
- Day-ahead and Balancing Operating Reserve (charges/credits)
- Synchronous Condensing (charges/credits)
- Reactive Services (charges/credits)
- Emergency Energy (charges/credits)
- Meter Correction (charges)
- Inadvertent Interchange (charges)
- RPM-related (charges/credits)
- Financial Transmission Rights Auction (charges/credits)
- Auction Revenue Rights (credits)
- Reconciliation for Spot Market Energy (charges)
- Reconciliation for Transmission Congestion (charges/credits)
- Reconciliation for Transmission Losses (charges/credits)
- Reconciliation for Regulation (charges)
- Reconciliation for Synchronized Reserve (charges)
- Reconciliation for Non-Synchronized Reserve (charges)
- Reconciliation for Secondary Reserve (charges)
- Reconciliation for Inadvertent Interchange (charges)

付帯資料1 同時市場の在り方等に関する検討会運営支援

同時市場の在り方等に関する検討会運営支援

- 下記「同時市場の在り方等に関する検討会」について、動画配信、議事録作成を行った。
- また、第4回、第7回において、本事業の調査結果を報告した。

開催回	開催日時
第2回 検討会	2023年9月20日開催
第3回 検討会	2023年10月23日開催
第4回 検討会	2023年11月27日開催
第5回 検討会	2023年12月27日開催
第6回 検討会	2024年2月5日開催
第7回 検討会	2024年3月18日開催

開催回	資料名
第4回 検討会	資料5-2:米国・PJMにおける市場設計(電源の入札方法、Upliftの取扱い等)について
第7回 検討会	資料3-2:米国・PJMにおける相対取引の運用について・第4回検討会での意見へのご回答
	資料4-1:米国・PJMにおける調整力の取り扱い

米国・PJMにおける市場設計 (電源の入札方法、Upliftの取扱い等)について

MRI 三菱総合研究所

2023年11月27日

エネルギー・サステナビリティ事業本部

目次

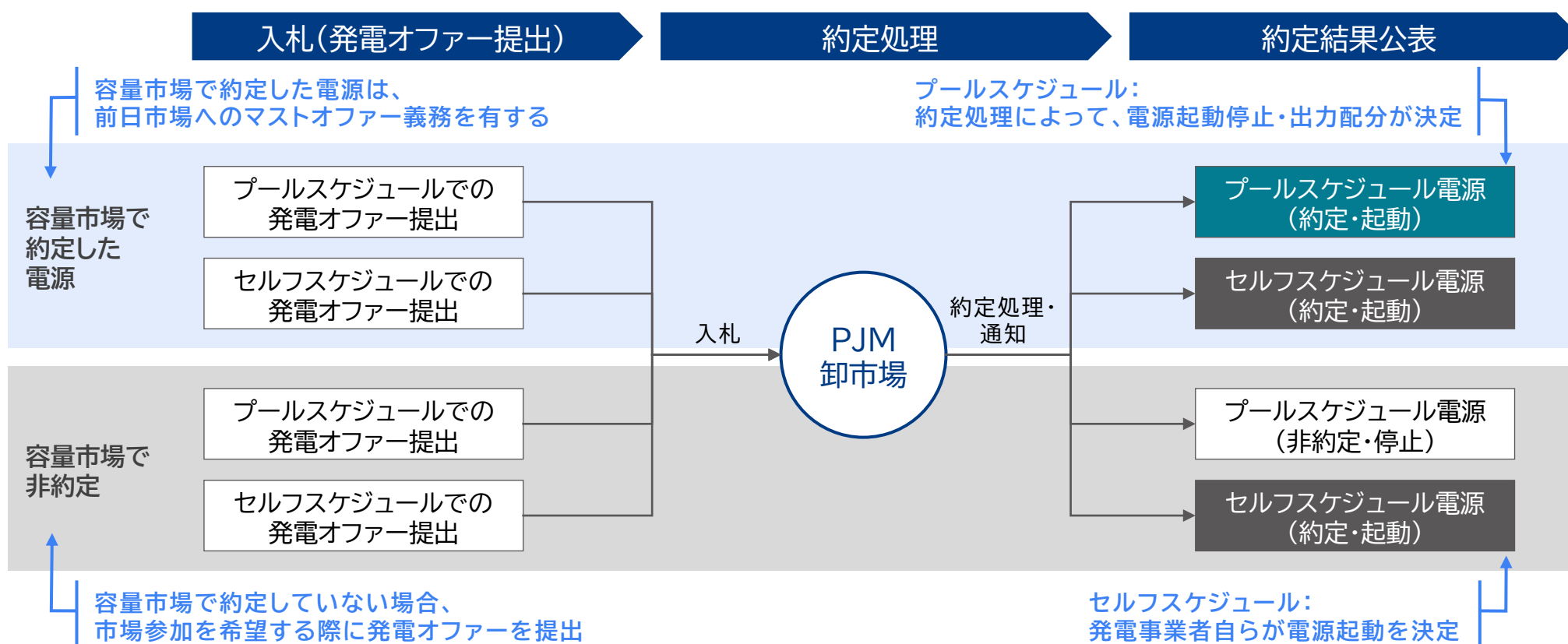
1.電源の入札方法	3
2.発電オファーに対する価格規律・登録規律	12
3.Upliftの取扱い	19

注：本資料は、「令和5年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業（同時市場に関する詳細設計等に係る調査等事業）」の調査内容に基づいて作成・一部加工。

電源の入札方法(PJM)

PJMの卸市場取引における入札の仕組み

- PJMの卸市場取引に参加する電源は、発電オファーを提出する必要がある。特に容量市場で約定した電源は、前日市場で発電オファーを提出するマストオファー義務が課される。
 - 故障等で発電できない場合、発電できない旨の発電オファーを提出することが可能（詳細はp.5参照）。
- 提出された発電オファーに基づき、約定処理（電源の起動停止・出力配分）がなされる。
- 発電オファーには、電源起動を自ら確定させるセルフスケジュールと、PJMの起動停止判断に委ねるプールスケジュールの2区分が存在する。今回は2区分の入札方法について、調査結果をご報告する。



電源起動・出力配分に関わる発電オファー項目

- PJMの場合、セルフスケジュール電源か否かを問わず、発電オファーを提出する電源は、電源起動の方法(UC)、起動時の出力配分の上下限值(量)、Three-parts情報(コストベースオファーまたはプライスベースオファー※詳細はp.12以降にて後述)、運転パラメータ等の様々な項目を登録する。PJMは提出された発電オファーに基づいて約定処理を実施する。
- 電源起動(UC)と出力配分に関するステータスとして、以下の項目が挙げられる。
 - **Commitment availability status**: 電源起動の方法を登録
 - **Dispatch availability status**: Economic Dispatchに従いながら到達できる出力増分値(MW)の最大・最小を登録

発電オファーのうち、電源起動(UC)と出力配分に関わる登録項目

登録項目		登録方法
電源起動 Commitment availability status		以下の4つの項目から1つ選択して登録する ① 発電者が自ら電源起動を確定させる場合(セルフスケジュール): Must runとして登録 ② Economic Dispatchに従う場合(プールスケジュール): Economicとして登録 ③ 電源起動が出来ない場合: Unavailableとして登録 ④ Emergency Dispatch ^(※) にのみ利用可能な場合: Emergencyとして登録
出力配分 Dispatch availability status	最大出力増分値	Economic Max. : Economic Dispatchに従いながら到達できる最大の出力増分値を登録
	最小出力増分値	Economic Min. : Economic Dispatchに従いながら到達できる最小の出力増分値を登録

※システム周波数を維持するためにマニュアル・自動的な対処が必要となる事態、供給力不足または供給力余剰、燃料不足、保守的なオペレーションが求められる異常気象・人為的事象、PJM域外での異常事態によってPJMのアクションが求められる事態をEmergency conditionと呼び、この場合はPJMによるEmergency operationが行われる。

出所) PJM, “Open Access Transmission Tariff - OATT Definitions”, p.1, 2010年9月17日、
 PJM, “Market Database Dictionary”, p.10-12, 2015年4月1日、
 PJM, “PJM Manual 13: Emergency Operations”, p.10, 2023年8月24日 より三菱総合研究所作成

PJM, “Operating agreement, Sec 1.10 – Scheduling”, 2011年7月14日
 Monitoring Analytics, “PJM State of the Market – 2023”, p. 143, 2023年10月8日

電源の入札方法(セルフスケジュール・プールスケジュール)



- セルフスケジュールまたはプールスケジュールのいずれを選択する場合でも、発電オファーの提出が求められる。電源起動の方法をセルフスケジュールとして電源起動とするか、プールスケジュールとして起動停止判断をゆだねるかを登録することで、PJMは両者を区別している。
- Economic Min.とEconomic Max.の間の出力は、PJMのEconomic Dispatchに従うことが可能な出力帯(Dispatchable Range)を表し、セルフスケジュール電源か否かに関わらず存在する。

入札方法

	セルフスケジュール	プールスケジュール
①電源起動を登録	Commitment availability statusを Must run で登録	Commitment availability statusを Economic で登録
②Economic Dispatchに従うことが可能な出力帯を登録	Economic Max.: Economic Dispatchに従うことができる最大の出力増分値 Economic Min.: Economic Dispatchに従うことができる最小の出力増分値	Economic Max.: Economic Dispatchに従うことができる最大の出力増分値 Economic Min.: Economic Dispatchに従うことができる最小の出力増分値

出所) PJM, “Operating agreement, Sec 1.10 – Scheduling”, 2011年7月14日

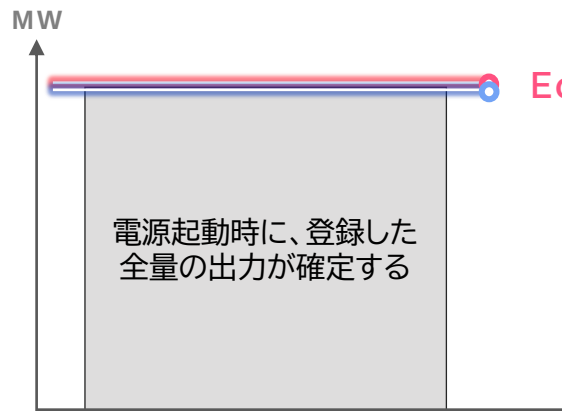
Monitoring Analytics, “PJM State of the Market – 2023”, p. 143, 305, 2023年10月8日 より三菱総合研究所作成

出力配分値を固定化させる入札方法(ブロックローディング)



- PJMによるEconomic Dispatchに従うことが可能な出力帯(Dispatchable Range)を持たない場合、“**Economic Min.**”と“**Economic Max.**”を同一値で登録することで、出力配分を一定値に固定化することが出来る。このような登録方法をブロックローディング(Block Loading)と呼び、電源起動の方法(セルフスケジュール or プールスケジュール)を問わず、設定可能である。

入札方法

	ブロックローディング
①電源起動の方法を登録	Commitment availability statusで任意のステータスを選択
②発電量を登録	Economic Min. Economic Max.を同一値で登録  電源起動時に、登録した全量の出力が確定する

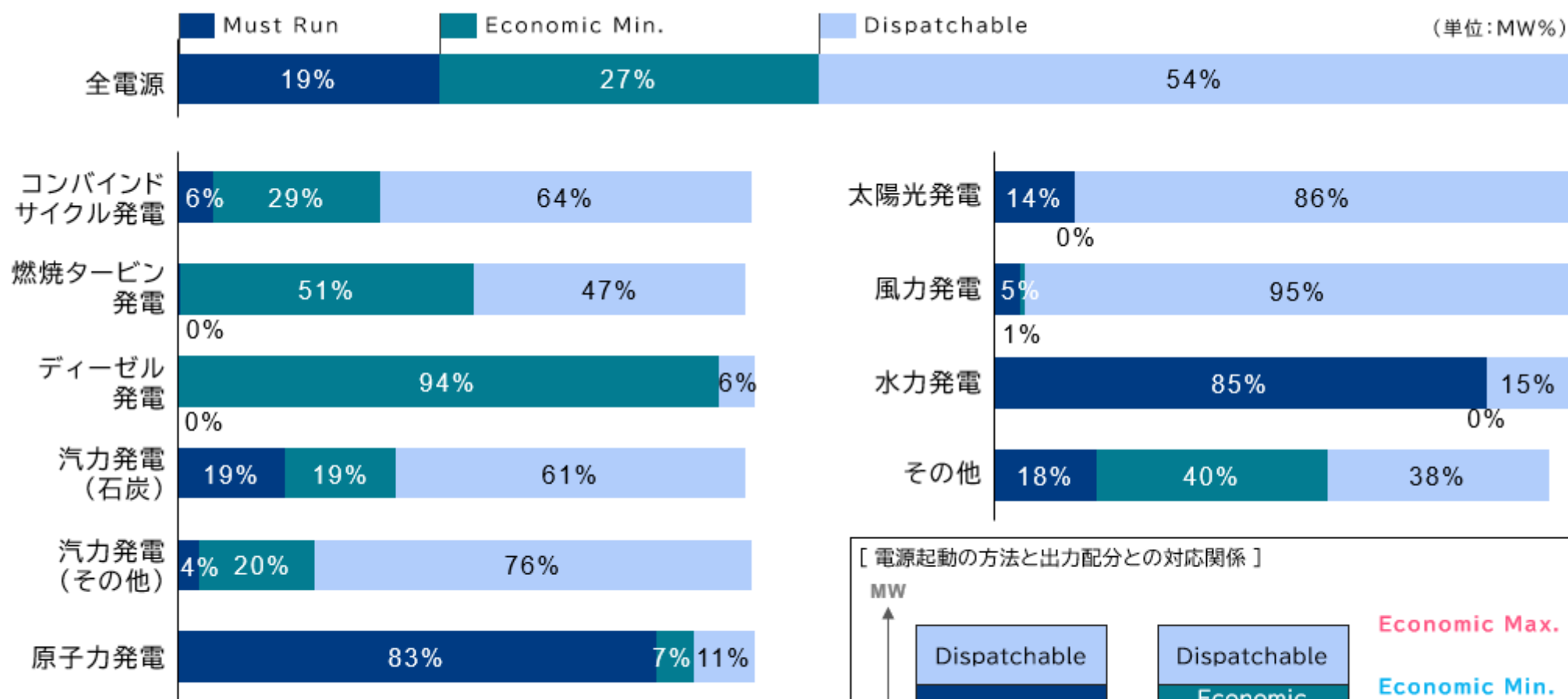
出所) PJM, “Operating agreement, Sec 1.10 – Scheduling”, 2011年7月14日

Monitoring Analytics, “PJM State of the Market – 2023”, p. 143, 305, 2023年10月8日 より三菱総合研究所作成

前日市場に登録された発電オファーに占める各スケジュールの比率

- 2021年におけるPJMの前日市場に登録された発電オファーのうち、主に原子力発電、水力発電においてセルフスケジュールとして入札を行っている容量比率が高い。

PJM-前日市場に登録された発電オファーの比率(2021年)



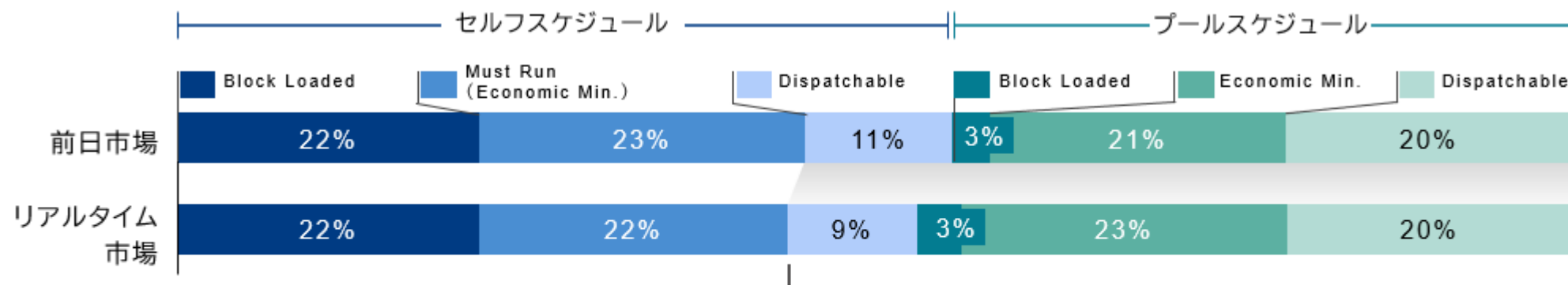
※数字を足し合わせると100%から乖離する項目もあるが、出所に基づいて記載している。

出所) Monitoring Analytics, "PJM State of the Market - 2021", p.137, 2022年3月10日より三菱総合研究所作成

発電量に占める各スケジュールの比率

- 2021年における、PJMの発電量に占める各スケジュールの比率は以下の通り。

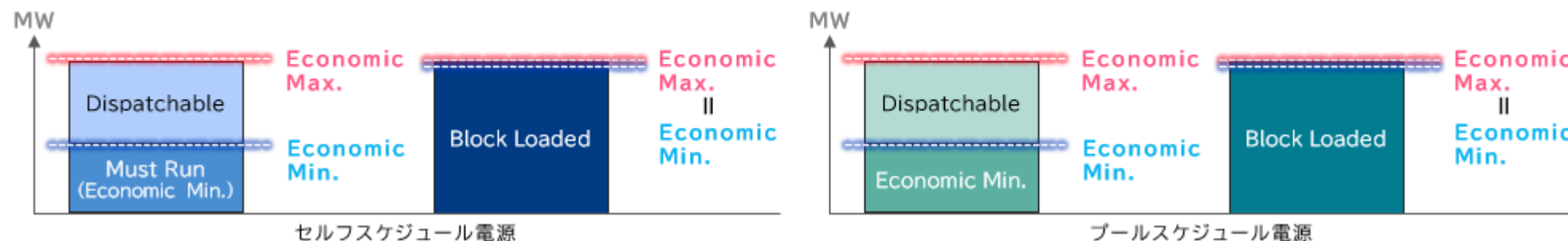
PJM-発電量に占めるセルフスケジュール電源の比率(2021年)

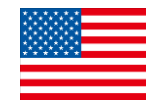


市場での約定結果でスケジュール
(起動停止・出力配分)が変化する発電量の割合

前日市場 : 55% (Dispatchableに限定すると31%)
リアルタイム: 56% (Dispatchableに限定すると29%)

[電源起動方法と出力配分との対応関係]

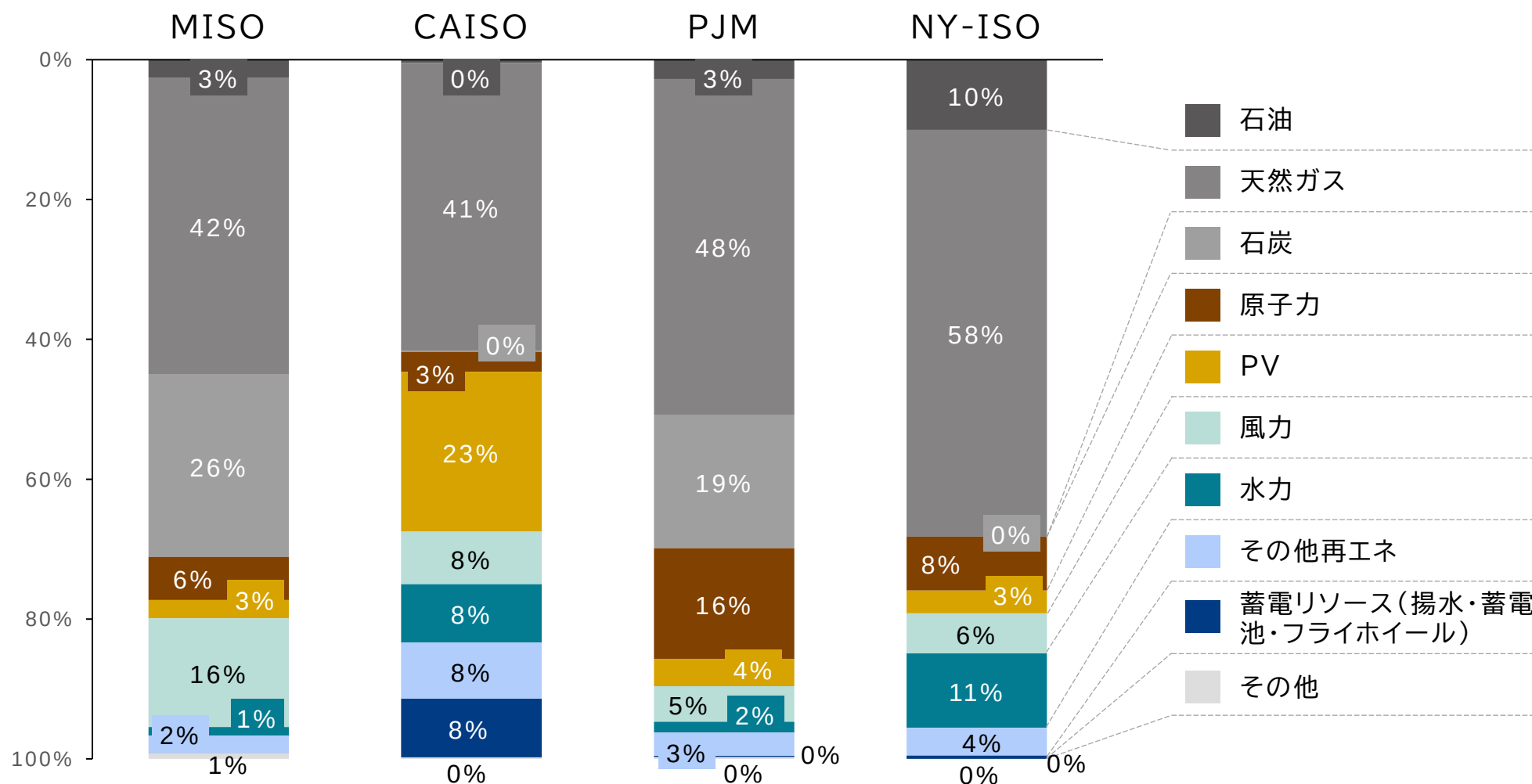




【参考】米国における電源構成

- PJMでは再エネ比率は約10%と少なく、天然ガス・石炭・原子力が大半を占めている。

米国における電源構成(定格出力1MW以上の電源、2023年9月時点)



出所)EIA, “Preliminary Monthly Electric Generator Inventory (based on Form EIA-860M as a supplement to Form EIA-860)”, 閲覧日2023年11月7日,
<https://www.eia.gov/electricity/data/eia860M/>より三菱総合研究所作成 ※グラフ表記の関係上、燃料種が同一の発電種を統合して表示している。

【参考】前日市場でセルフスケジュールで入札した電源がリアルタイム市場で入札情報を変更する場合

- PJMでは、前日市場でリソースをセルフスケジュールとして登録していた場合、前日市場の約定結果の公開から前日14:15までのリアルタイム市場の入札期間中、起動方法をプールスケジュール(Economic)へ変更することはできない。
- その後、前日22:00以降から実運用65分前までセルフスケジュール電源のスケジュール調整が可能である。

前日市場～実運用65分前までの市場タイムライン

前日11:00	- 前日市場の入札期間終了。すべての買い入札と売り入札はPJMに提出されなければならない。 - PJMは11:00時にDay-ahead market clearing softwareの実行を開始し、前日市場の1時間ごとの約定スケジュールと市場価格を決定。 - Fixed demand、price sensitive demand bid、demand reduction bid、Day-ahead Scheduling Reserveの目標調達量を満たす、発電機起動停止計画を策定し、エネルギーとリザーブの総コストは最小化される(一定の制限を受ける)。 - この起動停止計画分析は、PJMの外部の相対取引スケジュールや前日市場への外部リソースの売入札も含まれる。
前日13:30まで	前日13:30までに、PJMはMarkets Gateway Systemに、前日市場の毎時間のスケジュールと市場価格の約定結果を掲載する。PJMは、これらの結果をダウンロード可能なファイル、Markets Gateway System、または専用の通信リンクを介して利用可能にする。
前日市場結果公開 ～前日14:15	- PJMがリアルタイム市場の入札期間を開始する(rebid period)。 - 期間中、市場参加者は売入札を修正して提出することができる。 - ただし、市場参加者が前日市場でリソースをセルフスケジュールしていた場合、再入札期間中にユニットのステータスを“Economic”に変更することはできない。
前日14:15	- リアルタイム市場の入札期間が終了。 - PJMは、Reliability Assessment and Commitment (RAC) Run(信頼度評価・起動停止計画実行)と呼ばれる第2の発電機起動停止計画の策定を行う。 - このリソースコミットメントには、更新された売入札、更新されたリソースの利用可能性(availability)情報、更新されたPJM需要予測情報と需要予測偏差が含まれる。 - この発電機起動停止計画の焦点は信頼度(reliability)であり、追加的に起動停止計画の対象とされる発電機の起動コスト(start-up cost)と最低出力コスト(no-load cost)を最小限に抑えることを目的としている
前日14:15～ 実運用日	- PJMは、更新されたPJM需要予測と最新のリソース利用可能性情報に基づき、必要に応じて追加の発電機起動停止計画を策定することができる。 - PJMは、必要に応じて、特定の発電所有者に対して個別に更新された発電スケジュールを送信する。
前日18:30～ 実運用65分前	- 前日18:30以降のReliability Assessment and Commitment (RAC) Run(信頼度評価・起動停止計画実行)完了後から実運用時間の65分前までに、修正された売入札がPJMに提出される可能性がある。 - 前日22:00以降、セルフスケジュールリソースはスケジュールを調整することができる。ただし、緊急時にはPJMがセルフスケジュールリソースをスケジュールし、ディスパッチする権利に従う必要がある。

発電オファーに対する価格規律・登録規律(PJM)

PJMにおける発電オファアの規律概要

- 電源が市場支配力を行使することを防ぐために、①電源に対しては発電オファア登録時に一定の規律を求めると同時に、②PJMは市場支配力を行使する可能性のある発電オファアを判定し、約定処理に用いるオファア情報を選択する仕組みが設けられている。
- 本章では、電源が発電オファア登録時に求められる規律と、市場支配力行使を防ぐためにPJMが設けている仕組みについてご報告する。

PJM 卸市場

電源に 求められる規律

- 発電オファアを提出する全ての事業者に、コストベースのオファア登録を義務付け
※プライスベースでの入札資格を有する場合、プライスベースでのオファアも認められる
- 発電オファア登録時には、オファア区分に応じて価格規律・登録規律が要求される

PJMにおける 仕組み

- 市場支配力を行使する可能性がある発電オファアを分析し、市場支配力行使を未然に防ぐ予防措置として、約定処理に用いるオファア区分(プライスベース又はコストベース)をPJMが選択

※本章ではPJMの電力市場における市場支配力行使を防ぐ仕組みを中心に説明するが、前提としてFERC(Federal Energy Regulatory Commission)の事前審査で認可された事業者はプライスベース(Price-based Offer※詳細は後述)での入札が認められる。プライスベースの入札資格を持たない事業者は、コストベース(Cost-based Offer※詳細は後述)で入札しなければならない。

出所) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: May 31, 2023)", p.30-37, 2023年5月31日

PJM, "PJM Manual 15: Cost Development Guidelines Revision: 44 (Effective Date: August 1, 2023)", p.43-44,

Monitoring Analytics, "Welcome to Monitoring Analytics" (<https://www.monitoringanalytics.com/home/index.shtml>), 閲覧日:2023年11月10日

PJM, "Day-ahead and Real-time market offers effect on Market Clearing Engine", p.2-9,, 2023年3月30日

資源エネルギー庁、平成26年度年度電源立地推進調整等事業(諸外国の電力市場等の規制・監視の詳細に関する実態調査), p.16-33、2014年12月

電源に求められる規律： 発電オファーにおける価格規律・運転パラメータの登録規律(1/2)

- PJMの発電オファーは以下の3種類に区分され、オファー区分によってThree-parts情報と運転パラメータの登録に一定の規律が課せられる(各区分の規律はp.15の表を参照)。

コストベースオファー
Cost-based Offer

運転パラメータ制約付き
プライスベースオファー
Price-based PLS Offer
※注参照

運転パラメータ制約無し
プライスベースオファー
Price-based Non-PLS Offer
※注参照

- 発電オファーを提出する全電源は、最低1つ以上のコストベースオファーの提出が求められる。PJMマニュアルに基づいて算定されたコストベースの起動費、最低出力費、増分燃料費に対し、それぞれマージン10%を上乗せして登録することが認められる(ただし、増分燃料費は2,000\$/MWhが上限)。
発電オファーに登録する電源の運転パラメータは、PJMと事前合意された値か、それより柔軟な値を登録すること(Parameter Limited Schedule※注参照)が義務付けられている。
- プライスベースでの入札資格を有する電源の場合、コストベースオファーを最低1つ以上提出した上で、プライスベースオファーを提出することが認められる。ただし、容量市場での約定有無によって提出が求められるオファー区分が異なる。
 - **容量市場で約定した電源がプライスベースの入札を希望する場合(Capacity Resource)**: 運転パラメータ制約付きプライスベースオファー(PLS Offer)を必ず提出することが求められる。
PLS Offerを提出した場合、運転パラメータ制約無しプライスベースオファー(Non-PLS Offer)が提出可能となる。
 - **容量市場で約定していない電源(Energy Resource)**: 任意のプライスベースオファー区分を提出することが可能である。

※注 PLS:Parameter Limited Scheduleの略。運転パラメータ(Operating parameter)の登録時に一定の登録規律が課される。

出所) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: May 31, 2023)", p.30-37, 2023年5月31日

PJM, "PJM Manual 15: Cost Development Guidelines Revision: 44 (Effective Date: August 1, 2023)", p.43-44, 2023年8月1日 より三菱総合研究所作成

PJM, "Day-ahead and Real-time market offers effect on Market Clearing Engine", p.2-9,, 2023年3月30日

電源に求められる規律： 発電オファーにおける価格規律・運転パラメータの登録規律(2/2)

オファー区分	容量市場(PJM)		Three-parts情報の価格規律			運転パラメータの登録規律 (PLS or Non-PLS)
	約定した電源 (Capacity resource)	約定していない電源 (Energy resource)	起動費 (start-up)	最低出力費 (no-load)	増分燃料費 (incremental energy offer)	
コストベースオファー (Cost-based Offer)	最低1つ以上のオファー提出が義務 (最大12オファー提出可)	最低1つ以上のオファー提出が義務 (最大12オファー提出可)	PJM マニュアルに基づいて算定されたコストにマージン10%を上乗せ可能	PJM マニュアルに基づいて算定されたコストにマージン10%を上乗せ可能	合計が\$2,000/MWhを超えない範囲で、マージン10%または\$100/MWhのどちらか小さい方を上乗せ可能 (\$2,000/MWhを超える場合、マージンは上乗せできない)	事前合意された運転パラメータ、又はより柔軟なパラメータを登録することが要求される(PLS)
運転パラメータ制約付き プライスベースオファー (Price-based PLS Offer)	プライスベースの入札資格を持つ場合、オファー提出が義務	プライスベースの入札資格を持つ場合、どちらか一方、または両方を提出可能	コストベース又はプライスベースのいずれかを選択可能 ※プライスベースの場合、半年に1回変更可能	コストベース又はプライスベースのいずれかで選択可能 ※プライスベースの場合、半年に1回変更可能	原則\$1,000/MWhを上限に設定可能 ※ただし、コストベースの増分燃料費が\$1,000/MWhより大きい場合、コストベースの増分費と\$2,000/MWhのどちらか小さい方を上限とする。 ※\$1,000/MWhを超える場合、PJMマニュアルに従い価格の妥当性を証明する必要がある他、様々な規則が課されている。規則を満たさない場合は、上限\$1,000/MWhに制限される。	事前合意された運転パラメータ、又はより柔軟なパラメータを登録することが要求される(PLS)
運転パラメータ制約無し プライスベースオファー (Price-based Non-PLS Offer)	プライスベースの入札資格を持ち、かつPLS offerを提出している場合、オファー可能					電源が設定可能(non-PLS)

※PLS:Parameter Limited Scheduleの略。運転パラメータ(Operating parameter)の登録時に一定の登録規律が課される。

市場支配力行使の可能性があるオファー情報に対する 電力市場でのPJMの措置

- ローカルな市場で電源が市場支配力を行使する可能性がある場合、PJMでは域内の需給ひっ迫の有無と、発電オファー提出者の市場支配力行使可能性の有無によって、約定処理に用いるオファー区分を判断する。
- Three Pivotal Supplier Test (TPS Test) を用いて、取引コマ単位で市場支配力行使可能性の有無を判断する。提出されたオファー区分の中から約定処理に用いることが可能なオファーを選択する予防措置が講じられ、その中から最も低いオファーを採用して約定処理を実施する。

各コマの需給状況と市場支配力を踏まえ、約定処理に用いるオファー情報の範囲を選択

以下のオファー区分の中から最も低いオファーを採用

		Three-Pivotal Supplier Testによる判定	
		市場支配力を行使可能	市場支配力を行使できない
需給状況	需給ひっ迫時※	コストベースオファー 運転パラメータ制約無しプライスベースオファー 運転パラメータ制約付きプライスベースオファー	コストベースオファー 運転パラメータ制約無しプライスベースオファー
	平常時	コストベースオファー 運転パラメータ制約無しプライスベースオファー	運転パラメータ制約無しプライスベースオファー

※需給ひっ迫時 (Emergency Conditions) とは、PJM が (1) 最大発電緊急宣言を発令した時、(2) 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時、(3) 稼働日全体もしくは一部時間帯で (2) の各種アラートを予測して発電スケジュールを組む場合を指す。

出所) PJM, "Background Information: Parameter-Limited Schedule (January 23, 2020)"

PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: May 31, 2023)", p.48, 2023年5月31日

PJM Interconnection, L.L.C., "AMENDED AND RESTATED OPERATING AGREEMENT OF PJM INTERCONNECTION, L.L.C (Effective Date: July 14, 2011)"

PJM, "PJM Manual 15: Cost Development Guidelines Revision: 44 (Effective Date: August 1, 2023)", p.14, 2023年8月1日 より三菱総合研究所作成

【参考】運転パラメータ登録時に一定の規律を求める理由

- 2000年代に開催されたPJM内の作業部会(Reserve Market Working Group)の中で、PJMの電力市場を監視する第三者市場監視機関(Monitoring Analytics)から、「電源が柔軟性の低い運転パラメータ(inflexible parameters)を発電オファーに登録することで、市場支配力を行使する」ことを懸念する意見が挙げられた。
- 2008年12月、上記の懸念に対するため、運転パラメータを発電オファーに登録する際に、一定の登録規律(PLS:Parameter Limited Schedule)を求めることが決定された。

2008年に提出されたPLS条項(抜粋)

- Excerpt from the original PLS filing in 2008 (ER08-1569)

In order to address these concerns, PJM is proposing that certain pre-determined limits ("parameter limited schedules") that are based on the physical parameters of the units should be applied when certain system conditions exist and a unit has the potential to exhibit market power. These conditions could exist when (i) the unit owner fails the three pivotal supplier test, and (ii) PJM declares a Maximum Generation Emergency, issues an alert that a Maximum Generation Emergency may be declared ("Maximum Generation Emergency Alert"), or schedules units based on the anticipation of a Maximum Generation Emergency or Maximum Generation Emergency Alert for part or all of an Operating Day. The factors to be considered in determining the parameter limited schedules are Turn Down Ratio, Minimum Down Time, Minimum

【参考】発電オファー時に登録する運転パラメータ

- 運転パラメータ登録時に一定の規律を受けるコストベースオファーまたは運転パラメータ制約付き価格ベースオファー(PLS Offer)を提出する場合、下記の登録項目に対して事前合意された運転パラメータ値か、更に柔軟な運転パラメータを登録することが求められる。

最小停止時間：Minimum Downtime

最小稼働時間：Minimum Run time

最大日間起動回数：Maximum Daily Starts

最大週間起動回数：Maximum Weekly Starts

最大稼働時間：Maximum Run time

起動時間：Start-Up Time

通知後起動時間：Notification Time

Economic Min.とEconomic Max.の比：Turn Down Ratio

Upliftの取扱い

PJMにおける市場外支払いとしてのUpliftについて

- Upliftとは、系統運用の信頼度確保を目的としたPJMのディスパッチ指令に従い、発電量・需要量を増減させたリソースに対し、市場価格から得られる収入では起動費等の回収漏れが発生する場合や機会費用が発生する場合に、当該リソースに対してその費用を補填する市場メカニズムの枠外の支払いである。
- PJMの場合、電源に補填されるUplift費用はその費目区分に応じて、PJM域内の需要で案分負担するか、前日市場での約定結果とリアルタイムとの間で乖離量が発生させた事業者に費用負担が求められる。
- 他ISO/RTOにおいても、PJMと同様にISO/RTOのディスパッチ指示に伴う機会損失分や回収漏れ費用はUpliftによって補填される。

Upliftの式とその支払いの一般的な要因の例



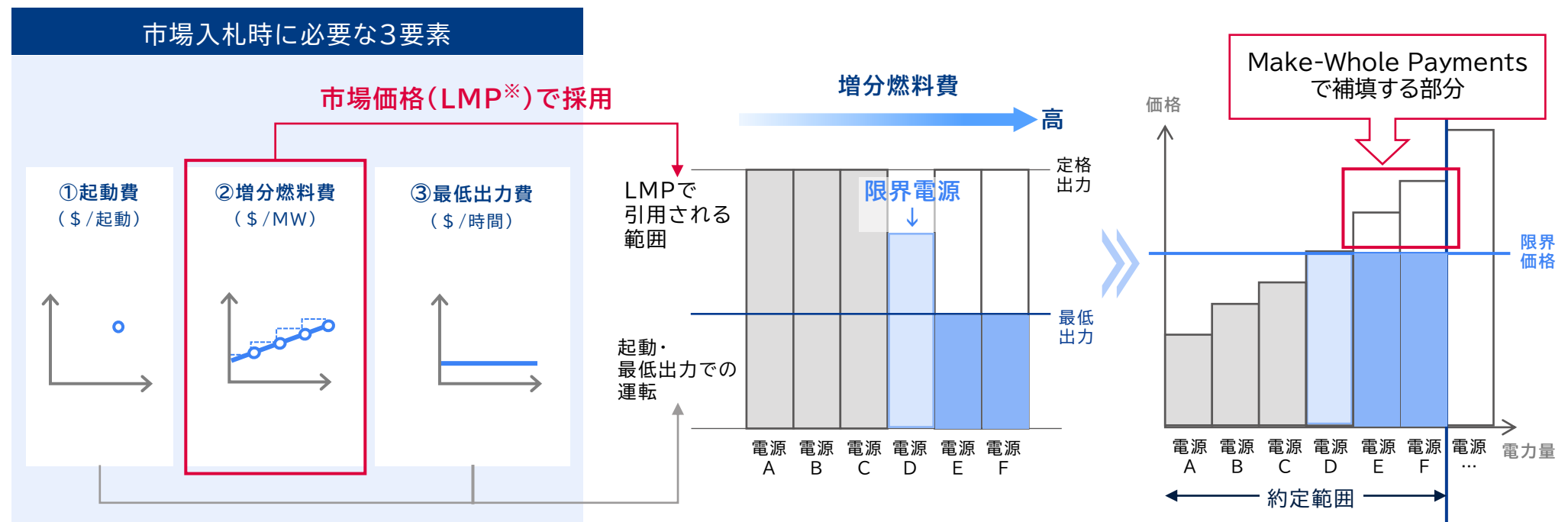
[Uplift発生要因]

	混雑 Congestion	需要、および負荷予測 Demand & Load Forecast	緊急手順イベント Emergency Procedure Events	発電機市場売入札データ Generator Market Offer Data
リアルタイムの需要、 および予備力 Real-time Load & Reserve Megawatts	設備停止 Outages	無効電圧サポート Reactive Voltage Support	セルフスケジュール電源 Self-scheduled Generation Megawatts	PJM域外との電力融通 Interchange

出所) PJM, “Drivers of Uplift”, 閲覧日: 2023年11月10日, <https://www.pjm.com/markets-and-operations/energy/drivers-of-uplift.aspx>; PJM, “LMP Calculation and Uplift, January 2018”, 閲覧日: 2023年11月10日, <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/epfstf/20180129/20180129-item-07b-lmp-calculation-and-uplift.ashx>を基に三菱総合研究所作成

Make Whole Paymentとは

- PJMによって起動・出力配分を受けたプールスケジュール電源が、市場価格(前日市場価格またはリアルタイム市場価格)で得られる収入では起動費等の回収漏れが発生する場合、その費用を補填する仕組みである。
- Make-Whole Paymentsはプールスケジュール電源のみが受け取る権利を有し、セルフスケジュール電源には支払われない。



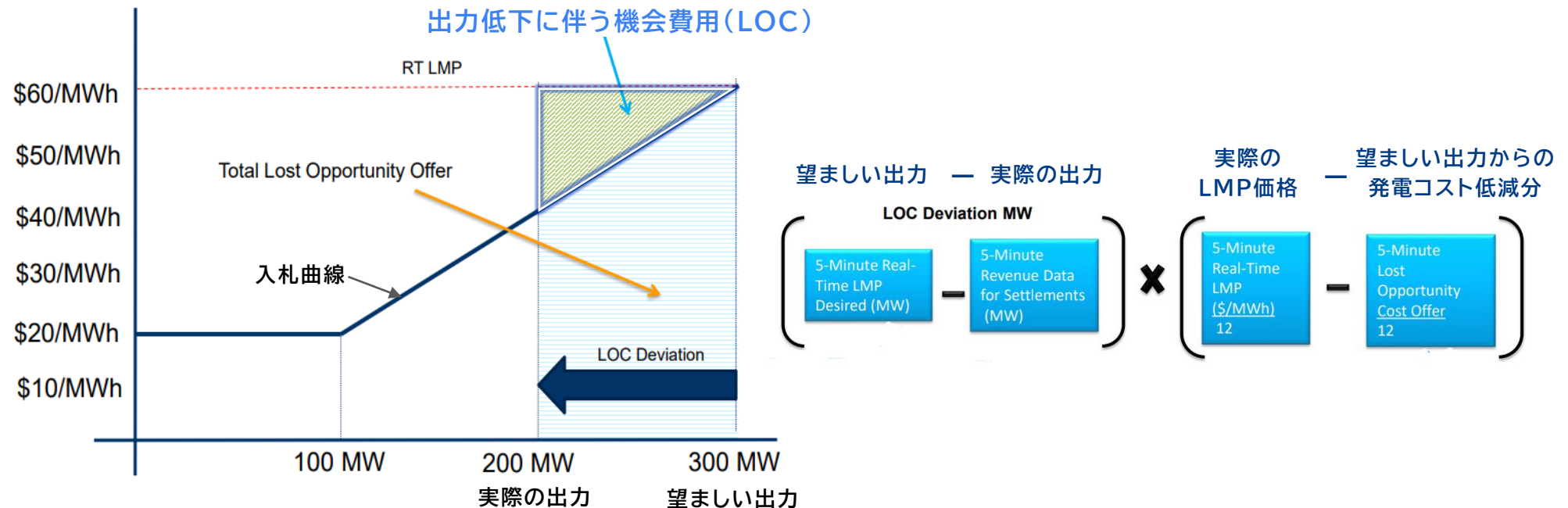
※Locational Marginal Pricing (LMP)の略。地点別限界費用といい、系統の各ノード(または地点)において「エネルギー費用」「送電混雑価格」「送電ロス」を反映した市場価格を指す。

出所) PJM, "LMP Calculation and Uplift", 閲覧日:2023年9月14日, <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/epfstf/20180129/20180129-item-07b-lmp-calculation-and-uplift.aspx>, OCCTO, "市場約定(SCUC)ロジックと価格算定(LMP)ロジックについて", 閲覧日2023年9月14日, https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/oroshi_jukyu_kento/pdf/003_06_00.pdf, Monitoring Analytics Report, "PJM State of the Market-2022", https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2022.shtml, PJM, "Operating Reserve Overview", p.2-3, 2020年11月2日, PJM, "Locational Marginal Pricing Components", 閲覧日:2023年11月20日, <https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/markets-exam-materials/mkt-optimization-wkshp/locational-marginal-pricing-components.ashx?la=en> より三菱総合研究所作成

Lost Opportunity Costとは

- PJMのディスパッチによって出力低下・停止なされた場合に発生した機会費用を補填する仕組みである。
 - 例えば前日市場でスケジューリングされていた電源が、リアルタイムにおける上げ調整力(Regulation)を確保するためにPJMが前日市場のスケジュールから持ち下げてバランス調整の指示に従った場合や、PJMのリアルタイムディスパッチに従ったために前日市場のスケジューリングとの乖離量(deviation)が発生した場合、リアルタイムで発電していれば得られた収入に対する機会費用が発生する。
この機会費用をLost Opportunity Costとして電源に補填している。
(※上記以外にLost Opportunity Costが発生するケースがあるか、確認中)

Lost Opportunity Costの概念図



出所) PJM, "Lost Opportunity Cost Credit Overview", 閲覧日2023年9月29日, <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/2020/20200708/20200708-item-06a-lost-opportunity-cost-overview.ashx>

PJM, PJM Regulation Lost Opportunity Cost Overview, p.2-5, 2022年9月20日 より三菱総合研究所一部加筆・修正

Upliftの発生要因とその概要

- Upliftの発生要因は以下の通りであり、PJMでは各要因の概要を以下のように整理している。

Uplift発生要因	概要
混雑 Congestion	送電混雑がコミットメント、ディスパッチ、価格に影響を与えることにより発生
需要・負荷予測 Demand & Load Forecast	天気の変化等により、実需要が予測と著しく異なる場合、高額のアップリフトが発生する可能性 (PJMでは需要予測と実需要をそれぞれ公開)
緊急イベント Emergency Procedure Events	システムの信頼性を担保するために、PJMによる緊急事態時の運用により発生
発電側市場売入札データ Generator Market Offer Data	発電機の運用パラメータ(最低起動時間、毎日の起動回数など)によりアップリフトが発生 (PJMでは、発電事業者による前日市場の売入札の詳細を事後的に公開)
PJM域外との電力融通 Interchange	PJM参加者と域外系統間の電力取引が全体的な需給バランスに影響を与え、場合によってアップリフトが発生
リアルタイム需要・予備力 Real-Time Load & Reserve Megawatts	リアルタイムにおける需給一致と予備力の要件を満たすための指示により発生
設備停止 Outages	送電あるいは発電設備の計画外停止により、信頼性維持のため、追加の発電が必要となることで発生 (※PJMでは機密保持のため発電機レベルではなく、集約した状態での発電停止データを公開)
無効電圧サポート Reactive Voltage Support	送電システムの停止あるいは系統状態により電圧の問題が発生し、その制御のために無効電力用の発電設備を稼働するとreactive services料金がかかり、アップリフトの増大に繋がる可能性
セルフスケジュール電源 Self-Scheduled Generation Megawatts	セルフスケジュール電源がPJMのリアルタイムディスパッチや市場価格に影響を与えることにより発生

出所) PJM, “Drivers of Uplift”, 閲覧日2023年9月14日, <https://www.pjm.com/markets-and-operations/energy/drivers-of-uplift.aspx>

Upliftを受け取る権利を有する電源の整理

- Upliftを受け取る権利は、ディスパッチの分類と電源起動の特性に応じて以下のように整理される。
 - プールスケジュール電源はディスパッチの分類に関わらず、Upliftを受け取る権利を有する。
 - セルフスケジュール電源はPJMによるディスパッチ可能な範囲(Dispatchable)に対してのみ、Lost Opportunity Costを受け取る権利を有する。

Upliftを受け取る権利の有無

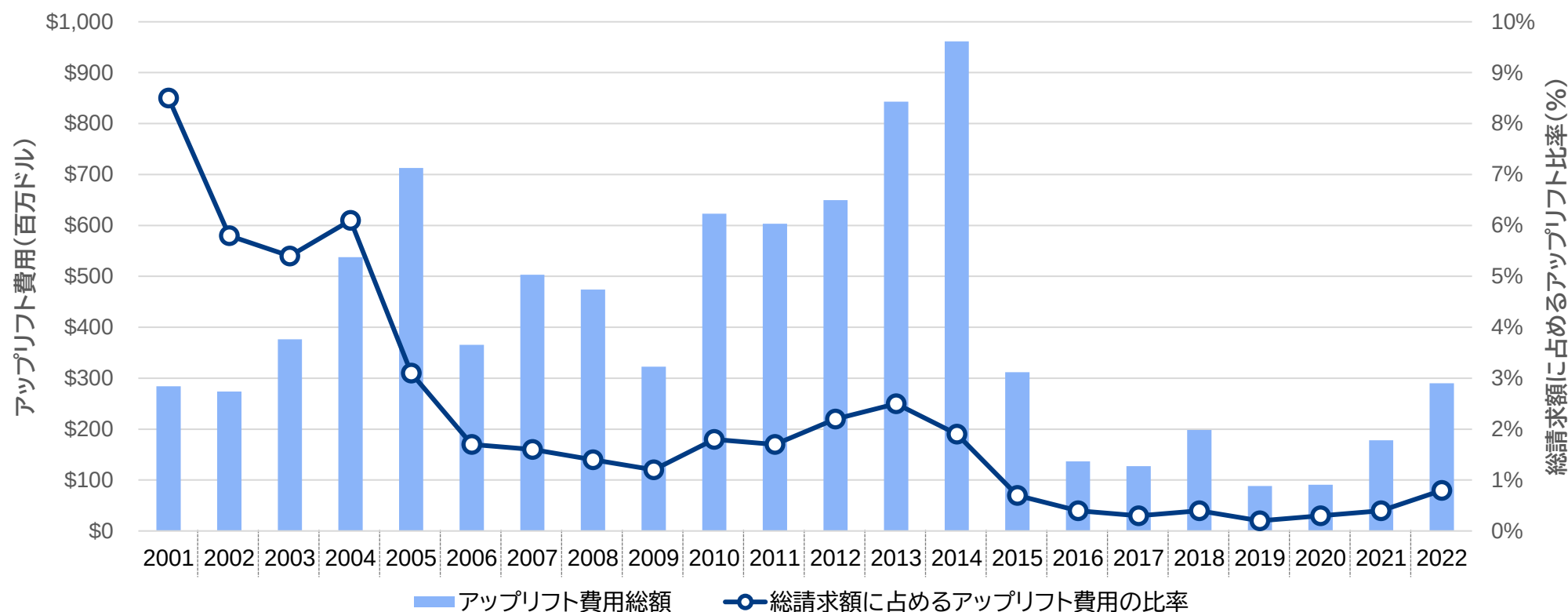
ディスパッチの分類 (出力範囲)	セルフスケジュール電源 (電源がユニットコミットメントを実施)		プールスケジュール電源/ PJMのディスパッチ指示に従う電源 (PJMがユニットコミットメントを実施)	
	Make-Whole-Payments	Lost Opportunity Cost	Make-Whole-Payments	Lost Opportunity Cost
Block Loaded Economic Min.とEconomic Max. を同一値で登録した場合	無	無	有	有
Economic Minimum Economic Dispatchに従いながら到達できる最小の出力増分値の場合	無	無	有	有
Dispatchable Economic Min.とEconomic Max. の間の出力までディスパッチされた倍	無	有	有	有

出所) Monitoring Analytics, “2022 State of the Market Report for PJM”, 閲覧日2023年10月13日, https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2022/2022-som-pjm-sec4.pdfを基に三菱総合研究所作成

Uplift費用の推移

- Uplift費用は年によって変動するが、近年はおよそ100～200百万ドル(1ドル=150円換算で約150～300億円)の範囲で推移している。
- PJMの総請求額(Total PJM Billing)に占めるUplift比率は、2000年代は10%近く付けていたが、徐々に減少傾向にあり2015年以降は1%以下で推移している。

Uplift費用の推移と PJMにおける総請求額に占めるUplift費用の比率(2001-2022年)



※Monitoring Analyticsのannual reportに整理されているUplift額に変動がみられるため、最新のannual reportを基に作成。

出所) Monitoring Analytics, "PJM State of the Market - 2022", p. 285, 2023年3月9日より三菱総合研究所作成

Uplift費目と費目別補填額の負担方法

- Day-Ahead Operating Reserve、Balancing Operating Reserve、無効電力サービス、同期調相サービス、ブラックスタートサービスの費目別にUpliftとして補填し、市場参加者にその費用負担を求めている。

費目	説明	費用補填額 (2022年) [百万ドル]	補填額の 回収費目分類	補填額の負担方法
Day-Ahead Operating Reserve	信頼性の高い運用を行うために、前日市場においてPJMがスケジュールした電源のうち、前日市場から得られる収入が発電費用を下回った場合に補填される費用	58.8	- Day-Ahead Operating Reserve - Load Response - Unallocated Congestion	(需要案分) 前日市場のRTO需要(※1)のシェアに応じて市場参加者から徴収
Balancing Operating Reserve	信頼性の高い運用を行うために、リアルタイム市場でPJMの出力指令(※前日スケジュールからの出力変更)に従った電源において、前日市場収入、リアルタイム市場収入、アンシラリーサービス市場から得られる収入が発電コストや機会費用を下回った場合に補填される費用	229.1	- Reliability - Deviation - Load Response	(需要案分) RTO・地域での実需要のシェアに応じて市場参加者から徴収 (原因者負担) 各市場参加者の前日市場のスケジュール量と実需給との間の乖離量に応じて市場参加者から徴収(※2)
無効電力サービス費用 (Reactive Services Credit)	無効電力サービスに対して補填される費用	1.5	Reactive Services Charge	(需要案分) 送電ゾーンにおける実需要のシェアに応じて市場参加者から徴収
ブラックスタートサービス費用 (Black Start Services)	ブラックスタートサービスに対して補填される費用	0.5	Black Start Service Charge	(一部需要案分) MW基準の月額の送電使用量に応じて、Network及びPoint to Pointの送電需要家から徴収
同期調相費用 (Synchronous Condensing)	信頼性の高い運用を行うために、無効電力サービス又はsynchronous reserve以外の要因で同期調相運転を行う電源に対して補填される費用	0.0	Synchronous Condensing	(需要案分) 実需要のシェアに応じて市場参加者から徴収

※1: 前日市場で約定されたdemand bid、Decrement bid(Virtual bidの一種)、PJM域外への供給が含まれる。

※2: 前日市場で約定された発電量・需要量、Virtual bid(Increment offer, Decrement bid)に対する、リアルタイムとの乖離量(Deviation)が対象となる。

出所) Monitoring Analytics, “2022 State of the Market Report for PJM”, 閲覧日2023年10月13日,
PJM, PJM manual 28: Operating Agreement Accounting, p.12-13, 2023年9月21日を基に三菱総合研究所作成

【参考】Uplift費用負担単価(Operating Reserve rate)

- 2022年におけるUplift費用に対する市場参加者への費用負担単価(年間平均)は以下の通り。
- 前日市場のスケジュールに対するリアルタイムの発電量・実需要との乖離量(deviation)に対する支払いであるBalancing Operating Reserve for Deviationsに課される単価が最も高い。
 - Balancing Operating ReserveにはRTOエリア全体に賦課される単価と、立地地域に賦課される単価が存在する。例えばPJMのEast地域の需要の場合、RTO ReliabilityとEast Reliabilityの単価を合算し、実需要(MWh)に乗じることで費用負担額が計算される。

費目	単価区分	平均単価(2022年)
Day-Ahead Operating Reserve	Day-Ahead	0.062 \$/MWh
	Day-Ahead with Unallocated Congestion	0.062 \$/MWh
Balancing Operating Reserve for Reliability	RTO Reliability	0.090 \$/MWh
	East Reliability (Regional)	0.025 \$/MWh
	West Reliability (Regional)	0.002 \$/MWh
Balancing Operating Reserve for Deviations	RTO Deviation	0.269 \$/MWh
	East Deviation (Regional)	0.133 \$/MWh
	West Deviation (Regional)	0.009 \$/MWh
	Lost Opportunity Cost	0.131 \$/MWh
	Canceled Resources	0.000 \$/MWh
	Dispatch Differential Lost Opportunity Cost	0.005 \$/MWh

出所) Monitoring Analytics, "PJM State of the Market - 2022", p. 278, 289, 2023年3月9日より三菱総合研究所作成

Uplift補填額と電源別比率

- Day-ahead Operating Reserveは、起動時間を要する柔軟性のない火力発電を中心に補填されている。リアルタイムにおける信頼性の問題に対処するために、PJMはEconomicではない電源を前日市場で起動指示が可能であり、起動費等の取り漏れが発生した時にUpliftとして補填される。(下表**赤枠内**)。
- 燃焼タービン(Combustion Turbine)は、リアルタイムで起動・停止指示が可能である。そのため、PJMのディスパッチ指示に従ってリアルタイムで起動した結果、前日市場との乖離量はリアルタイム価格に晒られ、回収漏れ費用が発生する可能性がある。また前日市場でスケジュールされた電源がPJMのリアルタイムディスパッチに従って出力低下・停止した場合に、スケジュール通り稼働していれば受け取ることができた機会費用が発生する。それらの費用はBalancing Operating Reserveとして補填される。(下表**緑枠内**)。

Uplift補填額と電源別比率(2022年)

	Day-ahead Operating Reserve	Balancing Operating Reserve					Reactive Services	Black Start Services	Synchronous Condensing
	Day-Ahead Generator	Balancing Generator	Canceled Resources	Local Constraints Control	Lost Opportunity Cost	Dispatch Differential Lost Opportunity Cost			
コンバインドサイクル発電	10.3%	12.4%	0.0%	0.0%	9.3%	29.1%	0.0%	34.5%	0.0%
燃焼タービン発電	1.5%	75.2%	0.0%	38.5%	83.5%	36.2%	33.7%	65.5%	0.0%
ディーゼル発電	0.0%	0.9%	0.0%	3.2%	3.4%	0.4%	2.2%	0.0%	0.0%
水力発電	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	24.0%	0.0%	0.0%	0.0%
原子力発電	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
太陽光発電	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%
火力発電(石炭)	48.0%	3.0%	0.0%	0.0%	1.6%	7.4%	32.1%	0.0%	0.0%
火力発電(その他)	40.2%	8.5%	0.0%	0.0%	0.6%	1.2%	32.0%	0.0%	0.0%
風力発電	0.0%	0.0%	0.0%	58.3%	1.3%	1.6%	0.0%	0.0%	0.0%
合計(百万ドル)	58.8	181.6	0.0	3.2	39.8	4.5	1.5	0.5	0.0

出所) Monitoring Analytics, "PJM State of the Market - 2022", p. 278, p.280-281, 2023年3月9日より三菱総合研究所作成

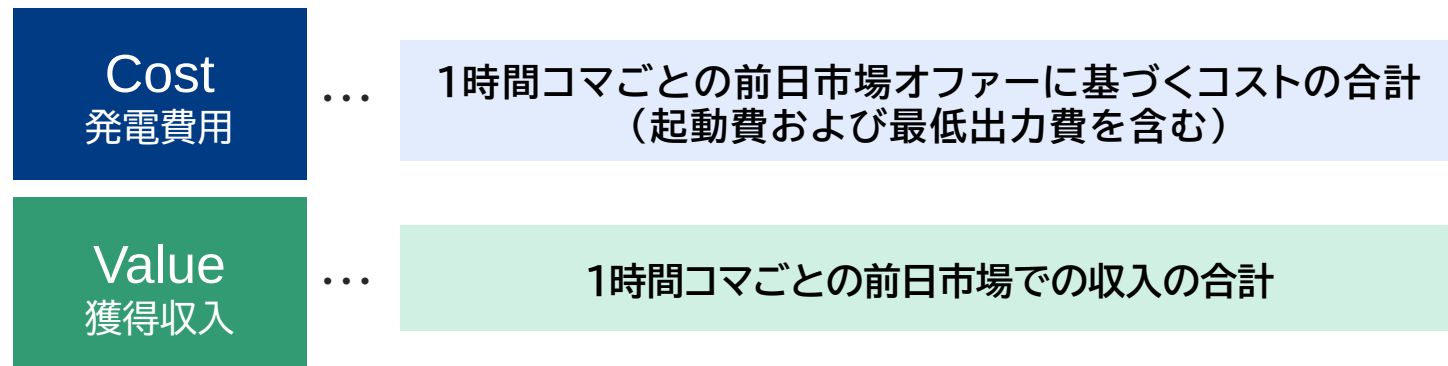
前日市場における

Day-Ahead Make Whole Creditの計算方法と算定単位

- 信頼性の高い運用を行うために、PJMが前日市場において約定させたプールスケジュール電源の中で起動費等の取り漏れが発生した場合、Day-Ahead Make Whole Creditとして回収漏れ費用が補填される。
 - ただし、その電源がリアルタイムにおいて指定された供給力を、指定されたコマ全てで提供できない場合はCreditを受け取る資格は無い。
- Day-Ahead Make Whole Creditは以下の計算式に基づいて、1日(1時間×24コマ)単位で計算される。
 - 1日における起動費等を含む総発電費用から、1日における前日市場収入を差し引く。この結果、正となった場合は起動費等の取り漏れが発生しており、当該額がDay-Ahead Make Whole Creditとして補填される。0ないし負となった場合は、前日市場収入によって起動費等の費用は回収済みであるためDay-Ahead Make Whole Creditは支払われない。
 - 上記の差額をDay-Ahead Make Whole Creditとして1日毎に精算をする。

Day-Ahead Make Whole Creditの計算方法

$$\text{Make Whole Credit} = \text{Cost} \text{ minus } \text{Value} \text{ (floored at zero)}$$

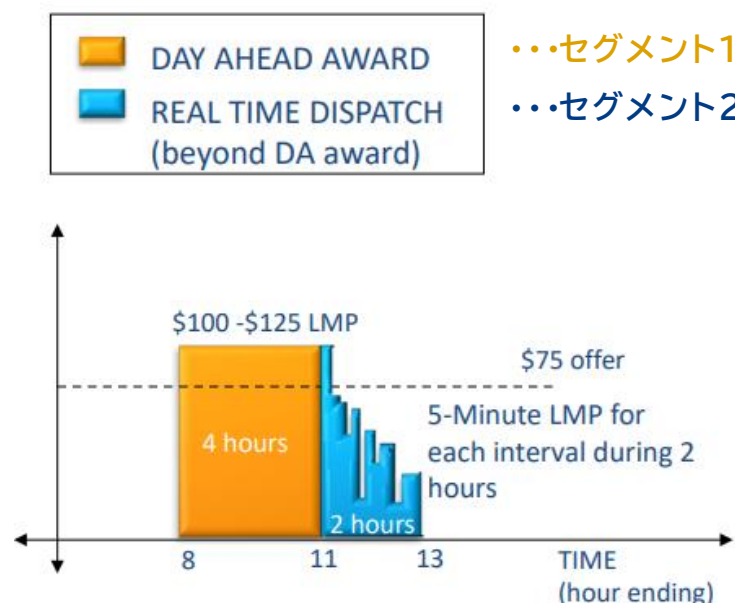


出所) PJM, "Operating Reserve Make Whole Credit Education", 閲覧日2023年9月29日, <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/2022/20220413/item-11a---operating-reserve-make-whole-credits-education.ashxc>,
 PJM, "Operating Reserves Education", 閲覧日2023年9月29日, <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/gofstf/20150722/20150722-item-03-operating-reserves-education-presentation.ashx>
 PJM, PJM Manual 28: Operating Agreement Accounting, p.38-39, 2021年9月1日

リアルタイムにおける Balancing Make Whole Creditの計算方法と算定単位(1/2)

- リアルタイムにおける信頼性の高い運用を行うために、PJMはリアルタイムディスパッチを通じて5分毎に出力配分を行う。この時、前日市場でスケジュールされていなかった電源がディスパッチに従った場合や、前日市場のスケジュールを超えてディスパッチを受けたことによる前日市場との乖離量はリアルタイム価格で精算される。PJMのリアルタイムディスパッチに従ったことで、リアルタイム価格での市場収入では起動費等の取り漏れが発生した場合、Balancing Make Whole Creditとしてその費用が補填される。
- Balancing Make Whole Creditはセグメント別に補填額算定を行う。
 - セグメント1は、1日のうち前日市場でコミットメントした時間、あるいは最低稼働時間(Minimum Runtime)のより大きい時間のうち、その期間内での起動費等の取り漏れ費用が対象となる。
 - セグメント2は、セグメント1の範囲を超えてPJMのリアルタイムディスパッチに従ったことに伴う取り漏れ費用が対象となる。

Balancing Make Whole Creditのセグメント区分



左図のように
電源が稼働
した場合

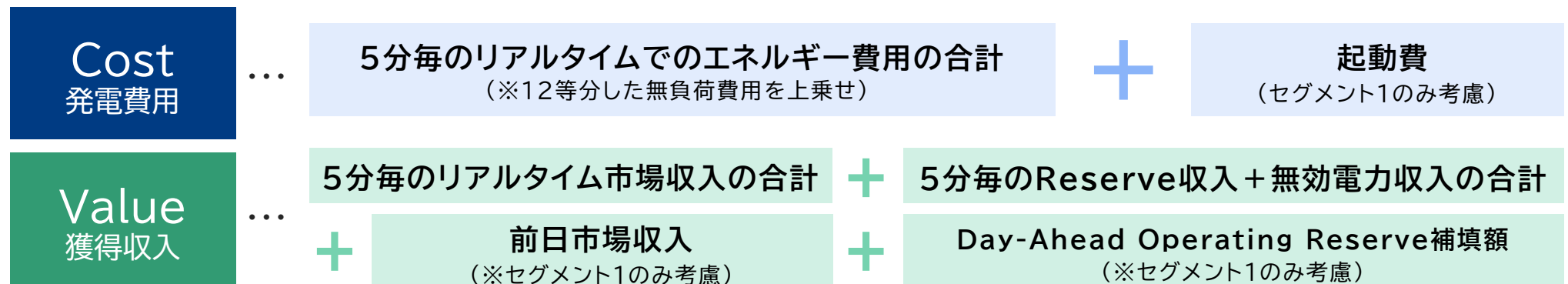
- リアルタイムにおいて6時間稼働し、うち4時間分は前日市場でスケジュールされ、2時間分はリアルタイムディスパッチに従った。
- セグメント1は、前日市場でスケジュールされた4時間分に該当。
- セグメント2は、リアルタイムディスパッチに従った2時間分が該当。
- セグメント1とセグメント2のそれぞれにおいて起動費等の取り漏れ有無を算定し、セグメントごとに取り漏れ費用がBalancing Make Whole Creditとして補填される。(※左図ではSegment 2において、リアルタイム価格がオファー価格を下回っているため、取り漏れ費用が発生)

リアルタイムにおける Balancing Make Whole Creditの計算方法と算定単位(2/2)

- Balancing Make Whole Creditは、セグメント別に算出したリアルタイムでの発電費用(12等分した無負荷費用を含む)から、リアルタイム市場収入・前日市場収入・Reserveや無効電力収入等の合計を差し引くことで、発電費用の取り漏れの有無を確認する。計算結果が負となった場合は取り漏れは発生していないため、ゼロとなる。
 - ただし、起動費と前日市場収入、Day-ahead operating reserve補填額についてはセグメント1計算時のみ考慮され、セグメント2では考慮されない。
- Balancing Make Whole Creditは、1日毎に該当するセグメント別に費用補填額を計算する。
 - 前日市場時点でのコミットメント又は最小稼働時間のより大きいコマに対するCredit(セグメント1)と、リアルタイムディスパッチに伴うCredit(セグメント2)を個別に算定され、セグメント間でのCredit額はオフセットされない。

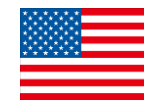
Balancing Make Whole Creditの計算方法

$$\text{Make Whole Credit} = \text{Cost} \text{ minus } \text{Value} \text{ (floored at zero)}$$



出所) PJM, "Operating Reserve Make Whole Credit Education", 閲覧日2023年9月29日, <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/2022/20220413/item-11a---operating-reserve-make-whole-credits-education.ashxc>

PJM, PJM Manual 28: Operating Agreement Accounting, p.38-39, 2021年9月1日



各RTO/ISOにおけるUplift費用の負担方法(1/2)

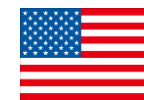
- RTO/ISOは、Uplift費用の負担方法として前日市場の買い入札や実需要等のMWhで案分する受益者負担、前日市場での約定結果とリアルタイムでの発電量・実需要の乖離を発生させた発電・小売等へ配分する原因者負担、またはその組み合わせを採用している。しかし、RTO/ISOの現在のUplift費用配分方法は、その粒度等の点で大きく異なっており、何をもって差分とするかの定義も異なる。
- FERCは、FERC Order 844の草案において、RTO/ISOにリアルタイム・Uplift費用をその発生の原因となったと合理的に予想される取引を行う市場参加者のみに配分するよう求めていたが、大きな懸念を示す意見が出されたり、RTO/ISOからも実現性に懸念が示されたため、FERC Order 844のうち費用配分を原因者負担にする案については撤回された。

各RTO/ISOのUplift費用の負担方法①（次ページに続く）

RTO/ISO	概要	
PJM	■ PJMは、信頼性を理由に発生したUplift費用は、前日市場での買い需要やリアルタイムでの実需要で案分する。(受益者負担) ■ 信頼性以外の理由で発生したUplift費用を、前日市場取引からの発電量・実需要等の乖離量(deviation)、Virtual bid※に案分している。(原因者負担)	受益者負担・ 原因者負担の 組み合わせ
CAISO	■ Upliftには多くのカテゴリーがあり、系統運用者が送電制約、エネルギーインバランス、リアルタイム混雑のいずれに対処するためにディスパッチ決定を行ったかに応じて、Uplift費用を送電所有者(需要家負担)、買い需要、域外輸出に配分している。	受益者負担・ 原因者負担の 組み合わせ
NYISO	■ 通常、受益者負担の原則に基づいてUplift費用が発生した時間帯のリアルタイム需要を用いて、リアルタイムUplift費用を案分している。 ■ 州全体の信頼性に関連するUplift費用を、ISO全需要に案分 ■ 地域の信頼性に関連するUplift費用を、信頼性アクションが実施された送電地区内の需要に案分	受益者負担

※前日市場とリアルタイム市場の精算価格における金融的ヘッジを目的とした入札。前日市場の売り・買いのvirtual bidの入札に対し、RT市場で反対売買が発生するため、前日市場の約定量に対する乖離が発生する

出所) FERC, "Uplift Cost Allocation and Transparency in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators", 閲覧日2023年9月15日,
<https://www.federalregister.gov/documents/2017/02/07/2017-02332/uplift-cost-allocation-and-transparency-in-markets-operated-by-regional-transmission-organizations#footnote-38-p9543>



各RTO/ISOにおけるUplift費用の負担方法(2/2)

各RTO/ISOのUplift費用の負担方法②

ISO/RTO	概要	
ISO-NE	■ Uplift費用の約半分は、発電機・負荷・Virtual bid・域外輸入の前日市場のスケジュールからの乖離量(deviation)に案分している。	受益者負担・ 原因者負担の組 み合わせ
SPP	■ SPPは、原因が特定可能で、そのためのコストが利益を上回らない場合、原因に基づいてUplift費用を配分している。例えば、リアルタイムUplift費用は、前日スケジュールやSPPのディスパッチ指示からの乖離量(deviation)に対して配分される。	原因が特定 可能な場合は 原因者負担
MISO	■ MISOは、Uplift費用の配分にきめ細かなアプローチを採用しており、可能な限り、コスト起因性の判断に基づいている。MISOがUpliftの原因と判断するものに基づき、定義された一連のカテゴリに従ってUplift費用を配分する。 ■ MISOは、リアルタイムの容量コミットメントに起因するUplift費用は、物理的な需給の乖離量、Virtual bid、域外輸入・輸出の物理的スケジュールを含む乖離量に主に配分される。 ■ 送電制約の緩和から生じるUpliftの一部は、混雑の原因となった乖離量に割り当てられる。	可能な限り 原因者負担

出所) FERC, "Uplift Cost Allocation and Transparency in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators", 閲覧日2023年9月15日,
<https://www.federalregister.gov/documents/2017/02/07/2017-02332/uplift-cost-allocation-and-transparency-in-markets-operated-by-regional-transmission-organizations#footnote-38-p9543>

【参考】Uplift・コストの情報開示例(1/2)

- PJMでは、発電機別Uplift報告が開示され、ユニットに対する支払額(実績)が公表される。

PJM管内における2023年7月のUplift実績(発電機別・月別)

Generator Specific Uplift Credits

CSV形式でデータのダウンロードが可能

Uplift Credit Date Start Date * 7/1/2023 End Date * 8/31/2023 Submit Reset

月 発電機 送電ゾーン 価格ノードID カテゴリー Uplift支払額

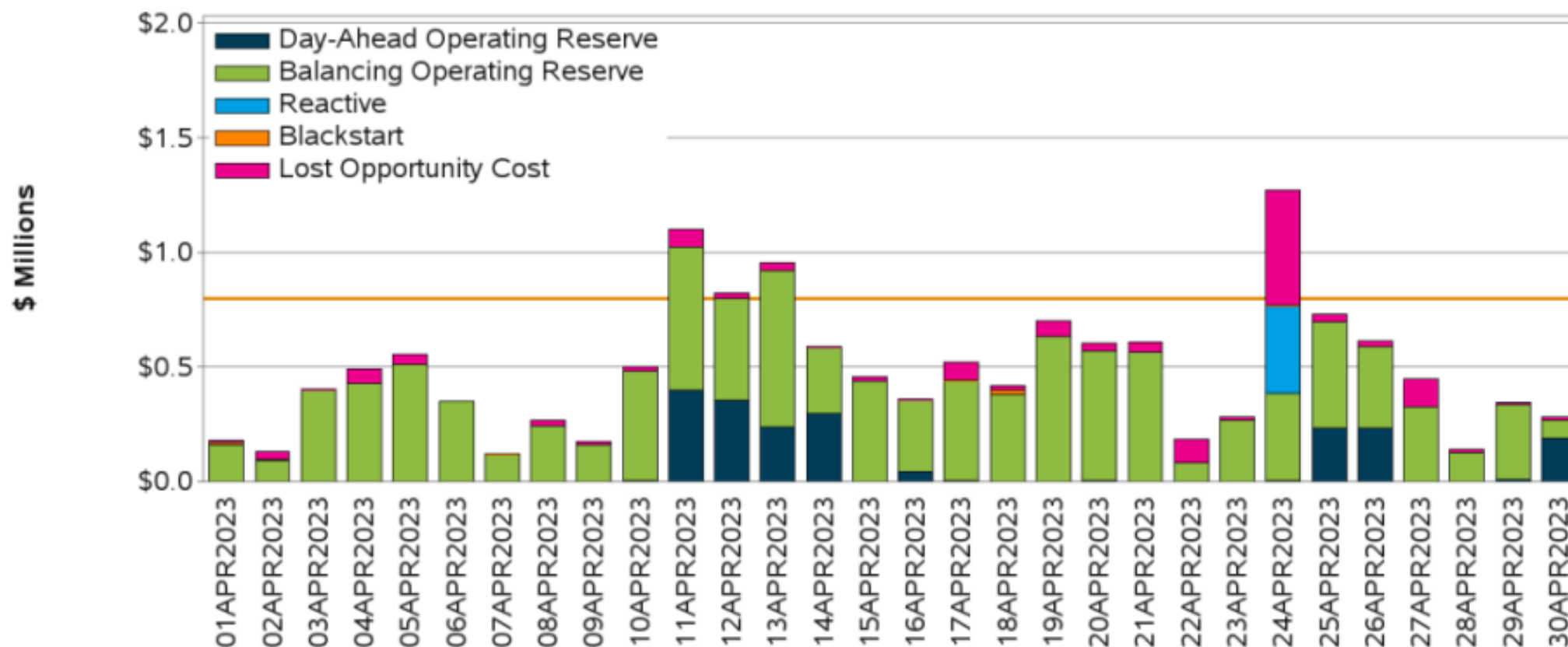
Uplift Credit Date ▼	Generator	Transmission Zone ⚙ All ▼	Pricing Node ID 🔍	Credit Category All ▼	Credits	Datetime RunDate EPT ⚙
7/1/2023	PS BERGEN 2CC F	PSEG	5021665	Balancing Operating Reserve: Dispatch Differential LOC	\$181.58	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS BURLINGTON 121 CT	PSEG	93142	Balancing Operating Reserve: Lost Opportunity Cost	\$439.56	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS BURLINGTON 123 CT	PSEG	93144	Synchronized Reserve	\$5,296.60	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS BURLINGTON 124 CT	PSEG	93145	Synchronized Reserve	\$5,910.92	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS ESSEX 105 CT	PSEG	1097732300	Secondary Reserve	\$23.49	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS ESSEX 105 CT	PSEG	1097732300	Balancing Operating Reserve: Lost Opportunity Cost	\$2.20	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS KEARNY 132 CT	PSEG	123901465	Balancing Operating Reserve	\$907.33	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS KEARNY 133 CT	PSEG	123901467	Day-ahead Operating Reserve	\$1,500.37	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS KEARNY 121 CT	PSEG	50436	Day-ahead Operating Reserve	\$1,412.00	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS KEARNY 122 CT	PSEG	50437	Balancing Operating Reserve: Dispatch Differential LOC	\$21.05	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS LINDEN 1CC	PSEG	21601782	Balancing Operating Reserve: Dispatch Differential LOC	\$524.56	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS LINDEN 2CC	PSEG	1097732340	Balancing Operating Reserve: Dispatch Differential LOC	\$1,100.17	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS LINDEN 6 CT	PSEG	93141	Secondary Reserve	\$270.58	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS LINDEN 8 CT	PSEG	71856677	Balancing Operating Reserve: Lost Opportunity Cost	\$816.32	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS SEWAREN 7 CC	PSEG	1379266906	Regulation and Frequency Response Service	\$935.31	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS BRUNSWICK EDGEBOROUGH 3 LF	PSEG	50403	Secondary Reserve	\$24.17	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS KENILWORTH ALDENE 1 F	PSEG	50389	Regulation and Frequency Response Service	\$809.80	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PE MUDDY RUN 1-8 H	PECO	50549	Regulation and Frequency Response Service	\$651.04	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PE EDDYSTONE 1 F	PECO	50549	Regulation and Frequency Response Service	\$651.04	9/10/2023 08:04

【参考】Uplift・コストの情報開示例(2/2)



- Uplift料金が異常に高い日が発生した場合、PJMの月次の市場レポートで報告される。
 - 2023年4月は80万ドルを超過する日が4日発生し、その原因はローカルで発生した混雑による停電であったと報告されている。

■ PJM管内における2023年4月のUplift実績例(日別)



出所) PJM, "Markets Report, May 22, 2023", 閲覧日2023年9月15日, <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mc/2023/20230522-webinar/item-05a---market-operations-report.ashx>;

未来を問い続け、変革を先駆ける

MRI 三菱総合研究所

米国・PJMにおける相対取引の運用について・ 第4回検討会での意見へのご回答

MRI 三菱総合研究所

2024年3月18日

エネルギー・サステナビリティ事業本部

目次

1.PJMにおける相対取引(IBT)の仕組み	4
2.第4回検討会で頂いたご質問へのご回答	10

注：本資料は、「令和5年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業（同時市場に関する詳細設計等に係る調査等事業）」の調査内容に基づいて作成・一部加工。

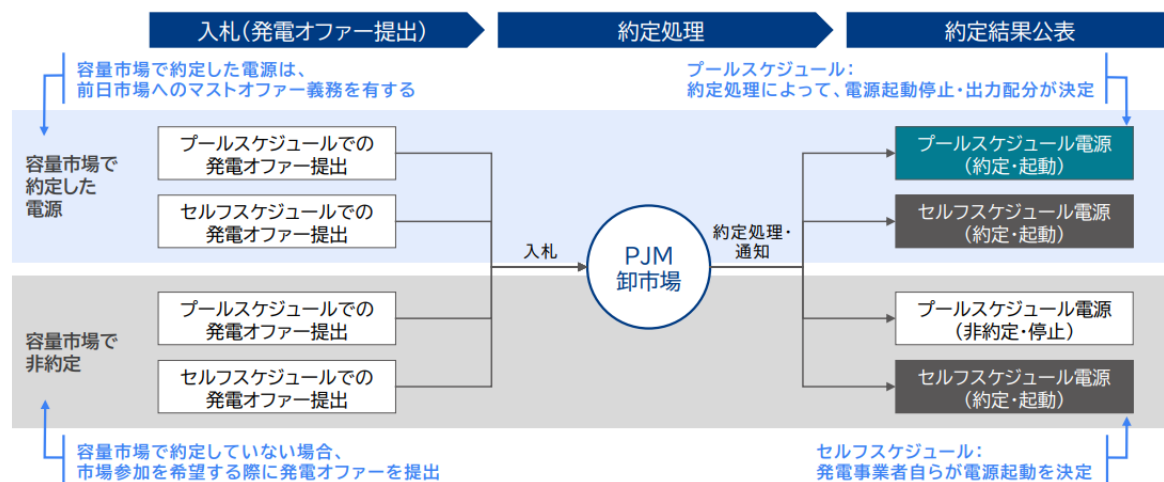
はじめに

- 第4回同時市場の在り方等に関する検討会(以下、検討会)では、PJMの卸電力市場(kWh取引)に係る入札制度や起動費の取り漏れ等に対するUpliftの仕組みについてご報告を行った。
- 今回、市場外で行われている2者間の相対取引の仕組みや、PJMが相対取引をどのように扱っているのか、文献調査や海外ヒアリング等を通じてある程度把握できたため、今後の議論の参考としてその内容をご報告する。
- また、第4回検討会にて委員・オブザーバーの皆様より頂いたご質問のうち、調査を通じて把握できた内容をご報告する。

PJMの卸市場取引における入札の仕組み



- PJMの卸市場取引に参加する電源は、発電オファーを提出する必要がある。特に容量市場で約定した電源は、前日市場で発電オファーを提出するマストオファー義務が課される。
 - 故障等で発電できない場合、発電できない旨の発電オファーを提出することが可能(詳細はp.5参照)。
- 提出された発電オファーに基づき、約定処理(電源の起動停止・出力配分)がなされる。
- 発電オファーには、電源起動を自ら確定させるセルフスケジュールと、PJMの起動停止判断に委ねるプールスケジュールの2区分が存在する。今回は2区分の入札方法について、調査結果をご報告する。



出所) Monitoring Analytics, "PJM State of the Market - 2023", p. 296, 2023年10月8日

Copyright © Mitsubishi Research Institute

4

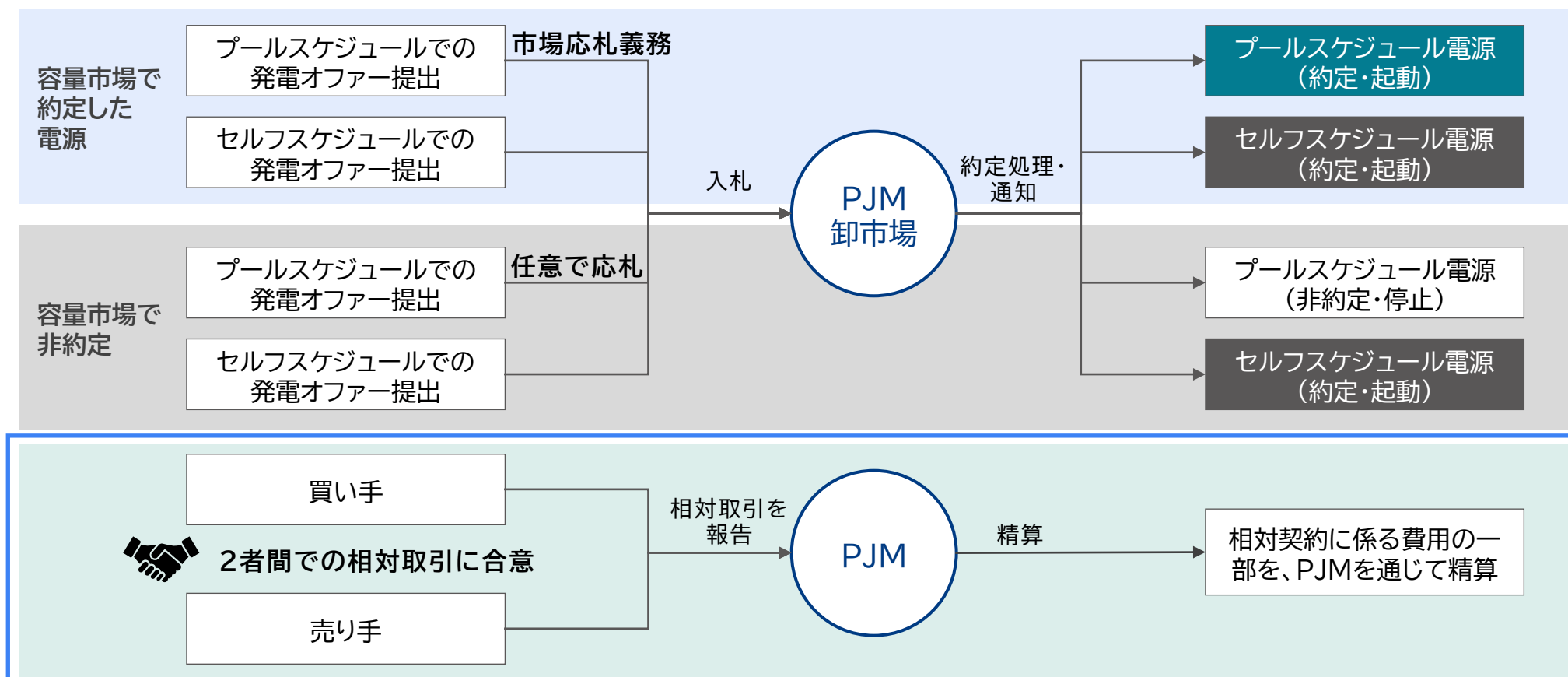
出所) 第4回 同時市場の在り方等に関する検討会、資料5-2米国・PJMにおける市場設計(電源の入札方法、Upliftの取扱い等)について、p.4, 2023年11月27日

PJMにおける相対取引(IBT)の仕組み

米国・PJMにおける電力取引の構造

- 第4回検討会でのご説明の通り、PJMでは、卸電力市場に提出された発電オファーを通じて電源起動・経済出力配分が決定される。
- 加えて、卸電力市場外で相対取引を希望する2者間において取引・精算する仕組みが存在する。

PJMの卸電力市場と相対取引



出所)第4回 同時市場の在り方等に関する検討会、資料5-2米国・PJMにおける市場設計(電源の入札方法、Upliftの取扱い等)について、p.4、2023年11月27日
PJM, "InSchedule", p. 2-3, 2017年5月23日および海外ヒアリングをもとに三菱総合研究所作成

市場外の相対取引をPJMに報告する仕組み

- 市場外で締結した2者間での相対契約を報告する仕組みとして、Internal Bilateral Transaction（以下、IBTと表記）と呼ばれるサービスが存在する。
 - IBTは、PJMに**相対取引を報告した2者間で電力の受け渡しを行ったとみなす仕組み**である。
 - IBTは、PJMのスケジューリングには影響しないとされる。
- IBTを希望する売り手と買い手は、InScheduleと呼ばれる専用ツールを用い、**電力の受け渡し・精算に必要となる情報（契約者情報、電力の受け渡し地点情報、取引電力量、精算価格）**をPJMに報告する。
- 報告された情報を基に、売り手・買い手間の相対契約に係る費用精算の一部がPJMを介して行われる。

IBTにて登録する情報

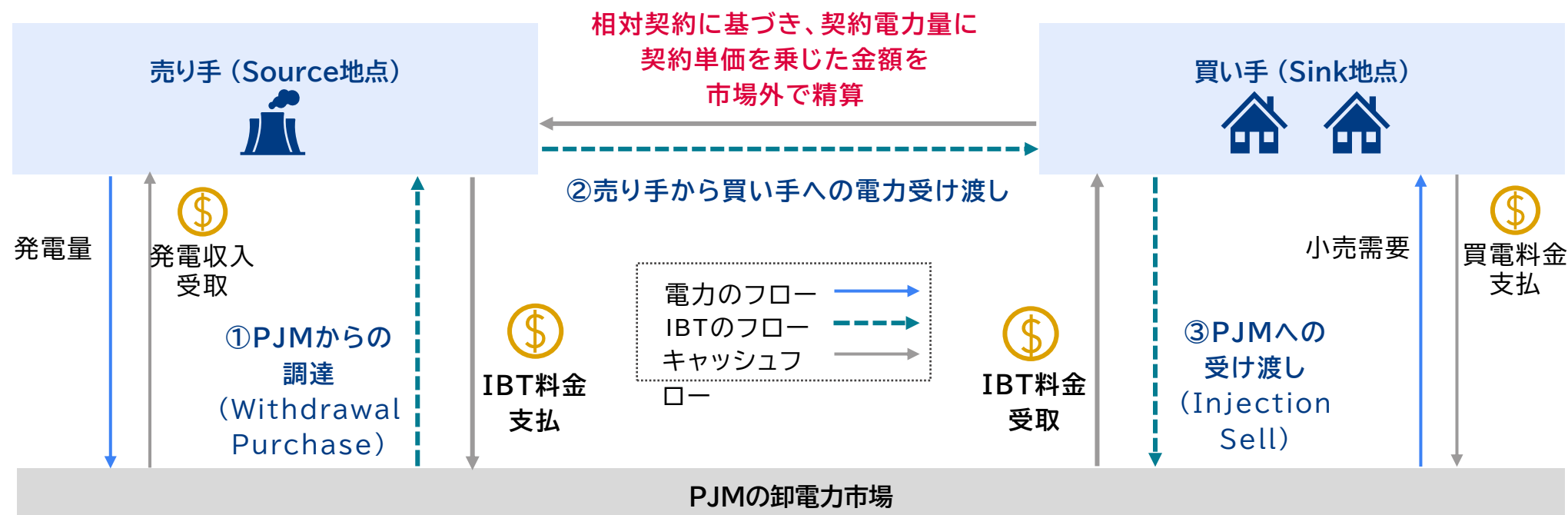
項目	概要
契約者情報	売り手と買い手を登録 ※いずれもPJMの市場参加者である必要がある。
地点情報	売り手側の地点情報(Source)と、買い手側の地点情報(Sink)を指定
受け渡し電力量	売り手と買い手間で受け渡す1時間コマあたり電力量(kWh)を指定 ※1kWh単位で設定可能
精算価格	前日市場価格またはリアルタイム価格を選択

出所)PJM, “PJM InSchedule User Guide”, p.5-8, 2015年6月1日
 PJM, “InSchedule”, p. 2-3, p.17, 2017年5月23日より三菱総合研究所作成

Internal Bilateral Transactionの構造

- PJM担当者によると、IBT取引は3段階のフローを経ることで売り手から買い手に電力が受け渡される。
 - ① 売り手は指定したSource地点にてPJMから電力を調達し(Withdrawal Purchase)、その対価として取引量×Source地点の価格を乗じたIBT料金をPJMに支払う。
 - ② 売り手は受け取った電力を、買い手に受け渡す。
 - ③ 買い手は指定したSink地点にてPJMへ電力を受け渡し(Injection Sell)、その対価として取引量×Sink地点の価格を乗じたIBT料金を受け取る。
- 売り手は発電収入とIBT料金支払いが差し引きされ、買い手は買電料金とIBT料金受取が差し引きされる。そのため、売り手と買い手の正味キャッシュフローは、実質的に市場外の相対契約によって固定化される。

卸電力取引およびIBT取引のフロー・キャッシュフロー



出所) PJM担当者の回答を基に三菱総合研究所作成 ※説明上、混雑料金が発生しない平易なケースを想定した。実際のPJMにおける取引では、地点間値差が発生する可能性がある点に留意が必要である。

Internal Bilateral Transactionに関する留意事項

- FERCによると、PJMにおいてIBTは一般的な取引ではなくなったとされている。
 - 2012年にFERCに対して「(物理的な電力を扱っていない)トレーダーがIBTに参加することで、特定の請求を回避している」と苦情が申し立てられたことにより、FERC orderにて「IBTは電力の物理的移転を伴う場合にのみ認められる」と定められた。そのため、以前はIBTを通じて金銭的な取引を行う電力トレーダーがいたが、現在は物理的な電力を扱っていない限り、IBTはできないことになっている。
- 各種文献や海外ヒアリングにおいて、IBTを用いない相対取引(差金決済: Contracts for Difference)も指摘されている。しかし、ヒアリング回答者によって相対取引の認識や解釈に相違がみられ、現時点で明確な回答が得られていない。この点は、今後も追加調査が必要であると考えられる。
 - 論点: 会計上の差異やヘッジ会計の適用、卸電力市場や電源運用との関係性など

【参考】InScheduleに係る規則・ガイドライン

- PJMでは、IBTを報告するツールであるInScheduleについて、ユーザーガイドを発行している。ユーザーガイド中の“規則とガイドライン(Rules and Guidelines)”には、IBT取引に関して下記の内容が確認できる。
 - InScheduleにて報告されたIBTは、売り手と買い手双方がそのスケジュールを承認する必要がある。
 - 市場参加者がPJMに対して義務の不履行を働いた場合、当該参加者によるIBTの報告は無効となる。加えて、事前に登録されていたIBTのうち、引き渡し日を迎えていない全てのIBTが無効となる。
 - 電気エネルギーの物理的移転のためのBilateral Transactionは、PJMに報告することができる。このように報告されたBilateral Transactionは、電気エネルギーの物理的移転のためのものでなければならず、Internal Bilateral TransactionとしてPJMに報告しなければならない。

第4回検討会で頂いたご質問へのご回答

第4回検討会で頂いたご質問へのご回答(1/4)

委員・オブザーバー	質問概要	現時点でのMRI回答
市村委員	コストベースでのオファーの登録が義務付けられているが、コストベースの計算式に従って登録しないといけないのか、もしくはそれ以下で登録することが認められるのか。またその時の理由は何か。	【当日未回答】 コストベースオファーに含まれる10%マージン部分は必ずしも追加する必要はないため、コストベースオファーの計算式で算出される価格以下で価格を登録することができる。 出所)PJM, “Manual 15: Cost Development Guidelines”, 2023年8月1日
	いわゆる相場操縦の議論は、電源側はPJMのルール・基準に則ていれば相場操縦に当たらないセーフハーバーという扱いになっているのか。	【当日未回答】 FERCにヒアリングを行い、下記の回答を頂いた。 理論的には規律に従っていても相場操縦に該当する可能性もあるが、実務上はその可能性は低い。FERCは市場支配力行使によって電力価格が高くなることを懸念しているため、特別な事情がある場合を除き、PJMの上限価格を超える入札を行わない限りは問題はない。 出所)FERCヒアリングより

第4回検討会で頂いたご質問へのご回答(2/4)

委員・オブザーバー	質問概要	MRI回答
河辺委員	「セルフスケジュール電源についても緊急時にはPJMがリスケジューリングする権利がある」と書かれているが、この緊急時の定義というのはどのように考えられているのか。	【当日未回答】 • PJMの約款(Open Access Transmission Tariff)において、緊急時には、セルフスケジュールであってもPJMの指示に従う必要があるとされている。 • NERC(北米電力信頼度協議会)が発効する規格に基づき、ISO/RTOは緊急事態に対する運用計画(Operating Plan)の策定が義務付けられている。PJMの場合、Manual 13: Emergency Operationsに緊急時の運用計画・具体的なアクションが規定されている。 • マニュアルに規定されている緊急事態(Emergency)として、システム周波数を維持するために対処が必要となる事態、供給ひっ迫または供給余剰、燃料制約、保守的なオペレーションが求められる異常気象・人為的事象(テロリズムなど)、PJM域外での異常事態によってPJMのアクションが求められる事態等が挙げられている。 出所) 第4回 同時市場の在り方等に関する検討会、資料5-2米国・PJMにおける市場設計(電源の入札方法、Upliftの取扱い等)について、p.4, 2023年11月27日 NERC, EOP-011-1 Emergency Operations, p.1-4 PJM, Open Access Transmission Tariff: 1.10.2 Pool-scheduled Resources., 2010年9月17日
小宮山委員	特にSCUC、SCEDの中では発電オフアー情報の技術情報の流通が大変重要と認識した。PJMでは前日市場の発電オフアー情報も、リアルタイムでそのまま活用できる状態になっているのか。	• 前日市場/リアルタイム市場でのオフアー情報は、Market Gatewayと呼ばれるシステムを通じPJMに集約されている。 • リアルタイム市場では、一部の登録項目の修正が実需給65分前まで認められている。市場参加者/PJM間でのデータ送受信・データハンドリングにトラブル等がなければ、最新の情報が反映される。 出所) PJM, “Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations”, p.140, 2024年2月22日

第4回検討会で頂いたご質問へのご回答(3/4)

委員・オブザーバー	質問概要	MRI回答
小宮山委員 (続き)	再エネがUpliftに影響し得るのかどうか、ご存じであればご示唆いただきたい。	再エネの影響でUpliftが発生していることは確認できている。現時点では再エネとUpliftに関する追加情報は得られていない。 出所) 第4回 同時市場の在り方等に関する検討会、資料5-2米国・PJMにおける市場設計(電源の入札方法、Upliftの取扱い等)について、p.28, 2023年11月27日
	Uplift費用が2014年以降に急減しているが、この背景要因は具体的に何が決め手になっているのか。	【当日未回答】 2014年、北東部に寒波が襲い、需要増に伴う稼働時間延長によって設備への影響や天然ガス供給の途絶による燃料制約が発生し、計画外停止に至る電源が増加した。このため、リアルタイムの供給力を確保するためにPJMがBalancing Operating Reserveとして電源を確保したため、Upliftが大幅に増加したとされている。 2014年の需給ひっ迫を受けて、需給ひっ迫に対する制度変更やオファー上限価格の見直し等の推奨事項が整理された。 出所) PJM, “Analysis of Operational Events and Market Impacts During the January 2014 Cold Weather Events”, 閲覧日: 2023年12月14日, https://www.hydro.org/wp-content/uploads/2017/08/PJM-January-2014-report.pdf
市村オブザーバー	DRのようなリソースがUpliftの適用対象になるのか、確認したい。	【当日未回答】 - Monitoring Analyticsによると、Economic Load Responseに対して、前日・リアルタイムともにUpliftの適用対象となるとされている。 - 電源と同様にリアルタイムにて乖離量(deviation)を発生させた場合は、乖離量に応じてUplift費用の金銭的負担が課される。 出所) Monitoring Analytics, “2022 State of the Market Report for PJM”, p.278, 2023年3月9日

第4回検討会で頂いたご質問へのご回答(4/4)

委員・オブザーバー	質問概要	MRI回答
新川オブザーバー	PJMでは、セルフスケジュール電源はプライステイカーとなっていると聞いているが、それは正しいか。セルフスケジュール電源はプライステイカーであるとする、形式的にコストベースのオファー登録をしても、約定されて市場価格相当の金額を受け取ることになる。言い換えると、変動再エネの出力が高い時間帯などで市場価格が低下している場合には、火力発電など可変費の高い電源がセルフスケジュールで約定すると赤字が生じるということになる。したがって、火力の最低出力部分のようなマストラン部分を除いて、火力電源の出力調整可能な部分は、セルフスケジュール電源としてオファーするかどうかは、それぞれに事業者がその前提を踏まえて判断をすると認識している。	【当日未回答】 - 市場価格(LMP)の計算では、原則として経済負荷配分された各地点でのマージナルな電源の限界費用を引用する(※1)。dispatchableな領域があるセルフスケジュール電源であれば限界費用カーブを持つため、最低出力容量(Economic Min.)を超えて経済負荷配分がなされ、マージナルな電源となれば市場価格を決定する権利を有する。 - セルフスケジュール電源及びプールスケジュール電源ともに、dispatchableな出力帯まで経済負荷配分がなされなかった場合(※2)、参照すべき限界費用を持たないため、市場価格を決定する権利を持たない。 出所) Monitoring Analytics, “2022 State of the Market Report for PJM”, p.291, 2023年3月9日
増川オブザーバー	p.8: 太陽光、風力ともセルフスケジュールで登録されているものもあれば、プール電源として登録されているものもあると思うが、その比率が分かれば教えていただきたい。	- 太陽光発電では、セルフスケジュールが14%、PJMが経済出力配分可能なdispatchableな出力帯(プールスケジュール)が86%存在する。 - 風力発電では、セルフスケジュールが5%、PJMが経済出力配分可能なdispatchableな出力帯(プールスケジュール)が95%存在する。 出所) 第4回 同時市場の在り方等に関する検討会、資料5-2米国・PJMにおける市場設計(電源の入札方法、Upliftの取扱い等)について、p.8, 2023年11月27日

※1: 通常、リソースの起動時間(Start-up time)の制約があるため、ディスパッチ時点で同期連系しているリソースを対象として経済負荷配分が実施され、それらのリソースの中からマージナルな電源の限界費用を市場価格として引用する。一方、通知時間と起動時間の合計が1時間未満の高速起動リソース(Fast-start resource)であれば、起動指令後に経済負荷配分を行うことで1時間以内の目標コマの時点で経済出力配分に従うことが可能である。このような高速起動リソースはリアルタイムにおける系統運用の信頼性を高めるために重要であり、高速起動リソースについては限界費用カーブに加え、起動費、無負荷費用も市場価格決定時に考慮される。

出所) PJM, “PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: May 31, 2023)”, p.66, 2023年3月31日

※2: 例えばkW制約の上下限值(Economic Max.とEconomic Min.)を同一値で登録した場合、電源起動が確定した場合は固定出力(Block Load)で約定することとなり、dispatchableな領域を持たない。

またはdispatchableな領域を持つ電源としてkW制約の上下限值を設定したリソースが、kW制約の下限値(Economic Min.)で約定した場合、約定した出力に対応する限界費用カーブがないため、参照すべき限界費用も存在しない。

未来を問い続け、変革を先駆ける

MRI 三菱総合研究所

米国・PJMにおける調整力の取り扱い

MRI 三菱総合研究所

2024年3月18日

エネルギー・サステナビリティ事業本部

目次

1.PJMにおける調整力調達の概要	4
2.Reserveの取り扱い	7
3.Regulationの取り扱い	13
4.米国・PJMにおける調整力の取り扱い まとめ	24

注：本資料は、「令和5年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業（同時市場に関する詳細設計等に係る調査等事業）」の調査内容に基づいて作成・一部加工。

はじめに

- 第4回検討会では、PJMの卸電力市場(kWh取引)に係る入札制度や起動費の取り漏れ等に対するUplift支払いの仕組みについて、ご報告を行った。
- 今回、PJMで扱われている調整力の区分や調整力の入札・約定処理・精算の仕組み、卸電力市場と調整力市場における義務等について、文献調査を通じて把握できたため、今後の議論の参考としてその内容をご報告する。
 - PJMの調整力調達の仕組みは、前日市場からリアルタイム市場にかけて複雑な構造となっており、日本の調整力調達の考え方とも大きく異なる。そのため、PJMの仕組みを事細かにご報告するのではなく、今後の議論の参考となるように調整力調達の要点・特徴に絞ってご報告する。

PJMにおける調整力調達の概要

PJMにおける調整力区分

- PJMでは大きく3区分の調整力(Reserve、Regulation、Frequency Response)が存在する。
- このうち、日本の一次調整力(GF)に相当するFrequency Responseは強制供出となっており、それ以外のRegulation、Reserveが市場調達の対象となっている。
- 本日は、市場調達の対象であるRegulationとReserve(下表の**青枠**)を中心にご報告する。

PJMにおける調整力区分の概要

名称		特性	所定出力 到達時間	調達方法
Reserve	Synchronized Reserve	同期発電・需要リソースによる 10分以内での出力調整能力	10分以内	市場調達
	Non-Synchronized Reserve	非同期発電・需要リソースによる10分 以内での出力調整能力	10分以内	市場調達
	Secondary Reserve	30分以内での出力調整能力 (同期発電である必要なし)	30分以内	市場調達
Regulation		指令後5分以内での出力調整能力。 PJMからのAGCシグナルに従う機能 が必要	5分以内	市場調達
Frequency Response		ガバナまたは同等の制御装置を用いて、 系統周波数偏差に応じて自律的に出力 調整を行う能力。	—	強制供出

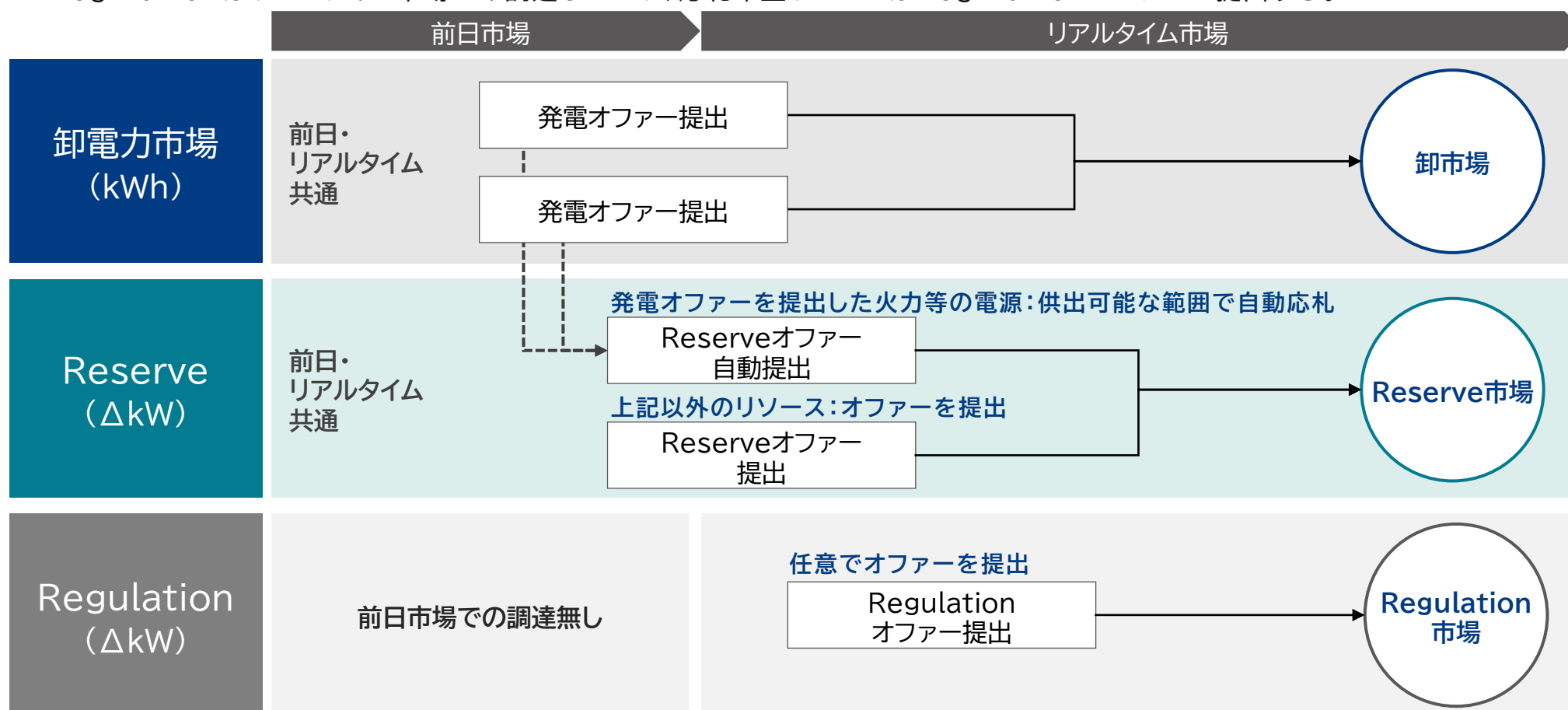
出所)電力広域的運用推進機関、「欧米諸国の需給調整市場に関する調査」, p.76, 2018年7月

PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 129 (Effective Date: February 22, 2024)", p.12, p.27-30, p.83-84, p.104-107, 2024年2月22日

PJM, "Open Access Transmission Tariff, Effective Date: 1/3/2023 - Docket #: ER22-2110-000 - Page 5", 2023年3月1日より三菱総合研究所作成

PJMの卸電力市場取引と調整力取引との対応関係

- 容量市場で落札された電源は、卸電力市場とReserve市場の両方に応札する市場応札義務を有している。
※容量市場で落札されたDRリソースには市場応札義務は課されておらず、緊急時のデマンドレスポンスに応じる義務が課せられる。
- また、卸電力市場に発電オファーを提出した火力等の電源のうち、Reserveを供出可能な電源はReserve市場に応札したとみなされる。それ以外のリソースは、Reserve市場にオファーを提出することが出来る。
- Regulationはリアルタイム市場のみ調達しており、応札希望リソースはRegulationオファーを提出する。



出所) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 129 (Effective Date: February 22, 2024)", p.12, p.27-30, p.83-84, p.104-107, 2024年2月22日
PJM, PJM Manual 18: PJM Capacity Market Revision: 58 (Effective Date: November 15, 2023), p.137, 2023年11月15日より三菱総合研究所作成

Reserveの取り扱い

- 入札方法
- リソースの約定方法・約定価格の決定方法
- 調整力調達費用の負担の考え方

Reserveオファ어의情報

- Reserve市場に参加する場合、入札量、価格情報を登録する。
 - 火力等の電源のうち、発電オファ어를提出した電源はReserve市場に応札したとみなされ、卸電力市場のオファ어情報やランプレートに基づいて、PJMによって入札量が自動的に登録される。
 - それ以外のリソース(DRリソース、水力発電、蓄電池)は、事業者が入札量を登録する。
- 入札価格は、Synchronized Reserveのみ登録が認められている。Synchronized Reserve Penalty想定額(※1)が上限価格として定められ、現状では0.04\$/MWhと設定されている。
- 容量市場で約定した電源は、卸電力市場およびReserve市場に応札する市場応札義務が課せられている。市場応札義務を有する電源が、dispatchableな領域を持つにも関わらず、Reserve容量を供出可能(available)としない場合は、応札義務を満たしていないとみなされる。

Reserveオファ어의入札項目

項目		火力等の電源の場合(※2)	DRリソース、水力発電、蓄電池
入札量 Reserve Offer MW		電源の運転パラメータを用いて、 PJMが入札量を算定(※3)	商品の応動要件を満たす範囲で、 事業者が入札量を登録
入札価格 Reserve Offer Price	Synchronized Reserve	入札価格を登録 (現在の上限価格は0.04\$/MWh※1)	
	Non-Synchronized Reserve	価格登録不可(ゼロコストオファ어とみなされる)	
	Secondary Reserve		

※1: Synchronized Reserveとして約定したリソースがReserve供出できなかった場合、提供できなかった容量にリアルタイムのReserve約定価格を乗じたペナルティ額が課せられる。

※2: 太陽光・風力・原子力は、通常Reserve入札の適用外とされている。PJMの例外承認を得た場合、電源としてReserve市場に応札可能となる。

※3: Reserveオファ어項目以外にも、卸電力取引の入札に用いられるパラメーター(ランプレート、Economic Max等)も考慮して算定されている。詳細はp.9参照。

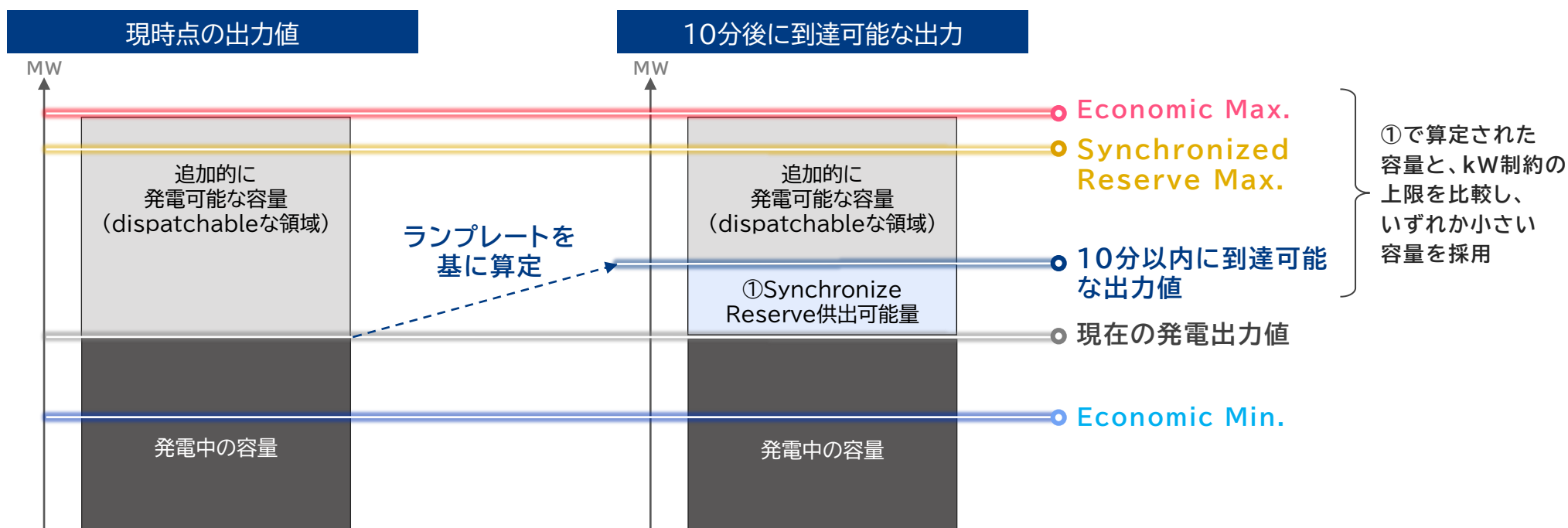
出所) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 129 (Effective Date: February 22, 2024)", p.102-134, 2024年2月22日

PJM, "PJM Regulation Market", p.4-8, 2018年8月10日より三菱総合研究所作成

【参考】火力等の電源における入札量の算定方法

- 発電オファーを提出した火力等の電源は、卸電力市場のオファー情報やランプレートに基づいてReserve入札量が自動的に登録される。PJMは下記の考え方に基いてReserve供出可能量を算定する。
 - ① ランプレートを踏まえて、指令後10分以内に出力変動可能な容量を算出
 - ② 出力容量上限(Economic Max.)とReserve容量上限(Synchronized Reserve Max.)のいずれか低い容量上限と、同時最適化によって決定された出力値(MW)との差分を算出
 - ③ 算出した①と②の容量上限(kW制約)を比較し、いずれか小さい値をSynchronize Reserve 供出可能量として決定

Synchronized Reserve入札量の算定方法



※Eco. Max. > Synchronized Reserve Max. > Eco. Min. の場合を記載しているが、kW制約はリソース特性等に応じて登録可能である。

Reserveの約定方法: 約定リソース・約定価格の決定

- PJMでは、卸電力市場(kWh取引)とReserve市場が同時最適化されている。その為、Reserveの約定時に、事業者が登録したReserve入札価格に加えて、卸電力市場との同時最適化に係る逸失利益(※1)をPJM側で算定・上乗せして、リソース毎に実効コストが算定されている。
 ※1: PJMのマニュアル等においては、Opportunity Cost(機会費用)と表現されているものの、日本の需給調整市場ガイドライン(2023年3月10日改定、経済産業省)においては、kWhの持ち下げで調整力を確保する場合の卸電力市場(kWh市場)価格(予想)と限界費用の差のことを「逸失利益」と表現しているため、本資料でも「逸失利益」と記載。以下のページの資料でも同様。
- Reserve必要量を満たすまで実効コスト(※2)が安いリソースから順に、メリットオーダーで約定させる。
- Reserveとして約定したリソースのうち、最も高い実効コストがReserve市場の約定価格(下表青枠内)となり、シングルプライスで決定される。

Reserveの約定方法(イメージ※3) | Reserve必要調達量: 35MWとした場合

リソース	Reserve入札量(MW)	実効コスト(※2)	約定量(MW)	約定価格
リソースA	10	0.10\$/MWh	10	0.20\$/MWh
リソースB	10	0.10\$/MWh	10	
リソースC	10	0.15\$/MWh	10	
リソースD	10	0.20\$/MWh	5 (マージナル)	
リソースE	10	0.50\$/MWh	0 (不落札)	—

※2: Reserveオファーの入札価格に加えて、卸電力市場との同時最適化に係る逸失利益(Opportunity Cost)を上乗せし、実効コスト(Effective Cost)として算定されていると表現されているが、その考え方は明確に確認できていないため、追加確認が必要である。

※3: ご議論の参考となる情報を提供するため、前日市場におけるReserveの約定方法を基に作成した。リアルタイム市場も同様の考え方を採用しているが、PJMでは実需給65分前～実需給10分前にかけて複数回の約定タイミングが存在するため、約定リソースや約定価格の決定方法がより複雑となっている。

出所) PJM, “Current Offer Structure and Pricing Outcomes for Reserve”, p.15, 2023年11月26日より三菱総合研究所作成 ※価格算定の概念を簡略化して示したものである点にご留意頂きたい。

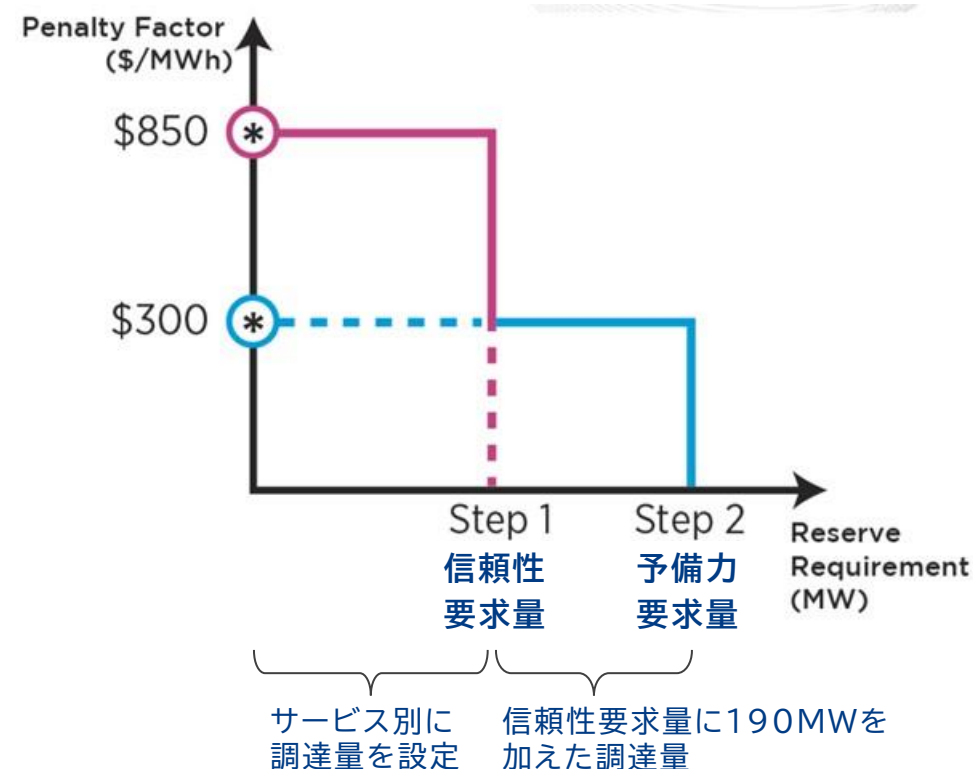
【参考】Reserveが不足している場合のReserveの価格上昇の仕組み

- PJMでは人為的にReserveの約定価格が上昇する仕組みが存在する。
- 調達目標量を満たしている平常時は、p.10の考え方に基づいて約定価格が算定される。一方、Reserveの調達不足が発生した場合は、域内全体とサブゾーン毎に人為的に作成されたReserveの需要曲線で定められたペナルティ価格(300\$/MWhまたは850\$/MWh)まで、人為的に約定価格が上昇する。

Reserveの需要曲線の形状と設定方法(平常時)

	Reserveサービス		
	Synchronized Reserve(SR)	Primary Reserve(PR)	30-minute Reserve
信頼性要求量 Reliability Requirement	最大の単一事故相当	Synchronized Reserveの信頼性要求量の150%	以下のうち、最大量を採用 ①Primary Reserveの信頼性要求量 ②3,000MW ③ガス供給に係る最大の不測事態を考慮した量
予備力要求量 Reserve Requirement	SRの信頼性要求量と追加予備力要求量※の合計	PRの信頼性要求量と追加予備力要求量※の合計	30-minute Reserveの信頼性要求量と追加予備力要求量※の合計

※追加予備力要求量(Extended Reserve Requirement)は、運用上の不確実性をカバーする追加予備力を調達するために設定される。現状では、平常時は190MWと設定されている。

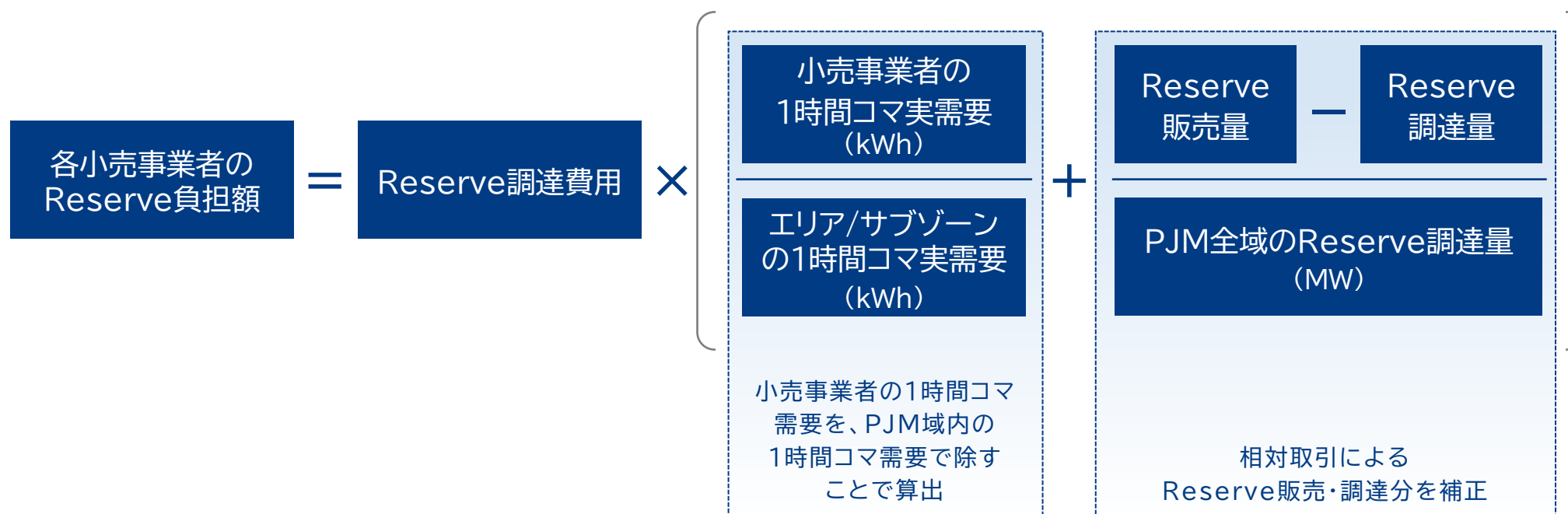


出所) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: December 14, 2023)", p.101-110, 2023年12月14日
PJM, "Reserve Markets Overview", p.10, 2023年10月10日より三菱総合研究所作成・一部加筆

Reserve調達費用の負担の考え方

- PJMでは、小売事業者がReserve調達費用を金銭的に負担する義務を負う。
- 小売事業者は、1時間コマのエリア需要またはサブゾーン需要に対する、小売事業者間の実需要のkWh比率（シェア）に応じてReserve負担額を算定する。
 - PJMではReserveの相対取引(Bilateral Reserve Transaction)が存在するため、相対取引による販売分・調達分を差し引きし、小売事業者のReserve負担率(シェア)が補正される。

Reserve調達費用の負担方法



出所) PJM, "PJM Manual 28: Operating Agreement Accounting", p.28, p.69-70, 2023年11月15日

PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 129 (Effective Date: February 22, 2024)", p.133, 2024年2月22日より三菱総合研究所作成

Regulationの取り扱い

- 入札方法
- リソースの約定方法・約定価格の決定方法
- 調整力調達費用の負担の考え方

Regulationオファーの情報

- PJMのRegulation市場に参加する場合、入札ステータス、RegulationのkW制約上下限、入札量、価格情報（詳細はp.21参照）など、様々な項目を登録する。PJMは提出されたRegulationオファーに基づいて約定処理を行う。
- 入札ステータスをSelf-Scheduledとして登録することで、価格情報をゼロ（プライステイカー）とみなして約定処理が行われる。

Regulation Offerの入札項目一覧

入札項目		登録内容
入札ステータス Regulation Status		■ Regulationの利用可否を登録 (応札を希望する場合: Available, プライステイカーとして応札を希望する場合: Self-Scheduled, 応札を希望しない場合: Unavailable)
kW制約	Regulation Max.	■ Regulationへ入札可能な出力上限(MW)を登録
	Regulation Min.	■ Regulationへ入札可能な出力下限(MW)を登録
入札量 Regulation Capability		■ Regulationへの入札量(MW)を登録 ■ 上げ方向・下げ方向の片側容量として登録するが、約定時には上げ・下げ両方を調達
シグナルタイプ(※) Regulation Signal type		■ シグナルタイプ(RegA or RegD)を選択
価格情報 (p.21参照)	容量価値 Capability cost又は Capability price	■ Regulationとして確保された容量(MW)に対する入札価格(\$/MW)を登録 ■ Self-Scheduledとして登録された場合、0と評価される
	応動価値 Performance cost 又は Performance price	■ Regulationとして稼働した容量に対する価格(\$/ΔMW)を登録 ■ Self-Scheduledとして登録された場合、0と評価される

※Regulationには2種類の信号があり、RegAは出力変化速度に制限がある従来電源（汽力、燃焼タービン、コンバインドサイクル等）に対応し、RegDはエネルギー量(kWh)に制限のあるリソース（蓄電池、フライホイール、デマンドサイドリソース等）に対応する。

出所) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: May 31, 2023)", p.83-84, 2023年3月31日

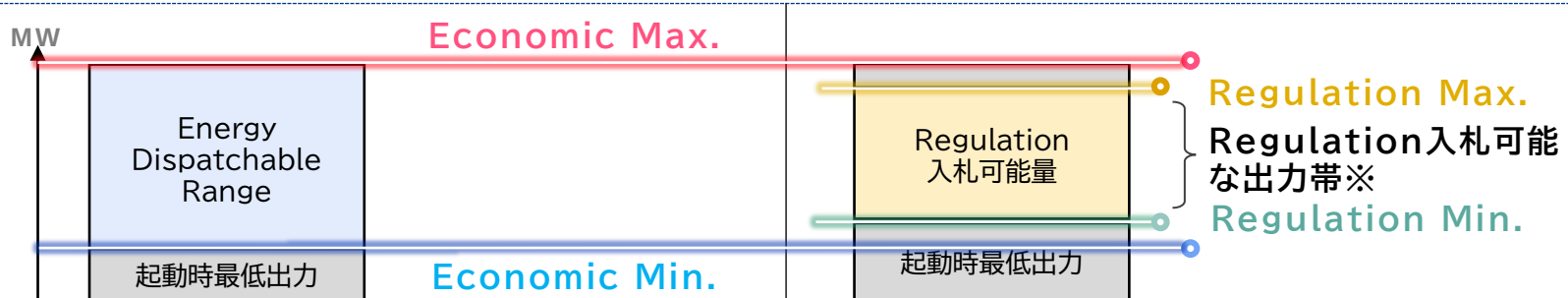
PJM, "PJM Regulation Market", p.4-8, 2018年8月10日

PJM, "Regulation Control", p.3, 2022年より三菱総合研究所作成

Regulationの入札方法

- Regulationオファーを行う場合、入札価格を登録する際はAvailableとして登録し、プライステイカーとして登録する場合はSelf-Scheduledとして登録する。(※両者の違いはp.22参照)
- リソースの特性を踏まえてRegulationのkW制約の上下限(Reg. Max.とReg. Min.)を登録する。
この範囲内において、Regulation入札量を設定することが出来る。

Regulationオファーの入札方法

Regulationの入札方法(イメージ図)		
	Energyオファーのみの場合	Regulationオファーを行う場合
①ステータス情報を登録	Regulationへ応札しない場合: Unavailableとして登録	入札価格を登録して応札する場合: Availableとして登録 プライステイカーとして応札する場合: Self-Scheduledとして登録
②発電量およびRegulation入札可能量を登録	Economic Max.: Economic Dispatchに従うことができる最大の出力増分値 Economic Min.: Economic Dispatchに従うことができる最小の出力増分値 Regulation Max.: Regulationを入札可能な最大の出力値(注: リソースの特性による) Regulation Min.: Regulationを入札可能な最小の出力値(注: リソースの特性による) 	

※仮にDispatchable Rangeを超えてRegulation Max./Minが設定された場合、Economic Max.またはEconomic Min.やそれ以外の最も厳しい制約条件によって入札可能量が補正される。図はEco. Max. > Reg. Max. > Reg. Min. > Eco. Min.の場合を記載しているが、リソース特性に応じて任意の値で登録可能である。

出所) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: May 31, 2023)", p.85, 2023年3月31日

PJM, "PJM Regulation Market", p.4-8, 2018年8月10日

PJM, "PJM Manual 12: Balancing Operations Revision: 50 (Effective Date: November 10, 2023)", p.41, 2023年10月10日より三菱総合研究所作成

Regulationの約定方法: 約定リソースの決定

- 登録されたオファー価格(容量価値と応動価値)に、Regulation供出による卸電力市場での逸失利益を合計した値を**Rank**と呼び、Rankの合計値が最も低いリソースからメリットオーダー順に約定リソースを決定する。
 - 逸失利益(※)はPJMが同時最適処理時に算定し、Rank評価時に考慮される。
※逸失利益の定義は約定処理時・約定価格算定時・リソースへの対価の精算時においてそれぞれ異なる。詳細はp.19参照。
- 過去の応動実績からリソース毎にパフォーマンス値(0~1)が算定され、オファー価格および逸失利益をパフォーマンス値で除すことにより、リソース別にRankの補正処理を行っている。パフォーマンス値が低い(つまり、0に近い)ほど高く補正され、約定処理上は不利になる。

Regulationの約定処理に用いるRankの考え方

$$\text{Rank} = \underbrace{\text{Capability Cost (容量価値)} + \text{Performance Cost (応動価値)}}_{\text{オファー価格に、パフォーマンス値で除すことで補正}} + \underbrace{\text{Lost Opportunity Cost (逸失利益)}}_{\text{PJMが逸失利益を算定し、パフォーマンス値で除すことで補正 (逸失利益の詳細はp.19参照)}}$$

Regulationの約定方法の考え方

リソース	入札ステータス	パフォーマンス値	容量価値	応動価値	逸失利益 (p.19参照)	Rank	
						補正前	補正後
リソースA	Self-Scheduled	1	0	0	0	0	0
リソースB	Available	1	5	2	1	8	8
リソースC	Available	0.8	5	1	2	8	10 ※パフォーマンス値0.8で除した値
リソース...	...	...	...	...	...	...	...

必要量を満たすまで、補正後Rankのメリットオーダーで約定リソース決定

出所) PJM, "Regulation Overview", p.28-32, 2022年3月22日

PJM, "PJM Regulation Lost Opportunity Cost Overview", p.3-4, 2022年9月20日

PJM, "PJM Manual 12: Balancing Operations Revision: 51 (Effective Date: December 20, 2023)", p.51, 2023年12月20日より三菱総合研究所作成

※約定方法の概念を簡略化して示したものである点にご留意頂きたい。

Regulationの約定方法: 約定価格の算定

- Regulationの必要調達量が50MWとした場合、Rank(容量価値、応動価値、逸失利益の合計)が最も低いリソースからメリットオーダー順に、必要調達量を満たすまでリソースを約定する。その後、約定したリソースのRankと応動価値をもとに、Regulationの約定価格を以下のように決定する。
 - ① 約定したリソースのうち、最も高い補正後RankをRegulation総約定価格として決定する(下表**青枠**)。
補正後Rankは容量価値と応動価値を含む概念であるため、両者を切り分ける必要がある。
 - ② そこで約定したリソースのうち、最も高い応動価値を、**応動価値のシングルプライスと決定**する(下表**緑枠**)。
 - ③ ①で算出したRegulation総約定価格から、②で算出した応動価値のシングルプライスを差し引くことで、**容量価値(※)のシングルプライスを決定**する。(= **青枠**の金額 - **緑枠**の金額)
※この時、逸失利益に関する価値も一部内包される。また逸失利益の定義は約定処理時・約定価格算定時・リソースへの対価の精算時においてそれぞれ異なる。詳細はp.19参照。
- シングルプライス約定額を算定した後、リソースのパフォーマンス値に応じて実際の調整力収入が補正される。

Regulationの約定価格の算定方法(イメージ) | Regulation必要調達量: 50MWとした場合

リソース	入札ステータス	パフォーマンス値	容量価値	応動価値	逸失利益 (p.19参照)	Rank		約定量 (MW)
						補正前	補正後	
リソースA	Self-Scheduled (プライステイカー)	1	0	0	0	0	0	20
リソースB	Available	1	5	2 (最も高い 応動価値)	1	8	8	15
リソースC	Available	0.8	5	1	2	8	10	10
リソースD	Available	1	7	1	5	13	13 (総約定価格)	5 (マージナル)
リソースE	Available	1	10	2	3	15	15	0 (非約定)

出所) PJM, "Regulation Overview", p.28-32, 2022年3月22日より三菱総合研究所作成 ※価格算定の概念を簡略化して示したものである点にご留意頂きたい。

Regulationの精算方法

- 調整力提供者には、シングルプライスで決定された約定価格（容量価値・応動価値）にRegulation約定量を乗じた金額の対価が得られる。応動価値・容量価値はリソース毎のパフォーマンス値によって精度の高いリソースほど高対価となるように補正され、さらに応動価値はマイレージ比率（シグナルタイプの選択に応じた応動量の補正）によって補正される。
- 前項の通りシングルプライスで決定された容量価値には、マージナルなリソースの逸失利益が一部内包されている。また、逸失利益の取り漏れが発生する場合はその費用が補填される。
（※逸失利益の定義は約定処理時・約定価格算定時・リソースへの対価の精算時においてそれぞれ異なる。詳細はp.19-20参照）

Regulation Marketの精算（容量価値・応動価値）

区分	計算式
容量価値 Capacity Cost	Regulation Market Capability Clearing Price(RMCCP) Credit = Five minute integrated Regulation MW * Five minute Performance Score ^{※1} * Five minute RMCCP / 12) リソースが受け取る容量価値 = 5分コマのRegulation量(MW) × 5分コマにおけるパフォーマンス値 × 5分コマにおける容量価値の約定価格 ÷ 12
応動価値 Performance Cost	Regulation Market Performance Clearing Price(RMPCP) Credit = Five minute integrated Regulation MW * Five minute Performance Score ^{※1} * Mileage Ratio ^{※2} * Five minute RMPCP / 12 リソースが受け取る応動価値 = 5分コマのRegulation量(MW) × 5分コマにおけるパフォーマンス値 × マイレージ比率 ^{※1} × 5分コマにおける応動価値の約定価格 ÷ 12

※1: Performance Scoreは、Regulationを提供するリソースの精度を評価した1時間当たりの値。PJMは、10秒ごとにRegulation信号とリソースの動作状況を収集し、Performance Scoreを計算する。

※2: Mileageとは、Regulation制御信号によって要求される応動量のこと。Mileage Ratioとは、RegA信号の時間当たりMileageに対する、リソースのシグナル種別に応じた時間当たりMileageの比率であり、一般にRegDシグナルを選択したほうがより高い対価に補正される。RegA信号を選択した場合の比率は1となる。

出所) PJM, "Regulation Overview", p.28-32, 2022年3月22日,

PJM, "PJM Manual 28: Operating Agreement Accounting", p.29-30, 2023年11月15日

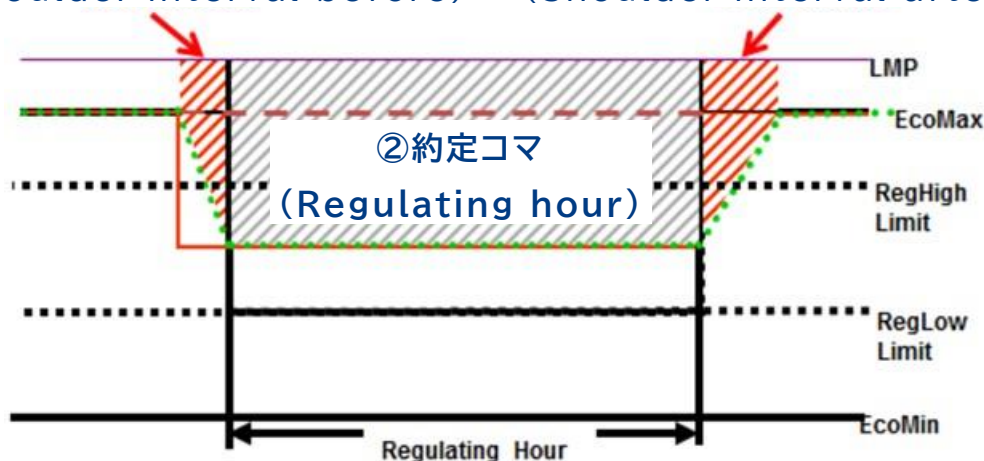
PJM, "PJM Manual 12: Balancing Operations", p.50, 2023年9月20日より三菱総合研究所作成

【参考】Regulationにおける逸失利益の範囲

- Regulationにおける逸失利益には3種類存在する。
 - ① 約定コマの前に、約定コマの出力値に向けた出力変化時に発生する逸失利益(Shoulder interval before)
 - ② 約定コマに発生する逸失利益(Regulating hour)
 - ③ 約定コマの後に、次の約定コマの出力値に向けた出力変化時に発生する逸失利益(Shoulder interval after)
- 約定処理時、約定価格の算定時、リソースへの対価の精算時に考慮される逸失利益の範囲や採用する値(予想値または実績値)が異なる。
 - 約定処理時: 約定コマの前と約定コマにおける逸失利益(予想値)を考慮
 - 約定価格の算定時: 約定コマにおける逸失利益(実績)を考慮
 - 対価の精算時: 約定コマの前後と約定コマにおける逸失利益(実績)を考慮

逸失利益の種類

- ① 約定コマの前の時間 (Shoulder interval before) ③ 約定コマの後の時間 (Shoulder interval after)



約定・価格算定・精算時の逸失利益の対応関係

	逸失利益の種類		
	① 約定コマの前	② 約定コマ	③ 約定コマの後
約定処理	○ (予想値)	○ (予想値)	—
約定価格の算定時	—	○ (実績)	—
対価の精算時	○ (実績)	○ (実績)	○ (実績)

【参考】逸失利益の取り漏れが発生したリソースへの補填

- プールスケジュール(※1)としてRegulationに応札したリソースが約定した場合、Regulation収入を受け取ってもなお逸失利益の取り漏れが発生した場合はPJMから補填を受ける権利を有する。
※1:卸電力市場とRegulation市場への入札ステータスは個別に登録するため、この場合はRegulation市場にプールスケジュールとして登録したことを指す。
- リソースへの精算時における逸失利益の対象は、約定コマと約定コマの前後の時間に発生した逸失利益の合計となる。(※約定処理や約定価格算定時の逸失利益の定義とは異なる。詳細はp.19参照)
- Regulation市場での逸失利益の取り漏れは、以下の計算式に基づいて計算される。
 - Regulationオファーと逸失利益の合計額を12で除した値(※2)が、Regulationの約定収入合計額よりも大きい場合、下記の逸失利益判定式の結果が正の値となる。その場合は逸失利益が発生しているとみなされて補填される。下記の判定式の結果がゼロまたは負の値となった場合、Regulationの約定収入合計額によって逸失利益は回収済みとみなされ、逸失利益の補填額はゼロとなる。

Regulationの逸失利益の取り漏れ判定

$$\text{逸失利益の補填額} = \left[\frac{\text{Regulation オファー} + \text{Regulationによる逸失利益 (p.19参照)}}{12^{\ast 2}} \right] - \text{Regulationの約定収入合計額}$$

※2:12で除す理由は、PJMのリアルタイム市場は5分×12コマに分割されて運用されているため、5分コマあたりの金額に換算する必要があることに由来する。

【参考】Regulationにおける価格規律

- PJMではRegulation市場における応札者の市場支配力行使の可能性を防ぐために、以下のような取り組みを実施している。
 - **価格規律**: 応札を希望するリソースはコストベースでの入札価格登録が要求されている。コストベースの入札価格を登録した事業者は、プライスベースでの入札も任意で認められている。
 - **潜在的な市場支配力行使に対するPJMの緩和措置**: 登録されたRegulationオファーに基づき、PJMは市場支配力を行使する可能性のあるオファーを特定するために、Three Pivotal Supplier Test (TPS Test)を実施する。TPSテストをクリアできなかったリソースは、市場支配力を行使する可能性があるともみなされ、PJMによってコストベースまたはプライスベースの入札価格のうち、より安価な入札価格が上限 (offer-capped) となる。
- Regulation市場にコストベースの入札価格を登録する場合、PJMの“Cost Development Guideline”に定められた価格規律に従ってオファーコスト(容量価値、応動価値)を算定する必要がある。
 - Regulationを入札することに伴う熱効率の低下や燃料費増加分、定格出力以下で運転することによる運転維持費の変動等を考慮した価格以下で登録することが求められている。また、容量価値(Capability cost)には、マージン(12\$/MWh)を上乗せすることが認められている。
(※詳細なコストの考え方については別途精査が必要である。)

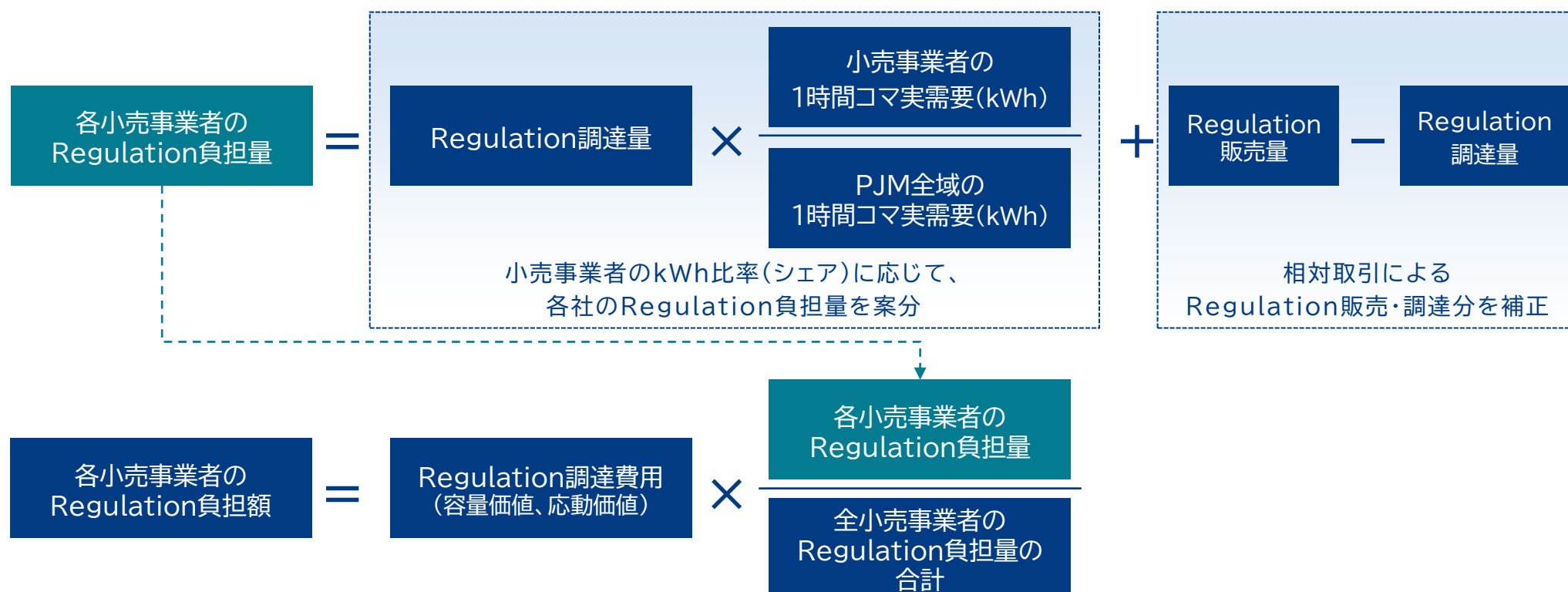
【参考】ゼロコスト入札とセルフスケジュール入札の違い

- Regulation入札時には①入札ステータスをAvailableとして登録した上で、オファー価格をゼロコストとして入札する方法と、②入札ステータスをセルフスケジュールとして登録することで、プライステイカーとみなして入札する方法の2種類が存在する。
 - 前者は、オファー価格はゼロコストであるが逸失利益が発生する可能性がある。
後者は、逸失利益を含めてプライステイカーとみなされるため、逸失利益が発生する可能性のあるゼロコスト入札よりもメリットオーダーでは優位となる。
 - Regulationに約定した後、Regulation収入を受け取ってもなおリソースの逸失利益等の取り漏れが発生した場合、前者の場合は取り漏れ費用が補填されるが、後者の場合は取り漏れが発生しても補填されない。
(詳細はp.20参照)
- もしゼロコスト入札とセルフスケジュールとして登録されたオファーの合計量が、Regulation必要調達量を超えた場合、パフォーマンス値の高いリソースから順に決定される。

Regulation調達費用の負担の考え方

- PJMでは、小売事業者がRegulation調達費用を金銭的に負担する義務を負う。
- 小売事業者は、1時間コマのエリア需要に対する、小売事業者間の実需要のkWh比率(シェア)に応じてRegulation負担量(Regulation Obligation)を算定する。
 - PJMではRegulationの相対取引(Bilateral Regulation Transaction)が存在するため、相対取引による販売分・調達分を差し引きし、小売事業者のRegulation負担量が補正される。
- 各社のRegulation負担量の比率(シェア)に応じて、調達費用を案分負担する。

Regulation調達費用の負担方法



出所) PJM, "PJM Manual 28: Operating Agreement Accounting", p.28, p.34-35 2023年11月15日

PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 129 (Effective Date: February 22, 2024)", p.88, 2024年2月22日より三菱総合研究所作成

米国・PJMにおける調整力の取り扱い まとめ

PJMにおける調整力の取り扱い：まとめ

- 調整力の種類に応じて市場応札義務と入札方法が異なるが、Regulation・Reserveの場合は、応札された登録項目を踏まえて調整力必要量を満たすまで、メリットオーダー順にリソースを約定させる。調整力調達費用は、原則として1時間ごとに要した費用を当該1時間コマの需要シェアに案分負担となる。（更に相対取引の調達分を補正し、事業者別の最終的な調達費用負担額を算定する。）
- 日本の需給調整市場と比較すると、逸失利益やその他（一定額）については、形は違えど、一定の配慮はなされているように思われる。一方、機会費用（起動費や最低出力費用のためにかかる費用）は調整力の入札・約定価格では、一見考慮されておらず、おそらくUplift等、他の方法で回収されているものと思われる。この点は引き続き調査が必要である。

区分	市場応札義務	入札方法	約定方法	約定価格	調達費用負担
Reserve	容量市場で約定した電源： Reserve市場への市場応札義務有 ※容量市場で約定したDRには市場応札義務はない	火力等の電源： Reserveの提供機能を持つ場合、発電オファーを提出した電源は自動的に登録※1 DRリソース、水力、蓄電池： 任意で応札可能	オファー価格・逸失利益（※2）から構成される実効コストを算出し、必要量を満たすまで実効コストのメリットオーダー順に約定	マージナルなリソースの実効コストを参照してシングルプライスで決定（※3）	原則として、1時間毎に要した調整力費用を、当該1時間コマの需要シェアに応じ小売事業者が案分負担 ※PJMでは調整力の相対取引（Bilateral transaction）による調達・販売分を考慮し、最終的な負担比率が補正される。詳細はp.12, p.23参照。
Regulation	全てのリソース： 応札義務なし	Regulationオファーを提出	オファー価格（容量価値、応動価値）と逸失利益（※4）の合計額であるRankを算出し、各リソースのパフォーマンス値でRankを補正 調整力必要量を満たすまで、補正後Rankのメリットオーダー順に約定	応動価値：マージナルな約定リソースの応動価値を、シングルプライスとして決定。その後、パフォーマンス値とマージン比率で対価を補正。 容量価値：マージナルな補正後Rankから、応動価値のシングルプライス約定単価を差し引くことで決定。その後、パフォーマンス値で対価を補正。 ※逸失利益（※4）の取り漏れが発生した場合、当該リソースに補填	
Frequency Response	強制供出	—	—	—	—

※1：太陽光・風力・原子力は通常、応札義務の適用外とされている。PJMの承認を得た場合、これらの電源もReserve市場に応札可能。

※2：Reserveにおけるリソース別の逸失利益（Opportunity cost）の考え方については別途精査が必要である。

※3：ご議論の参考となる情報を提供するため、前日市場におけるReserveの約定方法を基に作成した。リアルタイム市場も基本的な考え方は同様だが、より複雑な約定・価格算定方法が採用されている。

※4：Regulationにおける逸失利益の考え方は、リソース約定時・価格算定時・リソースへの対価の精算時によってそれぞれ異なる。詳細はp.19を参照。

未来を問い続け、変革を先駆ける

MRI 三菱総合研究所

付帯資料2 電力関連のデータ収集・分析・整理・翻訳支援

本事業を通じて収集・分析したデータ

- 本事業を通じて、下記の資料を基にデータ収集・分析を行った。

資料	概要
Monitoring Analytics, “PJM State of the Market”	• PJMにおける卸電力市場、Reserve市場、Regulation市場における電源別応札・約定・精算データ等を整理
EIA, “Preliminary Monthly Electric Generator Inventory”	• 各ISOにおける電源構成のデータを整理

未来を問い続け、変革を先駆ける

MRI 三菱総合研究所

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：令和5年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業（同時市場に関する詳細設計等に係る調査等事業）調査報告書

委託事業名：令和5年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業（同時市場に関する詳細設計等に係る調査等事業）

受注事業者名：株式会社三菱総合研究所

頁	図表番号	タイトル
8	図表番号なし	SC認定要件
18	図表番号なし	計画外停止率の計算方法
19	図表番号なし	PJMの容量市場における計画外停止率の扱い
20	図表番号なし	PJMにおける逸脱へのペナルティ
21	図表番号なし	ディスパッチ可能でない電源の逸脱量
22	図表番号なし	ディスパッチ可能な電源の逸脱量
23	図表番号なし	停止された電源の逸脱量
32	図表番号なし	セルフスケジュール電源のVirtual bid活用例
33	図表番号なし	相対取引のVirtual bid活用例（1/2）
34	図表番号なし	相対取引のVirtual bid活用例（2/2）
35	図表番号なし	発電事業者のリスク回避のためのVirtual bid活用例
36	図表番号なし	系統混雑を利用したVirtual bid活用例
39	図表番号なし	ノーダル制（LMP）への移行前後におけるキャッシュフローの変化
40	図表番号なし	PJM-DA市場に登録された発電オファーのディスパッチステータス
42	図表番号なし	Self-Supplyである発電リソース—小売間において、2地点間の混雑が発生しない場合
43	図表番号なし	Self-Supplyである発電リソース—小売間において、混雑が発生し、PJMのスケジューリングによって稼働停止となった場合
44	図表番号なし	Self-Supplyである発電リソース—小売間において、系統混雑が発生し、PJMのスケジューリングに従わずにセルフスケジュールを行った場合
50	図表番号なし	Internal Bilateral Transactionの精算例
56	図表番号なし	Make Whole Creditのイメージ
57	図表番号なし	Day-Ahead Make Whole Creditの計算方法
58	図表番号なし	Balancing Make Whole Creditの計算方法
59	図表番号なし	Balancing Make Whole Creditのセグメント別精算
60	図表番号なし	Balancing Make Whole Creditの精算方法（segment2での精算を行う場合）
61	図表番号なし	Balancing Make Whole Creditの精算方法（segment1での精算を行う場合）
62	図表番号なし	Lost Opportunity Costの概念図
68	図表番号なし	2014年1月の発電機の強制停止率
68	図表番号なし	2014年1月7日に発電機が強制停止した原因
69	図表番号なし	2014年1月のUplift総額と内訳
69	図表番号なし	2014年1月のBalancing Operating Reserveの推移
73	図表番号なし	電力市場取引プロセス別のBCRの月別のコスト内訳
73	図表番号なし	送配電事業者別のBRC負担額と内訳
74	図表番号なし	BCRが支払われた額の電源種別の比較
75	図表番号なし	Real Time Unit CommitmentでのBRCの費用内訳
76	図表番号なし	Residential Unit CommitmentでのBRCの費用内訳
83	図表番号なし	PJM管内における2023年8月のアップリフト実績（ゾーン別・日別）
84	図表番号なし	PJM管内における2023年7月のアップリフト実績（発電機別・月別）
85	図表番号なし	PJM管内における2023年4月のアップリフト実績（日別）
91	図表番号なし	リアルタイム市場におけるリソーススケジュールの対応関係
105	図表番号なし	リアルタイム市場におけるRT-SCEDフロー
106	図表番号なし	PJMにおける太陽光・風力の出力抑制の発生状況（2017年3月～2022年1月時点、縦軸は抑制された発電所の件数）
111	図表番号なし	コストベースオファーの構成要素
112	図表番号なし	増分燃料費に課せられる上乗せ上限値の計算方法
113	図表番号なし	2008年に提出されたPLS条項（抜粋）
128	図表番号なし	Rankに基づいたRegulationの約定方法
129	図表番号なし	Regulation Market Clearing Priceの決定方法

[illegible]