



令和4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
(卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方に関する調査事業)

－ 調査報告書 －

有限責任監査法人トーマツ
2023年3月17日

目次

1. 海外の電力市場に関する調査	3
1-1. 電力市場の全体像（米国、英国、アイルランド、ドイツ）	4
1-2. 卸電力市場への参加（米国、英国、アイルランド、ドイツ）	10
1-3. 電源構成（米国）	21
1-4. 市場入札（米国）	23
1-5. 給電計画、給電指令（米国）	34
1-6. LMP、約定、精算（米国）	45
1-7. 発電事業者への費用補填（米国）	66
1-8. Self-schedule電源の運用（米国）	79
1-9. 再エネ電源の出力不確実性への対応（米国）	88
1-10. 市場の監視（米国）	93
1-11. ゾーン制電力市場の動向（欧州）	95
2. 海外の発電・ガス事業関連規制に関する調査（米国、英国、アイルランド、ドイツ）	102
3. 海外の発電事業者による効率的・安定的な燃料調達行動を促すための情報公開に関する調査 （米国、英国、アイルランド、ドイツ）	120

免責事項

本調査は、資源エネルギー庁と当法人との間で締結された令和4年4月12日付け契約書に基づき、公開情報を基に実施したものであります。調査結果の妥当性について、当法人として、保証を与えるものでも、意見を述べるものでもありません。

また、外国語の情報等については、利用者の便宜の用に供するため当法人にて日本語に翻訳したものであり、常に原文が優先することにご留意下さい。なお、本報告書の発行後に、関連する制度やその前提となる条件について、変化が生じる可能性があります。

1. 海外の電力市場に関する調査

1-1. 電力市場の全体像（米国、英国、アイルランド、ドイツ）

PJMはkWh電源とΔkW電源の同時最適運用を、英国とアイルランドは部分的に同時最適運用を行っている。ドイツはkWh電源とΔkW電源の運用をそれぞれで最適化している

電力市場の全体像（各国整理）*1

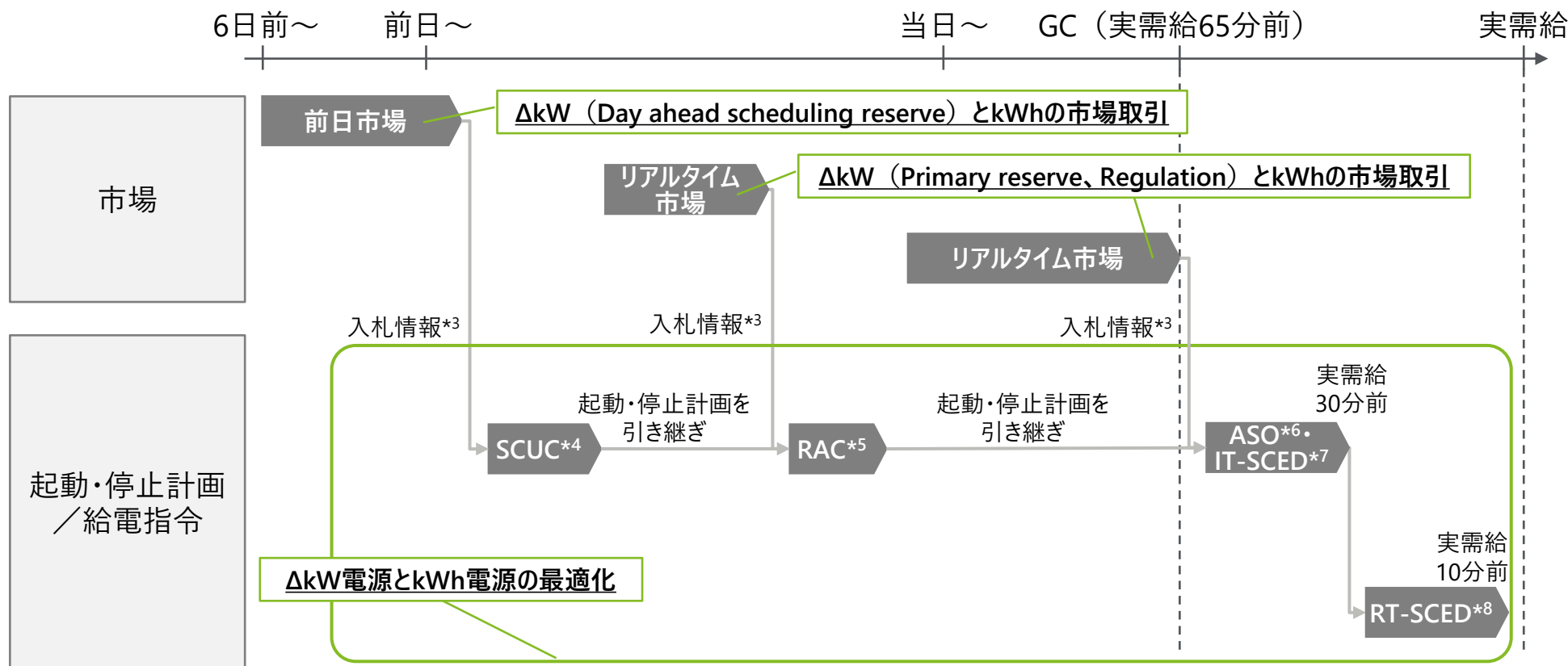
	米国（PJM）	英国	アイルランド	ドイツ	日本
kWh電源とΔkW電源の同時最適運用（起動停止）	あり	なし	あり （混雑管理とGC後の需給調整のみ）	なし	なし
	エネルギー市場と調整力ΔkW市場は同一市場、SCUCで最適化	エネルギー市場と調整力ΔkW市場は別	balancing市場は全電源が参加、SCUCで最適化	エネルギー市場と調整力ΔkW市場は別	エネルギー市場と調整力ΔkW市場は別
kWh電源とΔkW電源の同時最適運用（給電指令）	あり	あり （混雑管理とGC後の需給調整のみ）	あり （混雑管理とGC後の需給調整のみ）	なし	なし
	エネルギー市場と調整力kWh市場は同一市場、SCEDで最適化	大型の電源はbalancingメカニズムに参加	balancing市場は全電源が参加、SCEDで最適化	－	－
需給調整と混雑管理の関係	同時に実施（SCUC、SCED）	同時に実施（balancingメカニズム）	同時に実施（SCUC、SCED）	別で実施*2	別で実施*2
その他の特徴	－	・調整力ΔkW市場以外に、公募でΔkWを調達	－	・実需給の5分前まで、時間前市場取引でインバランスの解消を図っている ・balancing市場で約定されなかった電源は、時間前市場に参加可能	・調整力ΔkW市場以外に、公募でΔkWを調達

*1 出所：各国のISO、ESO、TSO等の公開情報を基にトーマツ作成

*2 ドイツでは出力抑制と再給電によって混雑管理を行っている。日本では現行は出力抑制、2022年中に一般送配電事業者が調整力契約している電源を活用した再給電方式を導入する予定である

PJMの電力市場では、前日市場及びリアルタイム市場において、 ΔkW 電源とkWh電源が同時に取引され、SCUCとSCEDを含む計算プロセスを経て、 ΔkW 電源とkWh電源の最適化を図る点が特徴である

電力市場の全体像 (PJM) *1



*1 出所：PJM、Manual 11 Energy & Ancillary Services Market Operations、2022年3月、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>

*2 NYISOでは発電事業者が入札時に運用モードを選択する (PJMは不明)

*3 発電事業者は、発電設備情報 (起動・停止特性、出力上限等)、Three-part offer情報を前日市場及びリアルタイム市場へ提出する

*4 Security Constrained Unit Commitment、系統制約付き起動・停止計画

*5 Reliability Assessment and Commitment、更新された入札・負荷予測情報に基づく追加のコミットメント要否の決定プロセス

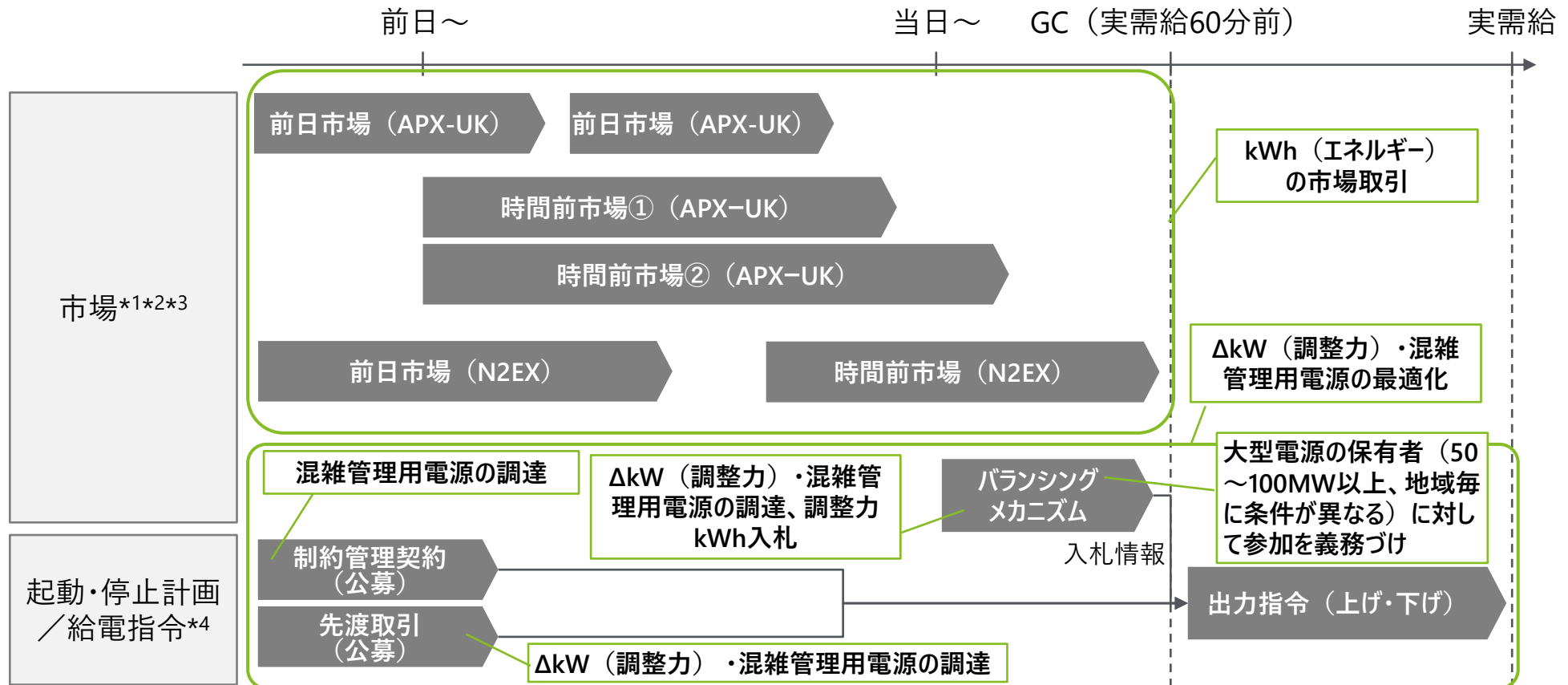
*6 Ancillary Services Optimizer、給電指令の実施に向けたエネルギー及びアンシラリーサービスの同時最適化機能

*7 Intermediate-Term Security Constrained Economic Dispatch、過去と現在のシステム情報から想定されるシナリオ下での系統制約付き給電指令の決定プロセス

*8 Real-Time Security Constrained Economic Dispatch、ASOやIT-SCEDの結果を基にした最適な系統制約付き給電指令の決定プロセス

英国の電力市場では、複数のkWh市場が利用可能である点、ΔkW電源の調達は長期的には公募により、短期的には市場により調達される点が特徴である

電力市場の全体像（英国）



*1 出所：EPEX SPOT、Trading at EPEX SPOT、2022年7月、https://www.epexspot.com/sites/default/files/2022-07/22-07-12_TradingBrochure.pdf

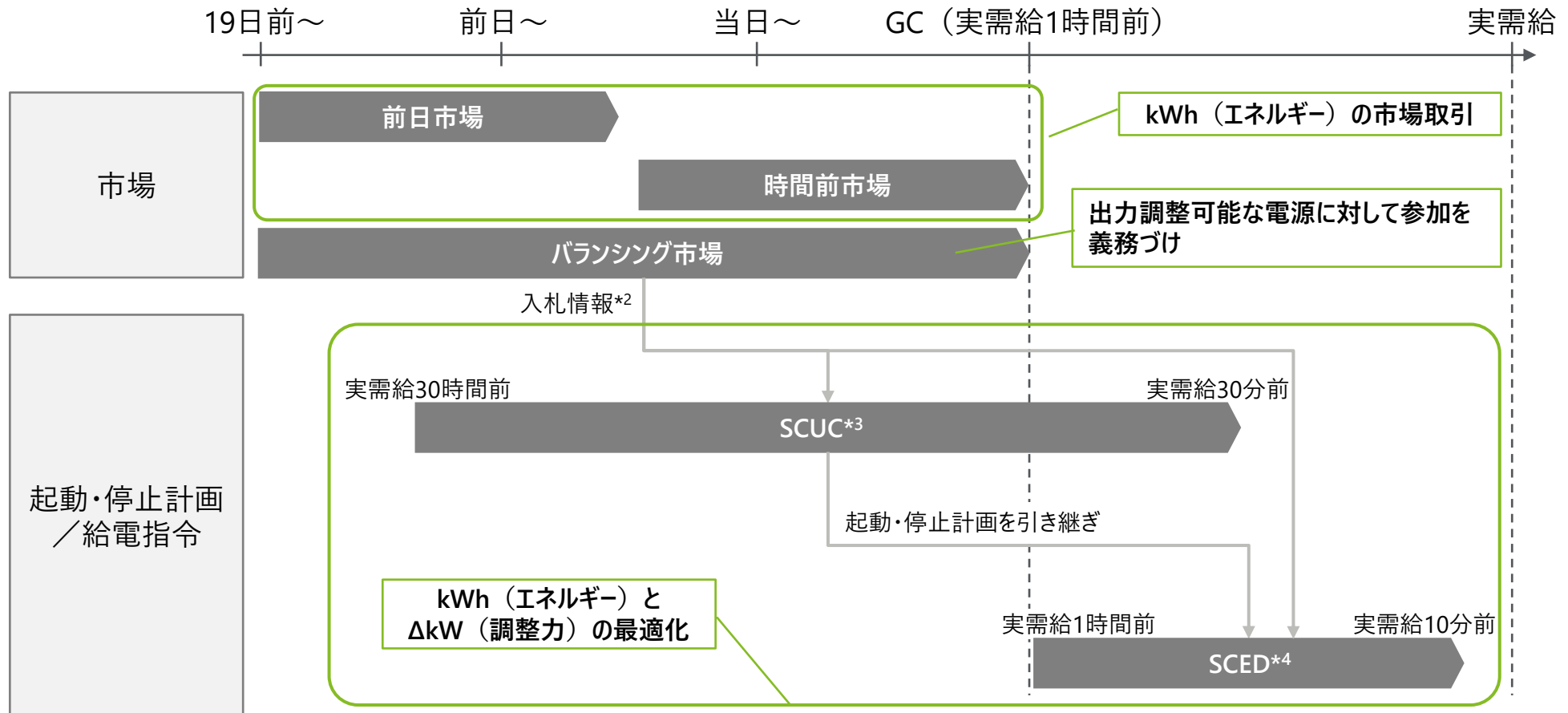
*2 出所：山家公雄、電力取引市場がもつ3つの効果－再エネ大量導入のために－、2017年6月、http://www.econ.kyoto-u.ac.jp/renewable_energy/occasionalpapers/occasionalpapersno32

*3 出所：Elexon、What is the balancing mechanism、<https://www.elexon.co.uk/knowledgebase/what-is-the-balancing-mechanism/>

*4 出所：National Grid、Transmission Thermal Constraint Management、2018年7月、https://www.nationalgrideso.com/sites/eso/files/documents/National%20Grid%20Transmission%20Thermal%20Constraint%20Management%20information%20note_July%202018.pdf

アイルランドの電力市場では、出力調整可能な電源に対してバランス市場への参加を義務づけ、SCUC及びSCEDでkWh電源とΔkW電源の最適化を図る点が特徴である

電力市場の全体像（アイルランド）*1



*1 出所：Eirgrid、Industry Guide to the I-SEM、2017年、<https://www.sem-o.com/documents/general-publications/I-SEM-Industry-Guide.pdf>
出所：Eirgrid、Balancing Market Principles Statement、2021年4月、<https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/EirGrid-and-SONI-Balancing-Market-Principles-Statement-V5.0.pdf>

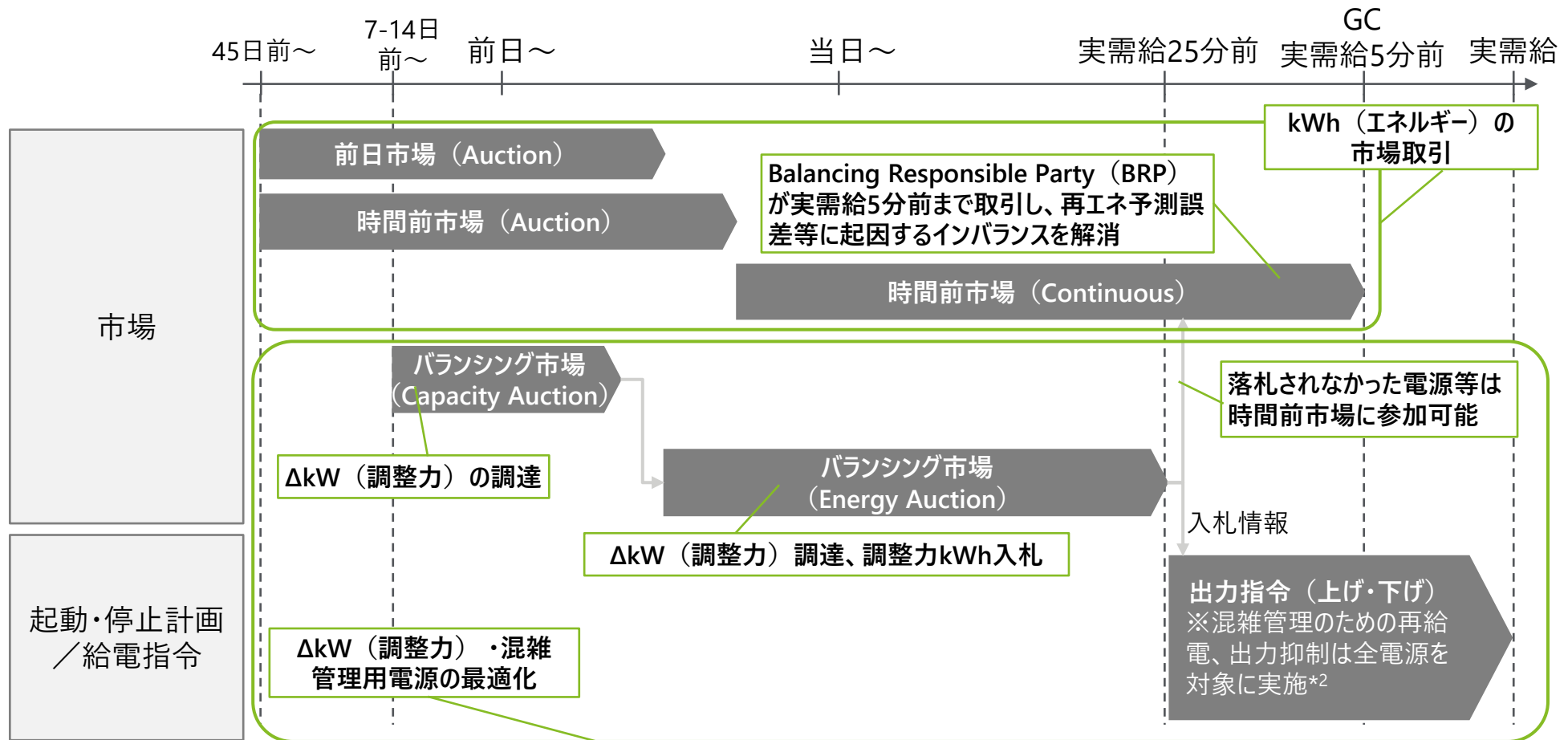
*2 発電事業者は、前日・時間前市場の結果を反映した発電計画、発電設備情報（起動・停止特性、出力上限等）、Three-part offer情報をバランス市場へ提出する

*3 Security Constrained Unit Commitment、系統制約付き起動・停止計画

*4 Security Constrained Economic Dispatch、系統制約付き給電指令

ドイツの電力市場では、実需給の5分前に設定されたGCまで時間前取引を行い、BRPがBG内のインバランス解消に努める点が特徴である

電力市場の全体像（ドイツ）*1



*1 出所：EPEX SPOT, Trading at EPEX SPOT 2021、2021年、https://www.epexspot.com/sites/default/files/2021-05/21-03-15_Trading%20Brochure.pdf

出所：TSOs, REGELLEISTUNG.NET、<https://www.regelleistung.net/ext/>

出所：Amprion, Balancing contract for electricity、2019年、<https://www.amprion.net/Energy-Market/Balancing-Groups/Balancing-Group-Contract/>

*2 再給電は100kW以上もしくは遠隔操作可能な100kW未満の電源、出力抑制は全電源を対象（ただし、再エネ電源の優先給電を前提とする）

1-2. 卸電力市場への参加（米国、英国、アイルランド、ドイツ）

欧米では、発電事業者や小売事業者だけでなく、大口需要家、アグリゲーター、取引代行業者なども前日市場、時間前市場、リアルタイム市場に参加している

前日市場、時間前市場、リアルタイム市場への参加（各国整理）*1

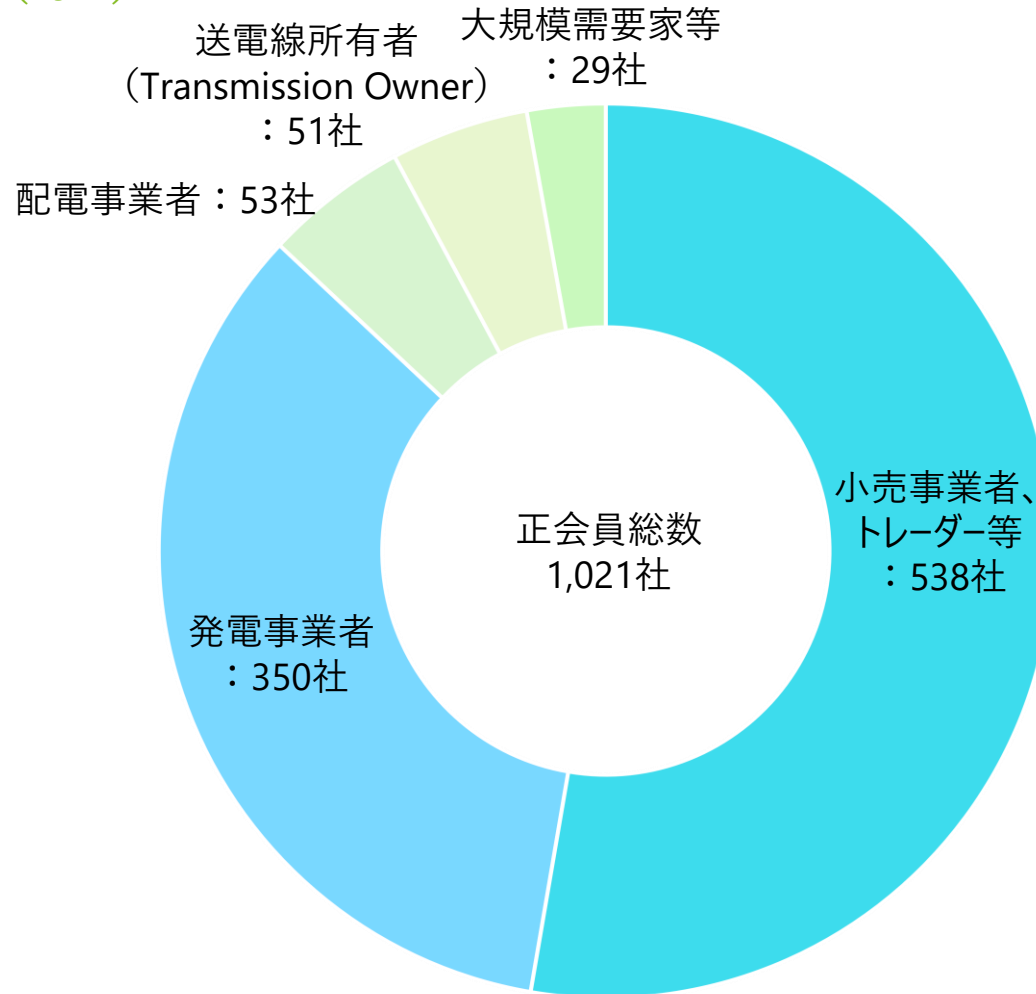
	米国（PJM）	英国	アイルランド	ドイツ
対象市場	- Day-ahead market - Real time market	- Day-ahead market - Intraday market ※ Day-ahead market、Intraday market共に、2つの取引所（EPEX SPOT, N2EX）が存在	- Day-ahead electricity market - Intraday electricity market	- Day-ahead market - Intraday market
市場運用者	PJM	- EPEX SPOT SE（EPEX SPOTを運営） - Nord Pool（N2EXを運営）	SEMO	EPEX SPOT SE
市場参加社数 *2	968社 ※ PJMの正会員のうち、Transmission ownerを除いた数	- EPEX SPOT：57社 - N2EX：360社 ※ N2EXの360社には、ドイツ、Nordic等、他国の市場参加者数を含む	57社 ※ 北アイルランドを含む	88社
市場参加の要件（抜粋）	- PJMの正会員 - Open Access Transmission Tariff（PJMの運営全般に関する管理規程）のAttachment Qに定める適格要件（資本金要件、米国商品取引法で定める要件等）の充足	- 決済の支払能力を有している者 - 英国のVAT（Value Added Tax）登録システムに登録した者 - Balancing Mechanismへの参加が必須	- 取引に関連するすべての認可やライセンスを取得した者 - 決済を行う技術的能力や支払能力を有している者 - Balancing marketへの参加が必須	- 企業（個人は不可） - EPEX SPOTが課すトレーダー試験への合格 - ECC（EPEX SPOTの決済機関）からの承認 - Balance Responsible Partyへの参加が必須
市場参加者の属性	- 発電事業者 - 小売電気事業者 - 大口需要家 - アグリゲーター - 取引代行業者（トレーダー）など	- 発電事業者 - 小売電気事業者 - アグリゲーター - 取引代行業者（トレーダー） - 送配電事業者 - 銀行	- 発電事業者 - 小売電気事業者 - アグリゲーター - 取引代行業者（トレーダー）など	- 発電事業者 - 小売電気事業者 - 大口需要家 - アグリゲーター - 取引代行業者（トレーダー）など

*1 出所：各国規制機関、市場運用者等の公開情報を基にトーマツ作成

*2 2022年6月8日時点の市場参加者数

市場への参加資格のあるPJM正会員の内訳は下記の通りであり、小売事業者、トレーダー等が全体の約半数と最も多く、次いで発電事業者が全体の約3割を占めている

正会員の属性内訳（PJM） *1*2



*1 出所：PJMの公開情報を基にトーマツ作成（2022年6月17日時点）

*2 本内訳はPJM正会員数に関するものであり、市場参加者数とは一致しない可能性がある

PJMでは、リスク管理方針等の整備や資本金要件への適合を前提として、電気事業者以外も市場への参加が認められている

市場参加要件（PJM）*1

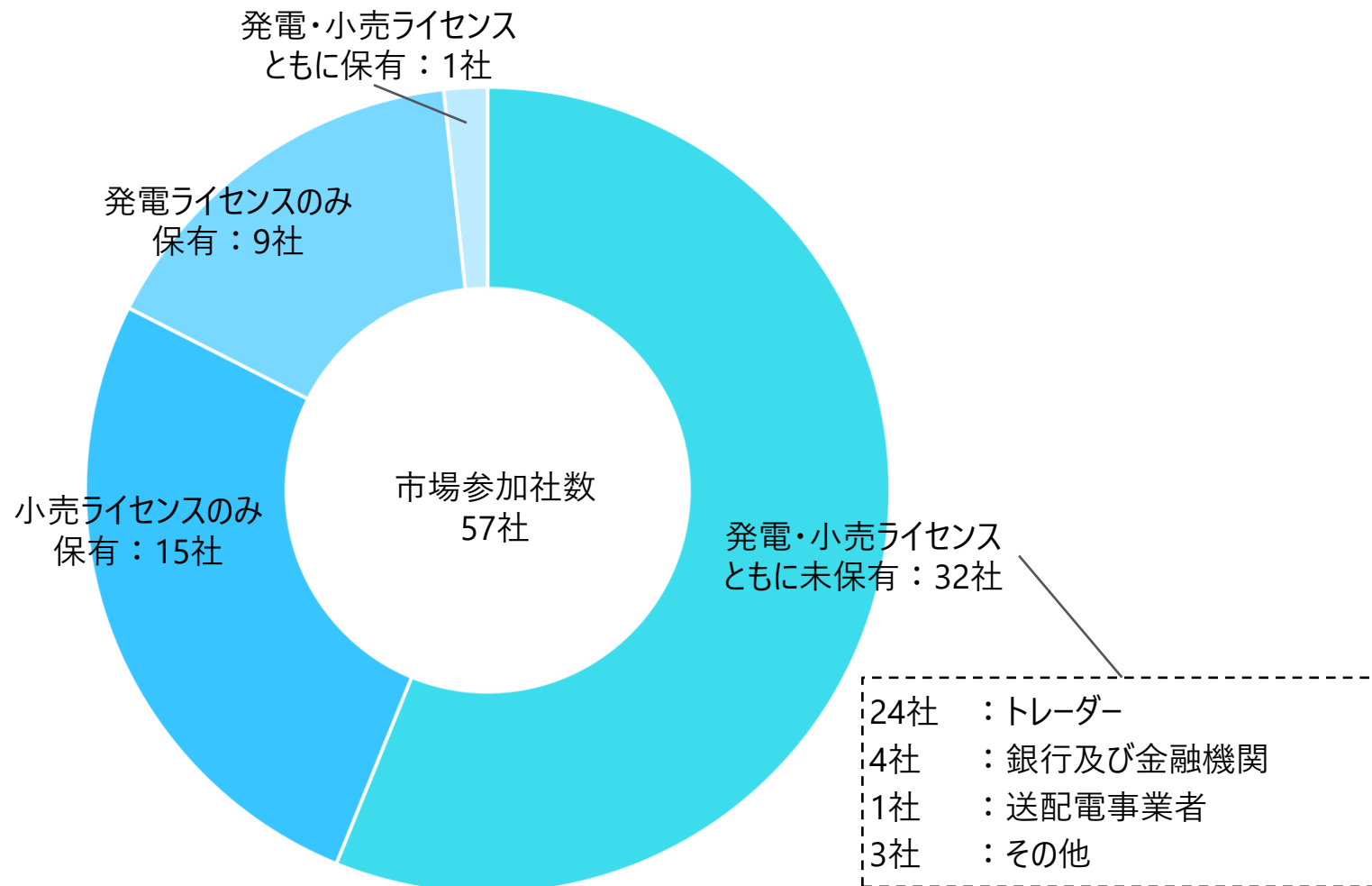
概要	該当文書	詳細内容
申請者の属性等に関する要件	PJM、Open Access Transmission Tariff - Attachment Q	以下の①～⑥の要件のうち、いずれかに適合すること ① 発電、送配電事業、または送電システムの信頼性を確保するために必要なサービスの提供を行っていること ② 米国商品取引法第4条(c)(3)*2、又はその後継規定の適格要件への適合 ③ 米国商品取引法第1条a(18)*2、又はその後継規定の適格要件への適合 ④ 市場の参加資格を持つ保証人から、無期限の企業保証を受けており、その保証人が保証先1社あたり100万ドル超の有形純資産、または1,000万ドル超の有形資産を有していること ⑤ 他の信用要件とは別に、PJMに対して500万ドル超の信用状をPJMが認める形で提出すること ⑥ 他の信用要件とは別に、PJMに対して500万ドル超の保証金をPJMが認める形で提供すること
リスク管理方針等の整備		・ 市場リスクおよび信用リスクの管理方針、手順、管理方法を文書化したうえでPJMに提出し、PJMの審査を受けること
資本金要件への適合		・ 50万ドル超の有形純資産、または 500万ドル超の有形資産（FTR市場の参加者は100万ドル超の有形純資産、または1,000万ドル超の有形資産）の保有を証明すること ・ 上記を満足しない場合、担保、追加担保、制限担保を提出していること

*1 出所：PJM、Open Access Transmission Tariff Attachment Q、2022年6月17日閲覧、<https://agreements.pjm.com/oatt/4955>

*2 米国商品取引法（Commodity Exchange act）における、適格な取引主体の定義、要件等を定めた条文

英国の市場参加者の半数以上は発電・小売ライセンスともに未保有である。これらの事業者の多くはトレーダーであり、市場参加者全体の約4割を占めている

市場参加者の発電・小売ライセンス保有状況（英国、Day-ahead market・Intraday market） *1*2



*1 出所：EPEX Spotの公開情報を基にトーマツ作成（2022年6月14日時点）

*2 「発電・小売ライセンスともに未保有」の業種の内訳については、各社のHPを確認して業種を振り分けているが、厳密には数値が正しくない可能性がある

英国では、決済の支払能力、VATシステムへの登録、バランシングメカニズムへの参加の3つの要件を満たせば、Day-ahead market及びIntraday marketへ参加できる

市場参加要件（英国、Day-ahead market・Intraday market）

市場参加要件（N2EX） ^{*1}	詳細
決済の支払能力	（具体的な決済の支払い能力の基準は定められていない。）
英国のVATシステムへの登録	英国のVATシステムに登録するには、過去12ヶ月間のVAT課税売上高は85,000ポンド（VAT基準額）を超える必要がある。 ^{*2}
バランシングメカニズムへの参加	ELEXONが運営しているバランシングメカニズムに参加できる事業者は発電事業者、小売電気事業者、アグリゲーターだけではなく、発電せず、消費者に電力も供給しないNon Physical Trader（トレーダー、銀行及び金融機関に該当）も登録できる。 ^{*3}

^{*1} 出所：Nordpool、Becoming a costumer、2022年6月閲覧、<https://www.nordpoolgroup.com/en/trading/join-our-markets/becoming-a-customer/>

^{*2} 出所：Government of UK、Register to VAT、2022年6月閲覧、<https://www.gov.uk/register-for-vat>

^{*3} 出所：Elexon、Market Entry、2022年6月閲覧、<https://www.elexon.co.uk/reference/market-entry/>

トレーダー、銀行及び金融機関は、卸電力市場の流動性を高める重要な役割を持つ

市場参加者の役割（英国、Day-ahead market・Intraday market）*1

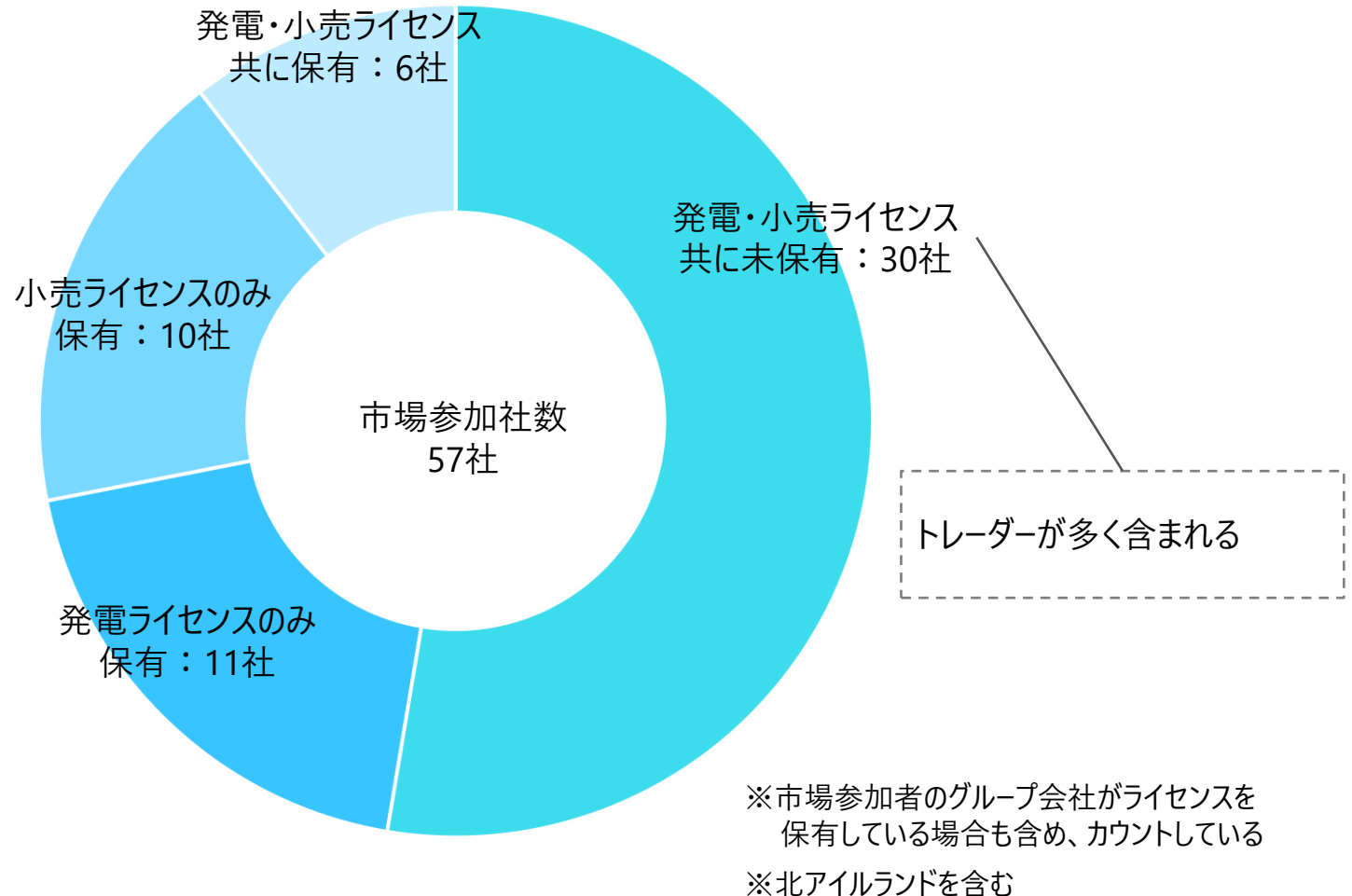
市場参加者の属性	市場参加者の役割
発電事業者	電力市場に電力を販売する。
小売電気事業者	電力市場から電力を購入する。
トレーダー	クライアント（発電事業者、小売事業者）の電力ポートフォリオを管理し、クライアントに代わって取引所にて電力の売買を行う。電力取引に関する高度な専門知識を持っているが、電力資産を所有していない。また、市場の流動性を提供する重要な役割を持つ。
銀行及び金融機関	卸電力市場の流動性を高める重要な役割を持つ。これらの企業は必ずしも電力資産を所有しているわけではなく、利益を得ることを目的に、積極的に市場で電力の取引を行う。
送電事業者	系統損失分の電力を補填するために、Day-ahead market及びIntraday marketに介入するケースがある。
アグリゲーター	仮想発電所（VPP）を運用する。また、需要家グループを代行し、柔軟性の高い需要量・発電量を集め、卸電力市場にて取引する。

*1 出所：EPEX SPOT、Who trade in our market、2022年6月閲覧、<https://www.epexspot.com/en/exchangemembers>

アイルランドでは、電力市場参加者の約半数は発電及び小売ライセンス共に未保有であり、これらの事業者の多くは、トレーダーとして市場取引を行っている

市場参加者の発電・小売ライセンス保有状況

(アイルランド、Day-ahead electricity market ・ Intraday electricity market) *1,2



*1 出所：CRU及びUtility Regulatorの公開情報を基にトーマツ作成（2022年6月14日時点）

*2 グループ会社の特定が不十分のため、厳密には数値が正しくない可能性がある

アイルランドでは、Unitを所有している事業者が自らDay-ahead electricity market及びIntraday electricity marketへ参加することも、個別の契約を結んだうえで他者が市場取引することも可能である

市場参加要件（アイルランド、Day-ahead electricity market・Intraday electricity market）*1

分類	市場参加要件	
自身で所有しているUnit*2について市場取引する場合	balancing marketへの参加登録*3とUnit登録を行っていること。	(共通要件) - 電力取引に関連する認可とライセンスを取得していること（必要な場合）。 - 決済を行う技術的能力や支払能力を有していること。 - REMIT*4に基づく規制当局への登録を行っていること。
他者が保有しているUnitについて市場取引する場合	balancing marketへのUnit登録が済んでいる他者のUnitについて、市場取引に関する個別の契約を結んでいること。	

*1 出所：SEMOの公開情報を基にトーマツ作成

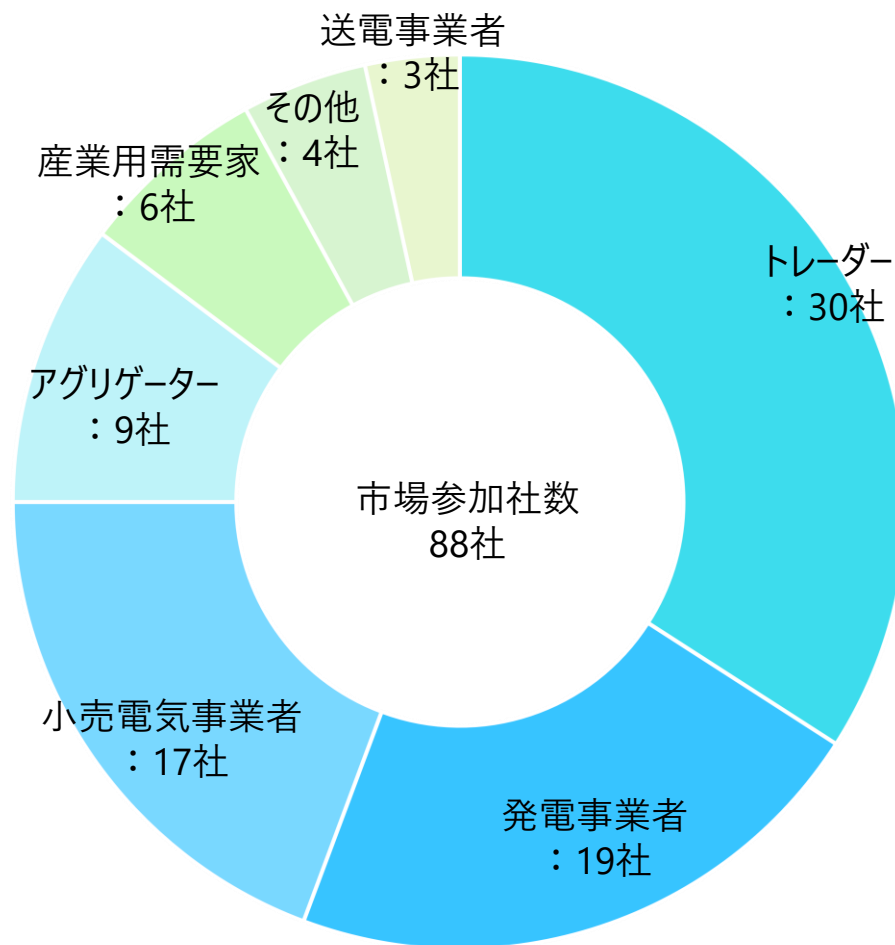
*2 発電設備や送配電設備に接続された最終需要家の1敷地単位を意味している

*3 balancing marketへの参加登録フォームは会社情報等の基礎情報を入力するものとなっている

*4 欧州規則（REMIT：Regulation on Energy Market Integrity and Transparency）に基づき、市場参加者は自国の規制機関に対して、市場の監視に必要な情報を提供するための登録が求められている

ドイツでは、発電事業者や小売電気事業者以外にも多くの事業者がDay-ahead market 及びIntraday marketに参加しており、その中でもトレーダーが全体の3割程度と最も多い

市場参加者の属性（ドイツ、Day-ahead market・Intraday market）*1,2



*1 出所：EPEX Spotの公開情報を基にトーマツ作成（2022年6月14日時点）

*2 各社のHPを確認して市場参加者の属性を振り分けているが、厳密には数値が正しくない可能性がある

ドイツでは、決済機関からの承認、トレーダー資格の保有、Balance Responsible Partyへの参加の条件を満たせば、Day-ahead market及びIntraday marketに参加できる

市場参加要件（ドイツ、Day-ahead market・Intraday market）*1

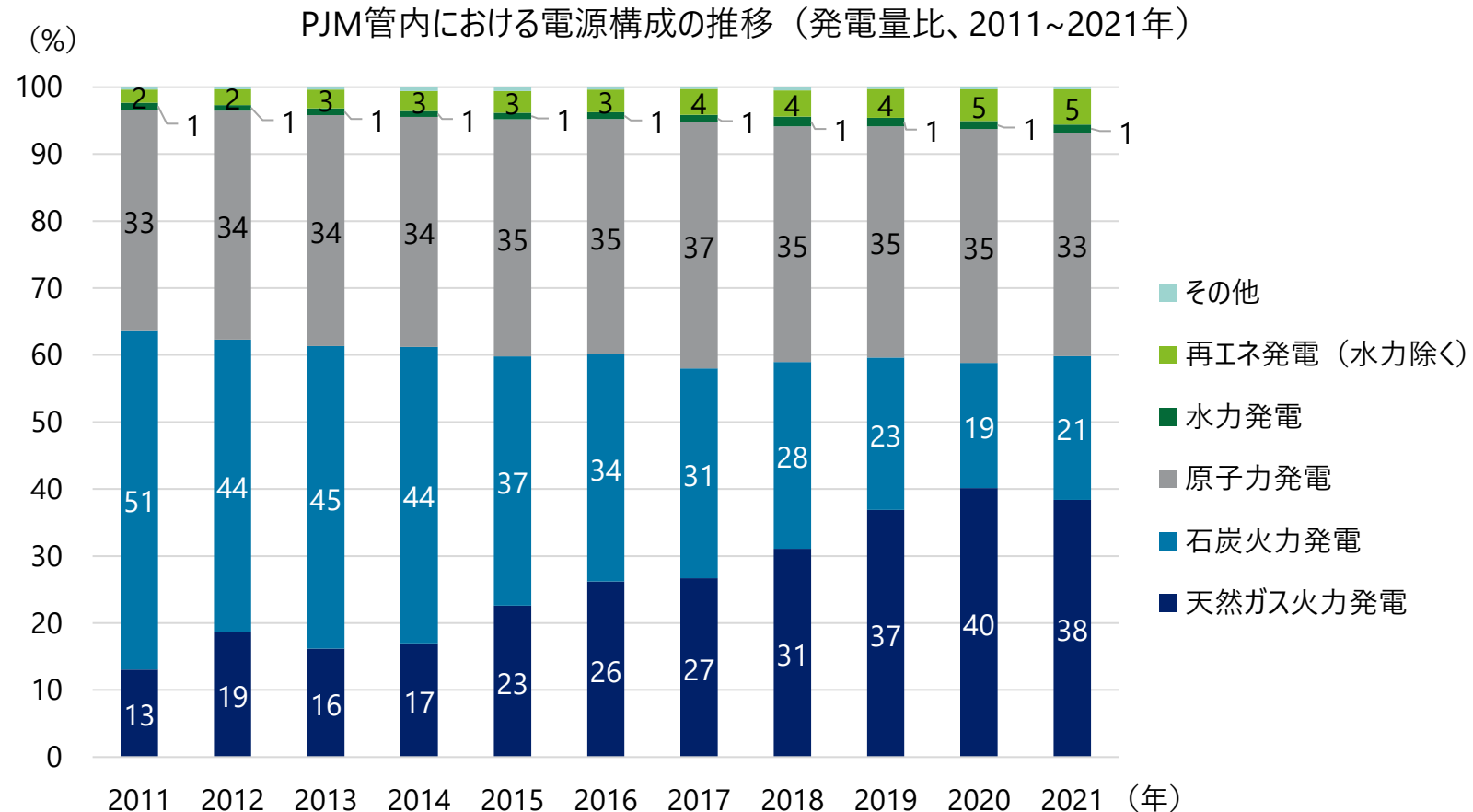
市場参加要件	説明
法人格を持つ	個人での参加は不可
決済機関（ECC）からの承認	ECC（European Commodity Clearing AG）から決済会員（ECCによる決済行為を実行する金融機関）または非決済会員（決済の代行をECCに委託する市場参加者）として承認されることが必要。
トレーダー資格の保有	EPEX SPOTが課すトレーダー試験（EPEX SPOTへの参加意思を表明した企業に属する担当者が受験可能）に合格した担当者をEPEX SPOTに登録する。
Balance Responsible Partyへの参加	自身のポートフォリオの中で発電量、消費量、取引量をバランスさせる義務を負い、インバランス発生時にはTSOにインバランス料金を支払う。

*1 出所：EPEX SPOTの公開情報を基にトーマツ作成

1-3. 電源構成（米国）

PJM管内では、石炭火力発電に代わり天然ガス火力発電が増加傾向にあり、2021年には両者が全体の発電量の約60%を占める一方で、再エネ発電は10%未満の低い割合にとどまっている

電源構成（PJM）*1



*1 出所：U.S. Energy Information Administration、SHORT-TERM ENERGY OUTLOOK DATA BROWSER、2023年3月閲覧、
https://www.eia.gov/outlooks/steo/data/browser/#/?v=22&f=A&s=&start=2017&end=2021&map=&ctype=linechart&maptype=0&id=&linechart=N&GEPGEN_PJ~NUEPGEN_PJ~CLEPGEN_PJ~HVEPGEN_PJ~RNEPGEN_PJ~XXEPGEN_PJ&chartindexed=0を基にトーマツ作成

1-4. 市場入札（米国）

市場への入札情報には、Three-Part Offer（Start-Up Cost、No-Load Cost、Incremental Costからなる発電コスト情報）の他、最小稼働時間や起動時間等に関する情報が含まれる

入札情報（PJM）*1

- エネルギー市場では Three-Part Offer に関する情報、アンシラリーサービス市場では各アンシラリーサービスごとの容量および価格の情報、各市場共通ではランプレートや、運転制約（最小稼働時間、起動時間等）に関する情報が必要となる。
- エネルギー市場におけるThree-Part Offerのうち、太陽光、風力、水力発電設備、蓄電設備、DRには、Incremental costおよび、Start-Up Costのうち燃料費を除いたものが適用される（また、DRではStart-Up Costに相当するものとしてShutdown Costが適用される）。

－ 主な入札情報 －

対象市場	入札情報の項目		概要
エネルギー市場	Three-Part Offer	Start-Up Cost	起動条件（Warm、Intermediate、Cold）毎の、ボイラー、タービン、発電機を起動させるための燃料費、メンテナンス費用等の合計コスト（\$）
		No-Load Cost	発電設備の過去実績等に基づく回帰直線から求められる、理論上の出力0MWにおける熱量や燃料費等から算定されるもの（\$/hour）
		Incremental Cost	任意の最大10点から構成される、出力毎の単位発電費用（\$/MWh）
アンシラリーサービス市場	上げ/下げ調整力入札		上げ/下げ調整力の入札における容量及び価格（MW,\$/MW）
	瞬動/非瞬動予備力入札		瞬動/非瞬動予備力の入札における容量及び価格（MW,\$/MW）
各市場共通	最小稼働時間		発電設備の稼働後に、停止するまでの最小の稼働時間（hour）
	起動時間		起動条件（Warm、Intermediate、Cold）毎の設備の起動に要する時間（hour）
	ランプレート		エネルギー、瞬動/非瞬動予備力、上げ/下げ調整力入札に係るランプレート
	発電可能量		エネルギー、各アンシラリーサービスにおける最大、最小の発電量（揚水発電、蓄電設備の場合は最大、最小の貯蔵量を含む）

*1 出所：PJM、Manual 15、2022年1月、<https://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m15.ashx>

PJM、PJM Markets Gateway User Guide、2022年2月、<https://pjm.com/~media/etools/markets-gateway/markets-gateway-user-guide.ashx>

PJM、Energy Offer Calculation Education、2021年1月、<https://www.pjm.com/~media/committees-groups/subcommittees/cds/2021/20210114/20210114-item-04-energy-offer-calculation-education.ashx>

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

市場における対象電源タイプと要件（PJM）*1

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

*1 出所： PJM、Manual 11、2022年3月、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>

発電事業者は、入札戦略に基づき価格を設定するPrice-based offerと、PJMが定めた価格設定方法に準じるCost-based offerのいずれかを選択して入札できる

Price-based offerとCost-based offer (PJM) *1

- 発電事業者はPrice-based offerとCost-based offerを選択できる。
- Price-based offerを選択した場合でも、Cost-basedの情報は必ず提出しなければならない。

	Price-based offer	Cost-based offer
入札価格 設定方法	• Three part offerの価格を事業者の入札戦略に基づき設定。 • Start-up costとNo-load costの部分は、Cost-basedで設定してもよい。	• Three part offerを構成する価格要素（燃料費、運転費、維持管理費、等）について、PJMが定めた価格設定方法に準じて値を設定。
入札価格 上限	• Cost-based offerが\$1,000/MWhより大きい場合 ⇒ \$2,000/MWhまたはCost-based offerのうち小さい方 • Cost-based offerが\$1,000/MWh以下の場合 ⇒ \$1,000/MWh	\$2,000/MWh
入札価格の 監視	PJMが市場支配力を測るThree Pivotal Supplier Testを実施し、一定の支配力が認められた場合には、Price-based offerとCost-based offerを比較して小さい方の価格が採用される。	
	—	IMM（PJMの独立市場監視者）が設備情報や燃料価格等の情報から予めオファー価格を推定し、発電事業者に対する質疑応答により、価格の妥当性を検証する。

*1 出所：Monitoring Analytics、Cost-Based Offer Education、2020年12月、<https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/subcommittees/cds/2020/20201215/20201215-item-07-cost-based-offer-education.ashx>

出所：PJM、Day-Ahead Energy Market、2018年、<https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/gen-exam-materials-feb-18-2019/training-material/02-generation/2-1-day-ahead-energy-market.ashx>

出所：PJM、Manual 15 - Cost Development Guidelines Revision: 41、2022年10月、<https://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m15.ashx>

Incremental Costに含まれる各費用は、基本的に実績ベースで算定することになっている

価格規律（PJM、Incremental Cost）*1

Incremental Cost (出力増分費用)	費目	概要	含まれる費用の詳細	補足
	燃料費用	発電量増分に対応する燃料費用	- 燃料調達費用 - 燃料の輸送費用 - 需給調整を目的とした貯蔵等の費用	- 燃料調達費は、燃料の契約価格、または燃料スポット価格とする。 - 複数の燃料を混焼する場合は、各燃料のコストを発熱量ベースで加重平均する。
	メンテナンス費用	発電量増分に対応する設備のメンテナンス費用	設備の修理、交換、点検、およびオーバーホールの費用	- 過去のメンテナンス費用の履歴に基づき設定する。 - 固定費は含めない。 - 補助設備（建物、水処理設備等）の予防メンテナンス費用や定期メンテナンス費用は含めない。 - アップグレードに係る費用は含めない。 - 天候起因の故障（落雷による電気系統の故障、雨水等による腐食）への対応は含めない。
	運転費用	発電量増分に対応する運転費用	- 薬品や潤滑油等の費用 - 有害物質の排出規制に係る排出料金	1年間から5年間の実績に基づく、固定平均または移動平均から算出する。
	排出枠費用	燃料の燃焼によるSO ₂ 、CO ₂ 、NO _x の排出枠費用		複数の燃料を混焼するユニットは、燃料の構成に応じて排出枠費用を適切に設定する。
	機会費用	法規制によって課せられた制限等により、発電設備の稼働時間数が限られていることで逸失した利益		IMM（PJMの独立市場監視者）の計算ソフトにより自動的に算出される。

*1 出所：PJM、manual 15、2022年1月、<https://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m15.ashx>

Start-up Costは、Incremental Costの費目と概ね同様であるが、Start-upに係る追加の労務費や外部電力の調達費用も含めることができる

価格規律（PJM、Start-up Cost）*1

Start-up Cost (起動費)	費目	概要	含まれる費用の詳細	補足
	燃料費用	- 点火から発電機の並列までに必要な燃料費用 - 前回の発電機解列から発電設備の運転初期化までに要した燃料費用	- 燃料調達費用 - 燃料の輸送費用 - 需給調整を目的とした貯蔵等の費用	- 燃料調達費は、燃料の契約価格、または燃料スポット価格とする。 - 複数の燃料を混焼する場合は、各燃料のコストを発熱量ベースで加重平均する。 - Start-up時に使用する燃料種が定常運転時と異なる場合であっても、定常運転時の燃料を使用したと仮定して算定する。
	メンテナンス費用	Start-up時のメンテナンス費用と追加で発生した労務費用	- 設備の修理、交換、点検、およびオーバーホールの費用 - 労務費（Start-up作業のために追加でかかった費用）	- 過去のメンテナンス費用の履歴に基づき設定する。 - 固定費は含めない。 - 補助設備（建物、水処理設備等）の予防メンテナンス費用や定期メンテナンス費用は含めない。 - アップグレードに係る費用は含めない。 - 天候起因の故障（落雷による電気系統の故障、雨水等による腐食）への対応は含めない。
	運転費用	Start-up時の運転費用	- 薬品や潤滑油等の費用 - 有害物質の排出規制に係る排出料金	1年間から5年間の実績に基づく、固定平均または移動平均から算出する。
	排出枠費用	Start-upに必要な燃料の燃焼によるSO ₂ 、CO ₂ 、NO _x の排出枠費用		複数の燃料を混焼するユニットは、燃料の構成に応じて排出枠費用を適切に設定する。
	電力使用量	Start-up時における工場の稼働に必要な外部電力調達費用		PJMが算定した、オフピーク電気料金の12カ月移動平均値を使用する。

*1 出所：PJM、manual 15、2022年1月、<https://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m15.ashx>

No-Load Costは理論値であることから、実績データを基に回帰分析等を行うことによって求める

価格規律（PJM、No-Load Cost）*1

No-Load Cost (無負荷費用)	費目	概要	含まれる費用の詳細	補足
	燃料費用	理論上0MWで運転するために必要な燃料費	- 燃料調達費用 - 燃料の輸送費用 - 需給調整を目的とした貯蔵等の費用	- 燃料調達費は、燃料の契約価格、または燃料スポット価格とする。 - 複数の燃料を混焼する場合は、各燃料のコストを発熱量ベースで加重平均する。 - 理論上0MWで運転するために必要な熱量は、発電量-熱量曲線を回帰分析し切片を求める、または特定の運転試験結果に基づく値を用いる。
	メンテナンス費用	理論上0MWで運転することで発生するメンテナンス費用	設備の修理、交換、点検、およびオーバーホールの費用	- 過去のメンテナンス費用の履歴に基づき設定する。 - 固定費は含めない。 - 補助設備（建物、水処理設備等）の予防メンテナンス費用や定期メンテナンス費用は含めない。 - アップグレードに係る費用は含めない。 - 天候起因の故障（落雷による電気系統の故障、雨水等による腐食）への対応は含めない。
	運転費用	理論上0MWで運転することで発生する運転費用	- 薬品や潤滑油等の費用 - 有害物質の排出規制に係る排出料金	1年間から5年間の実績に基づく、固定平均または移動平均から算出する。
	排出枠費用	理論上0MWで運転するために必要な燃料の燃焼によるSO ₂ 、CO ₂ 、NO _x の排出枠費用		複数の燃料を混焼するユニットは、燃料の構成に応じて排出枠費用を適切に設定する。

*1 出所：PJM、manual 15、2022年1月、<https://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m15.ashx>

エネルギー市場に参加する発電事業者は、4つの運用モードのうちどれでも選択できるが、アンシラリーサービス市場に参加する場合は下表の①又は③のモードを選択する必要がある

入札時に選択する運用モード（NYISO）*1

- 発電事業者は、市場に入札する際に下表の4つの運用モードのうち1つを選択する。
- 前日市場、リアルタイム市場毎に運用モードの変更は可能であるが、ISOによりFlexible/Fixedの変更はできない等の規定が存在する。
- エネルギー市場に入札したい場合は下表①～④のうちどれでも選択可能であるが、アンシラリーサービス市場に入札したい場合は① ISO-Committed Flexible又は③ Self-Committed Flexibleのどちらかを選択する必要がある。

－ 入札時の運用モード－

	ISO-Committed (ISOによる起動停止判断)	Self-Committed (参加者による起動停止決定)
Flexible*2 (出力変動可)	① ISO-Committed Flexible ISOが最適化演算の結果、経済性があると判断された起動時間帯&出力のみディスパッチを行う（SCEDによって5分毎の指令が送信される）。	③ Self-Committed Flexible 参加者は起動時間帯を入札時に指定し、ISOは変動可能な出力範囲内でディスパッチを行う（SCEDによって5分毎の指令が送信される）。
Fixed (出力一定)	② ISO-Committed Fixed 参加者は15分毎の運用上限を入札時に指定し、ISOは指定された出力でディスパッチを行う。	④ Self-Committed Fixed 15分毎の出力計画値そのものを入札時に指定する。

*1 出所： NYISO、Market Participants User's Guide、2021年10月、<https://www.nyiso.com/documents/20142/3625950/mpug.pdf>

*2 Flexibleは15分単位で出力の変動が可能な電源が対象となる

DRはアグリゲーターを通して各市場へ参加することが可能^{*2}であり、参加するプログラムに応じて、DR以外の電源と同様に、または、緊急用の電源として指令される

DRが参加可能な市場とプログラム（PJM）^{*1}

- PJMでは、DRは以下の市場において参加が可能である。
 - エネルギー市場（前日市場、リアルタイム市場）
 - アンシラリーサービス市場（Regulation、Synchronized Reserve、Day-ahead Scheduling Reserve）
 - 容量市場
- DRは通常CSP（Curtailment Service Provider）と呼ばれるアグリゲーターを通して市場に参加する。
- DRが参加可能なプログラムは主に以下の2つ^{*3}である。
 - Economic DR：DR以外の電源と同様に入札され、経済的と判断された場合はPJMにより指令が行われるプログラム
 - Emergency and Pre-Emergency Load Response：系統の緊急時にPJMにより指令が行われるプログラムで、3つのカテゴリーに分かれている。
 - Energy Only：緊急時に実際に削減した電力量に対する支払い（Energy Payment）のみ受け取ることができる。
 - Capacity Only：緊急時に提供可能な容量に対する支払い（Capacity Payment）のみを受け取ることができる。
 - Full Emergency：実際に削減した電力量に対する支払いと、提供可能な容量に対する支払いの両方を受け取ることができる。

^{*1} 出所：PJM、Manual 11、2022年3月、p.140~173、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>

^{*2} Non-Synchronized Reserveを除く

^{*3} Price Responsive DemandもDRプログラムの一つとして存在するが、市場価格が上がることによって、需要家の電力消費が抑えられることによる下げDRを指す

DRにおける入札項目は発電側の入札情報と概ね同様であり、Incremental CostやShutdown Costの他、最小停止時間等の制約条件に関する項目等がある

エネルギー市場におけるDRの主な入札情報（PJM）*1,2

入札項目	概要
Incremental Cost (\$/MWh)	■ 任意の最大10点から構成される、DRの削減量（最小単位0.1MW）毎の価格 ■ 日毎の値に加えて、時間毎の値を設定することが可能である（任意項目）
Shutdown Cost* ³ （\$）	■ 対象のDRにかかる固定費用であり、人件費、設備費、機会費用等が含まれる*²（任意項目） ■ 発電設備におけるStart-Up Costと同様に6か月毎に変更が可能であり、4～9月、10～3月に分けて登録する ■ Shutdown Costは、提出されない場合0に設定される
最小停止時間（Hour）	■ 対象のDRでのコミットメント、ディスパッチにおける、連続した最小時間数（任意項目） ■ 最小停止時間は、提出されない場合0に設定される
通知時間（Hour）	■ 対象のDRがディスパッチを行う上で必要な、事前の通知時間（任意項目）
運転制約（MW）	■ 対象のDRにおける、時間毎のエネルギー、アンシラリーサービスの合計に対する上方/下方制限値

*1 出所：PJM、PJM Markets Gateway User Guide、2022年2月、p.143～150、<https://www.pjm.com/~media/etools/markets-gateway/markets-gateway-user-guide.ashx>

*2 出所：PJM、Manual 11、2022年3月、p.153～158、<https://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m11.ashx>

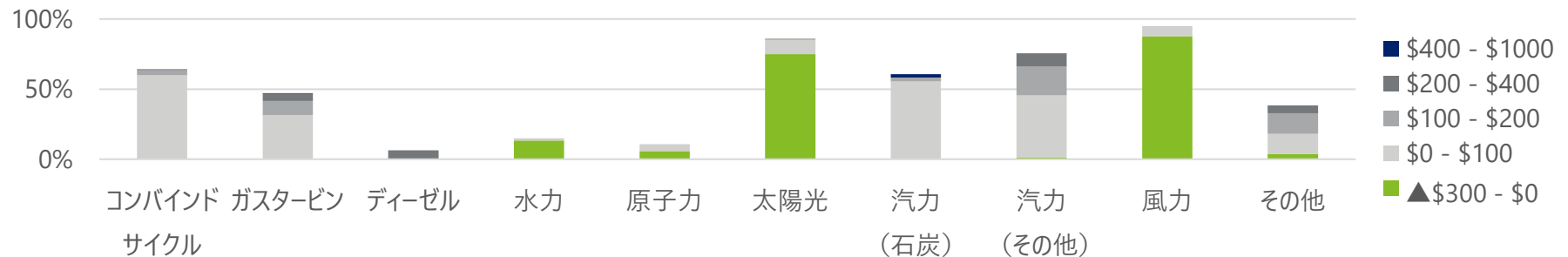
*3 出所：PJM、Shutdown Costs for Demand Response Resources、2012年8月、p.2、<https://www.pjm.com/~media/committees-groups/subcommittees/cds/20120813/20120813-item-03b-shut-down-costs.ashx>

再エネ発電に対する税額控除を背景に、風力発電の88%、太陽光発電の75%（それぞれ、市場供出MWに対する割合）がネガティブオファーを行っているが、PJMは、ネガティブオファーが市場に悪影響を及ぼすとの見解を示している

ネガティブオファー（PJM）*1

- 政府が行う再エネ発電設備への税額控除を背景に、PJMでは太陽光発電、風力発電を中心に発電事業者がネガティブオファー（負の入札価格）を行っている。
- ネガティブオファーは、系統が供給余剰となった際、発電設備が不本意な出力抑制を避けるために、コスト負担を市場に意思表示する手段である。
- 風力発電に対してはProduction tax credit、太陽光発電に対してはInvestment tax creditという税額控除制度が存在する。
- PJMは、2017年のレポートにおいて、ネガティブオファーは市場の価格シグナルを歪めたり、火力発電の早期廃止を促す等の悪影響があることを指摘している。

－ 前日市場における電源種毎のオファー価格の割合（MW基準、2021年）*2 －



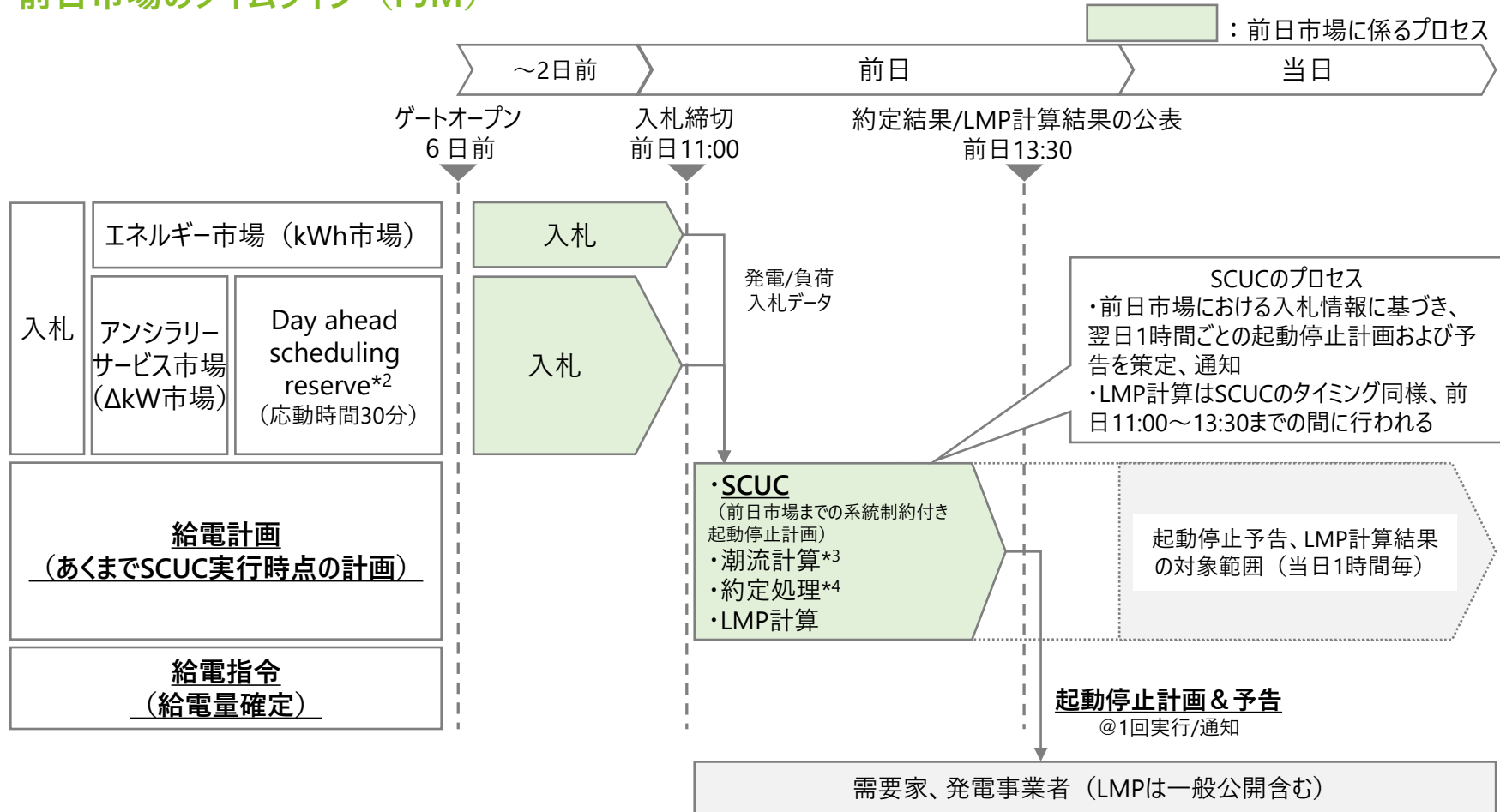
*1 出所：Monitoring Analytics、PJM State of the Market – 2021、2022年3月、P137、
https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2021/2021-som-pjm-sec3.pdf
PJM、Energy Price Formation and Valuing Flexibility、2017年6月、p.1、p.5、<https://www.pjm.com/~media/library/reports-notice/special-reports/20170615-energy-market-price-formation.ashx>
EPA、Renewable Electricity Production Tax Credit Information、2022年9月閲覧、<https://www.epa.gov/lmop/renewable-electricity-production-tax-credit-information#:~:text=The%20renewable%20electricity%20production%20tax,by%20qualified%20renewable%20energy%20resources.&text=Electricity%20from%20wind%2C%20closed%2Dloop,much%20as%202.3%20cents%2FkWh.>

*2 Self-scheduleや緊急時対応用の電源を除いた、価格を提示した入札のみの割合を示す。

1-5. 給電計画、給電指令（米国）

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

前日市場のタイムライン (PJM) *1



*1 出所：PJM、Manual 11、2022年3月、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>を基にトーマツ作成

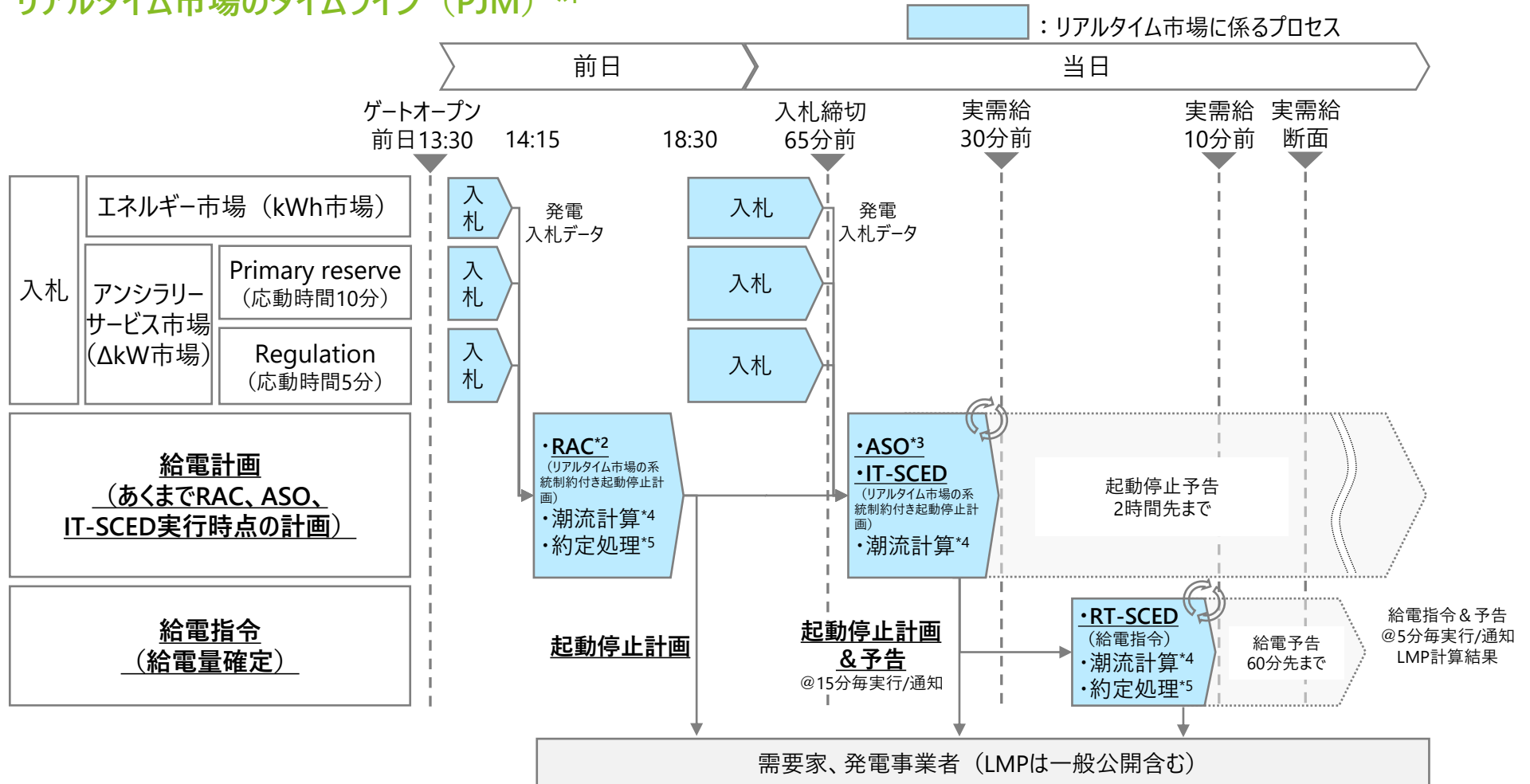
*2 Day ahead scheduling reserveの必要量は、過去の需要予測誤差や発電設備の計画外停止率に基づき、ピーク負荷に対する一定割合（2022年1月以降は4.4%）で設定

*3 発電設備、送電設備の容量等に関する制約条件の違反がある場合、再度制約確認が実行される

*4 調整力の確定を含む

リアルタイム市場では入札締め切り毎に起動停止計画が策定され、当日断面の給電計画は15分毎に2時間先までの計算を行い、給電指令は5分毎に60分先までの計算を行う

リアルタイム市場のタイムライン (PJM) *1



*1 出所：PJM、Manual 11、2022年3月、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>を基にトーマツ作成

*2 Reliability Assessment and Commitment、更新された入札・負荷予測情報に基づく追加のコミットメント要否の決定プロセス

*3 Ancillary Services Optimizer、給電指令の実施に向けたエネルギー及びアンシラリーサービスの同時最適化機能

*4 発電設備、送電設備の容量等に関する制約条件の違反がある場合、再度制約確認が実行される

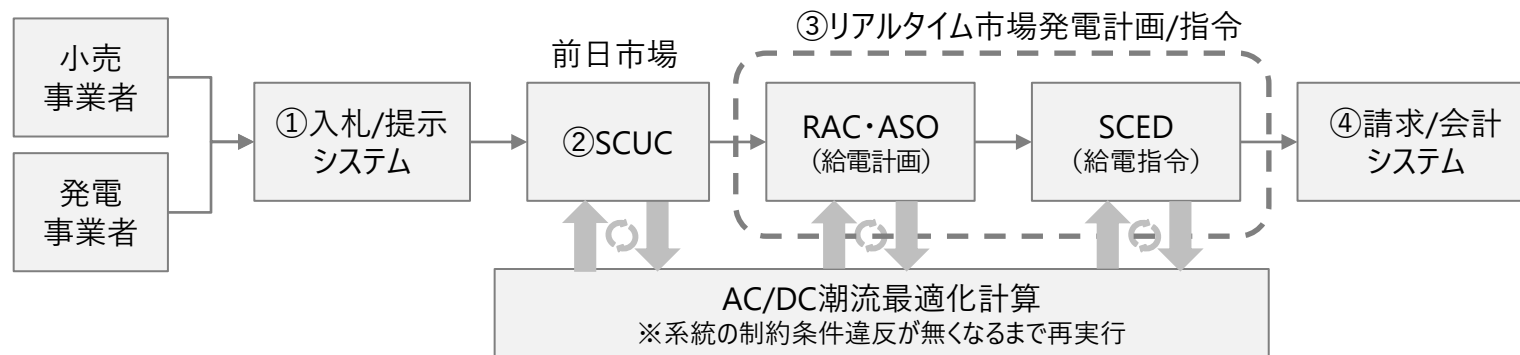
*5 調整力の確定を含む

ISO/RTOによって市場運用と給電計画/指令の両方が行われ、潮流最適化による混雑管理等を実施した上で前日及びリアルタイム断面での給電計画/指令を決定する

市場における各プロセスの概要（PJM）*1

- 前日市場とリアルタイム市場の入札から精算までの主なプロセスは以下の通りである。（ISO/RTOにより運用される）
- ① 入札/提示：発電設備及び負荷の札を受け入れ、エリア外取引を計画すると共に前日市場、リアルタイム市場の結果を提示する。
 - ② SCUC（Security Constrained Unit Commitment）：天気予測と負荷予測モデルに基づく負荷予測を作成した後、送電制約を考慮して系統制約付き起動停止計画を作成する。
 - ③ リアルタイム市場発電計画/指令：RAC（Reliability Assessment and Commitment）、ASO（Ancillary Service Optimizer）、SCED（Security Constrained Economic Dispatch）で構成され、RAC・ASOでは全ての信頼性要件を満たすように発電計画を作成する。SCEDでは送電制約を監視しながら需要を満たすように入札曲線を使用して、約5分間隔で系統を運用する。
 - ④ 請求/会計：市場取引の結果は、運用の各時間で収集・保存され請求/会計システムにて使用される。系統運用者と市場参加者でやりとりされる料金や支払いに関するすべての情報は、系統運用者が保有する。

－ 市場における運用プロセスフロー概要 －

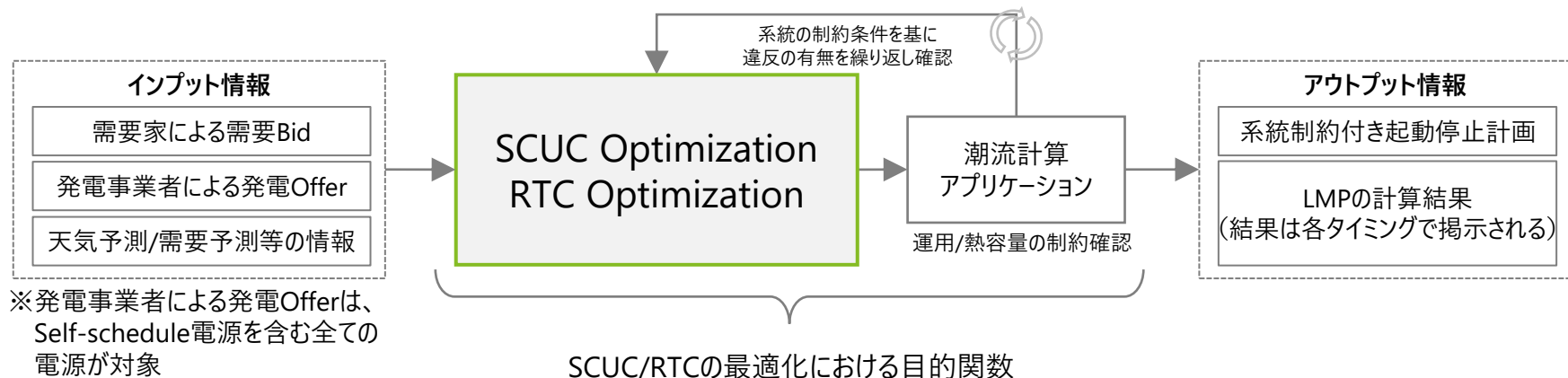


*1 出所：PJMの公開情報を基にトーマツ作成

Self-schedule電源を含む全ての電源の発電Offer情報がSCUC/RTCへインプットされ、経済的に全体最適な起動停止計画と出力値がアウトプットされる

SCUC/RTCの最適化計算（CAISO）^{*1}

- インプット情報は需要側と発電側の入札、ISOによる天気/需要予測等があり、SCUC/RTC（潮流計算を含む）のプロセスを経て系統制約付き起動停止計画及びLMPの計算結果がアウトプットされる。
- 潮流計算アプリケーションでは系統制約違反の確認が繰り返し行われ、Operating Security Limit（運用上の制約）と Thermal Limit（熱容量の制約）の二つの制約が対象となる。また、潮流計算方法はAC-OPF、DC-AC Iteration、DC-OPF等いくつかの最適化計算方法が存在する。



$$\min \sum_h ((\text{Generation Energy Cost}) + (\text{Ancillary Service Cost}) + (\text{Penalty Price}))$$

Generation Energy Cost
Start-Up Cost、No-Load Cost、Incremental Costから構成されるコスト

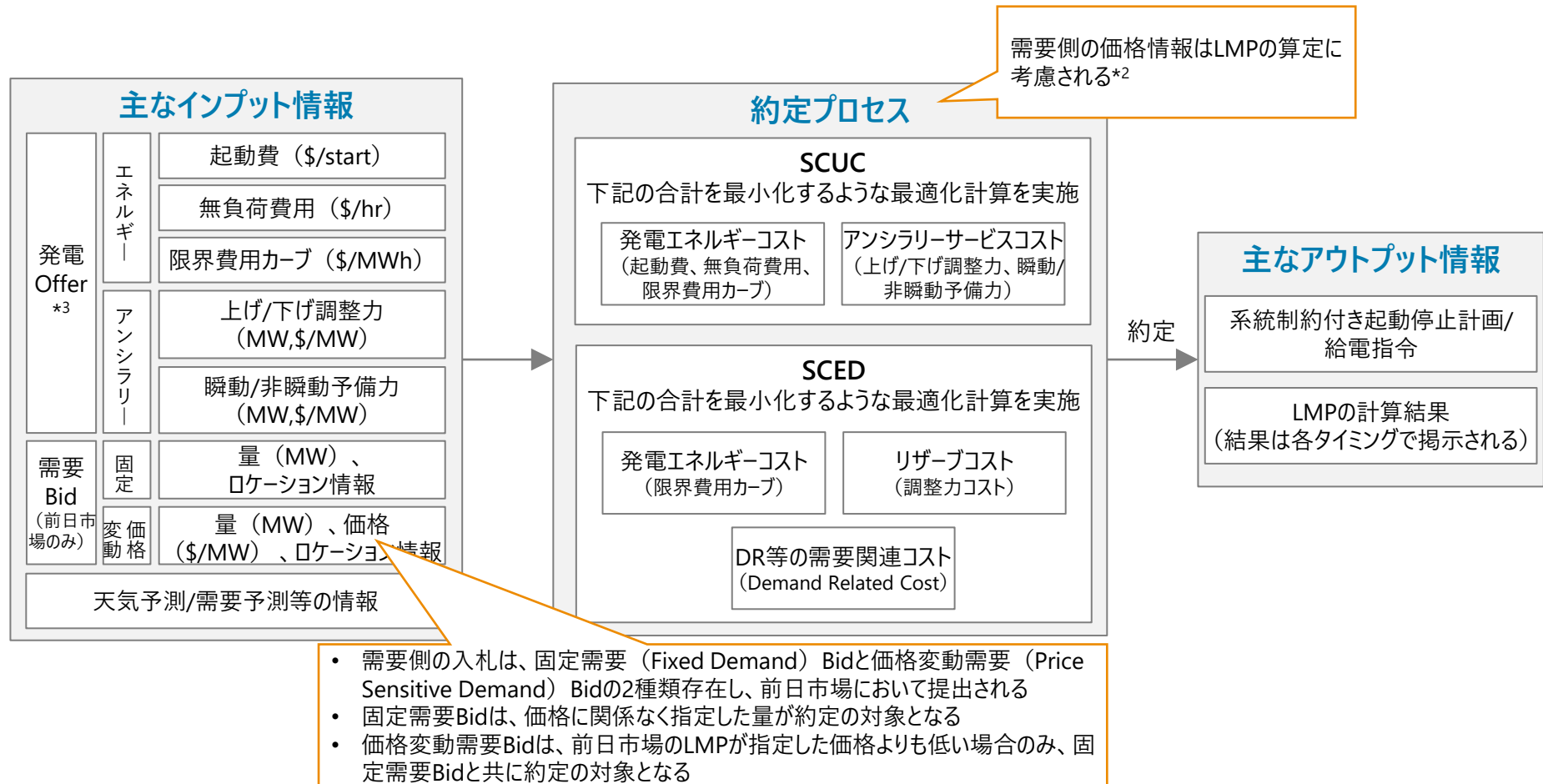
Ancillary Service Costs
上げ/下げ調整力コスト、瞬動/非瞬動予備力コストから構成されるコスト

Penalty Price
発電の優先度を与えるために、人工的に与えられる使用される入札価格（例えば、Self-schedule電源はマイナス価格が設定される）

^{*1} 出所： Market Optimization Detail (CAISO)、2009年、<http://www.caiso.com/documents/technicalbulletin-marketoptimizationdetails.pdf>

需要側の入札は、固定需要Bidと価格変動需要Bidの2種類が存在する。固定需要Bidでは価格に関係なく指定した量が約定の対象となり、価格変動需要Bidでは前日市場のLMPが指定した価格よりも低い場合のみ約定の対象となる

約定プロセス (PJM) *1



*1 出所: PJM, Fixed/Price Sensitive Demand Bids, Load Response, Virtual Bidding & Pump Storage Optimizer in the DA Market, 2018年、<https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/20180614-special/20180614-item-04-demand-virtual-bidding-pump-storage-in-da-market.ashx>

*2 出所: PJM, Manual 11、2022年3月、p.26, p.52、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>

*3 発電OfferにはThree-Part Offerやアンシラリーサービスに関する情報の他に、ランプレートや運転制約 (最小稼働時間、起動時間等) に関する情報が含まれる

PJMでは、一次調整力に相当するPrimary Frequency Responseを除き、アンシリサービス市場（ ΔkW 市場）で調達される

調整力・予備力の分類（PJM）*1

		応動時間	制御方法	【参考】日本での分類*6
Primary Frequency Response		—	周波数変動に応じて、発電設備が自動的に応答	一次調整力相当
Regulation	Regulation A*2	～5分	PJMの指令（AGC*5シグナル）に応じて、発電設備が応答 アンシリサービス市場で調達	二次調整力相当
	Regulation D*3			
Contingency/ Primary Reserve	Synchronized Reserve	～10分	PJMの要請に応じて、発電設備が応答 アンシリサービス市場で調達	二次調整力相当
	Non-Synchronized Reserve			
Secondary Reserve		10～30分	PJMの要請に応じて、発電設備が応答 アンシリサービス市場で調達	三次調整力相当
Day-Ahead Scheduling Reserve*4		30分以内		

*1 出所：PJM、Manual 12、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m12.ashx>

*2 応答性が比較的遅い発電設備による調整

*3 応答性が比較的早い発電設備による調整

*4 Day-Ahead Secondary Reserveへ名称変更が行われ、順次PJMマニュアルへの反映が進められている。

*5 Automatic Generation Control（自動発電機制御）

*6 応動時間に基づき分類を行っている。

PJMでは、2022年10月に大幅な市場改定が行われ、前日市場とリアルタイムの両方で同様に3種類の調整力サービスが調達される運用へ変更された

アンシラリーサービスの運用（PJM）^{*1,2}

- PJMでは、アンシラリーサービス市場で調達する電源に緊急時に備えた電源確保分（Reserve Service）が含まれている。
- 2022年10月に調整電源を含むReserve Serviceの大幅な改定が行われ、前日市場とリアルタイム市場の両方において30-Minute Reserve、Primary Reserves、Synchronized Reservesが運用されることになった。
- 前日市場で約定された調整電源は、前日の13:30に市場システム（Markets Gateway System）を通して事業者へ通知され、リアルタイム市場で約定された調整電源は実需給30分前^{*3}に通知される。

－ 2022年10月以降のReserve Serviceの構成 －



^{*1} 出所：PJM、Manual 11、2022年10月、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>

^{*2} 出所：PJM、Reserve Market Changes、2022年4月、<https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/subcommittees/mss/2022/20220419/20220419-item-01-reserve-market-changes.ashx>

^{*3} リアルタイム市場におけるASO（Ancillary Services Optimizer）は実需給60分前に実施される

調整力のサービス毎に確保量が規定されており、「最大の単一事故」や「ガス供給に関する不測の事態」等を考慮した上で市場を通して調整力の調達が行われる

アンシラリーサービス毎の確保量（PJM）*1

調整力のサービス	応動時間	確保量	実績*2（2021年）
Synchronized Reserves (SR)	10分以内	最大の単一事故相当	1,563.7 MW*3
Primary Reserves (PR)		Synchronized Reserveにおける必要量の150%	2,449.6 MW*4
30-Minute Reserve	30分以内	以下のうち最大量 - Primary Reserveの必要量 3,000MW - ガス供給に関する不測の事態を考慮した量	4,389.5 MW*5

*1 出所：PJM、Manual 11、2022年10月、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>

*2 出所：Monitoring Analytics, LLC、State of the Market Report for PJM、2022年3月、https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2021/2021-som-pjm-vol2.pdf

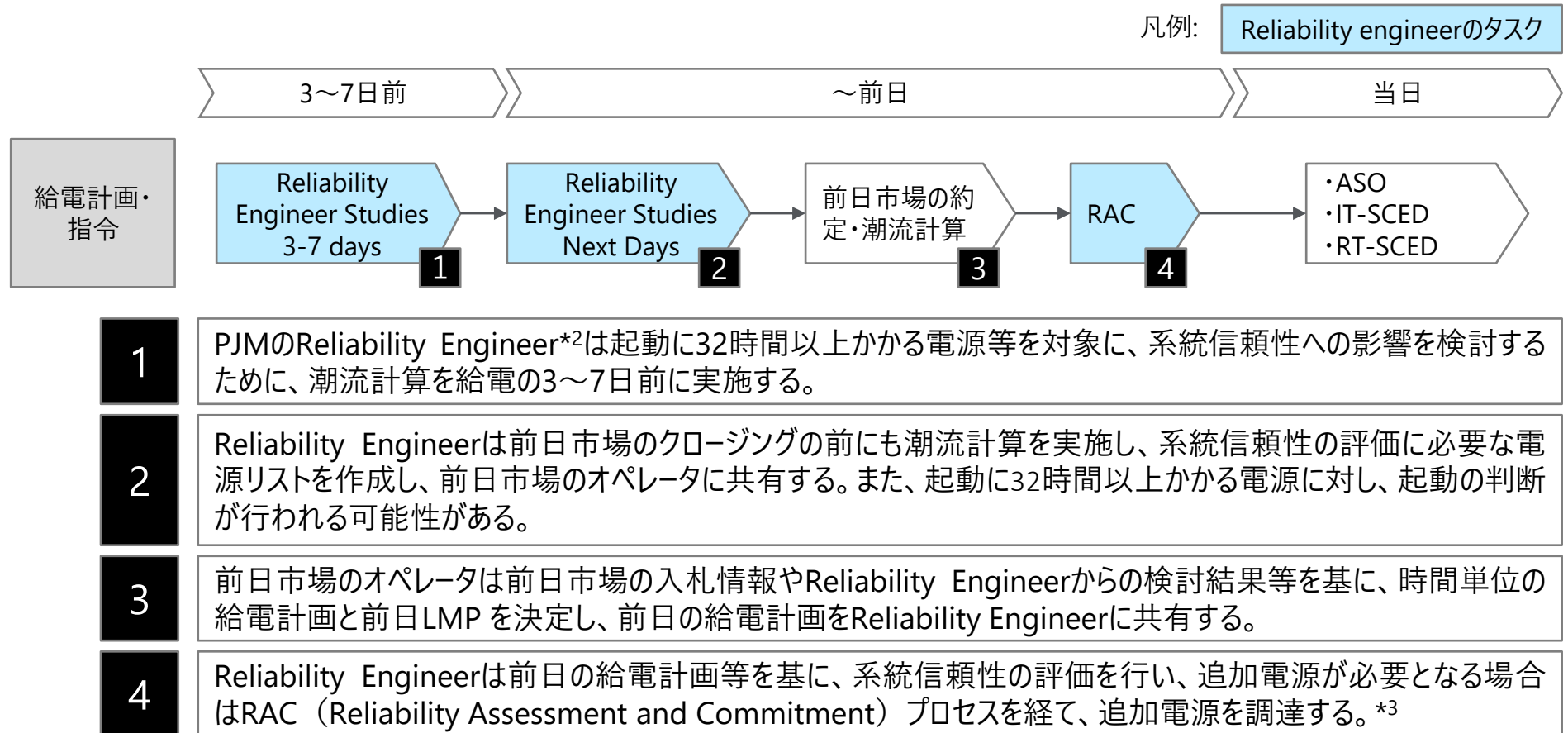
*3 RTOゾーンにおけるTier 1 Synchronized Reserveの時間毎の平均供給量（Average Hourly Supply）を参照

*4 RTOゾーンにおけるPrimary Reserveの平均量（Average Primary Reserve Requirement）を参照

*5 DASRの時間毎の平均量（Average Hourly DASR MW Purchased）を参照

PJMでは起動に32時間以上かかる電源に対して、系統信頼性への影響をReliability Engineerにより実需給の3～7日前から検討し、前日までに起動の判断が行われる

起動に長時間かかる電源の給電計画・給電指令（PJM）*1



*1 出所：PJM、Commitment Process & Uplift Drivers、2017年2月、<https://pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/20170224-special/20170224-item-04-commitment-process-and-uplift-drivers.ashx>

*2 Reliability EngineerはPJM内に存在しており、コントロールルームに配置され、リアルタイムの計画、意思決定分析を行い、系統信頼性と安定性を確保するために適切なアクションを実行する役割をもつ

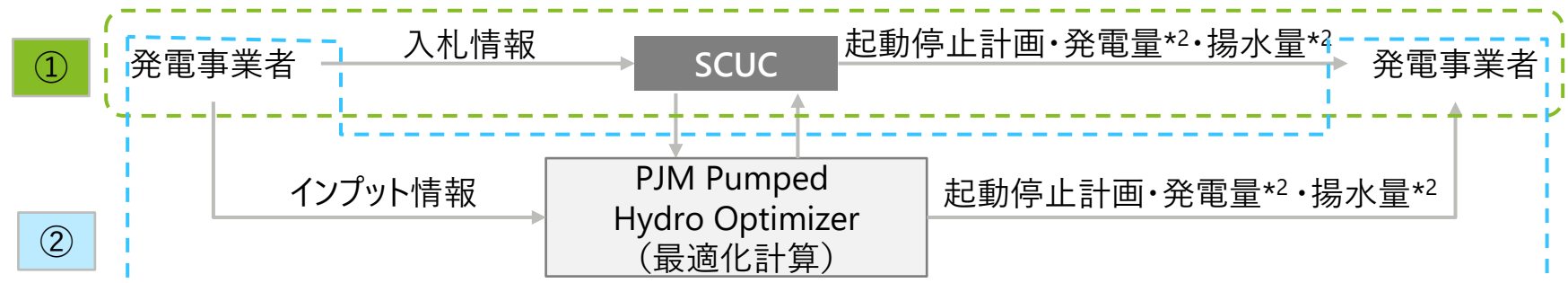
*3 出所：PJM、Commitment Review Process、2017年4月、<https://pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/20170425-special/20170425-item-03-commitment-review-process.ashx>

一般的に揚水発電は市場入札を通して運用が決定されているが、PJMが最適運用できる仕組みも導入されている

揚水発電の取り扱い（PJM）*1

①市場メカニズムによる運用	②PJMによる運用
【概要】 前日市場、リアルタイム市場へ入札し、市場メカニズムで運用を決定	【概要】 PJM Pumped Hydro OPTIMIZER（PJMの揚水発電運用プログラム）で運用を決定する
【入札情報】 発電設備のモード、Incremental Cost、最小稼働時間、ランプレート、発電可能量（運転制約）等 【発電設備のモード】 Continuous Mode：揚水・発電ともに許可するモード Charge Mode：揚水のみ実施するモード Dis-Charge Mode：発電のみ実施するモード	【発電事業者のインプット情報】 貯水量制約、揚水効率、定格出力等 【最適化計算】 揚水発電所の利益（売電収入－買電支出）が最大化されるように各時間帯の運転計画を決定

揚水発電運用プロセス



*1 出所：PJM、PJM Energy Storage Participation Model：Energy Market、<https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/20190315-special-esrc/20190315-item-03a-electric-storage-resource-model.ashx>

*2 最終的な発電量や揚水量はリアルタイム市場後、SCEDを経て確定する

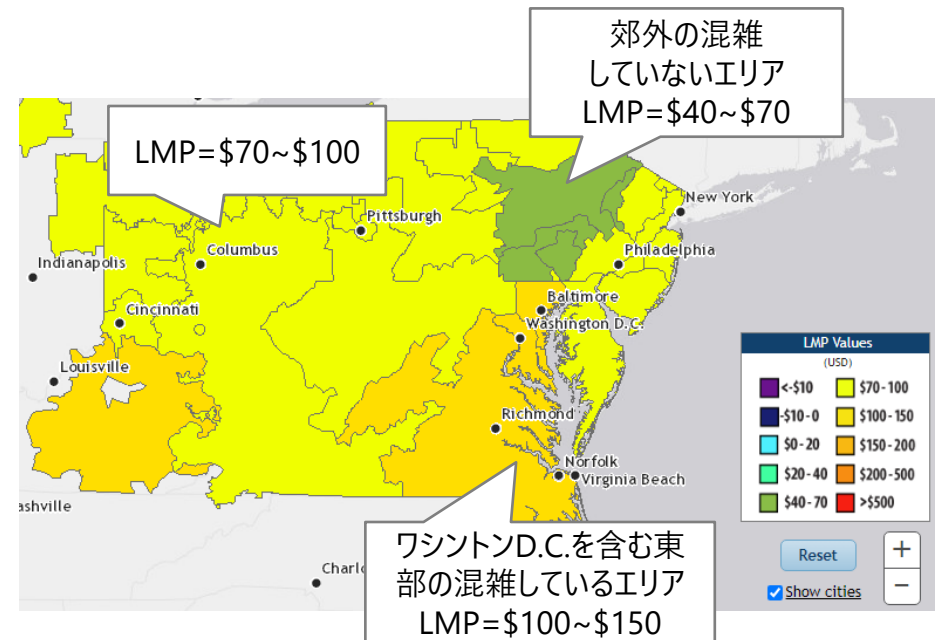
1-6. LMP、約定、精算（米国）

LMPはノード毎に計算される地点別料金で、卸市場での約定価格であるシステムプライスをベースに、混雑費用と限界ロス費用が反映され、混雑発生時にはノード単位で変化する

LMPの構成要素 (PJM)

- LMP (Locational Marginal Pricing) は、市場の約定における混雑管理を行う際に用いられ、ある地点の需要が単位量 (MWh) 増えた場合に追加的にかかる電力供給コストを表している
- 発電設備からの接続線が接続される変電所や、配電グリッドとの接点となる変電所等がノードとなり、ここで決まった卸売価格 (LMP) が同ノードに接続している市場参加者の市場価格となる
- LMPの構成は以下の通り
 - ① システムプライス：エリア統一の市場約定価格
 - ② 混雑費用：混雑が発生した場合に増減する費用であり、ノード毎に反映される
 - ③ 限界ロス費用：送電ロス等を含む費用

エリア別LMP (PJM)



$$\text{LMP} = \text{System Energy Price} + \text{Congestion Cost} + \text{Marginal Loss}$$

①システムプライス

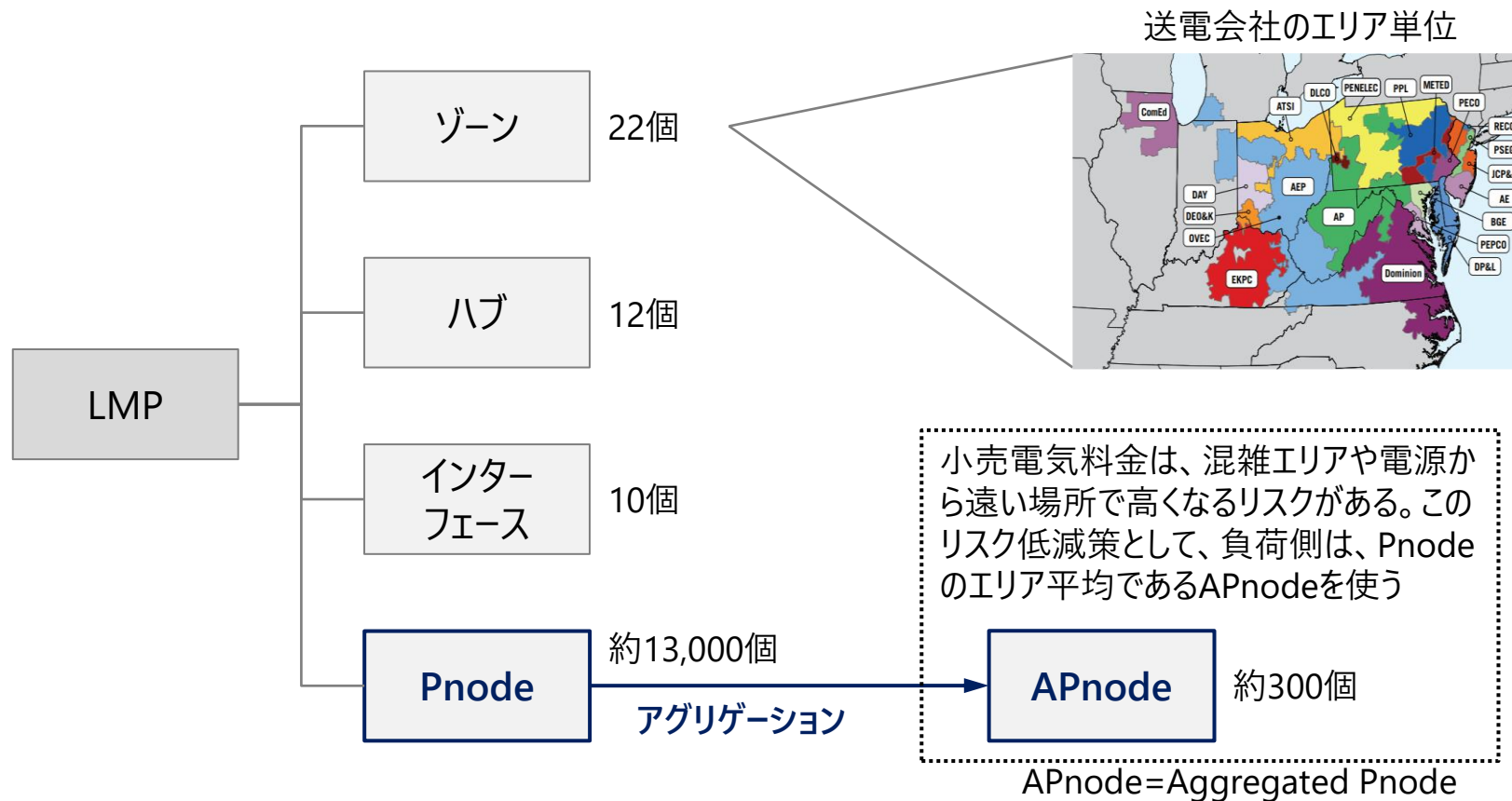
②混雑費用

③限界ロス費用

PJMでは、ゾーン、ハブ、インターフェース、Pnode単位でLMPが計算されている

LMP計算単位（PJM）*1

- ハブ：地域単位のPnodeを形成する複数母線の集合体
- インターフェース：PJM以外のISO/RTOとの取引に用いられるPnodeを形成する複数母線の集合体



*1 出所： PJMホームページ、<https://www.pjm.com/library/~/media/about-pjm/pjm-zones.ashx>、<https://www.pjm.com/Glossary>

前日市場のLMP (PJM) *1

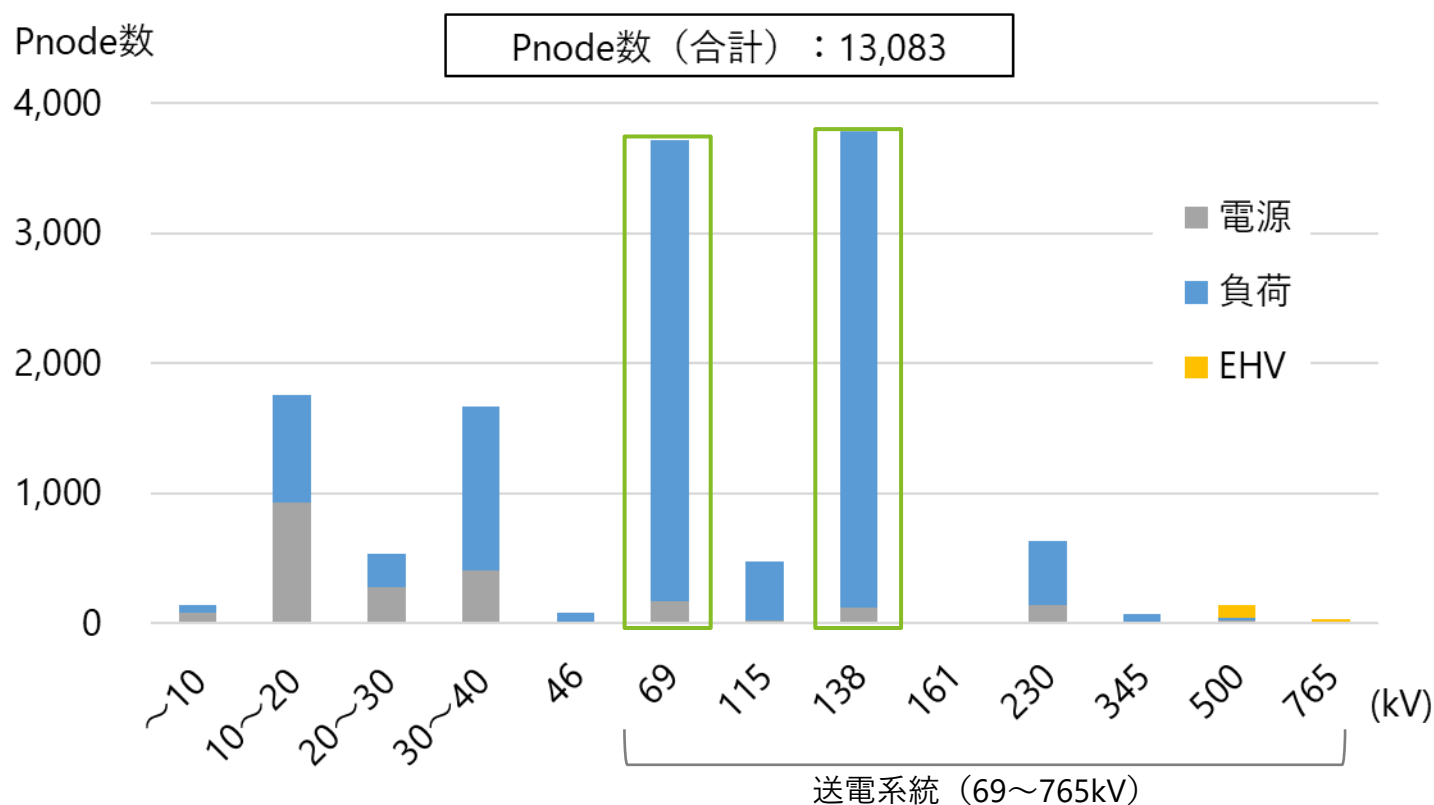


48

約13,000個のPnodeは、低圧から最上位の765kVまで広い電圧範囲で設定され、その数は、負荷が電源の約5倍と多い

ノードの分類 (PJM) *1

- Pnodeは、2kV～765kVまでの電圧範囲で設定される
- Pnodeの数は、負荷が電源の約5倍となるが、特に、69kVと138kVの負荷が多い



*1 出所：PJMホームページ、LMP Model Information、Locational Marginal Pricing Model、<https://www.pjm.com/markets-and-operations/energy/lmp-model-info.aspx>

LMPは、送電システムの混雑とロスを考慮した地点別の発電コストの限界価格であり、システムプライス、混雑費用、限界ロス費用で構成されている

LMPの概要と構成要素（PJM）*1

- LMP（Locational Marginal Pricing）とは、送電システムの混雑とロスを考慮した地点別の発電コストの限界価格である。
- LMPは、発電設備や配電システムとの接点となる変電所等の各地点に対して、シングルプライスで設定される。
- LMPは、以下の式により求められる。

$$\text{LMP} = \text{System Energy Price (①システムプライス)} + \text{Congestion Cost (②混雑費用)} + \text{Marginal Loss (③限界ロス費用)}$$

LMPの構成要素	各構成要素の算定方法
①システムプライス	■ システムプライスは各発電設備のAdjusted Offerのうち、追加の出力を供出可能なもののうち最低価格となる ■ Reference bus（算定の基準となるbus）での限界費用であり、PJM内の全てのbusで同じ価格となる $\text{Adjusted Offer} = \text{Offer価格} \times \text{Penalty factor}$ $\text{Penalty factor} = 1 / (1 - \Delta P_L / \Delta P_i)$ ΔP_i：Reference busの負荷の増加に対応するための、対象のbusにおける出力の増加量 ΔP_L：出力の増加に伴う、系統全体のロスの増加量
②混雑費用	■ 混雑費用は系統制約により生じた混雑に係る費用であり、制約条件が1MW緩和させた場合の総発電費用の変化量を表すShadow Priceから算定される $\text{混雑費用} = \text{Shadow Price} \times \text{DFAX}$ Shadow Price = 現条件での総発電費用 - 制約条件を1MW緩和させた場合の総発電費用 DFAX（Distribution factor）：Reference busの負荷の増加に伴い、対象のbusで出力を増加した際の、混雑系統の送電量の変化を表す係数
③限界ロス費用	■ 出力が増減した場合の系統ロスの増減に係る費用であり、システムプライスおよびPenalty factorから算定される $\text{③限界ロス費用} = \text{①システムプライス} \times (1 / \text{Penalty factor} - 1)$

*1 出所：PJMの公開情報を基にトーマツ作成

下記の算定例では、Brighton – Sundance間の混雑によりOffer価格の安いBrightonの電源に出力の制限が生じているため、Offer価格の高いSolitudeの電源が混雑未発生時と比べて多く発電する結果となる

混雑が発生している系統のLMP算定例（PJM）（1/2）*1

- Offer価格が最も安い、Brighton – Sundance間の混雑により出力の制限を受けている

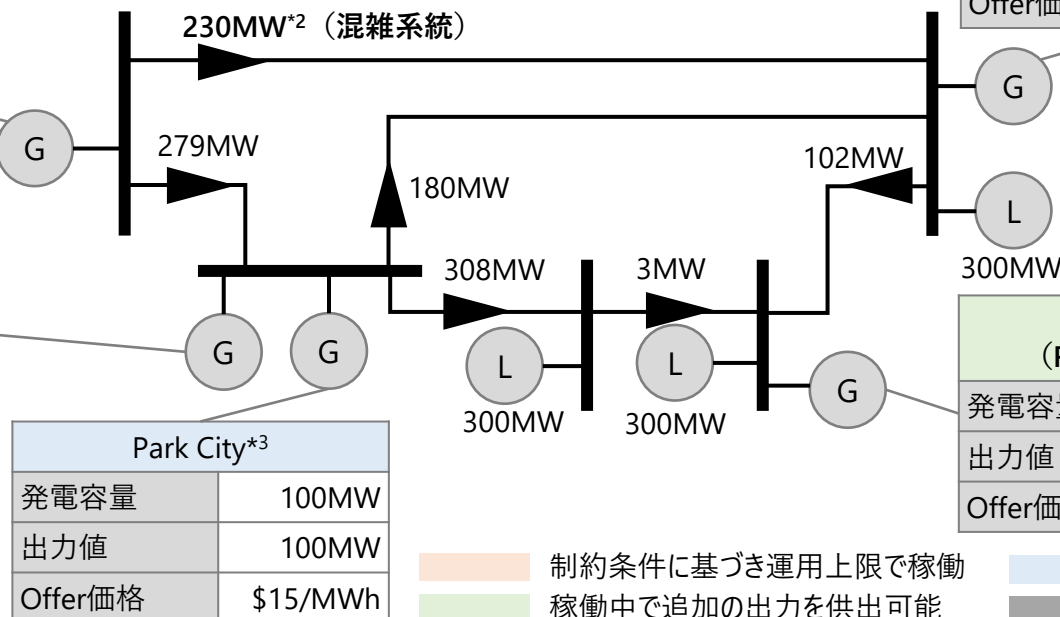
- 送電容量の上限（230MW）で運用している
- 現系統での系統全体の総発電費用と、制約条件を1MW緩和させて送電容量を231MWと仮定した場合の総発電費用の差額がShadow Priceとなる

Brighton*3	
発電容量	600MW
出力値	509MW
Offer価格	\$10/MWh

Alta*3	
発電容量	110MW
出力値	110MW
Offer価格	\$14/MWh

L : 負荷

G : 発電設備



Park City*3	
発電容量	100MW
出力値	100MW
Offer価格	\$15/MWh

Sundance*3	
発電容量	200MW
出力値	0MW
Offer価格	\$40/MWh

Solitude*3 (Reference bus)	
発電容量	520MW
出力値	196MW
Offer価格	\$30/MWh

制約条件に基づき運用上限で稼働
稼働中で追加の出力を供出可能

出力上限で稼働
停止中で追加の出力を供出可能な発電設備

*1 出所：PJM、Locational Marginal Pricing Components、2017年7月、<https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/markets-exam-materials/mkt-optimization-wkshp/locational-marginal-pricing-components.ashx>

*2 各送電量についてはロスを反映する前の送り出しの値を記載

*3 本算定例における、発電所名称を示している

システムプライスは、追加の出力を供出可能な発電設備のAdjusted Offerのうち最低価格となり、全電源に適用される。混雑費用は、混雑系統の下流側ではプラスの値となり、LMPの価格（発電事業者にとっての収益）が高くなる方向に働く

混雑が発生している系統のLMP算定例（PJM）（2/2）*1

制約条件に基づき運用上限で稼働
 出力上限で稼働
 稼働中で追加の出力を供出可能
 停止中で追加の出力を供出可能な発電設備

発電設備	A	B	C=A×B	D	E	①*2	②=D×E	③=①× (1/B - 1)	①+②+③
	Offer 価格	Penalty factor	Adjusted Offer	Shadow Price	DFAX	システム プライス	混雑 費用	限界口入 費用	LMP
Brighton	\$10.00	1.0553	\$10.55	-\$60.00	0.3072	\$30.00	-\$18.43	-\$1.57	\$10.00
Alta	\$14.00	1.0449	\$14.63	-\$60.00	0.1992	\$30.00	-\$11.95	-\$1.29	\$16.76
Park City	\$15.00	1.0449	\$15.67	-\$60.00	0.1992	\$30.00	-\$11.95	-\$1.29	\$16.76
Solitude (Reference bus)	\$30.00	1.0000	\$30.00	-\$60.00	0	\$30.00	\$0	\$0	\$30.00
Sundance	\$40.00	1.0161	\$40.65	-\$60.00	-0.1637	\$30.00	\$9.82	-\$0.47	\$39.35

追加の出力を供出可能な発電設備（SolitudeとSundance）のAdjusted Offerのうち、最低価格となる\$30.00を、システムプライスとして適用

混雑系統の下流側にあるため、混雑費用はプラスになっている

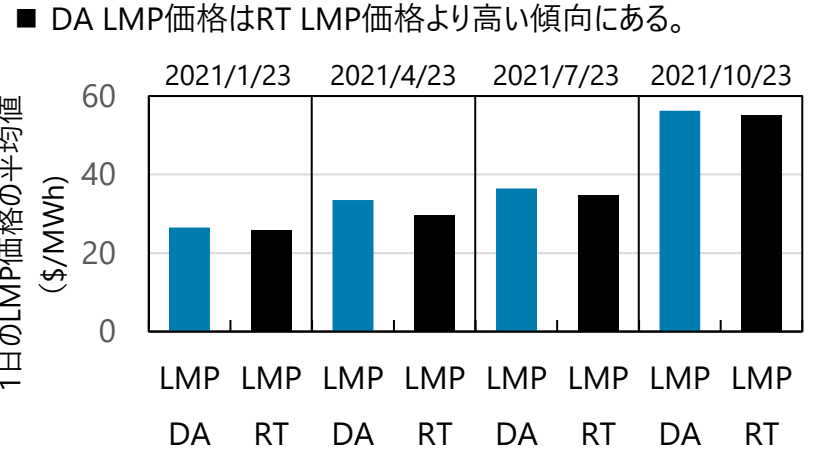
*1 出所：PJM、Locational Marginal Pricing Components、2017年7月、<https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/markets-exam-materials/mkt-optimization-wkshp/locational-marginal-pricing-components.ashx>

*2 システムプライスについては、追加の出力を供出可能な発電設備の C：Adjusted Offer のうち最低価格が適用される

Real-time (RT) LMPよりもDay-ahead (DA) LMPの方が高い傾向がある。一方、ボラティリティについてはRT LMPの方が大きい

DA LMPとRT LMPの価格差とボラティリティ (PJM) *1

DA LMPとRT LMPの価格差



DA LMPとRT LMPの価格差に対し、LMPの構成の寄与度*2を分析した

システムプライス差の寄与度	混雑費用差の寄与度	限界ロス費用差の寄与度
13%-64%	32%-61%	2%-25%

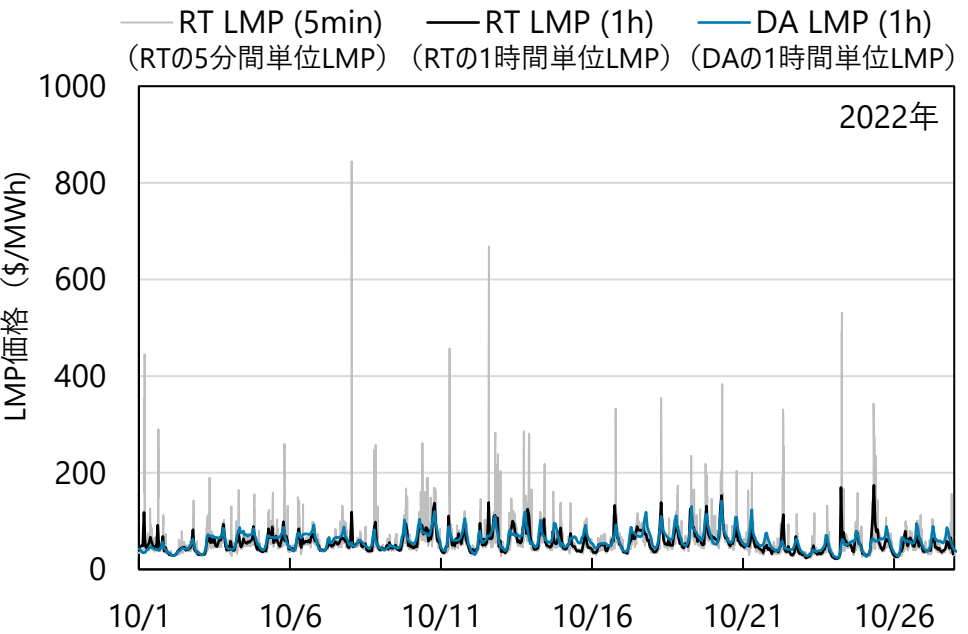
主にシステムプライスと混雑費用の差によって、DA LMPとRT LMP間の価格差が生じている。

*1 出所：PJMのData Minerサイトを基に、トーマツ作成

*2 寄与度についてはDA LMPとRT LMPの価格差に対し、各LMPの構成要素（システムプライス、混雑費用、限界ロス費用）の差を計算し、その割合を算出する

LMP価格のボラティリティ

- RT LMP (5min) はDA LMP (1h) よりボラティリティが大きい。
- RT LMP (5min) を約定量で加重平均したRT LMP (1h) はDA LMP (1h) よりもボラティリティが若干大きい傾向にある。



エネルギー市場における前日断面の出力約定値と出力実績値の差分はリアルタイム市場のLMPを用いて精算される一方で、アンシラリーサービス市場では出力差分に対するペナルティが規定されている

約定とインバランス（PJM、NYISO、CAISO）

■ 約定

- PJMでは、Two-Settlementプロセスと呼ばれる約定プロセスが用いられ、前日市場とリアルタイム市場のそれぞれにおいて約定及び精算が行われる。^{*1}

■ インバランス

- エネルギー市場：前日断面の出力約定値と出力実績値の差分は、リアルタイム市場のLMPを用いて精算される。^{*2}
- アンシラリーサービス市場：リアルタイム市場のLMPを用いた精算とは別に、サービス毎（Regulation、Synchronized Reserve、Non-Synchronized Reserve等）にペナルティ等が規定されている。^{*3,4}

■ 米国におけるImbalance Market

- 米国において、Imbalance Marketと呼ばれる市場は存在するが、これはWEIM（CAISOが運営）やWEIS（SPPが運営）等の広域的な調整力の提供市場の事を指している。
- CAISOやSPPの近隣のBalancing Authority（需給調整を行う単位）を対象として、リアルタイム市場において、調整力の融通を行っている。^{*5}

*1 出所：PJM、Two Settlement、2016年、<https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/markets-exam-materials/mkt-optimization-wkshp/two-settlement.ashx>

*2 出所：PJM、Manual 11、2022年3月、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>

*3 出所：PJM、Manual 18 PJM Capacity Market、2021年10月、<https://www.nyiso.com/documents/20142/2923231/acctbillmnl.pdf>

*4 出所：NYISO、Manual 14 Accounting and Billing、2021年10月、<https://www.nyiso.com/documents/20142/2923231/acctbillmnl.pdf>

*5 出所：CAISO、Energy Imbalance Market Design Overview、2015年8月、http://www.oatiaoasis.com/PSEI/PSEIdocs/CAISO_PSE_EIM_Presentation_8.7.15.pdf

DASRは前日断面におけるkWh電源と同時に起動停止計画の最適化が行われ、DASR電源として確保された電源のうち最も高い入札価格がDASRの約定価格となる。精算時には機会費用を含めて支払いが行われる

ΔkW電源の約定（PJM、DASR^{*1}：Day-Ahead Scheduling Reserve）（1/2）^{*2,3,4}

- PJMは、前日断面のSCUCでkWh電源運用とΔkW電源（DASR）確保の総コストが最小となるよう最適化を行う。ΔkW電源として確保された電源のうち、DASR入札価格が最も高い入札価格がDASRの約定価格となる（シングルプライス）。
- 精算の際は、DASR約定価格と併せてDASR機会費用（ΔkWに約定されてしまった為に得ることができなかった収入）が支払われる。
- DASRは、柔軟な予備力を提供するリソースに対してインセンティブを与えることが可能である。

－ DASRの平均調達量と平均約定価格^{*5} －

Day-Ahead Scheduling Reserve	平均調達量（2021年）	平均約定価格/MWh（2021年）	
	4,389MW	\$1.27 （約定価格が\$0の時間を 除いた年平均値）	\$0.24 （約定価格が\$0の時間を 含めた年平均値）

^{*1} PJMの指令に基づき30分以内に出力到達が可能な電源あるいは負荷を対象とした予備力を指す（指令を受けた時点では系統に同期されている必要はない）

^{*2} 出所：PJM、Manual 11、2022年3月、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>

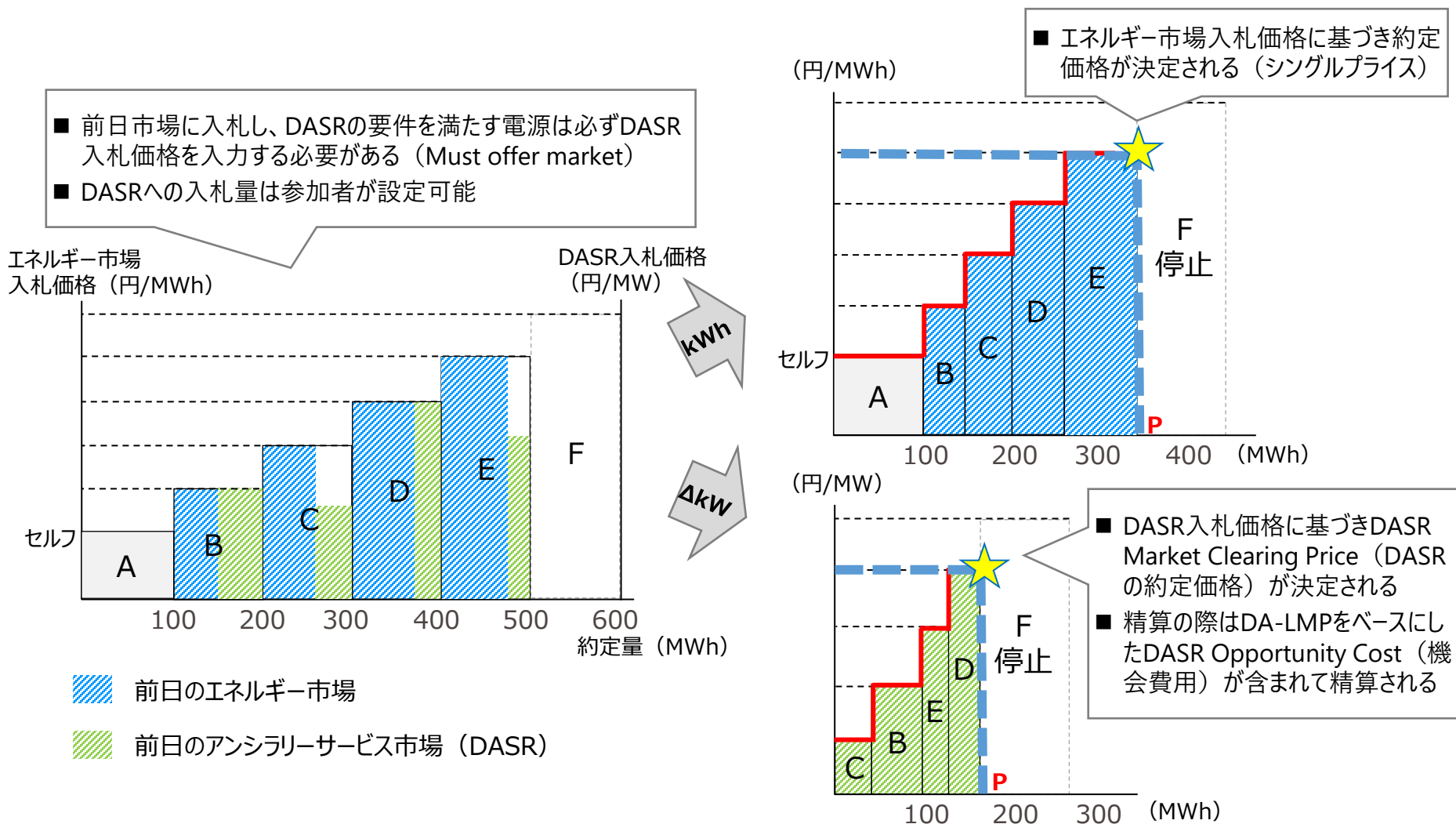
^{*3} 出所：PJM、Manual 13、2022年10月、<https://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m13.ashx>

^{*4} 出所：PJM、Manual 28、2022年10月、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m28.ashx>

^{*5} 出所：Monitoring Analytics,LLC、State of the Market Report for PJM、2022年3月、
https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2021/2021-som-pjm-vol2.pdf

前日市場におけるアンシラリーサービス（DASR）の要件を満たす電源は、エネルギー市場入札価格と同時にDASR入札価格を入力する必要があり、それぞれ約定価格が決定される

ΔkW電源の約定（PJM、DASR：Day-Ahead Scheduling Reserve）（2/2）*1



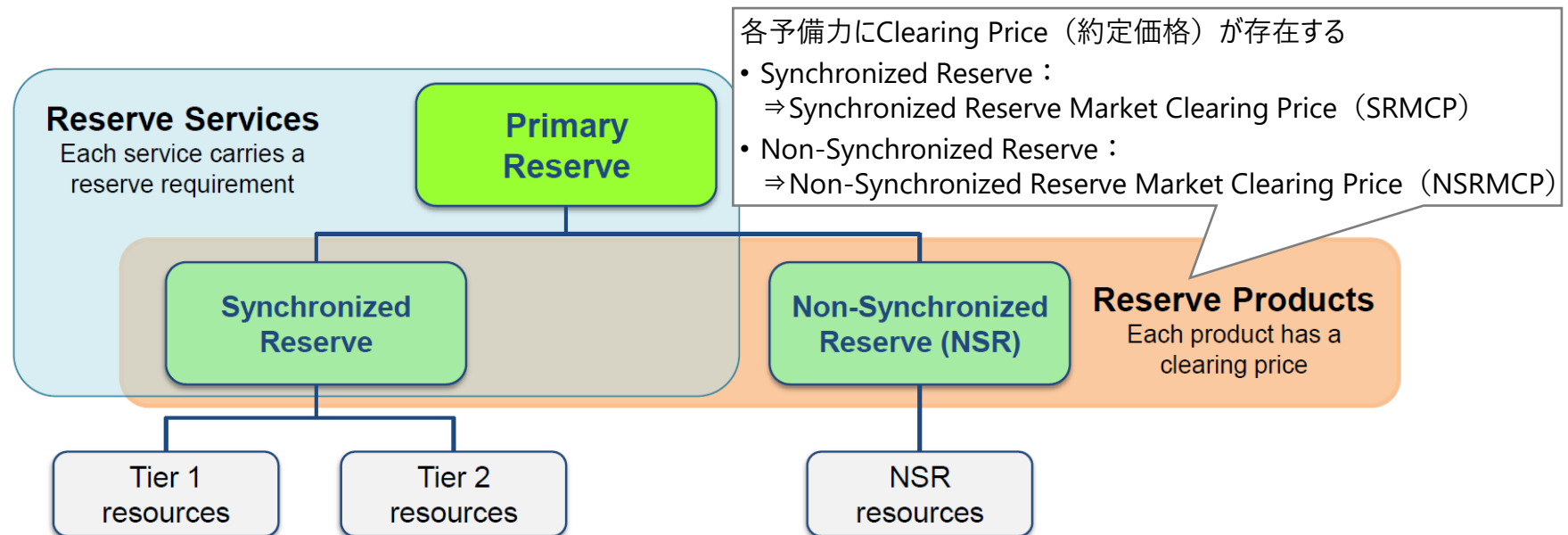
*1 出所：PJMの公開情報を基にトーマツ作成

Primary Reserveは同期と非同期に分かれており、個別のClearing Price（約定価格）が存在する

ΔkW電源の約定（PJM、Primary Reserve）^{*1,2,3}

- Primary Reserve^{*4}はSynchronized Reserve（同期）とNon-Synchronized Reserve（非同期）に分かれている。
- Primary Reserveにおいても、DASRと同様にSynchronized Reserve Market Clearing Price（SRMCP）及びNon-Synchronized Reserve Market Clearing Price（NSRMCP）により約定価格が決定される。

－ ΔkW電源の分類 －



*1 出所：PJM、Manual 11、2022年3月、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>

*2 出所：PJM、Manual 28、2022年11月、<https://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m28.ashx>

*3 出所：PJM、PJM Reserve Market、2018年10月、<https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/gen-exam-materials-feb-18-2019/training-material/02-generation/5-1-reserve-market.ashx>

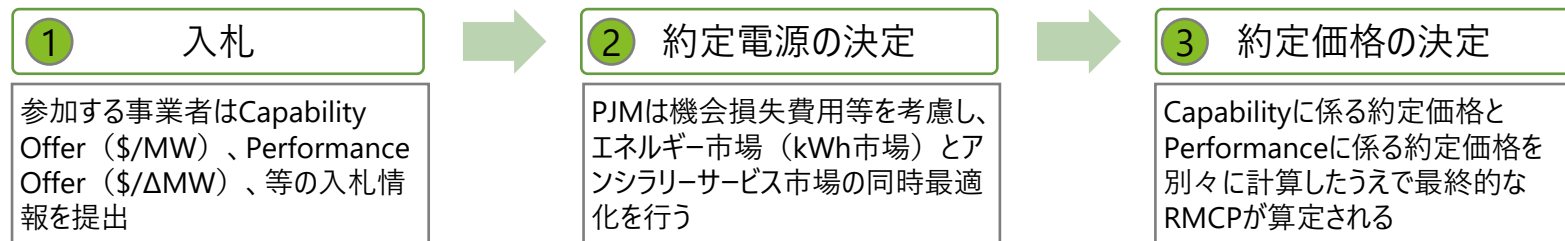
*4 PJMの指令に基づき10分以内に出力調整が可能な電源を対象とした予備力を指す

RegulationではCapabilityとPerformanceに関する価格情報が入札情報として含まれており、別々に約定価格が計算されたうえで最終的なRegulation約定価格が算定される

ΔkW電源の約定（PJM、Regulation） *1,2

- 1
 - Regulation*3に参加する事業者は、上げ/下げ調整力における価格及び量の入札情報をPJMへ提出する。
 - Regulationにおける価格の入札情報には、Capabilityに関する価格情報とPerformanceに関する価格情報の2つに分かれる。
 - Capability Offer (\$/MW) : Regulationの為にMWを確保する価格を指す。
 - Performance Offer (\$/ΔMW) : Regulationの応動に伴うコスト等の価格情報を指し、ΔMW/MWを乗じて\$/MWへ変換される。
- 2
 - PJMは、上記の価格に関する情報に加え、過去のRegulation稼働実績や機会損失費用を考慮し、リアルタイム市場の入札締切（実需給65分前）後にAncillary Service Optimizer（ASO）においてエネルギー市場と同時に最適化及び約定を実施する。
- 3
 - 約定価格決定においては、Capability（確保）に係る約定価格とPerformance（稼働）に係る約定価格が別々に計算したうえで、最終的なRegulation Market Clearing Price（RMCP）が算定される。

－ Regulationにおける入札から約定価格決定までの流れ－



*1 出所：PJM、Manual 11、2022年3月、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>

*2 出所：PJM、Manual 12、2022年10月、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m12.ashx>

*3 PJMの指令に基づき5分以内に出力調整が可能な電源を対象とした予備力を指す

自然変動電源であるPV及び風力発電の導入割合が低く、かつ、Regulationの主電源である起動の速いガス火力の割合が高いPJMでは、Regulationをリアルタイムでのみ調達している

ΔkW電源（Regulation）の必要調達量の比較（PJM、CAISO、NYISO）*1

			PJM	CAISO	NYISO
前日における Regulationの調達			×	○	○
リアルタイムにおける Regulationの調達			○	○	○
Regulationの確保量の 決定方法			800MW（ピークの時間帯）、 525MW（ピーク以外の時間帯）	各時間帯の総需要の1～5%	175-300 MW （時間や季節により異なる）
2020年の Regulationの 必要量	前日 （MW）		－	500-650	800-1100
	リアルタイム （MW）		525-800	非公開	非公開
2020年の総発電設備容量 （MW）			184,400	80,700	38,500
電 源 構 成	再エネ 割合	PVと風力	2%	24%	4%
		水力	4%	17%	11%
		原子力	18%	3%	11%
	石炭火力の割合		27%	0%	0%
	ガス火力の割合		43%	49%	12%

*1 出所：PJMの2020 Market report、CAISOの2020 Annual report、California Energy Commissionのサイト情報、NYISOの2020 Power trend report等を基にトーマツ作成

緊急電源の運用にかかる費用は、前日市場とリアルタイム市場を通して精算が行われる

アンシラリーサービスの精算と費用負担^{*1,2}

- 緊急電源を含む調整力の精算は、前日市場とリアルタイム市場毎に行われ、約定価格は調整力のサービス毎に算定される。緊急時の運用にかかる費用は、市場を通して精算される。

	計算方法	概要
前日市場（DA）の精算	DAの約定量×DAの約定価格	- エネルギー市場では、エネルギー市場のDA約定量にDA-LMPをかけて算定される - 予備力の市場でも、予備力毎のDA約定量にDA約定価格をかけて算定される
リアルタイム市場（RT）の精算	(RTの約定量-DAの約定量)×RTの約定価格	- エネルギー市場では、エネルギー市場のRT約定量とDA約定量の差（DAで約定していた量からの追加分）にRT-LMPをかけて算定される - 予備力の市場でも、予備力毎のRT約定量とDA約定量の差にRT約定価格をかけて算定される

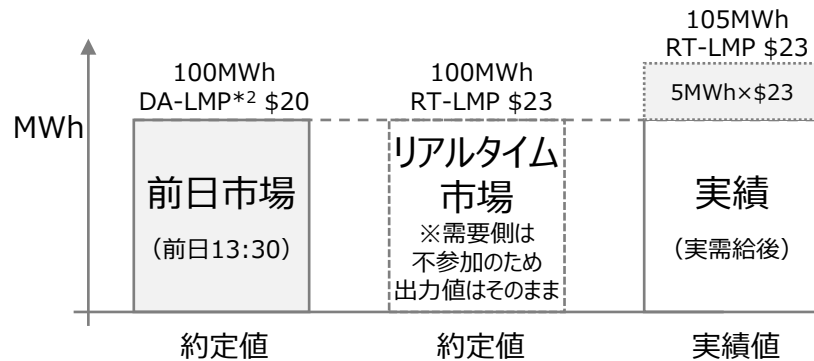
*1 出所：PJM、Manual 11、2022年10月、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>

*2 出所：PJM、Reserve Market Changes、2022年9月、<https://pjm.com/-/media/committees-groups/subcommittees/mss/2021/20210922/20210922-item-01-reserve-market-changes.ashx>

需要側はリアルタイム市場に参加できず、前日市場で約定した出力約定値と出力実績値の差分をリアルタイム市場のLMPを用いて精算する

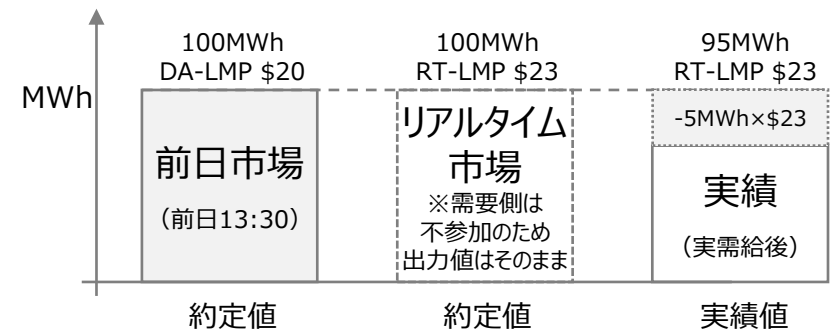
需要側の精算 (PJM) *1

- 出力実績値が前日市場における出力約定値を上回った場合、需要側は不足分をRT-LMP*3を用いて支払う。



項目	前日市場	実績
LMP (\$/MWh)	20	23
発電出力 (MWh)	100	105
精算価格 (\$)	2,000	115
総精算価格 (\$)	$(20 \times 100) + 23 \times (105 - 100) = 2,115$	

- 出力実績値が前日市場における出力約定値を下回った場合、需要側は余剰分をRT-LMPを用いて受け取る。*4



項目	前日市場	実績
LMP (\$/MWh)	20	23
発電出力 (MWh)	100	95
精算価格 (\$)	2,000	-115
総精算価格 (\$)	$(20 \times 100) + 23 \times (95 - 100) = 1,885$	

*1 出所：PJM、Two Settlement、2016年、<https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/markets-exam-materials/mkt-optimization-wkshp/two-settlement.ashx>

*2 前日市場LMP

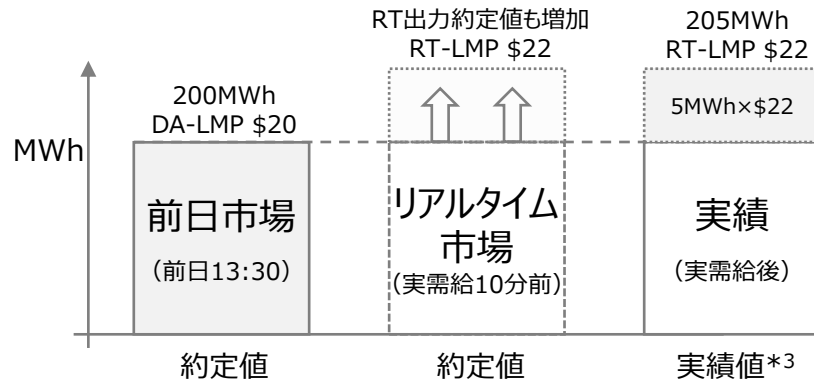
*3 リアルタイム市場LMP

*4 需要側は前日市場の精算価格から余剰分を差し引いた形で支払う

発電側も需要側と同様に、前日市場で約定した出力約定値と出力実績値の差分をリアルタイム市場のLMPを用いて精算する

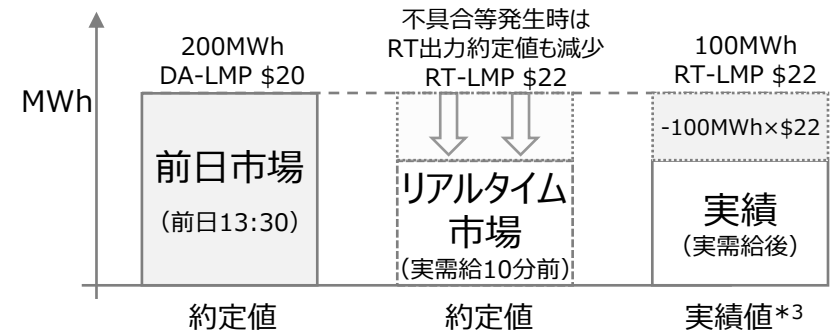
発電側の精算（PJM）*1

- 出力実績値が前日市場における出力約定値を上回った場合、発電側は余剰分をRT-LMPを用いて受け取る。



項目	前日市場	実績
LMP (\$/MWh)	20	22
発電出力 (MWh)	200	205
精算価格 (\$)	4,000	110
総精算価格 (\$)	$(20 \times 200) + 22 \times (205 - 200) = 4,110$	

- 出力実績値が前日市場における出力約定値を下回った場合、発電側は不足分をRT-LMPを用いて支払う。*2



項目	前日市場	実績
LMP (\$/MWh)	20	22
発電出力 (MWh)	200	100
精算価格 (\$)	4,000	-2,200
総精算価格 (\$)	$(20 \times 200) + 22 \times (100 - 200) = 1,800$	

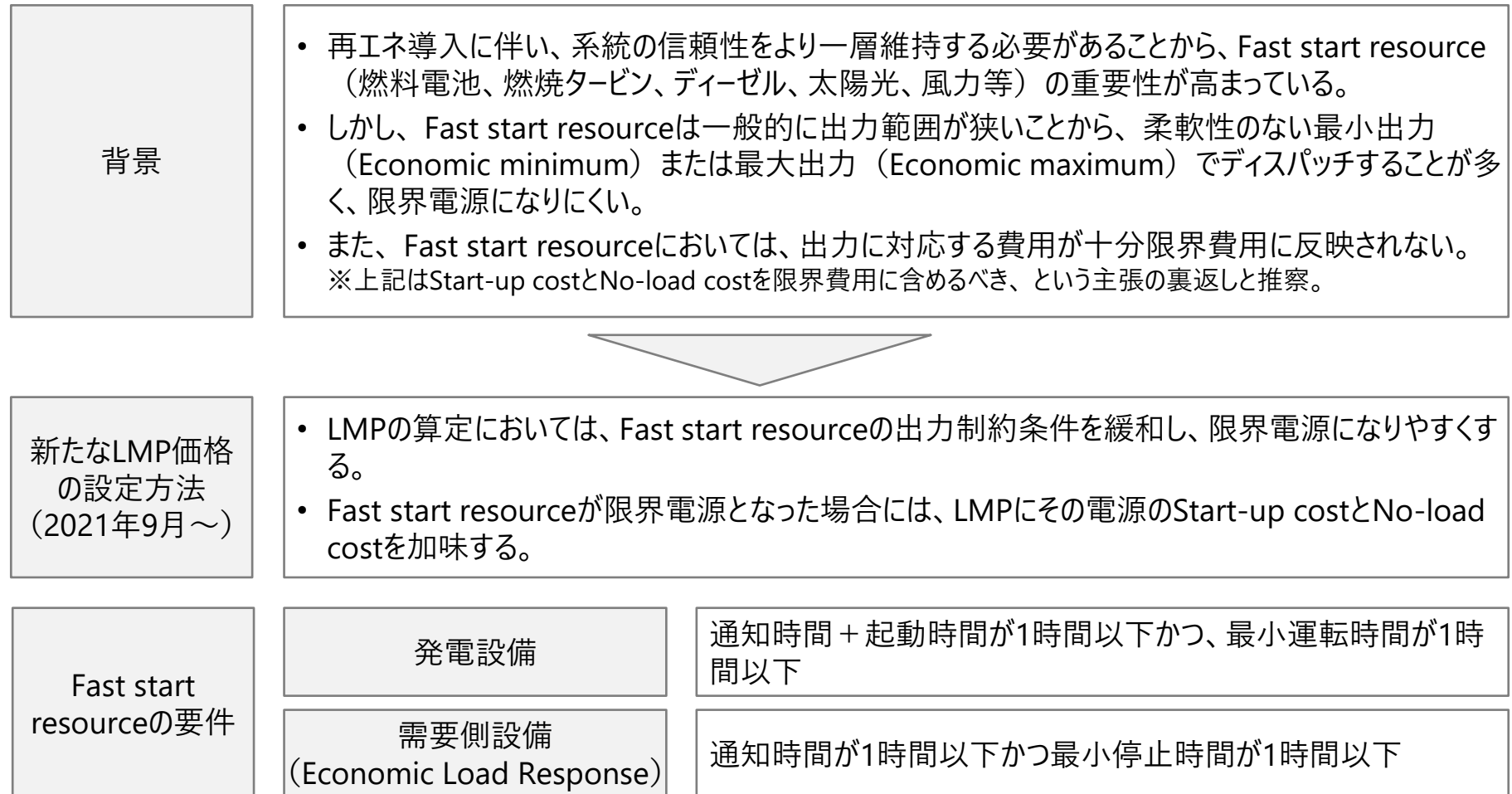
*1 出所：PJM、Two Settlement、2016年、<https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/markets-exam-materials/mkt-optimization-wkshp/two-settlement.ashx>

*2 PJMではIT-SCEDが実需給30分前に行われ、RT-SCEDが実需給10分前に5分毎実行されるため、不具合等が発生し前日市場の約定値から逸脱した場合、リアルタイム市場の約定にすぐさま反映される

*3 実績値はテレメータの値及びState Estimatorからの値が使用される

PJMでは、Fast start resourceの重要性の高まりや、適切な価格設定方法の議論を踏まえ、Fast start resourceのStart-up costとNo-load costを考慮する新たなLMPの設定方法が導入された

Fast start resourceを考慮した新たなLMPの設定方法（PJM）（1/3）*1



*1 出所：FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION、ORDER INSTITUTING SECTION 206 PROCEEDING AND COMMENCING PAPER HEARING PROCEDURES AND ESTABLISHING REFUND EFFECTIVE DATE、2017年12月、https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-05/E-4_89.pdf
PJM、PJM manual 11、2022年10月、<https://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m11.ashx>

新たなLMPの設定方法では、Fast start resourceの出力制約条件を緩和するロジックが組み込まれている。Fast start resourceが限界電源となった場合には、Start-up costとNo-load costを最大出力で除したCommitment costを、LMPに加算する

Fast start resourceを考慮した新たなLMPの設定方法（PJM）（2/3）*1

計算ロジック

- $Commit * EcoMin \leq Energy\ MW + Reserve\ MW \leq Commit * EcoMax$
- $0 \leq Commit \leq 1$
 - LMPの算定においては、Fast start resourceのコミットメント値を0,1（コミットメントの有無）ではなく、0と1の間を変動できるように出力制約条件を緩和する。
- $Commit = \frac{Energy\ MW + Reserve\ MW}{EcoMax}$
 - kWhで約定する出力部分とΔkWで約定する出力部分を割り当て、それらの合計を最大出力（Economic maximum）で除したものをコミットメント値とする。
 - Fast start resourceのコミットメント値が0と1の間の場合、限界電源として扱う。
- $LMP = \frac{Commitment\ Cost}{EcoMax} + Incremental\ Energy\ Cost$

= Start-up cost + No-load cost

 - Fast start resourceが限界電源となった場合、Start-up costとNo-load costを最大出力で除したCommitment costを、LMPに加算する。

*1 出所：Monitoring Analytics、Fast Start Reserve Pricing Issue、2021年8月、

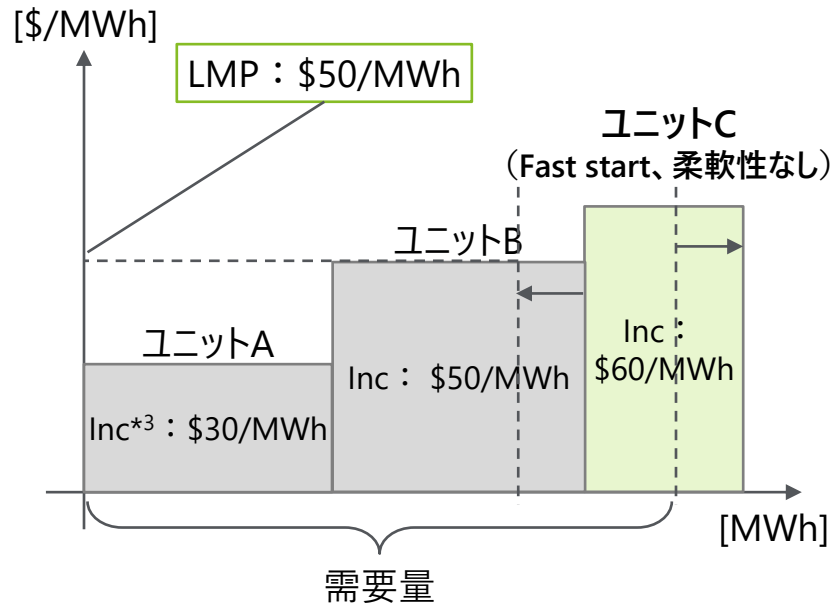
https://www.monitoringanalytics.com/reports/Presentations/2021/IMM_MIC_Fast_Start_Reserve_Pricing_Issue_20210811.pdf

LMPの計算ロジックに、Fast start resourceのStart-up cost、No-load costを考慮することで、メリットオーダーの順序が変化する

Fast start resourceを考慮した新たなLMPの設定方法（PJM）（3/3）*1

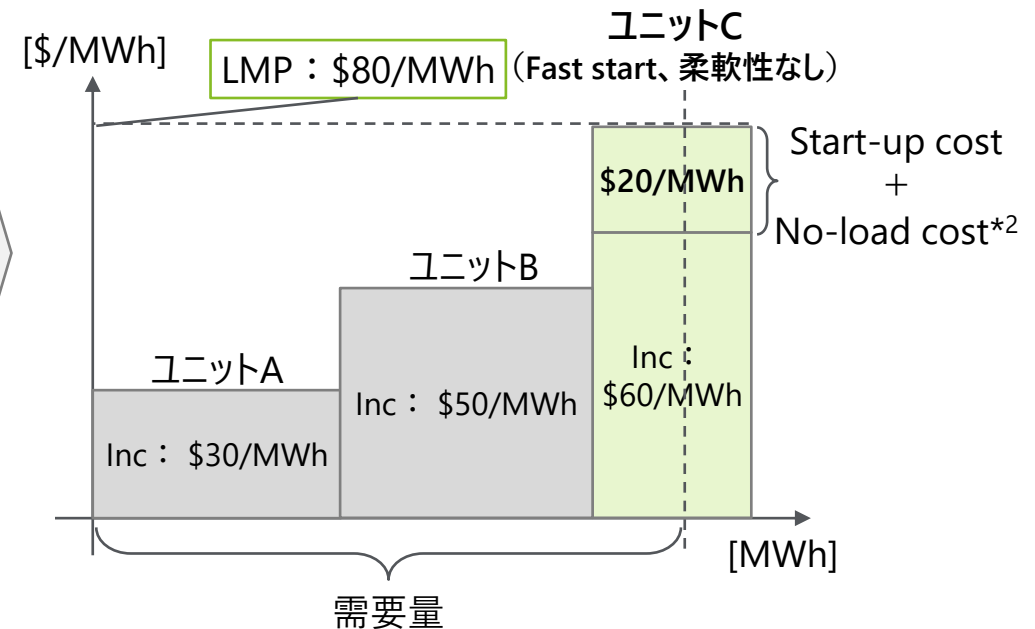
従来方法

- LMPの算定は、Incremental energy costのみ考慮する。



新たな方法（2021年9月～）

- Fast start resourceのStart-up cost、No-load costも考慮する。
- Fast start resourceは0MW～最大出力までの全出力域で調整可能と見做される。



*1 出所：Monitoring Analytics、Fast Start Reserve Pricing Issue、2021年8月を基に図はトーマツ作成、

https://www.monitoringanalytics.com/reports/Presentations/2021/IMM_MIC_Fast_Start_Reserve_Pricing_Issue_20210811.pdf

*2 厳密には、Start-up costとNo-load costを最大出力出力で除したもの

*3 Incremental energy costの略

1-7. 発電事業者への費用補填（米国）

PJMによる指示の下でユニットを稼働・待機・停止した場合において、市場から得られる収入が発電コストを下回った分の費用や機会費用について、発電事業者はPJMから費用補填を受け取る

発電事業者への費用補填が発生し得る事象（PJM）*1

	説明
系統混雑 (Congestion)	系統混雑が発生した場合
需要・負荷予測 (Demand & Load Forecast)	天候の変化等によって、実需給におけるシステム負荷（Actual system load）と予測負荷の差異が大幅に生じた場合
緊急時対応 (Emergency Procedure Events)	猛暑警報（Hot weather alerts）、送電負荷軽減手続き（Transmission loading relief procedures）、最小発電事象（Minimum generation events）等に伴う緊急対応を行った場合
発電機の市場入札データ (Generator Market Offer Data)	最小運転時間や1日の起動回数等、発電機の運転パラメーター ※この項目のみ、発電事業者への費用補填に影響を与えうる事象ではなく、発電事業者への費用補填に影響を与えうる発電機のパラメーターを示している
電力融通 (Interchange)	PJM参加企業（PJM participants）とPJM域外システム（Neighboring systems）間で電力融通を行った場合
リアルタイム負荷・予備力MW (Real-Time Load & Reserve Megawatts)	実需給において負荷や予備力が応答した場合
停電 (Outages)	計画外の停電が発生し、系統維持のための発電機を稼働した場合
無効電圧維持 (Reactive Voltage Support)	電圧を制御するためのユニットを稼働した場合
自己調達発電MW (Self-Scheduled Generation Megawatts)	自己調達した電源を運用した場合

*1 出所：PJM、Monitoring Analyticsの公開情報を基にトーマツ作成

発電事業者への費用補填は6つの費目に分類され、2020年の運用実績では、Day-ahead運転予備力費用、Balancing運転予備力費用、機会費用が殆どを占めている

発電事業者への費用補填の費目（PJM）*1

	説明	費用補填額 (2020年)	費用回収
Day-ahead 運転予備力費用 (Day-ahead operating reserve)	前日市場で予備力としてスケジュールされ、PJMの指示によって実際に運用された電源において、 <u>前日市場から得られる収入が発電コストを下回った場合に補填</u> される費用	9.3百万ドル	前日市場の負荷*2のシェアに応じて市場参加者から徴収
Balancing 運転予備力費用 (Balancing operating reserve)	前日市場で予備力としてスケジュールされ、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、 <u>前日、リアルタイム、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を下回った場合に補填</u> される費用	61.6百万ドル	前日市場の約定量と実需給の偏差*3のシェアに応じて市場参加者から徴収
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	0.5百万ドル	サービスを提供した送電ゾーンにおけるリアルタイムの負荷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	0.2百万ドル	送電使用量に応じて、送電サービスを受ける市場参加者から徴収
機会費用 (Lost opportunity cost)	Balancing 運転予備力、無効電力サービス等のために <u>待機していたことで生じた機会損失に対して補填</u> される費用	19.3百万ドル	Balancing 運転予備力費用、無効電力サービス費用の回収方法と同じ
同期調相費用 (Synchronous condensing)	同期調相に対して補填される費用	0百万ドル	リアルタイムの負荷とPJM管外への供給のシェアに応じて市場参加者から徴収

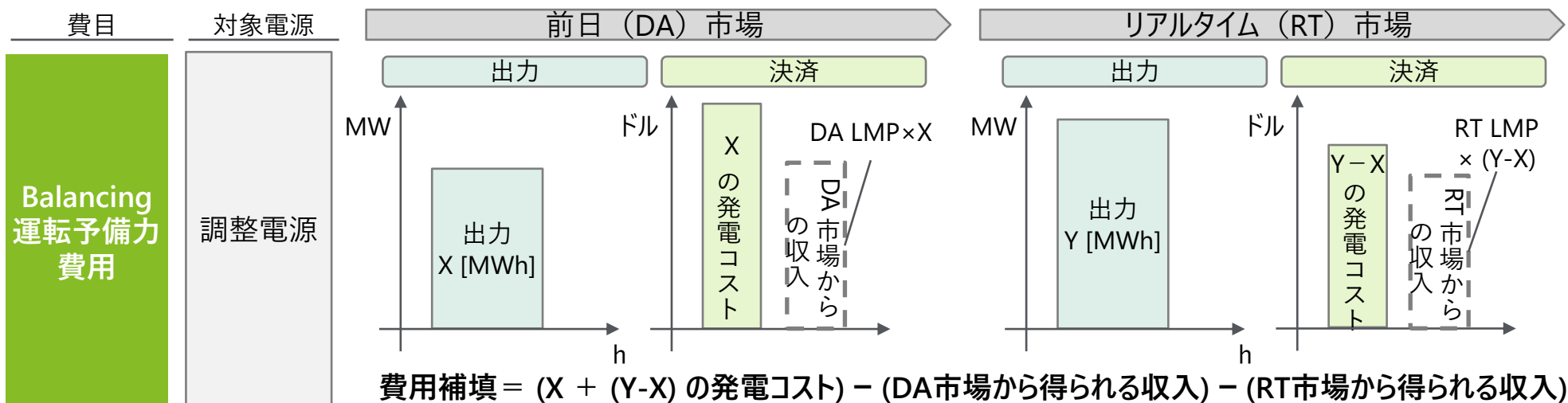
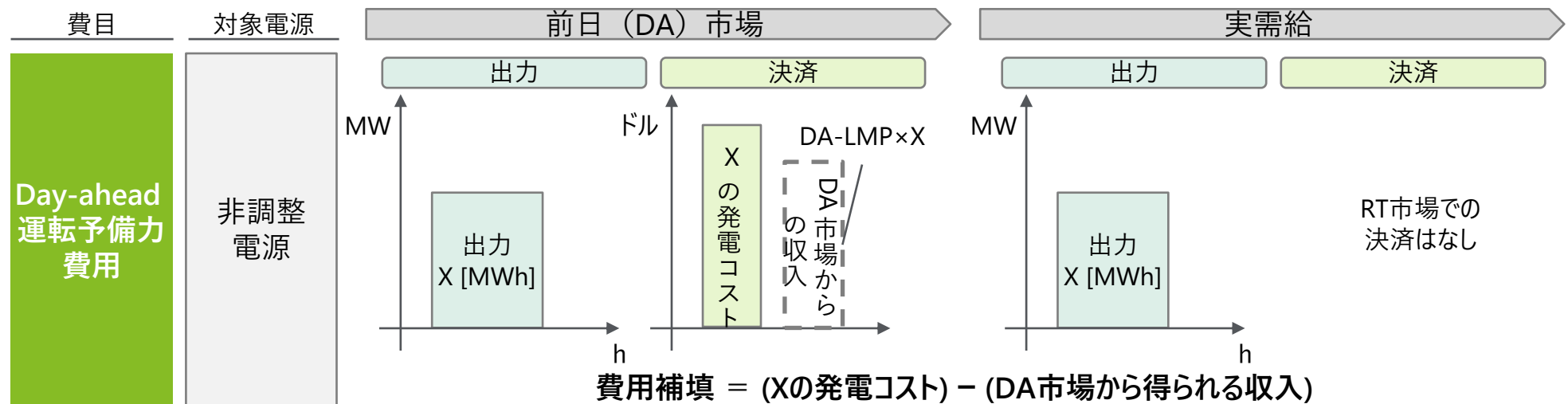
*1 出所：PJMの公開情報を基にトーマツ作成

*2 前日市場で約定された需要、Decrement bid、PJM管外への供給が含まれる

*3 発電量、需要量、Increment offer、Decrement bid等に関する偏差が含まれる

PJMの指示に従った電源の発電コストに対して、市場から得られる収入では賄えない分が、Day-ahead 運転予備力費用やBalancing 運転予備力費用で補填される

発電事業者への費用補填の算定方法（PJM）（1/2）*1

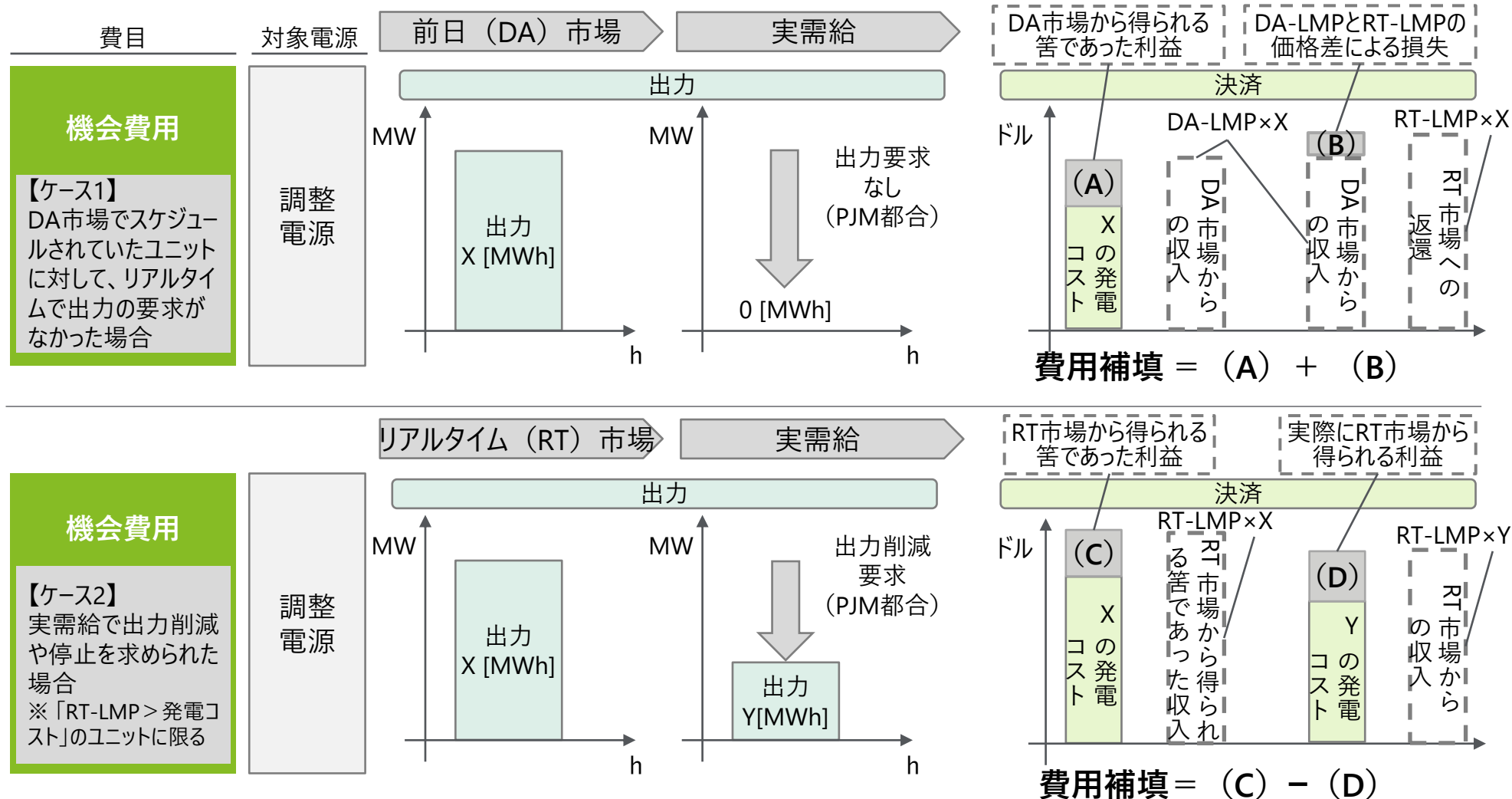


*1 出所：PJM、Monitoring Analyticsの公開情報を基にトーマツ作成

*2 アンシラリーサービス市場から収入が得られる場合には、その分が費用補填額から差し引かれる

市場から得られる筈であった利益に対して、実際に市場から得た利益では賄えない分が、機会費用として補填される

発電事業者への費用補填の算定方法（PJM）（2/2）*1



*1 出所：PJM、Monitoring Analyticsの公開情報を基にトーマツ作成

具体的な算定式のパラメーターには、発電コスト（Three Part Offer）、Day-ahead（DA）LMP、Real time（RT）LMP、DA計画出力、RT出力が含まれる

発電事業者への費用補填の算定式（PJM）*1

発電事業者への費用補填の算定式

Day-ahead 運転予備力費用

$$\text{発電コスト}^{*2} - \underbrace{(\text{DA-LMP} \times \text{DA 計画出力})}_{\text{DA市場から得られる収入}}$$

Balancing 運転予備力費用

$$\begin{aligned} &\text{発電コスト}^{*3} \\ &- \left[\underbrace{\{\text{DA-LMP} \times \text{DA 計画出力}\}}_{\text{DA市場から得られる収入}} + \underbrace{\{\text{RT-LMP} \times (\text{RT出力} - \text{DA計画出力})\}}_{\text{RT市場から得られる収入}} + \underbrace{\{\text{アンシラリーサービス市場から得られる収入}\}} \right] \end{aligned}$$

機会費用

【ケース1】
DA市場でスケジュールされていたユニットに対して、リアルタイムで出力の要求がなかった場合

$$\begin{aligned} &\underbrace{(\text{DA-LMP} \times \text{DA計画出力} - \text{発電コスト}^{*2})}_{\text{市場から得られる筈であった利益}} \\ &- \underbrace{(\text{RT-LMP} \times \text{DA計画出力} - \text{DA-LMP} \times \text{DA計画出力})}_{\text{DA-LMPとRT-LMPの価格差による損失}} \end{aligned}$$

【ケース2】
実需給で出力削減や停止を求められた場合
※「RT-LMP > 発電コスト」のユニットに限る

$$\begin{aligned} &\underbrace{(\text{RT-LMP} \times \text{RT出力（要求前）} - \text{要求前のRT出力に係る発電コスト})}_{\text{市場から得られる筈であった利益}} \\ &- \underbrace{(\text{RT-LMP} \times \text{RT出力（要求後）} - \text{要求後のRT出力に係る発電コスト})}_{\text{実際に市場から得た利益}} \end{aligned}$$

*1 出所：PJM、Monitoring Analyticsの公開情報を基にトーマツ作成

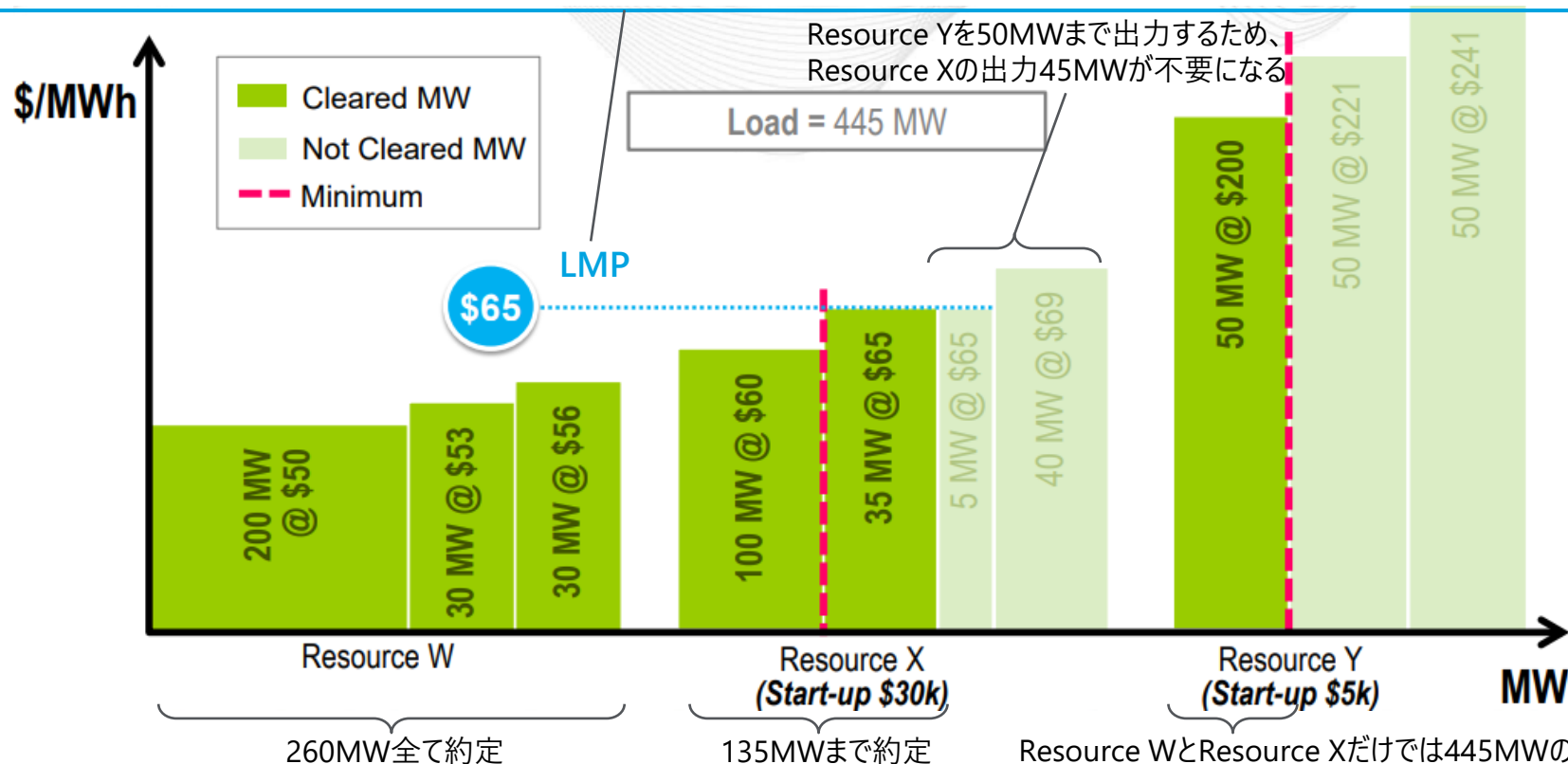
*2 DA 計画出力に基づく発電コスト、Start-upコスト、No loadコストの総額（＝ Three Part Offer）

*3 RT 実出力に基づく発電コスト、Start-upコスト、No loadコストの総額（＝ Three Part Offer）

Resource Xは、市場から得られる収入と発電コストの差分である29,500ドルを費用補填として受け取る

市場から得られる収入が発電コストを下回る場合の費用補填の例（PJM）（1/2）*1

出力コストが200ドル/MWhのResource Yが約定されているものの、LMPは限界費用であることから、Resource Xの65ドル/MWhが適用される



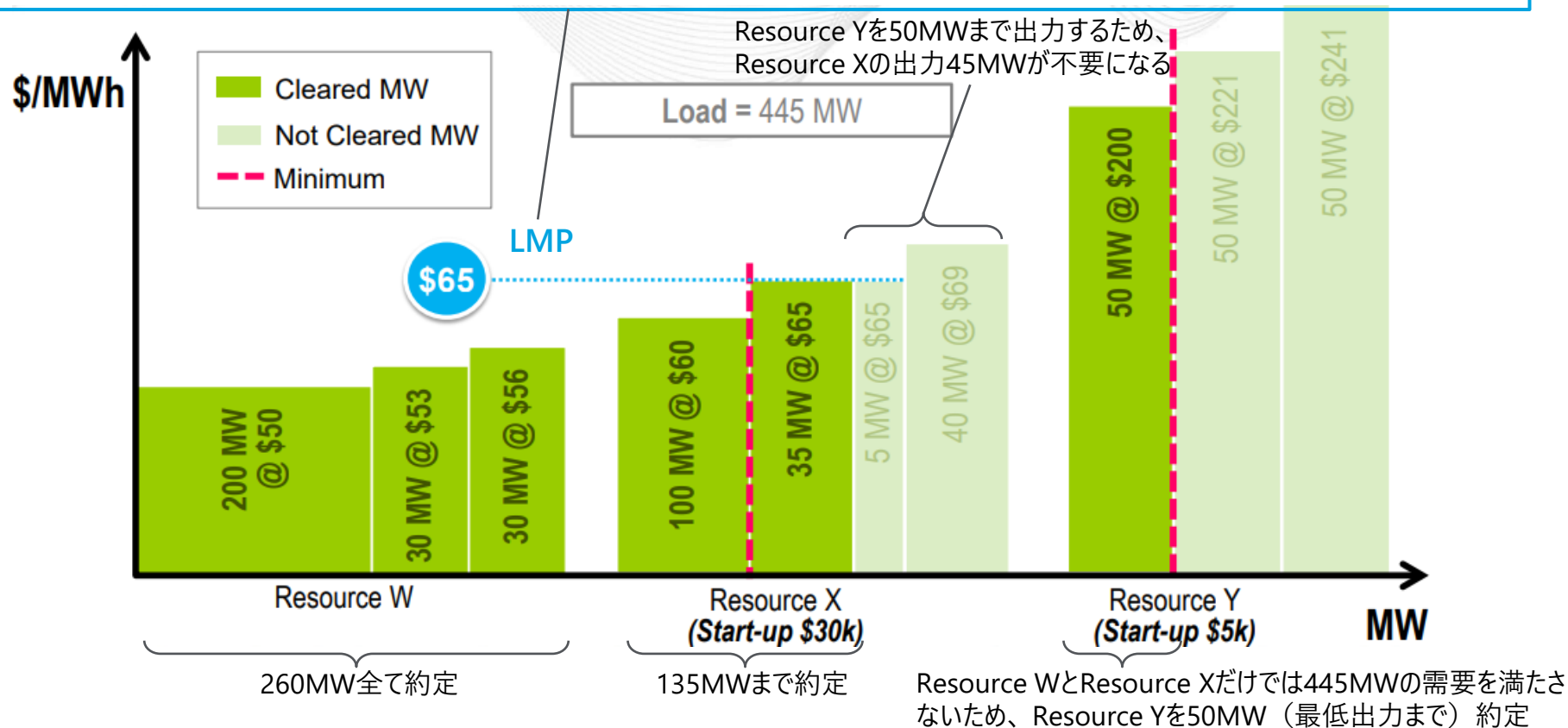
Resource WとResource Xだけでは445MWの需要を満たさないため、Resource Yを50MW（最低出力まで）約定

	発電コスト	市場から得られる収入	費用補填
Resource X	$60[\text{ドル/MWh}] \times 100[\text{MW} \cdot \text{h}] + 65[\text{ドル/MWh}] \times 35[\text{MW} \cdot \text{h}] + 30,000 [\text{ドル}] = 38,275[\text{ドル}]$	$65[\text{ドル/MWh}] \times 135[\text{MW} \cdot \text{h}] = 8,775[\text{ドル}]$	29,500[ドル]

Resource Yは、市場から得られる収入と発電コストの差分である11,750ドルを費用補填として受け取る

市場から得られる収入が発電コストを下回る場合の費用補填の例（PJM）（2/2）*1

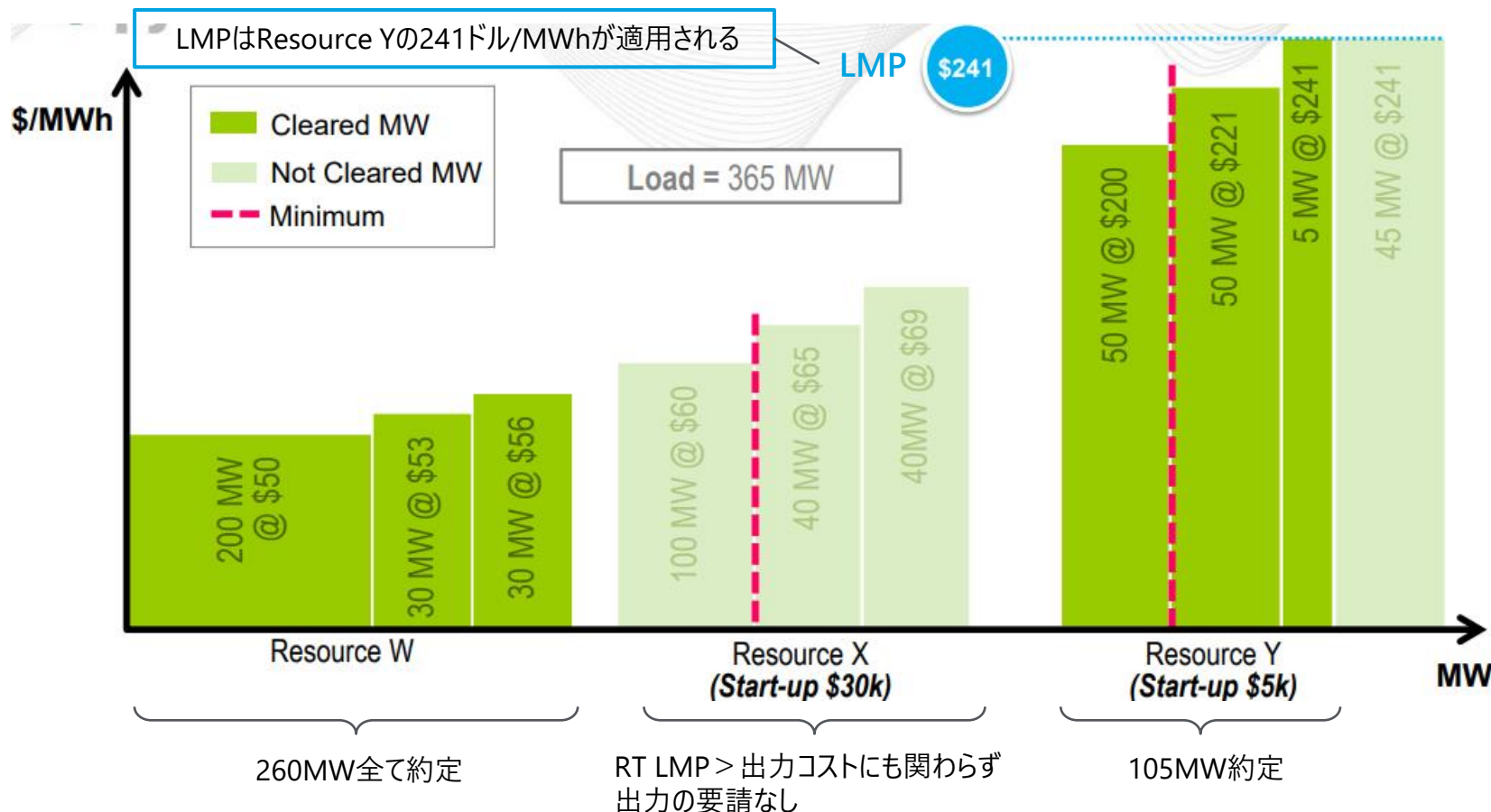
出力コストが200ドル/MWhのResource Yが約定されているものの、LMPは限界費用であることから、Resource Xの65ドル/MWhが適用される



	発電コスト	市場から得られる収入	費用補填
Resource Y	$200[\text{ドル/MWh}] \times 50[\text{MW} \cdot \text{h}] + 5,000[\text{ドル}] = 15,000[\text{ドル}]$	$65[\text{ドル/MWh}] \times 50[\text{MW} \cdot \text{h}] = 3,250[\text{ドル}]$	11,750[ドル]

RT LMP > 出力コストとなるResource Xが、発電を計画していたにも関わらずリアルタイム市場で出力の要請がなかった場合、リアルタイム市場で得られる筈であった利益に相当する機会費用（2,020ドル）が補填される

機会費用が発生する場合の例（PJM）*1



Resource X

$$\begin{aligned} & \text{リアルタイム市場で得られる筈であった利益} \\ & 241[\text{ドル/MWh}] \times 180[\text{MW} \cdot \text{h}] - \{60[\text{ドル/MWh}] \times 100[\text{MW} \cdot \text{h}] + 65[\text{ドル/MWh}] \times 40[\text{MW} \cdot \text{h}] + \\ & 69[\text{ドル/MWh}] \times 40[\text{MW} \cdot \text{h}] + 30,000[\text{ドル}]\} = 27,255[\text{ドル}] \end{aligned}$$

費用補填

2,020[ドル]

Day-ahead運転予備力費用は、柔軟性のない電源を対象としているため、石炭火力発電の占める割合が多い。Day-ahead運転予備力費用や機会費用については柔軟性の高い燃焼タービンの占める割合が多い

費用補填額の電源種別内訳（PJM）*1

【2020年実績】

Unit Type	Day-Ahead Generator	Balancing Generator	Canceled Resources	Local Constraints Control	Lost Opportunity Cost	Reactive Services	Synchronous Condensing	Black Start Services
Combined Cycle	3.0%	1.7%	0.0%	10.7%	3.4%	32.5%	0.0%	16.2%
Combustion Turbine	1.9%	91.2%	0.0%	74.8%	93.8%	56.6%	0.0%	83.7%
Diesel	0.1%	0.8%	0.0%	2.0%	1.4%	0.0%	0.0%	0.0%
Hydro	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Nuclear	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%
Solar	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Steam - Coal	90.6%	4.8%	0.0%	0.0%	0.3%	10.9%	0.0%	0.0%
Steam - Other	4.5%	1.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Wind	0.0%	0.1%	0.0%	12.5%	0.9%	0.0%	0.0%	0.0%
Total (Millions)	\$9.3	\$58.2	\$0.0	\$3.4	\$19.3	\$0.4	\$0.0	\$0.2

起動に時間を要する柔軟性のない電源を対象としているため、石炭火力発電の割合が多い

柔軟性の高い燃焼タービン発電の割合が多い

Balancing運転予備力や無効電力サービス等を供出するために待機を求められる燃焼タービン発電の割合が多い

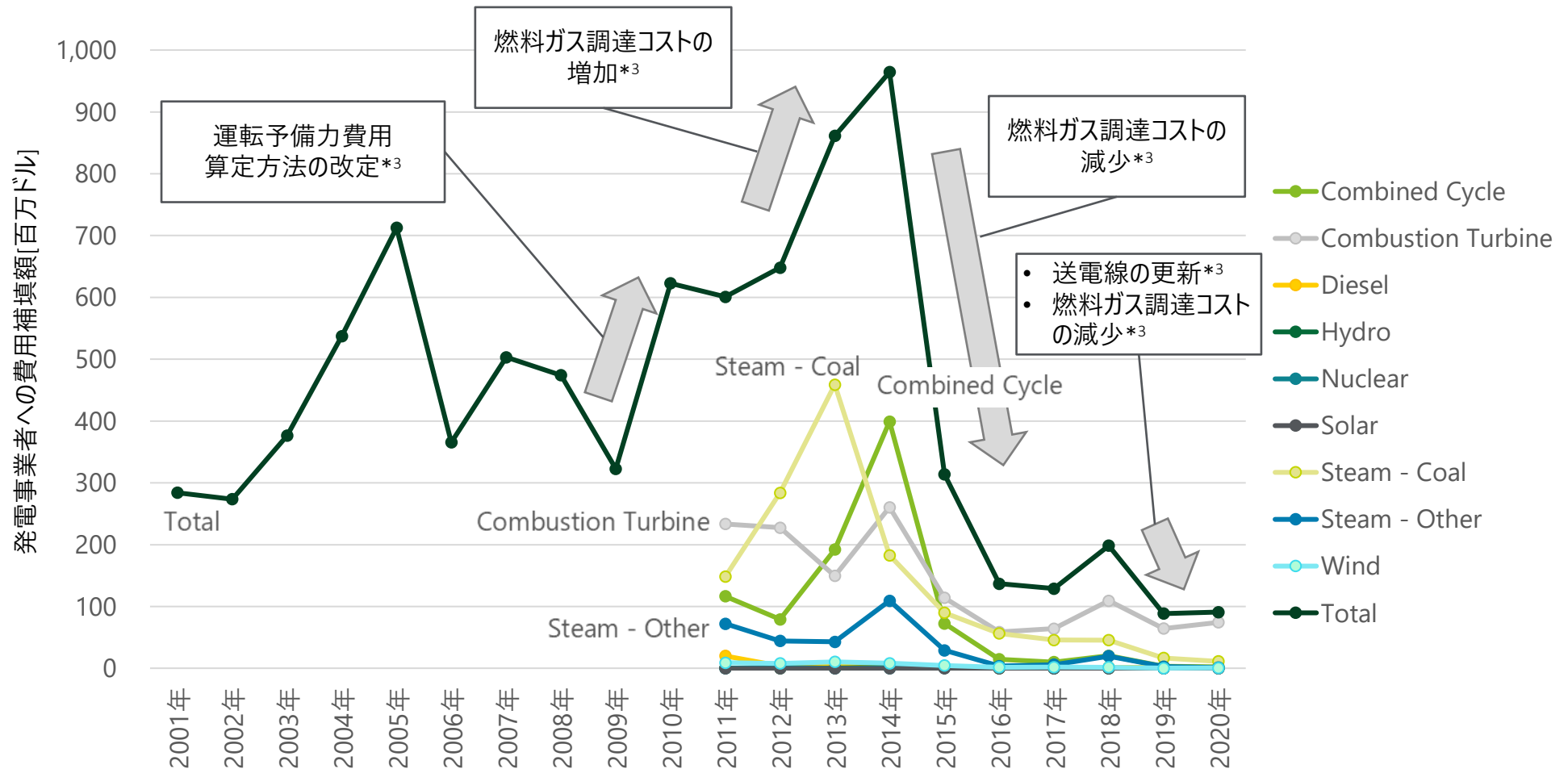
柔軟性の高い燃焼タービン発電の割合が多い

*1 出所：Monitoring Analytics、Energy Uplift、2020年、

https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2020/2020-som-pjm-sec4.pdf

発電事業者への費用補填額は、2008年に運転予備力費用の算定方法が改定されたことで大きく増加し、それ以降は、燃料ガスの調達コストの増減に応じながら推移している

発電事業者への費用補填額の推移（PJM、2001年～2020年*2）*1



*1 出所：Monitoring Analyticsの公開情報を基にトーマツ作成

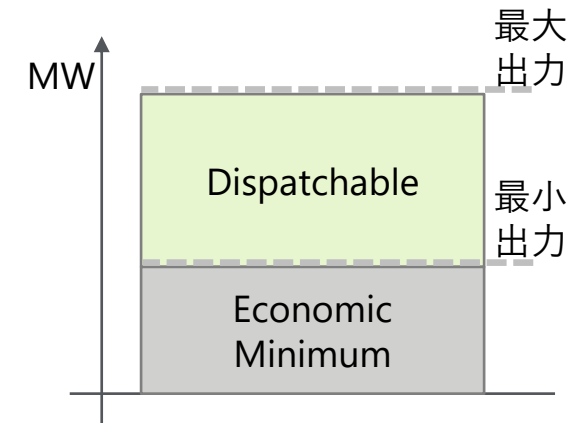
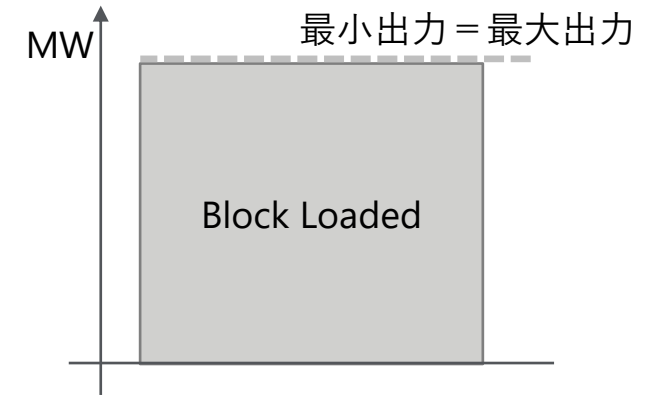
*2 2001年～2010年はUpliftの費用回収額、2011年～2020年はUpliftの支出額のデータを使用している

*3 Monitoring Analyticsが発行している各年の市場レポートから要因を引用している

Self-scheduleユニットに対する費用補填は、調整電源の出力調整可能範囲のみを対象としている

Self-scheduleユニットに対する費用補填の対象範囲（PJM）*1

分類	費用補填の有無
非調整電源 (原子力、石炭等)	Block Loaded*2に対しては、費用補填されない *2 最低出力と最大出力が同じとなる、非調整電源の出力値
調整電源 (燃焼タービン等)	Economic Minimum*3に対しては、費用補填されない Dispatchable*4に対しては、PJMからの指示で出力を下げたことにより、機会費用が発生した場合にのみ費用補填される *3 調整電源における最小出力までの出力値 *4 調整電源における最小出力～最大出力までの出力値



*1 出所：Monitoring Analytics、Energy Uplift、2020年

https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2020/2020-som-pjm-sec4.pdf

石炭発電等の柔軟性のない電源に対する費用補填の支払いは、柔軟性のある電源への刷新を阻害しているという見解がある

柔軟性のない電源に対する費用補填へのMonitoring Analytics*1の見解（PJM）*2

- 柔軟性のある電源が市場に投入されることで、競争的な市場環境が構築される。
- 柔軟性のある電源に対してインセンティブを与えるべきであり、もし、柔軟性のない電源に対してUpliftの支払ってしまうと、柔軟性のない電源に対してインセンティブを与えることになる。
- 柔軟性のない電源へのUpliftの支払いを行わないことにより、柔軟性のある電源への刷新を促すことができる。
- 一方で、もし柔軟性のない電源が必要とされているならば、その理由を明確にする必要がある。

*1 2008年にPJMから独立した外部マーケットモニター

*2 出所：Monitoring Analytics、Energy Uplift、2020年

https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2020/2020-som-pjm-sec4.pdf

1-8. Self-schedule電源の運用（米国）

PJMとERCOTでは、Self-schedule電源として発電量を前日市場へ提出し、プライステイカーとして市場参加することを認めている。NYISOでは、Self-schedule電源という名称の電源は存在しないが、同様の運用方法として、Self-Committed Fixedモードという入札方法がある

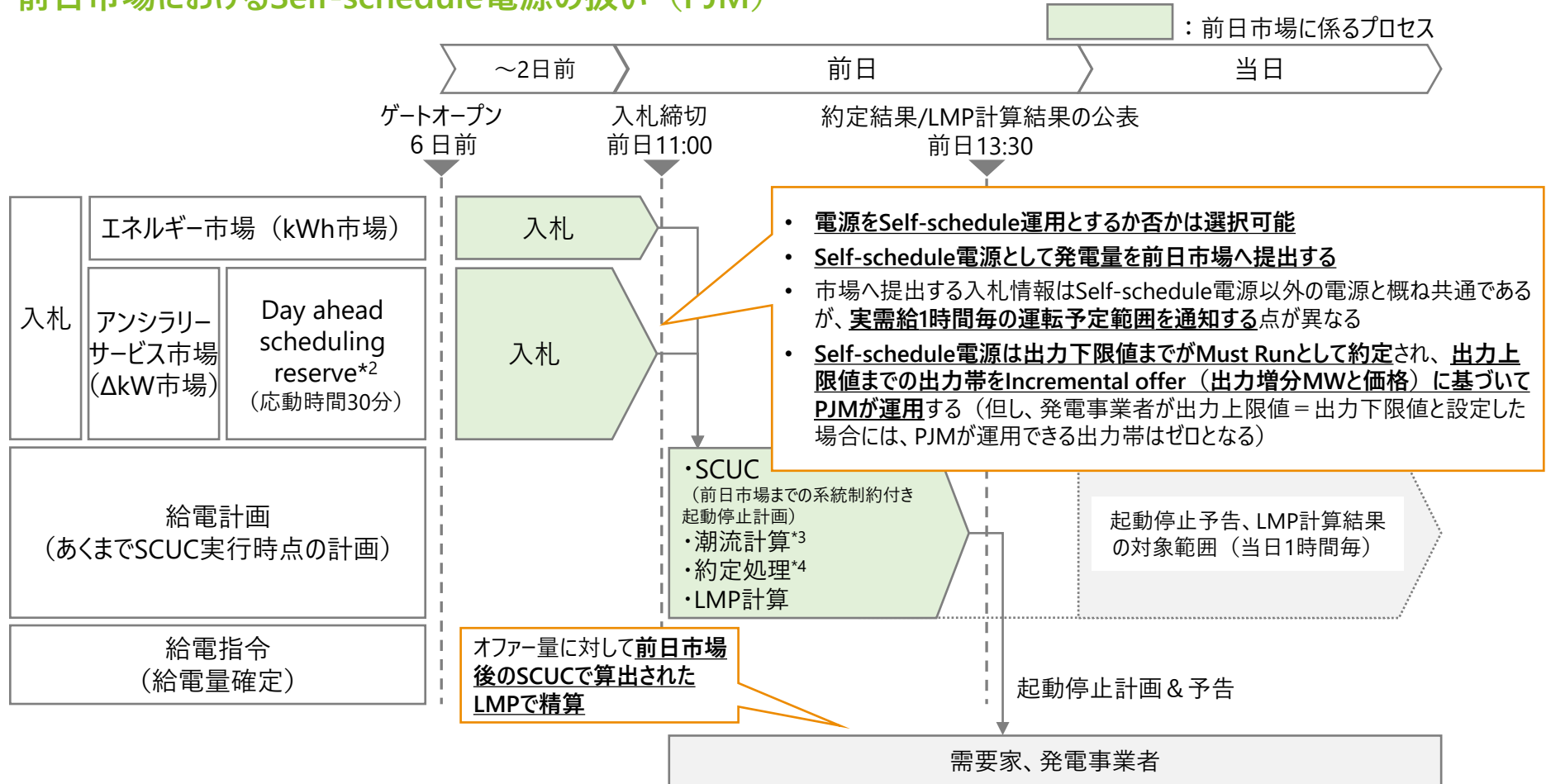
Self-schedule電源の運用方法の比較（PJM、ERCOT、NYISO） *1

	PJM	ERCOT	NYISO
運用方法	市場へ入札して運用する。 • Self-schedule電源として発電量を前日市場へ提出する。 • 価格情報は市場価格の設定に使用されない（プライステイカーとして市場参加）		Self-Schedule電源として定義された運用方法はない。コミットメントの可能性を高めるために、発電事業者は入札時、下記の方法を採用することができる。 • 起動費を0ドルで登録 • 最低出力費用を低価格で登録 • 出力増分費用を低価格で登録 • Self-Committed Fixedモードで入札
対象電源	Self-schedule電源として認める電源種の指定はなし。		
電源の差し替え	市場参加者による電源の差し替えは不要。（実需給の65分前までにPJMにスケジュール変更を通知するのみ。）	市場参加者による電源の差し替えは不要。（実需給の60分前までにERCOTにスケジュール変更を通知するのみ。）	

*1 出所：PJM、Manual 11、2022年3月、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>
 ERCOT、ERCOT Nodal Protocols、2022年7月、<https://www.ercot.com/files/docs/2022/07/28/July%202022%20Nodal%20Protocols.pdf>
 NYISO、Manual 11、2022年12月、https://www.nyiso.com/documents/20142/2923301/dayahd_schd_mnl.pdf/0024bc71-4dd9-fa80-a816-f9f3e26ea53a

Self-schedule電源は前日市場への入札が必須となり、前日断面で実需給1時間毎の運転予定範囲をPJMへ通知する

前日市場におけるSelf-schedule電源の扱い（PJM）*1



*1 出所：PJM、Manual 11、2022年3月、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>を基にトーマツ作成

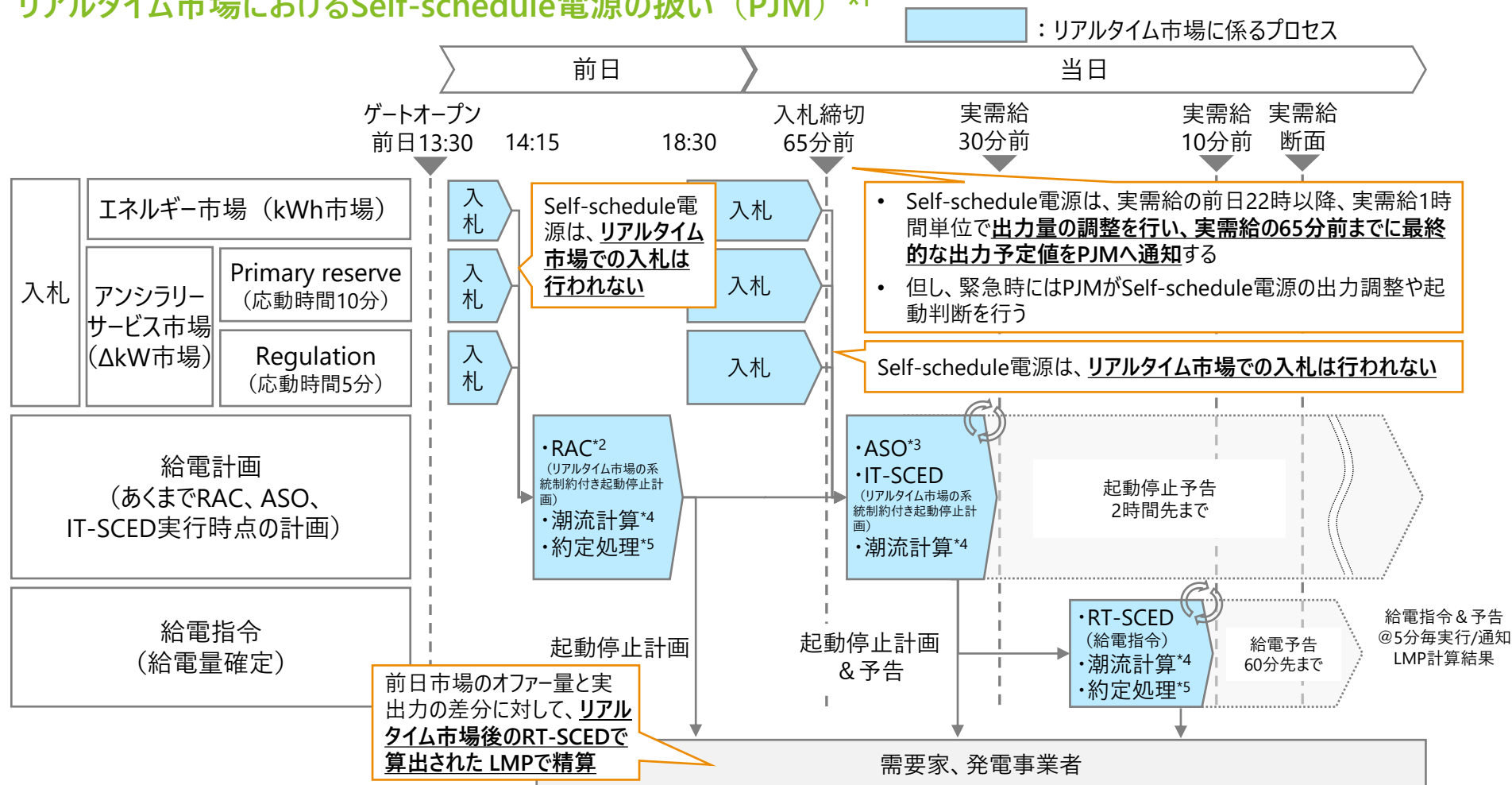
*2 Day ahead scheduling reserveの必要量は、過去の需要予測誤差や発電設備の計画外停止率に基づき、ピーク負荷に対する一定割合（2022年1月以降は4.4%）で設定

*3 発電設備、送電設備の容量等に関する制約条件の違反がある場合、再度制約確認が実行される

*4 調整力の確定を含む

Self-schedule電源はリアルタイム市場での入札は行われず、リアルタイム市場の入札締切のタイミングまでに、最終的な出力予定値をPJMへ通知する

リアルタイム市場におけるSelf-schedule電源の扱い（PJM）*1



*1 出所：PJM、Manual 11、2022年3月、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>を基にトーマツ作成

*2 Reliability Assessment and Commitment、更新された入札・負荷予測情報に基づく追加のコミットメント要否の決定プロセス

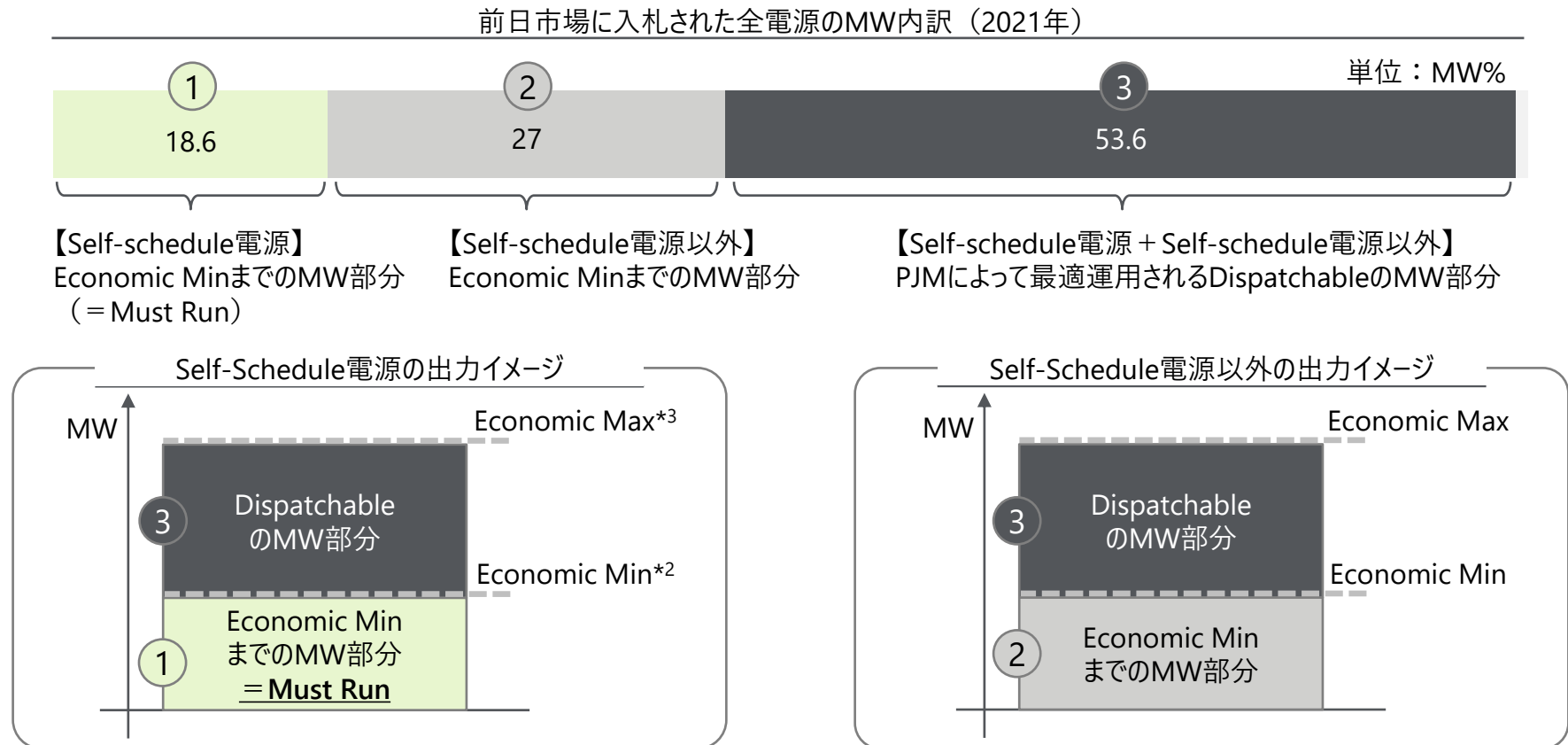
*3 Ancillary Services Optimizer、給電指令の実施に向けたエネルギー及びアンシラリーサービスの同時最適化機能

*4 発電設備、送電設備の容量等に関する制約条件の違反がある場合、再度制約確認が実行される

*5 調整力の確定を含む

Self-schedule電源は、プライステイカーとして市場参加することにより起動を確約させる電源のことであり、下記PJMにおける2021年の事例では、前日市場に入札されたMWの18.6%がSelf-schedule電源のMust Runとして入札されている

Must Run電源の入札割合（PJM）（1/2）*1



※ Economic Minは出力調整可能な出力範囲の最小値、Economic Maxは最大値として設定され、Economic Min = Economic Maxの場合は、出力量を一定の形で入札することができる。

*1 出所：Monitoring Analytics、State of the Market Report for PJM Volume 2: Detailed Analysis、2022年3月、
https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2021/2021-som-pjm-vol2.pdf

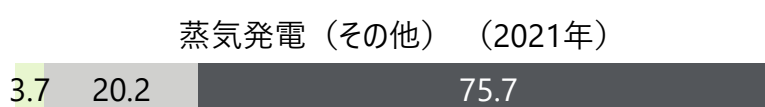
*2 経済負荷配分に従って調整可能な出力範囲の下限

*3 経済負荷配分に従って調整可能な出力範囲の上限

電源種別に見ると、水力発電や原子力発電において、Must Runでの入札割合が大きい

Must Run電源の入札割合（PJM）（2/2）*1

■ : Must Run ■ : Economic Min ■ : Dispatchable 単位：MW%



*1 出所： Monitoring Analytics、State of the Market Report for PJM Volume 2: Detailed Analysis、2022年3月、
https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2021/2021-som-pjm-vol2.pdf

PJM、NYISO、CAISOとも、需要側の入札タイミングは前日市場のみとなっており、固定需要入札と価格変動需要入札の両方が認められている

需要側入札の比較（PJM、NYISO、CAISO）*1

	PJM	NYISO	CAISO
入札タイミング	前日市場	前日市場	前日市場
固定需要入札	あり (Fixed Demand bid)	あり (Fixed bid)	あり (Self-Schedule)
入札情報	需要量	需要量	需要量
価格変動需要入札	あり (Price-Sensitive Demand bid)	あり (Price Capped Load bid)	あり (Economic Bid)
入札情報	需要量及び価格の組合せ情報 (最大9区分)	需要量及び価格の組合せ情報 (最大3区分)	需要量及び価格の組合せ情報 (最大10区分)

*1 出所：PJM、Fixed/Price Sensitive Demand Bids, Load Response, Virtual Bidding & Pump Storage Optimizer in the DA Market、2018年、
<https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/20180614-special/20180614-item-04-demand-virtual-bidding-pump-storage-in-da-market.ashx>
 NYISO、Market Participants User's Guide、2021年10月、<https://www.nyiso.com/documents/20142/3625950/mpug.pdf>
 CAISO、California Independent System Operator Corporation Fifth Replacement FERC Electric Tariff、2022年11月、
<http://www.caiso.com/Documents/Conformed-Tariff-as-of-Nov29-2022.pdf>

特定の売り手と買い手が直接電力の取引を行うことを相対取引といい、エネルギー費用は当事者間で直接、混雑費用とロス費用は市場を介して精算を行う

相対取引（PJM）^{*1,2}

概要	特定の売り手と買い手が直接電力の取引を行うことを相対取引という。	
市場との関係	市場に対して主に下記のアクションが求められている。 - 相対取引の売り手は、相対取引に係る発電スケジュールをPJMへ提出する。 - 相対取引の買い手は、相対取引情報をPJMへ提出する。	
精算	エネルギー費用 (発電費用)	相対取引の売り手と買い手間で、直接精算を行う。
	混雑費用・ ロス費用	相対取引の買い手が、PJMへ支払いを行う。

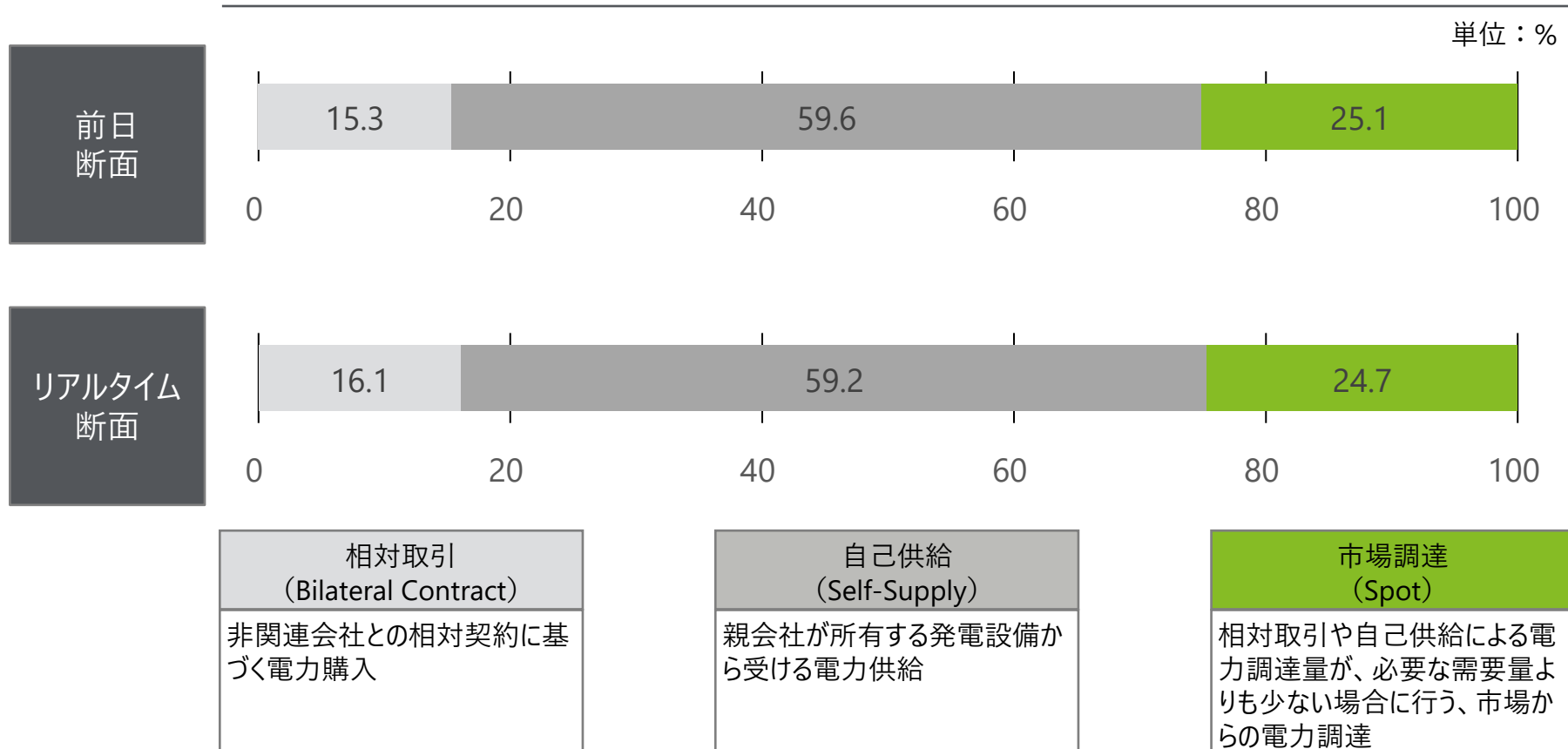
^{*1} 出所：PJM、Manual 11、2022年10月、<https://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m11.ashx>
PJM、Market Settlements – Advanced (Energy and Transaction Billing Examples Module)、2017年、<https://www.pjm.com/~media/training/nerc-certifications/markets-exam-materials/advanced/energy-and-transactions-billing-examples.ashx>

^{*2}：Self-Schedule電源と相対取引との関係は別途精査が必要。

前日断面、リアルタイム断面ともに、需要側の電力調達内訳は、相対取引が15%程度、自己供給が60%程度となっており、市場から調達されるのは残りの25%程度である

電力調達（PJM）*1

電力調達内訳（2020年の総計値）



*1 出所：Monitoring Analytics、State of the Market Report for PJM Volume 2: Detailed Analysis、2021年3月、
https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2020/2020-som-pjm-vol2.pdf

1-9. 再生エネルギーの出力不確実性への対応（米国）

PJMは、再エネ電源の出力不確実性への対応として、市場で予備力を確保する仕組みの導入を検討中である。CAISOでは、リアルタイム市場でFlexible Ramping Productという予備力確保の仕組みを既に設けている

再エネ電源の出力不確実性への対応（PJM、CAISO）*1

PJM

- PJMにおけるアンシラリーサービスの必要量は負荷予測から算定されており、将来的には、予備力の必要量算定、価格設定において再エネ電源の出力不確実性を考慮する予定である。
- 一方でPJMは、再エネ電源の出力不確実性に対応する予備力確保策に関して、費用対効果の高い解決策にはならない可能性を指摘しており、以下のような再エネ出力予測精度の向上策も合わせて検討すべきとしている。
 - 再エネ予測ベンダーの変更、追加
 - 天候パターンや個々の設備の特性といった予測モデルの強化
 - 再エネ事業者がより正確な予測を提供するための、市場におけるインセンティブの向上

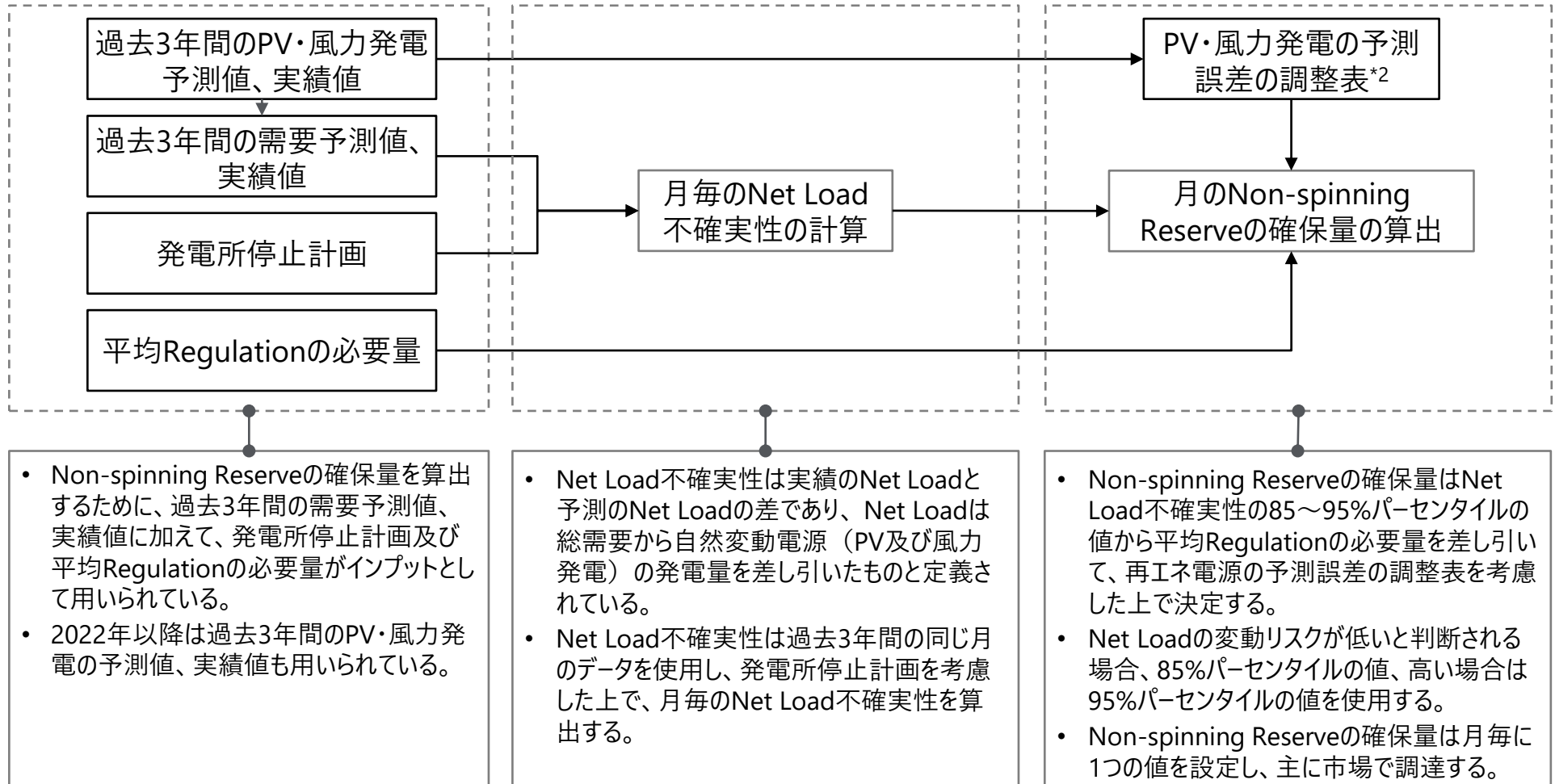
CAISO

- CAISOでは、再エネ電源の出力不確実性を考慮し、出力変動への対応を行うため、Flexible Ramping Product（FRP）を2016年からリアルタイム市場に導入している。
 - FRPに関して入札は行われず、リアルタイム市場のみで調達される。
 - リアルタイム市場で出力を供出可能な設備のみが、FRPの調達における対象として扱われ、エネルギー、アンシラリーサービスとともに同時最適化が行われる。
 - FRPの必要量は、各時間帯の過去30日間の負荷予測の誤差と、直近の負荷予測の変動状況に基づき上げ調整側、下げ調整側のそれぞれに対して決定される。

*1 出所：PJM、Reliability in PJM: Today and Tomorrow、2021年3月、P11,13,16、<https://pjm.com/-/media/library/reports-notice/special-reports/2021/20210311-reliability-in-pjm-today-and-tomorrow.ashx>
CAISO、Business Practice Manual for Market Operations、2022年9月、p.308-312、https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Market%20Operations/BPM_for_Market%20Operations_V84_Redline.pdf

ERCOTでは、再エネ発電量の不確実性に対応するため、過去3年間の再エネ発電予測誤差を踏まえて、Non-Spinning Reserveの確保量を決定している

再エネ電源の出力不確実性に対する予備力確保の仕組み（ERCOT）（1/2）*1



*1 出所：ERCOT、2022 ERCOT Methodologies for Determining Minimum Ancillary Service Requirements、2021年12月、

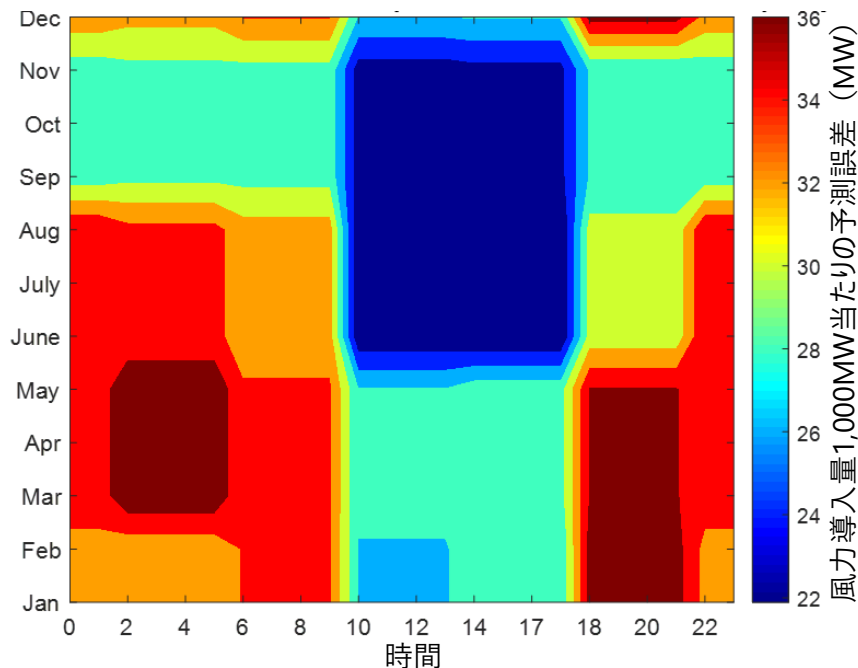
https://www.ercot.com/files/docs/2021/12/02/18_2022_ERCOT_Methodologies_for_Determining_Minimum_AS_Requirements.pdf

*2 予測誤差の調整表とは、過去3年間の予測誤差情報を基に、PV・風力発電の導入量1,000 MW当たりの予測誤差（MW）を示す表である

ERCOTは過去3年間の予測誤差情報を基に、月毎にPV・風力導入量1,000MW当たりの予測誤差（MW）を示す調整表を作成し、Non-Spinning Reserveの確保量の決定に利用している

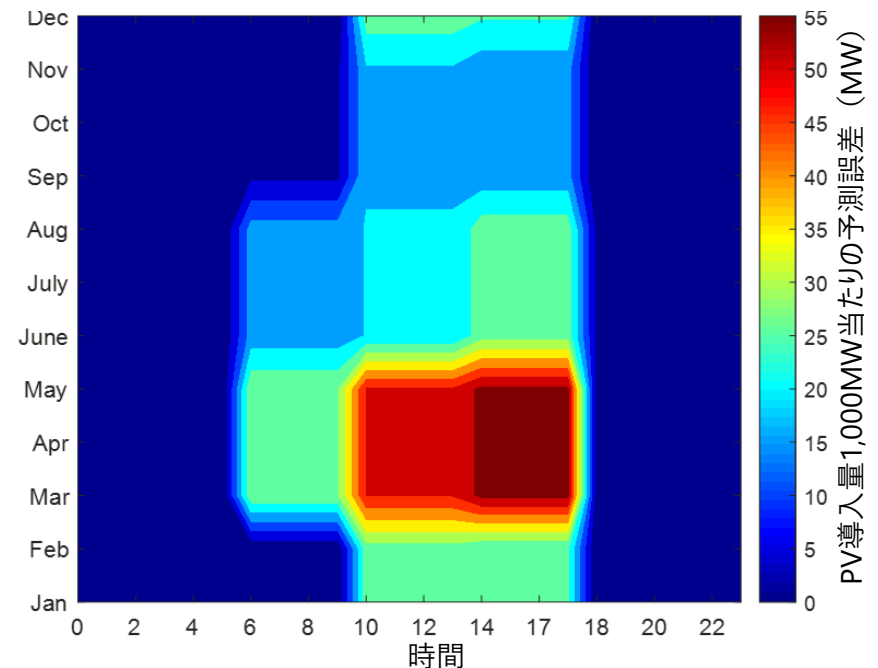
再エネ電源の出力不確実性に対する予備力確保の仕組み（ERCOT）（2/2）*1

風力発電の予測誤差の調整表



風力導入量1,000MW当たりの予測誤差（最大値）：39 MW
風力導入量1,000MW当たりの予測誤差（平均値）：31 MW

PVの予測誤差の調整表



PV導入量1,000MW当たりの予測誤差（最大値）：56 MW
PV導入量1,000MW当たりの予測誤差（平均値）：13 MW

*1 出所：ERCOT、2022 Ancillary Service Methodology Preliminary Discussion、2021年8月、
https://www.ercot.com/files/docs/2021/08/20/2022_AS_Methodology_Discussion_Introduction_08192022.pptx

PJMは、再エネの拡大に伴って、予備力やバランシングリソース確保の必要性が増大するが、電化による負荷変動と再エネ発電量の変動により、その確保量の算定が困難になると報告している

再エネ拡大に向けての課題（PJM）*1

概要

- PJMは、電源構成の変化に伴う潜在的影響を研究する多段階・多年度の取り組みを実施
- PJM管轄内各州の政策を、年間エネルギーの40%、50%、70%を脱炭素電源で賄うという3つのシナリオに統合し、電動化（電気自動車と暖房）、エネルギー貯蔵、地域間連系、Operating Reserve Demand Curve（ORDC）という4つの要素の感応度の影響をシミュレーションにより分析

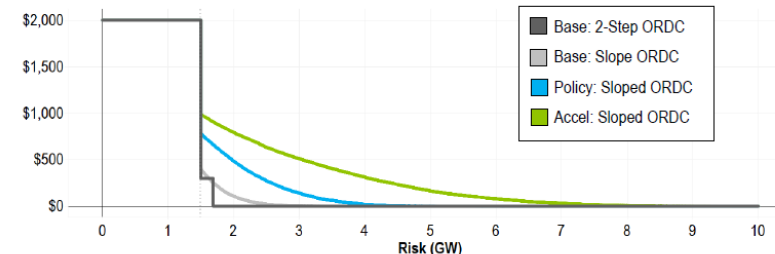
抽出された課題

- ① 柔軟性にインセンティブを与え、不確実性を軽減するための市場改革が必要
- ② 再エネの統合は、ランピング要件を満たすためのバランシングリソースの必要性を高める
- ③ 電化により、アデカシーリスクの高い季節が夏から冬にシフトする
- ④ 電化により、小売料金設計と蓄電の重要性が増す
- ⑤ エネルギー貯蔵（4時間）は運用の柔軟性を高めるが、季節的な容量とエネルギーの制約から、送電の拡大、長期貯蔵、その他の新しい技術が必要となる

課題①と②の詳細

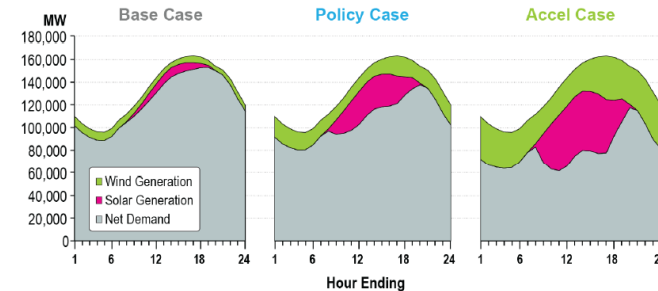
- 現在採用している2段階のORDCは、再エネの拡大によって高まるネット負荷（負荷から再エネ発電量を差し引いた量）予測の不確実性をカバーできないため、下降曲線型のORDCの採用を検討する必要がある。

Operating Reserve Demand Curve



- 負荷の変動と再エネの変動が一致しないため、ネット負荷の変動が急激になる。
- 再エネの導入が進んだケースでは、10GW/時を超える傾斜が頻繁に発生する。

シナリオ別の需要推移



*1 出所：PJM、Energy Transition in PJM: Emerging Characteristics of a Decarbonizing Grid、2022年5月、

<https://www.pjm.com/-/media/library/reports-notice/special-reports/2022/20220517-energy-transition-in-pjm-emerging-characteristics-of-a-decarbonizing-grid-white-paper-final.ashx>

1-10. 市場の監視（米国）

TPS Testにおいて複数事業者の結託による潜在的な市場支配力行使の可能性を評価する

市場の監視方法（PJM）*1

■ TPS（Three Pivotal Supplier）Testの実施

- 潜在的な市場支配力を判定する評価手法として、エネルギー市場やRegulation市場、容量市場等において適用している。
- 本テストは、特定の大手事業者の単独の市場支配力ではなく、複数事業者の結託による潜在的な市場支配力行使の可能性を評価する。（具体的には3事業者を想定）
- Residual Supply Index（RSI）の指数が1以下の場合、事業者は市場支配力抑制の観点から入札価格規制を適用される。

－ Residual Supply Indexの計算式 －

$$RSI3_j = \frac{\sum_{i=1}^n S_i - \sum_{i=1}^2 S_i - S_j}{D}$$

- D : 対象市場の総需要
 $\sum_{i=1}^n S_i$: 市場への供出可能量（全社合計）
 $\sum_{i=1}^2 S_i$: 市場への供出量（上位2社合計）
 S_j : 市場への供出量（評価対象事業者）

*1 出所：PJM、Manual 11、2022年3月、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>
Monitoring Analytics、Overview of Three Pivotal Supplier Test、2015年7月、<https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/gofstf/20150722/20150722-item-02-imm-tps-education.ashx>

1-11. ゾーン制電力市場の動向（欧州）

EUでは、混雑管理の最適化のために前日市場と時間前市場の統合を図っており、前日市場（SDAC）では、EUの消費量の95%が統合されている

欧州大の市場連携（1/2）

Single Day-ahead Coupling (SDAC) *1 (前日市場の統合)

- 2014年開始
- 30のTSOと、16のNEMO*2（Nord Pool、EPEX等）が参加
- EUの電力消費量の98.6%が、SDACで統合されている



Single Intraday Coupling (SIDC) *1 (時間前市場の統合)

- 2018年開始
- 30のTSO、15のNEMO*2（Nord Pool、EPEX SPOT等）が参加
- 共通のITシステム上で取引を実施

Countries coupled Intraday with 4th SIDC Go-Live

- Countries coupled in 1st, 2nd and 3rd go-live
- Countries to be coupled in 4th go-live (end 2022)



*1 出所：ENTSO-Eホームページ、https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/

*2 Nominated Electricity Market Operator

欧州では、地理的に需給調整市場を拡大することによって連携を強め、経済的かつ安定的な系統運用を図っている

欧州大の市場連携（2/2）*1

	FCR Frequency containment reserves	aFRR Frequency restoration reserves with automatic activation	IN Imbalance netting	mFRR Frequency restoration reserves with manual activation	RR Replacement reserves
	一次調整力相当	二次調整力①、②相当		三次調整力①、②相当	
自動/手動	自動	自動		半自動/手動	半自動/手動
最大出力到達時間	～30秒	30秒～15分		～15分	15分～
運用開始	不明（運用中）	2022年6月～	2010年5月～	運用前 （2022年予定）	2020年1月～
加盟国					

*1 出所：ENTSO-Eの公開情報を基にトーマツ作成

ACERは、現在の欧州大卸電力市場を維持する価値があると評価しつつも、長期的な脱炭素化に向けては、様々な施策の検討が必要であると結論付けている

電力市場における将来の施策（欧州）（1/4）*1

欧州大の卸電力市場に対する評価（ACER）

現在の欧州大卸電力市場を維持する価値があるものの、長期的な脱炭素化に向けては、次に示す13の施策の検討が必要である

	具体的な施策	メリット	デメリット
Short-term electricity markets の効率的な運用 ①	- ゾーン間容量（連系線容量）の増強 - 欧州コア地域と北欧地域の市場統合 - 欧州各国のbalancing市場統合 - ゾーンの見直しによる地点別価格の改善	価格変動の緩和、効率的なゾーン間電力取引、電力の安定供給に寄与する	加盟国のコミットメントやスケジュールの足並みが揃っていない
Long-term electricity markets の効率的な運用 ②	公的保証や売り手・買い手のプーリングによる小規模事業者のPPAアクセス性の改善	- 資金確保が容易になることで、再エネ電源の開発コストを下げ、財務的なリスク管理がし易くなる - 公的保証がカウンターパーティリスクをカバーし、市場参加者が負担するリスクプレミアムを低減する （支援メカニズムではなく）よりコストの小さい商業ベースで再エネの導入が進む - 消費者に対する将来の電力価格変動リスクがヘッジされる	- 小規模事業者がPPAに参加することによって、管理の複雑性が増加し、調整の必要性を高める - 公的保証がPPA要件の不履行リスクを完全に解消するとは限らない

*1 出所：ACER、ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design、2022年4月、
<https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER%26%23039%3Bs%20Final%20Assessment%20of%20the%20EU%20Wholesale%20Electricity%20Market%20Design.pdf>

再エネ電源に対する支援策や、長期市場の流動性を高めるための施策が、今後の検討事項として挙げられている

電力市場における将来の施策（欧州）（2/4）*1

	具体的な施策	メリット	デメリット
Long-term electricity markets の効率的な運用	3 再エネ電源に対する効果的な支援策の導入	（差金決済制度のような）政府主導の支援策は投資を加速させ、（容量ベースの導入施策のような）市場主導の支援策は効率性や技術競争を促す - 消費者に対する将来の電力価格変動リスクがヘッジされる	- 政府主導の支援策は、政府自身に過度のリスクを負わせることになる - 再エネ電源の価格が適切に市場価格へ反映されない
	4 マーケットメイキングの導入	垂直統合型の大規模事業者と小規模事業者間の公平な競争環境が確保できる	大規模事業者にインセンティブを与えるため、一定のコストが掛かる
	5 Forward Capacity Allocation 規則*2の見直し	事業者は、より効率的で幅広いヘッジ戦略にアクセスできるようになる	実装するためには多くの労力が必要となる
	6 担保要求額の減少に向けた検討	事業者のキャッシュフローが増加する	事業者が市場での責務を果たさないリスクが高まる

*1 出所：ACER、ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design、2022年4月、
<https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER%26%23039%3Bs%20Final%20Assessment%20of%20the%20EU%20Wholesale%20Electricity%20Market%20Design.pdf>

*2 ゾーン間の連系線容量の長期的な割り当てルールに関するEU規則

小売電気事業者による革新的なサービス提供や情報開示、小売電気事業者の財務的な信頼性の確保に関する施策が、今後の検討事項として挙げられている

電力市場における将来の施策（欧州）（3/4）*1

	具体的な施策	メリット	デメリット
電力システムの柔軟性向上	7 需要側リソースへの適正な価格シグナルの提供	需要側リソースの柔軟性の活用が進むことで、再エネ電源の市場統合を容易にし、脱炭素化を助長する	—
価格変動リスクに対する消費者保護	8 - 加盟国や規制当局による電力価格高騰時の消費者保護 - 小売電気事業者の革新的なサービスに対して過度に制限しない - 小売電気事業者から消費者への契約に係るリスクやメリットの適切な情報提供	- 最も保護を必要としている消費者に向けた施策である - 消費者が十分な情報を得たうえで意思決定を行うことできる	過度な施策は非効率や小売市場の集中を招く可能性がある
	9 - 小売電気事業者の財務的な信頼性の確保 - 新規の小売電気事業者に対する開かれた市場環境の提供	- 消費者の信頼を維持することに繋がる - 責任感を持つ小売電気事業者の取り組みを支援する	- 小売電気事業者が担保やヘッジを行うことにより、そのコストが最終的に消費者に転嫁される - 小売サービスの革新を妨げる可能性がある

*1 出所：ACER、ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design、2022年4月、
<https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER%26%23039%3Bs%20Final%20Assessment%20of%20the%20EU%20Wholesale%20Electricity%20Market%20Design.pdf>

有事における市場への公的介入の必要性や、卸電力価格の急騰時における価格制限メカニズムに関する施策が、今後の検討事項として挙げられている

電力市場における将来の施策（欧州）（4/4）*1

	具体的な施策	メリット	デメリット
非市場的な障壁、政治的障壁への対応	10 効率的な低炭素電源の普及と送電網インフラの増強に向けた、加盟国間の連携強化	効率的な意思決定と迅速なプロジェクトの展開に繋がる	各加盟国にとっては投資額が増大することから、各国のニーズに応じた配慮が必要になる
有事におけるエネルギー価格の高騰	11 - 有事における市場への公的介入の必要性検討 - エネルギー価格高騰の根本原因の解消（ガス需要の削減、燃料調達の効率化）	- 現状の電力市場を維持しながら有事に対応できる - 燃料の節約を促す - 根本原因の解消は、潜在的な負の連鎖を緩和する	短期間では、加盟国間で協調して問題解決することが難しい
	12 消費者に代わって公的介入によりヘッジを行うことの検討	- 将来の継続的な価格高騰に対して消費者を保護する - 連鎖的に発電事業者のヘッジに対するニーズが高まり、長期的な市場の流動性が増す	- 取引を行うために発電事業者に一定のコストを支払う必要がある - 上記のコストを支払ったとしても、発電事業者側が取引に応じるかは不明確である
	13 卸電力価格の急騰時における、価格制限メカニズムの検討	- 制限を掛ける基準が事前に十分検討されていれば、規制の安定性に繋がる - 間接的に、発電事業者が過度な利益を得られないための仕組みに繋がる	- 発電事業者の市場撤退リスクや経済的な補償の要求リスクがある - 制限を掛ける閾値の設定が困難である - 需要側リソースに対する価格シグナルを弱める

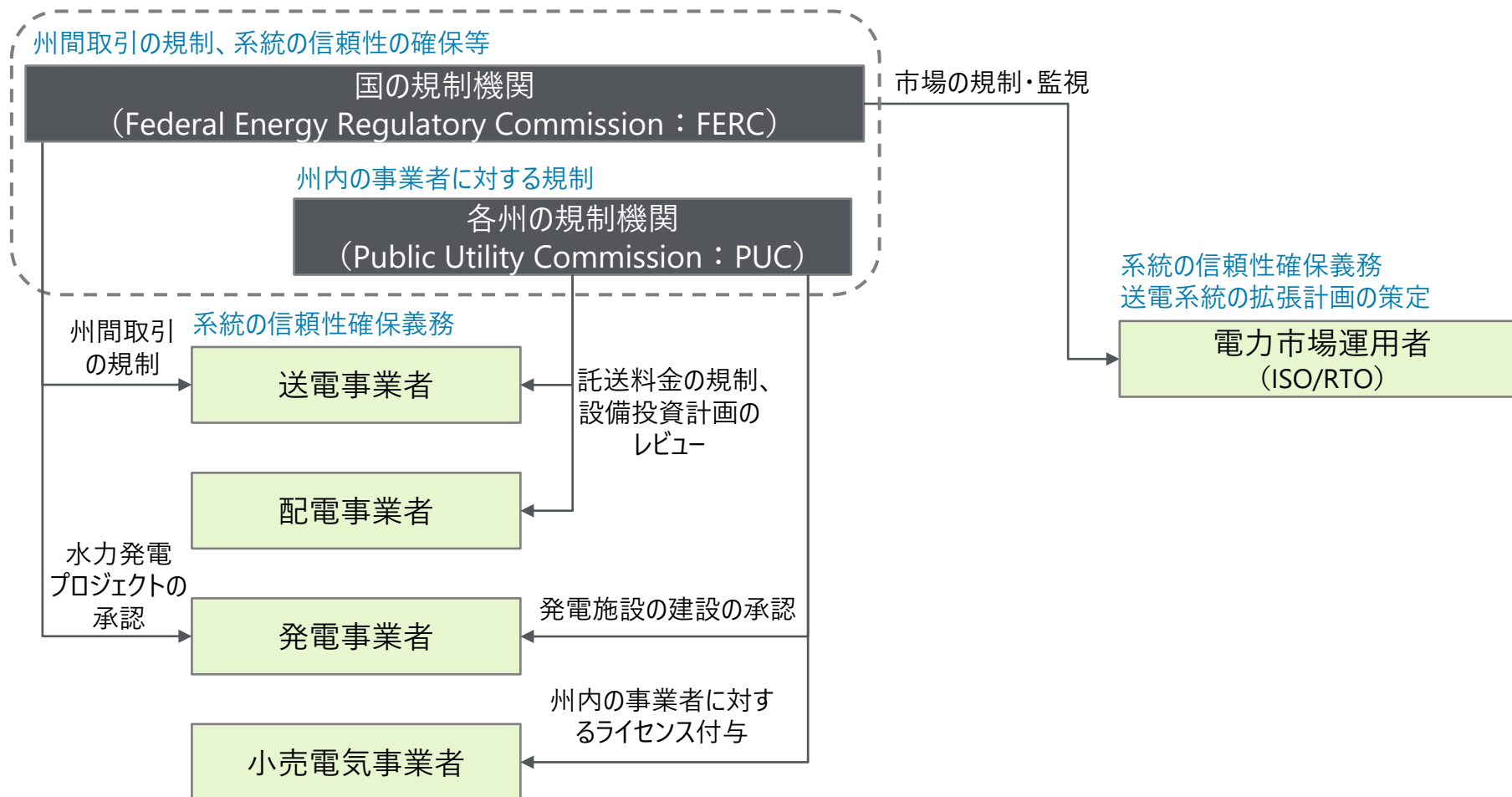
*1 出所：ACER、ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design、2022年4月、

<https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER%26%23039%3Bs%20Final%20Assessment%20of%20the%20EU%20Wholesale%20Electricity%20Market%20Design.pdf>

2. 海外の発電・ガス事業関連規制に関する調査 （米国、英国、アイルランド、ドイツ）

米国では国の規制機関であるFERCが電力の州間取引の規制等を行っており、各州の規制機関であるPUCが州内の事業に対する規制等を行っている

電力事業おける規制の関連図（米国）*1

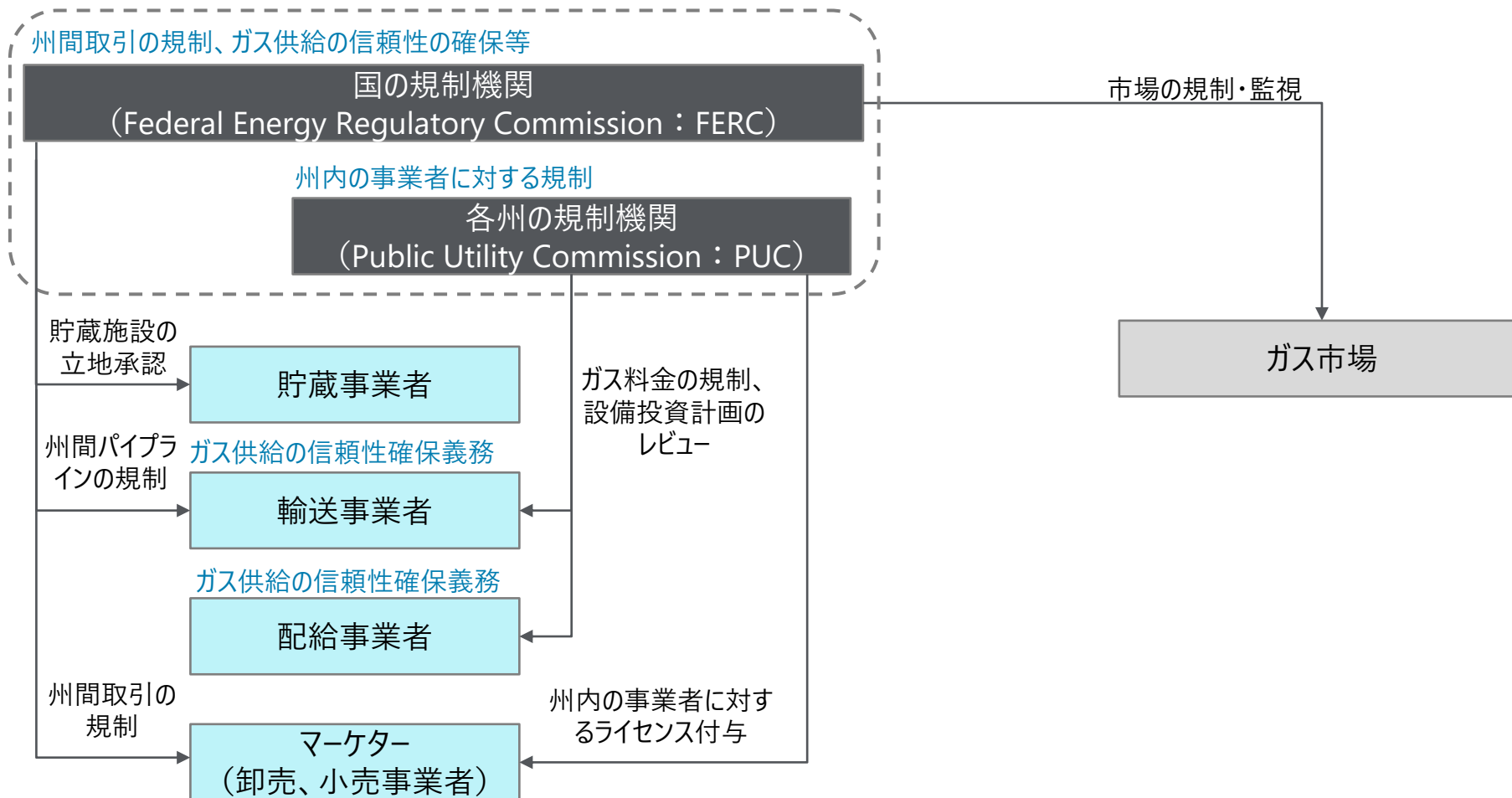


*1 出所：FERC, Pennsylvania General Assemblyの公開情報を基にトーマツ作成

*2 各州の規制等に関する情報はPJMの所在地であるペンシルバニア州の例に基づき記載しており、州により異なる可能性がある

ガス供給に関しても電力と同様に、FERCが州間パイプラインや州間取引等の規制を行っており、州内の事業者に対する規制はPUCが責任を持つ

ガス事業における規制の相関図（米国）*1,2



*1 出所：FERC, Pennsylvania General Assemblyの公開情報を基にトーマツ作成

*2 各州の規制等に関する情報はPJMの所在地であるペンシルバニア州の例に基づき記載しており、州により異なる可能性がある

米国では、水力発電事業の実施についてはFERCが発行するライセンスが、原子力発電、石油、天然ガスを燃料とする発電施設の建設についてはPUCの承認が必要となる

発電事業者へのライセンス、建設の承認（米国）

対象電源種	規制機関	概要
水力発電*1 （10MW以下の小水力 発電設備等を除く）	FERC	■ 水力発電施設の建設と運営にあたってはFERCの発行する水力発電ライセンスが必要であり、ライセンスは最大50年（再付与の際は30～50年の期間）で付与される。 ■ ライセンスは、水力発電施設の建設に必要な土地を取得するための土地収用を行う権限を事業者に与える。 ■ ライセンスの付与条件として、以下の項目等の実施が求められる。 ➢ 環境資源の保護、強化、または影響の緩和を行うための環境対策の実施 ➢ 水力発電施設の安全な建設、運転の技術対策の実施 ➢ 図面の提出 ➢ 発電量に応じて算定される、年間料金のFERCへの支払い ➢ 発電施設の償却に係る資金の確保方法の設定
原子力発電 石油、天然ガスを燃料と する火力発電*2	各州のPUC*3	■ 原子力発電および石油、天然ガスを燃料とする火力発電施設の建設に際しては、所定の書面の形式による、PUCへの申請および、PUCからの承認が必要となる。 ■ 以下のいずれかに該当する場合、PUCは承認を行う。 ➢ 同規模の、石炭等を燃料とする発電設備*4を運転できる場所が、環境に係る法令や規制に基づき存在しない場合 ➢ 同規模の、石炭等を燃料とする発電設備*4で代替した際に、需要家の支払うコストが上昇する可能性が非常に高い場合

*1 出所：FERC、Hydropower Primer、p.30、p.35、<https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-04/HydropowerPrimer.pdf>

*2 出所：Pennsylvania General Assembly、Consolidated Statutes Title 66 PUBLIC UTILITIES、§518~519、
<https://www.legis.state.pa.us/WU01/LI/LI/CT/PDF/66/66.PDF>

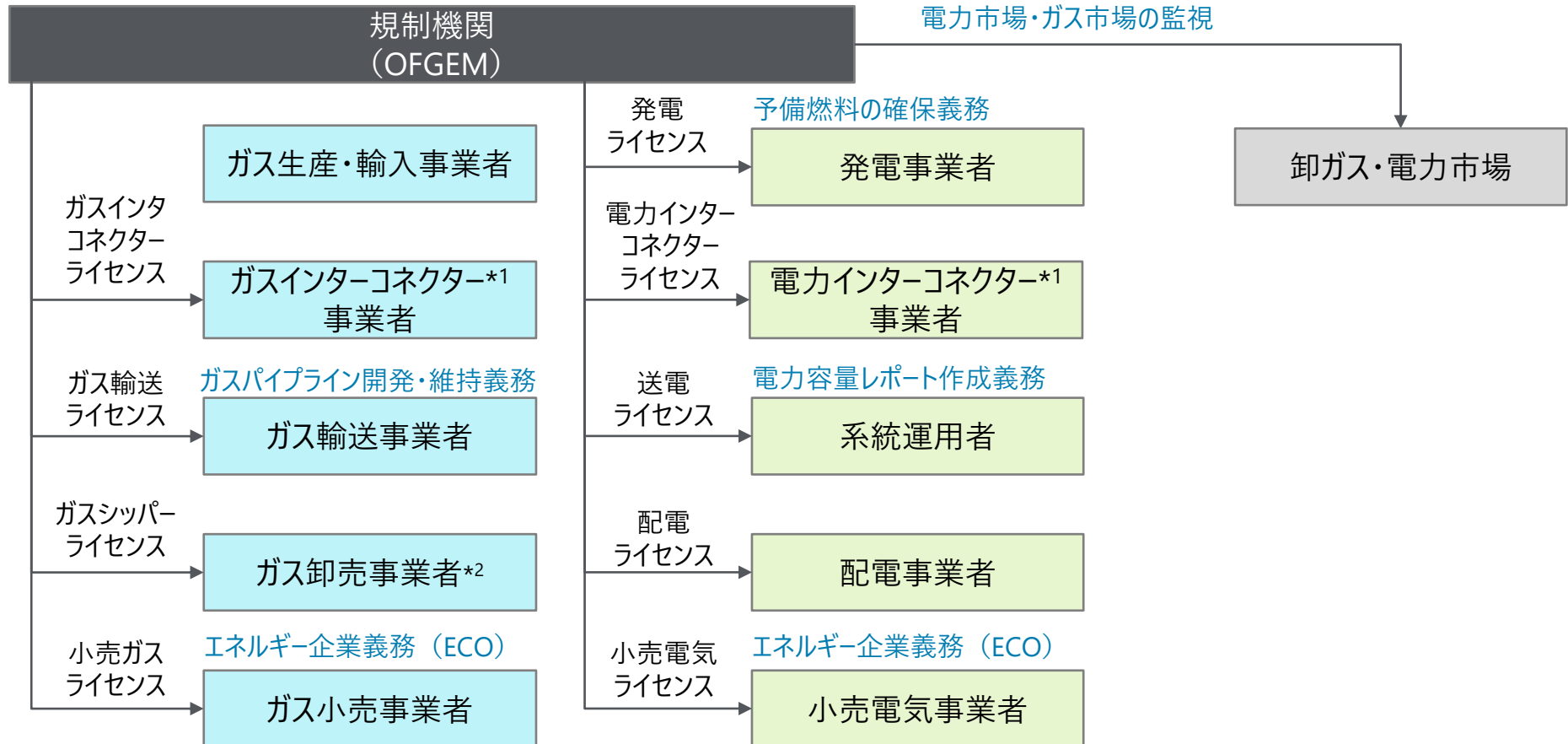
*3 各州の規制等に関する情報はPJMの所在地であるペンシルバニア州の例に基づき記載しており、州により異なる可能性がある

*4 石炭や石炭を含む混合物、合成物や派生物質を燃料とする発電設備

英国では、規制機関（OFGEM）が事業者に対してライセンスを付与し、各事業者が当該ライセンスに基づいて燃料の確保義務や系統の安定運用義務を担っている

電力・ガス事業における規制の相関図（英国）

ライセンス提供義務



*1 インタコネクターとは英国と欧州を結んだ電力系統・ガスパイプラインである

*2 ガス卸売事業者（Gas Shipper）は生産者から直接、あるいは取引所を介して天然ガスを調達し、ガス輸送事業者の託送サービスを利用し、ガス小売事業者にガスを販売する

OFGEMは発電事業者から受領したライセンス申請書の内容に基づき審査を行い、必要に応じて面接や追加の資料提出を求める

発電事業者ライセンス*1（英国）

ライセンス対象	すべての発電設備が対象となる	ライセンス申請料（£）	550
ライセンス申請書の内容	■ 申請者の取引履歴及び財務情報 ■ 申請者のルール違反・破綻履歴の有無 ■ VAT番号 ■ 会社を支配する経営者の経歴、大口株主の債務超過の有無 ■ 過去の申請・ライセンスの履歴有無		
OFGEMによる審査	■ 申請書の内容に基づき、以下の観点で審査を行う ・ 経営者に問題ないか ・ 申請者・大口株主の違反履歴・破綻履歴・債務超過履歴がないか ・ VAT番号が正しいか ・ 過去の申請・ライセンスの拒否履歴がないか ■ 審査の結果に応じて、面接や追加資料（※）の提出を求める場合があり、それらの情報を基に追加で審査を行う ※公文書の認証謄本、関連業界コード（送配電コード等）を発行する団体との接触の証拠、申請者の銀行、事務弁護士及び監査人の詳細情報、経営者・責任者のCV等		

*1 出所：OFGEM、Guidance Applying for a gas or electricity licence、2022年3月、<https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2022-03/Applying%20for%20a%20gas%20or%20electricity%20licence.pdf>

電力の安定供給について、50MW以上の発電所に対しては予備燃料の確保を、系統運用者に対しては電力の供給安定性に係る分析・解析結果の報告を義務づけている

電力・ガス事業者に課される義務（抜粋）（英国）

	対象事業者	関連法規	義務の概要
ガスパイプライン開発・維持義務	ガス輸送事業者	Gas Act 1986	効率的かつ経済的なガスパイプラインシステムを維持・開発する義務が課されている。
エネルギー企業義務（Energy Company Obligation、ECO）	小売電気事業者、ガス小売事業者	Energy Act 2011	顧客が25万人以上の小売電力・ガス事業者は顧客側の省エネルギー量を確保することを目的とし、CO2排出削減義務（CERO）、貧困世帯及び過疎地における省エネ支援義務（CSCO）、家庭エネルギーコストの削減義務（HHCRO）の3つの義務が課されている。 ^{*1}
予備燃料の確保義務	発電事業者	Energy Act 1989	国務長官は、50MW以上の発電所に対して、予備燃料を一定以上確保し、維持することを指示できる。また、国務長官は、発電所が保有している予備燃料の使用を指示できる。 ^{*2}
電力容量レポート報告義務	系統運用者	The Electricity Capacity Regulations 2014	ESOは電力の供給安定性に係る分析・解析を行い、その結果を電力容量レポート（Electricity Capacity Report）として作成し、国務長官に報告する義務。また、レポートの中にピーク需要予測値とその需要を満たすために必要な発電容量の見積もりを報告する義務も課されている。 ^{*3}

^{*1} 出所：OFGEM、Energy Company Obligation (ECO2) CSCO final report、2017年9月

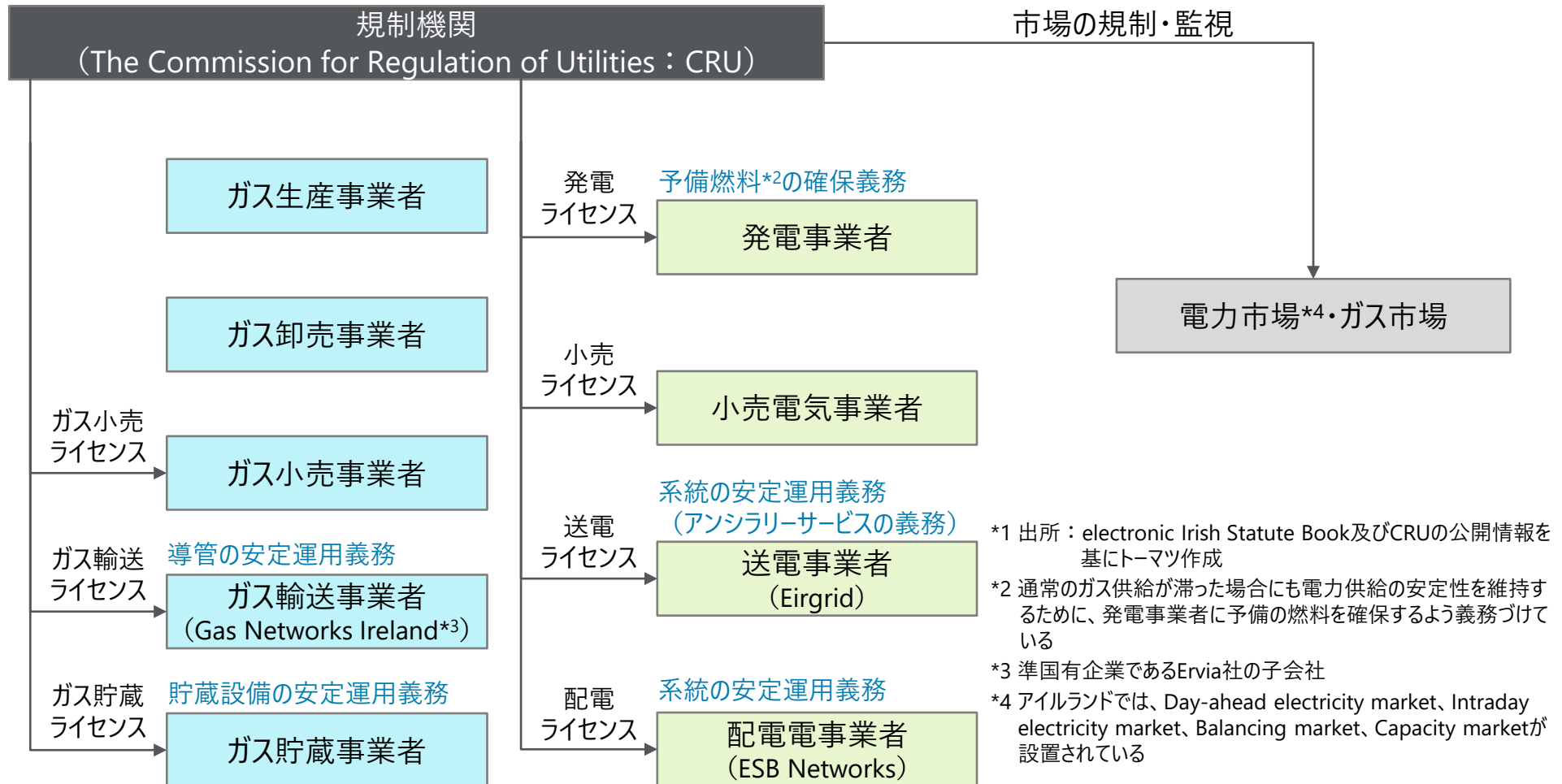
^{*2} 出所：Government of UK、Electricity Act 1989、1989年、<https://www.legislation.gov.uk/ukpga/1989/29/section/34?view=plain>

^{*3} 出所：Government of UK、The Electricity Capacity Regulations 2014、2014年、<https://www.legislation.gov.uk/uksi/2014/2043/part/3>

アイルランドでは、規制機関（CRU）が事業者に対してライセンスを付与し、各事業者が当該ライセンスに基づいて燃料の確保義務や系統の安定運用義務を担っている

電力・ガス事業における規制の相関図（アイルランド）*1

電力・ガスの安定供給義務



ライセンス申請者は、財務情報や技術的能力を示す情報等を申請書に入力し、CRUは申請書の内容に基づき管理面、技術面、環境面、財務面の観点で審査を行う

発電事業者ライセンス（アイルランド）*1

ライセンス 対象	設置容量が1MWより大きいすべての発電設備（1MW以下の発電設備はCRUへのライセンス申請は免除される）																					
ライセンス 申請書の 内容	■ 財務情報*2 ■ 発電設備の建設許可が有効であることを示す情報 ■ 系統接続契約が有効であることを示す情報 ■ 事業者の技術的能力や経験を示す情報	ライセンス 申請料	<table><tr><th>設置容量</th><th>申請料[€]</th></tr><tr><td>1MW以上5MW未満</td><td>35</td></tr><tr><td>5MW以上15MW未満</td><td>55</td></tr><tr><td>15MW以上40MW未満</td><td>100</td></tr><tr><td>40MW以上50MW未満</td><td>200</td></tr><tr><td>50MW以上100MW未満</td><td>400</td></tr><tr><td>100MW以上200MW未満</td><td>1,330</td></tr><tr><td>200MW以上500MW未満</td><td>3,320</td></tr><tr><td>500MW以上</td><td>3,980</td></tr></table>		設置容量	申請料[€]	1MW以上5MW未満	35	5MW以上15MW未満	55	15MW以上40MW未満	100	40MW以上50MW未満	200	50MW以上100MW未満	400	100MW以上200MW未満	1,330	200MW以上500MW未満	3,320	500MW以上	3,980
設置容量	申請料[€]																					
1MW以上5MW未満	35																					
5MW以上15MW未満	55																					
15MW以上40MW未満	100																					
40MW以上50MW未満	200																					
50MW以上100MW未満	400																					
100MW以上200MW未満	1,330																					
200MW以上500MW未満	3,320																					
500MW以上	3,980																					
CRUによる 審査	管理面、技術面、環境面、財務面の4つの観点で審査を行う ※審査基準に関する詳細情報は公開されていない																					

*1 出所：CRU、Guidance Notes Applying for a Licence to Generate Electricity、2022年5月、<https://www.cru.ie/wp-content/uploads/2022/05/Guidance-Notes-Licence-to-Generate-May-2022.pdf>

*2 資金調達の証跡、過去2年分の決算書、今後5年間の支出・売上・収益予測・プロジェクトファイナンス・キャッシュフロー・発電所閉鎖費用等の多額の資本流出

CRUは、50MW以上の従来型発電設備を持つ発電事業者に対して毎年の財務報告を義務付け、その中で発電設備の閉鎖リスクが高い事業者に対しては、財務状況の改善に向けた計画等の追加報告を半年毎に義務付けている

発電事業者によるCRUへの財務報告（アイルランド）*1

- 発電事業者が発電設備を閉鎖する場合には、TSOへ3年前以前に通知しなければならない。
- しかし、発電事業者の財務状況によっては3年前以前の通知が行われない可能性があり、その場合、急な発電設備の撤退によって系統安定や電力供給に影響を与える可能性があることから、リスク緩和として財務状況の報告を発電事業者に義務付けている。

	財務報告（毎年）	追加報告（半年毎）
対象	50MW以上の従来型発電設備を持つ事業者	CRUが「DMILC*2の状態にある」と判断した発電設備を持つ事業者
報告内容	➢ 5年先までの財務状況に関する自己アセスメントを実施し、CRUへ結果を報告する ➢ 自己アセスメントは下記の観点を含む ・財務的要素（例：容量契約やシステムサービス契約の締結状況） ・環境的要素（例：法規制やEU大の枠組み等の外部的要因） ・運轉的要素（例：設備老朽化） ➢ CRUへの報告フォーマットは今後作成予定	➢ CRUへ下記の情報を報告する ・当該発電設備の運轉継続が商業的に可能な状態に戻すための、財務状況の改善に向けた計画、タイムライン、マイルストン ・発電事業者が支払った配当に関する情報 ・上記の計画等からは、LRSA*3によって得られる収入を除外する

*1 出所：CRU、Security of Supply:Generator Financial Reporting Obligations Decision、2022年2月、https://staging-cruie.kinsta.cloud/document_group/security-of-supply-generator-financial-reporting-obligations/

*2 Demonstrable, Material and Imminent Likelihood of Closureの略。発電設備の閉鎖が、実質的に重要で差し迫った状態であることを表す

*3 Local Reserve Services Arrangementの略。発電事業者とTSO間のローカル系統安定サービスに関する契約

設備容量が10MWを超えるガス発電設備及び熱電併給（CHP）設備は、定格出力の90%で、所定日数の連続運転に必要な代替燃料の確保が義務付けられている

発電事業者による予備燃料の確保（アイルランド）*1

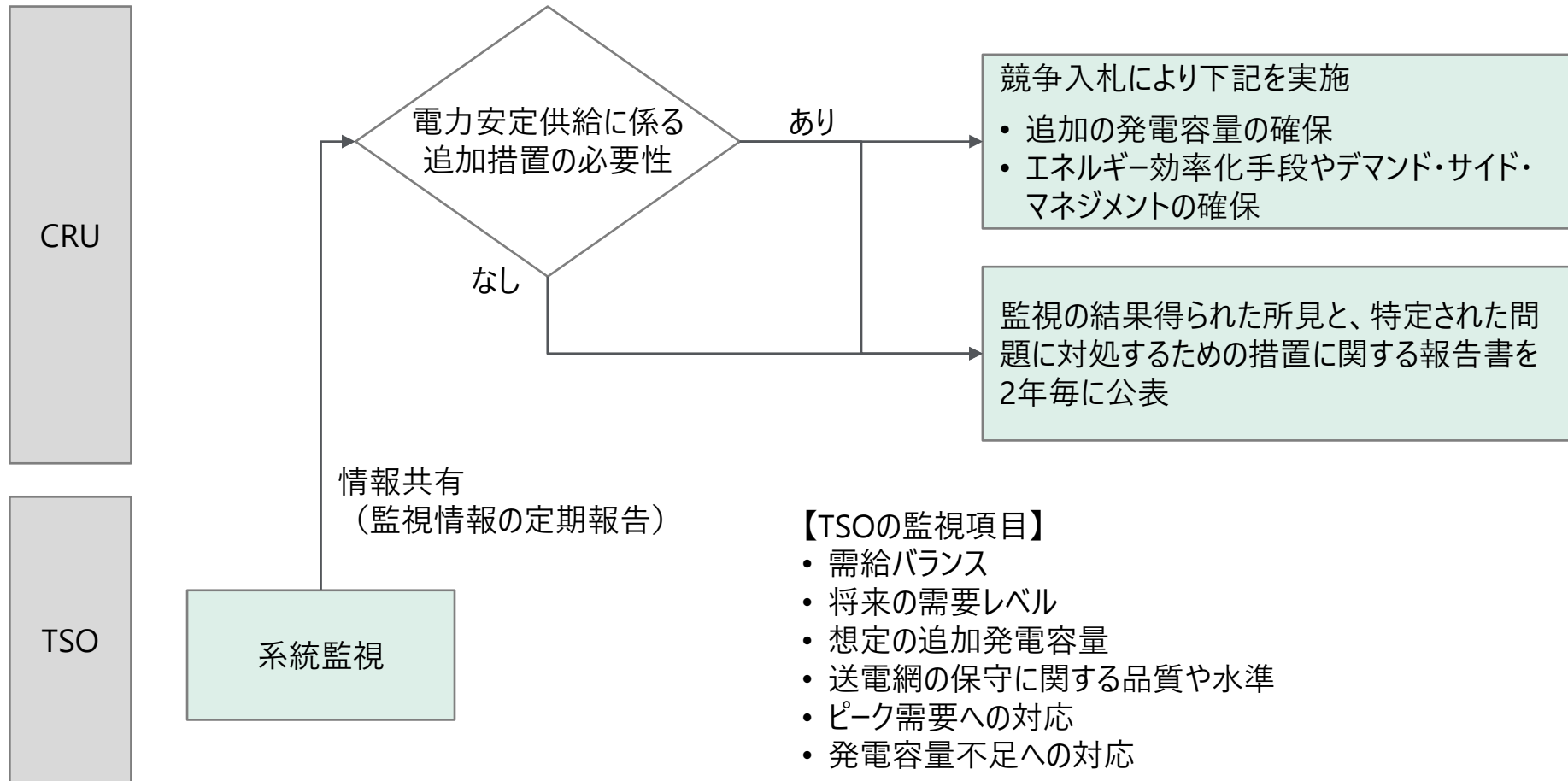
対象	設備容量が10MWを超えるガス発電設備及び熱電併給（CHP）設備	
二次燃料 の確保	■ 定格出力の90%で下記に示す日数の連続運転に必要な量を、代替燃料*2で確保する ■ 代替燃料の保管場所は自身の敷地内が好ましいが、第三者に委ねることもできる ■ Eirglidは対象設備に対して年2回の試運転を要求することができ、試運転の為に事業者が支出した費用はアンシラリーサービス費用の中で回収される	
	分類	連続運転日数
	年間2,630時間以上の稼働が見込まれる発電設備	5日間
	年間2,630時間未満の稼働が見込まれる発電設備	3日間
最近の 議論	CHP装置	1日間
	以下の2ケースについて、予備燃料の確保義務を課すかどうか、2021年以降検討が進められている ■ 需要アグリゲーター（DSU aggregator）が管理している発電設備が、個々では10MWより小規模なものであるものの、合計出力として10MWを超えている場合 ■ 系統と連携されていない自家発電設備	

*1 出所：CER、Secondary Fuel Obligations on Licensed Generation Capacity in the Republic of Ireland (Decision Paper)、2009年1月、<https://www.cru.ie/wp-content/uploads/2009/07/cer09001.pdf>

*2 一般的には留出油が想定されている

CRUは、TSOから共有された系統監視情報に基づき、電力安定供給に係る追加措置の必要性を検討し、必要があれば追加の発電容量等を確保する

TSOによるCRUへの情報共有（アイルランド）*1



*1 出所：electronic Irish Statute Book、S.I. No. 60/2005 - European Communities (Internal Market in Electricity) Regulations 2005、2005年
<https://www.irishstatutebook.ie/eli/2005/si/60/made/en/print#partx-article28>

CRUは発電事業者に対して、電力安定供給の確保を目的とした二次燃料の確保や、無秩序な市場撤退リスクの低減を目的とした財務報告義務を課している

電力・ガス安定供給のための主な規制や取り組み（アイルランド）（1/2）*1

	規制・取り組み	目的	概要	法令・施行時期
電力	TSOによるCRUへのTYNDP（Ten-Year Network Development Plan）提出*2	- 欧州大のTYNDPとの整合性評価 - 中長期的な電力安定供給の確保	TSOは予測される需給に基づき、10年間の送電システムの開発計画を策定し、CRUがそれを評価する。	通信・海洋・天然資源省（現、通信・エネルギー・天然資源省） Regulation（規則） 2000年
	発電事業者に対する予備燃料の確保	ガス供給不足時の電力安定供給	10MW以上の発電容量を持つガス発電事業者に予備燃料で運転する能力と、一定量の燃料在庫を保有することを義務づける。	CER（現、CRU） Decision（決定） 2009年
	発電事業者によるCRUへの財務報告	発電事業者の無秩序な市場撤退リスクの低減	50MW以上の従来型発電設備を持つ事業者に対し、財務的要素、環境的要素、運転的要素を考慮した財務報告を義務づける。 - 市場退出のリスクが高いと特定された事業者は、継続して、6カ月毎に財務報告を行う。	CRU Decision（決定） 2022年
	TSOによるCRUへの情報共有	電力安定供給の監視	TSOは（※）に示す情報やその他電力の安定供給が脅かされる可能性に関して、CRUへ情報共有を行う。 （※）需給バランス、将来の需要レベル、想定 of 追加発電容量、送電網の保守に関する品質や水準、ピーク需要への対応、発電容量不足への対応	通信・海洋・天然資源省（現、通信・エネルギー・天然資源省） Regulation（規則） 2005年

*1 出所：electronic Irish Statute Book及びCRUの公開情報を基にトーマツ作成

*2 欧州大の取り組みであり、ENTSO-Eの加盟国が共同で実施している

ガスに関しては、CRUが国レベルのス輸送システム開発計画や、エネルギーセキュリティに関するアクションプランを策定している

電力・ガス安定供給のための主な規制や取り組み（アイルランド）（1/2）*1

	規制・取り組み	目的	概要	法令・施行時期
ガス	TSOによるCRUへのTDP（Transmission Development Plan）提出	- 欧州大のTYNDPとの整合性評価 - 中長期的なガス安定供給の確保	TSOは予測される需給に基づき、10年間のガス輸送・貯蔵システムへの開発計画を策定し、CRUがそれを評価する。	通信・海洋・天然資源省（現、通信・エネルギー・天然資源省） Regulation（規則） 2015年
	CRUによる「UK Ireland Joint Preventive Action Plan」の策定	英国-アイルランド間のガス安全保障	英国DECC（エネルギー・気候変動省）と共に、英国、アイルランド間のガス安全保障のために必要な取り組みの検討を行っている。	CER（現、CRU） EU規則に基づくアクションプラン 2014年
	CRUによる「National Preventive Action Plan」の策定	アイルランド国内のガス安定供給リスクに対する予防措置	リスクアセスメントにより重要な問題を特定し、最終需要家への供給リスクに対する予防措置を検討している。	CER（現、CRU） EU規則に基づくアクションプラン 2014年
	CRUによる「National Gas Supply Emergency Plan」の策定	計画外でガス供給が停止した場合の対応策	ガス供給の緊急事態が発生した場合における、各ガス関連事業者の役割・責任や緩和措置に関して、検討を行っている。	CER（現、CRU） EU規則に基づくアクションプラン 2014年

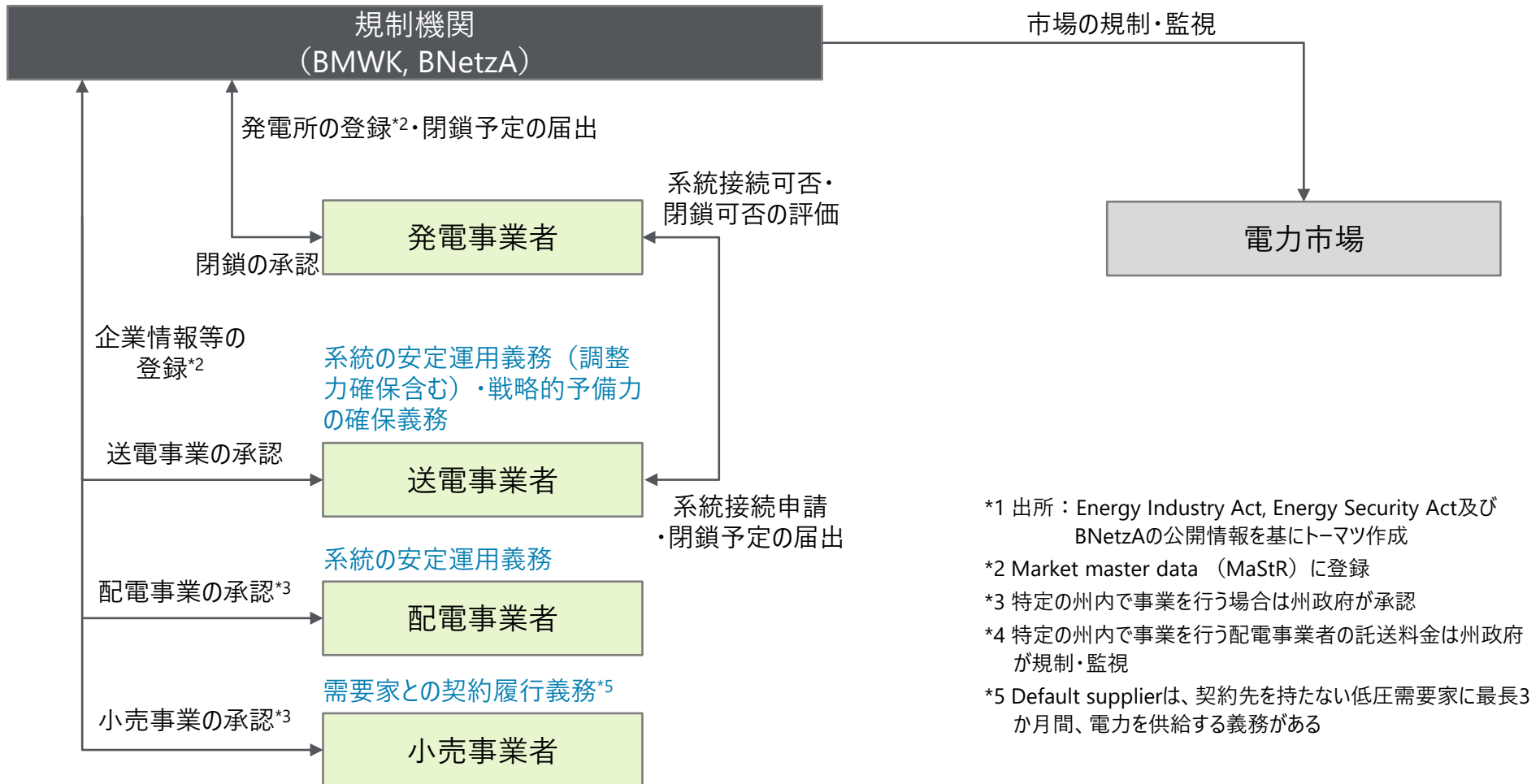
*1 出所：electronic Irish Statute Book及びCRUの公開情報を基にトーマツ作成

*2 欧州大の取り組みであり、ENTSO-Eの加盟国が共同で実施している

ドイツでは、規制機関（BMWK, BNetzA）が事業者に対して事業の承認を行い、各事業者がシステムの安定運用義務等を担っている

電力事業おける規制の関連図（ドイツ）*1

電力事業・市場の規制・監視、緊急時における電力の供給



*1 出所：Energy Industry Act, Energy Security Act及び BNetzAの公開情報を基にトーマツ作成

*2 Market master data (MaStR) に登録

*3 特定の州内で事業を行う場合は州政府が承認

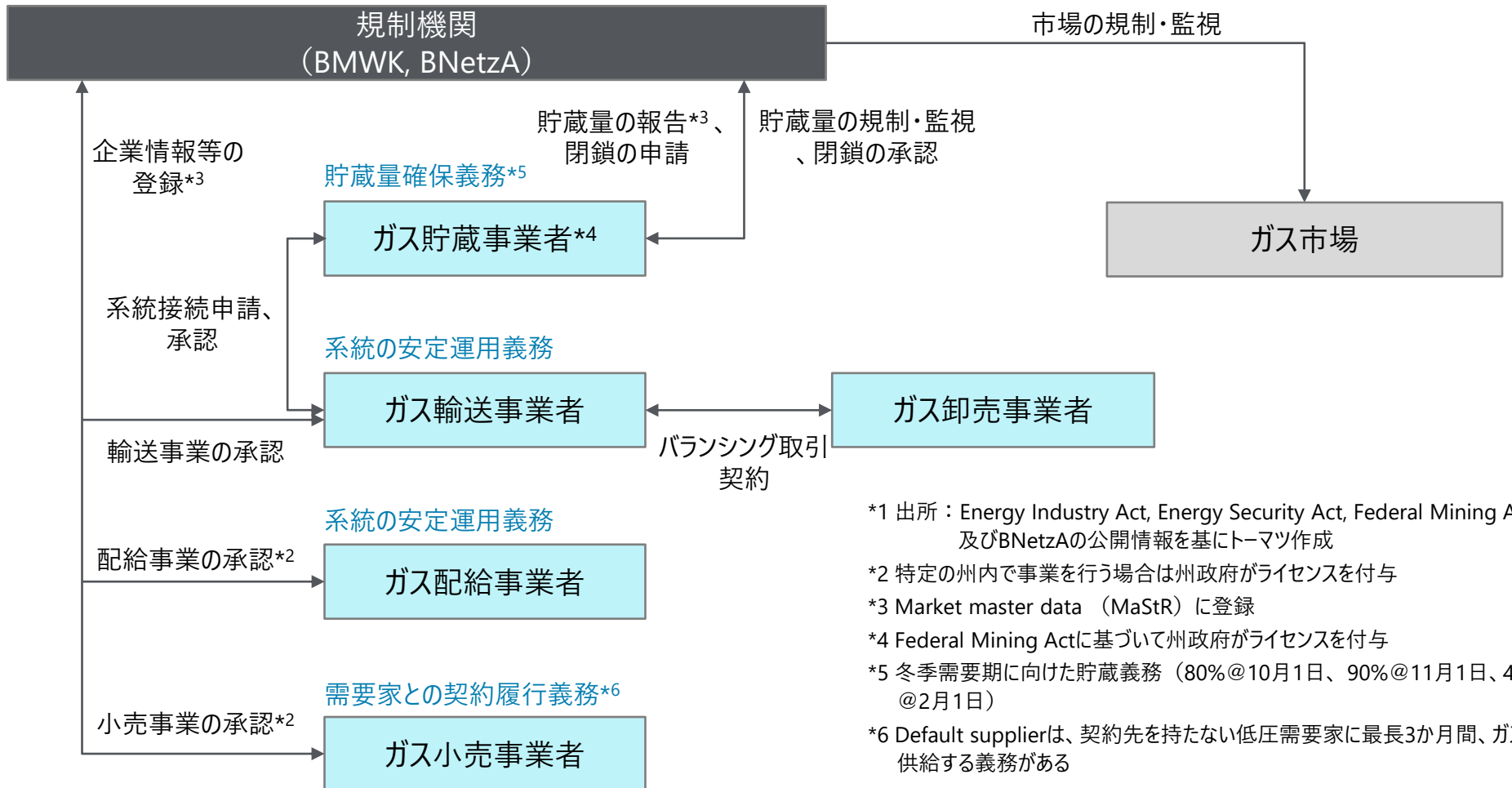
*4 特定の州内で事業を行う配電事業者の託送料金は州政府が規制・監視

*5 Default supplierは、契約先を持たない低圧需要家に最長3か月間、電力を供給する義務がある

ドイツでは、規制機関（BMWK, BNetzA）が事業者に対して事業の承認を行い、各事業者がシステムの安定運用義務等を担っている

ガス事業における規制の相関図（ドイツ）*1

ガス事業・市場の規制・監視、緊急時におけるガスの供給



- *1 出所：Energy Industry Act, Energy Security Act, Federal Mining Act 及びBNetzAの公開情報を基にトーマツ作成
- *2 特定の州内で事業を行う場合は州政府がライセンスを付与
- *3 Market master data (MaStR) に登録
- *4 Federal Mining Actに基づいて州政府がライセンスを付与
- *5 冬季需要期に向けた貯蔵義務（80%@10月1日、90%@11月1日、40% @2月1日）
- *6 Default supplierは、契約先を持たない低圧需要家に最長3か月間、ガスを供給する義務がある

危機レベルに応じて政府機関内に危機管理チームが設置され、近隣国やTSOと連携して、ガスの調達や優先配分等の対応を行う

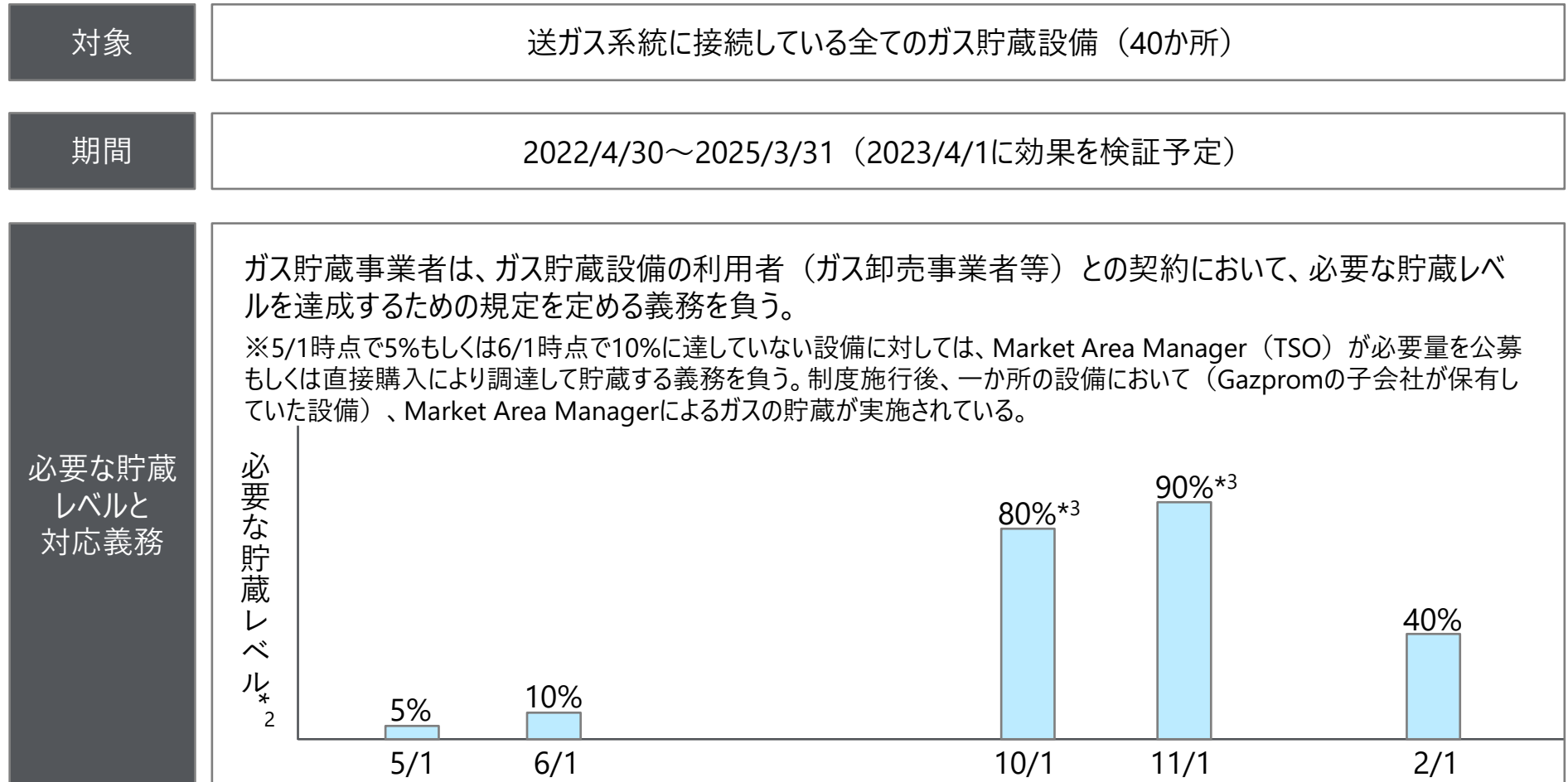
緊急時におけるガス供給への対応（ドイツ）*1

危機レベル	発出者	発出条件	対応
高：Emergency level	連邦政府	■ 長期的に大規模な供給不足が予想され、適切な代替供給手段が存在しない ■ 保護対象の需要家に対するガス供給が危険にさらされる程度に供給状況が悪化、等	■ BNetzAが供給調整を担い、TSOと連携してガスの配分を行う ■ 特定の需要家には、優先的に配分する（一般消費者、病院などの社会施設、発電所等）
中：Alert level	Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action (BMWK)	■ 重要な供給源からのガス供給停止 ■ 長期にわたる非常に低い貯蔵レベル ■ 異常気象等による非常に高い需要、等	■ BMWKに危機管理チームを編成し、ガス貯蔵量と市場でのガス調達状況を監視する ■ 2022年3月にEarly warning level、6月にAlert level（ともに制度施行後初めて）が発出されて以降、BNetzAがGas supply status report（ロシア・ノルウェーからの輸入量、貯蔵量、消費量、価格）を毎日公開（月～金曜）している
低：Early warning level		■ 重要な供給源からのガス供給停止 ■ 長期にわたる低い貯蔵レベル ■ 異常気象等による高い需要、等	

*1 出所：Emergency Plan for Gas for the Federal Republic of Germany, EU Regulation No.994/2010及びBNetzAの公開情報を基にトーマツ作成

本年4月から3年間の期限付きで、ガス貯蔵事業者とMarket Area Managerに対して、冬季需要に備えたガス貯蔵レベルの確保が義務付けられている

ガス貯蔵量の確保義務（ドイツ）*1



*1 出所：Energy Industry Act, Gas Storage Ordinance及びTrading Hub Europeの公開情報を基にトーマツ作成

*2 ガス貯蔵設備の通常の商業運転中に貯蔵、注入、回収が可能なガスの量（総容量からクッションガスを差し引いた量）に対して、各貯蔵設備が満たす必要のあるレベル

*3 ロシアからのガス供給が回復しない場合、必要な貯蔵レベルを満たすのは困難との報道も見られる

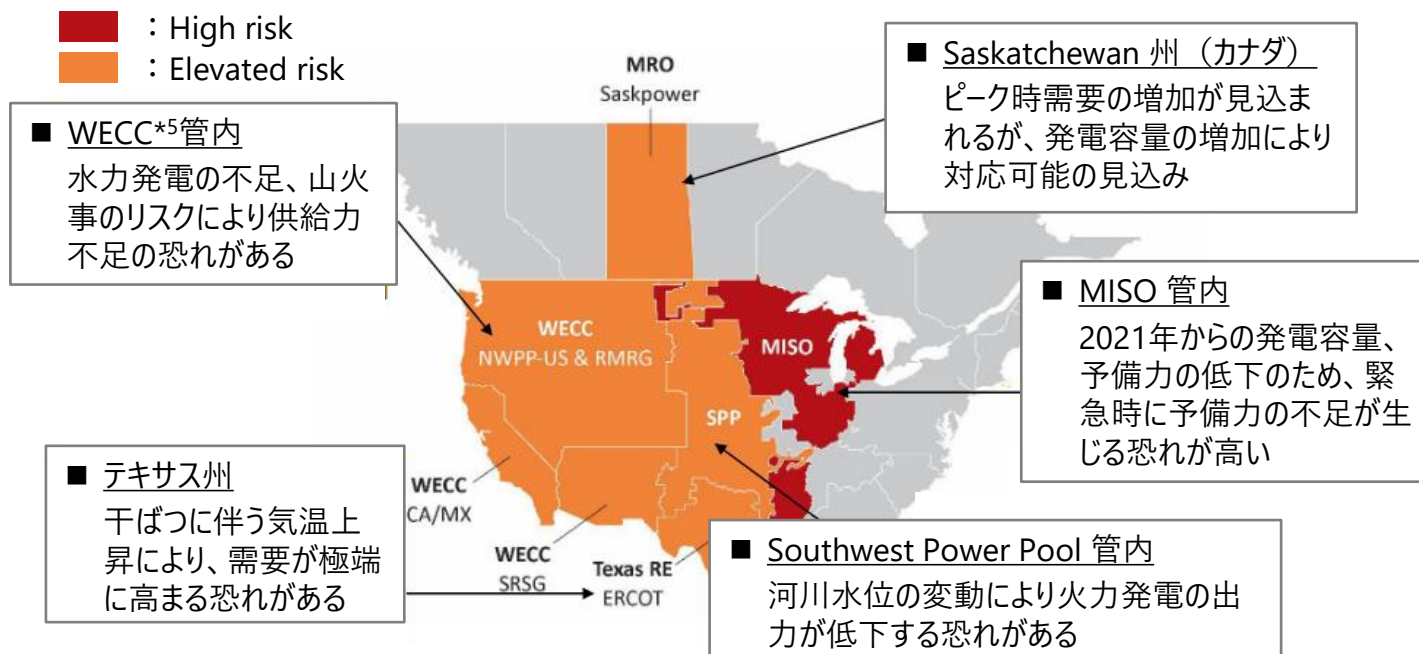
3. 海外の発電事業者による効率的・安定的な燃料調達 行動を促すための情報公開に関する調査 （米国、英国、アイルランド、ドイツ）

FERCでは、EIA、NERCやISO等の情報に基づき、電力・ガスの需給見通しに関するレポートを公表しており、電力需給のひっ迫が見込まれる地域の情報等が公表されている

電力・ガスの需給予測に関する公開情報の例（米国）（1/3）*1

- FERCでは、EIA*2、NERC*3やISO等の情報に基づき、翌夏季、冬季の電力・ガス需給や市場価格等の予測に関するレポート（Energy Market and Reliability Assessment）を公表している。
- NERCでは、北米の各地域における翌夏季、冬季並びに10年間の長期における、電力の信頼性評価（Reliability Assessment）を実施している*4。

－ NERCによる北米の各地域における2022年夏季の電力需給予測－



*1 出所：FERC、2022 Summer Energy Market and Reliability Assessment、2022年5月19日、<https://www.ferc.gov/media/presentation-summer-assessment-2022>

*2 EIA（Energy Information Administration）：米国エネルギー情報局

*3 NERC（North American Electric Reliability Corporation）：北米電力信頼度協議会

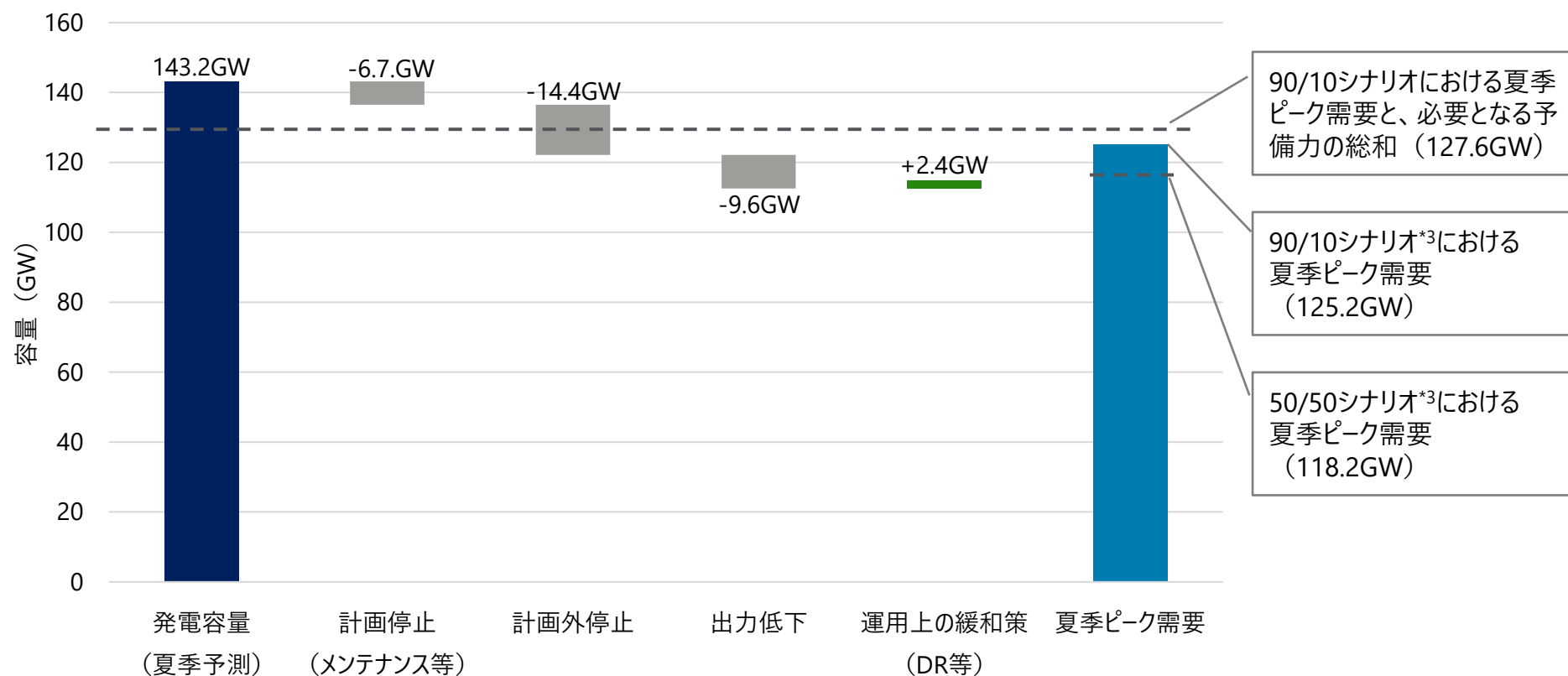
*4 出所：NERC、Reliability Assessments、2022年8月閲覧、<https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Pages/default.aspx>

*5 WECC（Western Electricity Coordinating Council）

地域毎に、需要予測に対して十分な発電容量が確保できるか定量的に評価が行われ、発電容量から計画停止等を差し引いたものが、需要と予備力を上回るかが確認される

電力・ガスの需給予測に関する公開情報の例（米国）（2/3）*1,2

－ MISO管内における2022年夏季の電力需給予測 －



*1 出所：FERC、2022 Summer Energy Market and Reliability Assessment、2022年5月19日、<https://www.ferc.gov/media/presentation-summer-assessment-2022>

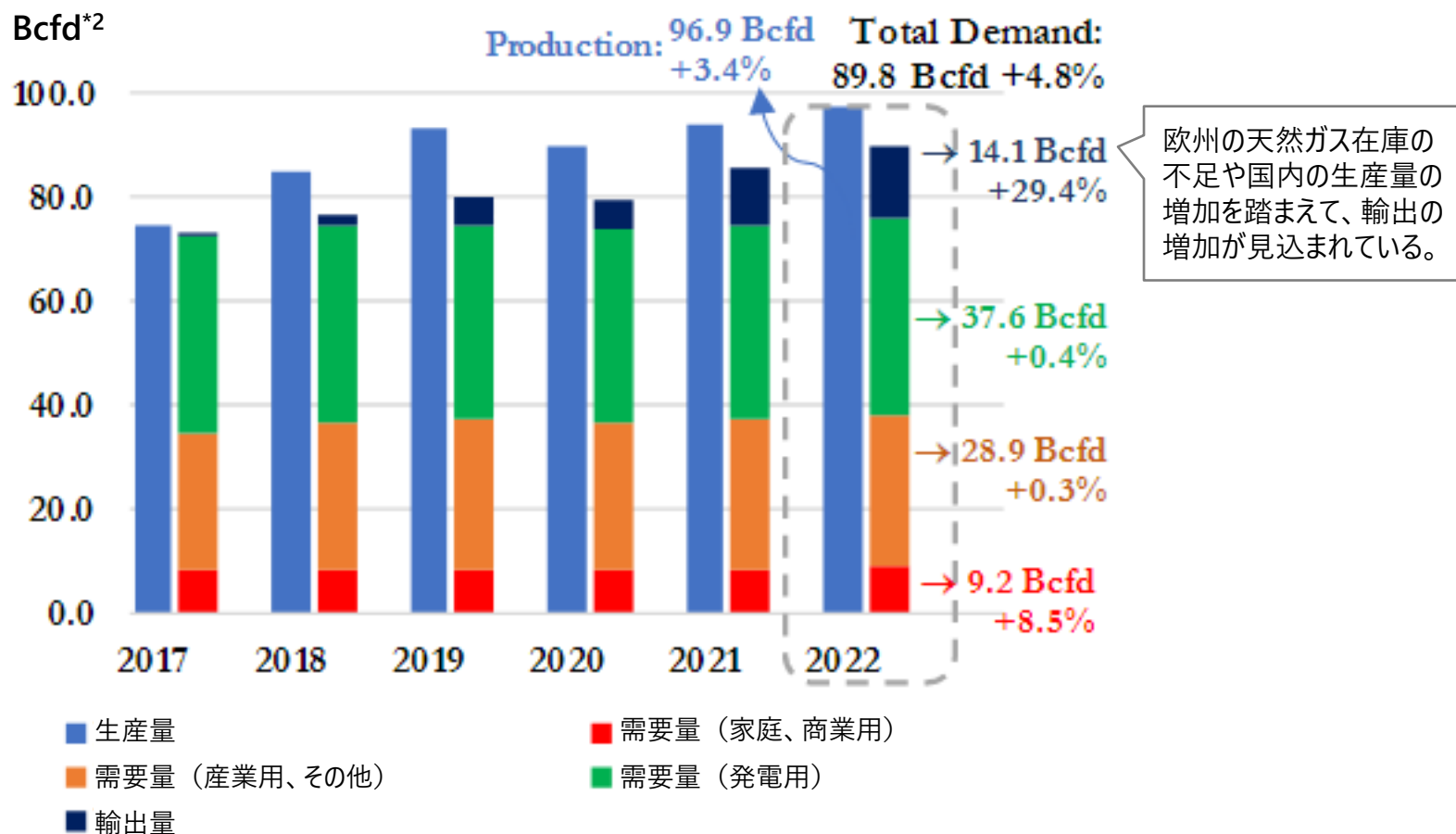
*2 出所：NERC、2022 Summer Reliability Assessment、2022年5月、https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/NERC_SRA_2022.pdf

*3 50/50シナリオについては、あるシーズンにおける需要が予測と比較して上回る、または下回る可能性がそれぞれ50%と仮定した場合での予測結果であり、90/10シナリオについては、上回る可能性が90%、下回る可能性が10%とした悪条件下での予測結果を指す

FERCのレポートでは、国内の天然ガスに関する需給見通しも公開されており、2017年以降の各年とも生産量が需要を上回っている

電力・ガスの需給予測に関する公開情報の例（米国）（3/3）*1

－ 米国における2022年夏季の天然ガス需給予測および過去実績 －



*1 出所：FERC、2022 Summer Energy Market and Reliability Assessment、2022年5月19日、<https://www.ferc.gov/media/report-summer-assessment-2022>

*2 Bcfd（Billion cubic feet per day）：1日あたり10億立方フィート

PJMでは、約定結果として主にLMP価格が公開されているほか、Three Part Offerでの入札情報、連系線潮流などの情報が一般に公開されている

電力市場取引に関する公開情報（PJM）*1

分類	データ項目	Day-Ahead	Real-Time	情報公開頻度	データ粒度	データ期間
約定結果	LMP価格（エネルギー市場）	○	○	Day-Ahead：毎日 Real time：5分毎	Day-Ahead：1時間 Real-Time：5分	公開開始時点*3～現在
	LMP価格（アンシラリーサービス市場）	○	○	毎営業日	Day-Ahead：1時間 Real-Time：5分	
	検証済み（決済用）LMP価格 （エネルギー、アンシラリーサービス市場）	○	○	毎営業日	Day-Ahead：1時間 Real-Time：5分	
入札情報	Offer Curve*2 （出力帯毎の価格情報）	○	—	毎月	Day-Ahead：1時間	
	最低負荷運転費用*2	○	—	毎月	Day-Ahead：1時間	
	起動費用*2	○	—	毎月	Day-Ahead：1時間	
	需要側入札量	○	—	毎月	Day-Ahead：1時間	
その他市場データ	負荷予測情報（翌2時間分）	—	—	5分毎	5分	公開開始時点*3～2時間先
	負荷予測情報（翌7日間分）	—	—	毎日	1時間	公開開始時点*3～7日先
	連系線潮流（過去実績）	—	—	毎週	1時間	公開開始時点*3～現在
	連系線潮流および上限値	—	—	5分毎	5分	

*1 出所：PJMの公開情報を基にトーマツ作成

*2 Offer Curve等の入札情報については、発電設備毎に公表されているが機密情報保護の観点から、匿名化されたIDとともに公開されている

*3 各データ項目の公開開始時点は項目ごとに異なる

英国では、ガス需給予測、連系線潮流限度の予測、電力需要予測及び再エネの発電量予測のデータが一般に公開されている

電力・ガスに関する予測情報（英国）*1,2

公開元	データ種類	情報公開 頻度	データ粒度	データ期間
National Grid Gas (ガス輸送事業者)	<u>冬季のガスの需要・供給の実績 及び予測データ</u>	毎年	5年前の冬の実績～ 1年後の冬の予測	10月～3月
	<u>夏季のガスの需要・供給の実績 及び予測データ</u>	毎年	5年前の夏の実績～ 1年後の夏の予測	4月～9月
National Grid ESO (系統運用事業者)	電力需要予測データ	Ad hoc	毎日5時、18時	2週後～52週後
		毎日	30分	2日～14日後
	風力発電容量	毎週	1日	2週後～52週後
	PV・風力発電の出力予測データ	1日2回	30分	2日～14日後
	連系線潮流限度（MW）の予 測データ	毎月	1日	1月～12月

*1 出所：National Grid社の公開情報を基にトーマツ作成

*2 2週間以上先の予測データに関連するものを抽出している

National Grid Gasは、夏季及び冬季のガス需要・供給について、過去実績と予測データを毎年公開している

冬季のガス需要・供給の過去実績及び予測データ（英国、抜粋）*1,2

冬季のガス需要実績及びガス需要予測

冬季のガス需要の累計 (billions of cubic meter)	2016/17・・・2019/20	2020/21	2021/22
	天気の影響を除いた実績値		予測値
家庭の需要	過去5年分の データを公開	30.3	29.7
大口需要家の需要（発電所を除き）		4.4	4.6
発電所の需要		11.0	9.4
国内のガス需要*3		45.7	43.7
アイルランドへの輸出		3.0	3.3
ガスインターコネクターを経由したガス輸出		0.0	0.5
ガス貯蔵施設への投入		1.6	1.7
英国のガス需要（合計）		50.7	49.4

情報公開の目的

- 国内ガスネットワークの安全運転の確保
- 必要なガス貯蔵量の確保
- NGGの将来投資計画
- 託送料金の設定

冬季のガス供給実績及びガス供給予測

冬季のガス供給の最大範囲 (million cubic meters/day)	2020/21		2021/22
	実績範囲	平均	予測範囲
UK Continental Shelf（国内生産）	68 – 115	93	68 – 115
Norway	57 – 119	103	57 – 141
BBL（オランダ-英国間のパイプライン）	0 – 45	15	0 – 47
Interconnector Ltd.（ベルギー-英国間のパイプライン）	0 – 53	11	0 – 78
LNG	9 – 128	49	5 – 145
Storage	0 – 79	12	0 – 117

*1 出所：National Grid、Gas Winter Outlook 2021/2022、<https://www.nationalgrid.com/gas-transmission/document/137156/download>

*2 夏季についても冬季と同様のデータ形式で情報が公開されている

*3 ガスの輸出や貯蔵を除いた英国内の需要量

英国では、各ゾーンの家庭・大口需要家・発電所の需要を合計した後、アイルランド・欧州への輸出量、ガス貯蔵の需要を考慮した上で、英国内のガス需要の予測値を算出している

ガス需要予測の算出方法（英国）*1



ゾーン（計13）毎の
ガス需要予測を
算出して合計する



アイルランド・欧州への輸
出量、貯蔵施設への需
要予測を算出する

英国のガス需要（合計）

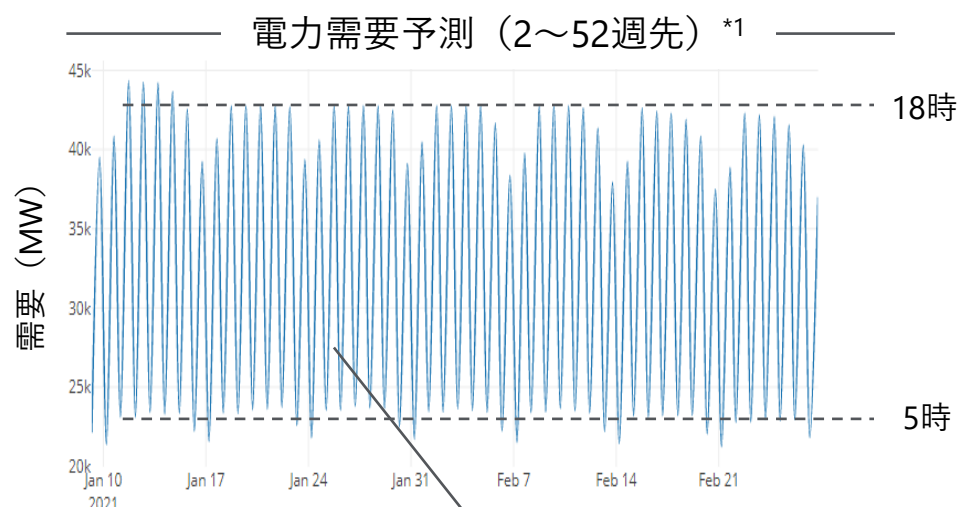
ガス需要の項目	算出方法
家庭のガス需要	BEISのエネルギー消費実績データ、人口及び家の数の前提条件、Ofcom's Communications Market Reportsからの住民の通信情報、家電（エアコン）の消費電力情報をインプットとして用いて、様々なシナリオ及び感度分析により、家庭のガス需要量の予測値を算出する。
大口需要家の需要 （発電所を除き）	天然ガス価格、電力価格、工場・商業施設の数やヒートポンプの効率等の前提条件、過去のインプット情報及びガス需要の関係をインプットとして用いて、各24サブセクター（農業、工場、オフィス、ホテル等）の需要予測を算出した後、合計する。
発電所の需要	発電容量導入実績値及び予測値、国際連系線の容量実績値及び予測値、電力需要予測データ、DRの容量・価格をインプットとして、給電指令ツールを用いて、 <u>ガス火力発電所の出力の予測値を算出した後、発電所の需要予測値を算出</u> する。
アイルランドへの輸出	10年先のアイルランドのガスネットワーク開発計画（Network Development Plan）を基に、アイルランドへの輸出量を算出する。

*1 出所：National Grid、FES Modelling Method、2021年8月、<https://www.nationalgrideso.com/electricity-transmission/document/199916/download>

National Grid ESOは、最長52週先の電力需要及び最長14日先のPV・風力発電の出力予測データを公開している

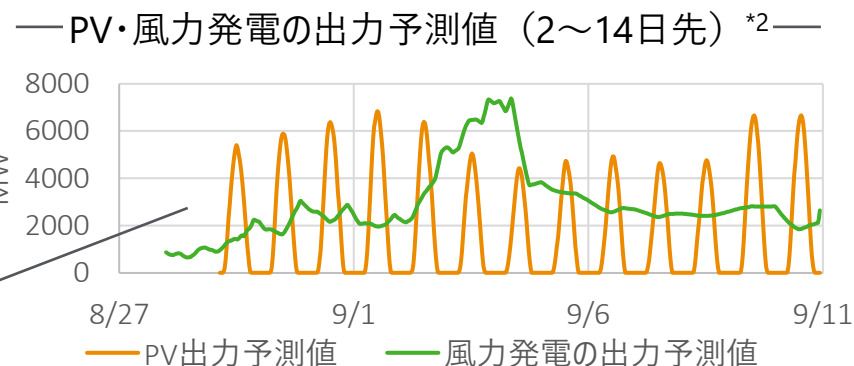
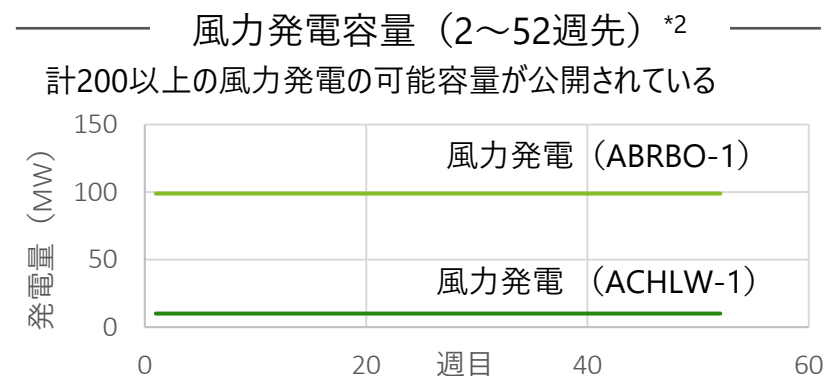
電力需要及び風力発電の予測データ（英国、抜粋）

- 送電ライセンスのStandard Condition C16に基づき、NGESOは正確で偏りのない電力需要予測や風力発電予測の作成と公開が義務付けられている。
- ガス火力発電事業者は電力の需要予測、また、再エネ電源の出力予測を参考にし、発電計画の判断に利用していると考えられる。



1日のうち、電力需要が最も多い18時と最も少ない5時の2点について、データを公開している。

PV・風力発電予測は、過去・現在の気象データ、気象予測、設備情報を基に、統計的な手法を用いて行っている



*1 出所：National Grid ESO、Data Group、2022年6月閲覧、<https://data.nationalgrideso.com/demand/long-term-2-52-weeks-ahead-national-demand-forecast>

*2 National Grid ESOが公表したデータを基に、トーマツ作成

市場運用者は約定結果、入札情報、連系線空き容量・潮流などの情報を公開している

電力市場取引に関する公開情報（アイルランド）*1

分類	データ項目	Day-Ahead	Intraday	情報公開頻度	データ粒度	データ期間
約定結果	約定価格	○	○	毎日	Day-Ahead：1時間 Intraday：30分	前日 ～凡そ過去30カ月
	約定量	○	○	毎日	Day-Ahead：1時間 Intraday：30分	
	アイルランド-北アイルランド間の取引ポジション	○	○	毎日	Day-Ahead：1時間 Intraday：30分	
	全約定取引の一覧		○	毎日	Intraday：30分	
入札情報	入札価格（売り）	○	○	毎日	Day-Ahead：1時間 Intraday：30分	
	入札量（売り）	○	○	毎日	Day-Ahead：1時間 Intraday：30分	
	需給曲線	○	○	毎日	Day-Ahead：1時間 Intraday：30分	
	入札者数（売り・買い）	○	○	毎日	1日	
	全入札情報の一覧		○	毎日	Intraday：30分	
その他市場データ	始値、終値、高値、安値、加重平均価格	—	○	毎日	Intraday：30分	
	連系線空き容量	—	—	1日4回	30分	
	連系線潮流	—	—	1日2回	30分	

*1 出所：SEMOの公開情報を基にトーマツ作成

系統運用者は需要量や発電量に関する実績及び予測や、インバランス約定価格及びインバランス約定量などの情報を公開している

系統運用に関する公開情報（アイルランド）*1

分類	データ項目	情報公開 頻度	データ粒度	データ期間
系統運用	需要実績・予測	15分毎	15分	凡そ2カ月前～翌日
	発電量実績	15分毎	15分	凡そ2カ月前～現在
	風力発電実績・予測	15分毎	15分	凡そ2カ月前～ 4日後
	連系線潮流実績	15分毎	15分	凡そ2カ月前～現在
	周波数	不明	5秒	凡そ2日前～現在
	インバランス約定価格	30分毎	30分	凡そ2カ月前～ 2時間前
	インバランス約定量	30分毎	30分	凡そ2カ月前～ 2時間前

*1 出所：Eirgridの公開情報を基にトーマツ作成

BNetzAは、ガスの輸入量・貯蔵量等のデータとともに、将来の貯蔵レベルの推移等に関する見解を公開している

ガス需給やガス市場に関する公開情報（ドイツ）*1

情報公開 の背景

ロシアからのガス供給の減少に伴い、ガス供給状況に対する初期的な警告（Early Warning Level）が発出されたことを受けて、ガス需給やガス市場に関する情報が公開されるようになった。

データ項目	情報更新頻度	データ粒度	データ期間
輸入量 （国別、全体）	毎日	1日	凡そ2,3か月前～2日前 （国により異なる）
貯蔵量	毎日	1日	2014年4月～3日前
消費量	数日おき （20日頃から月末にかけて更新）	1月	2021年1月～前月 （もしくは当月）
平均気温	毎月	1月	2021年1月～前月
卸売価格 （Day-Ahead、先物）	毎日	1日	2022年2月～2日前

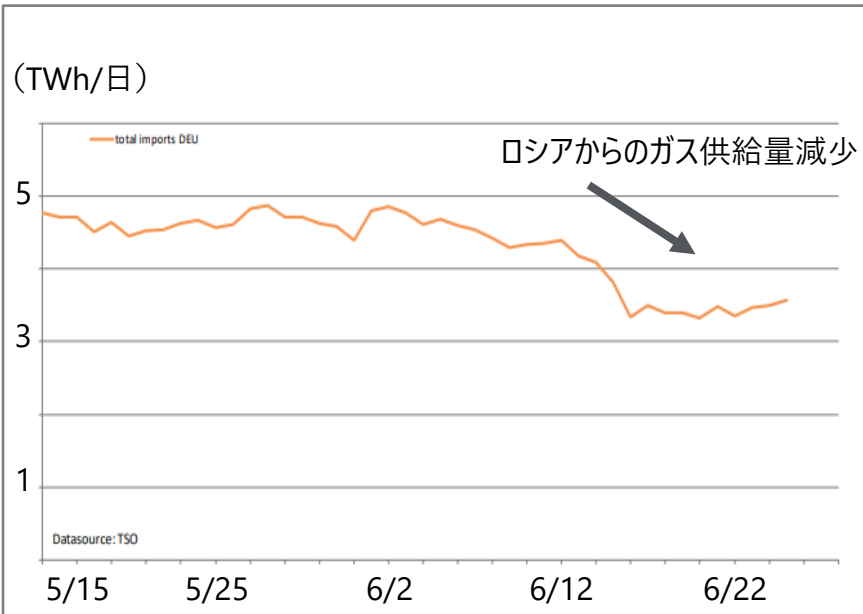
→ 貯蔵量の実績データを基に、将来の貯蔵レベルの推移等に関する見解も公開している

*1 出所：BNetzA、Gas supply report、6月29日閲覧、<https://www.bundesnetzagentur.de/EN/Areas/Energy/Companies/SecurityOfSupply/GasSupply/start.html>

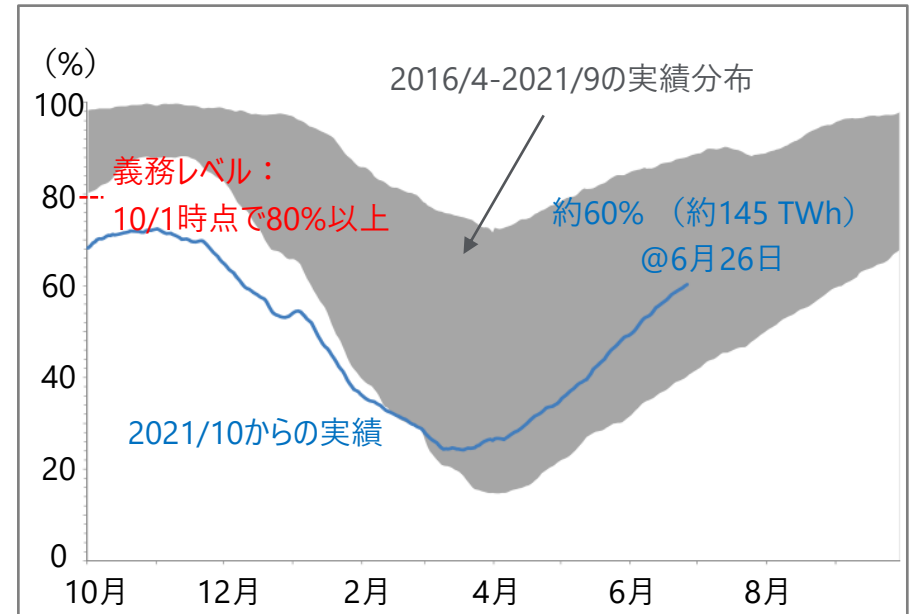
BNetzAは、過去の実績を基に2022年冬季のガス需要に向けたガス貯蔵レベルの評価を行い、ロシアからのガス供給量の減少を補填する代替調達手段が必要との見解を示した

ガス輸入総量と貯蔵量の推移（ドイツ）*1

ガス輸入総量（2022年）



ガス貯蔵レベル（2016-2022年）*2



- BNetzAの見解
(概要)
- 6月中旬以降、ロシアからのガス供給量が減少したことに伴い、輸入総量が低水準で推移している。
 - 現在、貯蔵レベルは上昇しているが、ロシアからの供給量が回復しない場合、冬季需要に向けて義務付けられている貯蔵レベル（10/1時点で80%）を確保するためには、他の供給源から不足分を調達する必要がある。

*1 出所：BNetzA、Gas supply report、6月29日閲覧、<https://www.bundesnetzagentur.de/EN/Areas/Energy/Companies/SecurityOfSupply/GasSupply/start.html>

*2 ガス貯蔵レベル = 実際の貯蔵量 ÷ 貯蔵容量（総容量からクッションガスを除いた容量）

デロイト トーマツグループは、日本におけるデロイト アジア パシフィック リミテッドおよびデロイトネットワークのメンバーであるデロイト トーマツ合同会社ならびにそのグループ法人（有限責任監査法人トーマツ、デロイト トーマツ コンサルティング合同会社、デロイト トーマツ ファイナンシャルアドバイザー合同会社、デロイト トーマツ 税理士法人、DT 弁護士法人およびデロイト トーマツ コーポレート ソリューション合同会社を含む）の総称です。デロイト トーマツ グループは、日本で最大級のプロフェッショナルグループのひとつであり、各法人がそれぞれの適用法令に従い、監査・保証業務、リスクアドバイザー、コンサルティング、ファイナンシャルアドバイザー、税務、法務等を提供しています。また、国内約30都市に約1万7千名の専門家を擁し、多国籍企業や主要な日本企業をクライアントとしています。詳細はデロイト トーマツ グループ Web サイト（www.deloitte.com/jp）をご覧ください。

Deloitte（デロイト）とは、デロイト トウシュート マツ リミテッド（“DTTL”）、そのグローバルネットワーク組織を構成するメンバーファームおよびそれらの関係法人（総称して“デロイト ネットワーク”）のひとつまたは複数を指します。DTTL（または“Deloitte Global”）ならびに各メンバーファームおよび関係法人はそれぞれ法的に独立した別個の組織体であり、第三者に関して相互に義務を課しまたは拘束させることはありません。DTTL および DTTL の各メンバーファームならびに関係法人は、自らの作為および不作為についてのみ責任を負い、互いに他のファームまたは関係法人の作為および不作為について責任を負うものではありません。DTTL はクライアントへのサービス提供を行いません。詳細は www.deloitte.com/jp/about をご覧ください。

デロイト アジア パシフィック リミテッドはDTTLのメンバーファームであり、保証有限責任会社です。デロイト アジア パシフィック リミテッドのメンバーおよびそれらの関係法人は、それぞれ法的に独立した別個の組織体であり、アジア パシフィック における100を超える都市（オークランド、バンコク、北京、ハノイ、香港、ジャカルタ、クアラルンプール、マニラ、メルボルン、大阪、ソウル、上海、シンガポール、シドニー、台北、東京を含む）にてサービスを提供しています。

Deloitte（デロイト）は、監査・保証業務、コンサルティング、ファイナンシャルアドバイザー、リスクアドバイザー、税務、法務などに関連する最先端のサービスを、Fortune Global 500®の約9割の企業や多数のプライベート（非公開）企業を含むクライアントに提供しています。デロイトは、資本市場に対する社会的な信頼を高め、クライアントの変革と繁栄を促し、より豊かな経済、公正な社会、持続可能な世界の実現に向けて自ら率先して取り組むことを通じて、計測可能で継続性のある成果をもたらすプロフェッショナルの集団です。デロイトは、創設以来175年余りの歴史を有し、150を超える国・地域にわたって活動を展開しています。“Making an impact that matters”をパーパス（存在理由）として標榜するデロイトの約415,000名の人材の活動の詳細については、（www.deloitte.com）をご覧ください。



二次利用未承諾リスト

報告書の題名

令和4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（卸電力市
場、需給調整市場及び需給運用の在り
方に関する調査事業）調査報告書

委託事業名

令和4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（卸電力市
場、需給調整市場及び需給運用の在り
方に関する調査事業）

受注事業者名

有限責任監査法人トーマツ

頁	図表番号	タイトル
41	—	2022年10月以降のReserve Serviceの構成
46	—	エリア別LMP
47	—	送電会社のエリア単位
48	—	前日市場のLMP
57	—	ΔkW電源の分類
72	—	市場から得られる収入が発電コストを下回る場合 の費用補填の例（1/2）
73	—	市場から得られる収入が発電コストを下回る場合 の費用補填の例（2/2）
74	—	機会費用が発生する場合の例
75	—	費用補填額の電源種別内訳
91	—	風力発電の予測誤差の調整表
91	—	PVの予測誤差の調整表
92	—	Operating Reserve Demand Curve
92	—	シナリオ別の需要推移
96	—	Single Day-ahead Coupling（SDAC）
96	—	Single Intraday Coupling（SIDC）
97	—	欧州大の市場連携
121	—	NERCによる北米の各地域における2022年夏季の電 力需給予測
123	—	米国における2022年夏季の天然ガス需給予測およ び過去実績
128	—	電力需要予測（2～52週先）
132	—	ガス輸入総量（2022年）
132	—	ガス貯蔵レベル（2016-2022年）