



第2回 あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会
ー米国・欧州における市場設計についてー

目次

1. 米国の電力市場	
1.1. 電源構成（PJM）	3
1.2. 電力市場の全体像（PJM）	5
1.3. Self-schedule電源の運用方法（PJM）	13
1.4. DRの市場における取り扱い（PJM）	16
1.5. 揚水発電の取り扱い（PJM）	19
1.6. 再エネ電源の出力不確実性への対応（PJM）	21
1.7. 約定とインバランス（PJM、NYISO、CAISO）	23
1.8. （参考）電力市場の全体像（CAISO、NYISO）	29
2. 欧州の電力市場	
2.1. 欧州大の市場連携	32
2.2. 電力市場の全体像（英国、アイルランド、ドイツ）	35
3. 各国市場のまとめ	39

免責事項

本調査は、公開情報や提供された資料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。

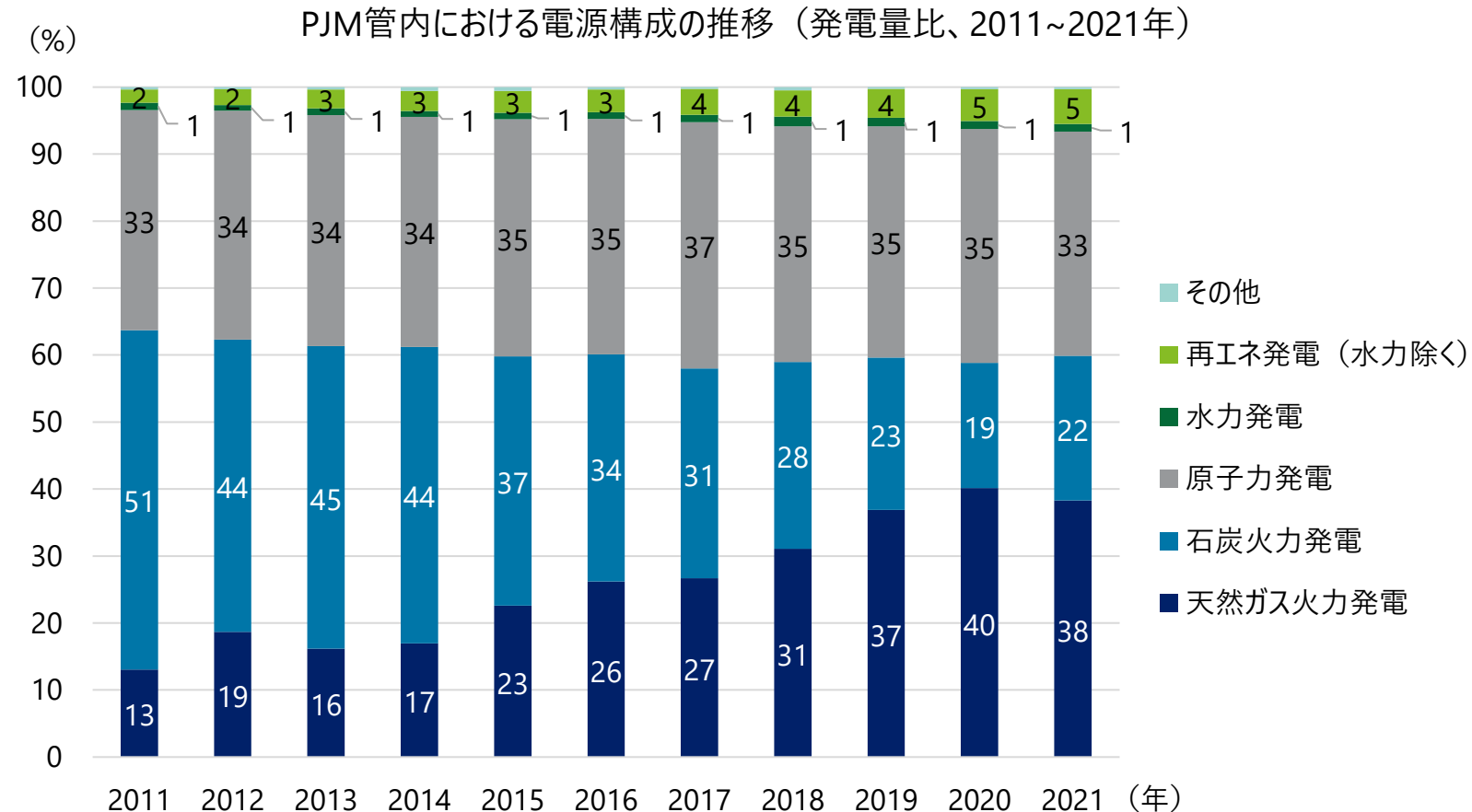
目次

1. 米国の電力市場	
1.1. 電源構成（PJM）	3
1.2. 電力市場の全体像（PJM）	5
1.3. Self-schedule電源の運用方法（PJM）	13
1.4. DRの市場における取り扱い（PJM）	16
1.5. 揚水発電の取り扱い（PJM）	19
1.6. 再エネ電源の出力不確実性への対応（PJM）	21
1.7. 約定とインバランス（PJM、NYISO、CAISO）	23
1.8. （参考）電力市場の全体像（CAISO、NYISO）	29
2. 欧州の電力市場	
2.1. 欧州大の市場連携	32
2.2. 電力市場の全体像（英国、アイルランド、ドイツ）	35
3. 各国市場のまとめ	39

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*1

米国(PJM) 



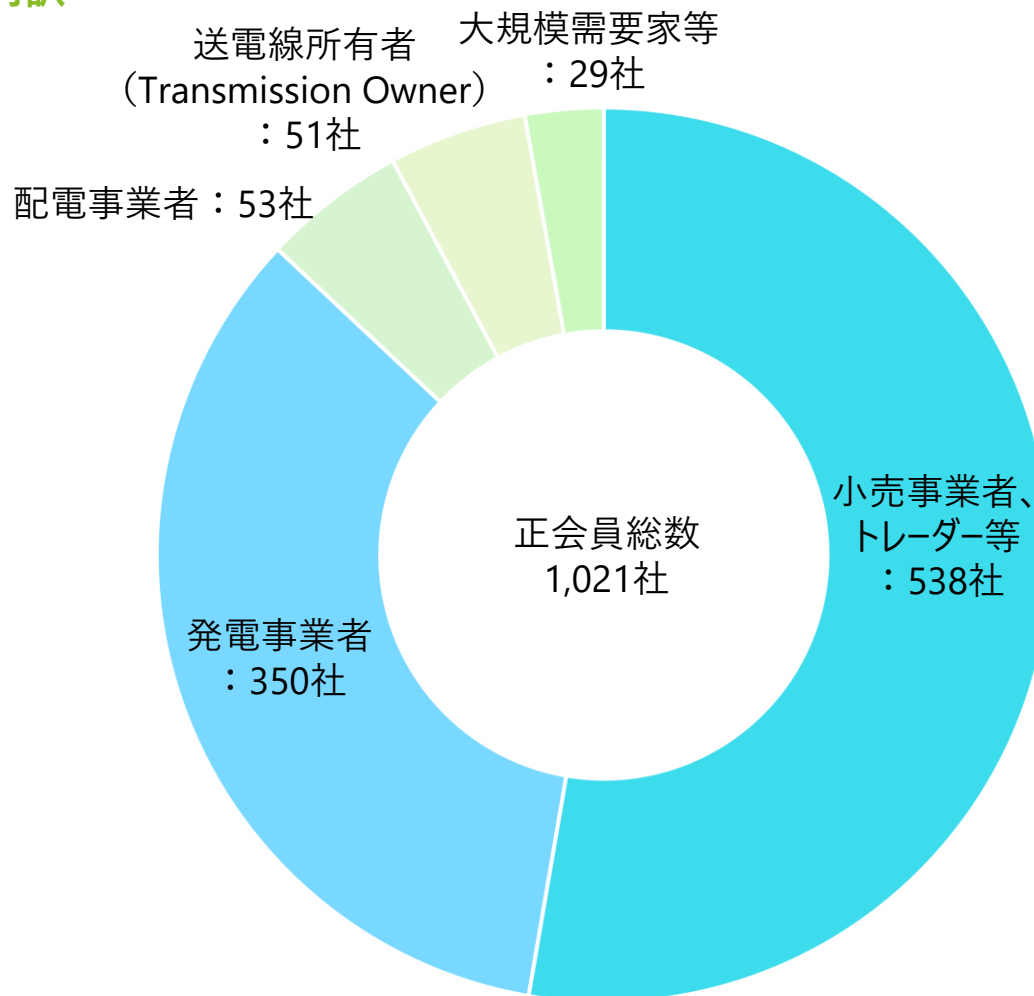
*1 出所：U.S. Energy Information Administration、SHORT-TERM ENERGY OUTLOOK DATA BROWSER、2022年8月閲覧、
https://www.eia.gov/outlooks/steo/data/browser/#/?v=22&f=A&s=&start=2017&end=2021&map=&ctype=linechart&motype=0&id=&linechart=N&GEPGEN_PJ~NUEPGEN_PJ~CLEPGEN_PJ~HVEPGEN_PJ~RNEPGEN_PJ~XXEPGEN_PJ&chartindexed=0を基にトーマツ作成

目次

1. 米国の電力市場	
1.1. 電源構成（PJM）	3
1.2. 電力市場の全体像（PJM）	5
1.3. Self-schedule電源の運用方法（PJM）	13
1.4. DRの市場における取り扱い（PJM）	16
1.5. 揚水発電の取り扱い（PJM）	19
1.6. 再エネ電源の出力不確実性への対応（PJM）	21
1.7. 約定とインバランス（PJM、NYISO、CAISO）	23
1.8. （参考）電力市場の全体像（CAISO、NYISO）	29
2. 欧州の電力市場	
2.1. 欧州大の市場連携	32
2.2. 電力市場の全体像（英国、アイルランド、ドイツ）	35
3. 各国市場のまとめ	39

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

PJM正会員の属性内訳*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、 Δ kW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、 Δ kW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*1

米国(PJM) 



*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

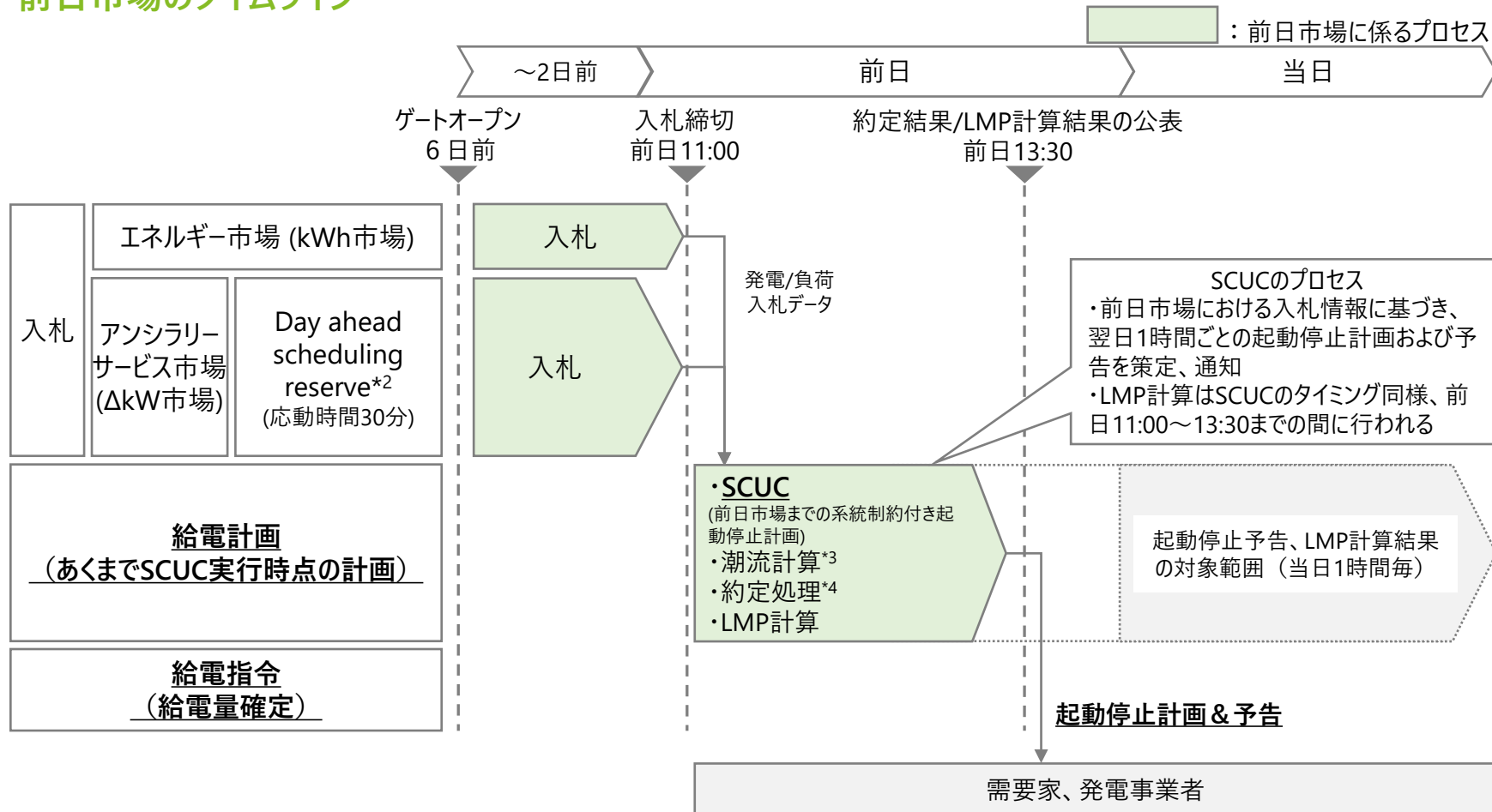
*7 Intermediate-Term Security Constrained Economic Dispatch、過去と現在のシステム情報から想定されるシナリオ下での系統制約付き給電指令の決定プロセス

*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

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*1

米国(PJM)



*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

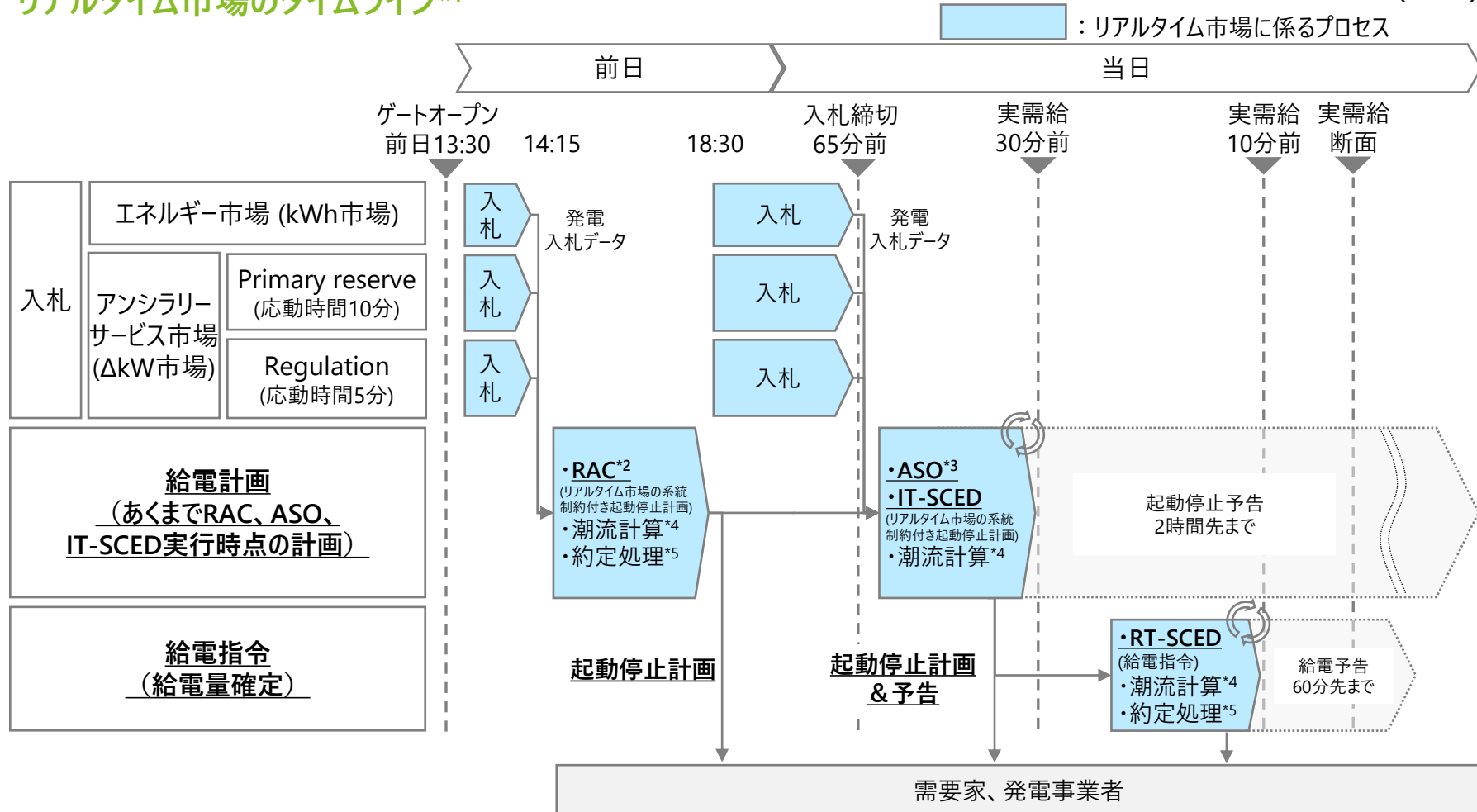
*3 発電設備、送電設備の容量等に関する制約条件の違反がある場合、再度制約確認が実行される

*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*1

米国(PJM)



*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

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

米国(PJM) 

- 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）
	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）
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>

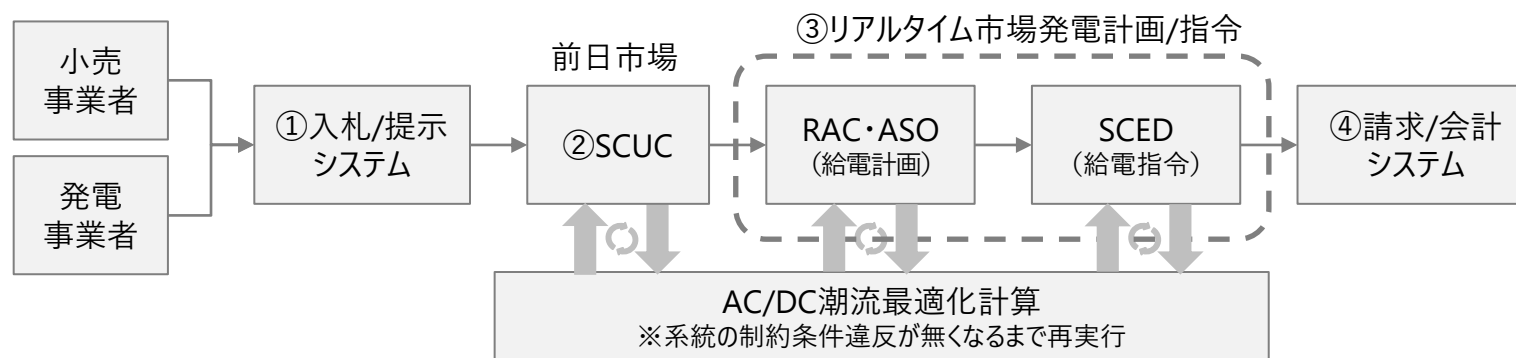
ISO/RTOによって市場運用と給電計画/指令の両方が行われ、潮流最適化による混雑管理等を実施した上で前日及びリアルタイム断面での給電計画/指令を決定する

市場における各プロセスの概要*1

米国(PJM) 

- 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

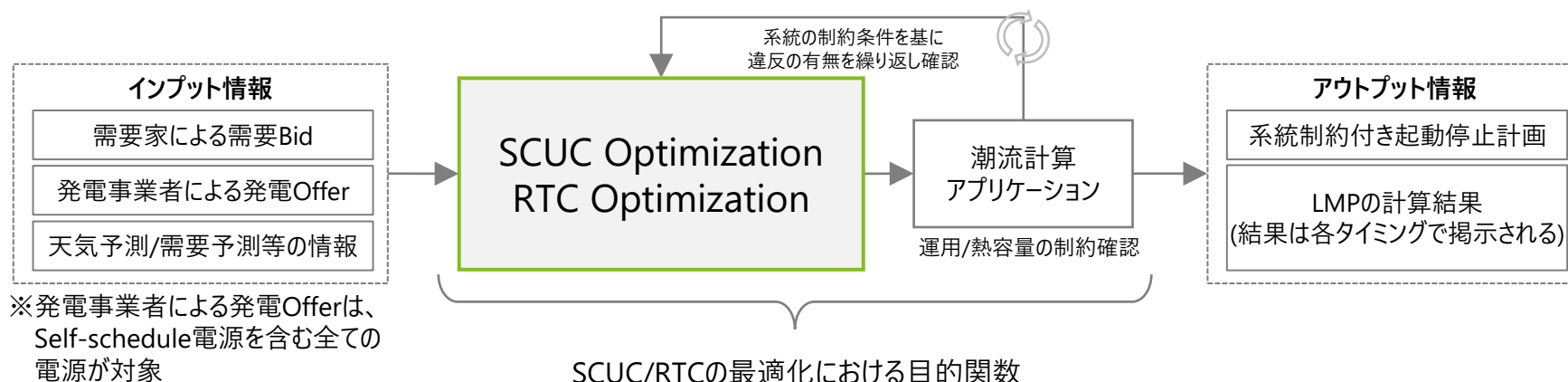
Self-schedule電源を含む全ての電源の発電Offer情報がSCUC/RTCへインプットされ、経済的に全体最適な起動停止計画と出力値がアウトプットされる

SCUC/RTCの最適化計算^{*1}

米国(参考：CAISO)



- 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。



※発電事業者による発電Offerは、Self-schedule電源を含む全ての電源が対象

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

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>

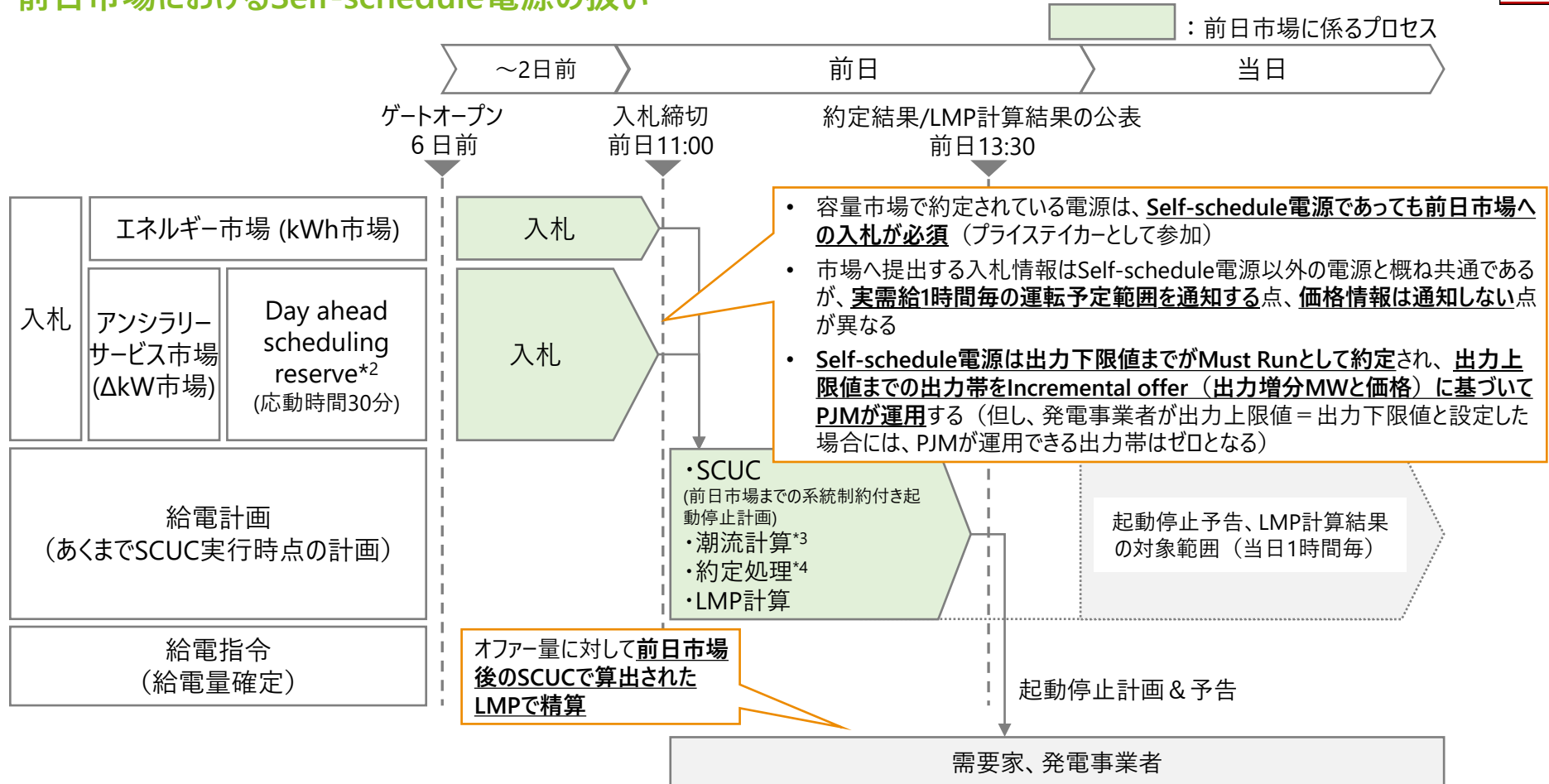
目次

1. 米国の電力市場	
1.1. 電源構成（PJM）	3
1.2. 電力市場の全体像（PJM）	5
1.3. Self-schedule電源の運用方法（PJM）	13
1.4. DRの市場における取り扱い（PJM）	16
1.5. 揚水発電の取り扱い（PJM）	19
1.6. 再エネ電源の出力不確実性への対応（PJM）	21
1.7. 約定とインバランス（PJM、NYISO、CAISO）	23
1.8. （参考）電力市場の全体像（CAISO、NYISO）	29
2. 欧州の電力市場	
2.1. 欧州大の市場連携	32
2.2. 電力市場の全体像（英国、アイルランド、ドイツ）	35
3. 各国市場のまとめ	39

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*1

米国(PJM) 



*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

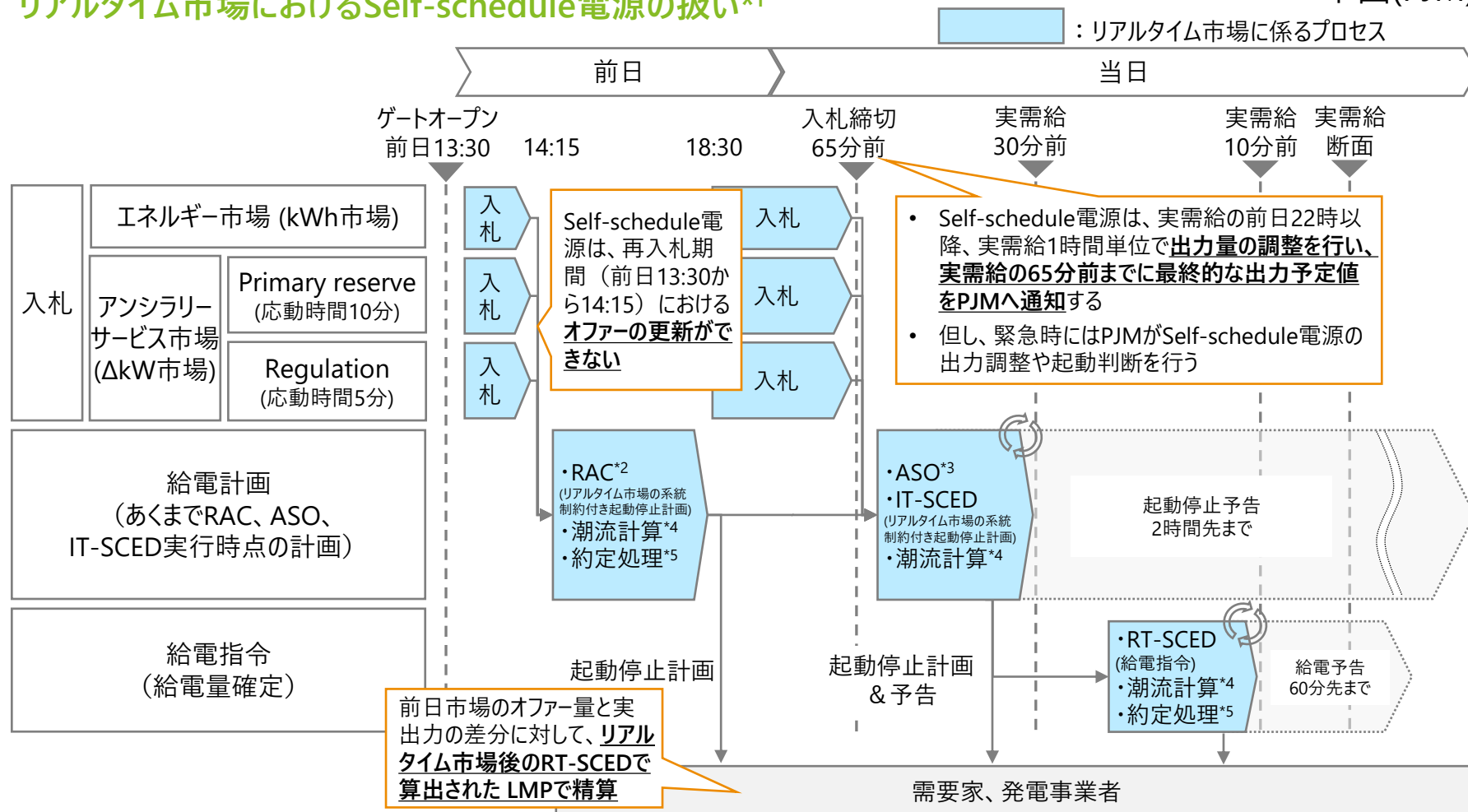
*3 発電設備、送電設備の容量等に関する制約条件の違反がある場合、再度制約確認が実行される

*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*1

米国(PJM)



*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

目次

1. 米国の電力市場	
1.1. 電源構成（PJM）	3
1.2. 電力市場の全体像（PJM）	5
1.3. Self-schedule電源の運用方法（PJM）	13
1.4. DRの市場における取り扱い（PJM）	16
1.5. 揚水発電の取り扱い（PJM）	19
1.6. 再エネ電源の出力不確実性への対応（PJM）	21
1.7. 約定とインバランス（PJM、NYISO、CAISO）	23
1.8. （参考）電力市場の全体像（CAISO、NYISO）	29
2. 欧州の電力市場	
2.1. 欧州大の市場連携	32
2.2. 電力市場の全体像（英国、アイルランド、ドイツ）	35
3. 各国市場のまとめ	39

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^{*1}

米国(PJM) 

- 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^{*1,2}

米国(PJM) 

入札項目	概要
<u>Incremental Cost (\$/MWh)</u>	■ 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）
<u>Shutdown Cost^{*3} (\$)</u>	■ 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
<u>最小停止時間 (Hour)</u>	■ 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>

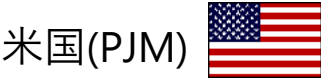
^{*3} 出所：PJM、Shutdown Costs for Demand Response Resources、2012年8月、p.2、<https://www.pjm.com/~media/committees-groups/subcommittees/cds/20120813/20120813-item-03b-shut-down-costs.ashx>

目次

1. 米国の電力市場	
1.1. 電源構成（PJM）	3
1.2. 電力市場の全体像（PJM）	5
1.3. Self-schedule電源の運用方法（PJM）	13
1.4. DRの市場における取り扱い（PJM）	16
1.5. 揚水発電の取り扱い（PJM）	19
1.6. 再エネ電源の出力不確実性への対応（PJM）	21
1.7. 約定とインバランス（PJM、NYISO、CAISO）	23
1.8. （参考）電力市場の全体像（CAISO、NYISO）	29
2. 欧州の電力市場	
2.1. 欧州大の市場連携	32
2.2. 電力市場の全体像（英国、アイルランド、ドイツ）	35
3. 各国市場のまとめ	39

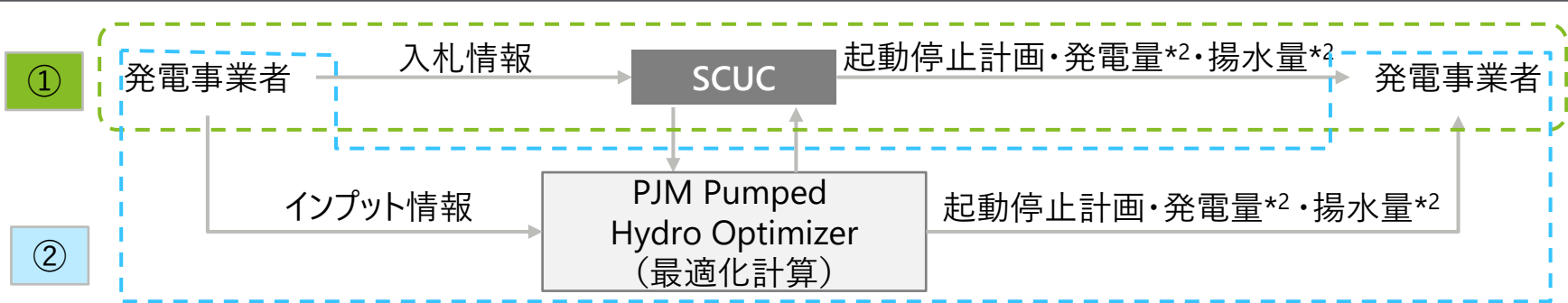
一般的に揚水発電は市場入札を通して運用が決定されているが、PJMが最適運用できる仕組みも導入されている

揚水発電の取り扱い*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

目次

1. 米国の電力市場	
1.1. 電源構成（PJM）	3
1.2. 電力市場の全体像（PJM）	5
1.3. Self-schedule電源の運用方法（PJM）	13
1.4. DRの市場における取り扱い（PJM）	16
1.5. 揚水発電の取り扱い（PJM）	19
1.6. 再エネ電源の出力不確実性への対応（PJM）	21
1.7. 約定とインバランス（PJM、NYISO、CAISO）	23
1.8. （参考）電力市場の全体像（CAISO、NYISO）	29
2. 欧州の電力市場	
2.1. 欧州大の市場連携	32
2.2. 電力市場の全体像（英国、アイルランド、ドイツ）	35
3. 各国市場のまとめ	39

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

米国(PJM、CAISO) 

再エネ電源の出力不確実性への対応

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

目次

1. 米国の電力市場	
1.1. 電源構成（PJM）	3
1.2. 電力市場の全体像（PJM）	5
1.3. Self-schedule電源の運用方法（PJM）	13
1.4. DRの市場における取り扱い（PJM）	16
1.5. 揚水発電の取り扱い（PJM）	19
1.6. 再エネ電源の出力不確実性への対応（PJM）	21
1.7. 約定とインバランス（PJM、NYISO、CAISO）	23
1.8. （参考）電力市場の全体像（CAISO、NYISO）	29
2. 欧州の電力市場	
2.1. 欧州大の市場連携	32
2.2. 電力市場の全体像（英国、アイルランド、ドイツ）	35
3. 各国市場のまとめ	39

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

米国(PJM、NYISO、CAISO) 

約定とインバランス

■ 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>

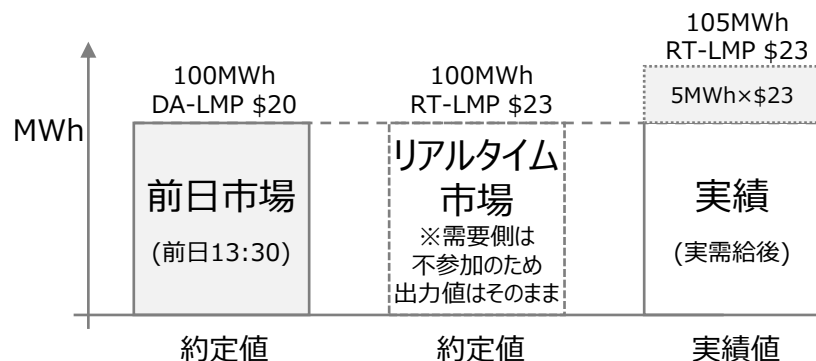
*5 出所：CAISO、Energy Imbalance Market Design Overview、2015年8月、http://www.oatiaoasis.com/PSEI/PSEIdocs/CAISO_PSE_EIM_Presentation_8.7.15.pdf

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*1（出力実績値 > DA*2出力約定値）

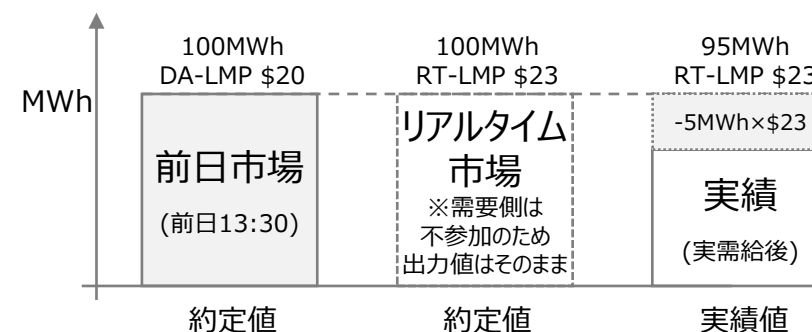
- 出力実績値が前日市場における出力約定値を上回った場合、需要側は不足分をRT*3-LMPを用いて支払う。



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 (\$)	$(20 \times 100) + 23 \times (105 - 100) = 2,115$	

需要側（DA出力約定値 > 出力実績値）

- 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 Day-Ahead、前日

*3 Real-Time、リアルタイム

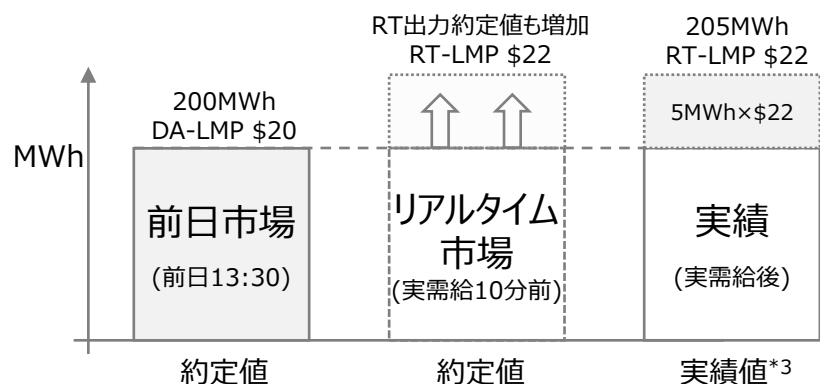
*4 需要側は前日市場の精算価格から余剰分を差し引いた形で支払う

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*1（出力実績値＞DA出力約定値）

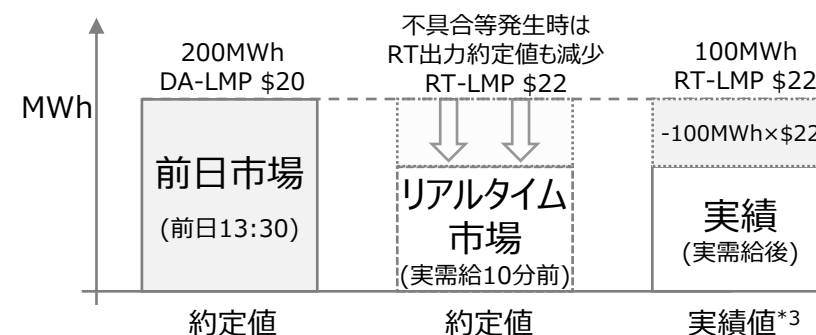
- 出力実績値が前日市場における出力約定値を上回った場合、発電側は余剰分をRT-LMPを用いて受け取る。



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 (\$)	$(20 \times 200) + 22 \times (205 - 200) = 4,110$	

発電側（DA出力約定値＞出力実績値）

- 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>

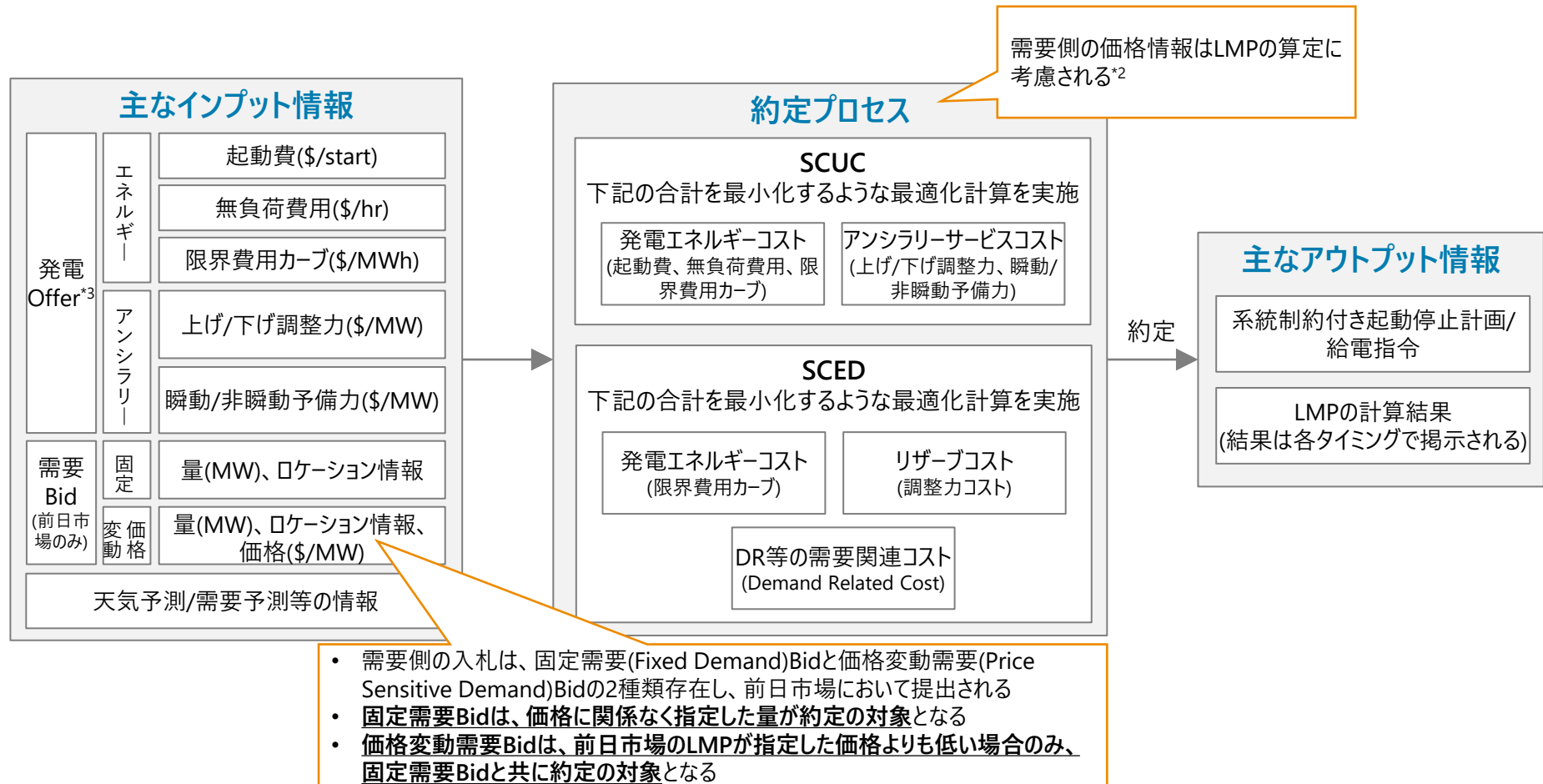
*2 PJMではIT-SCEDが実需給30分前に行われ、RT-SCEDが実需給10分前に5分毎実行されるため、不具合等が発生し前日市場の約定値から逸脱した場合、リアルタイム市場の約定にすぐさま反映される

*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

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

約定プロセス概要*1

米国(PJM) 



*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

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*1

米国(PJM) 

- 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。

LMP = System Energy Price (①システムプライス) + Congestion Cost (②混雑費用) + 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

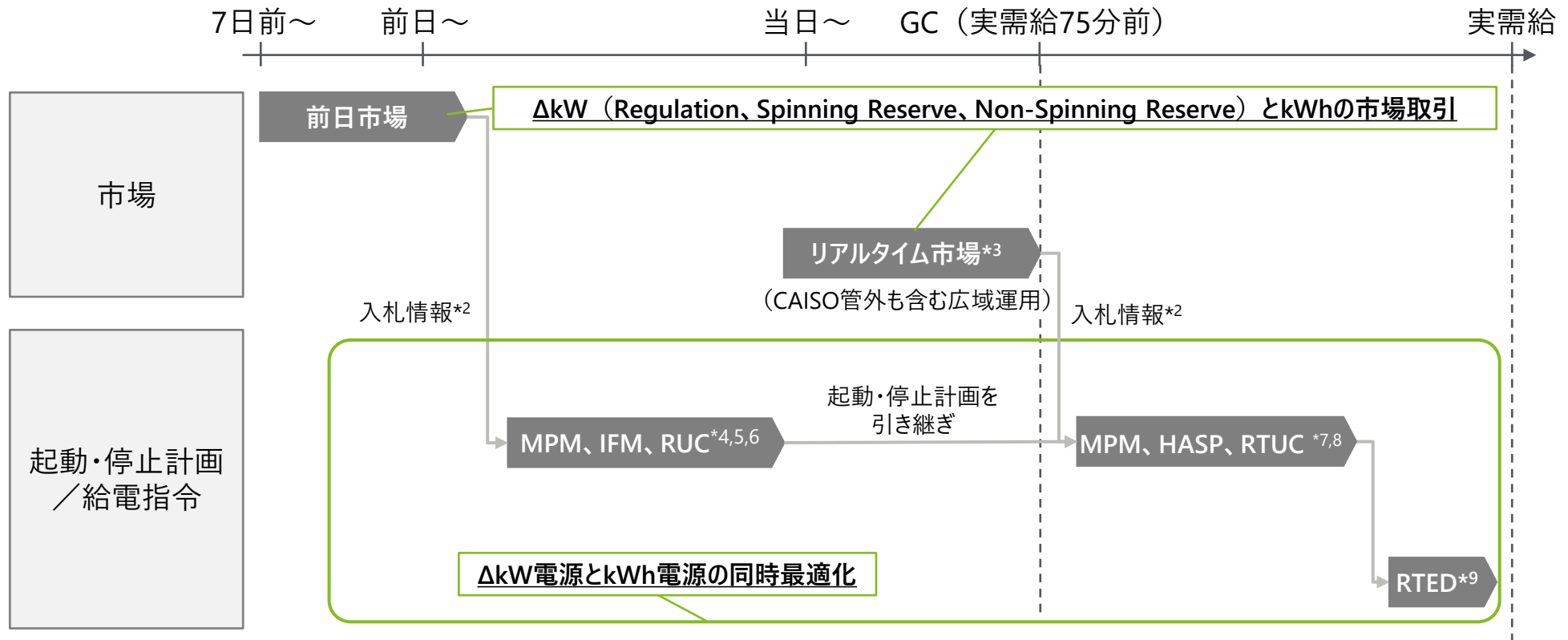
目次

1. 米国の電力市場	
1.1. 電源構成（PJM）	3
1.2. 電力市場の全体像（PJM）	5
1.3. Self-schedule電源の運用方法（PJM）	13
1.4. DRの市場における取り扱い（PJM）	16
1.5. 揚水発電の取り扱い（PJM）	19
1.6. 再エネ電源の出力不確実性への対応（PJM）	21
1.7. 約定とインバランス（PJM、NYISO、CAISO）	23
1.8. （参考）電力市場の全体像（CAISO、NYISO）	29
2. 欧州の電力市場	
2.1. 欧州大の市場連携	32
2.2. 電力市場の全体像（英国、アイルランド、ドイツ）	35
3. 各国市場のまとめ	39

CAISOの電力市場では、管外エリアも含む広域でリアルタイム市場を運用し、再エネ出力抑制の削減等を図る点、前日市場とリアルタイム市場の両市場でRegulation（調整力）とReserve（予備力）の市場取引を行う点が特徴である

米国(CAISO) 

電力市場の全体像*1



*1 出所：CAISO、Market processes and products、2022年9月閲覧、<http://www.caiso.com/market/Pages/MarketProcesses.aspx>

*2 発電事業者は、発電設備情報（起動・停止特性、出力上限等）、Start up cost、Minimum load cost、Transition costを前日市場及びリアルタイム市場へ提出する

*3 2014年からWestern Energy Imbalance Marketが運用され、CAISO管轄外も含む広域エリアの電力事業者が参加している

*4 Market Power Mitigation、ISOが各入札に対して市場支配力緩和テストを実施し、テストに不合格となった入札はあらかじめ決められた上限額に修正される

*5 Integrated Forward Market、予測需要に対応するために必要な発電量を確定するプロセス

*6 Residual Unit Commitment、当日稼働が必要になる発電設備を指定するプロセス

*7 Hour Ahead Scheduling Process、1時間毎の起動・停止計画作成プロセス

*8 Real Time Unit Commitment、15分毎の起動・停止計画作成プロセス

*9 Real Time Economic Dispatch、経済最適な系統制約付き給電指令の決定プロセス

NYISOの電力市場では、前日市場とリアルタイム市場の両市場でRegulation（調整力）とOperating Reserve（予備力）の市場取引を行う点が特徴である

電力市場の全体像*1

米国(NYISO) 



*1 出所：NYISO、Market Participants User's Guide、2021年10月、<https://www.nyiso.com/documents/20142/3625950/mpug.pdf>
NYISO、Manual 11 : Day ahead Day-Ahead Scheduling Manual、https://www.nyiso.com/documents/20142/2923301/dayahd_schd_mnl.pdf/0024bc71-4dd9-fa80-a816-f9f3e26ea53a
NYISO、Ancillary service manual、2022年6月、<https://www.nyiso.com/documents/20142/2923301/ancserv.pdf>

*2 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

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

*4 Real Time Commitment、更新された入札情報や再エネ予測情報に基づく主にFast-Start電源の15分毎系統制約付き起動・停止計画

*5 Real Time Dispatch、RTC結果や最新再エネ予測情報等に基づく5分毎系統制約付き給電指令の決定プロセス

*6 NYISOにおけるOperating reserveは10分、30分以内に応動可能なSpinning Reserves及びNon-Synchronized Reservedからなる

目次

1. 米国の電力市場	
1.1. 電源構成（PJM）	3
1.2. 電力市場の全体像（PJM）	5
1.3. Self-schedule電源の運用方法（PJM）	13
1.4. DRの市場における取り扱い（PJM）	16
1.5. 揚水発電の取り扱い（PJM）	19
1.6. 再エネ電源の出力不確実性への対応（PJM）	21
1.7. 約定とインバランス（PJM、NYISO、CAISO）	23
1.8. （参考）電力市場の全体像（CAISO、NYISO）	29
2. 欧州の電力市場	
2.1. 欧州大の市場連携	32
2.2. 電力市場の全体像（英国、アイルランド、ドイツ）	35
3. 各国市場のまとめ	39

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）

欧州



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)



Note: Luxembourg is part of the Amprion Delivery Area. Market participants in Luxembourg have access to SIDC through the Amprion Delivery Area.

*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）

欧州



	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					

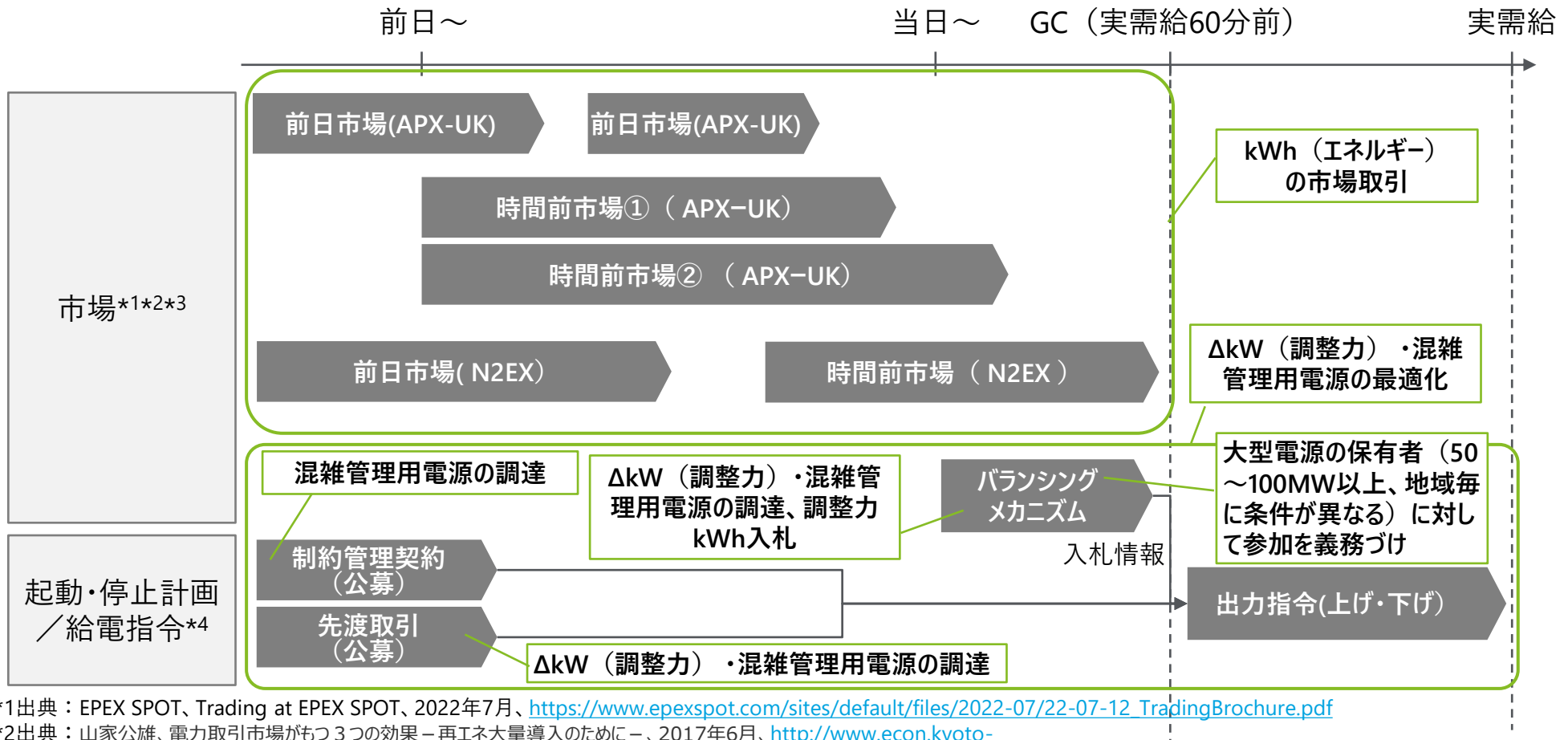
*1 出所：ENTSO-Eの公開情報を基にトーマツ作成

目次

1. 米国の電力市場	
1.1. 電源構成（PJM）	3
1.2. 電力市場の全体像（PJM）	5
1.3. Self-schedule電源の運用方法（PJM）	13
1.4. DRの市場における取り扱い（PJM）	16
1.5. 揚水発電の取り扱い（PJM）	19
1.6. 再エネ電源の出力不確実性への対応（PJM）	21
1.7. 約定とインバランス（PJM、NYISO、CAISO）	23
1.8. （参考）電力市場の全体像（CAISO、NYISO）	29
2. 欧州の電力市場	
2.1. 欧州大の市場連携	32
2.2. 電力市場の全体像（英国、アイルランド、ドイツ）	35
3. 各国市場のまとめ	39

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



*1出典：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出典：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

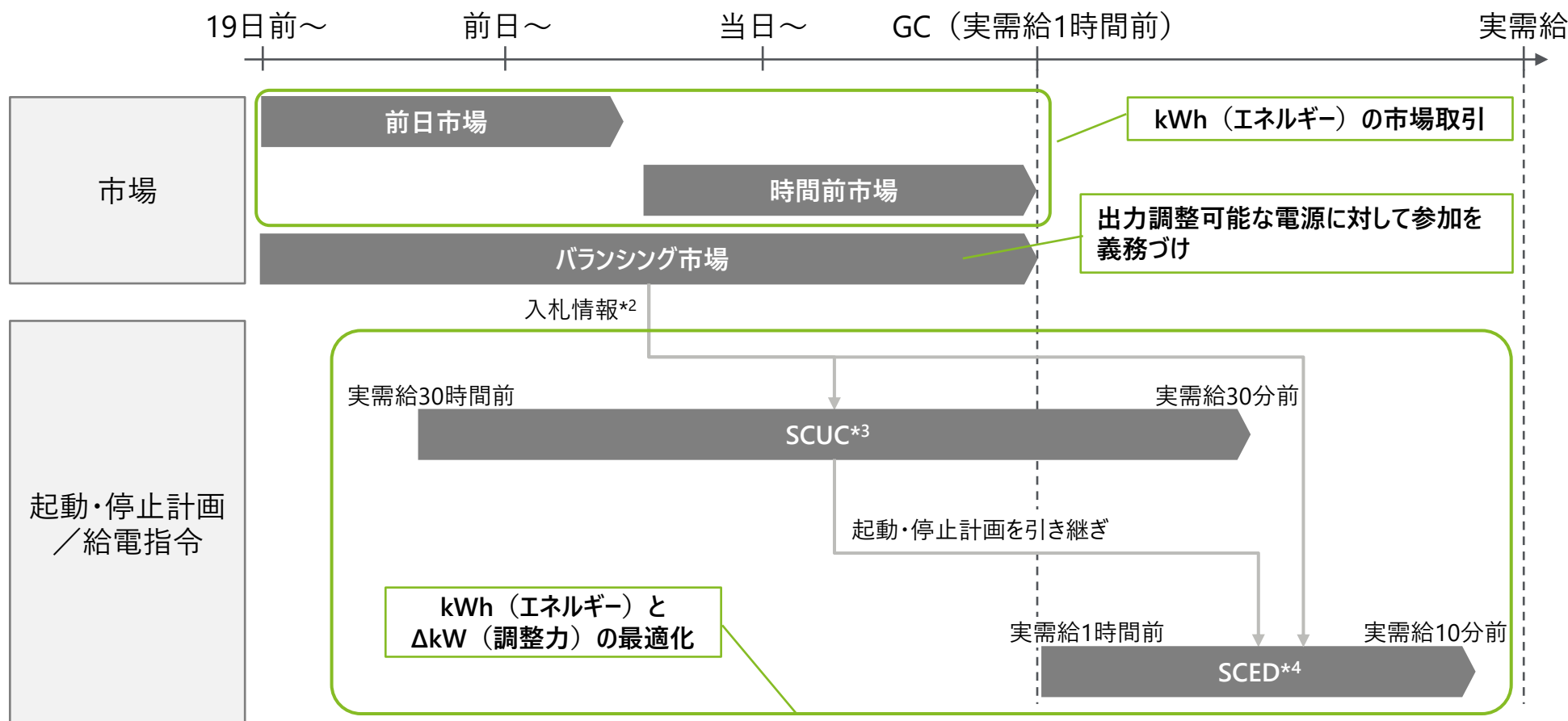
*3出典：Elexon、What is the balancing mechanism、<https://www.elexon.co.uk/knowledgebase/what-is-the-balancing-mechanism/>

*4出典：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シング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

各国の概要（アイルランド）*1

アイルランド 



*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>

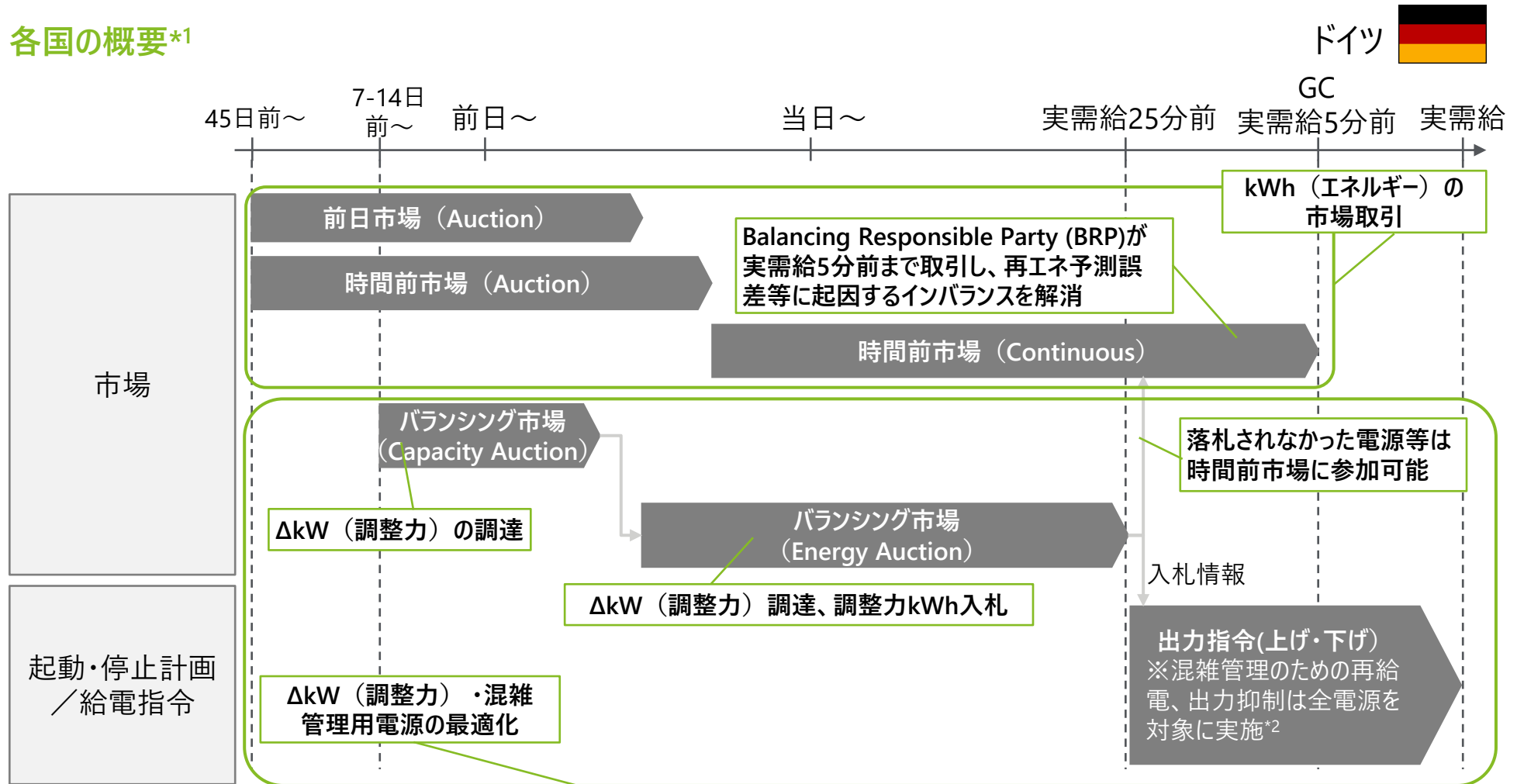
*2 発電事業者は、前日・時間前市場の結果を反映した発電計画、発電設備情報（起動・停止特性、出力上限等）、Three-part offer情報をバランシング市場へ提出する

*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

各国の概要*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）

目次

1. 米国の電力市場	
1.1. 電源構成（PJM）	3
1.2. 電力市場の全体像（PJM）	5
1.3. Self-schedule電源の運用方法（PJM）	13
1.4. DRの市場における取り扱い（PJM）	16
1.5. 揚水発電の取り扱い（PJM）	19
1.6. 再エネ電源の出力不確実性への対応（PJM）	21
1.7. 約定とインバランス（PJM、NYISO、CAISO）	23
1.8. （参考）電力市場の全体像（CAISO、NYISO）	29
2. 欧州の電力市場	
2.1. 欧州大の市場連携	32
2.2. 電力市場の全体像（英国、アイルランド、ドイツ）	35
3. 各国市場のまとめ	39

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

各国電力市場の特徴

：市場の効率的な運用に寄与するもの

	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 エネルギー市場と調整力ΔkW市場は同一市場、SCUCで最適化	なし エネルギー市場と調整力ΔkW市場は別	あり （混雑管理とGC後の需給調整のみ） balancing市場は全電源が参加、SCUCで最適化	なし エネルギー市場と調整力ΔkW市場は別	なし 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 エネルギー市場と調整力kWh市場は同一市場、SCEDで最適化	あり （混雑管理とGC後の需給調整のみ） 大型の電源はbalancingメカニズムに参加	あり （混雑管理とGC後の需給調整のみ） balancing市場は全電源が参加、SCEDで最適化	なし —	なし —
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

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都市以上に1万5千名を超える専門家を擁し、多国籍企業や主要な日本企業をクライアントとしています。詳細はデロイト トーマツ グループ Web サイト（www.deloitte.com/jp）をご覧ください。

Deloitte（デロイト）とは、デロイト トウシュート 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345,000名のプロフェッショナルの活動の詳細については、（www.deloitte.com）をご覧ください。

