

同時市場における特殊なリソース (DER) の取扱いについて

2025年5月20日

資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関

- 第5回本検討会（2023年12月27日）において、同時市場におけるDRの取扱いについて取引形態（市場向けDR・市場外DR）毎に論点を整理し、具体的な検討を行った。
- 第13回本検討会（2024年9月25日）中間とりまとめでは、将来の電力市場においては「DER」（Distributed Energy Resources：分散型エネルギー源）の増加が想定されることから、DRのみならず、DER全体について、入札やアグリゲーションの方法・規律等について、諸外国の事例も踏まえ、議論を行っていくことが重要としたところ。
- また、過去議論から、DERはその規模からローカル系統以下に接続されることが多く、同時市場で直接取り扱えないローカル系統混雑との協調（両立）が重要となるため、これらの課題整理も必要と考えられる。
- 今回、海外事例等を参考に、同時市場におけるDERの取扱いについて詳細検討を行ったため、ご議論いただきたい。

6.1 特殊な電源の取扱い

【DER】

- 将来の電力市場においては、いわゆる「DER」(Distributed Energy Resources、分散型エネルギー源。本検討会では変動性再エネ、蓄電池、DR等を想定)の増加が想定される。DERについては、小規模なリソースが分散しているため、市場参加については複数のリソースを組み合わせた(アグリゲーション)入札が想定される。従来型の大規模電源とは、小規模かつ分散している点、系統接続の電圧階級が様々存在している点等異なる性質を有していると考えられ、DERについても、同時市場における取扱いを議論する必要があると考えられる。
- 本検討会においては、関連する論点として、DR(需要側リソース)の取扱いについて、市場において売買を行う「市場向けDR(Explicit DR)」とBG内やBehind-the-meter(BTM)で取引が閉じる「市場外DR(Implicit DR)」があると整理するとともに、以下のような論点について議論したところ。

<市場向けDR(Explicit DR)>

- DRの入札情報(売り入札・買い入札・ ΔkW)、価格規律(プライスベースの可否)
- DRの入札方法(売り・買い)に応じた約定ロジック(SCUC・SCED)の取扱い
- kWh取引と ΔkW 取引におけるDRのベースラインの取扱い
- DRのアグリゲーションの規律(最低入札量の在り方等)

<市場外DR(Implicit DR)>

- 市場取引を可能化・促進するための環境整備、需給ひっ迫時等の情報提供の在り方

103

6.1 特殊な電源の取扱い(続き)

- DRのみならず、DER全体について、同様に、入札やアグリゲーションの方法・規律等について、引き続き議論を行うことが重要と考えられる。
- この点、DERの入札については、諸外国においても、入札規律等に関する議論が進んでいるところ。例えば、米国FERC(Federal Energy Regulatory Commission、米国連邦エネルギー規制委員会)のOrder No.2222(※)では、DERの電力市場への参入促進に関する記載がなされている。FERCは、DERの例として、蓄電池システムや屋根置き太陽光、スマートサーモスタットのような電力利用を削減できる商品、EVなど様々な例を挙げている。

※参照：FERC HP (<https://www.ferc.gov/ferc-order-no-2222-explainer-facilitating-participation-electricity-markets-distributed-energy>) [2024年5月8日アクセス]

- FERCは各RTO/ISOに対して、市場参加の障壁を取り除くように要求しており、具体的には、より低い最小入札容量要件を設定することや、混雑管理のため地理的な入札単位などが論点。

- 我が国においても、DERの市場参入の促進と計算時間等の技術的な要件のバランスを考えつつ、諸外国の事例も踏まえ、同時市場におけるDERの各種規律等の議論を行っていくことが重要であると考えられる。

104

第11回本検討会（2024年8月19日）（議題3）市場価格算定方法（検証B）の中間取りまとめについて

（市村オブザーバー）

- 同時市場の論議は上位2系統が前提になっておりますが、**本当に混雑が発生する蓋然性が高まる場合はローカル系統、および配電系統**となり、そこから逆潮が発生した場合は系統全体に影響が及ぶわけで、やはり同時市場の論議だけではなかなか解決し得ない問題が出てくるのかなと思います。

（事務局：下根マネージャー）

- 現行の同時市場は、システム制約的なことも含めて、上位2電圧を見るのが限界だということもございます。そのような意味でローカル系の混雑、そのようなところとの連系が必要になってくるというご示唆は、そのとおりかなと思ってございます。**ローカルとどのように協調していくのか、しっかり課題認識した上で今後やっていきたい**と考えております。

第13回本検討会（2024年8月19日）（議題1）本検討会における今後の検討について

（市村オブザーバー）

- 同時市場が再エネをいかに活かし切るのか、系統混雑も回避していくのか、そういう主目的でわれわれは導入することを前提に議論していました。ただ、これがあくまでも上位系統の話であり、実は再エネが大量導入されて結節されてくるというのは、ローカル系統のほうに入ってくるということになるわけですね。われわれは制度設計にエアポケットをつくってはならないと思っており、その場合は今同時市場で議論している上位系統でしょうか、同時市場とLMPを組み合わせでディールするものと、今度ローカル系統以下、どのようにバランシングさせていくのか、これを分けて考えていかなくてはなりません。その前に**事業者目線ですと、やはりバランシンググループ側の小売事業者と需要側を束ねて、極力出力制御を回避し得るアグリゲーターの存在は、重要になってくる**と思っています。

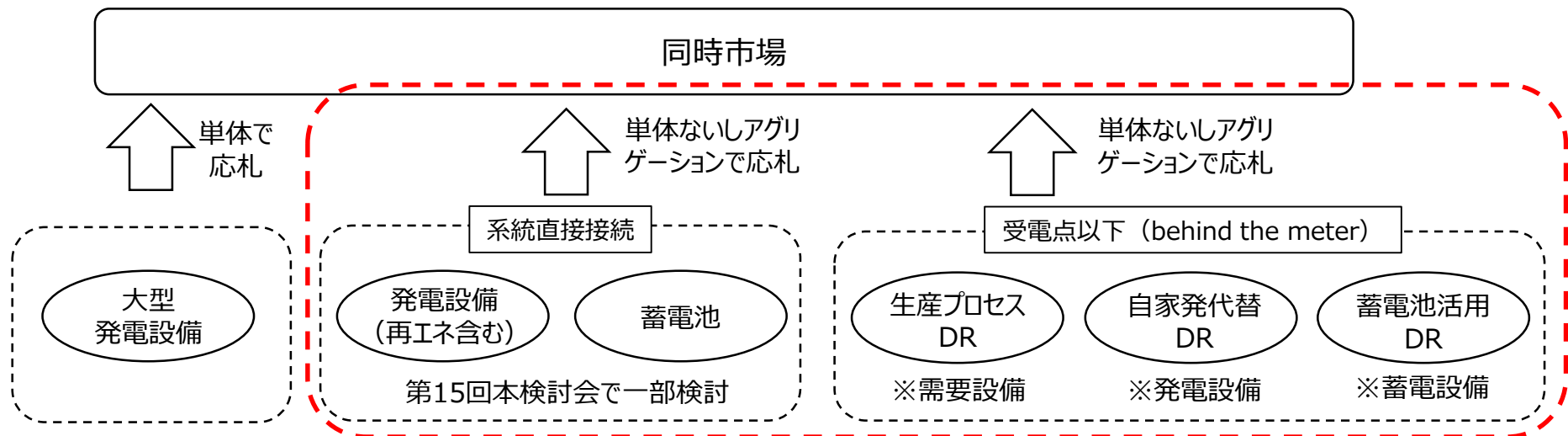
（事務局：長窪調整官）

- 同時市場について、特に**再エネがローカル系統に入ってくることも踏まえると、その点も踏まえて全体像の提示が必要である**と思っています。同時市場は上位2系統、上位2電圧の基幹系統を取り扱っていくということを今のところ想定しておりますから、ローカル系統の混雑管理といったことについては、直接同時市場でやることではございません。他方で、**同時市場とローカル系統の混雑管理というのを、どのように両立させていくかというのは確かに難しい問題であって（中略）そういった点についても若干この検討会でもそのイメージをお示しすることができたら望ましい**と、ご指摘を伺って考えたところでございます。

- 1． DERとDRの違いを踏まえた論点整理
- 2． DER・DR共通論点に関する検討
- 3． DR個別論点に関する検討
- 4． ローカル系統混雑との協調（同時市場との両立）
- 5． まとめと今後の進め方

- 1． DERとDRの違いを踏まえた論点整理
- 2． DER・DR共通論点に関する検討
- 3． DR個別論点に関する検討
- 4． ローカル系統混雑との協調（同時市場との両立）
- 5． まとめと今後の進め方

- 特殊なリソース（DER）の取扱いを検討するにあたり、まずもって「DER」と「DR」の違い（定義）について確認する。
 - DER（Distributed Energy Resources：分散型エネルギーリソース）：DSR（需要家側エネルギーリソース）に加えて、系統に直接接続される発電設備、蓄電池を総称するもの
 - DR（Demand Response：デマンドリスポンス）：DSR（需要家側エネルギーリソース）の所有者もしくは第三者が、DSR（需要家側エネルギーリソース）を制御することで、電力需要パターンを変化させること
 - DSR（Demand Side Resources：需要家側エネルギーリソース）：需要家の受電点以下（behind the meter）に接続されているエネルギーリソース（発電設備、蓄電設備、需要設備）を総称するもの
- つまり、DR（正確にはDSR）はDERに包含され、主に受電点以下（behind the meter）か否かが差異となり、小規模（分散型）故にアグリゲーションによって応札を図ることが多いのは共通となる。

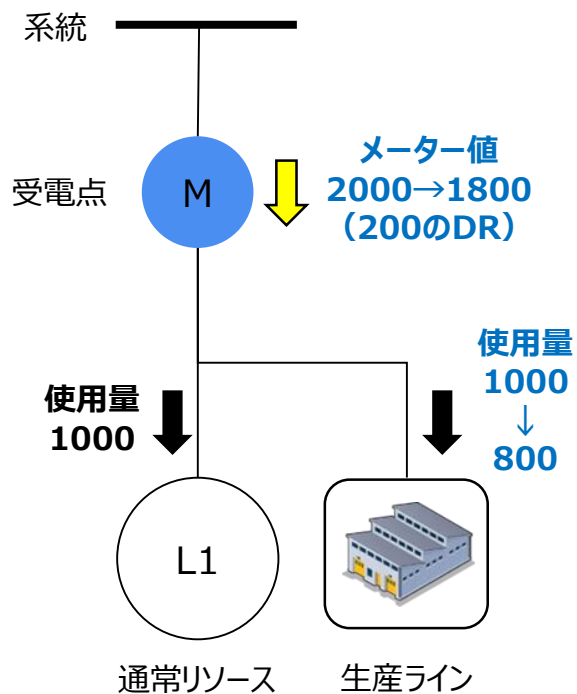


今回 (DER) の検討対象

- 第3回本検討会資料5（エナジープールジャパン株式会社）を参考にとすると、DRのリソース種別としては、下図のとおり、「生産プロセスDR」・「自家発代替DR」・「蓄電池活用DR」等が存在しており、それらの大半が電力メーター（受電点）より需要家側に存在する「Behind-the-meter（BTM）」の設備形態となる。

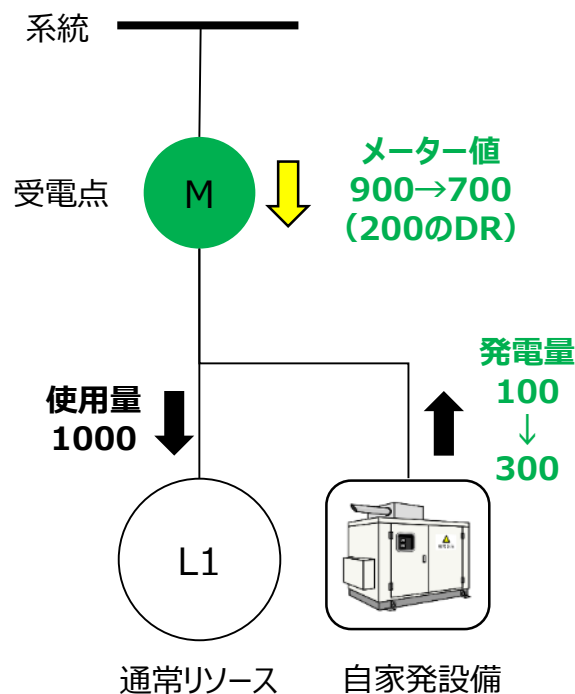
生産プロセスDR

生産ライン減産など電気使用量の抑制



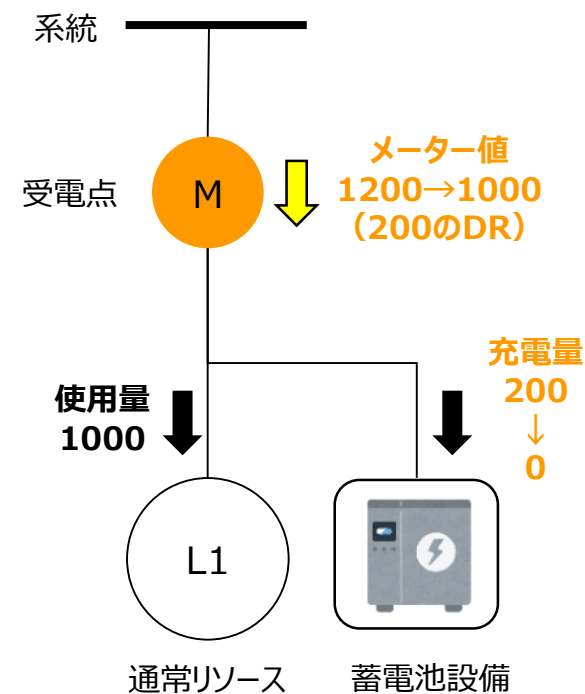
自家発代替DR

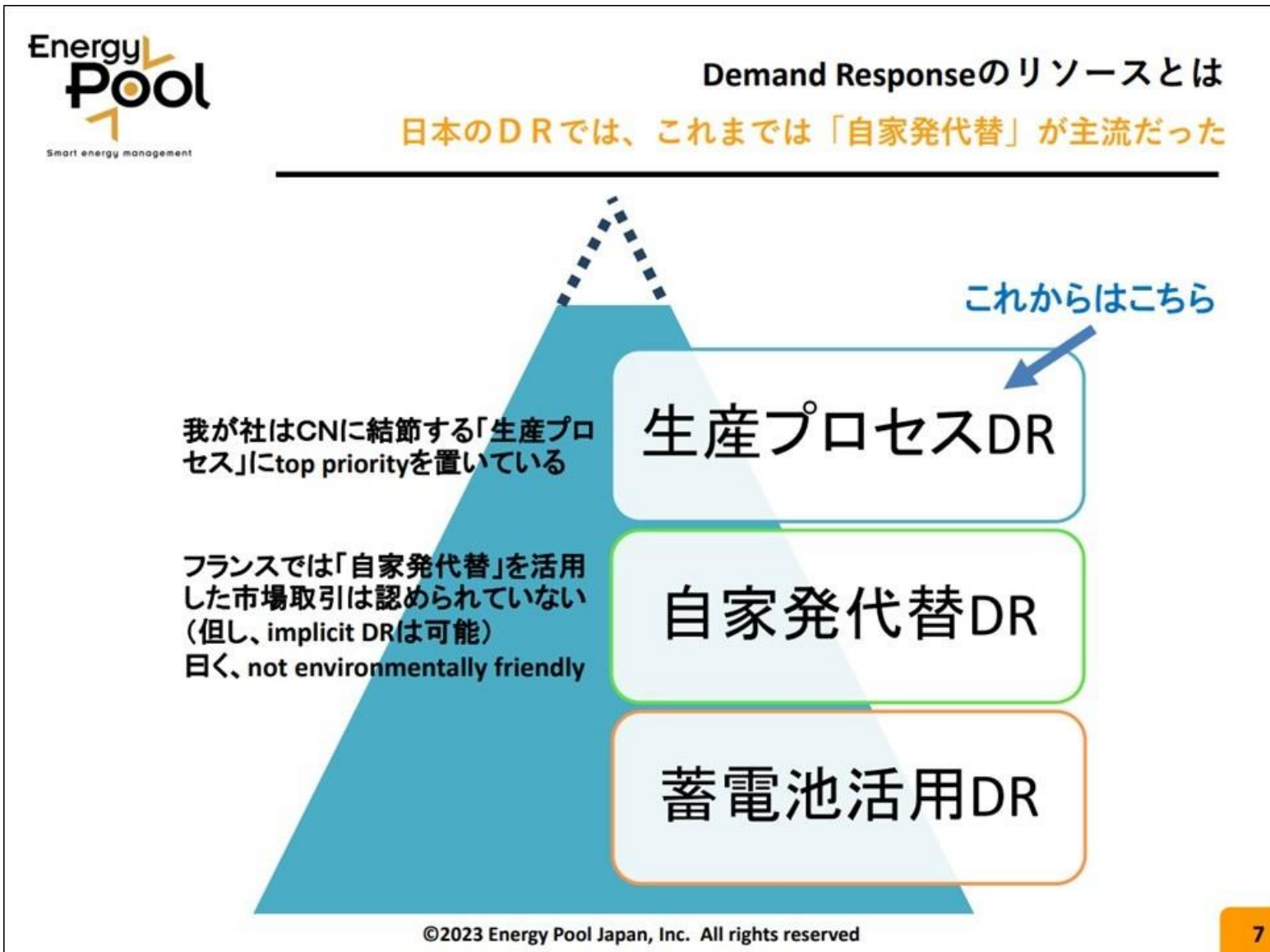
自家発出力増による電気使用量の抑制



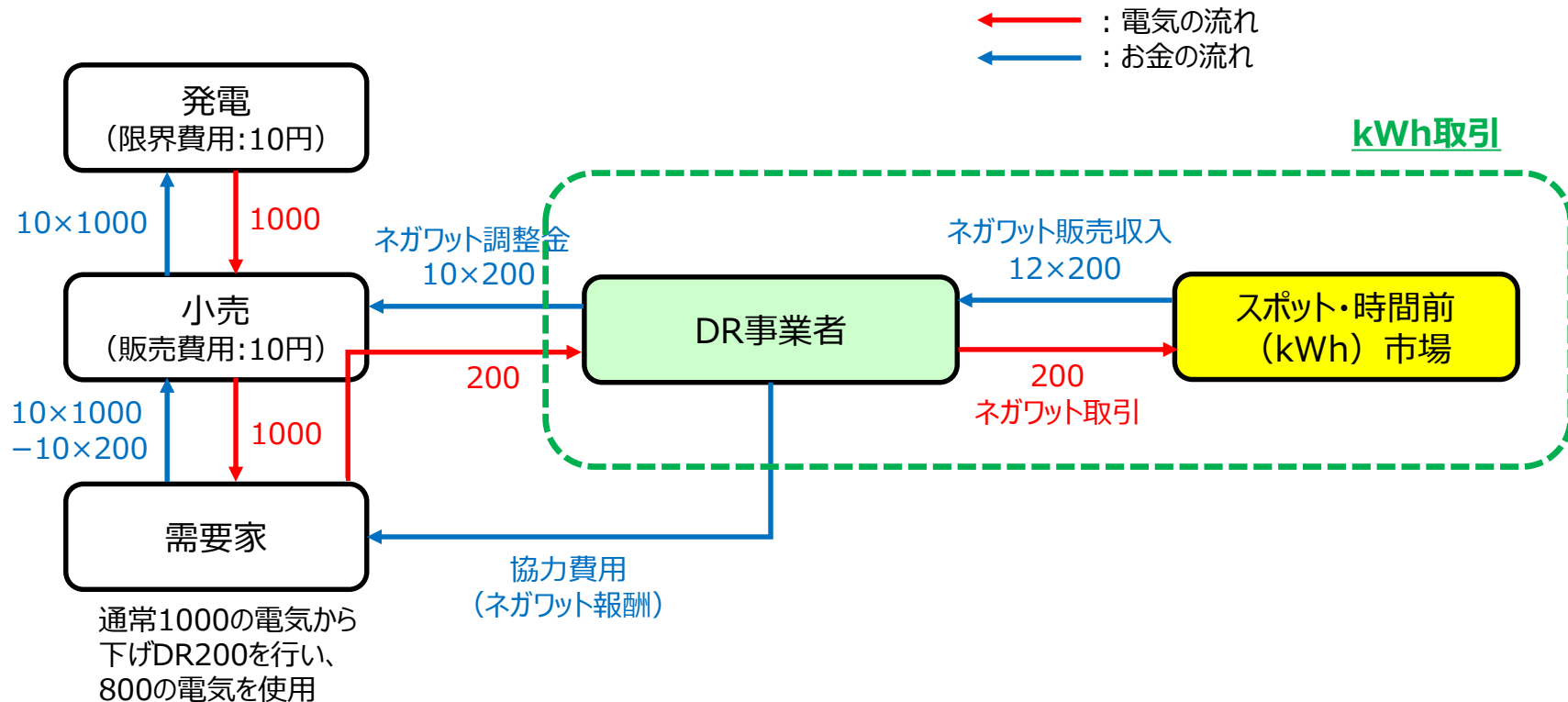
蓄電池活用DR

蓄電池放電増・充電減による電気使用量の抑制

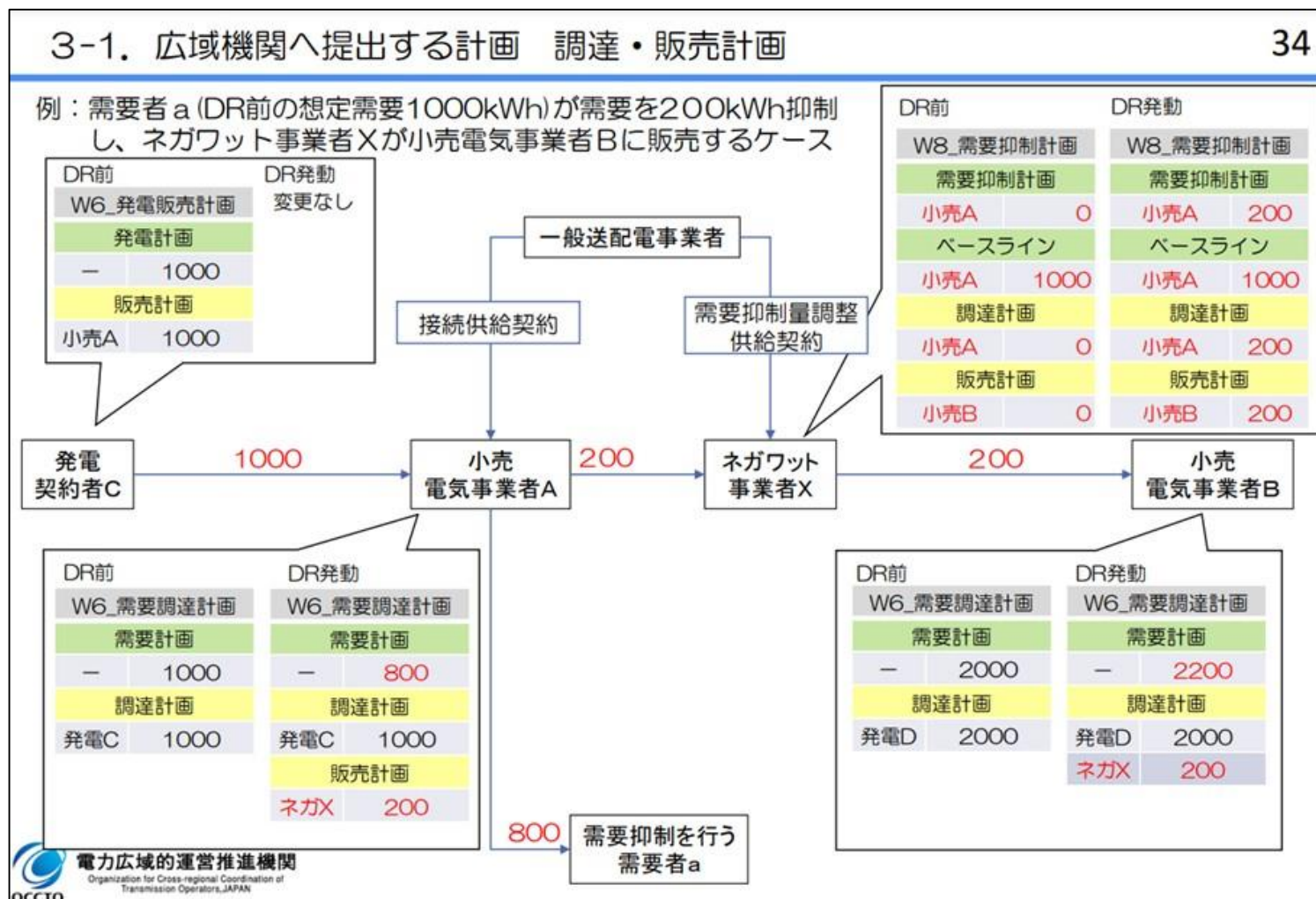




- DR取引形態としては、市場向けDR (Explicit DR) を通じ、スポット・時間前 (kWh) 市場価格高騰時に下げDR量を売電 (または購入量を抑制) することに伴う収益確保、あるいは、スポット・時間前 (kWh) 市場価格下落時に購入量を増加 (上げDRを実施) することに伴う収益確保といった取引が考えられる。

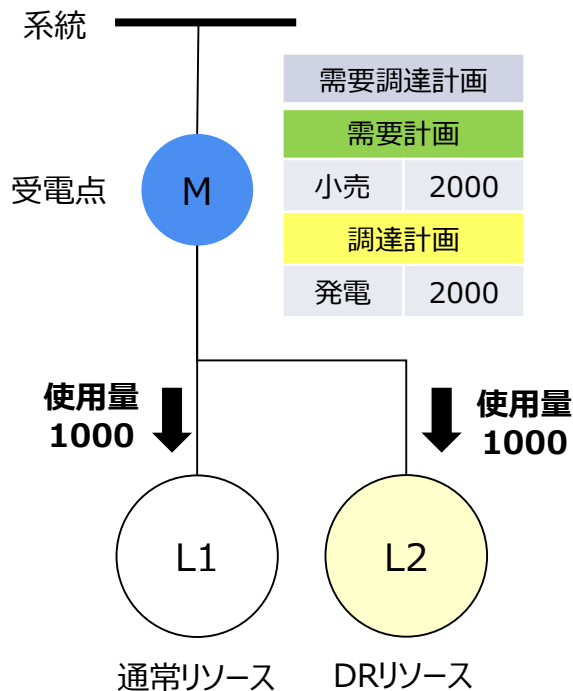


- ネガワット（DR）事業者は「調達計画」「販売計画」以外に、「ベースライン（DRを実施しなかった場合を想定した需要家の需要推計値）」および「需要抑制計画（ベースラインからの需要抑制量の計画値）」を提出する。

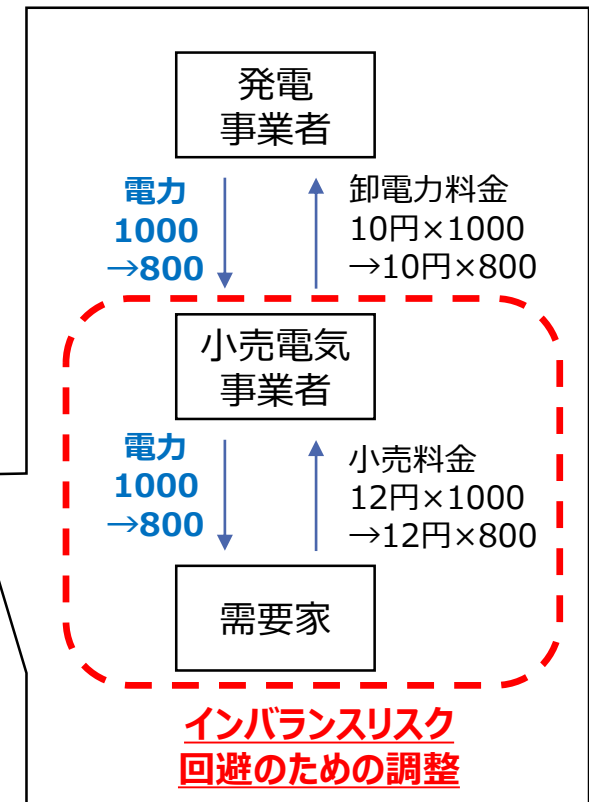
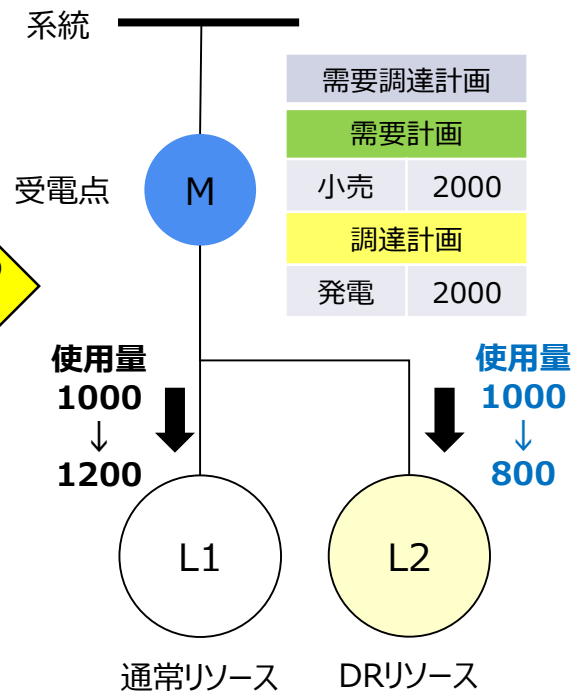


- 次に、DR取引形態における市場外DR (Implicit DR) としては、例えば、前日取引 (kWhバランス策定) 後、需要上振れ時の下げDR、または需要下振れ時の上げDR等、Balancing Group (BG) 内でクローズするようなインバランスリスク回避 (同時同量達成) のための取引形態が考えられる。

<前日取引後 (DR前)>



<GC時点 (DR後)>

通常リソースの
需要上振れ

- 第5回検討会（2023年12月27日）において、同時市場でのDRの取扱いにおける論点を整理した。
- これらは、小規模（分散型）リソースに関する「DER・DR共通論点」と、受電点以下（behind the meter）に関する「DR個別論点」に分かれるため、それぞれ海外事例等も参考に、具体的な検討を進めることとした。

DRの取引形態		項目	論点	
市場向けDR (Explicit DR)	kWh取引 ΔkW取引	入札情報	【論点①-1】 DRのkWh市場への入札情報は何か必要か 【論点①-2】 DRのΔkW市場への入札情報は何か必要か 【論点①-3】 kWh市場かΔkW市場か入札指定可能な仕組みとするか	DER・DR 共通論点
		価格規律	【論点②】 DRにプライスベースでの入札を認めるか	
		入札の扱い	【論点③】 下げDR・上げDRの買い入札・売り入札の扱い	DR 個別論点
		その他	【論点④】 同時市場におけるベースラインはどのように設定するか 【論点⑤】 同時市場においてアグリゲーションをどのように扱うか	DER・DR 共通論点
市場外DR (Implicit DR)	インバランス調整 (同時同量達成)	把握の 必要性	【論点⑥】 TSOから把握できないDRをどのように扱うか	DR 個別論点

- 日本の同時市場におけるDERの取扱いを検討するため、まずもって米国のPJM・NYISO・CAISOにおける取扱いについて、デスクトップリサーチ・ヒアリングを通じて確認を行った。

【日程】

2024/10/9

2024/11/21～11/24

【調査先】

- ・PJM (WEBヒアリング)
- ・NYISO (WEBヒアリング)
- ・CAISO (デスクトップリサーチ)

【調査項目※】

- ・需要側の入札・精算方法
- ・市場の約定価格
- ・小規模リソースの取扱い
- ・送電ロスの取扱い

※ デスクトップリサーチ含む



注) ヒアリングで得られた情報については、できる限り編集を加えず、資料を作成しているため、ニュアンスの違い等により、北米の各機関 (PJM・NYISO・CAISO) 等が公表している資料と比較し、内容の解釈や粒度等に差が生じている場合がある。

- 北米では、第12回本検討会（2024年9月25日）にてお示したとおり、FERCのOrder No.719・No.841・No.2222のような、DR・蓄電・DERリソースの市場参入障壁撤廃に関するISO/RTOへの要請が行われている。
- FERCの要請に対して、各ISO/RTOは市場設計の変更等によって対応しているため、各ISO/RTOの市場設計を紐解くことで、同時市場におけるDERの取扱いに関する各論点整理の参考にしたい。（詳細は各論点にてお示し）

	Order 719	Order 841	Order 2222
発令時期	2008年	2018年	2020年、2021年
目的	DRリソースの市場への参入障壁の撤廃	電力貯蔵リソースの市場への参入障壁の撤廃	アグリゲーションされた小規模リソース（DERアグリゲーション）の市場への参入障壁の撤廃
背景	スマートメーター活用を含む省エネ等の推進に寄与するDRリソースの市場における扱いを他リソースと同等にすることで卸売電力価格を適正化し、電力市場の経済的運営の改善を図る狙いがあった。	発令前から市場に参入できていた揚水発電以外の電力貯蔵リソースについて、運用上の特性等が把握できていないため、市場への参入障壁を有する可能性が懸念されていた。	市場ルールが従来電源向けに設計されている中で、DERアグリゲーションの市場参加により、各ISO/RTOの市場運営における管理コストの増加等が懸念されていた。
内容	- DRのアংশラリースervice市場への入札の許可 - アグリゲーターによるDRの卸売市場への入札の許可 - DRの市場への参入障壁の撤廃に関わる更なる検討要請 - 需給ひっ迫時にRT市場において、1日前市場時点より少ない電力を購入した需要家へのペナルティの廃止	- 電力貯蔵リソースの卸売、アংশラリースervice、容量市場への入札の許可 - 物理的な運用特性を踏まえた入札要件の検討要請 - 市場への参加最小容量の指定 - 市場で販売された電力貯蔵リソースの転売時の価格指定	- DERアグリゲーションの市場への入札の許可 - 物理的な運用特性を踏まえた入札情報の登録要件の検討要請 - 市場への参加最小容量の指定 - アグリゲーション範囲要件の検討要請 - 入札パラメーター、計測・テレメトリー要件の検討要請 - ISO/RTOとアグリゲーター、配電事業者等との調整方法の検討要請

出所：FERC、Demand Response、2024年6月閲覧、<https://www.ferc.gov/power-sales-and-markets/demand-response>
FERC、Order No.719、2008年10月17日、<https://www.ferc.gov/media/order-no-719>
FERC、Order No.841、2018年2月15日、<https://www.ferc.gov/media/order-no-841>
FERC、FERC Order No. 2222 Explainer: Facilitating Participation in Electricity Markets by Distributed Energy Resources、2024年6月閲覧、<https://www.ferc.gov/ferc-order-no-2222-explainer-facilitating-participation-electricity-markets-distributed-energy>
FERC、Order No.2222、2020年9月17日、https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-09/E-1_0.pdf

- PJMは米国の独立系統運用者、地域送電機関（ISO/RTO）であり、ペンシルバニア（P）、ニュージャージー（J）、メリーランド（M）、デラウェア、バージニア、オハイオ、ウエストバージニア等の各州とワシントンD.C.の系統運用を行う。
- 最大需要は14,793万kW（日本全体とほぼ同じレベル感）である一方、再エネ比率は太陽光、風力合わせても10%程度と低い水準に留まっている。

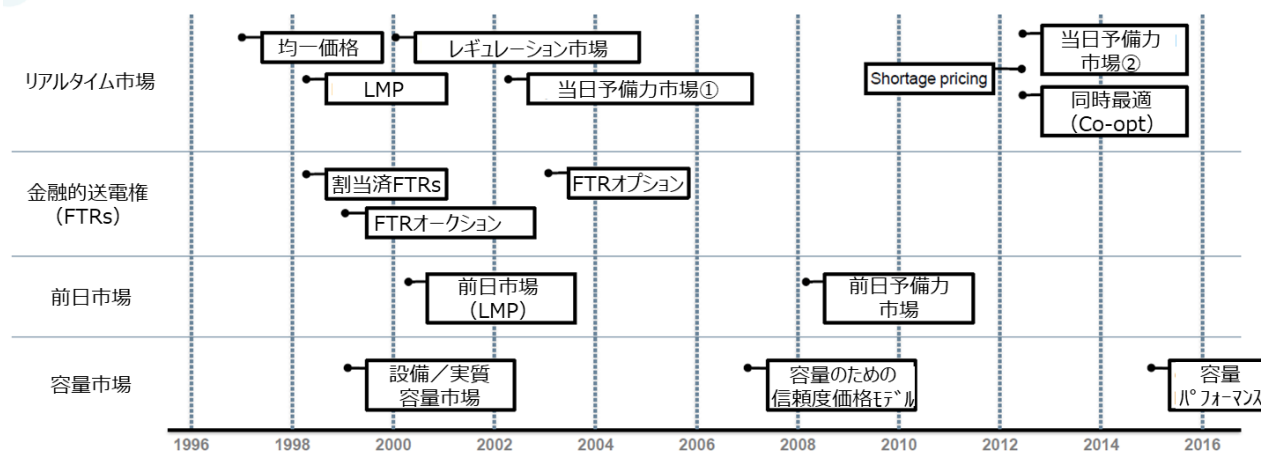
【PJMの系統】



【PJMの歴史】

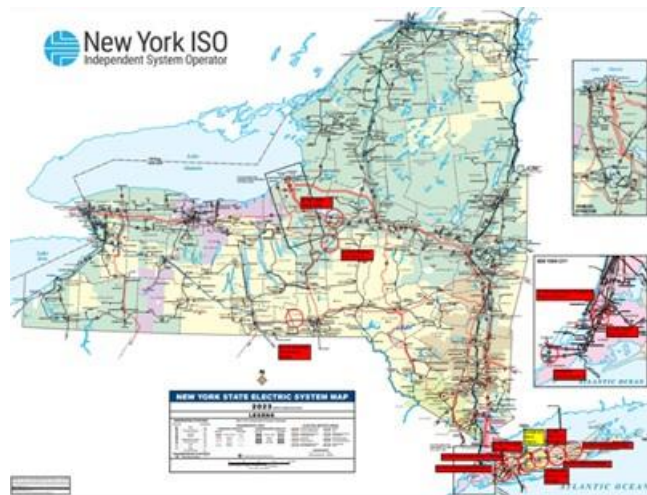
1927	創立（数州の事業者による相互接続）
1996	FERC Order888（ISO設立推奨） FERC Order889（第三者アクセス）
1997	米国初のISOとして認可
1999	FERC Order2000（RTO設立要請）
2002	米国初のRTOとして認可

【市場設計の歴史】



- NYISOは米国の独立系統運用機関 (ISO) であり、ニューヨーク州の系統運用を行う。
- 最大需要は3,129万kW (日本全体の約1/6) であり、再エネ比率は太陽光、風力合わせても4%程度と低い水準に留まっている。

【NYISOの系統】



【NYISOの歴史】

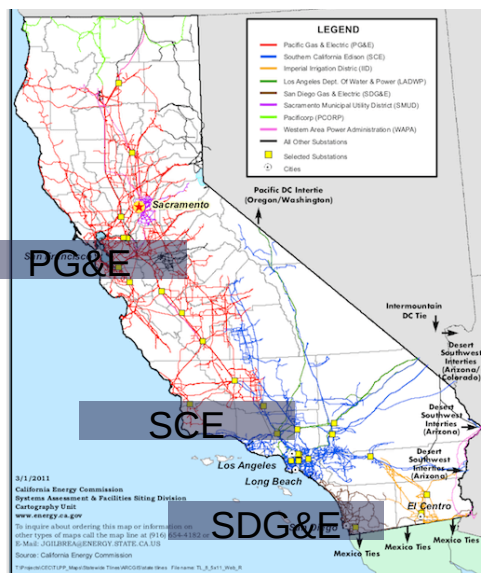
1966	大規模停電事故を受けて、前身のNYPP (New York Power Pool)を設立。
1996	州規制委員会が卸売・小売市場の導入を決定
1999	NYISOが発足し、送配システムの運用および電力取引市場の運営を行う。

【NYISOオペレーション室の写真】



- CAISOは米国の独立系統運用者（ISO）であり、カリフォルニア州の系統運用を行う（主要な送配電事業者は、PG&E, Southern California Edison (SCE), San Diego Gas & Electric (SDG&E) となる）。
- 最大需要は5,206万kW（日本全体の約1/3）であり、特に太陽光比率が30.7%と高い。
- また、2014年に、隣接するユーティリティと市場を共有（WEIMを設立）し、調整力コストの低減を図っている。

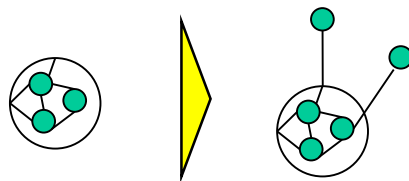
【CAISOの系統】



【市場設計の歴史】

1998	卸電力市場の自由化 (CalPX取引開始)
2001	州知事による電力危機宣言 (小売自由化中断)
2009	「地点別限界価格方式」「kWhと Δ kWhの同時最適」導入
2014	WEIM (Western Energy Imbalance Market) 運開

[CAISO:Nodal]

[CAISO:Nodal]
[ETC : Zonal]

【CAISOの外観写真】



- 1． DERとDRの違いを踏まえた論点整理
- 2． DER・DR共通論点に関する検討
- 3． DR個別論点に関する検討
- 4． ローカル系統混雑との協調（同時市場との両立）
- 5． まとめと今後の進め方

- 発電事業者が同時市場に登録・入札する情報の基本的な考え方は、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（2022年10月4日）に下表のように例示したところ。
- 今回、DERの入札情報として、海外事例を参考に、下表に加えて必要な項目があるかどうかについて整理した。

入札にあたって必要な情報

- 発電事業者が同時市場に登録・入札する情報の基本的な考え方は、以下のとおりとはどうか。
 - － **市場で発電出力量を決定する電源**：Three-Part情報を登録。他に起動・停止カーブ、出力変化速度、燃料制約などが必要と考えられるが、今後、海外事例も参考に詳細な整理が必要。
 - － **セルフスケジュール電源**：発電計画を登録。登録の単位（発電機ごとか、BGごとか、地点ごとか、等）は整理が必要。また、市場約定させるのか（成り行き約定）、発電計画を登録するのみか別途検討が必要。
- 加えて、需給ひっ迫時の対応として、電源Ⅲの発電余力の把握などは必要か。

Three-Part情報等の例

Three-part情報等	詳細情報	概要
起動費	起動コスト	起動に要する費用
最低出力費用	最低出力費用	最低出力まで出力させた場合にかかる費用
限界費用	V1/V2	限界費用カーブ算出（V1/V2）
その他 （発電制約等）	最大/最低出力	発電機の出力範囲
	起動カーブ /停止カーブ	各出力帯でのホールド時間や出力変化速度（起動カーブについては、停止時間により異なる場合はそれぞれについて提供要）（起動停止時間含む）
	ゾーン切替	ゾーン切替出力およびゾーン切替に要する時間
	最低出力時間	燃料制約等に伴う最低出力継続可能時間
	燃料制約	発電可能量（kWh）
	出力変化速度	各出力帯毎の出力変化速度（または、各出力帯毎の調整力供出可能量）
	その他制約情報	発電機毎に考慮が必要な特殊制約

※電源によっては登録不要な情報もありうる。また、情報の種類に応じて、登録のタイミングや頻度が異なることも考えられる。

50

- DRを売り入札する場合について、作業部会において、事業者からはDRには起動費情報がないことや最低出力費用は限界費用カーブの最低出力の点で表現できることから、増分燃料費のみを登録することが提案されている。
- この点、米PJMでは、最低出力費用に相当する項目はないが、DRの固定費用を登録できるように起動費に相当する項目(Shutdown Cost)が存在し、提出されない場合には自動的に0として扱われている。
- 起動費等の項目を削除すると、削除した項目を入札したいニーズがあった場合に伝えられなくなるため、入札情報は発電機と同等の項目は残しつつ、提出されない項目は自動的に無効とする(0として扱う)等の実務負担を軽減する工夫をしていく方向性も考えられるのではないかと。

PJMにおけるDRの主な入札情報(参考資料5から抜粋)

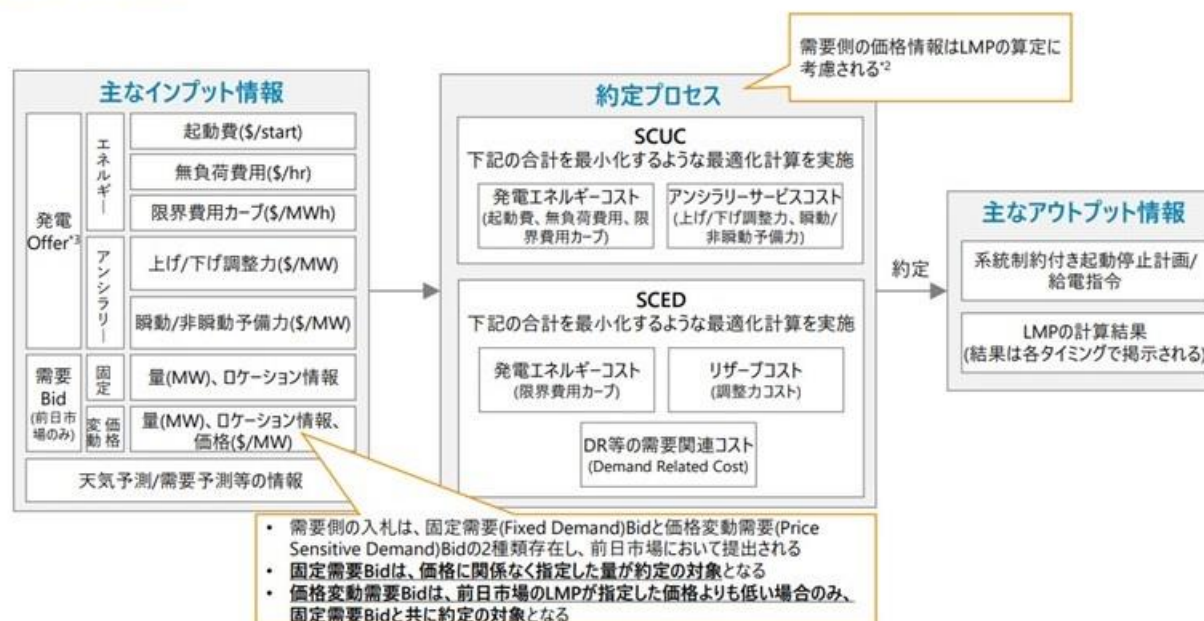
入札項目	概要
Incremental Cost (\$/MWh) ≡ 限界費用	■ 任意の最大10点から構成される、DRの削減量(最小単位0.1MW)毎の価格 ■ 日毎の値に加えて、時間毎の値を設定することが可能である(任意項目)
Shutdown Cost ^{*3} (\$) ≡ 起動費	■ 対象のDRにかかる固定費用であり、人件費、設備費、機会費用等が含まれる^{*2}(任意項目) ■ 発電設備におけるStart-Up Costと同様に6か月毎に変更が可能であり、4~9月、10~3月に分けて登録する ■ Shutdown Costは、提出されない場合0に設定される
最小停止時間 (Hour)	■ 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

- 逆に、DRを買い入札する場合については、米PJMにおいても、価格に関係なく量のみを入札する方法（固定需要Bid）だけでなく、価格と量を入札する方法（価格変動需要Bid）の両方が用意されており、日本でも同様に2つの入札方法を可能とする方向性が考えられるのではないか。

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

- ΔkW市場への入札情報について、米PJMのΔkW市場（アンシラリーサービス市場）における入札情報は、過去の調査では容量や価格が含まれることがわかっているが、DRも含め、同様の入札方法で良いかは各検証や追加調査の結果等を踏まえて、議論していくこととしたい。

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>

10

© 2022. For information, contact Deloitte Tohmatsu Group.

- 作業部会において、事業者からは、約定規模により対象顧客範囲が変化し、DRアナウンスが困難となることから、kWh市場での入札か、ΔkW市場での入札かを指定できる仕組みが必要との提案をいただいていたところ。
- この点、米PJMでは、kWh市場・ΔkW市場における発電可能量が入札情報の項目にあり、事業者の制約を入札情報に反映できるようになっており、日本においても同様とすることが考えられるのではないかと。

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

10

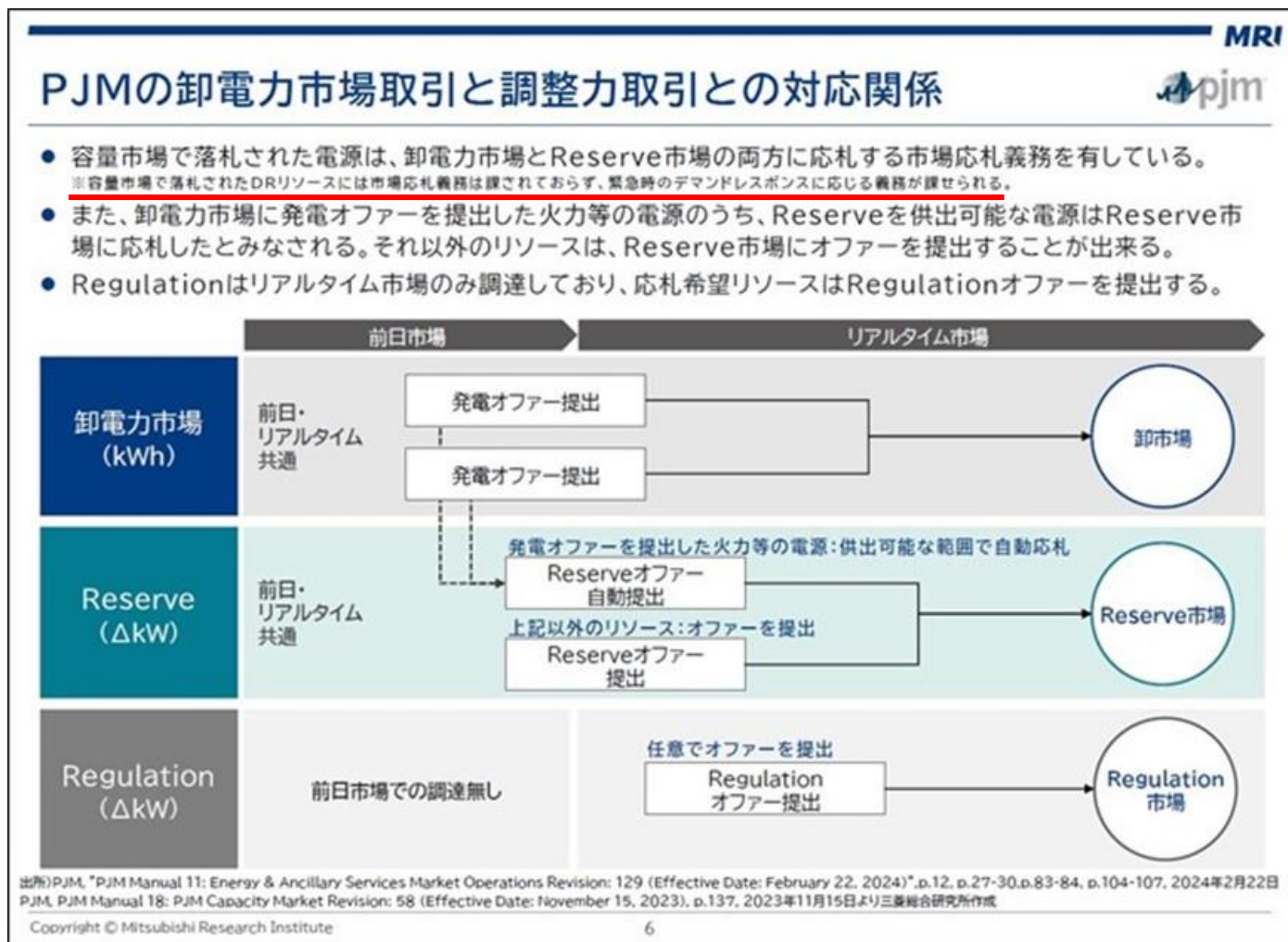
© 2022. For information, contact Deloitte Tohmatsu Group.

■ 米国（PJM）におけるDERの入札情報について調査した結果については以下のとおり。

- DERのエネルギー市場およびアンシラリーサービス市場における入札項目は火力等電源の入札情報と概ね同様（但し、最低出力費用に相当する項目はない）
- 最小停止時間、事前通知時間などは、入力任意とされており、火力等電源の入札情報と同等の入力項目を用意したうえで、入力の簡素化も可能としている
- また、DRも火力等の電源と同じようにエネルギー市場とアンシラリーサービス市場両方への入札を可能としており、事業者は、項目ごとの入力によって、各市場への入札量を調節していると考えられる

入札情報	概要
Shutdown Costs	・ 負荷削減に関わる固定コスト（\$） ・ エネルギー市場ではオプションで、6か月ごとに変更可能
Daily/Hourly Load Response Offers	・ 任意の最大10セグメントから構成される、出力毎のエネルギー価格（\$/MW） ➢ 出力：最小増分0.1MWで指定された正の数を設定 ➢ 価格：負荷を削減する価格（\$/MW）。デフォルト値は\$0.00
Minimum Downtime	・ 負荷応答オファーがエネルギー市場でコミット/ディスパッチされる必要がある最小時間（Hour） ・ 入力オプション
Notification Time	・ 負荷を削減するために必要な事前通知時間（Hour） ・ 入力オプション
Flexible Reserve	・ 負荷応答リソースをReserveの目的で扱うことが可能か選択 ・ PJM側で負荷応答をReserveの目的で扱うことが可能と判断されたリソースのみ選択可能
Hourly MW Operating Limits	・ エネルギー市場及び、またはアンシラリーサービス市場入札する際の時間ごとのMW運用制限 ・ Economic Max/Min：対象DRの最大/最小の削減可能量（MW） ➢ 各市場に入札する全ての時間について、常にNULL以外の値（0.1MW単位）を入力 ➢ エネルギー市場に参加するには最低0.1MWを入力 ➢ エネルギー市場に参加せず、アンシラリーサービス市場に参加するにはEconomic Min：0MWで入力 ・ Commit Status ➢ Economic：エネルギー市場への経済的な市場参加の利用可否。可能な場合、参加必須 ➢ Unavailable：エネルギー市場で利用不可。（アンシラリーサービス市場には参加可能な場合あり） ➢ Self-Scheduled：このオプションは使用不可

- PJMにおいて、火力等電源は容量市場で落札された場合、卸電力市場とReserve市場への応札義務が発生するが、DRリソースの場合は市場応札は義務ではなく、緊急時のデマンドレスポンスに応じる義務が課せられる。



- DRリソースは、Reserve市場への応札は任意となり、商品の応動要件を満たす範囲で事業者が入札量を登録することができ、また、Regulation市場への応札も可能となっており、エネルギー量（kWh）に制限のあるリソースとしてシグナルタイプを選択して応札する。

Reserveオファーの情報

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

Reserveオファーの入札項目

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

※1: Synchronized Reserveとして約定したリソースがReserve供出できなかった場合、提供できなかった容量にリアルタイムのReserve約定価格を乗じたペナルティ額が課せられる。
 ※2: 太陽光・風力・原子力は、通常Reserve入札の対象外とされている。PJMの例外承認を得た場合、電源としてReserve市場に応札可能となる。
 ※3: Reserveオファー項目以外にも、卸電力取引の入札に用いられるパラメータ（ランプレート、Economic Max等）も考慮して算定されている。詳細はp.9参照。

出所) PJM, PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 129 (Effective Date: February 22, 2024)*.a.102-134, 2024年2月22日
 PJM, "PJM Regulation Market", p.4-8, 2018年8月10日より三井総合研究所作成

Copyright © Mitsubishi Research Institute

8

Regulationオファーの情報

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

Regulation Offerの入札項目一覧

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

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

出所) PJM, PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: May 31, 2023)*.a.83-84, 2023年3月31日
 PJM, "PJM Regulation Market", p.4-8, 2018年8月10日
 PJM, "Regulation Control", p.3, 2022年より三井総合研究所作成

Copyright © Mitsubishi Research Institute

14

- CAISOでは、DRや蓄電池に対して、市場参加モデルを用意しており、特性を踏まえた入札情報の登録が可能。
 - Proxy Demand Resource（PDR）：負荷削減により市場参加するリソース
 - Non-Generating Resource（NGR）：蓄電池やDRなどを用いて市場参加する発電機能を有さないリソース
 - Distributed Energy Resource Provider（DERP）：DERをアグリゲーションし、市場参加するリソース
- 各入札項目は、火力等電源と概ね同様であるが、各モデルの特性を踏まえて入札情報を省略（NGRでは発電にかかる入力が必要）することも可能にしていると考えられる。

入札情報	概要	PDRリソース	NGRリソース
Start-Up Cost	発電ユニットを停止状態から稼働状態にするために必要なコスト（\$）	負荷削減の初期化に伴う顧客への必要な支払いを含む	当該コストなし（0に設定）
Minimum Load Cost	最小負荷コスト（\$）	削減可能な最小負荷コスト	当該コストなし（0に設定）
Energy Bid Curve	出力ごとのエネルギー価格（\$/MWh）	任意の最大10セグメントから構成	任意の最大10セグメントから構成
Max/Min Generation Capacity	最大/最小発電容量（MW）	削減可能な最大/最小負荷	最大速度での放電最大容量/最大速度での充電最小容量
Minimum On Time	最小稼働時間（分）	負荷削減要求後に負荷削減を維持可能な最小時間（RDRリソースは1時間以上）	0に設定する必要あり
Minimum Off Time	最小停止時間（分）	負荷削減実施後、再度負荷削減可能となるまで最小時間	－ （具体的な情報の記載なし）
Maximum Startups Per Day	最大起動回数	需要削減の最大回数	利用不可
Bidding option	入札オプション（ディスパッチ期間）	PDRリソースはディスパッチ期間（5分、15分、60分）を選択可能 デフォルトは60分	－ （具体的な情報の記載なし）

*1 出所：CAISO、Business Practice Manual for Market Instruments Version 90、2024年12月23日、p.207-223、

https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Market%20Instruments/BPM_for_Market%20Instruments_V90_Redline.pdf

- NYISOにおいても、DERアグリゲーションリソースは、発電機特有の入札項目（ex.起動費・最低出力費用）は入力の対象外とされている。
- 他方で、DRリソースに関しては、「コミットメント可能な需要削減量」「需要削減に参加する際の最低価格」を入力するようになっており、「量・価格を指定した買い入札」で取り扱っているとも考えられる。

区分	入札情報	概要
共通	Dispatch Curve	・ 任意の最大11セグメントから構成される、出力毎のエネルギー価格（\$/MW）
	Opportunity Cost	・ 機会費用（\$/MW）（全電源が対象で、入札曲線に応じて提出可能）
	Start-up Cost	・ 起動コスト（\$）（ESR、アグリゲーションリソースは入力の対象外）
	Minimum Generation Cost	・ 最小発電コスト（\$）（ESR、アグリゲーションリソースは入力の対象外）
	Minimum Generation	・ 最小発電量（MW）（ESR、アグリゲーションリソースは入力の対象外）
	Upper/Lower Operating Limit	・ 運用可能な最大/最小容量（MW） ➢ エネルギー及びアンシラリーサービスを供給する入札する際の1時間毎の値を指定
	Ramp Rate	・ エネルギー及びアンシラリーサービスの入札で平常時/緊急時のRamp Rateを入力 ・ DRリソースでRegulation及びReserveを供出する際は、緊急時Ramp Rate > 平常時Ramp Rateで入力
DRリソース	Amount of Demand Reduction	・ DRリソースが参加する市場の各時間帯においてコミットメント可能な需要削減量（MW）
	Bid price of Demand Reduction	・ DRリソースが需要削減のディスパッチコミットメントに参加する際の最低価格（\$） ➢ 月次のNet Benefit Testのフロアブライズ以上の価格を入力
電力貯蔵リソース	Lower/Upper Storage Limit	・ ESRの貯蔵可能なエネルギーの最小/最大量（MWh）
	ESR Beginning Energy Level	・ 1日前市場の取引開始時点における貯蔵可能なエネルギー量に対する貯蔵エネルギー量の比率 ➢ 入力する比率は、下限貯蔵レベル以上かつ上限貯蔵レベル以下に設定
	ESR Energy Management Mode	・ ESRのエネルギーレベルの管理方法として「ISO Managed」、「Self-Managed」を選択 ・ 「ISO Managed」の場合、NYISOは、動作可能な最大/最小容量及びESR Beginning Energy Levelを考慮して、スケジューリングの最適化を実施 ・ 「Self-Managed」の場合、Lower/Upper Storage Limit及びESR Beginning Energy Levelはスケジューリング、市場最適化において考慮の対象外
	Co-Located Storage Resource (CSR) Injection/Withdrawal Limit	・ 併設型の貯蔵リソースの場合の放電（供給）/充電（需要）の最大量（MW）

- 前述の海外事例を踏まえると、DERの入札情報について概ね以下の方向性が考えられるのではないか。

【kWh市場への入札情報について（売り入札）】

- DERにおいても入札情報は発電機と同等の項目は残しつつ、提出されない項目は自動的に無効とする（0として扱う）等の実務負担を軽減する工夫をしていく方向性（第5回本検討会での整理）が考えられるか

【kWh市場への入札情報について（買い入札）】

- DRリソースに関し、「量・価格を指定した買い入札」で取り扱っている事例も見受けられたため、日本の同時市場においても需要に対する買い入札等と同様に取り扱いしていく方向性が考えられるか（後段の個別論点③とも関連）

【ΔkW市場への入札情報について】

- 海外における基本的な入札項目はアンシラリーサービス市場においても、火力等の電源と概ね同様であり、事業者の入力方法によって、エネルギー市場・アンシラリーサービス市場それぞれの入札量や活用方法を柔軟に調節できる仕組みになっていると考えられる
- ΔkWとして活用する場合のDER入札項目について、基本的にはkWh市場への入札項目と同様としつつ、読替えが必要な項目もあると考えられるため、火力等の電源の入札情報を踏まえて整理していくこととしたい

【kWh市場あるいはΔkW市場への入札を指定する仕組み】

- 海外におけるDERのエネルギー市場およびアンシラリーサービス市場（ReserveやRegulation）への各入札は、項目ごとの入力方法によって指定することが可能であることがわかった
- DERのうちDRについては、調整機能を有する場合であっても、各種制約が存在し得る点や、異なるベースラインを有する点（後段の個別論点④とも関連）など、両方の市場に対し応札することに対するハードルが考えられるため、DRの入札については、kWh市場あるいはΔkW市場への入札を指定できるようにする方向性が考えられるか

3.1 入札義務（続き）

- 本検討会において議論された市場供出及び予備力の考え方をまとめると以下のとおり。

現行制度	適取GL	相場操縦の防止の観点から、予備力や入札制約（燃料制約等）、自社想定需要を除いた余力の全量をスポット市場に入札（※） ※ 望ましい行為。ただし、支配的事業者については、当該入札をしないことは、相場操縦を強く推認させる行為に当たるとされている。
	容量市場 リクワイアメント	約定した安定電源については、発電余力（※）をスポット市場・時間前市場又は需給調整市場に入札することが必要 ※ 応札時に登録した供給力から発電計画量を除いたもの
同時市場	入札制約（燃料制約等）を除いた供給力全量を、相対契約、同時市場を含む広義の電力市場に供出する。前日・時間前同時市場（※）に対しては発電余力全量の供出を求めるとともに、必要な機能を具備する電源については、kWh市場・ΔkW市場の両方に入札を求める。※ ➢ <u>入札義務の根拠、対象、義務の詳細な内容については、今後、丁寧な整理が必要</u> ➢ 自己計画電源の供出方法（入札を求めるか、情報登録のみとするか）については今後検討 ※ 時間前同時市場の導入を前提に記載。ザラバ中心の市場とする場合には別途検討が必要	

- 作業部会において、事業者からは、DRの育成のため、コストベースでなくプライスベースでの入札を認めてはどうかと提案されている。
- この点、作業部会の取りまとめにおいて、現行の「適正な電力取引についての指針（適取ガイドライン）」の、スポット市場への入札に関連する規定等も踏まえて検討が必要とされていた。
- なお、適取ガイドラインで、スポット市場の売り入札は、全量を限界費用で市場供出することが望ましいとされているが、これはシングルプライスで、プライスメーカーが存在しない状況を前提とすれば、プライステイカーが利益及び約定機会を最大化する経済合理的な行動と考えられるためである。
- 今後、検証Bの結果等も踏まえて、kWh・ΔkW価格決定のメカニズムについて、詳細を議論することになるため、その結果も踏まえつつ、DRの価格規律についても議論していくこととしたい。

（参考）適取 GL（抄）

第二部 適正な電力取引についての指針

II 卸売分野等における適正な電力取引の在り方

2 公正かつ有効な競争の観点から望ましい行為及び問題となる行為

（3）卸電力市場の透明性

ア 公正かつ有効な競争の観点から望ましい行為

③ スポット市場における売り札

スポット市場においては、シングルプライスオークション方式の下、市場支配力を行使することができる供給者（プライスメーカー）が存在しない状況を前提とすれば、市場支配力を有さない供給者（プライステイカー）にとっては余剰電力の全量（注1）を限界費用（注2）で市場供出することが利益及び約定機会を最大化する経済合理的な行動と考えられる。一方で、プライスメーカーが存在する場合、当該プライスメーカーが入札価格の引き上げ行為や売惜しみ行為により約定価格を上昇させるおそれがある。したがって、卸電力市場に対する信頼を確保する観点から、スポット市場において売り札を入れる事業者は、余剰電力の全量を限界費用に基づく価格で入札することが望ましい。このように行動している限りにおいて当該事業者は、下記イ③における「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと」に該当しないものとする。

- 米国（PJM、CAISO、NYISO）におけるプライスベース入札の考え方について調査した結果については以下の通り。
 - 米PJMにおける発電オファーは、電源種問わず、市場支配力行使を防ぐための価格規律として、コストベースでの登録が義務付けられているが、追加でプライスベースでの登録も認められている
 - この点、米PJMが市場支配力を行使する可能性がある発電オファーを分析し、約定処理に用いるオファー区分（プライスベースまたはコストベース）を選択している
- 上記を踏まえると、プライスベース入札の方向性（プライスベース入札が認められるか否か）について、DERと火力等その他の電源で考え方を違える必要は特段ないと考えられ、今後、関係箇所と連携の上、市場支配力行使を防ぐための方策と共に、入札全体における価格規律の検討に包含して検討していく方向でよいのではないかと考えられる。

PJMにおける発電オフターの規律概要



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

PJM 卸市場

電源に求められる規律

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

PJMにおける仕組み

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

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

出所) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: May 31, 2023)", p.30-37, 2023年5月31日
PJM, "PJM Manual 15: Cost Development Guidelines Revision: 44 (Effective Date: August 1, 2023)", p.43-44,
Monitoring Analytics, "Welcome to Monitoring Analytics" (<https://www.monitoringanalytics.com/home/index.shtml>), 閲覧日:2023年11月10日
PJM, "Day-ahead and Real-time market offers effect on Market Clearing Engine", p.2-9, 2023年3月30日
資源エネルギー庁、平成26年度年度電源立地推進調整等事業(諸外国の電力市場等の規制・監視の詳細に関する実態調査), p.16-33, 2014年12月

Copyright © Mitsubishi Research Institute

13

電源に求められる規律:

発電オフターにおける価格規律・運転パラメータの登録規律(1/2)



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

コストベースオフター
Cost-based Offer

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

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

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

※注 PLS: Parameter Limited Scheduleの略、運転パラメータ(Operating parameter)の登録時に一定の登録規律が課される。
出所) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: May 31, 2023)", p.30-37, 2023年5月31日
PJM, "PJM Manual 15: Cost Development Guidelines Revision: 44 (Effective Date: August 1, 2023)", p.43-44, 2023年8月1日より三井物産研究開発所
PJM, "Day-ahead and Real-time market offers effect on Market Clearing Engine", p.2-9, 2023年3月30日
Copyright © Mitsubishi Research Institute

14

電源に求められる規律:

発電オフターにおける価格規律・運転パラメータの登録規律(2/2)



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

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

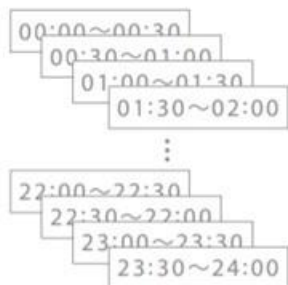
出所) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: May 31, 2023)", p.30-37, 2023年5月31日
PJM, "PJM Manual 15: Cost Development Guidelines Revision: 44 (Effective Date: August 1, 2023)", p.43-44, 2023年8月1日より三井物産研究開発所
Copyright © Mitsubishi Research Institute

15

- 現状の日本において、JEPXの最低入札量は0.1MWに対し、需給調整市場の最低入札量は、全ての調整力商品において1MWとなっている。
- 小規模なDRリソースについては、アグリゲーションすることにより、各市場の最低入札量を満たして参入しているところ。

取引の単位

一日前市場(スポット市場)と同様に、電力の計測単位(毎時0分～30分,30分～60分)毎に取引を行います。一日前市場(スポット市場)が1日分48時間帯を一斉に計算するのに対して、当日市場(時間前市場)では30分単位の商品毎のザラ場取引となります。取引市場の単位は、スポット市場と同様に0.1MWとなり(30分の電力量では50kWh)、入札価格の指定はkWh当たりの価格を銭単位(0.01円)で指定します。



- 💡 30分単位の商品毎にザラバで取引
- 💡 最低入札単位は0.1MW (=50kWh), 0.1MW刻み
- 💡 kWh単位で価格指定, 銭単位まで指定できる

2024年度以降の商品区分・要件について

1

■ 2024年以降の商品区分および要件（将来的に要件変更が予定されているものは青字）は下表のとおり。

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン（自端制御）	オンライン（LFC信号）	オンライン（EDC信号）	オンライン（EDC信号）	オンライン
監視	オンライン（一部オフラインも可 ^{※1} ）	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
回線	専用線のみ（オフライン監視の場合は不要）	専用線のみ	専用線 または（離島指令システム ^{※2} ）	専用線 または 離島指令システム	専用線 または 離島指令システム
入札時間単位	3時間 ^{※3}	3時間 ^{※3}	3時間 ^{※3}	3時間 ^{※3}	3時間 ^{※4}
応動時間	10秒以内 ^{※5}	5分以内	5分以内	15分以内	45分以内 ^{※4}
継続時間	5分以上 ^{※5}	30分以上 ^{※3}	30分以上 ^{※3}	3時間 ^{※3}	3時間 ^{※4}
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	—（自端制御）	0.5～数十秒	専用線：数秒～数分（離島指令システム ^{※2} ：5分）	専用線：数秒～数分 離島指令システム：5分	30分
監視間隔	1～数秒 ^{※1}	1～5秒程度	専用線：1～5秒程度（離島指令システム ^{※2} ：1分）	専用線：1～5秒程度 離島指令システム：1分	1～30分 ^{※4}
供出可能量	10秒以内に出力変化可能な量	5分以内に出力変化可能な量	5分以内に出力変化可能な量	15分以内に出力変化可能な量	45分以内に出力変化可能な量
最低入札量	1MW	1MW	1MW	1MW	1MW
入札単位	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ

※1 事後に数値データを提供する必要あり

※2 2秒未満の応動を要し、入札単位を10秒単位で作成するための中継システム設備の完了後に開始（2024年度以降実施が可能なエリアから順次適用）

※3 2026年度より30分に変更予定

※4 2025年度より入札時間単位「30分」・応動時間「60分以内」、継続時間「30分」に変更予定

※5 2025年度にオンライン監視の場合、応動時間「30秒以内」、継続時間「設定なし」に変更予定

※6 30分を最大として、事業者が収集している周波数と合わせることも可能

出所）日本卸電力取引所 取引ガイドをもとに作成・一部加工

https://www.jepx.jp/electricpower/outline/pdf/Guide_2.00.pdf?timestamp=1702353743314

出所）電力広域的運営推進機関 今後の要件変更等について（2024年3月27日更新）をもとに作成・一部加工

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/files/youkenhenkou_20240327.pdf

- 米PJMにおいても、dispatch groupという形で、アグリゲーションでの参入が認められているが、kWh市場については同一価格エリア内での入札単位の組成に限定や、ΔkW市場（アンシラリーサービス市場）ではdispatch groupが原則認められていないなどの要件が存在している。
- これは系統混雑時の混雑管理の計算量が増大するのを防ぐためであり、FERCにおいても混雑管理の実効を重視し、米PJMの考え方を認めている。

10.2.2.1 Dispatch Groups

- Economic Demand Resource registrations may be associated with a dispatch group. The dispatch group will allow the CSP to have one Real-time or Day-ahead Energy Market bid for the entire dispatch group.
- The dispatch group must have registrations with the same Transmission Zone and energy market pricing point.
- Registrations that participate in ancillary service markets will not be permitted to use a dispatch group unless approved by PJM.
- Registrations cannot be in a dispatch group and as a standalone registration. This will ensure that each registration is only available to bid once in the market and avoid duplications.
- Registrations must be confirmed before they may be added to a dispatch group.
- Registrations that clear in the Day-ahead Market are not allowed to be assigned to a dispatch group on same day it cleared in Day-ahead Market. If the CSP does try to assign the registration to a dispatch group on such day then PJM will remove the registration from the dispatch group because this may create a conflict between the single registration that cleared in the Day-ahead Market and the dispatch group that may be dispatched in the Real-time Market for same Operating Day.

2. アグリゲーションの活用と混雑管理の両立に関する課題

PJMがDERを卸電力市場で活用するうえで直面した課題の1つは、系統運用における混雑管理とアグリゲーションリソースの受け入れの両立である。PJMではDERの活用に伴い、混雑管理の計算量が現在よりも増大するのを防ぐため、単一のノード^③内でDERを集約することをアグリゲーションリソースのエネルギー市場への参加要件としている（図2）。これについて、アグリゲーターからは多様なDERの確保に地理的制約が課されるため反対もあったが、FERCは混雑管理を重視し、PJMの考えを認めている。

仮に、わが国でもアグリゲーション事業が本格的に発展する場合、送電制約を考慮した混雑管理の実効可能性を検証し、地理的要件の必要性の有無を考慮することが重要と言えるだろう。

注）配電系統あるいは需要家側に接続された蓄電池、太陽光、風力、デマンドレスポンス、電気自動車などが対象。

- 他方で、米PJMの最低入札量はkWh・ΔkWともに0.1MWと小さく設定されており、このことによって、小規模なDRリソースでも参入しやすくなっており、アグリゲーションの必要性が小さくなっているとも考えられる。
- 同時市場においてDRのアグリゲーションをどのように扱うか（どこまで認めるか）については、海外事例等も踏まえて、最低入札量の在り方とも合わせて、引き続き検討を行っていく。

（参考）海外における先進的なマーケット②（米PJMの場合）

- PJMにおいても、反応時間等のスペックにより細分化された各市場にDRが参加可能。
- 調整力市場にも一部のDRが参入しているが、容量・金額ベースでみたDRの主要市場は、容量市場となっている。

	反応時間	持続時間	最低入札容量	DR契約量※5	全取引に占めるDRの割合
Regulation	瞬時※1	N/A	100kW	6.4MW（平均）	1.0%
Synchronized Reserves	10分	最大30分	100kW	71.9MW（平均）	4.9%
Day-ahead Scheduling Reserves	30分	N/A	100kW	0～僅少※4	0～僅少※4
Economic Energy Day-ahead (Energy)	(前日16時まで)	N/A	100kW	-	-
Economic Energy Real Time (Energy)	2時間以内	N/A	100kW	-	-
Full Emergency Load Response (Capacity)	1時間または2時間以内※2	最大6時間または10時間※3	100kW	11,635MW	8.1%※6

※1 原文：“Effectively instantaneous”

※2 1時間か2時間か選択可能。

※3 Limited DRの場合は6時間、Extended Summer DRおよびAnnual DRの場合は10時間。

※4 制度上、参入可能だが、実質的にDR参入はほぼない(PJMヒアリングより)

※5 “Ancillary Service Market Results 2015”(PJM)より

※6 ピーク需要に対する比率

容量

出所) PJM資料等より作成 24

- 米国（PJM、CAISO、NYISO）におけるDERのアグリゲーションについて調査した結果については以下のとおり。
- 米国では当初（～2015年）、DERアグリゲーションを認めていなかったが、CAISOやNYISOで先行して検討が進み、その後、FERC Order.2222（2020年）により、DERアグリゲーションの市場参加促進が要求された
 - 他方、地理的に離れたアグリゲーションが行われると、系統混雑が発生する懸念や、LMPへ影響を及ぼす可能性があるため、入札要件として一定の地理的範囲や最大入札容量、入札方法の条件が設定されている

		CAISO	PJM	NYISO	ISO-NE
Order 2222の反映予定時期		2024年11月	2026年第1四半期	2026年末	2026年11月
最小入札容量		100kW			
PNodeをまたぐアグリゲーションに関わる入札要件 ^{*2}	アグリゲーションの地理的な範囲	12,000を超えるPNodeを集約した約20の各Sub-LAP内	単一のPNode内 ※リソース構成や容量、入札方法等の制約の下では、伝送ゾーン内も可	11の伝送ゾーン（T-node）内	1,000を超えるPNodeを集約した約20の各DRR Aggregation Zone内
	最大入札容量	20MW	167MW（PJM管内全体）	供給側：20MW 需要側：制限なし	制限なし（個々のDERは5MW未満）
	その他の主な要件	－	セルフスケジュール入札 ^{*4}	－	－
登録レビュー概要		アグリゲーターの提出書類に基づき、配電事業者が配電系統への接続、負荷への影響の確認を行い、送配電系統に与える安全性、信頼性の影響、二重登録の防止等を確認し、必要に応じ登録内容の見直しを要求			
登録レビュー期間		30日間	45～60日間	60日間	60日間
潮流計算主体		ISO/RTO			
精算方法		DF ^{*3} に基づくLMPの加重平均値とDERアグリゲーション全体の出力実績に基づき実施	－ （情報が見当たっていない）	DFに基づくLMPの加重平均値と、DERA全体の出力実績に基づき精算	ゾーン内の各PNodeのDFに基づいて、ゾーンLMPを設定し精算

*1 出所：FERC、各ISO/RTO等の2024年10月現在で公開されている情報の閲覧に基づきトーマツ作成

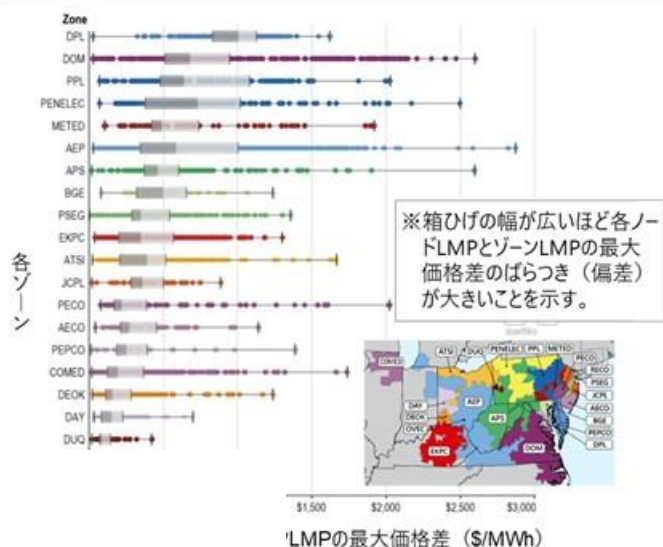
*2 FERC Order 2222では、集約ノードをまたいでアグリゲーションを実施する場合の制約要件を明示していないが、各ISOにおける制約条件を整理

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

*4 その他、DERの構成として、「100kW未満の容量を持つDERを1つ以上含めること」及び、「100kWを超える容量を持つDERが含まれる場合、他のDERの合計容量を100kW未満とすること」を条件として設定

- PJMは価格分析に基づきアグリゲーションの地理的範囲を単一ノードに制限する方針を示している（FERC承認）。
 - ゾーンLMPとゾーン内の各ノードのLMPとの最大価格差が5ドル未満（5ドル未満であれば市場運用上の影響は少ないと判断）のノードは約1%であり、市場運用に影響を及ぼす可能性がある
 - アグリゲーション範囲を変電所単位とした場合も、変電所内のノード数が増加するにつれ、市場運用上の影響が生じる可能性
- 一方で、PJMはFERC Order.2222を踏まえ、複数ノード間のアグリゲーション実施条件を以下のように定めている。
 - 100kW未満の容量を持つDERを一つ以上含めること
 - 100kWを超える容量を持つDERが含まれる場合、他のDERの合計容量を100kW未満とすること
 - 卸電力市場においてセルフスケジュール電源として扱うこと（ディスパッチ指令をしない）
 - 合計容量が、上記3つの条件を満たした場合にグリッドの運用に問題が生じない容量（ピーク負荷の0.01%）である167MWを超えないものとする（DERの普及率に応じて、合計容量の上限は見直す方針）

各伝送ゾーンにおけるノードLMPとゾーンLMPの最大価格差（PJM）^{*1}

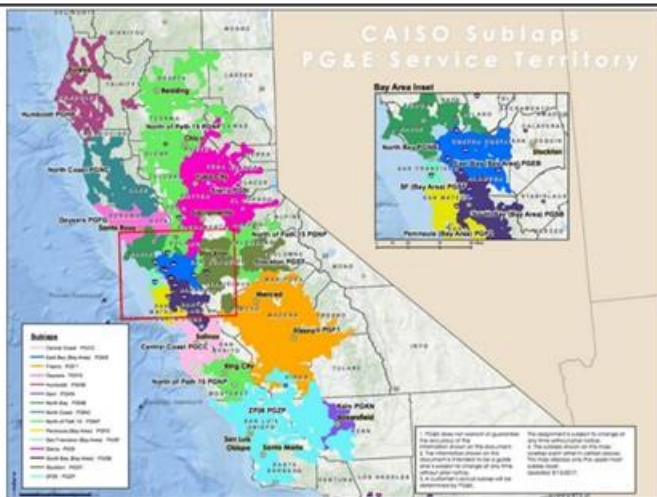


出所：PJM、Re: PJM Interconnection L.L.C., Docket No. ER22-962-00_Order No. 2222 Compliance Filing of PJM Interconnection, L.L.C.、2023年9月1日、<https://www.pjm.com/directory/etariff/FercDockets/7547/20230901-er22-962-005.pdf>

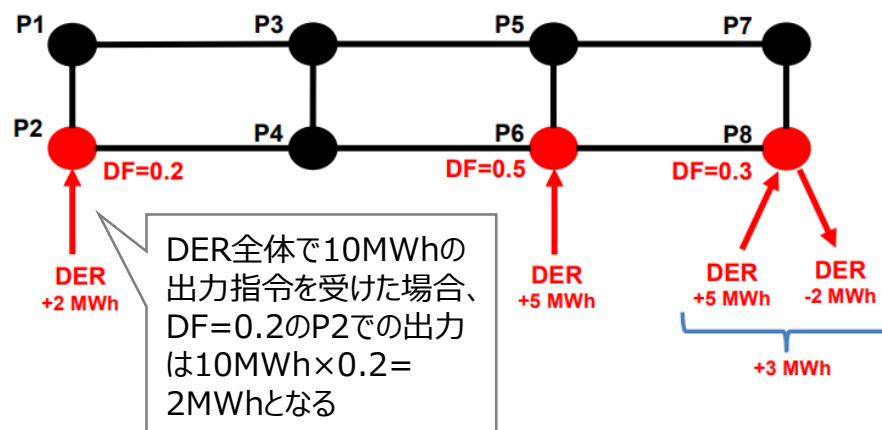
PJM、PJM Interconnection, L.L.C. Docket No. ER22-962-005 ORDER ON COMPLIANCE FILING、2024年7月25日、<https://www.pjm.com/directory/etariff/FercOrders/7722/20240725-er22-962-005.pdf>

- また、FERC Order.2222の発令前から、DERのアグリゲーションの市場参加促進を進めてきたCAISOにおいても、以下のような実施条件が定められている。
 - 地理的範囲として、複数ノードを集約した20個程度のSub-Lap（ゾーン）内に限定してアグリゲーション可能としている（単純計算ではあるが、CAISOの系統規模は日本の1/3であることから、日本を60個程度のゾーンに分割したレベル感）
 - 複数ノード間でのアグリゲーションを行う際は、通常の入札項目に加えて以下の提出が必要
「分配係数（Distribution factor）」「ランプレート」「運用上の最小／最大出力の範囲」「出力の上限値」など
 - DERアグリゲーターに対して給電指令を行った際に、提出された分配係数（Distribution factor）の割合に一致する出力を提供することを求めている

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



複数のプライシングノードでのアグリゲーションの出力例（CAISO）^{*2}



*1 出所：CAISO、Tariff Amendment to Comply with FERC Order No.2222、2021年7月19日、<https://www.caiso.com/Documents/Jul19-2021-TariffAmendmenttoComplywithFERCOrderNo2222-ER21-2455.pdf>

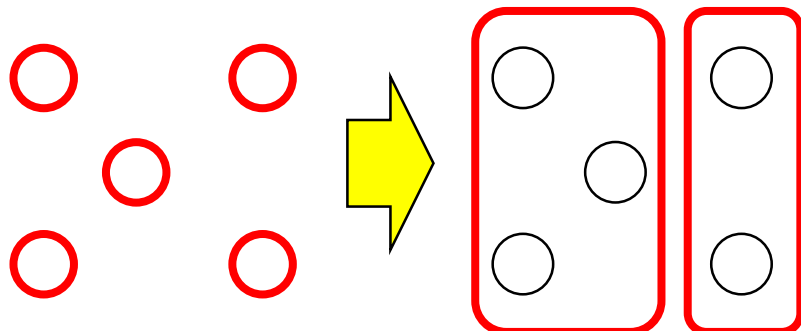
*2 出所：CAISO、Decision on expanding metering and telemetry options (distributed energy resources provider)、2015年12月、https://www.caiso.com/Documents/Mar4_2016_TariffAmendment_DistributedEnergyResourceProvider_ER16-1085.pdf

- 米国においては当初、DERアグリゲーションを認めていなかったが、地理的範囲をノード単位としたアグリゲーションから、徐々に複数ノードを集約したゾーン単位におけるアグリゲーションを認める等、規制緩和の方向性に進んでいる。
(ただし、系統混雑や市場価格への影響懸念から、最大入札容量や入札方法の条件等が設定されている)
- 他方で、日本においては既にエリア単位でのDERアグリゲーションが認められており、将来の系統混雑の進展を踏まえ、地理的範囲を分割する方向といった逆のアプローチになることに留意が必要。
- この点、どのような考え方で地理的範囲を分割するか、あるいは地理的範囲は分割しないもののノード毎の分配係数の割合に一致する出力を求める（混雑箇所を跨いだアグリゲーションは許容するも、混雑箇所の潮流を変化させるアグリゲーション内の分配は認めない）といった様々な検討の方向性が考えられるところ。
- 上記については、後段の論点（ローカル系統混雑との協調）や最低入札量の在り方等とも絡むことから、具体的な取り扱いについては、関連する審議会（あるいは取り組み）とも連携しながら、引き続き検討を進めていきたい。

【米国におけるDERアグリゲーションのアプローチ】

ノード単位

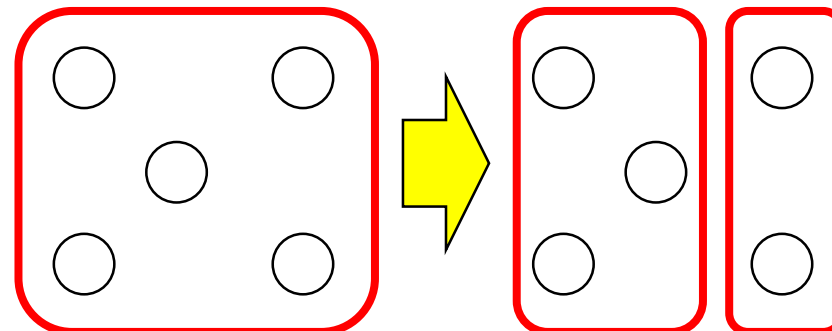
ゾーン単位



【日本におけるDERアグリゲーションのアプローチ】

エリア単位

ゾーン単位



 : アグリゲーション可能な地理的範囲

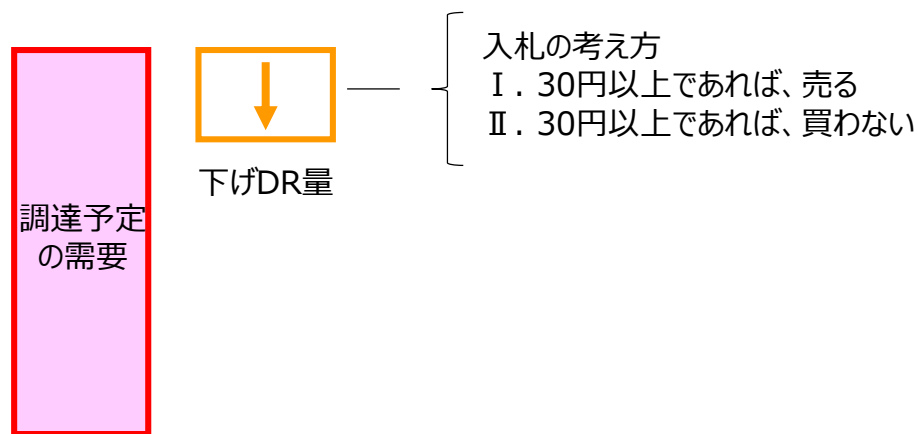
同時市場の開設・参加に関する詳細事項

- 同時市場の導入に当たっては、同時市場の開設・運営や事業者の市場参加に関する詳細な事項（開催時刻、参加資格、取引単位等）を定める必要もある。もっとも、これらの点については、同時市場の導入が決定され、市場の詳細設計が行われる段階で、その時点の市場環境や技術的な要請を考慮して決定することでよいのではないか。
- 他方、本検討会の議論の参考として、暫定的なイメージを示すと、以下のような形が考えられるか。
 - **開催時刻**：翌日計画を引き続き午前12時提出とする場合、前日市場は現在同様午前10時入札締切か。
 - **参加資格**：現在のJEPXの会員資格に準じ、小売電気事業者、発電事業者、DR事業者・アグリゲーター等（接続供給契約、発電量調整供給契約、需要抑制量調整供給契約を締結している者）及び調整力の取引を踏まえ、一般送配電事業者とすることが考えられるか。ただし、同時市場導入までの議論や制度の進捗を反映させることが必要。
 - **取引単位**：現行制度を踏まえると、kWh市場は0.1MW（1コマ当たり50kWh）、調整力市場は最低入札量1MW、刻み幅1kWとなる。この点は、DERの取扱い等との関係でも議論のあるところであり、今後の議論の進捗を踏まえて適切な単位を設定すべきか。

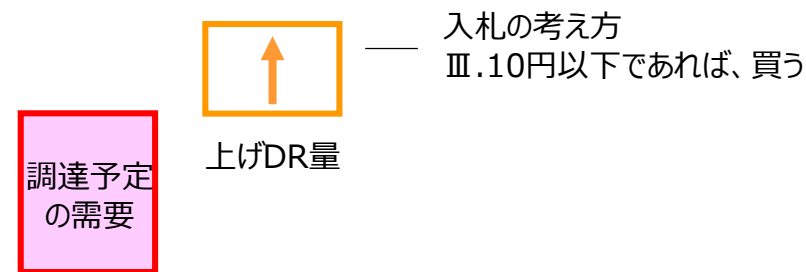
- 1． DERとDRの違いを踏まえた論点整理
- 2． DER・DR共通論点に関する検討
- 3． DR個別論点に関する検討
- 4． ローカル系統混雑との協調（同時市場との両立）
- 5． まとめと今後の進め方

- DR事業者の行動を具体化するため、どのような入札を行うかという観点から検討を行った。
- 下げDRはもともと調達予定の需要の一部を減らす行為であり、入札の考え方として、以下の2つが考えられる。
 - I. 一定価格以上であれば、下げDR量売る
 - II. 一定価格以上であれば、下げDR量の分は買わない
- 他方、上げDRは、調達予定の需要に加えて、需要を増やす行為であり、基本的には上げDR量売る（マイナス量の売り入札として扱う）という概念は考えづらいため、入札の考え方としては以下のように考えるのが自然か。
 - III. 一定価格以下であれば、上げDR量買う

【下げDR】

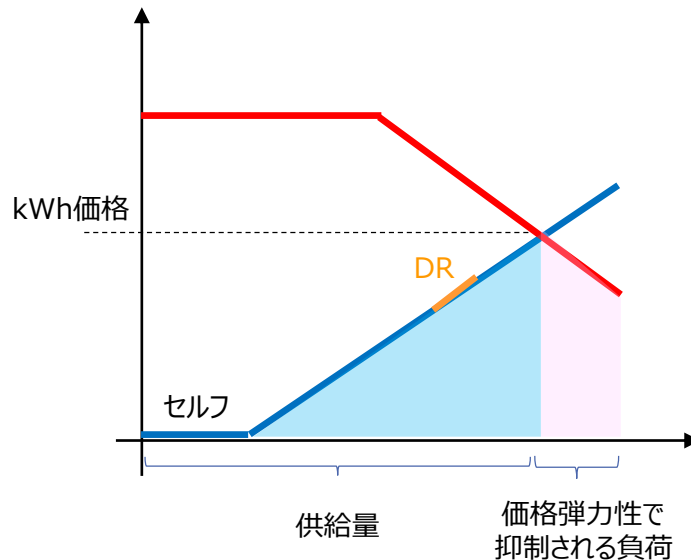


【上げDR】



- 下げDR・上げDRの入札のパターンを整理すると、下図のように、DRを供給曲線で扱う方法、ならびに需要曲線で扱う方法の2通りが考えられる。
（供給曲線で扱う場合には、売り入札されたDR量を、需要計画から区分する仕組みが必要）
- 上記を踏まえ、DRを供給曲線で扱うか、需要曲線で扱うかについては、引き続き検討を深めるとともに、電源起動・出力配分ロジックにおけるDRの取り扱いについても検討を行いたい。

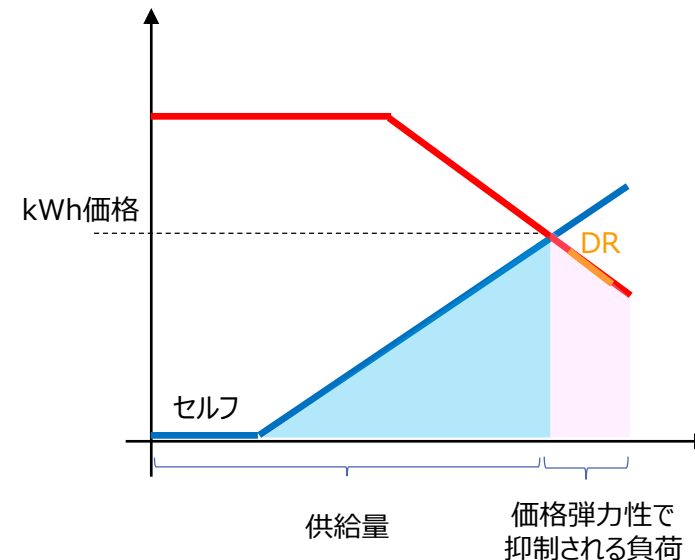
【DRを供給曲線で扱う方法】



入札の考え方

I. 一定価格以上であれば、下げDR量を売る

【DRを需要曲線で扱う方法】



入札の考え方

II. 一定価格以上であれば、下げDR量の分は買わない
III. 一定価格以下であれば、上げDR量を買う

- 米国（PJM、CAISO、NYISO）におけるDRの入札方法について調査した結果については以下のとおり。
 - 多くのISO/RTOにおいて、DRの市場入札方法については、火力等電源と同様に売り入札として扱っている事例が見受けられた
 - 一方、一部のISO/RTOにおいては、「コミットメント可能な需要削減量」「需要削減に参加する際の最低価格」を入力するようになっており、「量・価格を指定した買い入札」で取り扱っているような事例も見受けられた
- 上記を踏まえると、下げDRの入札については、事業者の契約形態によって、考え方Ⅰ（売り入札で取り扱う方法）および考え方Ⅱ（買い入札で取り扱う方法）の両方についてニーズがあるとも考えられることから、これらについては、事業者が自由に選択することを可能としてはどうか。（上げDRは以前の整理通り、買い入札で取り扱う）
- また、いずれの考え方であったとしても、SCUCロジックで取り扱う（潮流計算を行う）には、本来的にはノード単位の入札情報が必要となるところ、この点については前段の共通論点⑤（DERアグリゲーション）ならびに後段の論点（ローカル系統混雑との協調）とも絡むことから、具体的な取り扱いについては、これら論点の検討状況も踏まえて、引き続き検討を進めていくこととしたい。

論点①：買入札の方法について（続き）

- 前回検討会における指摘のとおり、一般的には、小売電気事業者が地点を特定して需要量を把握することは、現在の実務の運用だけでなく、技術的にも困難な面があると考えられる。このため、この点は将来的な課題とし、現時点では、前回検討会において提示された方向性のとおり、小売電気事業者は、エリア・コマごとに希望する量と価格を登録して買入札を行うことを原則としてはどうか。また、価格を登録しない買入札も可能としてはどうか。
- 一方で、発電事業者等が行う、揚水発電のくみ上げの需要や、大型の火力発電の経済差替えのための買入札、また、変動性再エネの想定出力の減少による時間前市場での買入札で地点が特定可能なものについては、同時市場が行うSCUCの結果をより実態に合致したものとし、計算の収束性を向上させる観点から、地点を特定した入札を求めることとしてはどうか。この点について、現在の相対取引の実務では、供給元の電源を特定していない点に留意する必要があるものの、経済差替えのために買入札を行う場合、差し替えにより停止を想定する電源は、買入札の時点では特定が可能であるとも考えられるのではないかと。
- また、買入札において、一定の場合には地点の特定を求めることとする場合には、特定義務の強度（努力目標か、特定可能な場合は原則として必須とするのか）についても検討が必要と思われる。
- さらに、データセンター等大規模の需要で、使用電力量の変動が大きく、かつ地点を特定可能なものについても、可能な範囲で地点を特定した入札を求めることも考えられるか。

- 現状の日本においては、卸（kWh）取引時は統計的手法（high 4 of 5）、調整力（ΔkW）取引時は直前計測型・事前予測型等といった異なるベースラインを使っている。
- 米PJMにおいても、kWhは統計的手法（標準ではhigh X of Y）、ΔkW（Reserve）は直前計測型（電源脱落発生時の前後1分間の需要実績のうち大きい方）と異なるベースラインを使っている。
- これは、kWhは平常時からのエネルギー削減量がDR量になるのに対し、ΔkWは応動変化幅がDR量となることから、その性質の違いのために、異なるベースラインが使われているものと考えられる。

＜PJMが準備する需要家ベースライン（2014年3月時点）＞

	標準 ベースライン	代替ベースライン							
	3 Day Types With SAA*	3 Day Types with SAA	3 Day Types with WSA**	7 Day Types	7 Day Types with SAA	MBL***	Metered Generation	Same Day (3+2)	Match Day (3 day average)
ベースライン 算出方法	統計的推計負荷-平均化法 ・ 4 of 5(平日) / 2 of 3(土曜日、日祝日)			統計的推計負荷-平均化法 ・ 3 in 3(曜日ごと)		最大基準負荷 (直近5日間の DR実施時間の 最低需要の平均)	発電機計測	事前・事後計測 (DR実施事前3 時間と実施後2 時間の需要の 平均)	統計的推計負荷-同等日採用法 (同等日3日間の平均)
算出の対象	平均より25%以上需要が小さい日を排除 ・ DRイベント日を除外						-	-	・ DRイベント日を除外
当日調整	需要データによる調整 ・ 上下方向の加算的調整 ・ DR実施時間の4時間前～1時間前の3コマのデータで調整	-	気温データによる調整 (回帰的調整) ・ DR実施時間帯のデータで調整	-	需要データによる調整 ・ 上下方向の加算的調整 ・ DR実施時間の4時間前～1時間前の3コマのデータで調整	-	-	-	・ 当日調整なし

【参考】三次調整力相当の調整力における論点別の各市場要件

- ・ メーター要件については、計量法の検定済み計量器のみを認めている市場（フランス）、TSOが要求する仕様を満たすメーターを採用している市場（イギリス、ドイツ、ベルギー）がある。
- ・ 計測方法は、フランス、アメリカは発動の直前負荷を利用している一方、イギリスは過去数日のデータを利用している。またベルギーにおいては、直前負荷の利用と過去数日データの利用の双方を採用していることが確認された。
- ・ イギリスの商品であるSTORは予備力という性質が強いこと、またイギリス、ベルギーともに商品の継続時間が比較的に長い点については日本におけるDRの基準の算定方法を検討する際に留意する必要がある。

計測地点					
受電点計測			個別計測		
フランス	ベルギー	P J M	イギリス	ドイツ	ベルギー
メーター					
法定			TSOの要求仕様		
フランス			イギリス	ドイツ	ベルギー
基準の算定方法					
直前負荷		想定直後負荷	統計的手法		
フランス (直前30min)	ベルギー (直前15min)	PJM (直前15min)	ドイツ (直後想定5min)	ベルギー (High X of Y)	イギリス (直近三日間)

19

出所）第9回制度設計ワーキンググループ（2014年10月30日）資料5-5をもとに作成・一部加工
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/kihon_seisaku/denryoku_system/seido_sekkei/pdf/009_05_05.pdf

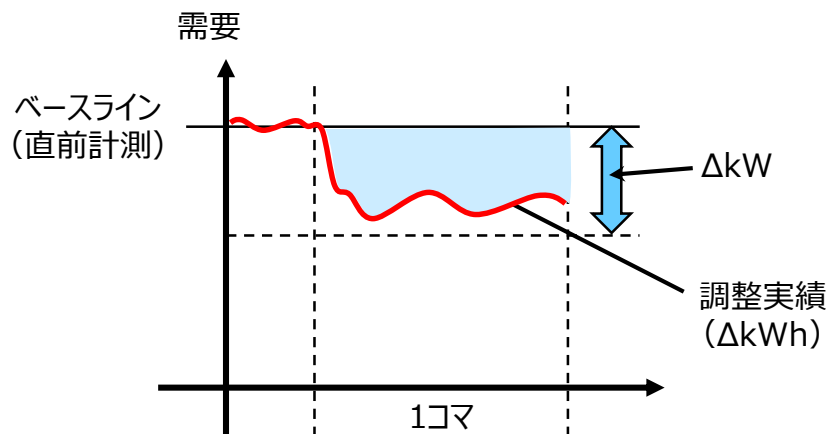
出所）第9回ERAB検討会（2019年3月19日）資料7より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/energy_resource/pdf/009_07_00.pdf

- 前述の現行整理も踏まえ、同時市場におけるDRのベースラインの在り方を検討する。
- 現状整理に合わせて、kWhとΔkWでベースラインを分けることを前提とすると、片方の市場にしか供出しない取扱いパターンb.とパターンc.は特に問題とならないか。
- 他方、取扱いパターンa.において、kWh市場とΔkW市場の両方に約定した場合、ベースラインが異なる状況では、アセスメントが出来ない等の課題が生じてしまう。
- このため、取扱いパターンb.とパターンc.のみ認める方向性、あるいはベースラインを統一することで取扱いパターンa.も認める方向性が考えられるが、海外事例等も参考に、引き続きDRのベースラインの在り方について検討していく。

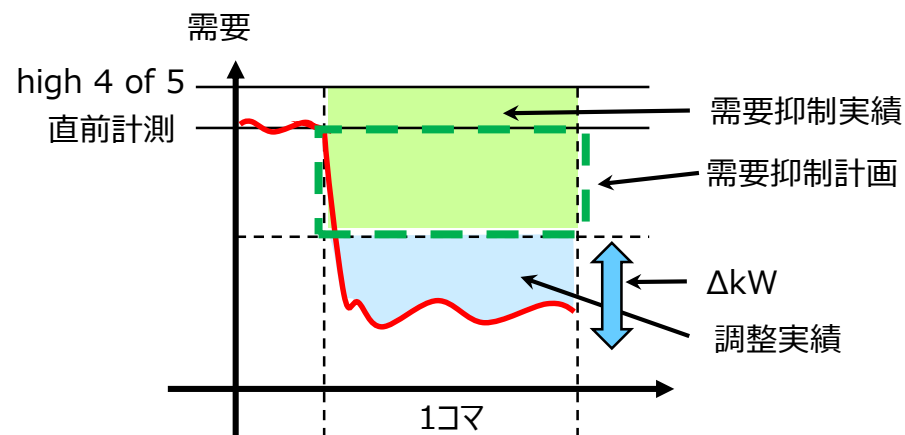
DRの取引形態		同時市場におけるDRの取扱いパターン	
市場向けDR (Explicit DR)	kWh取引 ΔkW取引	a. kWh市場・ΔkW市場の両方に供出する	kWhとΔkWでベースラインの統一が必要となるか
		b. ΔkW市場に供出するが、kWh市場には供出しない	
		c. kWh市場に供出するが、ΔkW市場には供出しない	kWhとΔkWでベースラインが異なっても問題ないか

- DRのkWh市場におけるベースラインがhigh 4 of 5、 Δ kW市場におけるベースラインが直前計測型（または事前予測型）と異なっている場合、両市場に供出された場合、どちらか一方の応動評価が正確にできない。

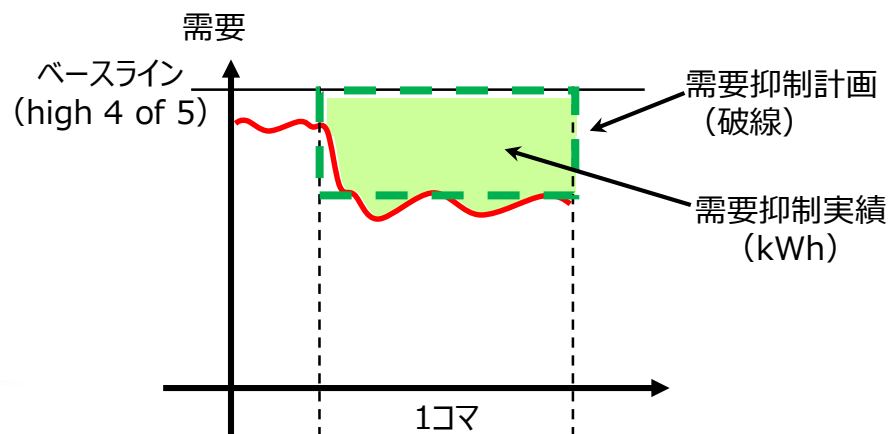
(b) Δ kW市場にのみ供出



(a) Δ kW市場・kWh市場両方に供出



(c) kWh市場にのみ供出



上記の例（「high 4 of 5」>「直前計測」）の場合、仮に事業者が Δ kWのベースライン（直前計測）を基準に需要抑制計画と Δ kWの調整指令に応じた場合、kWhのベースライン（high 4 of 5）と Δ kWのベースライン（直前計測）の差のkWhは過剰抑制（余剰）と評価される。逆に事業者がkWhのベースライン（high 4 of 5）を基準に応動した場合は、調整力の応動不足と評価される。

- 米国（PJM、CAISO、NYISO）におけるDRのベースラインについて調査した結果については以下のとおり。
 - PJM、CAISO、NYISOにおいて、以下二つの異なる基準値が許容されている
 - kWh（エネルギー市場）：統計的手法による設定
 - ΔkW（アンシラリーサービス市場）：直前計測によるディスパッチ間隔ごとの設定
 - また、kWh市場およびΔkW市場へ同時供出時の、特別な評価方法は確認されなかった
- 上記の、kWhとΔkWのベースラインが異なることにより、正しい応動評価ができないのではないかといった疑問についてPJMにヒアリングした結果、「2つの異なるベースライン方法を許容」しており、1つは「DRのエネルギー削減が容量義務を満たすのに十分かどうかを判断するため」に使用され、もう1つは「Synchronized Reserveの義務を満たすための応答（10～30分）を判断するため」に使用されている（目的別に使い分けている）との回答であった。
- この点、PJMのSynchronized Reserveは緊急時（電源脱落）に対応するための調整力であり、常時発動するものではない、かつ、平常時の細かなアセスメントとは異なることから、応動評価が異なっても実質的に問題ないといった可能性も考えられるところ。

米PJMにおける調整力の商品

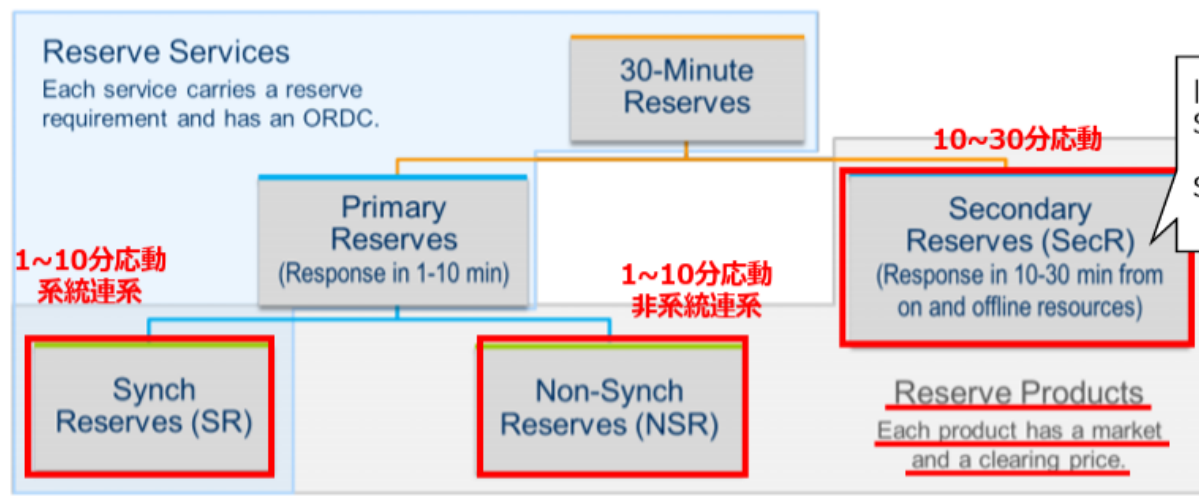
22

- 米国のうち、PJMの調整力商品は、大きく、平常時の時間内変動に対応する「Regulation (Reg)」と、緊急時の電源脱落に対応する「Reserve」に分かれる。
- また、「Reserve」には、電源脱落に即座に対応する「Primary Reserves (事前の系統連系有無でSR・NSRに分かれる)」と、電源脱落分を継続的に供給する「Secondary Reserves (SecR)」の3つの商品※がある。

※ NERCによる分類では「Spinning Reserve」「Non-Spinning Reserve」「Supplemental Reserve」とも呼ばれる。

- **Regulation (Reg)**: レギュレーション商品 (平常時の時間内変動)
- **Reserve**: 予備力商品 (緊急時の電源脱落)

Reserve Services and the Reserve Products that can satisfy the requirements:



- 前述の内容を踏まえると、平常時対応調整力（GF・LFC・EDC）も取り扱う日本の同時市場において、kWh市場と Δ kW市場の両方に入札・約定した場合に、異なるDRのベースラインを使用することは、事業者のペナルティリスクや安定供給の観点からは、相応の課題があると考えられる。
- そのため、まずもっての対応としては、取扱いパターンb.（ Δ kW市場に供出するが、kWh市場には供出しない）と、取扱いパターンc.（kWh市場に供出するが、 Δ kW市場には供出しない）については、いずれの取扱いパターンも選択できるようにしておく仕組みとすることが考えられるのではないか。
- 他方、本来であればDRにおいても、同時最適の観点からは、取扱いパターンa.（kWh市場・ Δ kW市場の両方に供出する）も選択できるようにしておくことが、安定供給のための需給運用とメルिटオーダーの実現に貢献するため、ベースライン統一により課題解決が図れないか（それにより取扱いパターンa.を選択可能とできないか）等について、引き続き検討を進めていくこととしてはどうか。

- 取扱いパターンa.において、ベースラインを統一した場合の課題(影響)については下表のとおり。
- 今後、ベースライン統一により課題解決が図れないか(それにより取扱いパターンa.を選択可能とできないか)等について、引き続き検討を進めていく。

入札市場		a.両方の市場			b.ΔkW市場のみ	c.kWh市場のみ
ベースライン の考え方	ΔkW	直前計測型 ・事前予測型	直前計測型 ・事前予測型	統計的手法 (high 4 of 5)	直前計測型 ・事前予測型	—
	kWh	統計的手法 (high 4 of 5)	直前計測型 ・事前予測型	統計的手法 (high 4 of 5)	—	統計的手法 (high 4 of 5)
特徴		・現行と同様 ・ΔkWとkWhそれぞれのベースラインが異なることにより、同時に約定し、かつベースラインに差分が発生した場合、インバンスリスクや、調整力の応動不足となる	・kWh側をΔkWのベースラインに変更したケース ・ΔkWのアセスメントには対応可能 ・直前計測の場合、コマ内の需要傾向が変動するとベースラインとして不適切 ・事前予測の場合、DR事業者の設定によるインバンスが小売側のインバンスになる	・ΔkW側をkWhのベースラインに変更したケース ・指令時に需要が変化している可能性があり、調整指令に対し適切に需要抑制ができない可能性がある	・現行と同様	・現行と同様
事業者の ペナルティリスク多寡		△ (ΔkW・kWhの双方に リスクの可能性)	△ (kWh側のインバンス リスクの可能性)	△ (ΔkW側のアセスメントに 対応できない可能性)	—	—
安定供給		△ (TSOによる調整が必要 な場合がある)	△ (TSOによる調整が必要 な場合がある)	△ (TSOによる調整が必要 な場合がある)	—	—

(参考) 需要家リスト・パターン（またはネガポジリスト・パターンの需要リソース） 登録時の基準値の選択

87

- 取引会員には、週間市場商品の場合、需要家リスト・パターン（またはネガポジリスト・パターンの需要リソース）登録時に、基準値の設定方法を事前予測型または直前計測型から選択していただきます。なお、予定している商品区分が一次調整力の場合、取引会員は、需要家リスト・パターン（またはネガポジリスト・パターンの需要リソース）登録時に、基準値の設定方法を事前予測型、直前計測型または逐次計測型から選択していただきます。 ※ 属地TSOにおいて逐次計測型の実施ができない場合は逐次計測型を選択することはできません。
- 余力活用に関する契約を締結する場合は、直前計測型または逐次計測型を選択することはできません。
- 同一の系統コードにおいて、各リスト・パターンごとに異なる設定方法は選択できません。
- 取引会員が異なる基準値の設定方法を用いて同一の週間市場商品での取引を希望する場合、系統コードを2つ取得することで、それぞれの系統コードごとに1つずつ基準値の設定方法を用い、各リスト・パターンを20パターンずつ登録することを可能とします。詳細については、284スライド以降の「2-6. 発電販売計画および基準値計画の提出方法」をご確認ください。

	事前予測型	直前計測型	逐次計測型
用語の定義	あらかじめ予測した需要電力量を用いて基準値等を設定する方法	約定した商品ブロック直前の需要の実績（属地エリアの託送供給等約款で定める損失率で修正した値とする。）を用いて基準値等を設定する方法	一次調整力において約定した商品ブロックを5分ごとに区切り、基準値等を設定する方法。各基準値等は当該5分ごとの区切りの開始時刻の直前5分間の需要実績を用いて設定（次スライドを参照）
基準値の設定における主な要件	● 取引会員が取引を希望する商品の粒度ごとの需要想定値を需給調整市場システムを用いて提出し、その値を基準値とする。 ● 落札ブロックの最初のコマの1時間前までに提出。	● オンラインで取得している応動実績データのうち、落札ブロック開始前5分前から開始時刻までの平均値を基準値とする。 ● 同一の需要家リスト・パターンにおいて連続して約定した場合は、はじめの落札ブロックで設定した基準値を最終ブロックまで継続。	● 各基準値は、約定した商品ブロックを5分ごとに区切った、当該5分ごとの区切りの開始時刻の直前5分間の平均値とする。 ● 逐次計測型は、商品区分が一次調整力のみのリソースに限り選択可能。

三② 三① 二② 二① 一① 複合



取引規程 第2章 第19条

- インバンスリスク回避（同時同量達成）のための取引については、Balancing Group（BG）内で完結することから、kWh市場やΔkW市場に供出されず、TSOはDR量を直接的には把握できないこととなる。
- この点、DRリソースの大宗を占めるBehind-the-meter（BTM）の設備は小規模かつ膨大であり、全量について電源起動・出力配分ロジックで扱うことは非現実的だと考えられる。
- また、第3回本検討会資料5（エナジープールジャパン株式会社）によると、実態として、市場向けDR（Explicit DR）はリクワイアメント・アセスメントのハードルが高く、それらをマストとすると、却ってDRの阻害に繋がる（需要家が契約してくれなくなる）可能性も考えられ、これを踏まえると市場外DR（Implicit DR）も認めることがDRリソースの有効活用や発展にも資するのではないか。
- 一方、DRについては、市場向けDRとしての活用を期待する声もあることから、それらについては、DR事業者の実務を踏まえつつ、市場取引しやすい環境整備（電源起動・出力配分ロジック等の検討を通じた入札情報の整理や価格規律の検討等）により、市場供出を促していくといった方向性が考えられるのではないか。
- また、需給運用に影響を与えるような需給ひっ迫時等においては、（市場供出という形でなくとも）発動予定量等の情報把握は大切と考えられることから、情報共有の在り方について今後しっかり検討していきたい。

- DR事業の実態として、市場向けDR (Explicit DR) に対応できるリソースは限定的 (リクワイアメント・アセスメントを達成し得る蓋然性が低い) であるものの、発動予定量の開示 (安定供給への貢献) 等は提案頂いたところ。

Energy Pool
Smart energy management

Demand Responseとスリー・パート・オファー
Explicit DRとImplicit DRでは扱いが違うはず

- DRリソースは「自家発代替DR」「生産プロセスDR」「蓄電池DR」に大別
- 特に、生産プロセスDRの場合、共通化した費用積算(①起動費 ②最低出力費用 ③限界費用カーブ)は実質的には難しい
- 弊社が実施する経済DR (Implicit DR) の場合、DRリソースを自前のポートフォリオとしてBG内部で使い切ることを目指しているため、市場供出目的の優先順位は決して高くない(5%程度)
- 但し、市場供出 (Explicit DR) する場合は、スリーパート情報は出すべきか
- 経済DR (Implicit DR) の場合は、発動予定量の開示ならば妥当か

「生産プロセスDR」と言っても多種多様

電解槽
市場供出目的のDRの発動は予見性が立ち難い。無理に生産ラインの稼働増減を実施すれば、コスト増につながる。その場合、如何に補填するかが課題・・・(経済DRの場合は、生産計画との事前擦り合わせが可能)

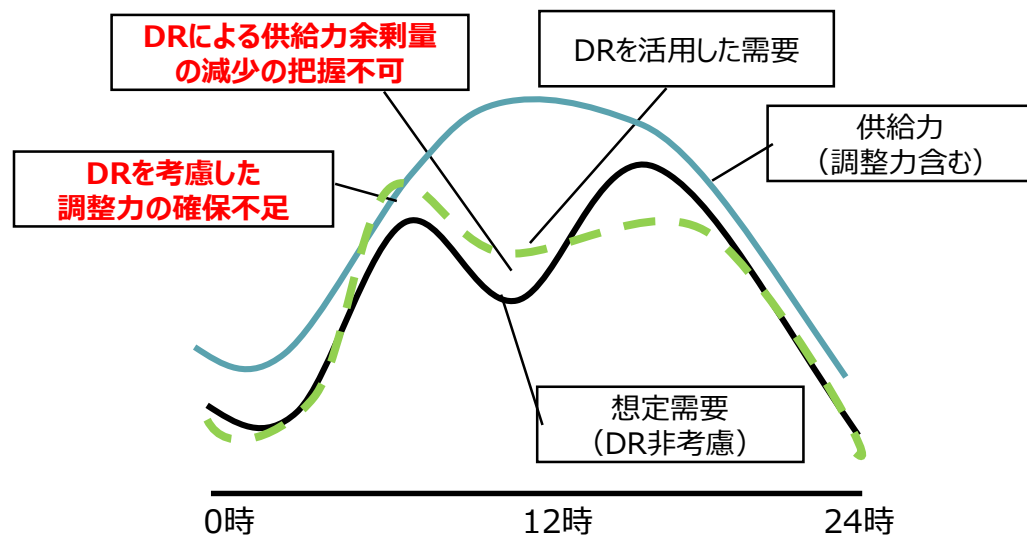
産業ガス

電炉
バッチ処理が可能であることから、生産工程調整の柔軟性は担保し得る。それでも市場活用はペナルティ等を考えると需要家様の理解が得難い

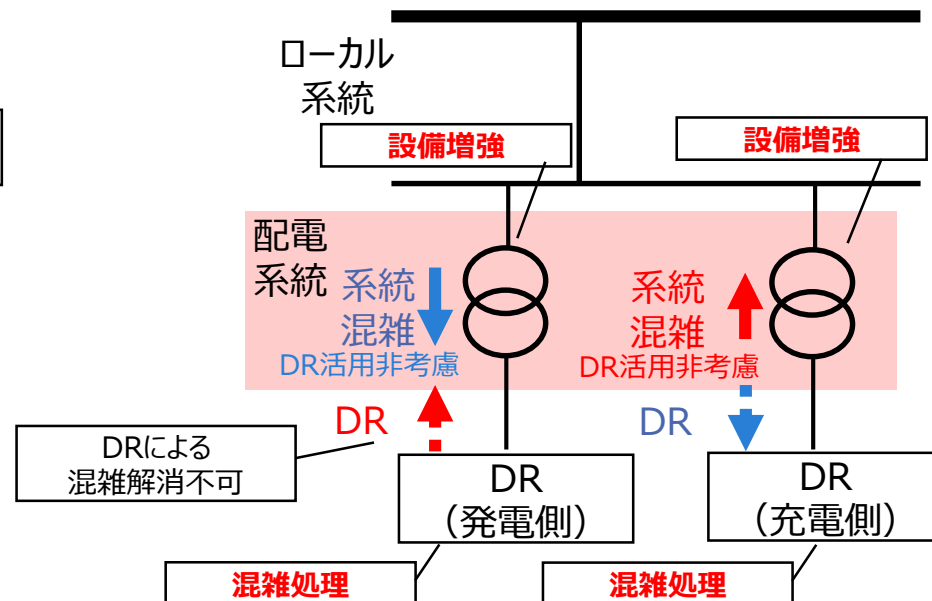
例えば、市場経由で上げDRを行う場合、リクワイアメント・アセスメントを達成し得る蓋然性は極めて低い(斯様に精緻な負荷調整が可能なプロセスDRリソースは限られる)

- DR (BTM) の運用状況により、需要が変動するため、一般送配電事業者がDRによる需要増減を把握できない場合、単に気温・気象等から需要想定や潮流想定を行うことが困難となり、下記の影響が考えられる。
 - 調整力の確保量の過不足
 - 再エネ出力制御の必要量の過不足
 - 混雑処理量の過不足および系統設備増強の過不足
- 必要な供給力・調整力が確保できないことや、過負荷による設備損壊等により安定供給に支障をきたす可能性があること、また過調達・制御による費用増加等により、本来避けるべき過剰な対応が発生すると想定される。
- したがって、DR (BTM) の運用情報は、運用者にとって不可欠な情報になると考えられる。

【DR (BTM) の運用状況未把握による需給バランスへの影響】



【DR (BTM) の運用状況未把握による混雑管理への影響】



■ 米国（PJM、CAISO、NYISO）におけるBTMの取扱いについて調査した結果については以下のとおり。

- 米国においてもBTM-PVの増加により、BTM-PVの発電量が需要量を上回る場合の需要予測に対する懸念や、自家消費を目的に設置されている発電設備等の出力が把握できないことで、需要急増時や緊急時に当該BTMが稼働しない場合の電力系統に生じるリスクを懸念し、設備情報・系統へ供給される量、DRの場合は負荷削減にかかわる情報の報告を求めることを進めている

項目		CAISO	NYISO	PJM
市場外 DR	把握に関わる課題	BTM-PVの増加や、スケジュールリングコーディネーター（SC）の提出情報の未統一により正確な需要予測が困難となっていた。	ピーク時の供給電力不足や、発電所の緊急停止の際に、電力系統が不安定になる等のリスクがあった。	主に大規模事業者や地方自治体等の施設の自家消費を目的に設置されているBehind the Meter Generation（BTMG）の出力が把握できないことで、需要急増時や緊急時に当該BTMGが稼働しない場合の電力系統へのリスクがあった。
	把握方法	以下について小売事業者（SC）より報告 ・メーター上の総需要量 ・自家消費されずに系統へ供給される総電力量	登録任意のEmergency Demand Response Program（EDRP）において、以下を報告 ・設備の概要等の基礎情報 ・負荷削減可能量 ・負荷削減時の制約事項	以下について小売事業者（LSE）より報告 ・電源種、発電機の位置、定格容量等の基礎情報 ・1時間当たりの発電量等の稼働計画 ・（10MW以上の場合）遠隔計測の方法

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

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

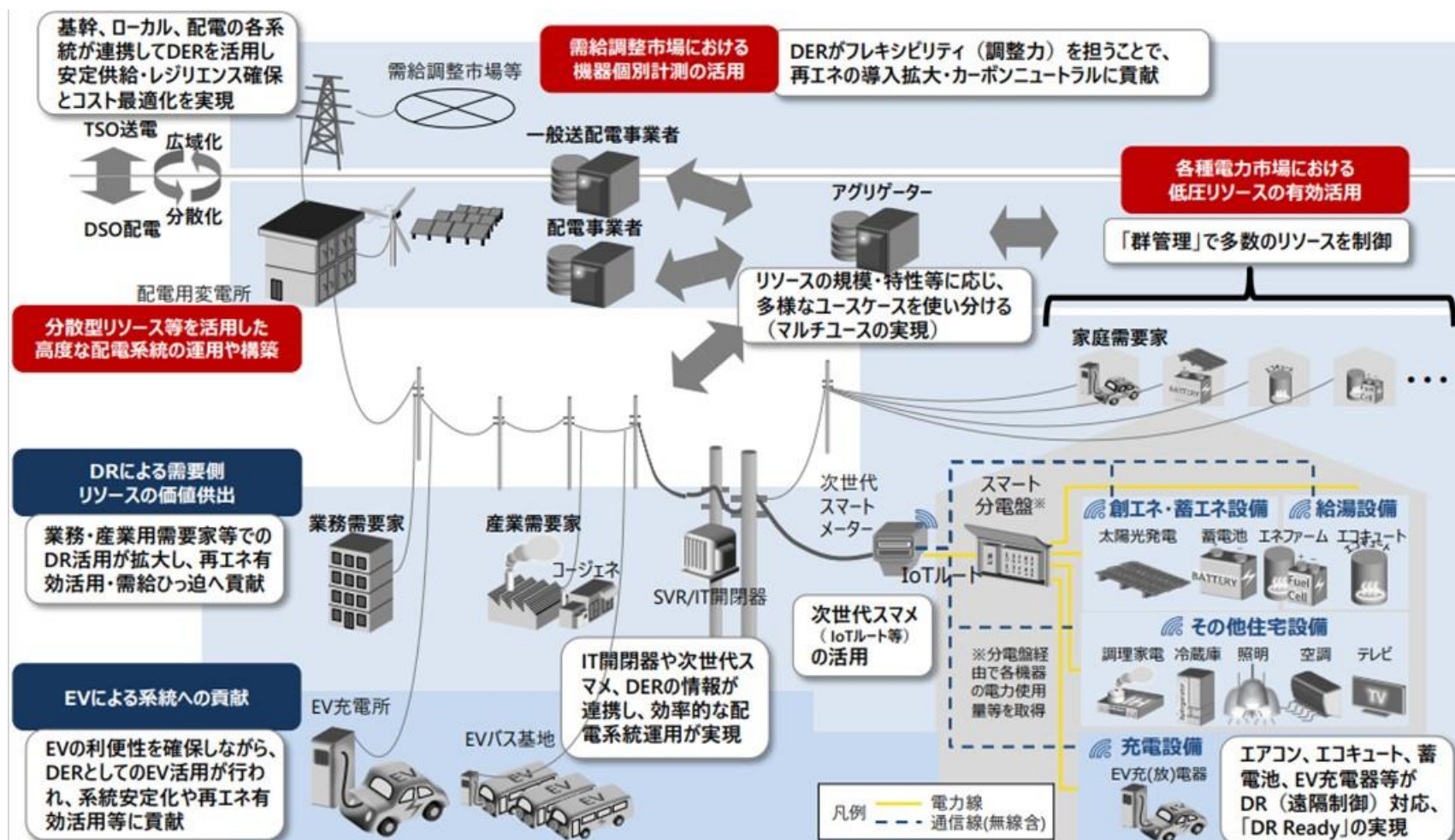
出所：CAISO、Tariff Amendment on Excess Behind the Meter Production、2020年10月23日、<https://www.caiso.com/Documents/Oct23-2020-TariffAmendment-ExcessBehindtheMeterProduction-ER21-190.pdf>

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

- 前頁のような海外事例を踏まえると需要予測が困難になることや、発電設備の緊急停止時の電力システムの安定性に懸念があり、現在の対策としても任意で情報提供を求めているものの、継続した課題であると考えられる。
- 日本の同時市場においても需要予測や需給ひっ迫時の取り扱いについて懸念が残るため、増加するBTMに対する対応については、中長期的にどのような対応を行うべきか海外事例等も踏まえて、引き続き検討を行っていく。

- 1． DERとDRの違いを踏まえた論点整理
- 2． DER・DR共通論点に関する検討
- 3． DR個別論点に関する検討
- 4． ローカル系統混雑との協調（同時市場との両立）
- 5． まとめと今後の進め方

- 分散型電力システムの将来イメージとしては、分散型リソースの活用により、様々な分散型リソースが電力システムと融合し、安定供給・再エネ有効活用等に貢献する「分散型電力システム」の実現が示されているところ。

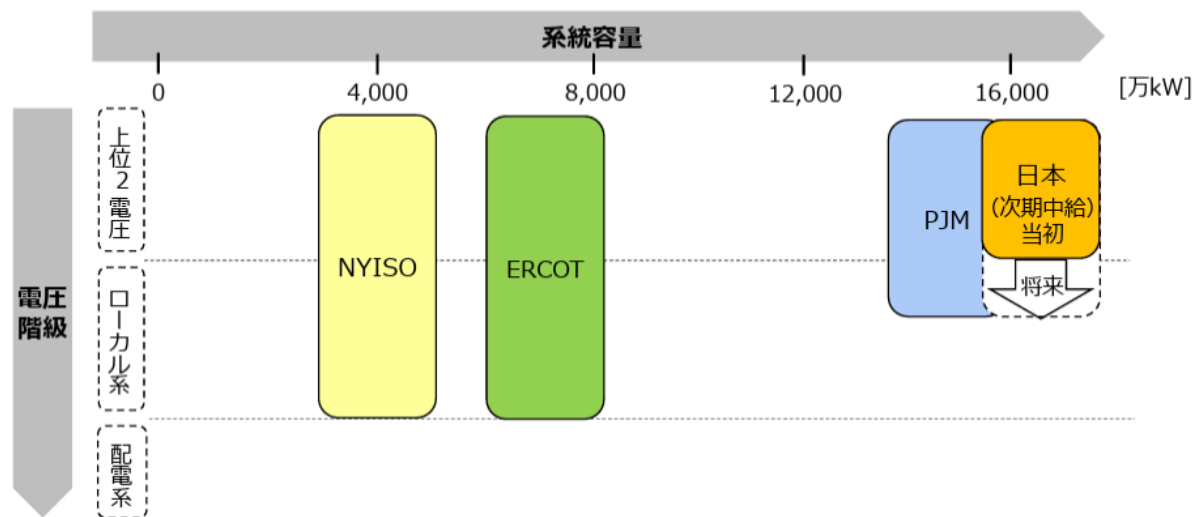


- 一方、同時市場は、最適化処理時間等も踏まえ、現状では上位2電圧の基幹系統を取り扱う方向を考えており、この点、DERはその規模からローカル系統以下に接続されることが多く、ローカル系統で混雑が発生した場合、同時市場（基幹系統混雑管理）とローカル系統混雑管理をどのように両立させていくかが課題となる。

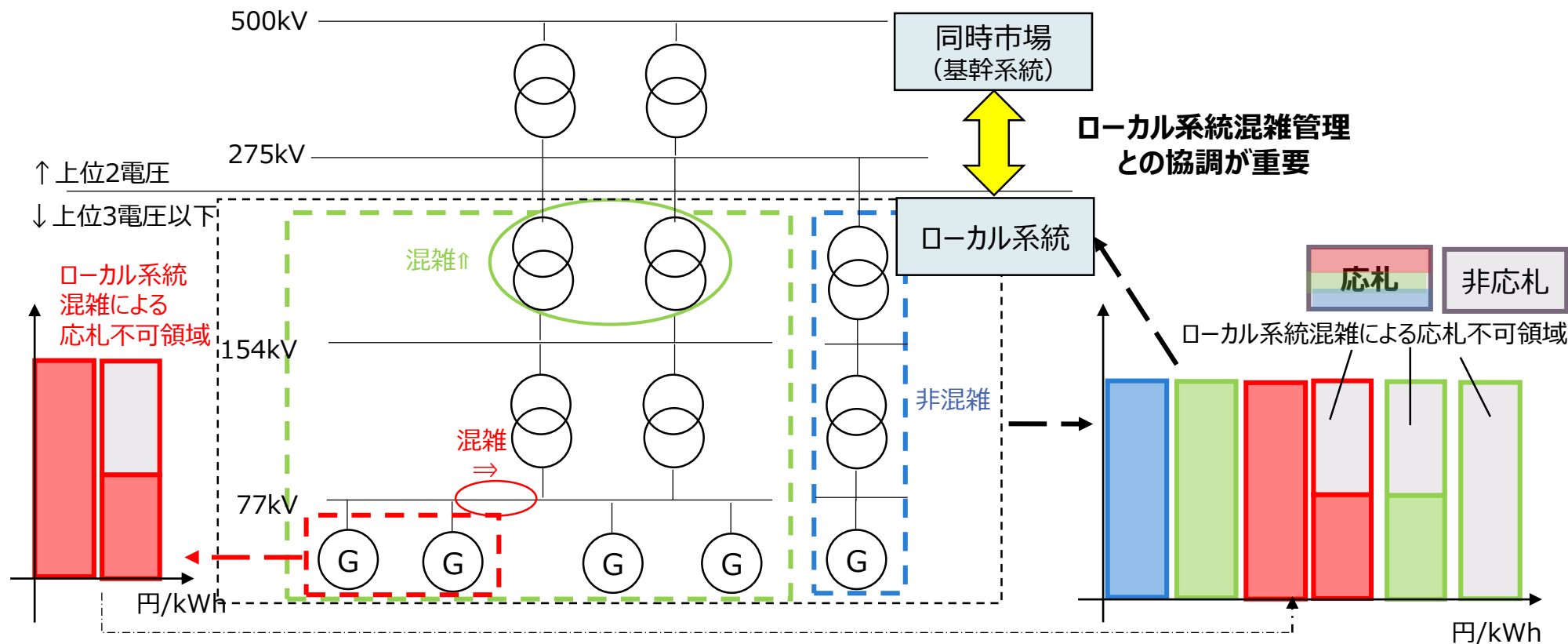
検討上の考慮事項④（系統容量と電圧階級）

10

- SCUC・SCED（混雑処理）の実装には、発電・需要だけでなく系統模擬も必要であることから、系統容量が大きくなると、その分だけ最適化の処理時間が肥大化する。すなわち、海外で導入されているロジックが、日本においてもそのまま導入できる訳ではないことにも留意が必要となる。
- また、系統模擬対象の電圧階級が混雑処理対象になることから、対象系統が下位階級に行くほど、ノード数が多くなり、計算負荷の大幅な増加に繋がる。そのため、ローカル系統の取りこみにより、ノード数を多くしようとすると、最適化ロジックを簡素なものにする必要があることに留意が必要である。逆を言うと、最適化ロジックを複雑にしようとすると（電源の様々な発電制約を反映できるようにする等）、計算負荷の軽減のために対象系統の減少が必要になるといった、トレードオフの関係が生じる。



- 具体的には、ローカル系統に接続される小規模DERリソースに関しては、ローカル系統の混雑状況によっては出力（応札）できない領域も発生するため、それら制約を無視して同時市場に応札・約定すると、約定結果に従えない（従うとローカル系統混雑が発生してしまう）状況になってしまう。
- この点、ローカル系統混雑は、単一DERリソースの挙動のみによって生じるものではなく、複数のDERリソースの挙動（あるいは再エネ・需要変動）が複雑に絡み合って生じるという特徴がある。
- そのため、同時市場とローカル系統混雑管理との両立については、他の審議会等における検討や取組みを踏まえて、引き続き、検討が必要と考えられる。



- 1． DERとDRの違いを踏まえた論点整理
- 2． DER・DR共通論点に関する検討
- 3． DR個別論点に関する検討
- 4． ローカル系統混雑との協調（同時市場との両立）
- 5． まとめと今後の進め方

- 今回、海外事例等を参考に、同時市場におけるDERの取扱いについて整理を行った結果については以下のとおり。

【DER・DR共通論点①】DERの入札情報

- DERにおいても入札情報は発電機と同等の項目は残しつつ、提出されない項目は自動的に無効とする（0として扱う）等の実務負担を軽減する工夫をしていく方向性（第5回本検討会での整理）が考えられるか
- DRリソースに関し、「量・価格を指定した買い入札」で取り扱っている事例も見受けられたため、日本の同時市場においても需要に対する買い入札等と同様に取り扱っていく方向性が考えられるか（後段の個別論点③とも関連）
- Δ kWとして活用する場合のDER入札項目について、基本的にはkWh市場への入札項目と同様としつつ、読替えが必要な項目もあると考えられるため、火力等の電源の入札情報を踏まえて整理していくこととしたい
- DERのうちDRについては、調整機能を有する場合であっても、各種制約が存在し得る点や、異なるベースラインを有する点（後段の個別論点④とも関連）など、両方の市場に対し応札することに対するハードルが考えられるため、DRの入札については、kWh市場あるいは Δ kW市場への入札を指定できるようにする方向性が考えられるか

【DER・DR共通論点②】DERのプライスベース入札

- プライスベース入札についてDERと火力等その他の電源で考え方を違える必要は特段ないと考えられ、市場支配力行使を防ぐための方策と共に、入札全体における価格規律の検討に包含して検討していく方向でよいのではないか

【DER・DR共通論点⑤】DERのアグリゲーション

- どのような考え方で地理的範囲を分割するか、あるいは地理的範囲は分割しないもののノード毎の分配係数の割合に一致する出力を求める（混雑箇所を跨いだアグリゲーションは許容するも、混雑箇所の潮流を変化させるアグリゲーション内の分配は認めない）といった様々な検討の方向性が考えられるところ
- 上記については、後段の論点（ローカル系統混雑との協調）や最低入札量の在り方等とも絡むことから、具体的な取り扱いについては、関連する審議会（あるいは取り組み）とも連携しながら、引き続き検討を進めていきたい

- 今回、海外事例等を参考に、同時市場におけるDERの取扱いについて整理を行った結果については以下のとおり。

【DR個別論点③】DRの買い入札・売り入札の扱い

- 下げDRの入札については、事業者の契約形態によって、考え方Ⅰ（売り入札で取り扱う方法）および考え方Ⅱ（買い入札で取り扱う方法）の両方についてニーズがあるとも考えられることから、これらについては、事業者が自由に選択することを可能としてはどうか（上げDRは以前の整理通り、買い入札で取り扱う）
- また、いずれの考え方であったとしても、SCUCロジックで取り扱う（潮流計算を行う）には、本来的にはノード単位の入札情報が必要となるところ、この点については他論点も踏まえながら引き続き検討を進めていくこととしたい

【DR個別論点④】DRのベースライン

- まずもつの対応としては、取扱いパターンb.（ Δ kW市場に供出するが、kWh市場には供出しない）と、取扱いパターンc.（kWh市場に供出するが、 Δ kW市場には供出しない）については、いずれの取扱いパターンも選択できるようにしておく仕組みとすることが考えられるのではないかと（取扱いパターンa.についても引き続き検討）

【DR個別論点⑥】BTM（behind the meter）の取扱い

- 日本の同時市場においても需要予測や需給ひっ迫時の取扱いについて懸念が残るため、増加するBTMに対する対応については、中長期的にどのような対応を行うべきか海外事例等も踏まえて、引き続き検討を行っていく

【ローカル系統混雑との協調（同時市場との両立）】

- 小規模DERリソースは、ローカル系統混雑状況によっては出力（応札）できない領域も発生するため、それら制約を無視して同時市場に応札・約定すると、約定結果に従えないといった課題が生じる
- そのため、同時市場とローカル系統混雑管理との両立については、他の審議会等における検討や取組みを踏まえて、引き続き、検討が必要と考えられる

以 上