

同時市場におけるDRの取り扱いについて

2023年12月27日

資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関

- 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（以下「作業部会」という。）の取りまとめにおいて、DRの取り扱いについては、事業者からの提案も踏まえつつ、今後、DRの最大限の活用のために、同時市場において、どのような仕組みが考えられるか検討を行う必要があるとされていたところ。
- また、第3回本検討会（2023年10月23日）において、エナジープールジャパン株式会社より、DRのリソース種別（生産プロセスDR・自家発代替DR・蓄電池DRに大別）や、事業領域の実態（市場向けDRおよび市場外DR※の割合）も踏まえた制度設計の重要性、あるいは委員よりDRの難しさを踏まえた上でどうすれば市場向けDRとして活用しやすいか、市場外DRであっても安定供給とコスト低減に寄与するかの観点等重要との意見等も頂いたところ。
- 今回、作業部会での議論や検討会での意見等を踏まえつつ、同時市場においてDRを取り扱うにあたっての論点を整理したため、ご議論いただきたい。

※ スポット市場・需給調整市場等（将来的に導入されたとしたら同時市場）の市場での取引を行う形態を「市場向けDR」、市場で取引を行わず、BG内の取引で完結する形態（第3回本検討会資料5においては「経済DR」と記載されていたもの）を「市場外DR」とした。

- 1． 議論状況の振り返り
- 2． DRの概要と取引形態について
- 3． 同時市場でのDRの取扱いについて
 - － 1． 市場向けDR (Explicit DR)
 - － 2． 市場外DR (Implicit DR)

- 1． 議論状況の振り返り
- 2． DRの概要と取引形態について
- 3． 同時市場でのDRの取扱いについて
 - － 1． 市場向けDR (Explicit DR)
 - － 2． 市場外DR (Implicit DR)

- 米PJMでは、DRも火力電源と概ね同様の入札情報が適用されていることも参考に、日本における特殊性や考慮要素を踏まえて、どのような入札情報とするか検討することとしていた。

入札にあたって必要な情報（DR）

- DRに関して、入札にあたって必要な情報はどのように考えられるか。
- PJMでは、DRにおける入札項目は火力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）。日本においても、PJMと同じような情報を入札させることが考えられるが、その他、どのような入札情報が考えられるか（日本において、特殊性や考慮すべき要素はあるか）。

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

- 事業者からは、DRが登録する入札情報やkWh・ΔkW市場での入札に関して提案があり、これらも踏まえ、DRの最大限の活用のために、同時市場において、どのような仕組みが考えられるか検討を行う必要があるとされている。

デマンドレスポンス（DR）

- 参考資料3のとおり、第5回市場WG（2023年1月）において、大阪ガス株式会社より、DRに関して、主に以下のような御提案があったところ。
 - － 約定規模により対象顧客範囲が変化し、DRアナウンスが困難なため、ΔkWでの入札か、kWhでの入札かを指定できる仕組みが必要ではないか。
 - － DRは起動費等は存在しないため、限界費用カーブのみの登録としてはどうか。
 - － DRが市場支配力を行使できる規模に成長するまでは、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。
- これらを踏まえ、**デマンドレスポンスの最大限の活用のために、前日同時市場においては、どのような仕組みが考えられるか。**なお、上記の3つ目の－については、現行の「適正な電力取引についての指針」において、スポット市場への入札に関連して、次ページのように規程されていること等も踏まえて、検討が必要ではないか。

■ また、第3回本検討会（2023年10月23日）において、エナジープールジャパン株式会社より、DRのリソース種別（生産プロセスDR・自家発代替DR・蓄電池活用DRに大別）や事業実態（市場向けDR・市場外DRの割合）も踏まえた制度設計が重要ではないかとの御提案があったところ。



Smart energy management

Demand Responseのリソースとは

日本のDRでは、これまでは「自家発代替」が主流だった

これからはこちら

我が社はCNIに結節する「生産プロセス」にtop priorityを置いている

フランスでは「自家発代替」を活用した市場取引は認められていない（但し、implicit DRは可能）
曰く、not environmentally friendly

生産プロセスDR

自家発代替DR

蓄電池活用DR

©2023 Energy Pool Japan, Inc. All rights reserved

7



Smart energy management

Demand Responseの事業領域は広がっている

マネタイズし得る3つのドメイン

(1) 市場取引 (explicit DR)



2022年度・エナジープール実績
Top-lineの太宗が経済DR

市場取引	経済DR
10日	126日
630万kWh	1億2,442万kWh
5%	95%

当社速報値ベース(上げ下げ合計値)
容量市場・実効性テスト分は除く

経済DR (implicit DR)

(2) コーポレートPPA (オンサイト・オフサイト)



Energy Pool

(3) Balancing Group

注: EPIでは、BGを『ご契約頂いたお客様に、責任を持って電気をお届けする主体』として定義し、供給能力確保義務を誠実に履行する事業者として捉えている



Energy Pool Japan, Inc. All rights reserved

5

- これを受け委員からは、DRの難しさを踏まえた上でどうすれば市場向けDRとして活用しやすいか、市場外DRであっても安定供給とコスト低減に寄与するかの観点等重要との意見等も頂いたところ。

（第3回 同時市場の在り方等に関する検討会 議事録抜粋）

■ 市村委員

テクノロジーがどんどん発展していくということになっていくと、このDRというのも、ある意味で小規模リソースも含めて、よりフレキシブルに活用できるといったような側面も出てきて、むしろ、この市場取引というのがやりやすくなる側面もあるのかなと思ったりもするんですけど、そういったところの見立てというか、現状のご説明はいただいたところだと思いますが、そういった今後の技術の発展に伴う予見というか、見立てみたいなのところがあれば、教えていただければ幸いです。

■ 五十川委員

個別の点では腑に落ちる点が多く、共通化した費用積算、Three-Partのような、そういったものが難しいという点、予見性の観点から課題があるといった点はおっしゃるとおりかと思えますし、DRの特性を考慮に入れて、事業者目線を配慮した制度設計を今後行っていく必要があるかと思えます。先ほどの議長のコメントともかぶりますが、市場に供出される範囲において、現実的な範囲でしっかり情報開示ができるような制度になっていけばと思います。

■ 松村委員

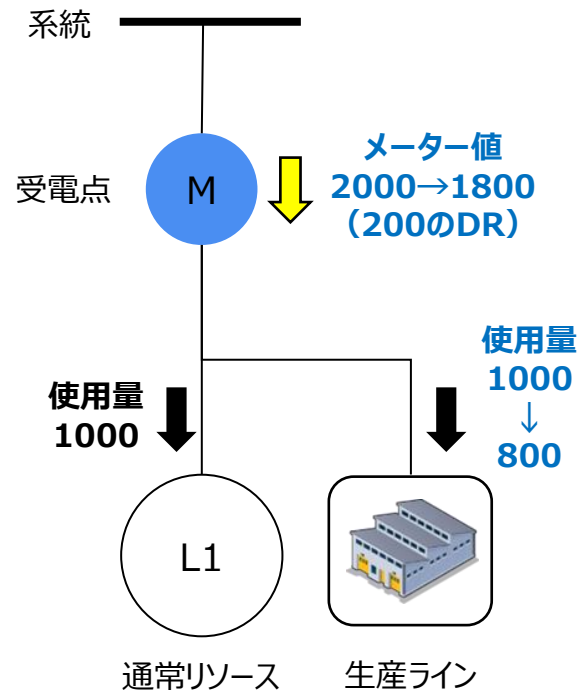
そうはいつでも、DRは大きな役割を果たしていると。経済DRが、調整力市場という格好で常に出てこなくても、ある種の調整の役割を果たしてくれていれば、調整力として調達しなければいけない量が減るはず。したがって大きく影響を与え、安定供給にも資することになる。調整力の調達の計画も、DRの発展に依存する。だから、自分たちの出せる範囲で積極的に情報を出すつもりだという表明は、これはとても大きなことで、同時市場の話に限らず、とてもありがたいことを言っていたいただいても受け止めています。（中略）それでも、私としては、DRは基本的に調整力市場やkWh市場に直接出てくるのは、かなりの割合のものはすごく難しいとの説明と受け取った、あまり期待しないくださいということなのかと。その意味で残念なプレゼンだった。これを前提とすると、こちらの側の期待は、逆にどう設計すればうまく市場に入れるのですかということも聞きたかった。これから、細部の設計でそういうものがあるとするならば、またその機会に、こうしてくれないと、そもそも僅かにしか入れないのだけれども、全く入れなくなっちゃいますとか、こうしてくれば、僅かかもしれないけど量が増えますとかということがあれば、細部の制度設計の局面でもご指摘いただければと思いました。

- 1． 議論状況の振り返り
- 2． DRの概要と取引形態について
- 3． 同時市場でのDRの取扱いについて
 - － 1． 市場向けDR (Explicit DR)
 - － 2． 市場外DR (Implicit DR)

- 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。

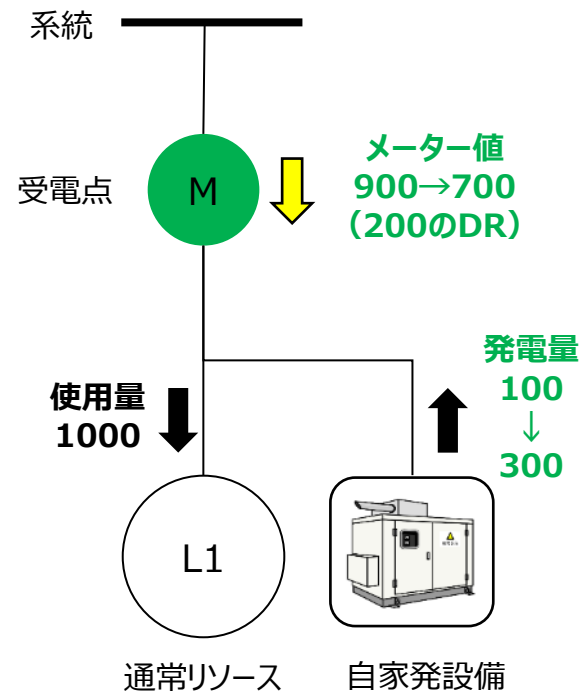
生産プロセスDR

生産ライン減産など電気使用量の抑制



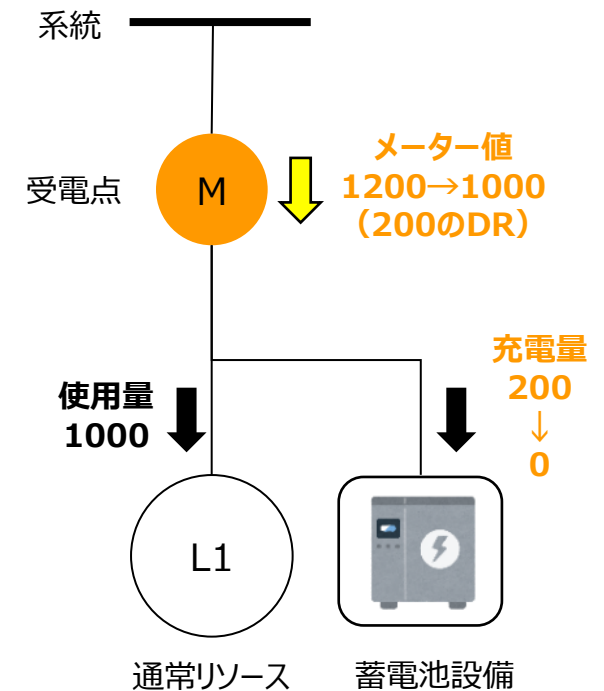
自家発代替DR

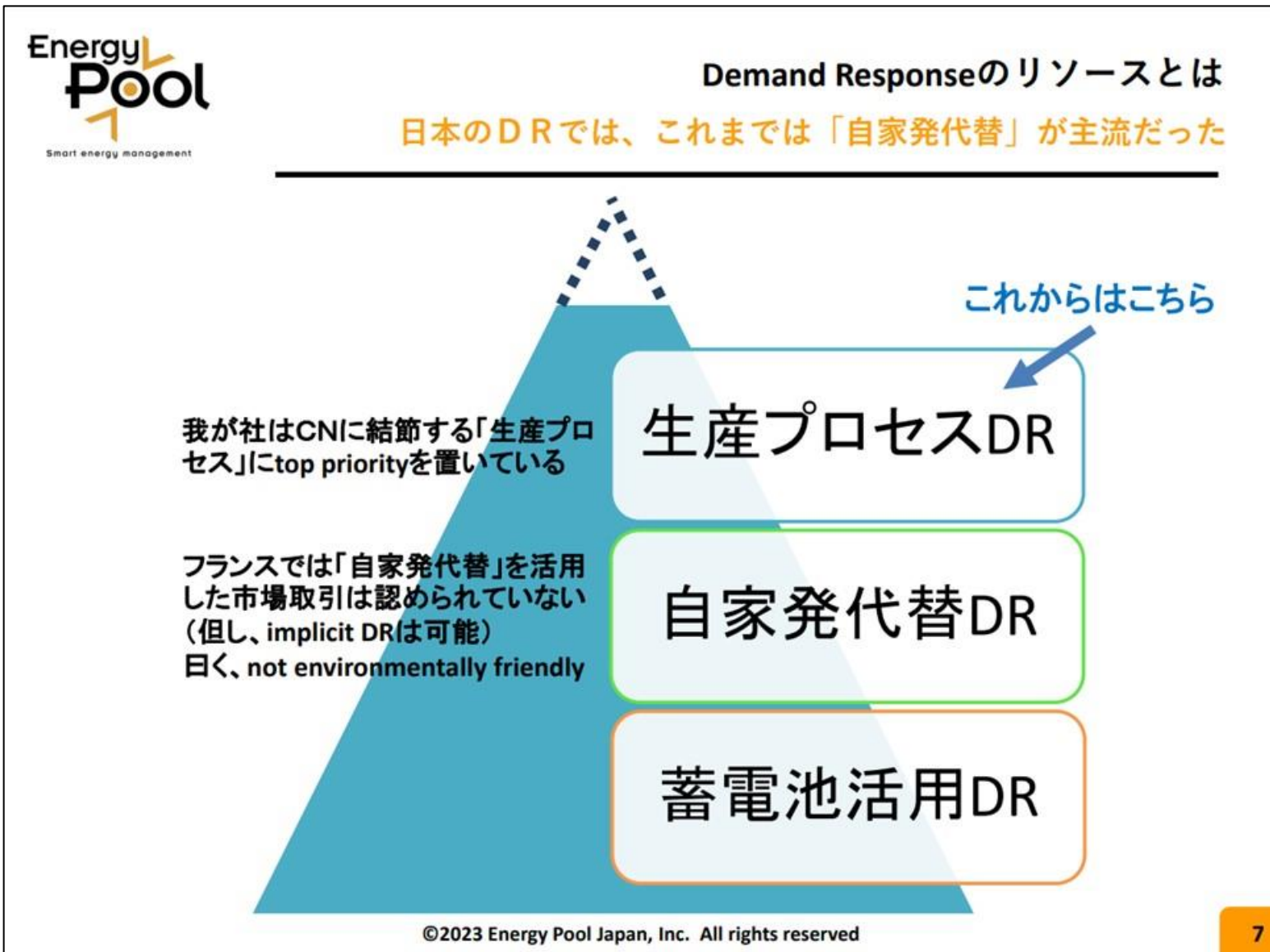
自家発出力増による電気使用量の抑制



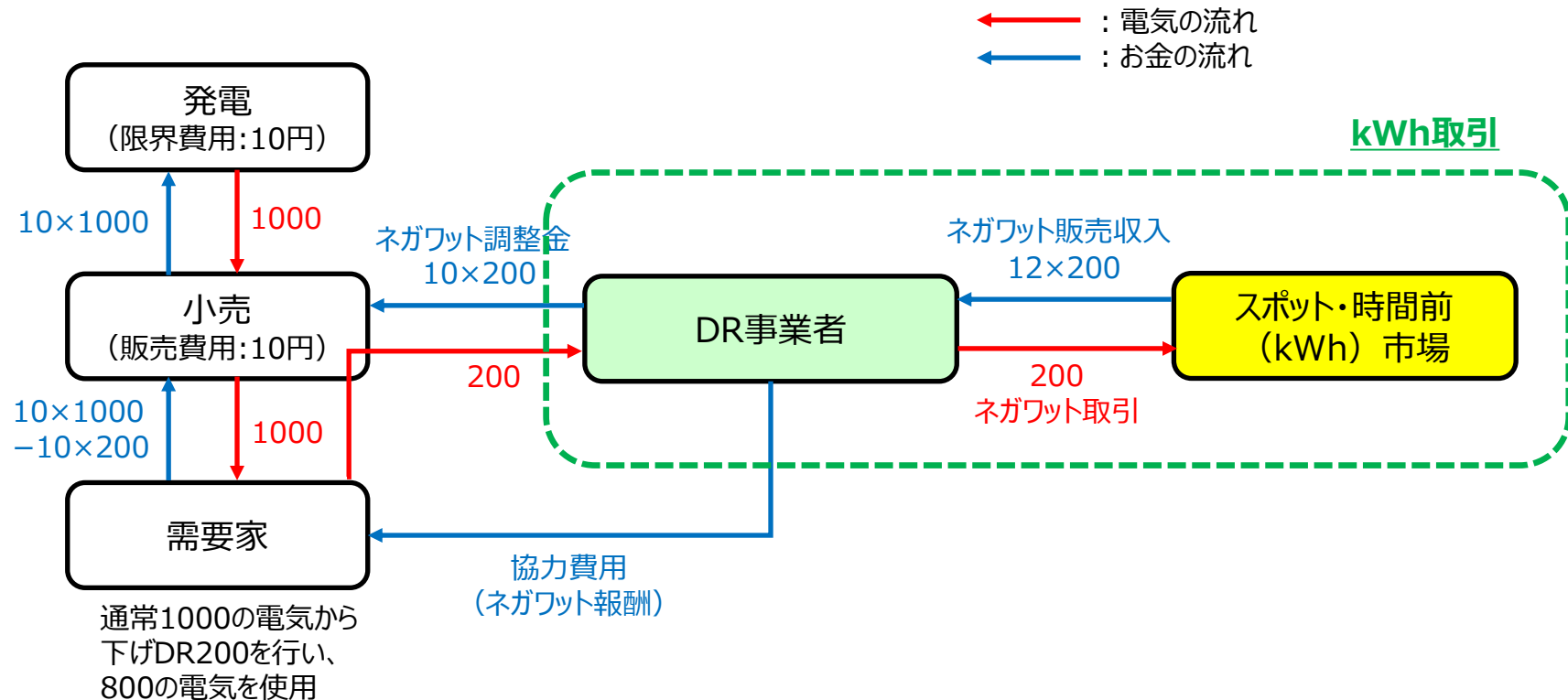
蓄電池活用DR

蓄電池放電増・充電減による電気使用量の抑制

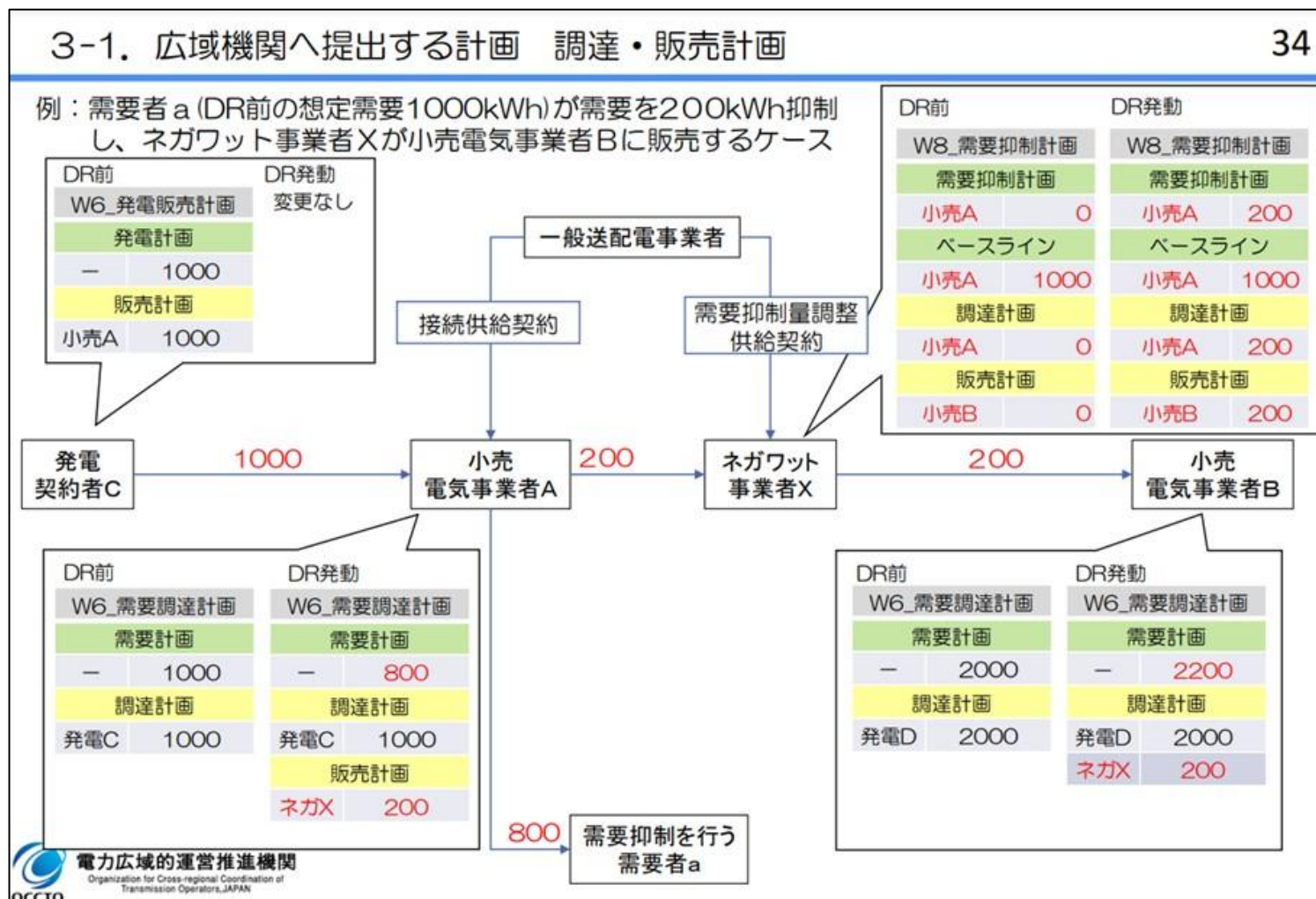




- DR取引形態としては、市場向けDR（Explicit DR）を通じ、スポット・時間前（kWh）市場価格高騰時に下げDR量を売電（または購入量を抑制）することに伴う収益確保、あるいは、スポット・時間前（kWh）市場価格下落時に購入量を増加（上げDRを実施）することに伴う収益確保といった取引が考えられる。



- 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。

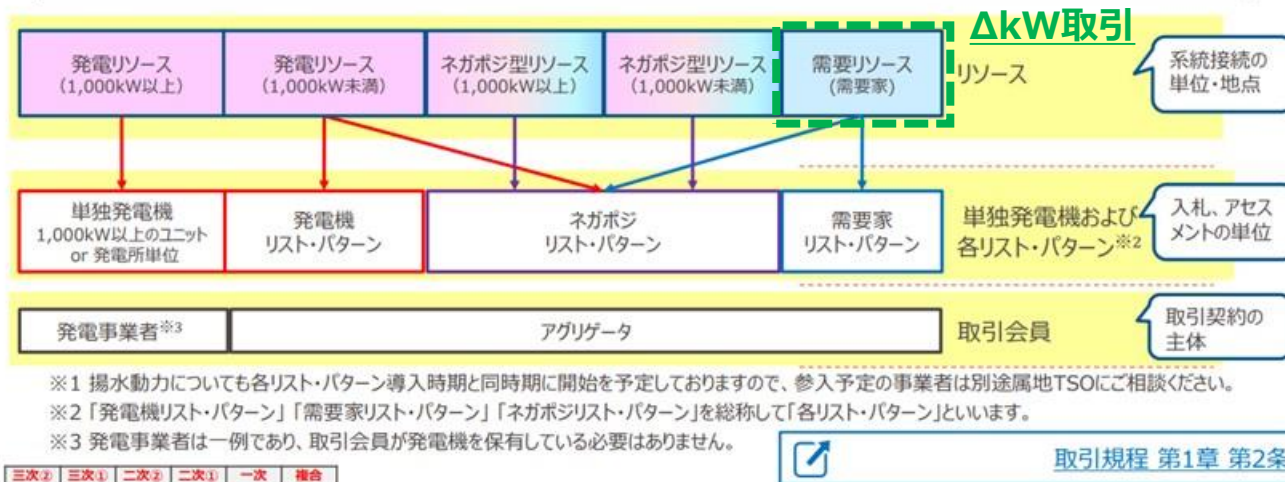


- また、DRについては現状において需給調整市場（調整力 Δ kW市場）に参加することができ、同時市場においても、調整力（ Δ kW）を供出することに伴う収益確保が考えられる。
- 上記は、発動（指令）時には、より確実な応動が求められるといった特徴を有する。

（注）取引ガイドの用語について

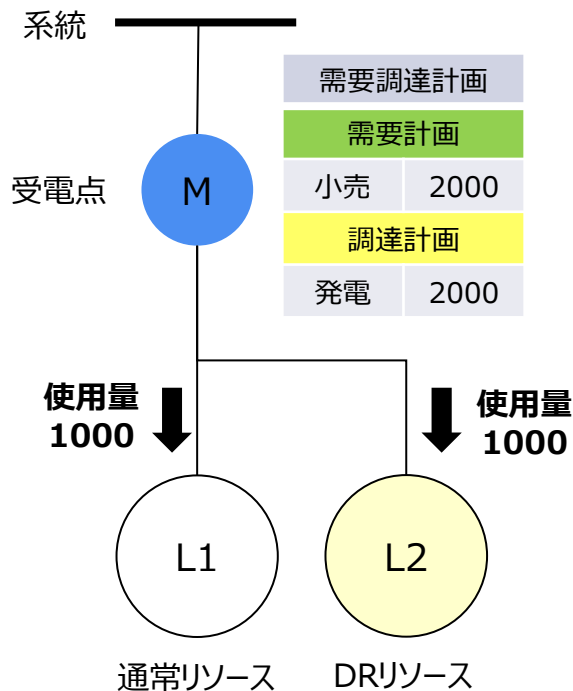
3

- 取引ガイドにて使用している取引会員とリソースの関係性は下図のとおりとなっております。
- 契約受電電力が1,000 kW以上の発電リソースを用いる場合は当該発電リソース単独で入札していただき、1,000kW未満の発電リソースを用いる場合に限りアグリゲートして入札していただきます。
- 一需要場所に設置されている自家発電等を用いて需要を抑制（ネガワット）した上で、さらに自家発電等の余力を活用して逆潮流（ポジワット）までも供出するリソース（以下、「ネガポジ型リソース」といいます。）は、ネガポジリスト・パターンを用いて入札していただきます。この場合、供出可能量が1,000 kW以上となる地点については当該地点のみで入札していただき、1,000kW未満の地点に限りアグリゲートして入札していただきます。
- 本取引ガイドにおけるその他の用語の定義については、取引規程 第1章 第2条（定義）をご確認ください。
- なお、発電機リスト・パターン、ネガポジリスト・パターンについて、三次①、二次②、二次①および一次調整力の市場調達開始は、2024年4月からになる予定です。※1

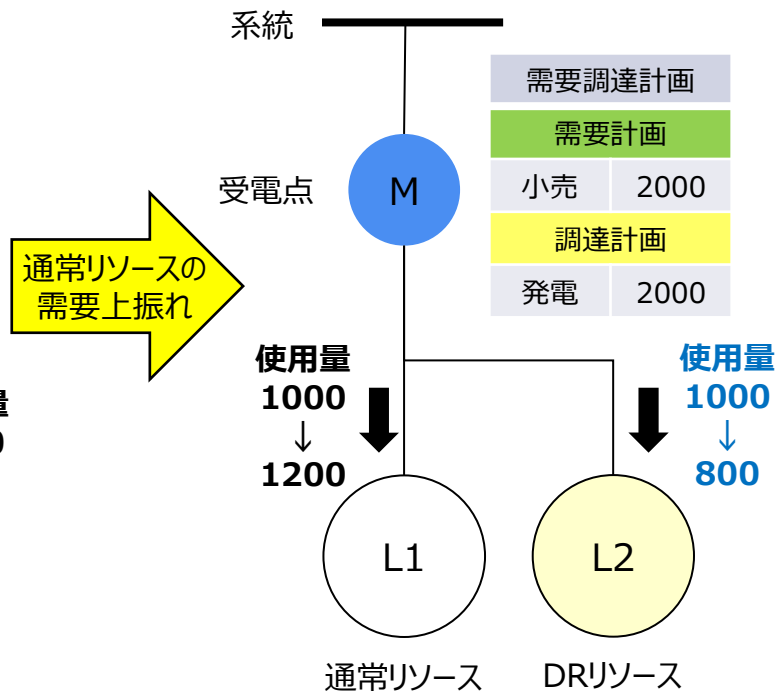
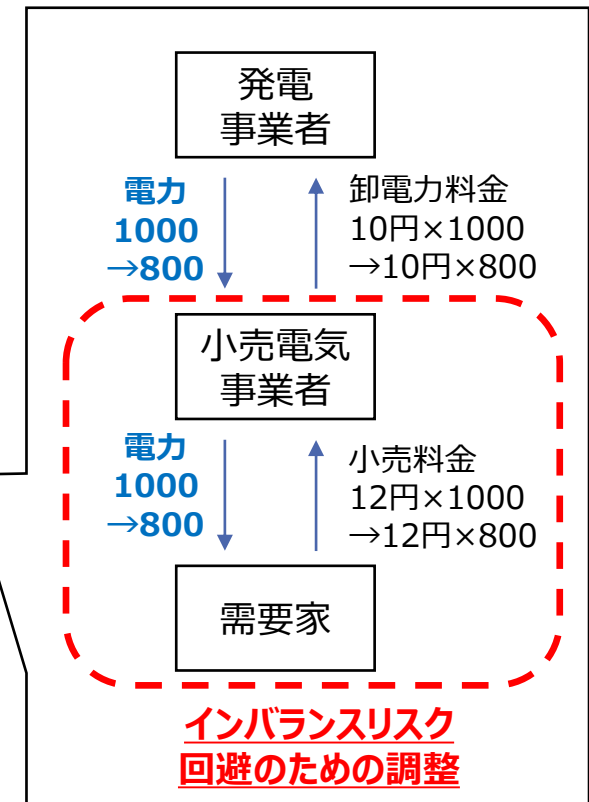


- 次に、DR取引形態における市場外DR（Implicit DR）としては、例えば、前日取引（kWhバランス策定）後、需要上振れ時の下げDR、または需要下振れ時の上げDR等、Balancing Group（BG）内でクローズするようなインバランスリスク回避（同時同量達成）のための取引形態が考えられる。

<前日取引後（DR前）>



<GC時点（DR後）>

通常リソースの
需要上振れ

- 1． 議論状況の振り返り
- 2． DRの概要と取引形態について
- 3． 同時市場でのDRの取扱いについて
 - － 1． 市場向けDR (Explicit DR)
 - － 2． 市場外DR (Implicit DR)

- 前述のDRの概要・取引形態を踏まえると、同時市場におけるDRの取扱いパターンとしては、下表のような4パターン（a.～d.）に分類されると考えられるか。
- これらのパターンを念頭に、次章以降において論点の整理・検討を行った。

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
		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
市場外DR (Implicit DR)	インバランス調整 (同時同量達成)	d. Balancing Group (BG) 内でクローズする取引形態



- 1． 議論状況の振り返り
- 2． DRの概要と取引形態について
- 3． 同時市場でのDRの取扱いについて
 - － 1． 市場向けDR (Explicit DR)
 - － 2． 市場外DR (Implicit DR)

- 作業部会での事業者からの提案内容等も踏まえ、DRの取引形態（市場向けDR・市場外DR）毎に論点整理し、次ページ以降で具体的な検討を行った。

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
		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
		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
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な。

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

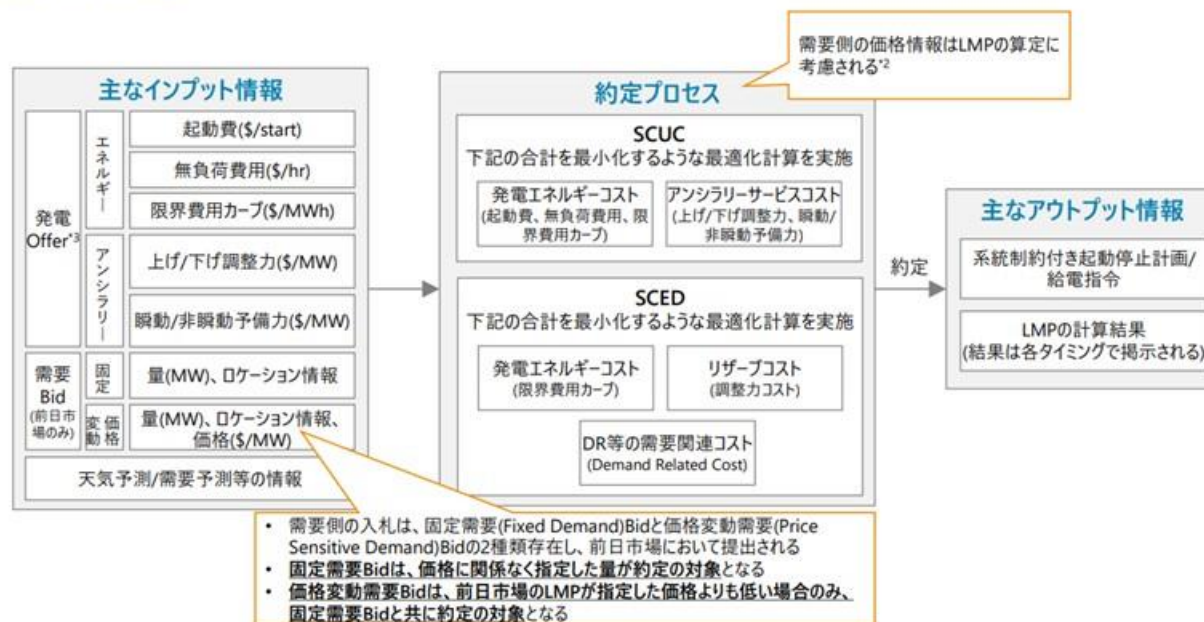
53

- 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な。

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

27

© 2022. For information, contact Deloitte Tohmatsu Group.

- 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	<u>Three-Part Offer</u>	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.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、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

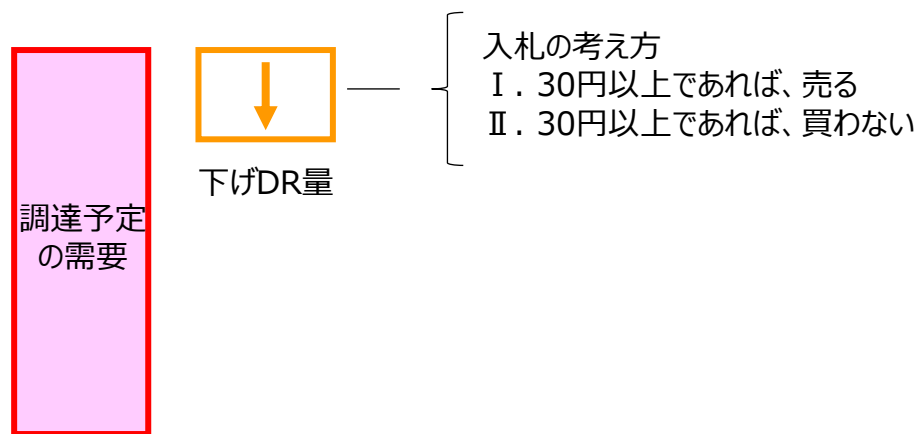
ア 公正かつ有効な競争の観点から望ましい行為

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。

- 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

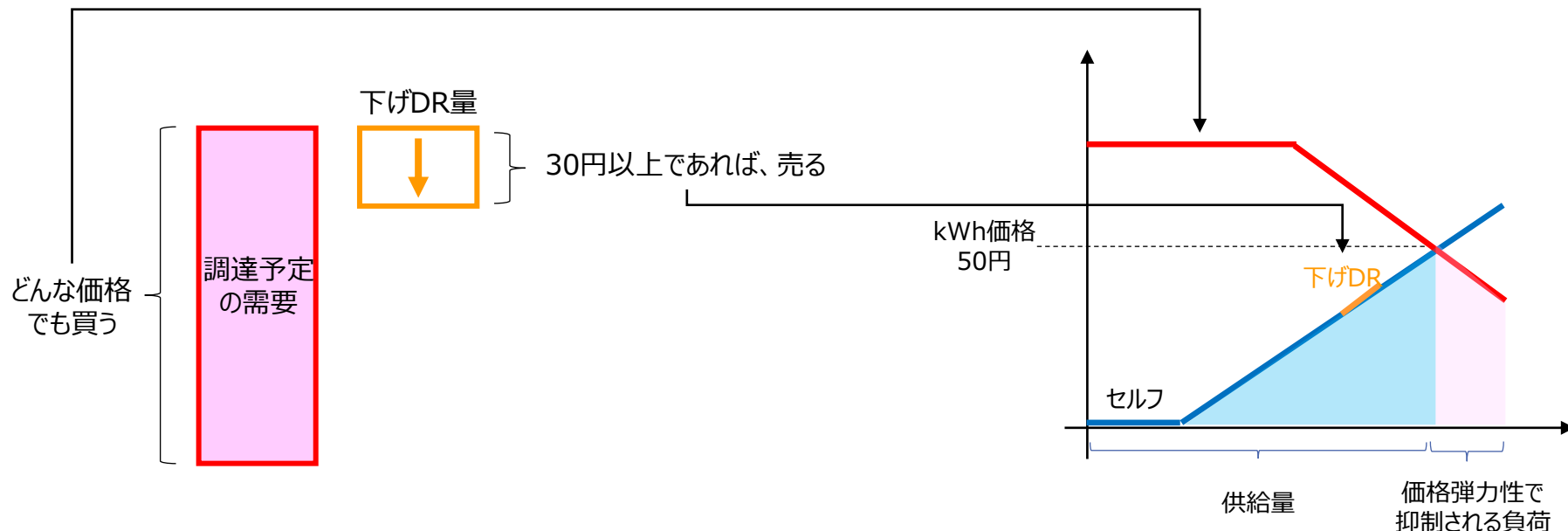
【下げDR】



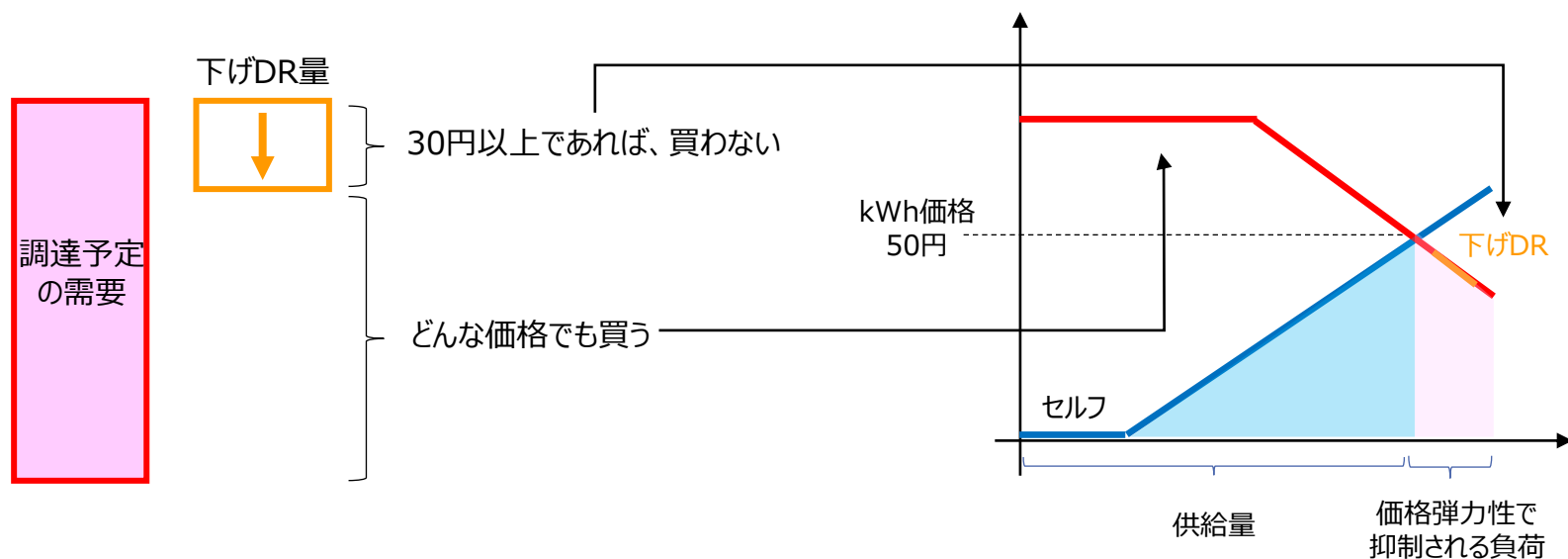
【上げDR】



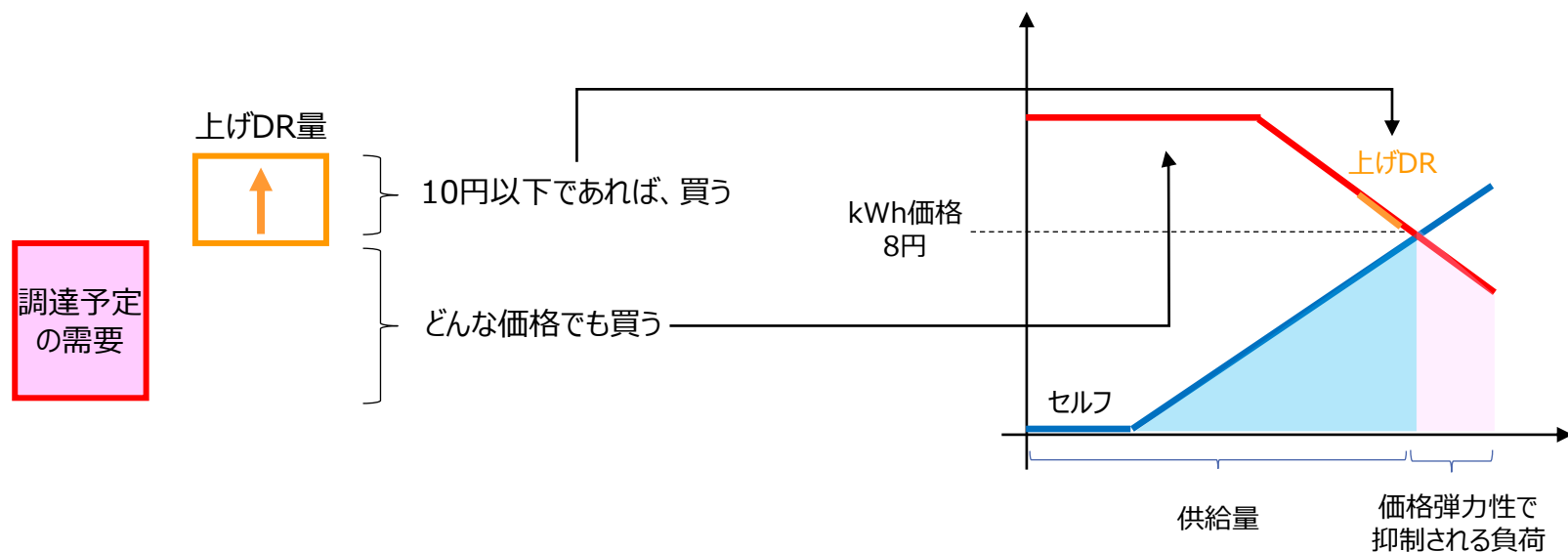
- 入札の考え方 I（一定価格以上であれば、下げDR量を売る）では、下げDR分も含め調達予定の需要の全てを、どんな価格でも買い（量のみ買い入札）、下げDR分は量と価格の両方を売り入札することとなる。
- すなわち入札の考え方 I では、調達する予定の需要は需要曲線（価格弾力性のない領域）、下げDR分は供給曲線として扱うことになると考えられる。



- 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）では、調達予定需要から下げDR分を除いた量は、どんな価格でも買うこと（量のみ買い入札）となり、需要曲線の価格弾力性のない領域で扱われる。
- 他方で、下げDR量の分は、量と価格の両方を買入札することとなり、需要曲線の価格弾力性のある領域として、扱うことになると考えられる。

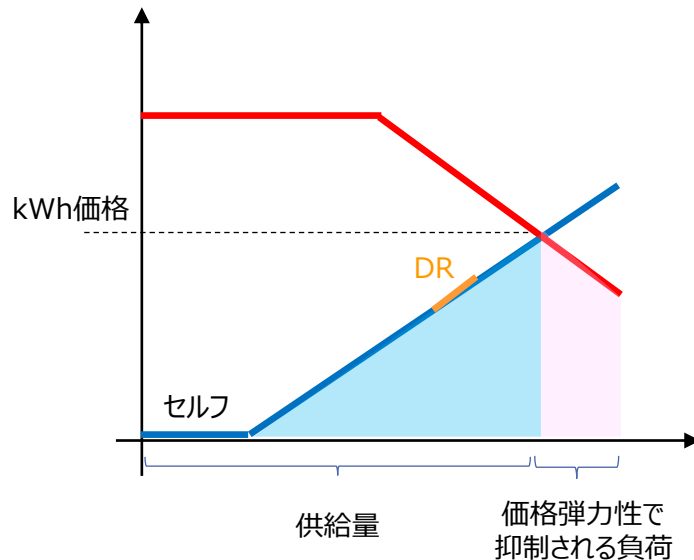


- 最後に、入札の考え方Ⅲ（一定価格以下であれば、上げDR量を買う）では、調達予定の需要は、どんな価格でも買うこと（量のみ買い入札）となり、上げDR分については量と価格の両方を買入札することとなる。
- そのため、入札の考え方Ⅱと同じく、調達予定の需要は需要曲線の価格弾力のない領域、上げDR分は需要曲線の価格弾力のある領域で扱うことになると考えられる。



- 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。

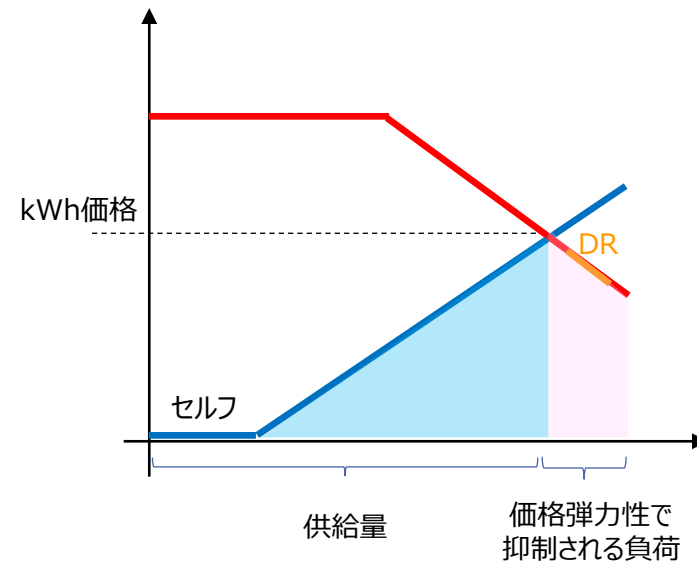
【DRを供給曲線で扱う方法】



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

- 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

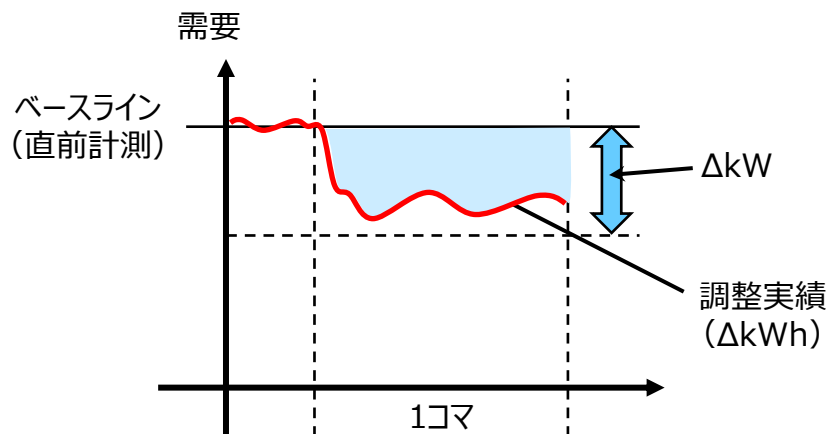
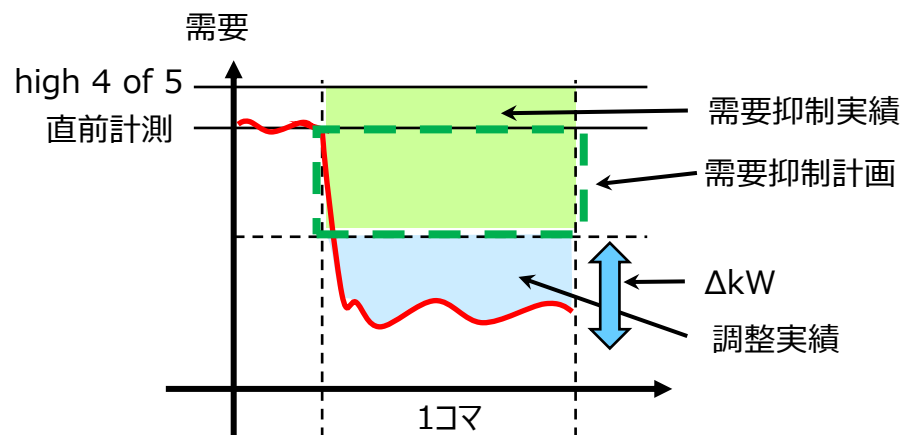
出所）第9回ERAB検討会（2019年3月19日）資料7より抜粋

https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/energy_resource/pdf/009_07_00.pdf

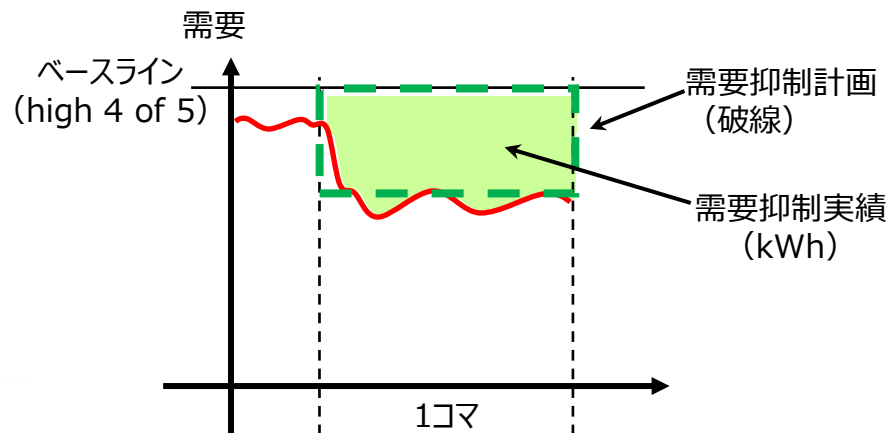
- 前述の現行整理も踏まえ、同時市場におけるDRのベースラインの在り方を検討する。
- 現状整理に合わせて、kWhとΔkWでベースラインを分けることを前提とすると、片方の市場にしか供出しない取扱いパターンb.とパターンc.は特に問題とならないか。
- 他方、取扱いパターンa.において、kWh市場とΔkW市場の両方に約定した場合、ベースラインが異なる状況では、アセスメントが出来ない等の課題が生じてしまう。
- このため、取扱いパターンb.とパターンc.のみ認める方向性、あるいはベースラインを統一することで取扱いパターンa.も認める方向性が考えられるが、海外事例等も参考に、引き続きDRのベースライ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

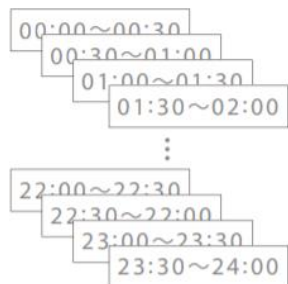


上記の例（「high 4 of 5」>「直前計測」）の場合、仮に事業者が Δ kWのベースライン（直前計測）を基準に需要抑制計画と Δ kWの調整指令に応じた場合、kWhのベースライン（high 4 of 5）と Δ kWのベースライン（直前計測）の差のkWhは過剰抑制（余剰）と評価される。逆に事業者がkWhのベースライン（high 4 of 5）を基準に応動した場合は、調整力の応動不足と評価される。

- 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、簡易指令システムにより二次②～三次②に参入する際には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

(参考) 現行の商品区分・要件

21

	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 簡易指令システム ^{※2}	専用線 または 簡易指令システム	専用線 または 簡易指令システム
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 ^{※8}	5分以内	5分以内	15分以内	45分以内 ^{※5}
継続時間	5分以上	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 簡易指令システム ^{※2} : 5分	専用線: 数秒～数分 簡易指令システム: 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 簡易指令システム ^{※2} : 1分	専用線: 1～5秒程度 簡易指令システム: 1分	1～30分 ^{※6}
供出可能量 (入札単位)	10秒以内に出力変化可能な量 (簡易指令システム ^{※2} は不要)	5分以内に出力変化可能な量 (簡易指令システム ^{※2} は不要)	5分以内に出力変化可能な量 (オンライン/オフライン監視可能な量を要)	15分以内に出力変化可能な量 (オンライン/オフライン監視可能な量を要)	45分以内に出力変化可能な量 (オンライン/オフライン監視可能な量を要)
最低入札量	5MW ^{※7} (オフライン監視の場合は1MW)	5MW ^{※7}	専用線: 5MW ^{※7} 簡易指令システム ^{※2} : 1MW	専用線: 5MW ^{※7} 簡易指令システム: 1MW	専用線: 5MW ^{※7} 簡易指令システム: 1MW
刻み幅 (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有り。
^{※2} 休止時間を反映した簡易指令システム向けの指令値を作成するための中給システム改修の完了後に開始。
^{※3} 将来「30分」に変更予定。システム改修内容を踏まえ、変更時期は別途整理予定。
^{※4} 2025年度より「30分」に変更予定。
^{※5} 2025年度より「60分以内」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期と合わせることも可能。
^{※7} 2024年度より1MWに変更予定。
^{※8} 2025年度よりオフライン枠は「30秒以内」に変更予定。

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) 第53回調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会 (2023年10月5日) 資料3をもとに作成・一部加工

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/sagyoukai/2023/files/chousei_sagyoukai_53_03.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時間が選択可能。

※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

- 1． 議論状況の振り返り
- 2． DRの概要と取引形態について
- 3． 同時市場でのDRの取扱いについて
 - － 1． 市場向けDR (Explicit DR)
 - － 2． 市場外DR (Implicit DR)

- 作業部会での事業者からの提案内容等も踏まえ、DRの取引形態（市場向けDR・市場外DR）毎に論点整理し、次ページ以降で具体的な検討を行った。

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
		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
		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
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

- 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。

- 同時市場においては、安定的な電源運用の観点から、TSO想定需要を基準とすることが合理的とされている。
(TSO想定需要の方が、小売 (BG) 想定需要に比べ、正確性・精度が高いため)
- そのため、特に需給ひっ迫時等においては、TSO想定需要の精度を高める工夫が重要になってくる。

同時市場で調達する電力の範囲 (続き)

- 前日時点におけるTSO予測需要と小売の需要想定については、広域機関の分析によると、**TSO予測需要が精度が高い**という結果が出ている。(詳細は参考資料3を参照)
- **TSO予測需要に対し、小売調達需要が不足する場合において**、前日市場においてTSO予測需要を基準として電源起動をする案(以下「TSO予測需要基準」という。)と、小売の需要想定に基づき小売が入札する量を基準に電源起動する案(以下「小売入札基準」という。)のそれぞれにおけるメリットとデメリットは、下表のとおり。**他にメリットやデメリットは考えられるか。**
- **安定的な電源運用の観点を重視するのであれば、TSO予測需要基準が合理的と考えられる。**他方で、**小売入札基準とする場合は、調達した調整力で不足する場合は市場外の余力活用契約により確保を図ることに対応することも考えられるところ、下表のメリット・デメリットを踏まえ、どのように考えることが適切か。**

電源の起動判断	メリット	デメリット
安定的 TSO予測需要基準	予測精度が小売BG計画に比べ、正確であるため、確実な電源の起動がなされ、安定的な電源運用に資する蓋然性が高い。	- 自ら調達をせずともインバランス精算をすればよいという事業者が増加し、前日段階における小売電気事業者の調達インセンティブが阻害される可能性。 ⇒小売電気事業者が前日市場でヘッジを行うニーズを生むインバランス料金制度とすることが必要。 - 現行制度と比べて一般送配電事業者が確保する量が増加する可能性。 ⇒具体的な対応策は、P.45、46。
小売入札基準	「TSO予測需要に合わせる場合」のデメリットが生じない。	2024年度以降は、市場を通じた電源の確実な起動が必ずしも担保されない。(前ページを参照) - 需給ひっ迫時において、小売電気事業者の入札量(予測需要)が大幅に下回ると、需給運用に深刻な影響が発生する懸念が存在(例:2022年6月30日)。(P.22を参照)

(参考) 市場WG (9月) における主な意見

- ・ TSO予測需要をベースとすることが適当。
- ・ TSO需要予測ベースで良いが、予測需要の精度も分析し検討を進めて欲しい。
- ・ TSO予測需要の方が小売予測需要よりも精度が高いが、小売予測需要の方が大きい場合も一定存在。こういったファクトを踏まえつつ、取引をどのようにしていくか、具体的に検討をしていく必要。
- ・ TSO予測需要に合わせることに一定の合理性はあるが、小売調達需要が大きい場合の検討も必要。

16

- 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。



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



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)



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)

以 上