

容量市場開設後における 発電回数制約電源の取扱いについて

2019年3月28日
需給調整市場検討小委員会 事務局

- 容量市場・需給調整市場の開設が予定されている。
- 現行の電源 I 'は容量市場により容量が確保される前の2023年度までは継続すると整理されている。
- また、現行の電源 I 'については、2024年からは調整力公募ではなく、容量市場の中で他の供給力とあわせて調達されることになり、電源 I 'に参入していたDSR等のようにアグリゲートされるリソースについては、容量市場において発動回数に制約等のある電源（以下、「発動回数制約電源」という）（年12回、3時間継続、3時間前指令）のリクワイアメントに基づき活用されることになる。
- 2024年度以降、容量市場において調達された発動回数制約電源が今後どのように活用されるのか、需給調整市場との関係も含め、整理をしたので、ご議論いただきたい。

まとめ

35

2021年度以降の調整電源等の確保については以下のような整理としてはどうか。

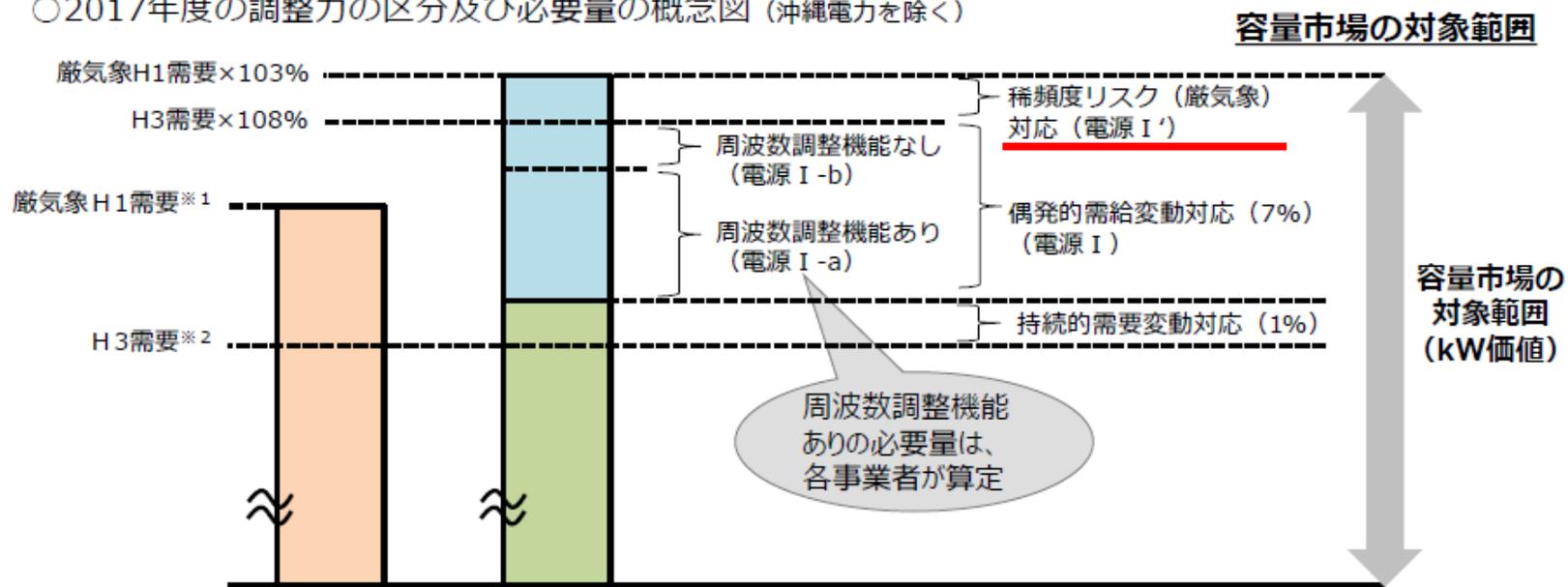
- 広域運用・調達されるものは市場により調達する。他方、エリア内で調達するものは公募で調達する。
- 調達時期と方法
 - ✓ エリア内で調達されるもののうち年間を通じて必ず必要となる量は電源 I (I -a、 I -b) 公募により年間で調達する。
 - ✓ 広域的に調達・運用される三次調整力②(主に再エネ予測誤差に対応するもの)は市場にて前日に調達(スポット後に調達)する。
 - ✓ エリア内で調達されるもののうち年間を通じて必ず必要となる量で対応できないものは電源 II の仕組みを続ける。(市場調達であれば週間で調達が望ましい。)
- 電源の余力活用は年初に公募に基づく契約により行う。
- 電源 I ' 相当の仕組みは少なくとも2021年から2023年の期間は継続する。

上記の整理は、今後広域調達・運用が進むことで何を優先すべきかが変わる中で、調達時期・方法など適宜見直ししていくこととなる。

■ 容量市場では、現行の稀頻度リスク（厳気象）対応を含めてDSR等を対象とした供給力（電源 I'相当）を市場から調達する。

(参考図3-3) 容量市場で取引する kW 価値の対象範囲

○ 2017年度の調整力の区分及び必要量の概念図（沖縄電力を除く）



(※ 1) 厳気象 H1 需要：10年に1回程度の厳気象（猛暑／厳寒）条件における最大電力需要（なお、単に H1 需要といった場合は、ある期間における電力需要の最大値を指す）
(※ 2) H3 需要：年間最大 3 日平均の電力需要

2. 取りまとめ結果について (10) 需給ひっ迫のおそれがあるとき (アグリゲート)

		リクワイアメント	アセスメント	経済的ペナルティ
平常時の 計画停止等	従来型電源 アグリゲート			
	自然変動			
平常時の 市場応札	従来型電源 アグリゲート			
	自然変動			
需給ひっ迫の おそれがあるとき	従来型電源 アグリゲート			
	自然変動			

57

※平常時と需給ひっ迫のおそれがあるときの区別を設けない

	リクワイアメント	アセスメント	経済的ペナルティ
前回までの まとめ	<ul style="list-style-type: none"> 電源 I' を参考として、年間発動回数、指令応動、発動後の継続時間等とする。 発動は一般送配電事業者が判断する。 追加オークション前に実効性テストを行う。 (実効性テストにより期待容量を確定する。) 実効性テスト前に需要家確保状況(需要家リスト)の報告を求める。 	<p>(実効性テストのアセスメント)</p> <ul style="list-style-type: none"> 実効性テストの合否判定は、応札単位であるアグリゲーター単位で判断する。 広域機関は需要家リストを確認し、明らか不整合が無いかをチェックする。 	
追加整理	<ul style="list-style-type: none"> 電源 I' と同様に、年間発動回数は12回、指令応動は3時間、発動後の継続時間は3時間とする。 13回目以降はリクワイアメント対象外とする。 (13回目以降は協力のお願いとす。) 最低年1回は発動を求める。 受け渡し対象年の発動実績は、追加オークション前の実効性テストを兼ねることができる。 	<ul style="list-style-type: none"> 事業者が行う実効性テスト、受け渡し対象年度の発動実績からリクワイアメント未達成量を算定する。 発動指令、または実効性テストの開始後から、継続時間における各30分コマ毎にアセスメントする。 <ul style="list-style-type: none"> 発動実績が、容量確保契約量の100%以上であった場合に成功とし、不成功の場合はリクワイアメント未達成量を実績値から算定する。 発動実績の測定方法(ベースラインの設定方法等)は、資源エネルギー庁の「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するガイドライン」に基づいて設定することとする。 	<ul style="list-style-type: none"> 発動指令に対して不成功の場合、リクワイアメント未達成量は、発動継続時間中の各30分コマ毎、以下にて求める。 リクワイアメント未達成量 = 容量確保契約量 - 発動実績 経済的ペナルティ額 = 容量収入額 × (110% / (12×6)) × リクワイアメント未達成量 (%) 13回目以降はリクワイアメントの対象外。

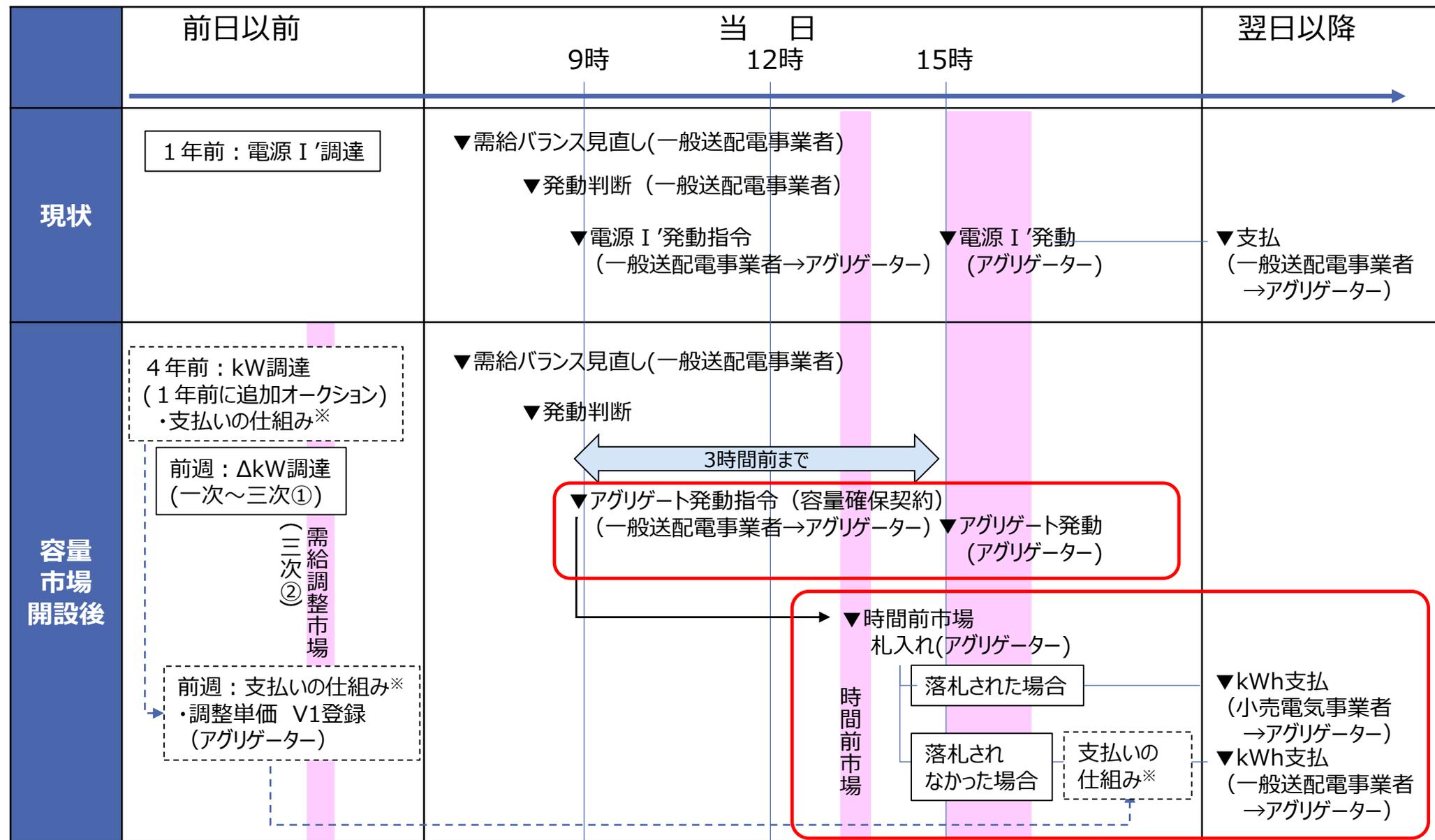
- 現在の電源 I' は一般送配電事業者が調達・活用しているが、容量市場開設後は小売電気事業者も含めて幅広く活用される。どのようにすれば小売電気事業者の供給力として活用できるかについて検討が必要である。
- 容量市場で調達された発動回数制約電源は、容量確保契約（広域機関＝発電事業者間）に基づき一般送配電事業者により3時間前までに発動指令される。
- 一般送配電事業者による発動指令が実需給の3時間前までであるため、時間前市場に間に合うことを踏まえると、発動指令を受けたアグリゲーターが時間前市場に玉だしを行い、小売電気事業者が調達する機会を得ることで小売電気事業者が活用できるのではないか。その場合、アグリゲーターは小売電気事業者からkWhの支払いを受けることになる。
- また、時間前市場で調達されなかった場合は一般送配電事業者が調整力として確実に活用することとしてはどうか。このため、一般送配電事業者の発動指令による発動のうち小売が調達しなかった余力が調整力として確実に使われ、費用の精算が行われる仕組みが必要となる※。なお、従来電源に対するひっ迫時の指示がなされた場合も同じ仕組みを適用できるか検討が必要。（三次調整力②としての活用も考えるが、要件が必ずしも一致しないこと、発動判断は当日朝となることが大半であると考え、この判断のタイミングはΔkW調達に間に合わないケースが多い。）

※通常のGC後の余力活用の仕組みと異なるため、支払いの仕組みは別途検討が必要

	調達者 (kW)	発動判断	発動指令	活用者	概要
現状	一般送配電事業者 (電源 I' 公募)	一般送配電事業者 (電源 I' 契約)	一般送配電事業者 →アグリゲーター (電源 I' 契約)	一般送配電事業者 (電源 I' 契約)	一般送配電事業者が3時間前までに発動指令を行い、アグリゲーターが当該時間に発動し、電源 I' 契約により精算する。
容量市場開設後	広域機関 (容量市場)	一般送配電事業者 (容量確保契約)	一般送配電事業者 →アグリゲーター (容量確保契約)	小売電気事業者 (時間前市場)	3時間前までの発動指令後に、小売電気事業者が時間前市場により調達し、卸市場取引を通じて、小売電気事業者の間で精算する。
				一般送配電事業者 (支払う仕組み※)	時間前市場で落札されなかった場合、一般送配電事業者が活用することとなる。支払いの仕組み※などkWh単価を予め取り決める契約により精算する。

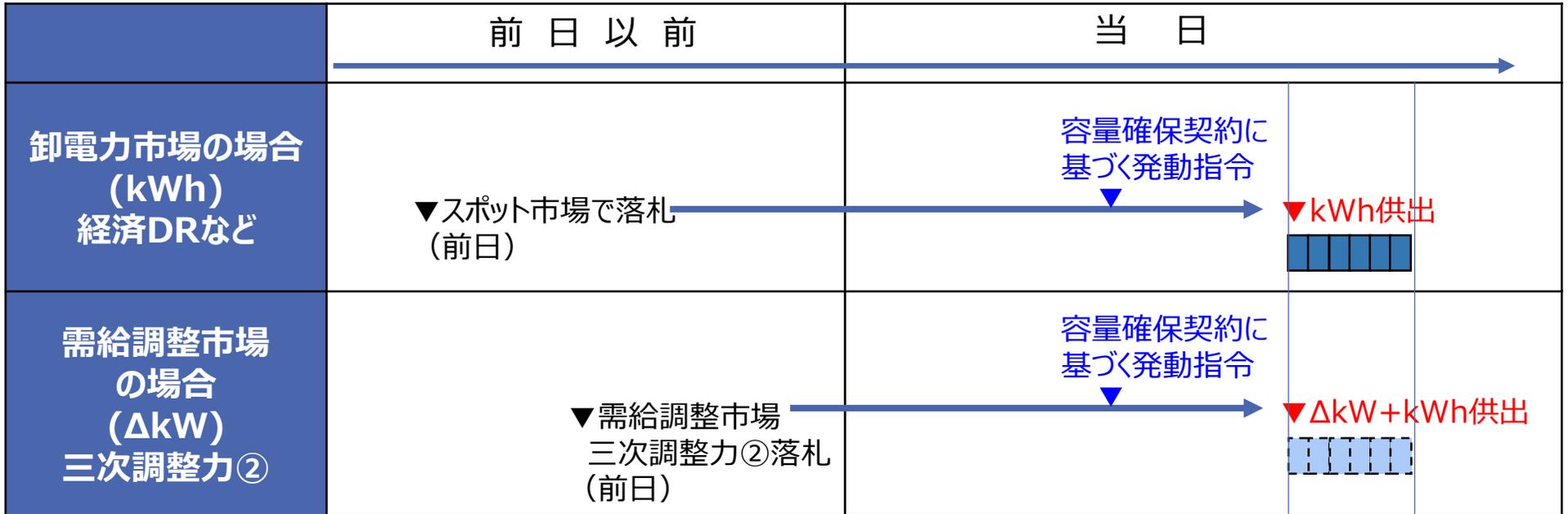
(参考) 当日朝に需給ひっ迫が判明した場合の業務イメージ

[前提条件]
 当日朝、需給バランスを見直し、
 9時に発動指令、15時発動とした場合



※需給ひっ迫時に一般送配電事業者の指示等があった場合にその対価を支払う仕組みについては別途検討が必要

- 容量市場に落札された発動回数制約電源は、容量確保契約に基づく発動指令に対応できることを前提とし、年間回数13回以上等のように余裕のある範囲で、容量確保契約に基づく発動がない時期において小売電気事業者や一般送配電事業者を活用されることもあり、以下のような供出方法が考えられる。
 - 経済DR（卸電力市場や相対取引）としてkWhを取引
 - 三次調整力②（需給調整市場取引）としてΔkWを取引 等
- これらの取引後に、容量確保契約に基づく発動指令があった場合においては、kWhやΔkWの費用の支払いはその取引の契約に基づいて行うこととなる。



- 現状の電源 I 'の多くは、需給調整市場の三次調整力②に参入するのではなく、容量市場の中で活躍することになる。なお、能力に余裕のある範囲で三次調整力②の商品要件を満足する場合は、容量市場のリクワイアメントを果たすことを前提に活躍することもできる。
- 容量市場で確保された発動回数制約電源の取扱いについては以下のとおりとはどうか。
 - 容量市場において調達された発動回数制約電源は、容量確保契約に基づき一般送配電事業者が3時間前までに発動指令を行う。
 - 供出したkWhの対価については、3時間前までの発動指令をもってアグリゲーターが時間前市場に玉出しを行い、小売電気事業者に調達されることでkWhの支払いを受ける、小売電気事業者により調達されなかった場合においては、小売電気事業者が調達しなかった余力を調整力として活用し費用の精算が行われる仕組み※の中で一般送配電事業者からkWhの支払いを受ける、こととし、活用した者がアグリゲーターにkWhの費用を支払う。

※需給ひっ迫時に一般送配電事業者の指示等があった場合にその対価を支払う仕組みは別途検討が必要。
 - その他、容量確保契約に基づく発動指令に応じられない場合のペナルティの扱いなどは容量確保契約で取り決められたものに従う。

(参考) 発動回数制約電源の要件との関係

	容量市場 (発動回数制約電源のリクワイアメント)		調整力公募 (電源 I '公募要件の代表例※) ※一部の公募要件は異なる	(参考) 需給調整市場 (三次調整力②商品要件)
調達主体	広域機関		一般送配電事業者	一般送配電事業者
取引対象	kW		kW+ΔkW	ΔkW
調達範囲	全国		エリア	全国
調達時期	4年前or1年前		1年前	前日
発動回数	1 2回		1 2回	ΔkW落札ブロック内で制限なし
応動時間	3時間		3時間	45分以内
継続時間	3時間		3時間	3時間
指令間隔	3時間		3時間	30分
活用時期 の決定	一般送配電事業者		一般送配電事業者	発電事業者
発動者	一般送配電事業者		一般送配電事業者	一般送配電事業者
活用者	小売電気事業者	一般送配電事業者	一般送配電事業者	一般送配電事業者
kWh価格	卸市場により決定	予め登録※	前週登録	ΔkW応札時にあわせて登録

※需給ひっ迫時に一般送配電事業者の指示等があった場合にその対価を支払う仕組みは別途検討が必要

新たに創設される市場

5

- 現在、日本において電力を取引する市場として卸電力市場があり、ここでは電力量（kWh価値）が取引されている。
- 今後、容量市場や需給調整市場が創設されると、kW価値やΔkW価値の取引が開始される予定。

(参考) 容量市場と需給調整市場との関係（kW価値の取引）

- 需給調整市場という別個の市場で、一部のkW価値を取引することとすれば、kW価値についての調達主体・調達市場が複数になり、効率的なkW価値の調達がしにくくなるとともに、kW価値に対する複数の価格が存在することで容量市場の価格指標性が低下する。
- このため、国全体で必要なkW価値は全て容量市場で取引することとし、その上で一般送配電事業者が必要とするΔkW価値は全て需給調整市場で取引することとしてはどうか。
- 容量市場で取引されるkW価値の対象範囲、需給調整能力を持つ電源の確保、事業者の費用負担範囲については、別途検討が必要。

市場	役割	主な取引主体	参入が想定されるリソースの例
容量市場	● 国全体で必要となる供給力（kW価値）の取引	市場管理者（広域機関等） ※分散型の場合は小売電気事業者	年に数回であれば高需要期のピーク時間帯に需要の抑制が可能なリソースなど (例：電源 I'、随時調整契約 など)
卸電力市場	● 計画値に対して不足する電力量（kWh価値）の取引	小売電気事業者	応動に時間はかかるが計画的であれば安価にkWhを提供できるリソースなど (例：経済DR など)
需給調整市場	● ゲートクローズ後の需給ギャップ補填、30分未満の需給変動への対応、周波数維持のための調整力（ΔkW価値+kWh価値）の取引	一般送配電事業者	頻度の高い指令に追従した応動ができるリソースなど (例：調整力（電源 I-a、I-b 相当の調整機能を有していたもの）など)

出所) 制度検討作業部会(第11回)資料4をもとに作成

http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/denyoku_gas/denyoku_gas_kihon/seido_kento/pdf/011_04_00.pdf

出所) 第8回 需給調整市場検討小委員会 参考資料

http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2018/2018_jukyuchousei_08_haifu.html

- フランスでは、ピーク需要のkW確保対策として、DR専用市場であるAOEプログラム（日本の電源 I 'に相当）における取引が盛ん。一方、調整力としての取引は、Primary Reserve（一次相当）及びRapid Reserve（三次①相当）に実績がある。

市場	商品名	参照年	日本における商品	募集規模	落札規模*1	DRシェア
Balancing Market	Primary Reserve (R1)	2018年	一次調整力	530MW	561MW	75MW
	Rapid Reserve	2019年	三次調整力①	1,000MW	1,500MW	落札規模の50%前後*2
	Complementary Reserve	2019年	三次調整力②	500MW	70MW	-
Capacity Market	Capacity Market	2019年	容量市場	89.3GW	-	1.7GW
	AOE (DR call for tender)	2018年	DR専用市場	2.2GW	733MW	733MW

*1：募集規模に対する落札量

*2：事業者へのヒアリングに基づき算出

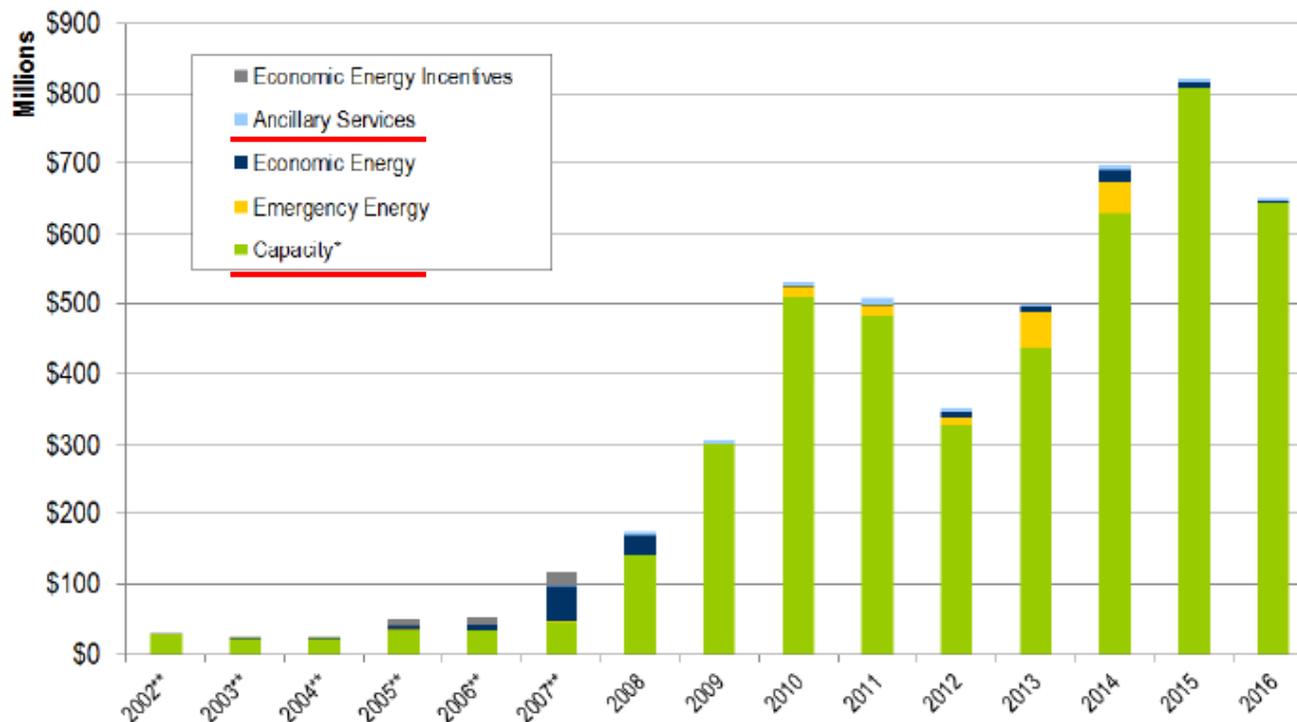
出所) RTEのHPおよび事業者ヒアリングを基に広域機関にて作成

出所) 第8回 需給調整市場検討小委員会 参考資料を基に広域機関で更新

http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2018/2018_jukyuchousei_08_haifu.html

- アメリカPJMでは、容量市場 (Capacity Market) への参入が大宗を占めており、需給調整市場 (Ancillary Services) における参入はわずか。

Figure 1. DR Revenue by Year, by Wholesale Service⁵



* Capacity net revenue inclusive of capacity credits and charges

**PJM assumes capacity value at \$50 MW Day (PJM does not know the value of capacity credits in the forward market prior to RPM; only a portion of capacity was purchased through the daily capacity market at the time)

出所) Demand Response Strategy PJM Interconnection (June 28, 2017)

<https://www.pjm.com/~media/library/reports-notice/demand-response/20170628-pjm-demand-response-strategy.ashx>

出所) 第8回 需給調整市場検討小委員会 参考資料

http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2018/2018_jukyuchousei_08_haifu.html