

ベースロード市場について

2023年11月29日
資源エネルギー庁

はじめに

- 前回の第84回制度検討作業部会（本年9月11日）では、2023年8月31日に第1回オークションに行われた結果についてご報告した。
- 第1回オークションにおいては、2年商品・事後調整付取引が初めて行われ、売り応札に対し相当の買い応札となり、2年商品に一定のニーズがあると言える結果となった。また、1年商品・固定価格取引においても約定率は高い水準であった。
- 今回は、2023年10月20日に第2回オークションに行われたことから、その結果をご報告するとともに、内外無差別な卸売の取組が評価されたエリアにおける制度的供出量の控除の考え方について御議論いただきたい。

1. 第2回オークション結果

2. 内外無差別な卸売りのエリアにおける制度的供出量

2023年度第2回オークションの応札量（1年商品・固定価格取引）

- **売り応札は、314.4億kWh**であった。第1回では応札しなかった新電力が参加するなど、制度的供出者以外からの売り応札量が増加した。**買い応札は、76.1億kWh**であった。第2回の買い応札量は、第1回買い応札から第1回の約定量が差し引かれた量と同等量であり、第1回から第2回に掛けての買い手のニーズに変化はないといえる。
- 応札量の減少はあるものの、**約定率は11.9%と例年より高い水準**であった。

【億kWh】

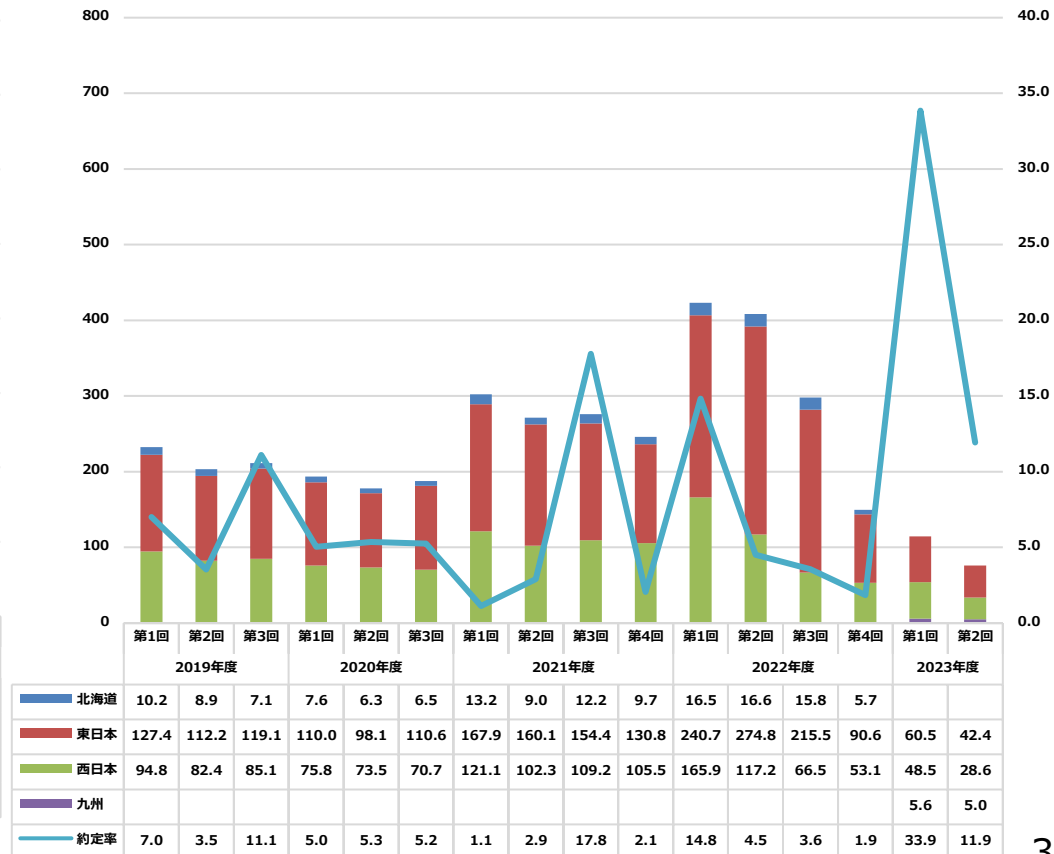
<1年商品 売入札量>



【億kWh】

<1年商品 買入札量と約定率>

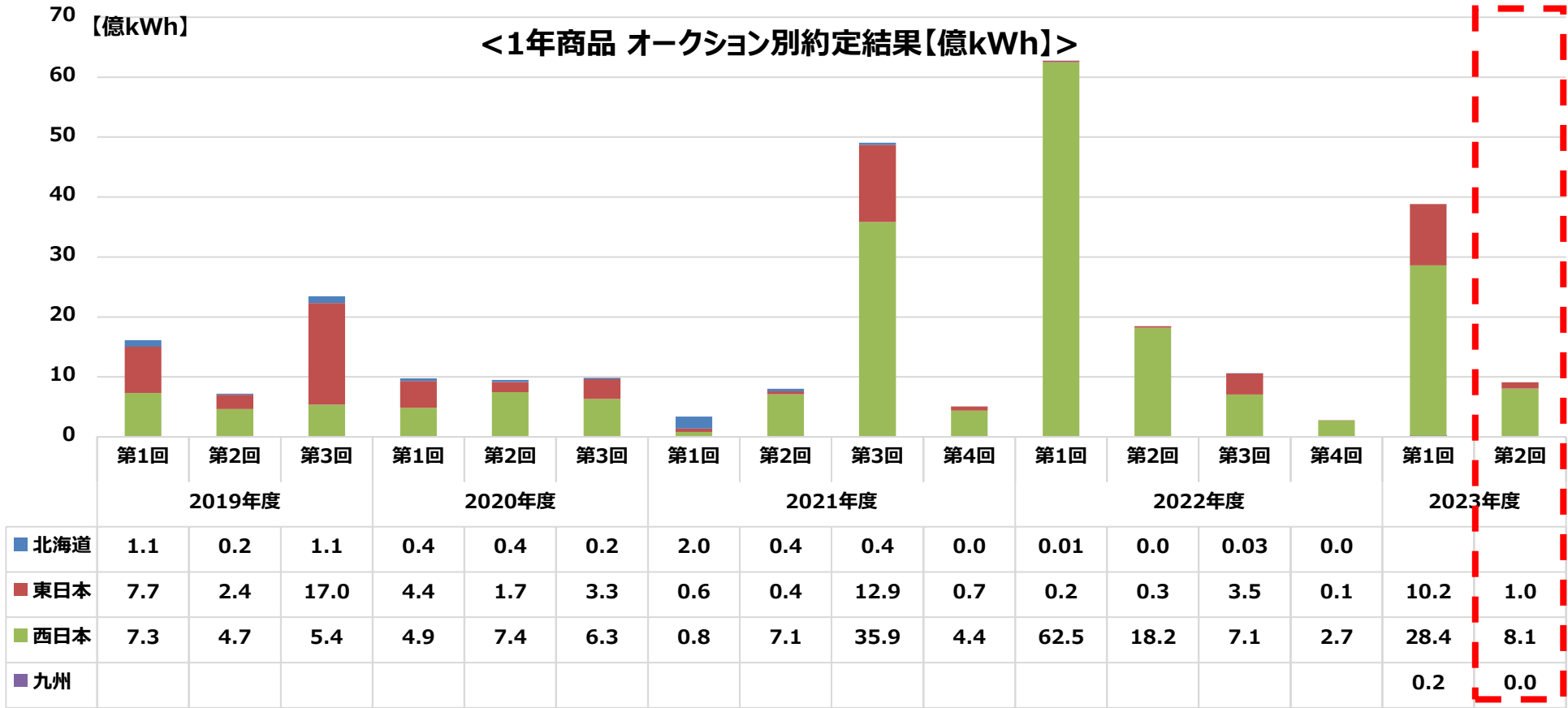
【%】



※ 買入札量、売入札量の合計値は四捨五入の関係から少数点以下に差異がある

2023年度第2回オークションの約定結果（1年商品・固定価格取引）

- 2023年10月20日に2023年度第2回オークション（2024年度受渡し分、入札期間：10月10日～10月20日）の約定処理が行われた。
- 1年商品・固定価格取引の約定量は約9.1億kWhと、新電力の販売電力量の約0.5% ※であり、2022年度第2回オークションの約定量の約49%程度となった。
- なお、本年度から市場範囲が分割された九州エリアは約定しなかった。

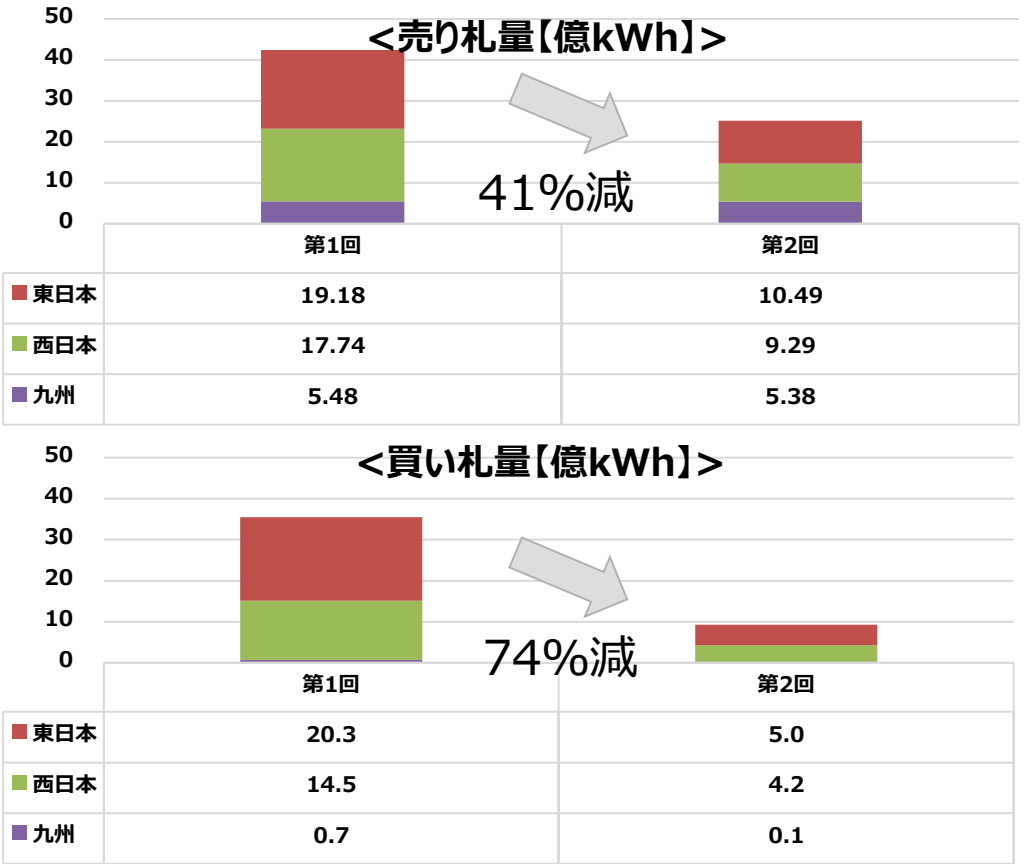
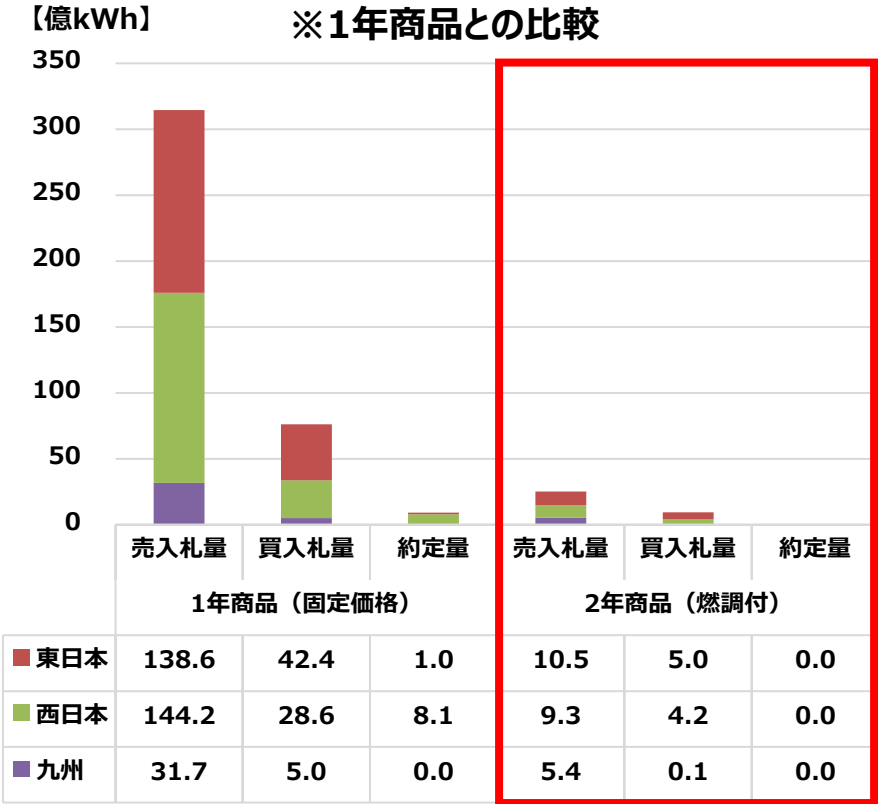


※電力取引報（2022年3月～2023年2月）の販売電力量・新電力合計値（沖縄除く）から事務局算出

2023年度第2回オークションの約定結果（2年商品・事後調整付取引）

- 第2回の2年商品は全エリアで約定がなかった。第1回にて、約定する価格目線の札の太宗が約定したことで、第2回は目線の合う札が供出されなかったことが要因と考えられる。
- 売買ともに大幅に応札量が減少。第1回から、売り札が17.2億kWh（41%）、買い札が26.2億kWh（74%）減少した。売り札は、制度的供出者のみの供出となった。
- 2年商品については、買い応札社数が少ない傾向であり、特に九州エリアが顕著。

<入札量と約定量【億kWh】>
※1年商品との比較



2023年度第2回オークションの約定価格と事前公表調整係数

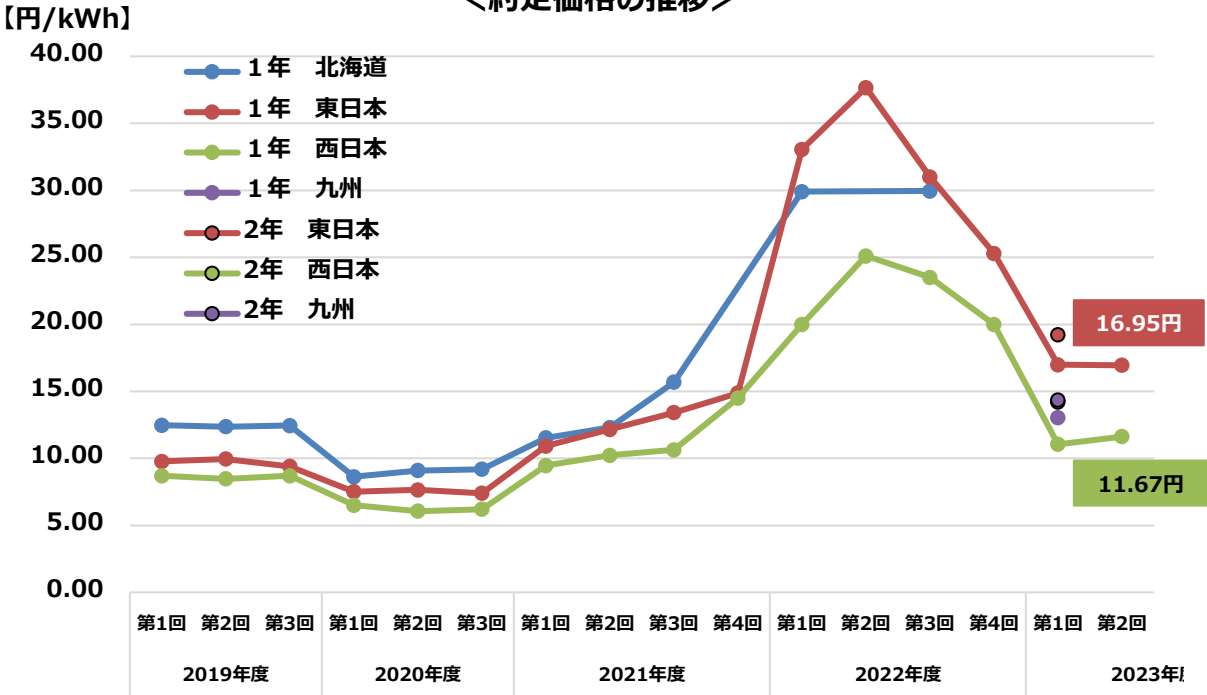
- 1年商品・固定価格の約定価格は、東日本16.95円/kWh・西日本11.67円/kWhとなった。エリア毎の比較では、西日本エリアのほうが、東日本エリアより安い傾向が継続。
- 事前公表の事後調整係数の加重平均については、第1回より第2回のほうが高くなった。

＜2023年度第2回オークション結果と参考価格＞

商品エリア	(参考)基準エリアの直近月までの平均エリアプライス		(参考)先物価格※3 【円/kWh】
	1年分※1	6か月分※2	
東日本	16.37	11.95	16.98
西日本	13.53	8.95	13.15
九州	11.57	8.32	

※1 スポット市場価格単純平均にて算出
(2022年10月1日～2023年9月30日)
※2 スポット市場価格単純平均にて算出
(2023年4月1日～2023年9月30日)
※3 1年間分の先物市場価格帳入値段単純平均にて算出
(10/20 2024年4月限～2025年3月限)

＜約定価格の推移＞



＜事前公表の事後調整係数＞

第1回	事前公表値			約定	第2回	事前公表値			約定
	最大値	最小値	加重平均	加重平均		最大値	最小値	加重平均	加重平均
東日本	0.39	0.30	0.36	0.33	東日本	0.39	0.36	0.37	—
西日本	0.39	0.06	0.22	0.06	西日本※4	—	—	0.37	—
九州※4	—	—	0.21	0.17	九州※4	—	—	0.21	—

※4 売手側の制度的供出者が2者以下のため、事前公表は加重平均値のみ

今後のスケジュールについて

- 11月28日、30日に第3回が実施され、初めて1年商品・事後調整付取引が取り扱われる予定。

(参考) 今後の取引スケジュール

	受渡期間	取引価格	入札期間	取引実施日
第3回	1年	固定価格取引	2023年11月18~28日	11月28日
	1年	事後調整付取引	2023年11月20~30日	11月30日
	2年	事後調整付取引	2023年11月20~30日	11月30日
第4回	1年	固定価格取引	2022年 1月21~31日	1月31日

<各オークションにおいて取り扱う商品>

	第1回	第2回	第3回	第4回
1年商品 (制度的供出量割合※1)	固定価格取引 (85%)	固定価格取引 (85%)	固定価格取引 (42.5%) 事後調整付取引 (42.5% + α ※3)	固定価格取引 (任意供出)
長期商品 (制度的供出量割合※2)	事後調整付取引 (15%)	事後調整付取引 (15%)	事後調整付取引 (15%)	—

※1：同年度オークションの約定量及び適格相対契約控除量等を除く。

※2：前年度及び同年度オークションの長期商品約定量及び適格相対契約控除量等を除く。

※3：第3回オークションの固定価格取引において約定しなかった売札量 α

1. 第2回オークション結果

2. 内外無差別な卸売のエリアにおける制度的供出量

B L 市場の導入経緯

- B L 電源は、旧一般電気事業者がその大部分を保有または長期契約で調達しているため、新規参入者のアクセスが限定的であり、十分な競争力を有しない状況であった。
- B L 電源は、開発拠点の制約や初期投資に要する費用が高額となることから、新規に開発することは容易ではないと考えられる一方で、一般に運転コストが低く高効率な発電が可能である。B L 電源は、我が国の電気事業において低廉で安定的な電気の供給を実現する上で、重要な役割を果たしている電源である。
- 一方で、電力自由化により新規参入した小売電気事業者は、B L 需要を L N G 等のミドルロード電源や卸電力取引所から調達した電気によって供給する状況が生じていた。
- これらを踏まえ、新電力が旧一般電気事業者の小売部門と同様の環境で B L 電源を利用できる環境を実現させることで、小売電気事業者間の B L 電源へのアクセス環境のイコールフットイングを図り、小売競争を活性化させることを目的として、B L 市場が創設された。
- 安定供給の確保、事業者の事業機会及び需要家の選択肢の拡大を実現するためには、卸電力市場の活性化が不可欠であり、B L 市場についても積極的に活用されることが重要とされている。

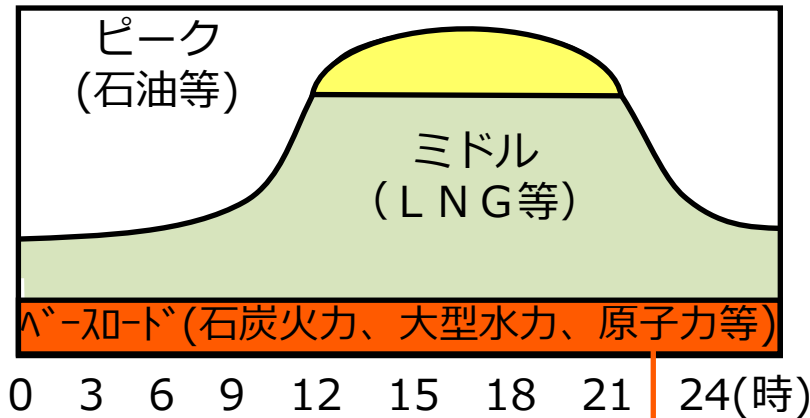
(参考) B L 市場の導入主旨と実効性確保策

第65回制度検討作業部会
(2022年5月25日) 資料3より抜粋

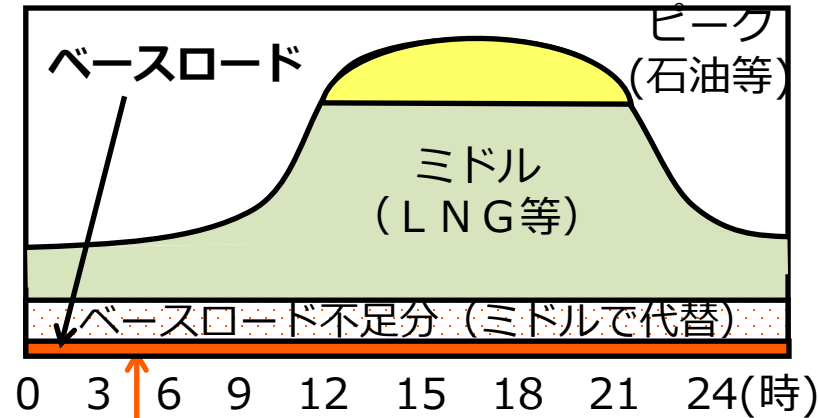
- 大規模発電事業者と新電力の B L 電源※¹へのアクセス環境のイコールフットイングを図り、**更なる小売競争の活性化を図る仕組みとして B L 市場が導入された。**
- 市場設計時の B L 電源の卸電力取引所への投入状況や、自主的取組の一環である電発電源の切り出し状況を踏まえると、**市場を機能させ導入主旨を達成するための実効性確保策が必要であった。**
- そのため、**大規模発電事業者に対し、発電した電気の一部を適正な価格で B L 市場に供出することを求めることとなった。**

大規模発電事業者等と新規参入者等の供給力構成とベースロード市場のイメージ

大規模発電事業者等※²



新規参入者等※²



電源供出 → **ベースロード市場** ← 電源調達

※¹ : B L 電源とは石炭火力、原子力、流込式水力、地熱のこと。

※² : 新電力の売入札、旧一般電気事業者の自エリアが含まれる市場以外での買入札は制限されていない。

(出所) 第8回制度検討作業部会 (2017年6月) 資料3より作成

(参考) B L 市場への制度的な供出

第67回制度検討作業部会
(2022年6月22日) 資料3より抜粋

- 制度的な供出を求めるのは①**全国規模で一定の発電規模以上の最大出力を有する事業者**、②①の要件に該当する事業者から**3分の1以上の出資を受ける事業者**とされた。該当する事業者は、**沖縄電力を除く旧一般電気事業者グループ及び電源開発**となり、合計供給力は全体の約9割となった。
- 個社毎の制度的な供出量は、新電力の需要の3割程度となるよう、供給能力や常時B U・相対契約の契約量、制度開始前の電発電源切り出し量等を鑑み決定することとした。また、**新電力の小売シェアや、卸電量市場の状況、ベースロード電源の開発動向を踏まえつつ、必要に応じて供出量の見直しを行うとした。**

【各電気事業者の最大出力ランキング】

(出力200万kW以上、2016年4月時点※)

- 1.東京電力フュエル&パワー：4420万kW
- 2.関西電力:3660万kW
- 3.中部電力:3310万kW
- 4.東京電力ホールディングス：2250万kW
- 5.九州電力：1870万kW
- 6.東北電力：1800万kW
- 7.電源開発：1700万kW
- 8.中国電力:1150万kW
- 9.北陸電力:810万kW
- 10.北海道電力:800万kW
- 11.四国電力:660万kW

*** (500万kW以上) ***

- 12.日本原子力発電:230万kW

- 13.沖縄電力:220万kW

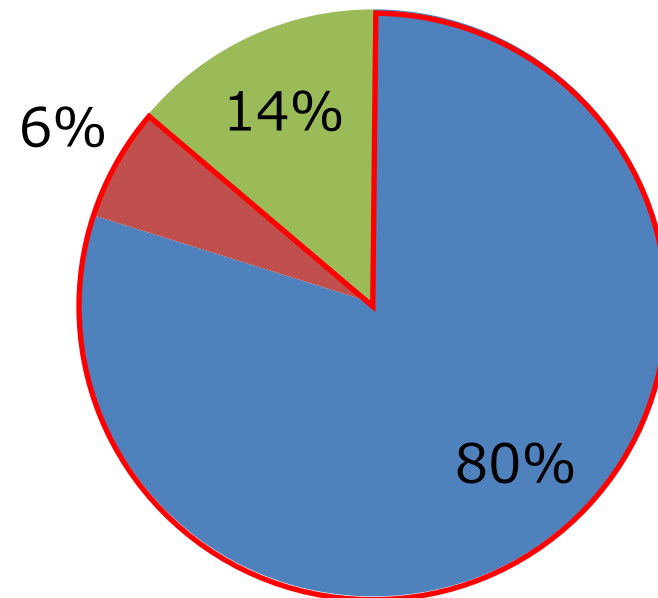
- 14.相馬共同火力発電:200万kW

対象者
(要件②に該当)

【最大出力の割合(2016年4月時点※)】

*グループ会社の最大出力は、出資比率をかけて算出

対象者
(要件①に該当)



全体の約9割の供給力を占める

- 旧一般電気事業者グループ (沖縄電力除く)
- 電源開発
- その他

【出典】 電力調査統計

(出所) 第8回制度検討作業部会 (2017年6月30日) 資料3より作成

※各種データは、参考のため制度設計議論時点のものを使用。

B L 市場の制度的供出量の算定方法について

- 大規模発電事業者の制度的な供出量を設定する際には、新電力等のベース需要に対して十分な量を設定することが重要とされてきた。従って、全体の制度的な供出量は、全国大での B L 電源比率、新電力の総需要に基づき決定することとした。
- また、算定にあたり、適格相対契約実績や常時 B U 実績等を控除することとなっている。
- 制度的な供出については、新電力シェアが一定程度（例：30%）に達した段階で、以後の追加的な供出は自主的取組に委ねるとしている。また、卸電力市場が機能し競争が十分に活性化された段階では、制度的措置は終了することが望ましいとしている。

全体市場供出量 (kWh)

$$\begin{aligned} &= \text{総需要(kWh)} \times \text{全国エリア離脱率(\%)}^{※1} \times \text{B L 比率(\%)}^{※2} \times \text{調整係数(d)}^{※3} \\ &\quad - \text{入札前年度の常時バックアップ契約に基づく控除量(kWh)} \\ &\quad - \text{旧一般電気事業者等と新電力等との相対契約に基づく控除量（供出量のうち最大30\%^{※4}）(kWh)} \\ &\quad - \text{電発電源切り出しインセンティブ(kWh)} \\ &\quad - \text{旧一般電気事業者等と新電力等との長期契約に基づく控除量（供出量^{※5}のうち最大30\%）(kWh)} \end{aligned}$$

※1：総需要に全国エリア離脱率を乗じた値が新電力等の総需要となる。

※2：B L 比率は現在56%を使用。

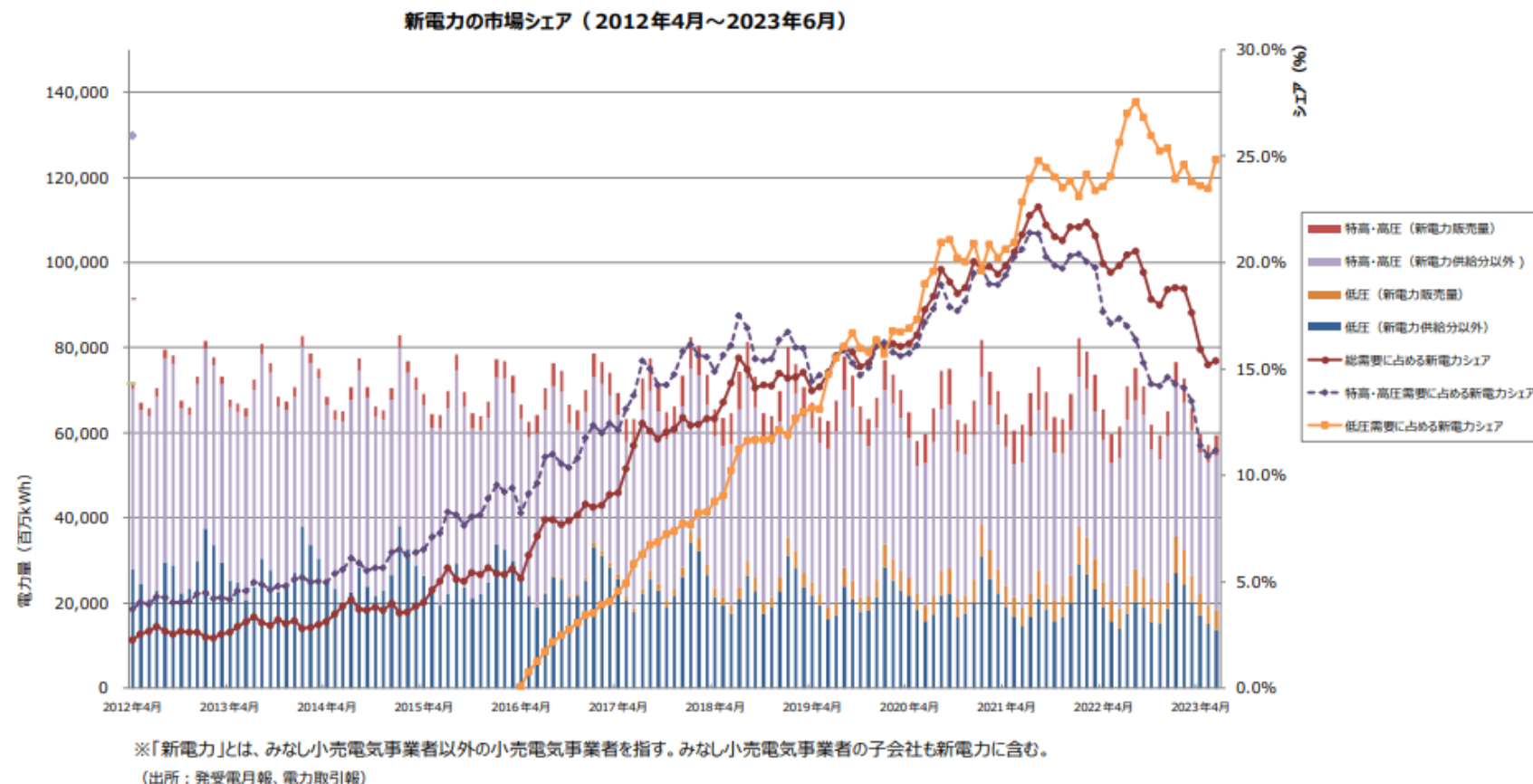
※3：小売競争や新電力の電源開発の進展を考慮するための調整係数であり、1～0.67で変動。

※4：特定の事業者が控除対象となる契約電源の40%以上を占めている場合は、当該事業者との契約による控除は40%を上限としたうえで、供出量の30%に限る。

※5：長期相対契約の上限値は、常時 B U 控除、適格相対契約控除、電発電源切り出し控除された後の個者毎に定められた供出量を対象

(参考) 新電力シェアの推移

- 販売電力量ベースでみた新電力のシェアは、2023年6月時点において総需要に対して約15.4%であり、2021年8月以降減少傾向にある。



	2012/4	2013/4	2014/4	2015/4	2016/4	2017/4	2018/4	2019/4	2020/4	2021/4	2022/4	2023/6
総需要に占める新電力シェア	2.3%	2.6%	3.1%	4.0%	5.2%	9.2%	12.7%	14.0%	16.2%	19.9%	19.9%	15.4%
特高・高圧需要に占める新電力シェア	3.7%	4.2%	5.0%	6.5%	8.2%	12.1%	14.9%	14.5%	15.8%	19.4%	17.7%	11.2%
低圧需要に占める新電力シェア	-	-	-	-	0.1%	4.6%	8.8%	13.2%	16.9%	20.6%	23.6%	24.8%

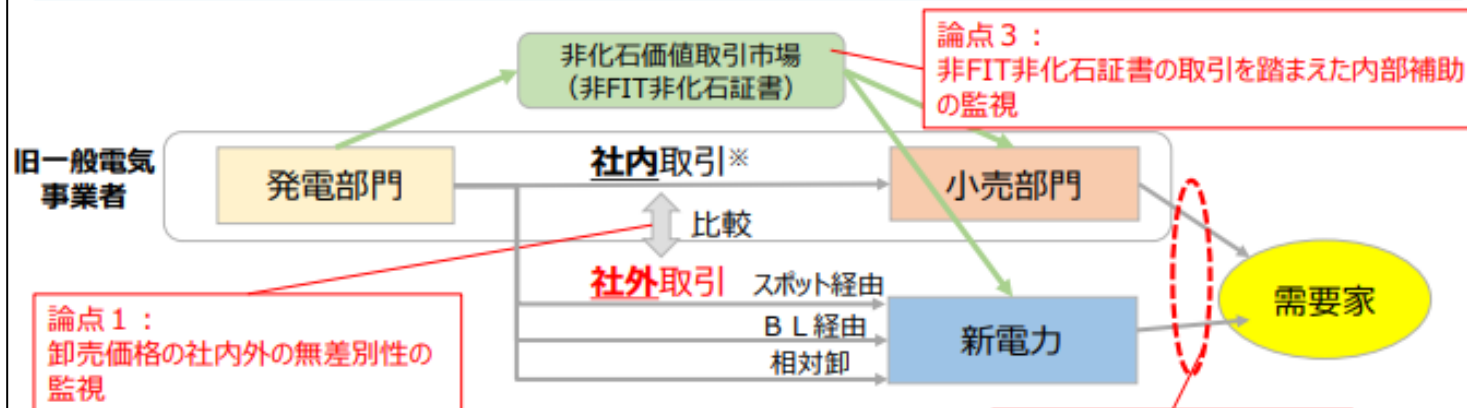
取り巻く環境の変化①（内外無差別と常時バックアップ）（1 / 2）

- 令和2年7月、電力・ガス取引監視等委員会において、旧一般電気事業者各社に対し、不当な内部補助により小売市場における適正な競争を歪曲する行為が生じることへの懸念を指摘し、内外無差別に電力卸売を行うことのコミットメントを要請された。

不当な内部補助の防止に関する基本的な考え方

第45回制度設計専門会合
(2020年2月10日) 資料6より抜粋

- 旧一般電気事業者発電部門から小売部門への不当な内部補助を防止するためには、経過措置料金専門会合での整理を踏まえ、①卸売価格の社内外の無差別性を監視することにより、旧一般電気事業者の小売部門と新電力との間での、電源アクセスに関する取引条件（価格面）の公平性を担保することに加え、旧一般電気事業者の不当な内部補助により、小売市場の競争の歪曲が生じていないかを確認するため、②小売価格の監視を行うことが必要と考えられるのではないか。
- また、非FIT非化石証書の取引開始後については、③非FIT非化石証書の取引による影響も踏まえて、上記①、②の監視を行う必要があるのではないか。
- なお、経過措置料金の解除や非FIT非化石証書の取引が全ての旧一般電気事業者に関連する論点であることを踏まえれば、監視の対象事業者については、全ての旧一般電気事業者とすべきと考えられるのではないか。



※発電事業と小売事業を分社化している会社については、グループ内の卸取引を指す。以下同じ。

取り巻く環境の変化①（内外無差別と常時バックアップ）（2 / 2）

- 第86回制度設計専門会合では、2023年度受渡しの相対卸契約についてエリア毎に確認され、旧一般電気事業者各社の内外無差別な卸売の取組の進捗評価が行われた。
- その結果、各社が各々に工夫をこらした卸標準メニューを作成し、社内外ともに同時期に卸売の交渉・契約を行うなど、内外無差別に向けた取組は総じて前進していると評価できるとされ、現時点においては、北海道電力と沖縄電力について内外無差別な卸売りを行っていると評価された。
- 第63回電力・ガス基本政策小委において、長期の卸取引の促進について議論がされ、「長期卸の販売と条件解除の進め方（段階的拡大）」の絵姿を示した。その後、第89回制度設計専門会合において、長期卸についても同様に内外無差別の確認・評価を行っていくとされ、その評価方針について整理された。
- そのなかで、常時バックアップのあり方については、長期卸と単年卸の両方において、内外無差別が担保されていると評価されたエリアのみ常時B Uが廃止する案が示された。
- 北海道電力においては、本年11月に「適正な電力取引についての指針」を踏まえ、2024年度の常時B Uを行わないことを発表した。

(参考) 常時バックアップについて

- 常時バックアップ（常時 B U）は、2000年度に導入され、新電力がエリアの旧一般電気事業者から電気の一部卸売を継続的に受けて、需要家に対して電力供給を行う形態を指し、卸電力市場が機能するまでの当面の措置として、新電力のベース電源代替としての活用が期待された。
- B L 市場創設後、常時 B U の持つ新電力のベース需要を満たす利用用途は B L 市場が代替すると考えられたことから、常時 B U は B L 市場にスムーズに移行することが望ましいとされていた。
- その際、常時 B U と B L 市場の政策目的が重複することを理由に、B L 市場創設時に常時 B U を即座に廃止することは適切ではないとされ、常時 B U の購入可能枠から B L 市場約定分を控除するなど措置を行いつつ、B L 市場への移行がなされるものとされた。そして、第59回電力・ガス基本政策小委員会において、**電取委において B L 電源の内外無差別な卸売が確認された場合、当該エリアの常時 B U を廃止することとした。**※

※ 仮に内外無差別な卸売りがなされていることが判断されたエリアについて、常時BUが廃止された後に、当該エリアの旧一電が内外無差別な卸売りを行わなくなった場合、常時BUを再度速やかに導入することとしている。

常時BUとBL市場の利用移行イメージ



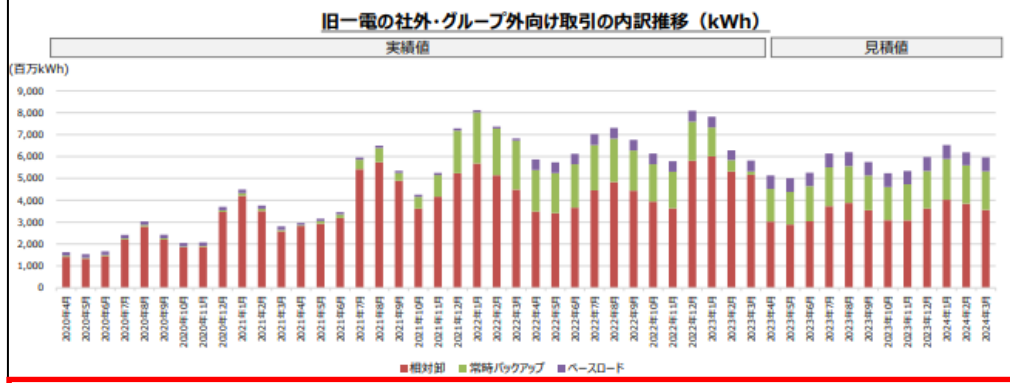
取り巻く環境の変化②（適格相対契約の状況）

- 旧一般電気事業者の社外・グループ外向けの取引量については、2020年度以降上昇傾向であるが、なかでも常時B Uや、B L市場での供出が増加している状況。
- B L市場において、B L市場と同等の価値を有する相対契約を適格相対契約としており、2023年度の適格相対契約（2022年度受渡し実績）は、制度的供出量に対して約33%と過去最大となるなど、2021年度以降、増加傾向である。

第86回制度設計専門会合
(2023年6月27日) 資料5（赤枠追加）

社外・グループ外向け取引の内訳（kWh）

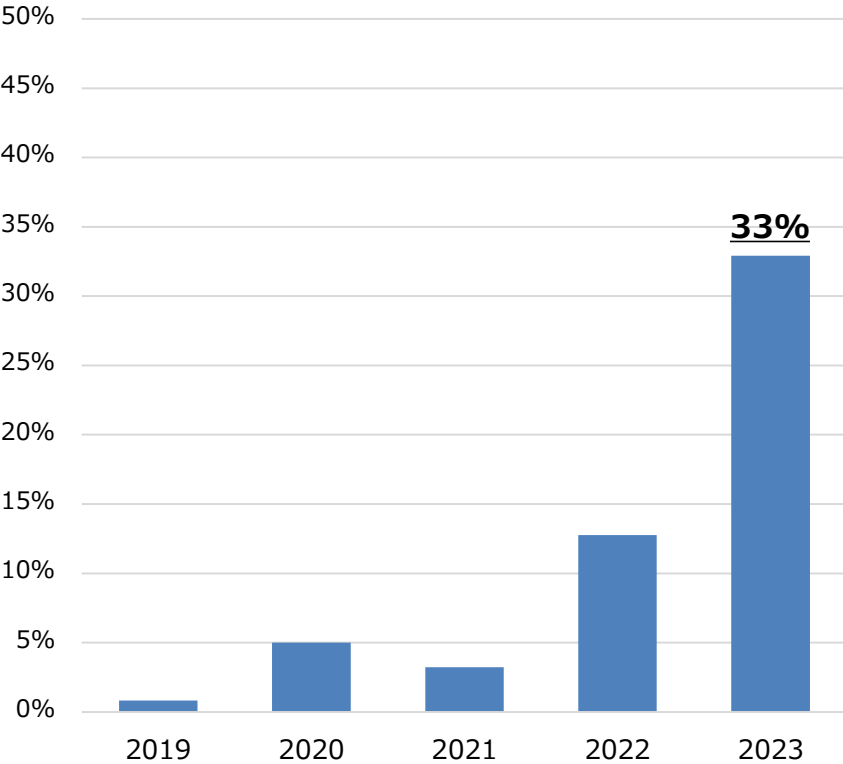
- 社外・グループ外向け取引（相対卸、常時バックアップ、ベースロード市場供出）の内訳を見ると、常時バックアップとベースロードは増加している一方、相対卸は減少。



旧一電の社外・グループ外向け取引の内訳の推移（年度別）	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度（見積値）
相対卸（百万kWh）	28,878	53,315	54,156	41,335
増減率（前年度比）	-	+84.6%	1.6%	-23.7%
常時バックアップ（百万kWh）	784	11,963	18,742	19,886
増減率（前年度比）	-	+1425.4%	56.7%	6.1%
ベースロード（百万kWh）	1,908	1,187	5,825	7,470
増減率（前年度比）	-	-37.8%	390.9%	28.2%

※ 2023年度契約に向けた内部補助コメントフォローアップにおける各社回答を集計。
※ 発電分限会社の重複計上を避けるため、社内・グループ内からJERAを除く。
※ 沖縄電力は2023年度の早送データがないため、集計対象から除外。

＜控除前の制度的供出量に対する適格相対契約量＞



論点：内外無差別後の制度的供出量控除量の考え方について

- B L 市場における制度的供出量の控除について、第76回、第77回制度検討作業部会において、適格相対契約や、常時 B U については、内外無差別な卸売の取組の進捗状況に応じて、見直しすることとした。
- 取り巻く環境変化等を踏まえると、内外無差別な卸売の取組が評価されたエリアにおいては、新電力が旧一般電気事業者の小売部門と同様の環境で B L 電源を利用できる環境は、改善している可能性があると考えられる。
- 一方で、内外無差別な卸売の取組による小売競争の活性化具合や、新電力シェアの傾向、新電力側から見た B L 市場を通じた B L 電源へのアクセス性確保の必要性については、引き続き確認・検証が必要。
- 今後、事業者へのヒアリング等を行いながら B L 市場の必要性を確認し、その結果を踏まえエリア毎に、追加的な制度的供出のあり方や、制度的措置のあり方を検討していくことが考えられる。
- 上記を踏まえると、B L 電源へのアクセス環境について、長期卸と単年卸の両方において内外無差別な卸売の取組が評価されていることを条件に、適格相対契約控除量の上限の撤廃が考えられる。
- 常時 B U 控除について、常時 B U 廃止翌年度の算定においては、廃止前年度の常時BU実績を控除対象としているものの、翌々年度以降の算定において、控除対象となる常時BU実績がなくなることについて、どのように考えるか。

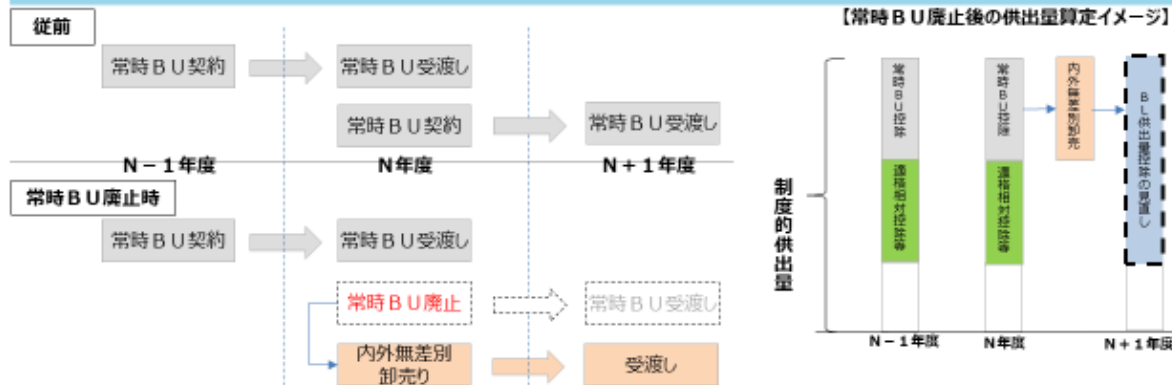
(参考) 常時 B U 控除について

- 第77回制度検討作業部会において、常時 B U が廃止された年度は、内外無差別の卸売りにより B L 市場外での卸売が担保されていることになるため、電源へのアクセス環境は確保されていると考えられることから、常時 B U が廃止された翌年度算定時も控除の対象とすることとした。
- この考え方を踏まえると、2023年度受渡し分の内外無差別が確認されたエリアについては、2024年度の算定において2023年度実績を用いて控除されるが、2025年度の算定においては、内外無差別性が担保されたにも関わらず、かえって制度的供出量が増加する。

論点 3 - 3 : 常時 B U 控除について

第77回制度検討作業部会
(2023年4月5日) 資料7より抜粋

- 常時 B U は、政策目的が一部重複することから、前年度の常時 B U 実績を B L 市場への制度的供出量等から控除することとしているが、第59回電力・ガス基本政策小委員会において、内外無差別な卸売りを行っていると判断されたエリアについては、今後、常時 B U を廃止することとした。
- 現状の供出量算定方式に基づけば、常時 B U が廃止された年度においては、前年度実績を B L 市場への供出量から控除することになるが、内外無差別の卸売りにより、B L 市場外での卸売は担保されていることになるため、電源へのアクセス環境は確保されていると考えられる。よって、常時 B U が廃止された年度においても、控除の対象とすることが考えられる。
- なお、常時 B U が廃止されたエリアにおいて、翌年度の常時 B U 控除については、内外無差別の卸売りの取扱いを含め、適格相対契約控除等を含めた控除のあり方を見直すこととしてはどうか。



(参考) 適格相対契約控除量について

- 相対契約のうち、B L 市場と同等の価値を有するものについては、適格相対契約と定め、その取引量を、旧一般電気事業者等の B L 市場への供出量及び新電力等の購入枠から控除することとしている。
- 第76回制度検討作業部会において、適格相対契約控除量について、契約量の増加や内外無差別を担保する取引が今後増加する可能性から、一部条件を追加したうえで、上限値10%から30%に変更した。

第76回制度検討作業部会
(2023年2月27日) 資料 5 より抜粋

論点 4 : 適格相対契約量に応じた制度的供出量の控除上限値 (3)

- これらのご意見も踏まえ、足下の適格相対契約量の増加も考慮のうえ、制度的供出者の適格相対契約や内外無差別の取組のインセンティブを高める観点から、一律で引き上げることとしてはどうか。その際、内外無差別の取組は過渡期であるとも考えられる現状においては、B L 市場への供出量を一定程度確保するためにも、上限値を30%としてはどうか。
- また、内外無差別の取組は開始されたばかりであり、契約は内外無差別の状況下で締結されたものと評価することは難しい状況。こうした状況も踏まえ、適格相対契約のうち特定の**新電力が一定以上の割合（例えば4割以上）を占めている場合は、電源アクセスの改善に寄与していると判断することが難しいことから、当該契約分は一定割合まで差し引いて、控除量を算定することとしてはどうか。**
- なお、控除上限値や適格相対契約の条件については、今後の内外無差別の取組状況等を踏まえ、必要に応じ見直すこととしてはどうか。

<適格相対契約の内容見直し案イメージ>

