経済産業省

資料６

容量市場について

2023年4月5日

資源エネルギー庁

本日の議論

- 2023年3月29日に行われた電力・ガス基本政策小委員会（以下「小委」という。）の議論において、今後の必要供給力と容量市場における調達量の関係について議論が行われた。
- これを踏まえ、本制度検討作業部会では容量市場における調達量や費用負担などの具体的な整理を行う方向性だが、2023年1月24日に行われた調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（以下「調整力等委」という。）で整理された必要供給力に関する今後予定されているオークションでの取扱いについて御議論いただきたい。
- また、2023年2月28日に行われた容量市場の在り方等に関する検討会では、追加オークションにおけるNetCONEの算定要素に関する取扱いが論点に挙げられ、御意見をいただいたところ。本検討会においても御議論いただきたい。
- また、容量市場における蓄電池は発動指令電源として参加可能だが、今後の再生可能エネルギーの導入にあたり、その余力を活用した調整力としての役割が期待されている。発動指令電源では、安定電源において必要となる余力活用契約の締結といったリクワイアメントは課せられていない中、今後蓄電池に求められる役割や現状を踏まえ、蓄電池の容量市場における取扱いについて御議論いただきたい。

1. 容量市場において確保する供給力の方針
2. 追加オークションにおけるNetCONEの見直し
3. 蓄電池の取扱い

容量市場において確保する供給力の方針

- 2023年3月29日の小委で今後の必要供給力と容量市場の関係性、容量市場以外での供給力確保策、費用負担の在り方について論点があげられており、引き続き議論を進めていく予定である。2023年1月24日の調整力等委において見直し後の必要供給力の在り方が整理されたところだが、安定供給に必要な供給力については容量市場を通じて確保していくことを基本とするものの、容量市場での調達量については、上記議論の結論を踏まえることが適切である。
- 2023年4月下旬には2024年度実需給向け追加オークションの開催判断を行う必要がある中、その開催判断を行うにあたっては、追加オークションにおける需要曲線に上記の見直し後の供給力を含めるかどうかを決定する必要がある。一方、上述のとおり、見直し後の供給力増加分を含めて容量市場で確保すべきかどうかは、その費用負担を含めて丁寧に議論を行う必要がある。
- 以上の状況を踏まえ、**2024年度実需給向け追加オークションでは必要供給力の見直しによる増加分を容量市場での調達量に含めずに開催判断**を行うこととし、**2027年度実需給向けメインオークション以降の容量市場において確保する供給力や費用負担の在り方については引き続き議論**することとしてはどうか。
- なお、2023年度供給計画における2024年度の需給状況は見直し前の供給信頼度基準を満たしており、少なくとも2024年度においては容量市場外の供給力が期待できると仮定すると十分な供給力が存在することが示唆されている。

今後の必要供給力と容量市場に関する議論提示

第60回　総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会
電力・ガス基本政策小委員会（2023年3月29日）資料3

論点①　今後の必要供給力と容量市場

- 2022年3月の東京エリアにおける電力需給ひっ迫を受けて、電力広域的運営推進機関を中心に、供給信頼度評価に織り込む厳気象対応等について見直しを進めてきた。その結果、安定供給に必要な供給力は、これまでに比べ、一定程度増加する見込みである。

  ※従前、H3需要の約13%としていたが、3～4%程度増加する見込み。

- こうした安定供給に必要な供給力は、2024年度の容量市場の運用開始以降、容量市場を通じて確保していくことが基本となる。
- 他方、容量市場への参加が任意とされ、容量市場に参加せずに稼働する電源等もある中、必要な供給力をすべて容量市場で調達することになると、必要以上に供給力を確保することになり、結果的に社会コストが徒に増加することにもなりかねない。
- このため、容量市場外の供給力が一定程度見込まれる状況下においては、容量市場での調達量は、必要供給力全量ではなく、一定量を差し引くこととし、具体的な控除量については、本小委の下の制度検討作業部会において決定することとしてはどうか。

  （※）実需給の4年前に行うメインオークションと、実需給の１年前に行う追加オークションがあることに留意。

- その際、控除量については、安定供給に万全を期す観点から保守的に見積もることとした上で、容量市場外の供給力の動向を踏まえ、柔軟に見直しを行うこととしてはどうか。

容量市場以外での供給力確保策に関する議論提示

第60回　総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会
電力・ガス基本政策小委員会（2023年3月29日）資料3

論点②　容量市場以外での供給力確保策

- 容量市場において必要供給力を全量調達しない場合、安定供給確保に万全を期すためには、予見しがたい事情の変化等により期待していた容量市場外の供給力が不足し、必要供給力を満たすことができなくなるリスクへの備えが必要になる。
- 具体的なリスクとしては、例えば、容量市場外の電源がトラブル等により休廃止となり、容量市場外の供給力が当初の想定よりも少なくなる状況が考えられる。
- こうしたリスクへの対応については、現在、大規模災害など容量市場が想定していない事象に備える供給力確保策として検討中の予備電源を、容量市場を補完する観点からも活用することとしてはどうか。
- 具体的には、必要供給力と容量市場における調達量との差分の一部を保険的にカバーできるよう、（短期的に立ち上げ可能な）予備電源を一定量確保していくこととしてはどうか。

  ※別途、大規模災害など、容量市場が想定していない事象への備えとして、一定量を予備電源で確保していくこととなる。
- また、予備電源の確保量については、これまで予備電源制度の詳細設計を検討してきた、本小委の下の制度検討作業部会において決定することとしてはどうか。

容量市場以外での供給力確保策に関する議論提示

第60回　総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会
電力・ガス基本政策小委員会（2023年3月29日）資料3

論点③　費用負担の在り方

- 容量市場において、容量確保に必要な費用は、その一部（H3需要の7%）を一般送配電事業者が負担し、残り（約106%）を小売電気事業者が負担することとしている。
- これは、電気事業法上、小売電気事業者に供給力確保義務が課せられていることを踏まえ、供給力の確保費用は基本的に小売電気事業者の負担としつつ、一般送配電事業者による需給調整の費用として託送料金で認められた分を控除しているものである。
- ただし、現行制度においても、kW公募や電源入札のような容量市場以外の供給力確保策については、その費用を一般送配電事業者（託送料金）の負担としている。
- 今回の供給信頼度評価の見直しによる必要供給力の増加（H3需要の3～4%）のうち、持続的需要変動分（＋1%）は、景気の長期トレンドに基づく需要の差分であり、これまでの整理に沿って、小売電気事業者の負担としてはどうか。
- 厳気象対応の増加分（＋1%）についても、これまでの整理にならえば、小売電気事業者の負担となる。
- 他方、現行制度においても、厳気象対応分の一部（電源Ⅰ′）は一般送配電事業者（託送料金）負担としている。また、現状、稀頻度リスク（1%）を小売電気事業者の負担としていることは、小売電気事業者にとって過大な負担であるとの考え方もある。
- こうした中で、小売電気事業者の供給力確保義務の観点から、供給力確保費用に関する小売電気事業者の負担の在り方について、どのように考えるか。例えば、小売電気事業者の負担を、予見可能性の高い需給変動対応分に限定することは考えられるか。

29

2023年度供給計画における供給信頼度評価(2024年度)

- 2023年度供給計画における2024年度の供給信頼度評価は基準を満たしている。

第84回　調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
（2023年3月22日）資料4

３．（１）供給力（ｋＷ）の見通し（短期･長期）

11

- 年間ＥＵＥで評価した結果、短期断面（第１・２年度目）では、２０２３年度の東京エリアにおいて、７・８・１１月（３．（２）の通り）を中心に供給力不足が生じ、基準値（０.０４８ｋＷｈ/ｋＷ･年、沖縄エリアは０.４９８ｋＷｈ/ｋＷ･年）を超過している。
- また長期断面でも、電源の休止等により、北海道（２０２７年度）、東京（２０２５・２０２６年度）、九州（２０２５、２０２７～２０２９年度）、沖縄（２０２５・２０２６、２０２９～　２０３２年度）で基準値を超過している。

（単位：kWh/kW･年）

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
北海道	0.000	0.004	0.014	0.030	0.078	0.006	0.004	0.004	0.006	0.007
東北	0.001	0.000	0.002	0.012	0.004	0.002	0.002	0.001	0.001	0.001
東京	0.049	0.011	0.056	0.184	0.047	0.003	0.002	0.001	0.001	0.001
中部	0.000	0.000	0.004	0.011	0.002	0.001	0.000	0.000	0.001	0.001
北陸	0.000	0.000	0.001	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
関西	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
中国	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
四国	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
九州	0.000	0.000	0.138	0.029	0.061	0.058	0.050	0.017	0.013	0.011
9エリア計	0.017	0.004	0.034	0.070	0.025	0.007	0.006	0.002	0.002	0.002
沖縄	0.042	0.026	0.677	1.722	0.473	0.491	0.563	1.715	0.651	0.696

１年間における停電時間に換算すると、約3分（2023年度）に相当

※ 2023年度供給計画に基づく結果であり、算定諸元が変更となれば結果は変化する

電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators,JAPAN
OCCTO

(参考)供給信頼度基準の見直し

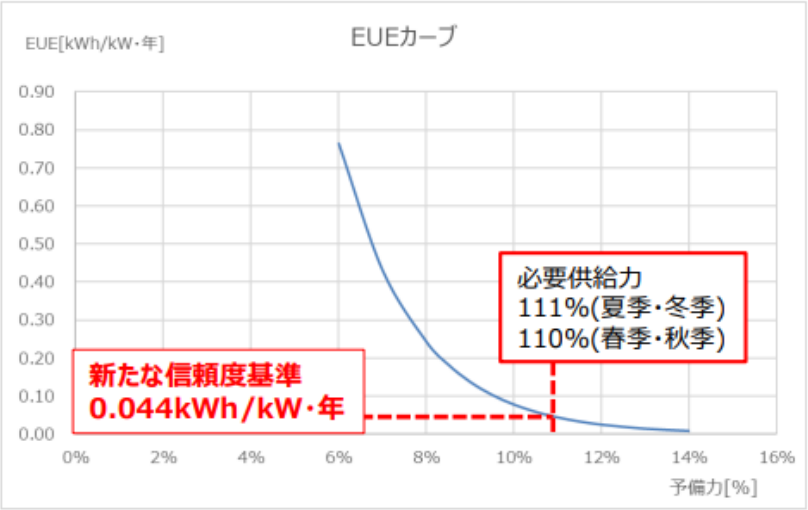
第82回　調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
（2023年2月10日）資料1

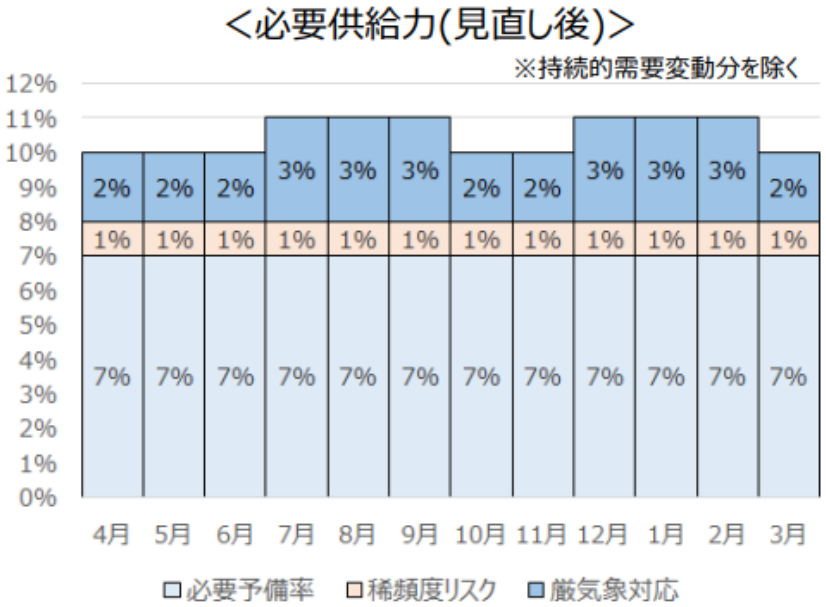
第81回本委員会の結果を踏まえた新たな供給信頼度基準

5

■ これまで供給信頼度基準として0.048kWh/kW・年を採用していたが、今回の一連の検討を反映した**新たな供給信頼度基準は、0.044kWh/kW・年**となる。

※ 厳気象対応・稀頻度リスクの供給力増加はEUE(停電量)の減少方向に作用する一方で、偶発的需給変動分におけるEUE計画外停止率の変化(火力2.6%⇒4.3%)はEUE(停電量)の増加方向に作用するため、トータルでは基準となるEUE(停電量)が微減となった。





	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9ｴﾘｱ計
EUE(万kWh/年)	21.8	60.0	231.0	108.9	22.1	114.6	45.9	22.0	67.8	694.0
需要1kWあたりのEUE(kWh/kW・年)	0.044									0.044

2023年度供給計画における予備率(2024年度)

- 2023年度供給計画における2024年度の予備率は8%を上回っている。

第84回　調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
（2023年3月22日）資料4

３．（２）供給力（ｋＷ）の補完的確認（２０２４年度・予備率）　14

■ 第２年度（２０２４年度）の予備率は、全てのエリア・月で８％を上回った。

●2024年度　各エリアの月毎の予備率（連系線活用後＆工事計画書提出電源加算後）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	22.9%	34.8%	38.1%	22.7%	37.8%	41.0%	26.9%	18.5%	25.3%	18.9%	19.0%	26.5%
東北	22.9%	34.3%	28.0%	21.0%	16.7%	26.5%	26.9%	18.5%	25.3%	18.9%	19.0%	26.5%
東京	22.9%	23.6%	13.5%	15.4%	16.7%	26.5%	18.6%	11.5%	25.3%	18.9%	19.0%	26.5%
中部	25.5%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	26.5%	31.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
北陸	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	26.5%	31.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
関西	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
中国	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
四国	49.1%	52.2%	55.4%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	55.6%	35.0%	39.4%	35.2%	46.0%
九州	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
沖縄	65.0%	49.4%	37.8%	33.7%	35.4%	30.2%	50.7%	57.1%	76.2%	53.7%	63.7%	63.5%

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示
※沖縄エリアは、最小予備率断面。

（注）本評価は、地域間連系線の空き容量の範囲内で供給力を振り替えた。空容量の算出は以下の式を使用した。７・８月の北海道から九州エリアについては太陽光と需要の相関などを踏まえた追加供給力を適用した。ベースロード市場取引等において送受が異なる場合には補正した。
○空容量＝①（運用容量）－②（マージン）－③（8月15時断面の連系線計画潮流値）
①:「2023～2032年度の連系線の運用容量（年間・長期）（2023年3月1日:本機関）」による。
②:「2023・2024年度の連系線のマージン（年間）、マージン設定の考え方及び確保理由（2023年3月1日:本機関）」及びエリア外期待分（系統容量3%相当）を考慮のうえ算出した値。
③:2023年度供給計画届出書の「電気の取引に関する計画書（様式第36表）第2年度」等に基づき算定した計画潮流値。

1. 容量市場において確保する供給力の方針
2. 追加オークションにおけるNetCONEの見直し
3. 蓄電池の取扱い

追加オークションにおけるNetCONEの算定にあたっての論点提示

- NetCONEの算定について、第44回の容量市場の在り方等に関する検討会において、**メインオークションと同様に都度最新の経済指標をもとに算定を行うとの従来の整理に基づく案（①）**の他、**実需給年度が同じメインオークションにおけるNetCONEの設定金額を据え置く案（②）**も含めて議論された。

第44回　容量市場の在り方等に関する検討会
（2023年2月28日）資料3
15

3．今回の「需要曲線のイメージ案」へ反映した項目
③NetCONEの設定（３／３）

- 需要曲線のNetCONEについては、**最新の経済指標をもとに算定を行うこと**と整理されている。
- この場合、追加オークションの**NetCONEは10,120円**/kWとなる。
- 一方で、メインオークションと追加オークションの関係としては、対象実需給年度が同じであり、追加オークションよりもメインオークションに参加を促す仕組みであることが望ましく、**メインオークションへの参加を控える動きとならないようにする**ことが重要。
- **例えば、NetCONEがメインオークションより追加オークションの方が高い価格であった場合**には、メインオークションに参加を促すシグナルのために、追加オークションのNetCONEをメインオークションに揃えることも考えられる。
- その場合、同じ実需給期間の**メインオークションのNetCONEの設定金額に据え置き**、追加オークションの**NetCONEは9,425円**/kWとなる。
- また、今回は初回の追加オークションであり、マーケットへの影響の想定も難しいことを踏まえると、NetCONEを据え置く措置は**今回の追加オークションに対する限定的な措置**とすることも考えられる。
- なお、メインオークションは、追加オークションで講じる措置とは異なるものであり、これまでの整理にもとづいた需要曲線を用いることにより、発電投資の予見性等を示していくものと考えられる。

追加オークションにおけるNetCONEの算定についての御意見

- 第44回の容量市場の在り方等に関する検討会におけるNetCONEの算定についての議論においては、NetCONEについては原則論として物価上昇を反映すべきという御意見や、最新の経済指標等を反映しないことによる事業者の応札インセンティブの低下についての懸念等が示された。

【容量市場の在り方等に関する検討会（第44回2023.2.28）における主な意見】

- **原則論として、NetCONEについては物価上昇を反映すべき**と考え、EUEに関しては精緻な分析の下に算定された保守的な数値だという理解をしている。どういう形で全体を容量市場に反映していくか、もしくはこの追加オークションに反映していくかを考えないといけないが、**原則論としては反映していくべき**であろうと認識する。
- 追加オークションよりもメインオークションへの参加を促す仕組みであることが望ましいとの考え方は一定の合理性もある。一方で、（中略）これらの新設等も含めた電源に対して、**追加オークションのNetCONEに最新の経済指標等を反映しないことで、応札するインセンティブ が低下する可能性はないか**確認したい。
- 諸元の数値であるインフレ率が非常に高くなっているような時点において、**果たしてメインオークションの時と同じNetCONEで十分な電力、電源が集まるのかどうかということも併せて考える必要**がある。
- **安定供給をより万全なものとする観点から**は、（EUEの見直しによる）この増加分というのは確実に目標調達量に盛り込んでいただきたいと考える。（中略）NetCONEの値を下げるということは、（中略）結果として**需要曲線も、左下のほうにスライドすることになってしまうのではないか**と考える。そうなると結果として、約定する**供給力の量が減るということになるのではないか**と理解しており、**調整力及び需給バランス評価等に関する委員会のほうで整理した内容と整合が取れなくなる**とも考えられる
- メインオークションより追加オークションのほうが高い価格であった場合、追加オークションのNetCONEをメインオークションに揃えるということは一案だと認識するが、状況に合わせて制度変更を行なうこととは理解しつつも、**度重なる制度変更は予見性の低下にも繋がるため、今年度の限定的な措置とするのではなく、恒久的な措置として適用すべきかどうか**、しっかり議論していくことが重要なのではないかと考えている。

追加オークションにおけるNetCONEの算定について

- 追加オークションにおけるNetCONEの諸元については最新の経済指標等を用いて算定するように従来整理されていたところ、対案として提示されたメインオークションにおけるNetCONEの設定金額を据え置く方法を採用した場合、応札インセンティブの低下による必要な電源が確保できないおそれとの御意見等を踏まえ、**<u>都度最新の経済指標をもとに算定を行うとの従来の整理のとおりとしてはどうか。</u>**

■ 第33回容量市場の在り方等に関する検討会において、追加オークションのNetCONEの諸元は、メインオークションの考え方と同様に、最新の経済指標等を用いて算定することを整理している。

第44回　容量市場の在り方等に関する検討会（2023年2月28日）資料3

3. 追加オークションの需要曲線について
（確認事項５）追加オークションの指標価格（NetCONE）の諸元

9

第33回容量市場の在り方等に関する検討会資料より

■ 追加オークションの指標価格（NetCONE）の**<u>算定に用いる諸元</u>**は、メインオークションの考え方と同様に、**<u>最新の経済指標等を用いて算定</u>**される。

第31回容量市場の在り方等に関する検討会資料より

（参考）指標価格（Net CONE）の算定（諸元一覧）　7

<Net CONEの算定に関する諸元（1/2）>

項目	数値等	諸元
モデルプラント	CCGT	経済産業省 総合資源エネルギー調査会 発電コスト検証ワーキンググループ 長期エネルギー需給見通し小委員会に対するコスト等の検証に関する報告 （参考資料2）各電源の諸元一覧」の「LNG火力」
コスト評価年数	40年	－
インフレーション率	3.13%	内閣府 国民経済計算（GDP統計） GDPデフレータ（暦年：1-12月）総固定資本形成 基準年（2014年）：99.1%、2020年：102.2%
40年運転に必要となるコストの加味 評価期間の期待インフレーション率	0.34%	総務省統計局 消費者物価指数（コアCPI） 全国の生鮮食品除く総合の「消費者物価指数」 期待インフレ率 ＝0.4×前年度のコアCPIの変化率＋0.6×前年度の期待インフレ率
系統接続費	1.56千円/kW	接続契約に基づく実績値（工事費負担金の実績の平均値から設定）
経年に伴う修繕費等の積分費用	3万円/kW程度	発電コスト検証WGに基づくプライシング結果（30.86万円/kW）

※ 新規電源の建設および維持・運営のための総コストをコスト評価期間で均等化したコストから容量市場以外の収益を差し引いたもの

（参考）指標価格（Net CONE）の算定（諸元一覧）　8

<Net CONEの算定に関する諸元（2/2）>

項目	数値等	諸元
評価期間の割引率（税引前WACC）	5%	税引前WACC＝自己資本比率 × 自己資本コスト / （1 － 実効税率） ＋ 他人資本比率 × 他人資本コスト
税引前WACC諸元 自己資本比率	42.9%	経済産業省 企業活動基本調査 資本金1億円以上の企業の自己資本比率の平均値
税引前WACC諸元 自己資本コスト	6.7%	経済産業省 伊藤レポート（経済産業省、持続的成長への競争力とインセンティブ～企業と投資家の望ましい関係構築～）（2017.8）p44、 国内外投資家が日本株に対して求める株主資本コストの平均値。
税引前WACC諸元 他人資本コスト	0.86%	日本銀行 金融経済統計月報 翌年の貸出約定平均金利（新規・長期）の平均値
税引前WACC諸元 実効税率	27.2%	実効税率 ＝ 法人税 × （1＋地方法人税＋法人住民税 ） 法人税：23.2%、地方法人税：10.3%、法人住民税：7%
容量市場以外からの収益	4,800円/kW	容量市場導入当初は、容量市場以外からの収益の割合の見込み量、および我が国の状況を踏まえて設定

（参考）NetCONEの算定

第44回　容量市場の在り方等に関する検討会
（2023年2月28日）資料3

3．今回の「需要曲線のイメージ案」へ反映した項目
③NetCONEの設定（２／３）

■ 今回の「需要曲線のイメージ案」では、直近の経済指標で算定したところ、**NetCONEは10,120円**/kWであった。（2020年度メインオークションで算定されたNetCONE（9,425円/kW）からは＋695円/kW）

項目		今回の設定数値※	2020年度メインオークション（実需給年度:2024年度）	諸元
モデルプラント		CCGT	CCGT	経済産業省　総合資源エネルギー調査会　発電コスト検証WG 長期エネルギー需給見通し小委員会に対するコスト等の検証に関する報告「（参考資料2）各電源の諸元一覧」）の「LNG火力」
コスト評価年数		40年	40年	―
インフレーション率		10.29%	2.84%	内閣府　国民経済計算（GDP統計） GDPデフレータ（暦年：1-12月）総固定資本形成 基準年（2014年）：99.1%、2022年：109.3%
40年運転に必要となるコストの加味	評価期間の期待インフレ率	0.39%	0.26%	総務省統計局　消費者物価指数（コアCPI） 全国の生鮮食品除く総合の「消費者物価指数」 期待インフレ率 ＝0.4×前年度のコアCPIの変化率＋0.6×前年度の期待インフレ率
	系統接続費	1.56千円/kW	1.56千円/kW	接続契約に基づく実績値（工事費負担金の実績の平均値から設定）
	経年に伴う修繕費等の増分費用	3万円/kW程度	3万円/kW程度	発電コスト検証WGに基づくヒアリング結果（30,861円/kW）
評価期間の割引率（税引前WACC）		5%	5%	税引前WACC＝自己資本比率 × 自己資本コスト / （1 － 実効税率） ＋　他人資本比率 ×　他人資本コスト
容量市場以外からの収益		4,800円/kW	4,800円/kW	容量市場導入当初は、容量市場以外からの収益の割合の見込み量、および我が国の状況を踏まえて設定

※今後、需要曲線の原案作成時は、最新の経済指標等を反映する

赤枠は今回更新箇所

1. 容量市場において確保する供給力の方針
2. 追加オークションにおけるNetCONEの見直し
3. 蓄電池の取扱い

蓄電池(系統用蓄電池)の容量市場等における取扱いの現状

- 系統用蓄電池（系統に単独で直接接続する蓄電システム）の導入が進む中、揚水発電所との運用の類似性の観点から、長期脱炭素電源オークションの制度設計や、系統ワーキンググループにおける議論などにおいて、容量市場における電源区分やリクワイアメントの見直しの必要性が示唆されている。
- 蓄電池は容量市場では発動指令電源として参加可能となっている。なお、発動指令電源に求められるリクワイアメントは「実効性テスト」と「発動指令への対応」の2つ。
- 2023年2月28日に開催された系統ワーキンググループでは、一般送配電事業者から系統用蓄電池に対して指令により充電を行えるようにすることは、需給バランス制約による出力制御の低減や系統混雑の緩和などの観点で安定供給に資する可能性がある旨、また、役割や機能が近い揚水と同様の扱いとし、余力活用契約に基づき、需給バランス改善用の蓄電設備として充電を行うことが考えられる旨が言及されている。
- 余力活用契約の締結や供給指示への対応は、容量市場においては安定電源のリクワイアメントとなっていることから、電源区分の見直しを含む取扱いの議論が必要となっている。なお、長期脱炭素電源オークションでは、今後蓄電池に求められる役割を促していく観点から揚水発電所と平仄を合わせ、蓄電池を安定電源として取り扱うこととしており、調整係数についても揚水発電所と同じ調整係数を適用する方向性で検討が進められている。

（参考）容量市場におけるリクワイアメント

容量市場の制度詳細について（2022年7月）

第5章　契約の履行

容量市場概要 | 募集概要 | 参加登録 | メインオークション | 契約の履行 | 容量拠出金 | 取引・税務 | その他

63

リクワイアメント・アセスメント・ペナルティの全体像

- 容量を提供する電源区分ごとに定められるリクワイアメントを達成し、容量確保契約で定められた供給力を提供してください。
- 電源区分、実需給期間の開始前後や需給状況によって達成しなければならないリクワイアメントが異なります。
- リクワイアメント毎にアセスメントおよびリクワイアメント未達成時のペナルティが存在します。

電源区分	リクワイアメント		実需給前	実需給中	
				平常時	需給ひっ迫のおそれ
安定電源	① 計画停止調整	・容量停止計画の調整に応じること	✓		
	② 余力活用に関する契約の締結	・調整機能「有」と登録した電源のみ、一般送配電事業者と余力活用に関する契約を締結すること	✓		
	③ 計画停止	・維持・運営等のために必要な一定の期間を超えて、電源の停止および出力低下しないこと		✓	✓
	④ 市場応札	・発電余力を卸電力取引市場等に応札すること		✓	✓
	⑤ 供給指示への対応	・一般送配電事業者からの電気の供給指示があった場合、適切に対応すること			✓
	⑥ 稼働抑制（非効率石炭火力のみ）	・実需給期間中における年間設備利用率が50%を超えていないこと		✓	
変動電源（単独）	⑦ 計画停止調整	・容量停止計画の調整に応じること	✓		
	⑧ 計画停止	・維持・運営等のために必要な一定の期間を超えて、電源の停止および出力低下しないこと		✓	✓
変動電源（アグリゲート）	⑨ 計画停止	・維持・運営等のために必要な一定の期間を超えて、電源の停止および出力低下しないこと		✓	✓
発動指令電源	⑩ 実効性テスト	・実効性テストにおいて容量確保契約容量以上の供給力を提供すること	✓		
	⑪ 発動指令への対応	・一般送配電事業者からの発動指令があった場合、適切に対応すること			✓※

※発動指令時

系統ワーキンググループにおける系統用蓄電池の役割に関する議論

第44回　系統ワーキンググループ
（2023年2月28日）資料2

論点③：系統用蓄電池の充電制御について

- 一般送配電事業者から系統用蓄電池に対して指令により充電を行えるようにすることは、需給バランス制約による出力制御の低減や系統混雑の緩和などの観点で**安定供給に資する可能性**がある一方、一般送配電事業者のシステム改修や精算などによる**社会的なコストが発生するという課題**も存在する。
- 再エネが余剰するタイミングではスポット価格が安価となることから、系統用蓄電池は**市場を通じて自ら充電することが望ましい**と考えられるが、仮に系統用蓄電池にも充電を指令する場合には、例えば、役割や機能が近い**揚水と同様の扱いとすることが考えられる。**そのような場合には、**余力活用契約に基づき、需給バランス改善用の蓄電設備として充電を行う**ことが考えられる。
  - 系統用蓄電池は、長期脱炭素電源オークションでは安定電源と整理されており、一般に調整能力を有することから余力活用契約が義務となると考えられる。また、現行容量市場における扱いについても検討が必要とされている。
- 他方、揚水では指令による揚水運転に精算が伴うことから、系統用蓄電池についても指令による充電に精算を伴うこととした場合、条件なしに充電の指令を行うこととすると、多くの系統用蓄電池が指令を待って充電する可能性もあり、**市場の健全性を損なう恐れ**もあるのではないか。
- 仮に指令による充電を行う場合、揚水が、再エネの出力抑制回避等のために必要な場合に、一時的に一般送配電事業者による池全体の水位の運用が認められていることを踏まえると、系統用蓄電池についても、**一時的に一般送配電事業者による運用を認めることも考えられるか。**
- **系統用蓄電池に対し、市場主導での活用を促しつつも、系統運用に資する充電制御の在り方について、どのように考えるべきか。**

長期脱炭素電源オークションにおける蓄電池の取扱い

第71回　制度検討作業部会
（2022年10月31日）資料5

論点７－１　蓄電池の区分

- **蓄電池は、今後、再エネの最大限の導入を図る観点からも、**再エネが出力制御されるような**供給過剰の時間帯に蓄電**し、**需要が高まる時間帯で放電**するような行動や、**需給調整市場において調整力として活躍**する行動が期待されるところ。
- こうした中で、現行容量市場と同様に、**蓄電池を発動指令電源として区分する場合**、発動指令電源のリクワイアメントを満たすため、**年間12回の発動指令のためにスタンバイし続けるような行動**を取ることにより、本来期待される役割を果たされない可能性がある。
- **今後の蓄電池に求められる行動を促す観点**に加えて、**本制度で対象とする蓄電池は、1万kW以上の比較的規模の大きいものであって**、DRも含めた複数のリソースを束ねて参加する**発動指令電源に位置づける必要性は必ずしもないことから**、**本制度によって導入される蓄電池については、**同様の活用が期待される**揚水発電所と同様に「安定電源」に区分**し、揚水発電所と同じ調整係数を適用することとしてはどうか（※）。

（※）このような整理により、**本制度に参加する電源等**は、「発動指令電源」に区分される電源等が存在しなくなり、**「安定電源」又は「変動電源」の2つの登録区分となる**。

（※）**現行容量市場における蓄電池の扱いについても、実態を踏まえ別途検討が必要**。

系統用蓄電池と容量市場リクワイアメントに関する意見の概要

- 系統用蓄電池について、容量市場における各リクワイアメントとの親和性について事業者と意見交換を行ったところ、**発動指令電源の区分のままでは蓄電池の能力を十分に発揮できない可能性がある**一方、**安定電源に区分する場合においては、余力活用契約に基づく一般送配電事業者との運用**に関して、現状では具体的に見通すことができない等の課題が提起された。

＜系統用蓄電池の特性に照らした際の課題＞

電源区分	リクワイアメント	課題内容
発動指令電源	実効性テスト	• 他の電源区分では実需給までに運転開始されていればよい一方、発動指令電源では実需給年度2年前の段階で実効性テストが必要となるため、リードタイムが短い。
	発動指令への対応	• 発動指令に備えた運用(蓄電池残量などを考慮した運用)の場合、蓄電池の能力を最大限に発揮できない。 • 需給調整市場の応動と発動指令の要請が競合すると、現行制度ではいずれかの応動を取れないことによりペナルティを被ってしまう。
安定電源	供給指示への対応	• 市場応札(放電)に向けて充電を計画した場合、kWhとしての余力が無く(SoCがゼロ、もしくは約定している市場供出分のみ充電の状態)、事実上余力活用に対応できない可能性がある。 • 余力活用のためにはSoCの情報や充放電可能量の把握を一般送配電事業者が行う必要があり、専用線や制御装置の仕様検討や一般送配電事業者との運用の合意が必要。

※上表に記載した内容のほか、安定電源における「市場応札」のリクワイアメントにおいて「容量停止計画を提出していないコマ」のうち「充電時間」や「放電後の時間」も市場応札ができない点を考慮する必要があるという意見や、事業者の考え方によって該当電源区分を自由に選択できた方が良いという意見もあった。

容量市場における電源区分の取扱い方針について

- 系統用蓄電池は、定められた回数の発動指令に備えるという発動指令電源のリクワイアメントに応じるためには充電状態を維持する必要があり、蓄電池の能力を最大限に発揮できない可能性があるのではないか。また、需給バランスの改善や系統混雑緩和のために、一般送配電事業者からの指示に応えて充放電を行えるような役割を果たせるような環境整備も進めていくことが望ましいのではないか。
- しかし、規模の小さな蓄電池では、一般送配電事業者から指令を受ける通信設備への投資が割高となる等、安定電源に区分することが適切でないケースも考えられる。
- これらを踏まえ、**一定規模以上の蓄電池は安定電源に区分**することとし、**当該規模未満の蓄電池については今までどおり発動指令電源に区分**する方向で検討を進めてはどうか。ただし、現状では一般送配電事業者による系統用蓄電池の余力活用について、具体的な運用の整理が進められている状況であるため、**容量市場オークションの実需給を迎えるまでに当該運用が整理される見通しを確認したうえで、前述の電源区分について具体的な結論を設ける**こととしてはどうか。