

# 需給調整市場の運用等について

第 1 回 制度設計・監視専門会合  
事務局提出資料

2024年9月30日（月）



電力・ガス取引監視等委員会  
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

# 1. 9月中旬までの需給調整市場の動き

2. 価格規律の検討について

3. 需給調整市場における高値落札案件の調査状況報告

4. 調整力kWh市場におけるV1V2スプレッドの調査状況報告

5. B種電源の固定費回収状況の報告

# 前日取引（三次調整力②）の動き（4月1日～9月10日）

## 前日取引の概況（4～7月は確報値、8・9月は速報値）

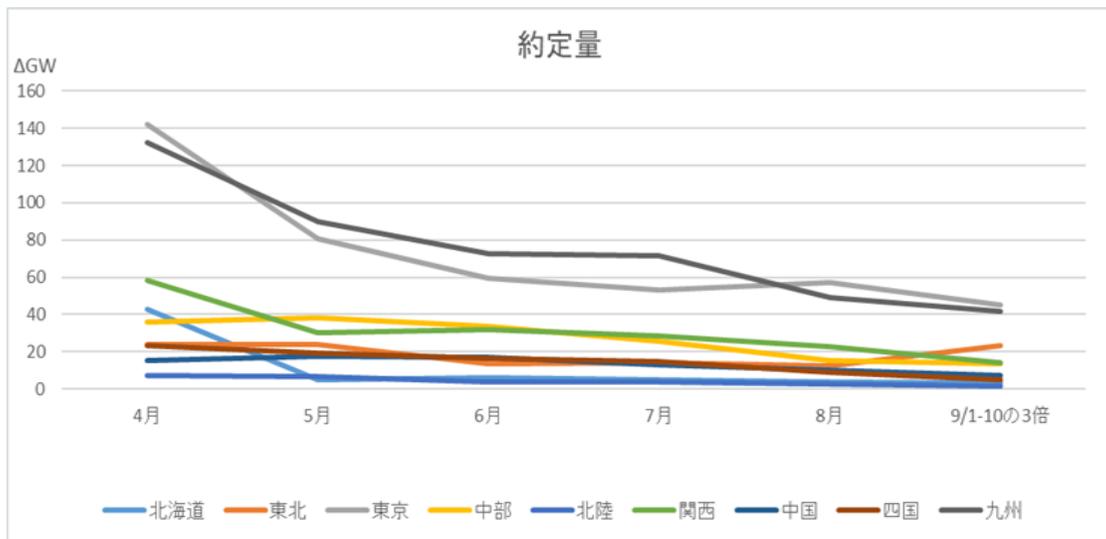
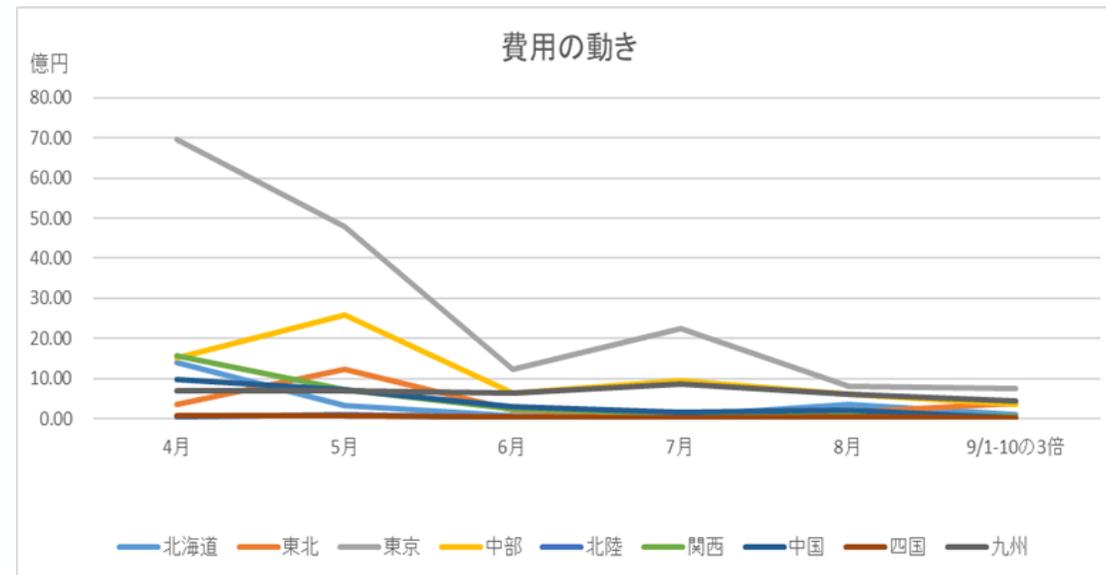
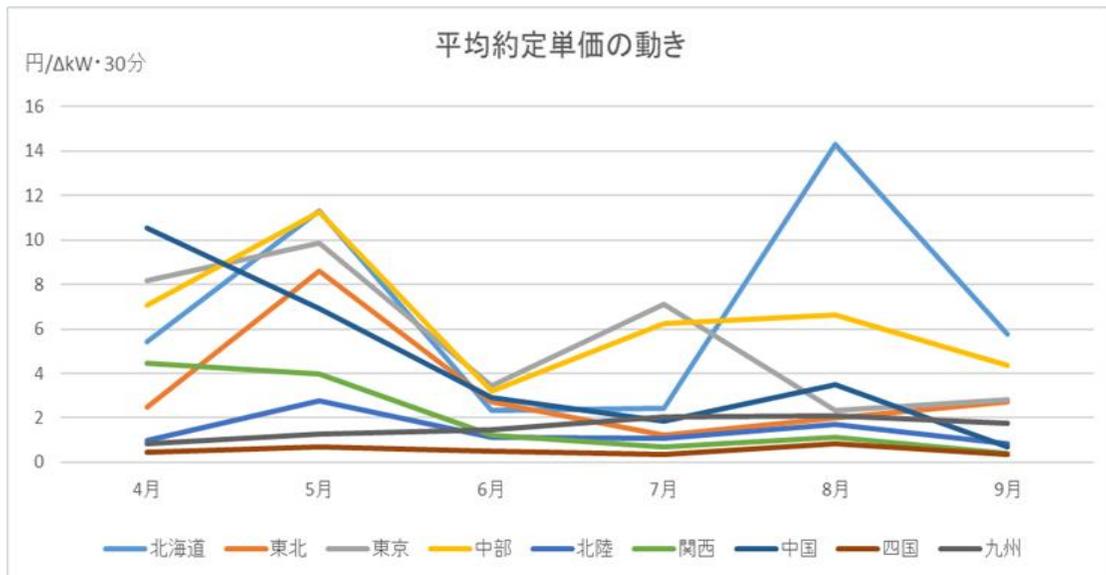
- 8月の北海道エリアの平均約定単価は、前月から上昇（7月：2.44円 → 8月：14.3円）している。
- 8月の東京エリアの想定費用が、前月から大きく低下（7月：22.58億円 → 8月：7.97億円）している。

項目	月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
平均約定単価※1 (円/ΔkW・30分)	4月※2	5.43	2.49	8.16	7.06	0.97	4.48	10.53	0.46	0.86
	5月	11.31	8.6	9.88	11.28	2.76	3.97	6.93	0.7	1.28
	6月	2.31	2.72	3.44	3.22	1.11	1.22	2.93	0.48	1.46
	7月	2.44	1.23	7.1	6.25	1.07	0.69	1.83	0.33	2.02
	8月	14.3	1.98	2.32	6.63	1.7	1.15	3.5	0.85	2.07
	9月※3	5.75	2.71	2.8	4.35	0.83	0.39	0.68	0.35	1.77
最高約定単価 (円/ΔkW・30分)	4月※2	321	321	321	199	23.89	197	197	80	197
	5月	321	321	160	199	160	199	197	66.17	197
	6月	321	321	160	183.93	67.65	183.93	197	19.98	197
	7月	321	321	160	183.93	95.09	95.09	95.09	0.65	197
	8月	321	321	160	197	79.95	95.09	79.95	95.09	197
	9月※3	49	160	160	172	75.03	1.72	95.09	3.22	197
最低約定単価 (円/ΔkW・30分)	4月※2	0.34	0.33	0.33	0.34	0.34	0.32	0.32	0.3	0.34
	5月	0.34	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.31	0.32
	6月	0.34	0.16	0.3	0.24	0.34	0.25	0.25	0.16	0.25
	7月	0.34	0.33	0.32	0.34	0.34	0.34	0.33	0.32	0.33
	8月	0.34	0.33	0.32	0.33	0.34	0.34	0.34	0.32	0.33
	9月※3	0.34	0.32	0.32	0.33	0.34	0.34	0.34	0.33	0.34
想定費用※4 (億円)	4月※2	13.97	3.58	69.52	15.11	0.41	15.72	9.67	0.64	6.82
	5月	3.37	12.36	47.81	25.75	1.07	7.17	7.19	0.82	6.90
	6月	0.82	2.24	12.29	6.48	0.27	2.35	2.98	0.47	6.36
	7月	0.75	1.02	22.58	9.55	0.23	1.19	1.43	0.30	8.66
	8月	3.42	1.47	7.97	6.03	0.29	1.57	2.10	0.45	6.10
	9月※3	0.35	1.27	2.52	1.18	0.02	0.11	0.10	0.04	1.48
約定量※4 (ΔMW)	4月※2	42,878	23,978	141,996	35,679	7,075	58,490	15,313	23,332	132,074
	5月	4,973	23,952	80,658	38,045	6,444	30,119	17,281	19,484	89,885
	6月	5,891	13,706	59,521	33,540	4,037	32,116	16,931	16,181	72,546
	7月	5,113	13,851	52,998	25,468	3,569	28,684	13,060	14,944	71,481
	8月	3,983	12,406	57,257	15,151	2,859	22,727	10,012	8,783	49,118
	9月※3	1,003	7,823	14,982	4,533	469	4,739	2,353	1,736	13,918

※1 平均約定単価は、想定費用/約定量合計。※2 4月は前日市場における二次②、三次①の追加調達分も含む。

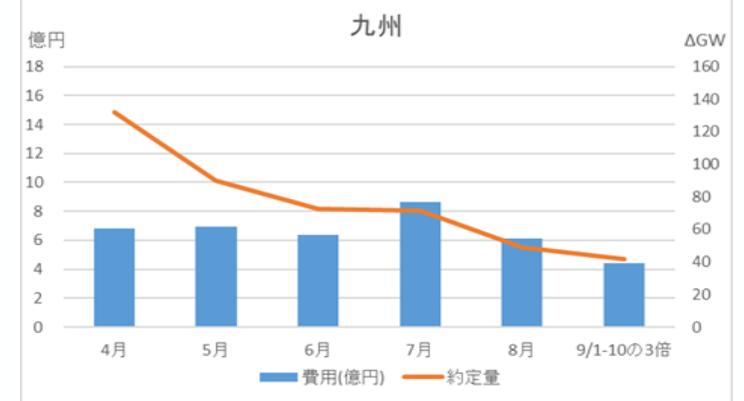
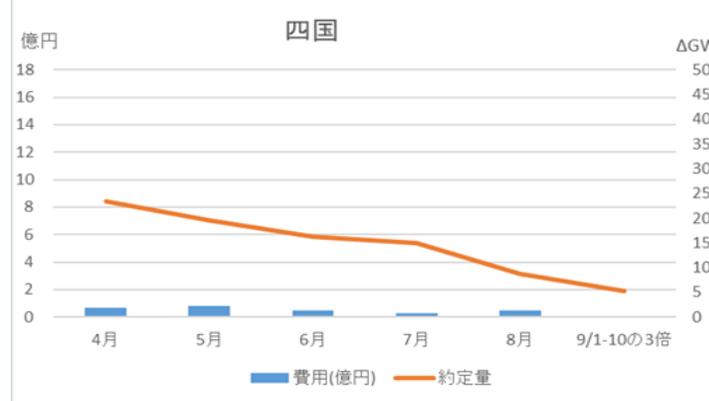
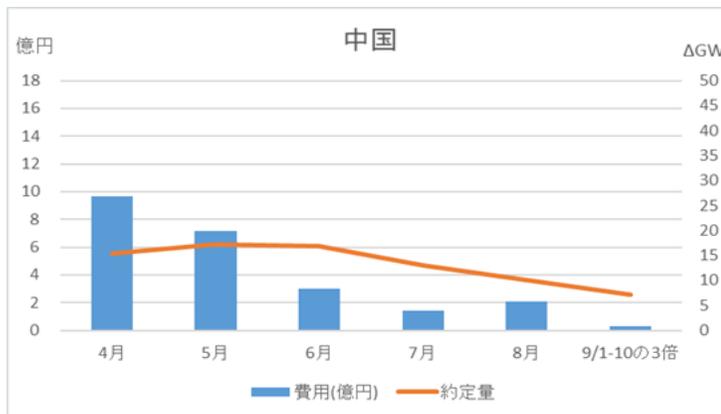
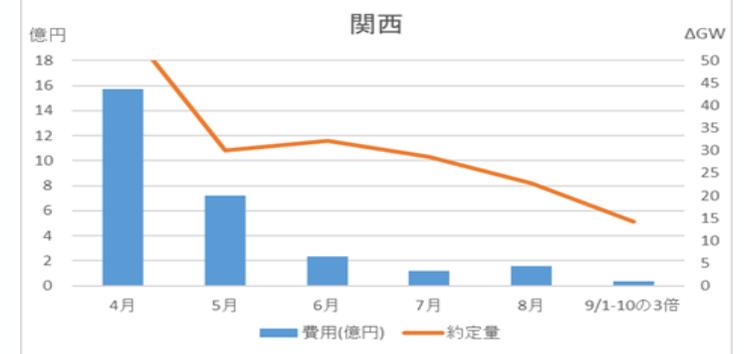
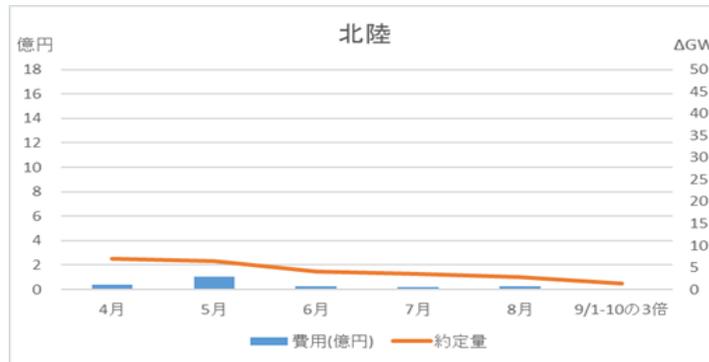
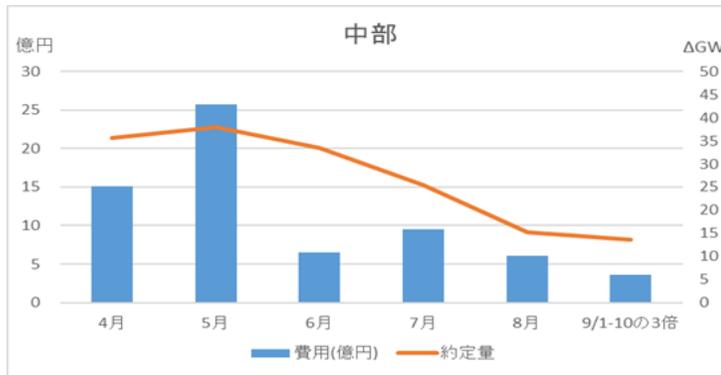
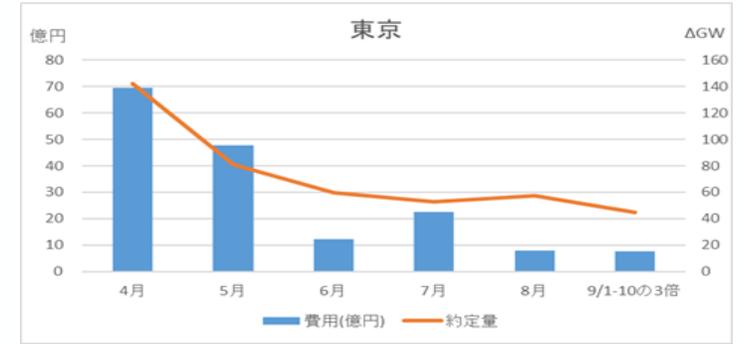
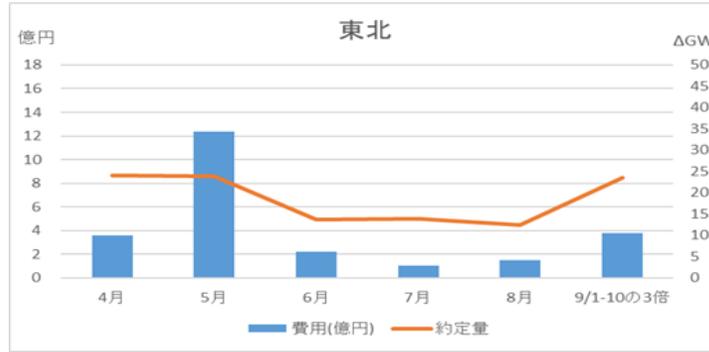
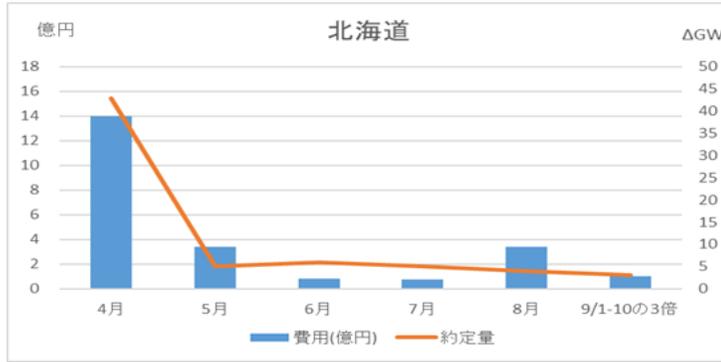
※3 9月は9月1～10日までのデータを使用している点に注意。※4 想定費用は、案件ごとの約定単価×約定量を足上げて算出。未使用の起動費は一般送配電事業者に返還される点に注意。

# (参考) 三次②の平均約定単価、調達費用、約定量の動向



※ 9月は9月1～10日までのデータを3倍して比較

# (参考) 三次②のエリア別の調達費用、約定量の動向



※ 9月は9月1～10日までのデータを3倍して比較

# 週間取引（一次～三次①）の動き（4月1日～9月10日）

## 週間取引の概況（4～7月は確報値、8・9月は速報値）

- 北海道と九州エリアの平均約定単価は、他エリアと比して高い状況が続いている。
- 8月の東北、東京、関西及び中国エリアの想定費用が前月から大きく上昇（東北 7月：13.71億円 → 8月：22.84億円、東京 7月：12.01億円 → 8月：20.26億円、関西 7月：21.53億円 → 8月：35.71億円、中国 7月：9.62億円 → 8月：19.20億円）している。

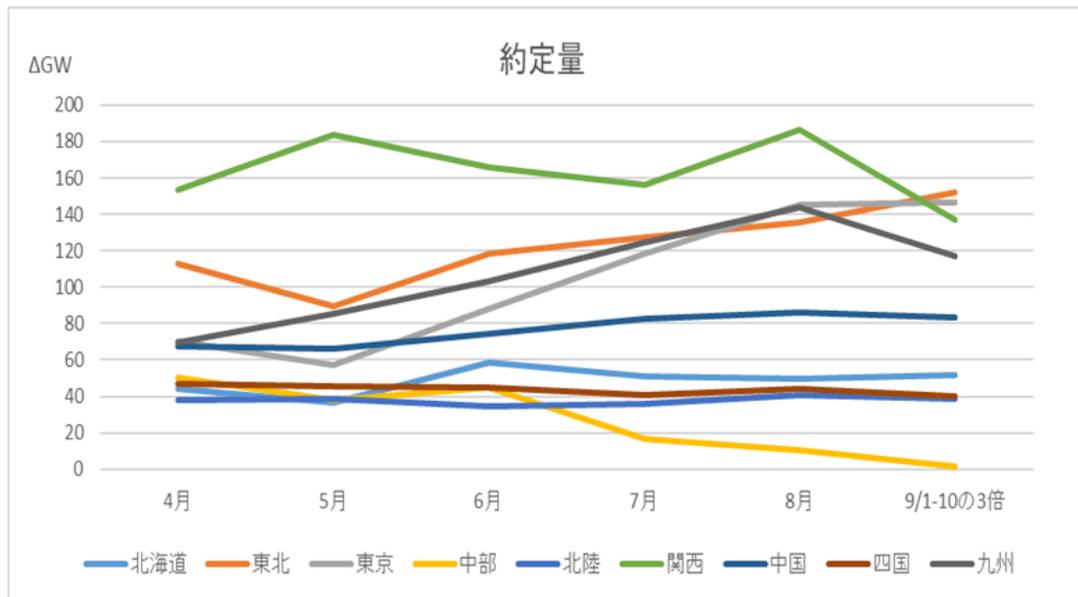
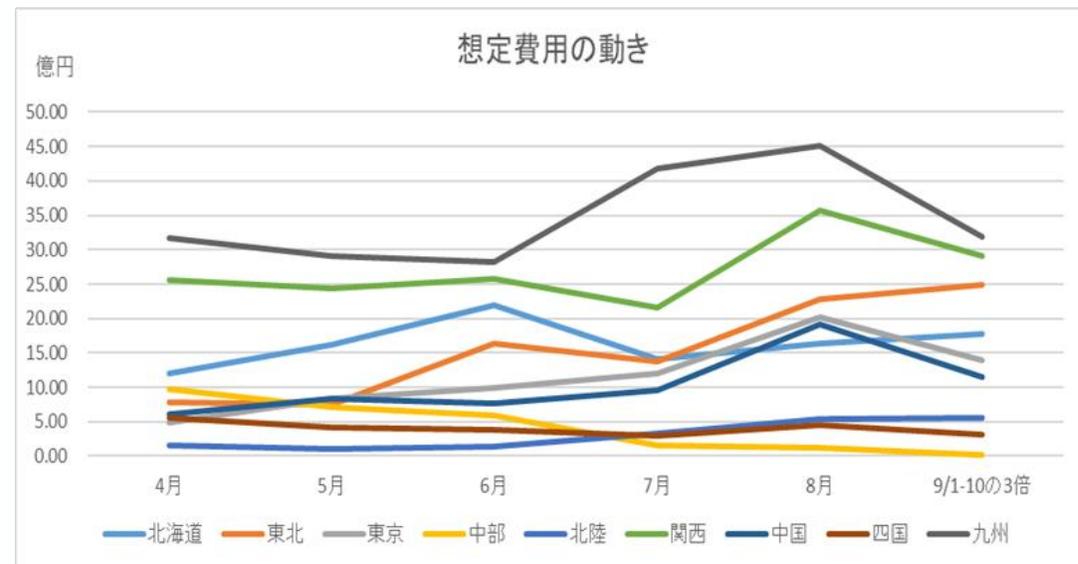
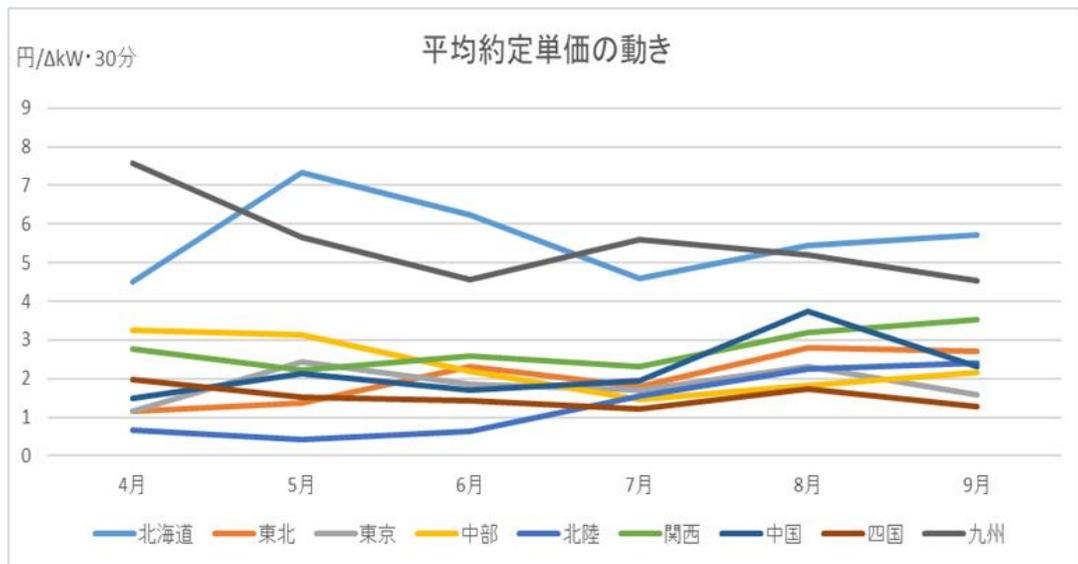
項目	月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
平均約定単価※1 (円/ΔkW・30分)	4月	4.51	1.16	1.15	3.26	0.66	2.78	1.48	1.96	7.58
	5月	7.33	1.38	2.43	3.14	0.42	2.21	2.12	1.53	5.66
	6月	6.24	2.3	1.86	2.2	0.63	2.59	1.7	1.42	4.57
	7月	4.58	1.79	1.69	1.46	1.54	2.3	1.94	1.2	5.59
	8月	5.45	2.8	2.32	1.83	2.25	3.19	3.73	1.72	5.21
	9月※2	5.73	2.72	1.58	2.15	2.4	3.54	2.3	1.27	4.54
最高約定単価 (円/ΔkW・30分)	4月	19.51	7.66	7.21	12.82	14.13	15.12	15.52	19.51	19.51
	5月	19.51	6.14	7.21	10.48	14.29	19.51	19.51	19.51	19.26
	6月	19.51	11.08	7.21	16.19	15.65	16.19	19.51	19.51	19.5
	7月	19.5	9.51	7.21	6.38	12.55	16.11	12.37	16.58	19.5
	8月	19.5	8.29	7.21	8.46	10.42	18.93	13.89	18.93	19.5
	9月※2	19.5	6.94	6.41	2.56	7.07	11.14	11.14	9.69	19.5
最低約定単価 (円/ΔkW・30分)	4月	0.01	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
	5月	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
	6月	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
	7月	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
	8月	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
	9月※2	0.34	0.33	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.33
想定費用※3 (億円)	4月	12.03	7.85	4.83	9.81	1.52	25.55	6.02	5.55	31.65
	5月	16.17	7.42	8.39	7.12	0.97	24.36	8.38	4.19	29.05
	6月	21.88	16.35	9.85	5.93	1.32	25.74	7.62	3.85	28.30
	7月	14.08	13.71	12.01	1.49	3.34	21.53	9.62	2.93	41.81
	8月	16.29	22.84	20.26	1.18	5.47	35.71	19.20	4.53	45.04
	9月※2	5.94	8.28	4.63	0.06	1.86	9.70	3.83	1.02	10.63
約定量※3 (ΔMW)	4月	44,473	112,855	70,042	50,129	38,268	153,157	67,768	47,217	69,599
	5月	36,761	89,598	57,537	37,806	38,532	183,673	65,898	45,673	85,550
	6月	58,448	118,507	88,303	44,922	34,821	165,644	74,687	45,176	103,217
	7月	51,252	127,609	118,404	16,967	36,115	156,028	82,657	40,745	124,645
	8月	49,817	135,938	145,547	10,769	40,555	186,563	85,776	43,870	144,079
	9月※2	17,277	50,728	48,825	435	12,916	45,665	27,780	13,420	39,018

※1 平均約定単価は、想定費用/約定量合計。※2 9月は9月1～10日までのデータを使用している点に注意。

※3 想定費用は、案件ごとの約定単価×約定量を足上げて算出。未使用の起動費は一般送配電事業者に返還される点に注意。

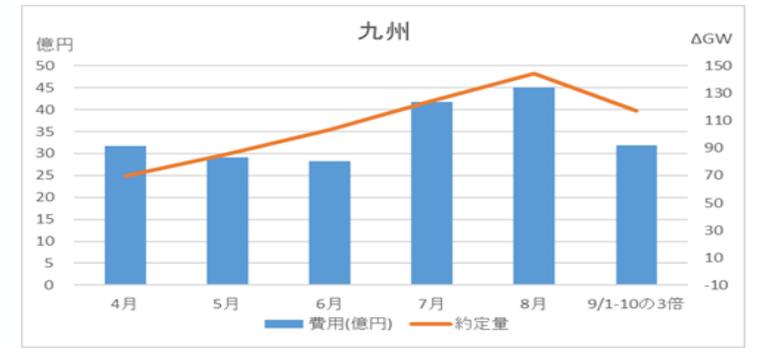
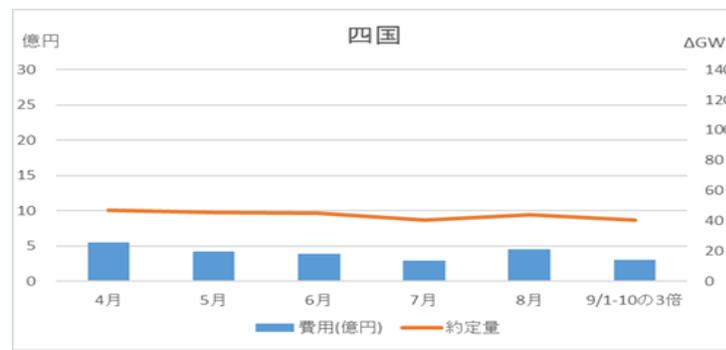
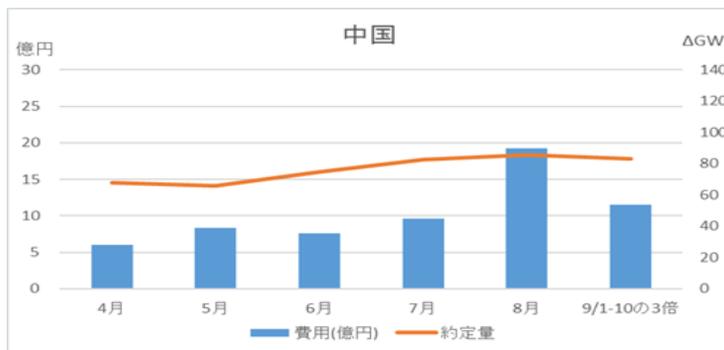
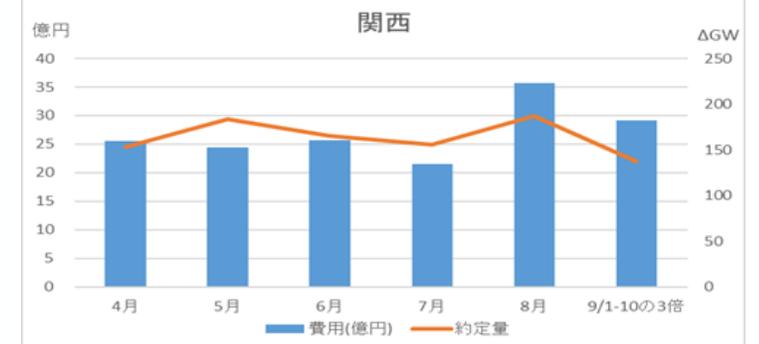
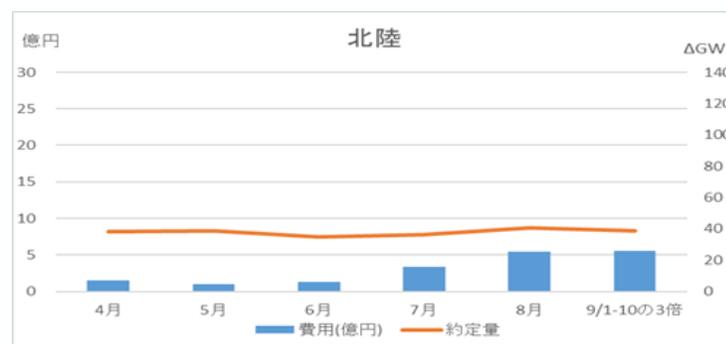
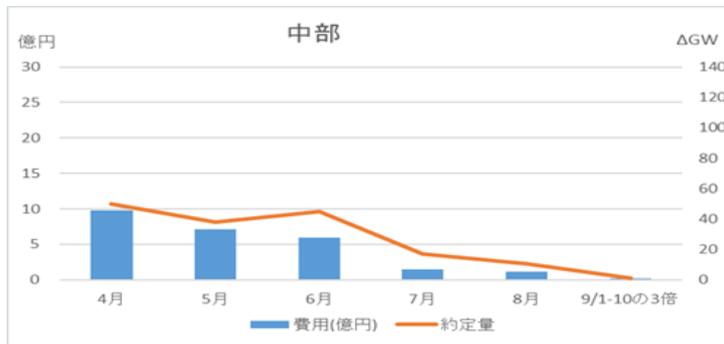
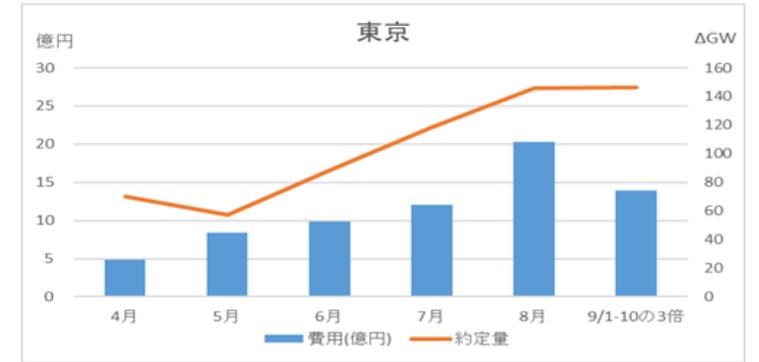
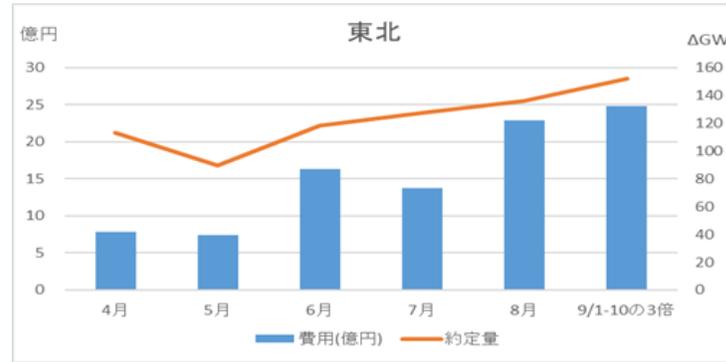
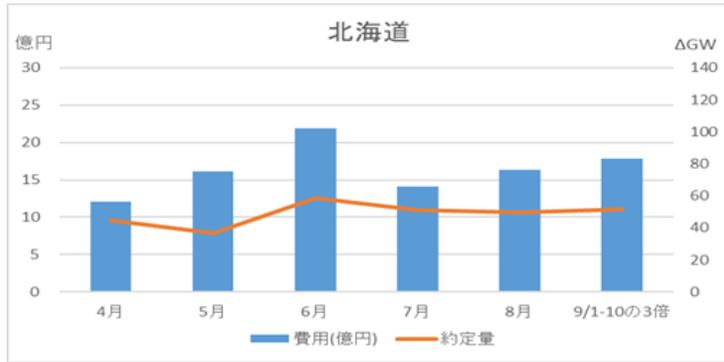
EPRXデータより事務局にて作成。

# (参考) 一次～三次①の平均約定単価、調達費用、約定量の動向



※ 9月は9月1～10日までのデータを3倍して比較

# (参考) 一次～三次①のエリア別の調達費用、約定量の動向



※ 9月は9月1～10日までのデータを3倍して比較

# 各エリアの調達率の動向（4月1日～9月10日）

## 各エリアの調達率の概況

- 4月1日から9月10日までの調達率の状況を確認したところ、引き続き、東京エリアについては、一次調整力及び二次調整力①の調達率が他エリアと比して著しく低い。
- 中部エリアについては、一次調整力及び二次調整力①の応札が7月下旬から8月上旬にかけて一時的に出てきたが、その後は、7月中旬以前のように調達率が他エリアと比して著しく低い状況に戻っている。
- 引き続き、調達率の状況を注視していく。

# 北海道エリアの調達率

(6月以降、二次②と三次①の調達率が改善しているのは、計画停止電源の稼働や、三次②の募集量減少により、これまで三次②に応札していたリソースが、二次②と三次①の応札に流れたと推察される)

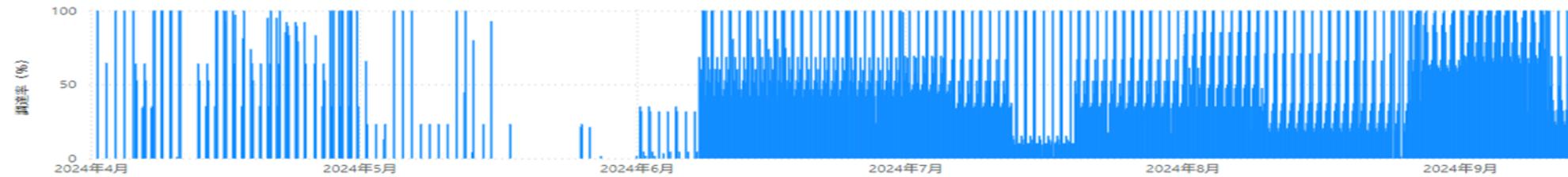
## 一次調整力



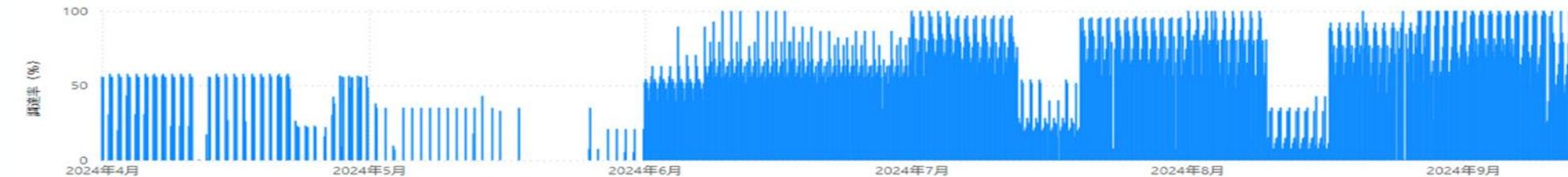
## 二次調整力①



## 二次調整力②



## 三次調整力①



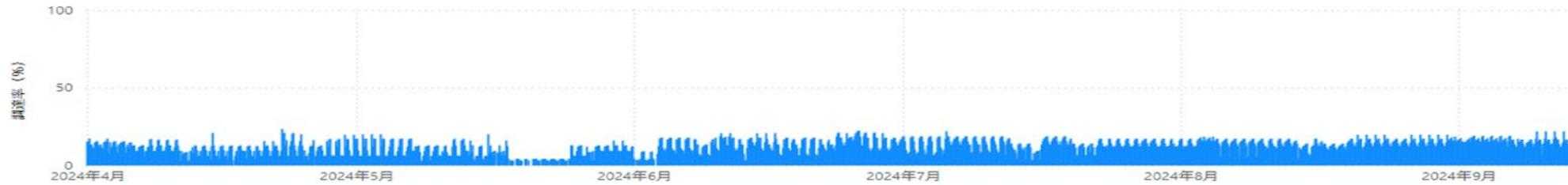
## 三次調整力②



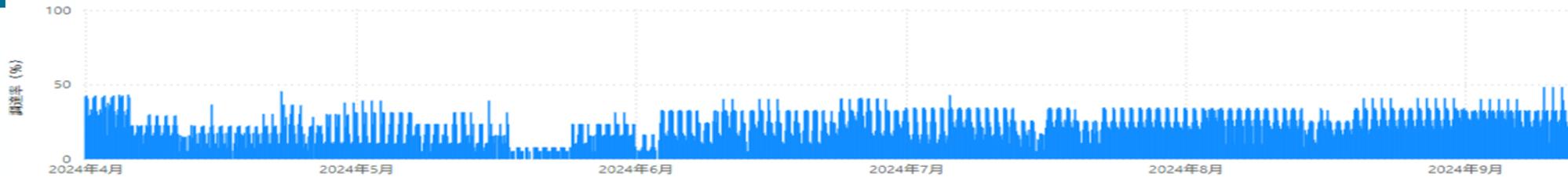
# 東北エリアの調達率

(5月18~24日は大型火力機が起動していなかったことから調達率が低下したと考えられる。)

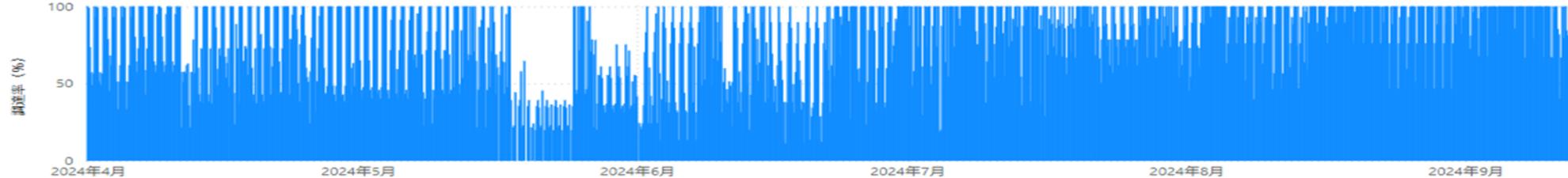
## 一次調整力



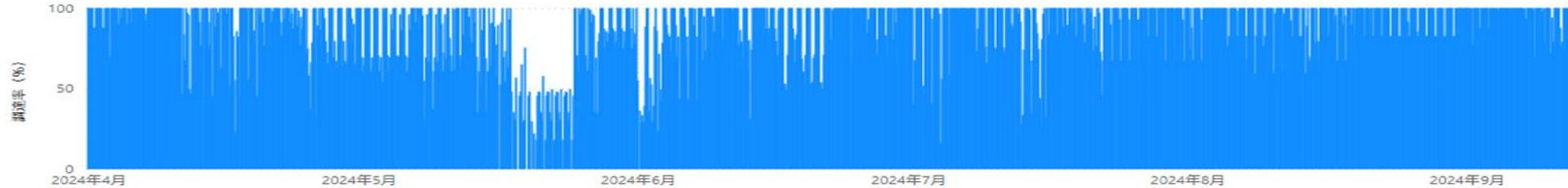
## 二次調整力①



## 二次調整力②



## 三次調整力①

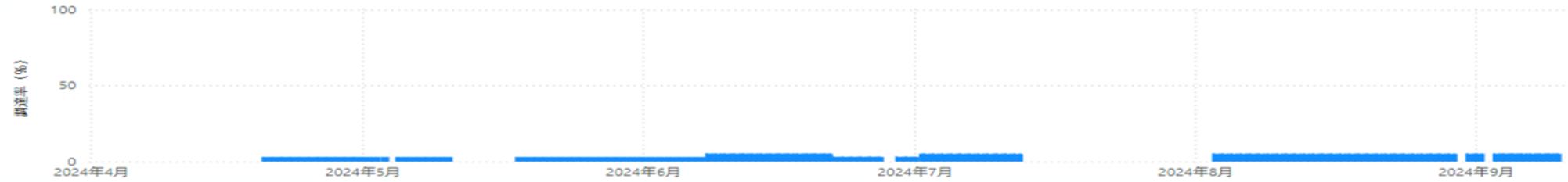


## 三次調整力②



# 東京エリアの調達率

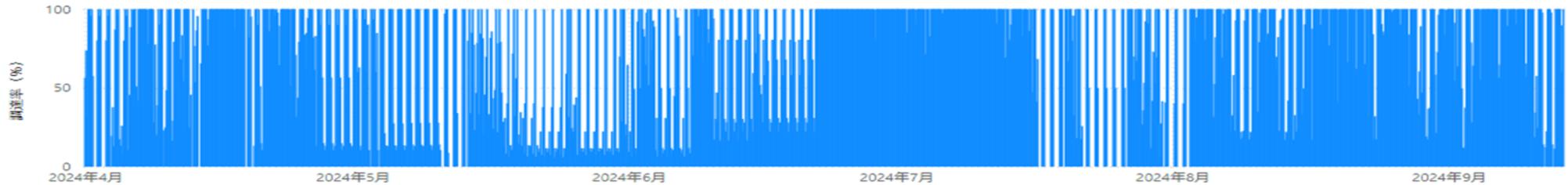
## 一次調整力



## 二次調整力①



## 二次調整力②



## 三次調整力①



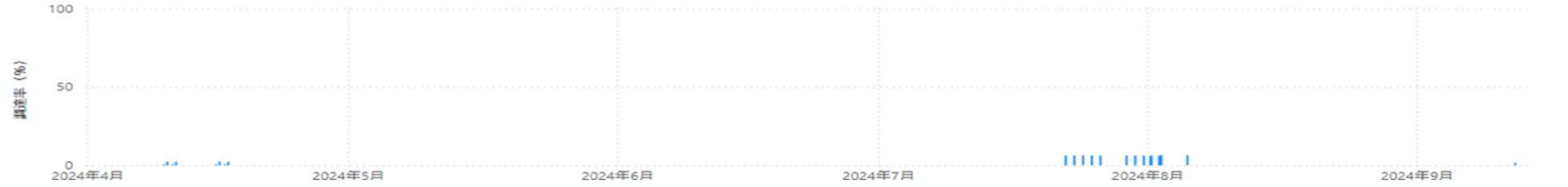
## 三次調整力②



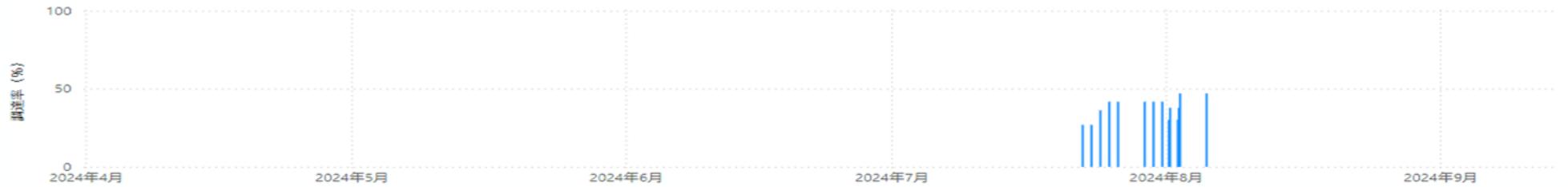
# 中部エリアの調達率

(中部エリアでは、 $\Delta kW$ の随意契約による調達率が7月20日から開始されたことから、週間商品の募集量が7月20日受渡分より見直されている。)

## 一次調整力



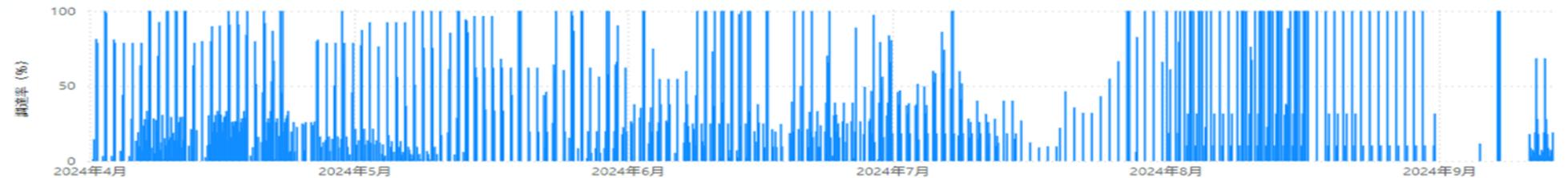
## 二次調整力①



## 二次調整力②



## 三次調整力①

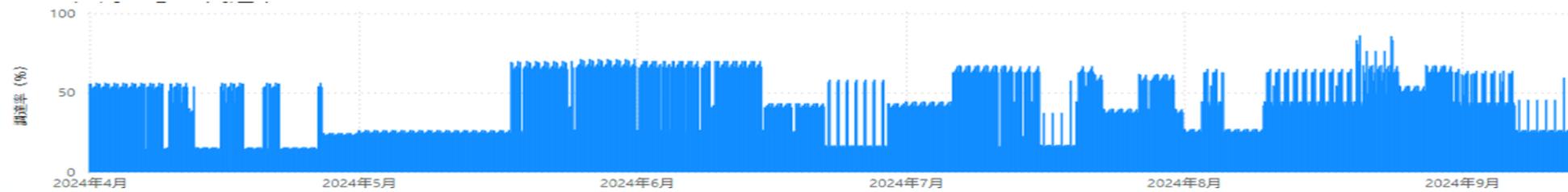


## 三次調整力②



# 北陸エリアの調達率

## 一次調整力



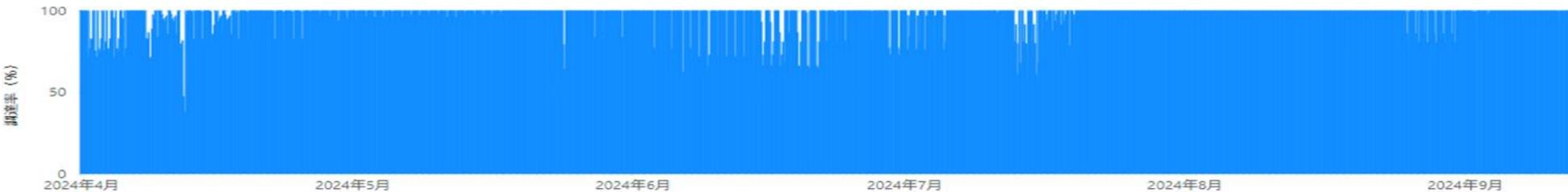
## 二次調整力①



## 二次調整力②



## 三次調整力①

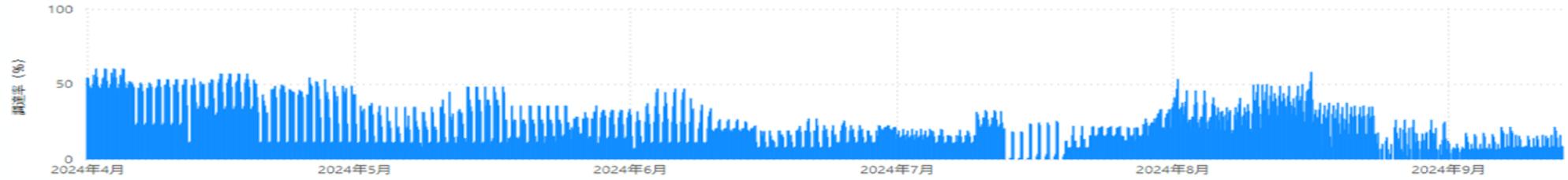


## 三次調整力②

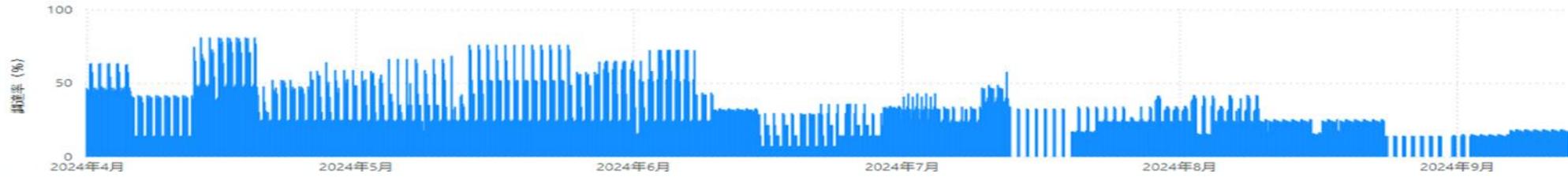


# 関西エリアの調達率

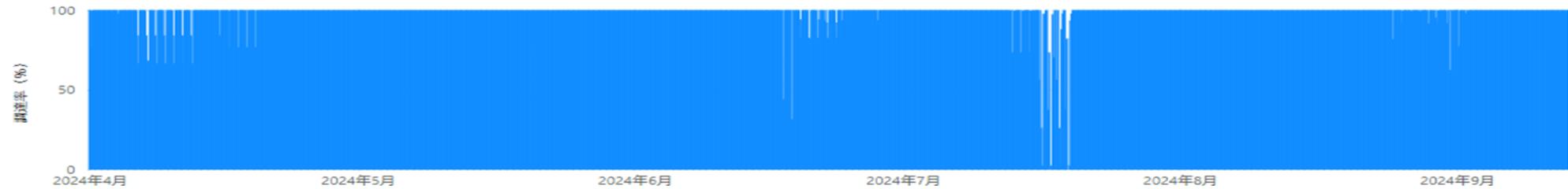
## 一次調整力



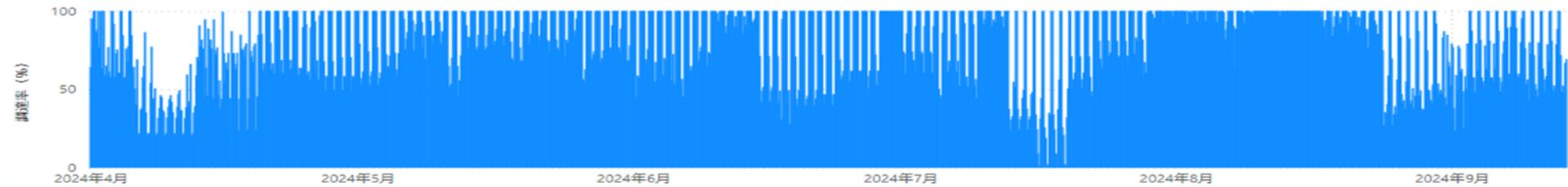
## 二次調整力①



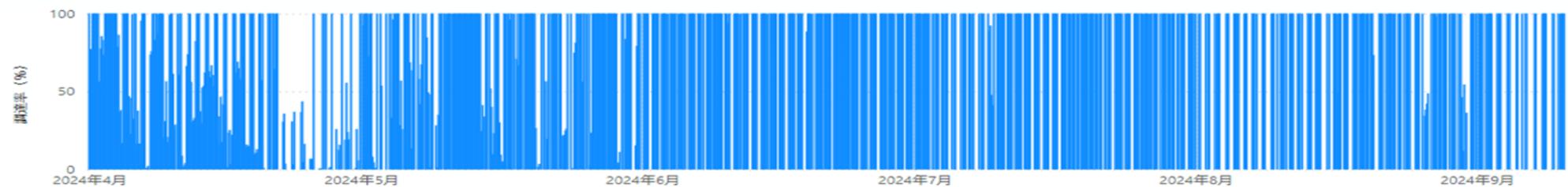
## 二次調整力②



## 三次調整力①

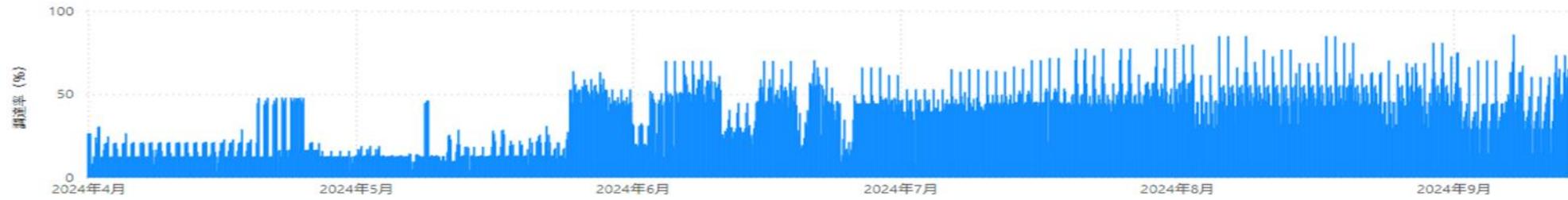


## 三次調整力②

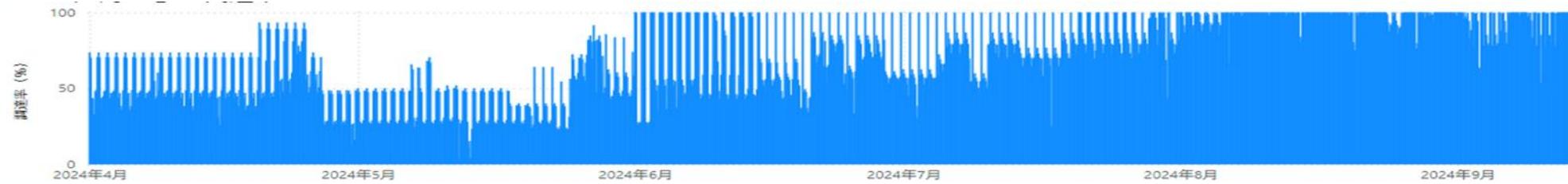


# 中国エリアの調達率

## 一次調整力



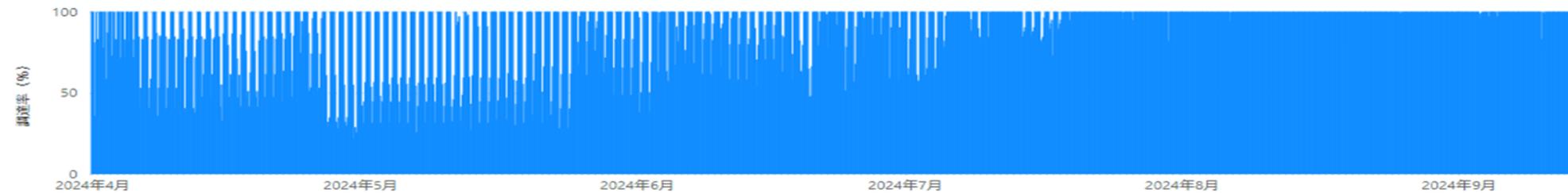
## 二次調整力①



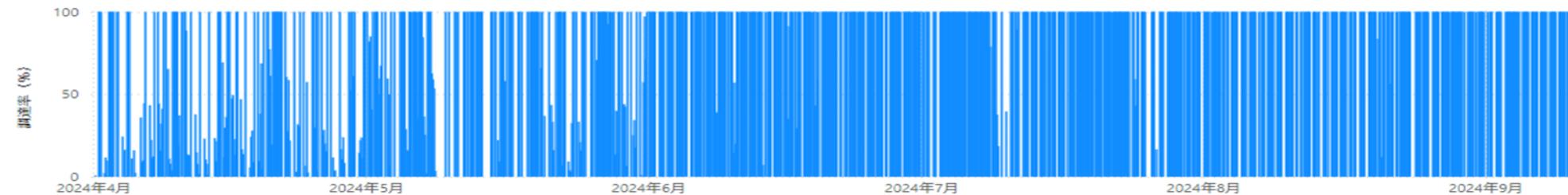
## 二次調整力②



## 三次調整力①

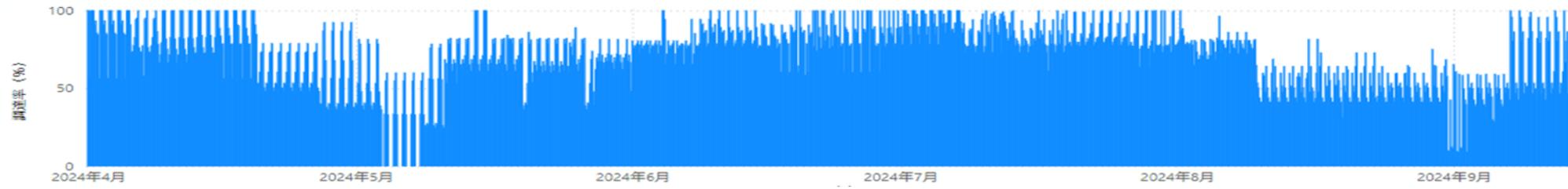


## 三次調整力②

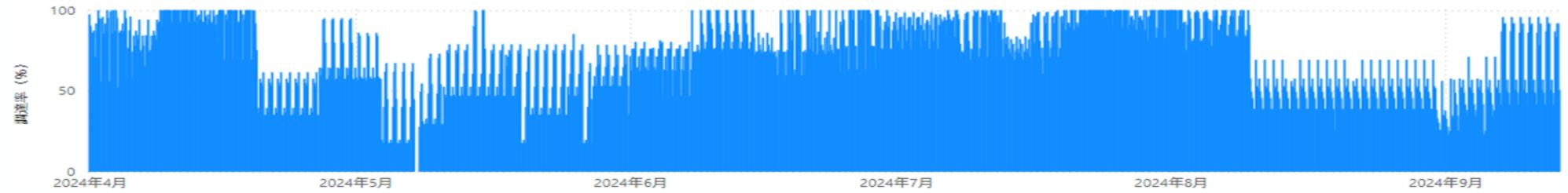


# 四国エリアの調達率

## 一次調整力



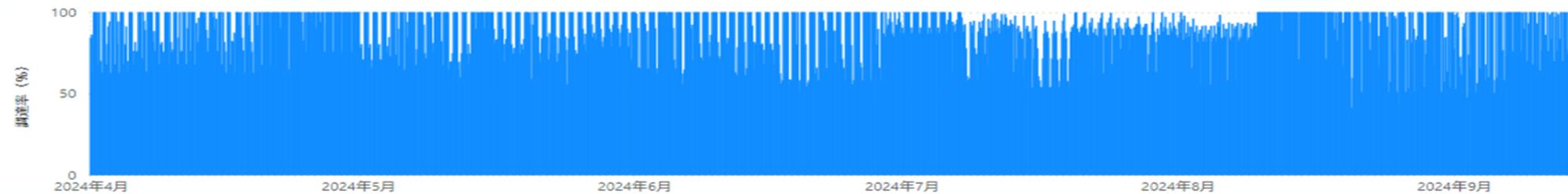
## 二次調整力①



## 二次調整力②



## 三次調整力①

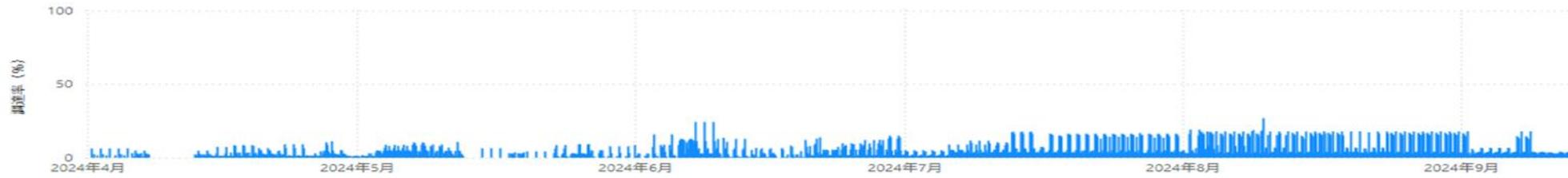


## 三次調整力②

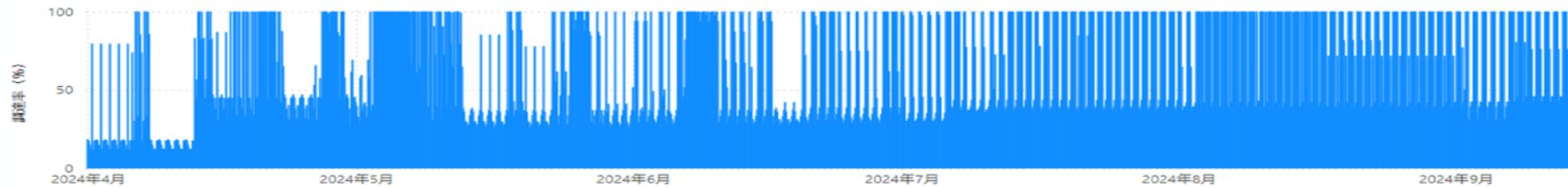


# 九州エリアの調達率

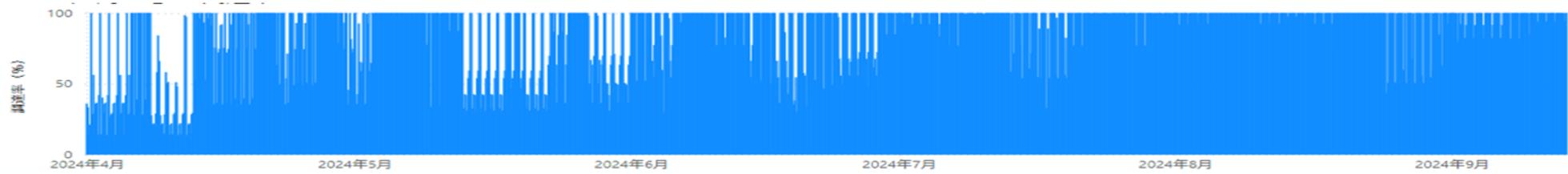
## 一次調整力



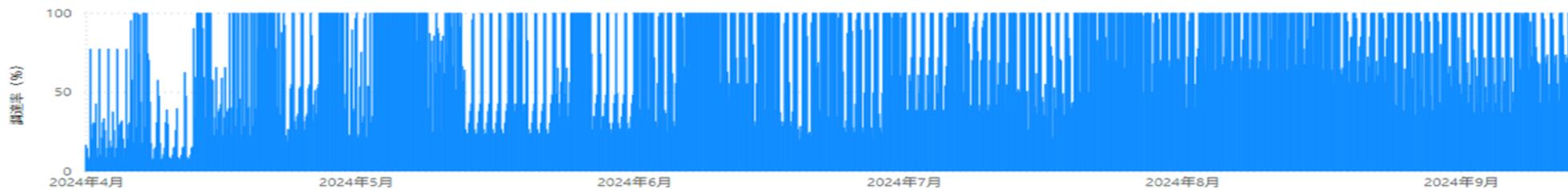
## 二次調整力①



## 二次調整力②



## 三次調整力①



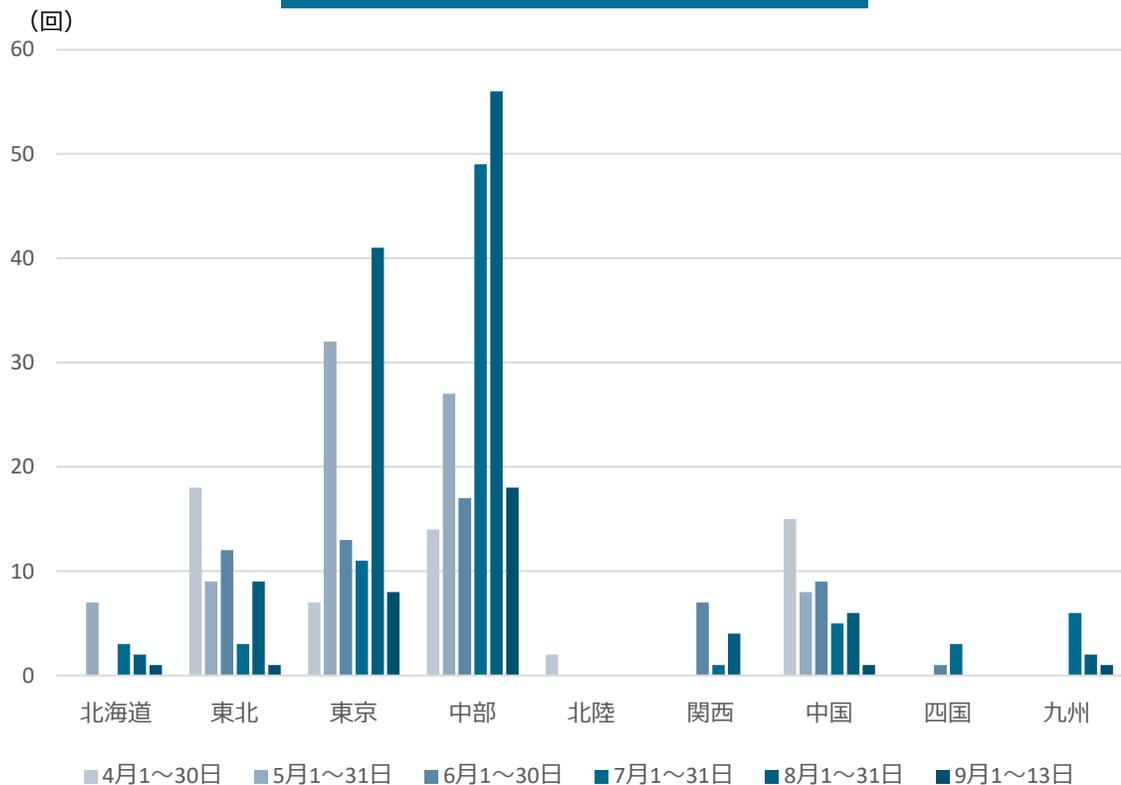
## 三次調整力②



# (参考) 余力活用契約に基づく起動指令について (4月1日~)

- 前回会合での報告に引き続き、4月1日から9月13日までに余力活用契約に基づく起動指令が何回行われたか確認した。
- 週間取引の調達率が低いエリア（特に東京・中部）について起動指令の回数が多い傾向があった。
- 起動費等の動向について引き続き注視していく。

余力活用契約に基づく起動指令の回数



※上グラフの対象は、BG計画し停止していた電源（GC以降に調整可能な電源を除く）の追加起動としている。

起動費と最低出力費用（概算値を含む）（速報値）

	北海道	東北	東京	中部	北陸
4月	-	0.1億円	0.4億円	2.2億円	0.4億円
5月	4.2億円	1.2億円	3.5億円	6.0億円	-
6月	-	0.6億円	2.8億円	5.3億円	-
7月	0.6億円	1.0億円	4.4億円	25.1億円	-
8月	1.2億円	0.4億円	10.7億円	3.5億円	-
9月	算定中	算定中	算定中	算定中	-

	関西	中国	四国	九州
4月	-	6.5億円	-	-
5月	-	2.8億円	-	-
6月	4.1億円	3.1億円	0.1億円	-
7月	1.6億円	1.2億円	0.4億円	6.5億円
8月	2.0億円	1.4億円	-	2.6億円
9月	-	算定中	-	算定中

※上表の費用には、起動済電源の余力を調整力として活用したコスト等は含まれておらず、余力活用電源の運用コスト全体を表しているわけではない点に注意。  
 ※8月は事業者から報告があった費用（速報値）のみ集計。

1. 9月中旬までの需給調整市場の動き

**2. 価格規律の検討について**

3. 需給調整市場における高値落札案件の調査状況報告

4. 調整力kWh市場におけるV1V2スプレッドの調査状況報告

5. B種電源の固定費回収状況の報告

# 本日の議論

- 前回会合では、価格規律について、起動費を $\Delta$ kW価格に計上せず事後精算とする案の運用ルールの大枠を整理した。
- 今回は、個別論点について検討を行ったこと、また、現在運用されている起動費過回収分の事後精算について、返還状況の調査を行ったことから、その内容について、御議論いただきたい。

## 起動費事後精算案の個別論点

1. 起動費の各入札ブロックの計上方法（均等割 or 按分計上）
2. 起動費の精算方法
3. 最低出力までの発電コストの機会費用の精算方法
4. 歯抜け約定ブロックにおいて最低出力運転ではなく、電源の停止・起動を選択した経済性判断に係る妥当性の確認
5. 落札電源の実需給断面における経済差替の運用見直し

## （参考）起動費の事後精算案

- 現行の入札方法を前提とし事後的に起動費の取り漏れ分を精算する場合の運用ルールとしては以下の案が考えられる。次頁以降、各項目について具体的な検討を行った。

### 起動費の事後精算案

#### 1. $\Delta$ kW価格の設定方法

- ✓  $\Delta$ kW価格への起動費の計上は、これまでの起動費 2 回分から 1 回分までに変更し、取り漏れた起動費を当該年度の先々の取引において計上することを許容しない。
- ✓ 1 回分の起動費は、各応札ブロックに均等割で計上する。

#### 2. 起動費の精算範囲

- ✓ 需給調整市場ガイドラインにおける起動供出札の機会費用は、「起動費」及び「最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額」であるため、これらの費用を事後精算の対象範囲とする。ただし、入札の結果、歯抜け約定が発生し、歯抜け約定部分を最低出力で待機させるより、一度停止して、再度起動させる方が経済的であれば、停止・起動にかかる機会費用を対象とする。

#### 3. 起動費の精算タイミング

- ✓ 余力活用契約の起動費精算に準じる（月単位での精算）。

# 起動費事後精算案の個別論点

## 論点1：起動費の各入札ブロックの計上方法（均等割 or 按分計上）

- 起動費の各入札ブロックへの計上方法については、前回会合において、一般送配電事業者による事後精算実務の観点から均等割で計上する案を提示した。他方、按分計上で戦略的に行動し、起動費を取り漏れることなく対応している発電事業者も存在していることから、詳細は継続検討とした。
- その後の確認によると、**2025年度より入札単価に含まれる「起動費単価分」の情報を入札時に需給調整市場システム（以下「MMS」という。）に登録することになる**とのこと。
- MMSから入札ブロックごとの起動費計上額を把握できるため、**起動費の各入札ブロックの計上方法は、現在の運用のまま按分計上とすること**としてはどうか。
- また、意図的に起動費を入札価格に計上せず約定確率を高め、約定後に起動費を事後精算するということがないよう、**事後精算の対象は、MMSに「起動費単価分」の情報を登録したリソースに限定すること**としてはどうか。

## （参考） $\Delta$ kW価格の設定方法②

- 起動費等を入札価格に反映する際に、現行の需給調整市場ガイドラインを踏まえれば、1回分の起動費等を各入札ブロックに約定確率を考慮して按分するなどにより対応することとなる。
- 他方、今回、起動費等を事後精算するのであれば、各入札ブロックに起動費等が按分計上されている場合、一般送配電事業者による事後精算実務が複雑となる懸念がある。
- したがって、起動費等を各入札ブロックに均等割で計上すれば、事後精算実務が円滑になるのではないかと考えられる。
  - 按分計上で戦略的に行動し、起動費等を取り漏れることなく対応している発電事業者の存在もあるため、詳細は引き続き要検討。

# 起動費事後精算案の個別論点

## 論点2：起動費の精算方法

- 起動費の事後精算は、MMSから入札ブロックごとの起動費計上額を把握できるため、不落ブロックに織り込まれている起動費を積算して精算するのが実務上合理的と考える。
- 他方、入札時点での $\Delta$ kW価格に織り込まれている起動費と、実需給断面で実際に要する起動費は異なる場合がある。事後精算という観点では、実際に要した起動費で精算するのが適切だが、一般送配電事業者と応札事業者との間で後日に行われる事後精算額の確認業務の煩雑さや、2025年度からの三次調整力②の取引単位が3時間から30分に細分化されることによる確認業務量の増加の可能性を踏まえると、事後精算実務が膨大となる懸念がある。
- したがって、**起動費の事後精算は、業務効率化の観点から、MMSに基づく入札時点での $\Delta$ kW価格に織り込まれている起動費を用いて、不落ブロックに織り込まれている起動費を積算して精算することを基本※として**はどうか。

※一般送配電事業者と応札事業者とで事後精算額について個別協議を行うことは妨げない。  
 $\Delta$ kW価格に起動費を計上して約定したものの、実需給断面で起動費が発生しなかった場合  
(例：2日間以上連続で約定し、前日からの連続運転により起動費が生じない場合など)  
も事後精算の対象とする。

# 起動費事後精算案の個別論点

## 論点3：最低出力までの発電コストの機会費用の精算方法

- 起動費の事後精算範囲は、前回会合にて、「起動費」及び「最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額」（以下「最低出力までの発電コストの機会費用」という。）と整理した。
- 入札時、最低出力までの発電コストの機会費用のうち、卸電力市場価格（予想）は、需給調整市場ガイドラインにより、週間取引においてはスポット市場価格の想定価格、前日取引においてはスポット市場価格を基に算定した時間前市場の想定価格を用いて、当該機会費用を計算することとされている。
- 事後精算時は、卸電力市場価格の実績が把握できることから、最低出力までの発電コストの機会費用のうち、卸電力市場価格は、スポット市場価格（実績）を引用することとしてはどうか。
- また、最低出力までの発電コストの機会費用の事後精算は、不落ブロックに織り込まれている当該費用を積算して精算することを基本※としてはどうか。
- なお、事後精算の対象は、当該費用を入札価格に織り込んだリソースに限定することとしてはどうか。

※一般送配電事業者と応札事業者とで事後精算額について個別協議を行うことは妨げない。

# 起動費事後精算案の個別論点

## 論点4：歯抜け約定ブロックにおいて最低出力運転ではなく、電源の停止・起動を選択した 経済性判断に係る妥当性の確認

- 前回会合で、歯抜け約定時は、最低出力で待機するよりも一旦停止して、再起動した方が経済的であれば、後者を事後精算対象とすることを整理した。
- 発電事業者が行う、最低出力で待機するか、停止・再起動をかけるかの経済性判断の妥当性については、一般送配電事業者において確認を行い、必要に応じて監視等委員会事務局において事後監視で対応することとしてはどうか。

## (参考) 起動費の精算範囲

- 需給調整市場ガイドラインにおける起動供出札の機会費用は、「**起動費**」及び「**最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額**」であるため、これらの費用を**事後精算の対象範囲**とするのが妥当と考えられる。
  - 特に2025年度からは三次調整力②の取引単位が3時間単位から30分単位となるため、歯抜け約定がこれまでよりも多く発生する可能性があることから、最低出力までの発電コストを事後精算の対象範囲とするのは妥当と考える。
- ただし、入札の結果、歯抜け約定が発生し、**歯抜け約定部分を最低出力で待機させるより、一度停止して、再度起動させる方が経済的であれば、停止・起動にかかる機会費用**を対象とすることも考えられる。
  - 事後精算額の計算において、「卸電力市場価格（予想）」に何を採用するかなど、詳細は引き続き要検討。

### 需給調整市場ガイドライン (抜粋：機会費用の考え方)

#### ①「逸失利益（機会費用）」について

ΔkWを需給調整市場に供出する電源は、基本的には、以下の形で確保されることが考えられることから、これらを逸失利益（機会費用）の基本的な考え方とする。

#### (逸失利益（機会費用）の考え方)

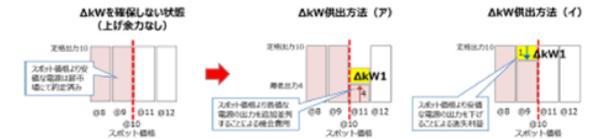
(ア)卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が高い電源を追加的に起動並列しΔkWを確保する場合

この場合、当初の計画では起動しなかった電源であるため、その「起動費」、及び、「最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額」の機会費用が発生

(イ)卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が安く、定格出力で卸電力市場に供出する計画だった電源の出力を下げてΔkWを確保する場合

この場合、ΔkWで落札された分は卸電力市場で応札できなくなるため、その分の発電可能量(kWh)について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の逸失利益が発生

#### 調整力ΔkW市場に供出する電源のΔkW確保の考え方

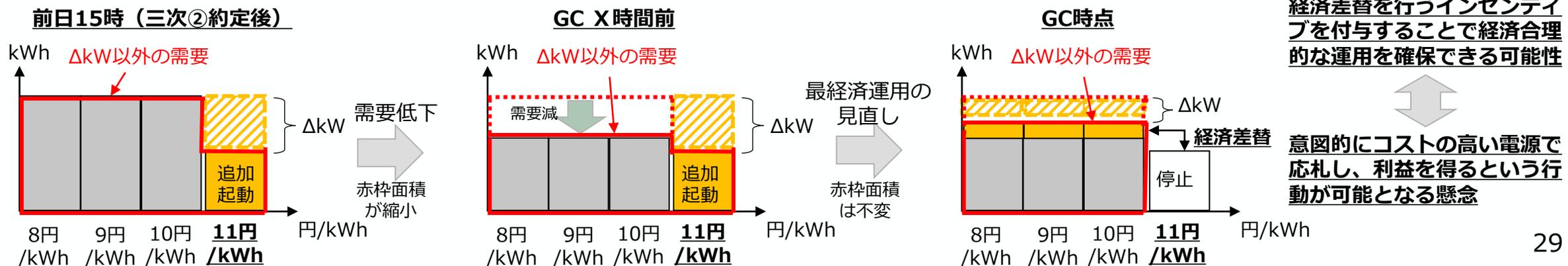


# 起動費事後精算案の個別論点

## 論点5：落札電源の実需給断面における経済差替の運用見直し

- 落札電源の実需給断面における経済差替については、**2022年度までは $\Delta$ kW価格の差替不要**でよいとされていたが、**2023年度以降は、 $\Delta$ kW価格の差替が必須**となる運用変更が行われた。
- その結果、現在、**経済合理的な電源運用を行うインセンティブが発電事業者になくなって**いる状況が生じている。例えば、起動供出札で落札した電源が、約定日時以降の実需の変動により追加起動しなくても余力で $\Delta$ kWの供出が可能という場合になっても、落札電源の経済差替を行うインセンティブが働かない。このことは、社会全体で見れば非効率な電源を起動させ続けることによる燃料の無駄遣いを発生させていることになる。
- 今後、**起動費事後精算を措置することにより、起動供出札が増えると、経済差替を柔軟に行うことができるインセンティブを設けなければ、非効率な電源が稼働することとなり、社会全体としての経済合理的な電源運用を損ねることとなる。**
- したがって、今後、**経済差替によって生じた利益の発電事業者・一般送配電事業者間の帰属等について、事業者へのインセンティブや差し替えに伴う実務負担等の観点**を踏まえ、詳細を検討したいと考えるがどうか。

### 経済差替のイメージ



## 起動費等の扱いに関する整理 (案)

- 起動費等の扱いに関して、以下の整理としてはどうか。
- なお、需給調整市場ガイドラインは、需給調整市場における考え方を示すものであることから、**発電事業者から一般送配電事業者に費用を返還する際の詳細な方法等については、取引規程（需給調整市場）もしくは事業者間での契約書等に記載することが望ましいのではないか。**
- 加えて、第69回制度設計専門会合（本年1月）において整理した、**原則、起動費等の入札価格への反映は1回分までしか認めないこととし、1回分の起動費等を各入札ブロックに約定確率を考慮して按分するなど、入札事業者において工夫する点や、取り漏れが生じた起動費等については、当該年度の先々の取引において計上することを許容する点について、需給調整市場ガイドラインに明記してはどうか。**

### 実需給時まで起動しなかったユニットの起動費の返還について

- 需給調整市場に起動費を計上して入札・約定（※）し、一般送配電事業者からの停止指令により実需給時まで起動しなかった場合には、**一般送配電事業者との間で起動費を清算する。**また、**他エリアの一般送配電事業者が調達をした場合には、一般送配電事業者間で別途清算を行う。**

※約定後に電源差替えした場合は当該差替え電源が対象。

### 電源差替え時の価格について

- 電源を差替える場合、 **$\Delta kW$ 約定単価に関しては、差替え後のユニットに合わせた $\Delta kW$ 約定単価に変更する。**ただし、差替え後の $\Delta kW$ 約定単価は、差替え前の $\Delta kW$ 約定単価以下の値とする。

※ 電源差替え時の価格の変更については、取引会員においてシステム改修が必要な場合があるとのことであり、システム改修までは、事後清算を可とする。

# 起動費過回収分の返還状況調査結果の報告

- 現在、運用が行われている起動費過回収分の事後精算について、返還が適切に行われているかを確認するため、返還状況の調査を行った。

## 調査方法

- 2024年4月分の応札データから、一定の基準により起動供出札で入札していると考えられるリソースを選定し、当該リソースの入札価格の内訳を調査。
- 一般送配電事業者から、同期間の当該リソースの起動実績を入手し、両者のデータを付け合わせて、起動費の過回収が発生していないかを確認した。

## 調査結果

- 調査の結果、現時点で起動費の過回収は確認されていないが、入札価格の詳細について追加で確認が必要な点があるため、継続調査を実施。
- また、起動費過回収とは別の事案であるが、本調査期間中に、ある事業者から、需給調整市場で約定したリソースの差替に伴う $\Delta$ kW価格の差額分の事後精算において、返還額の誤算定による過回収分の返還漏れが、2023年4月から2024年7月までで合計約600万円発生していたとの報告があった。現在、一般送配電事業者と精算について協議中。

# 週間取引の応札拡大に向けた取組の対応状況

## 東京及び中部エリアの発電事業者及び小売事業者の協議状況

- 起動費事後精算案の検討は、東京及び中部エリアの発電事業者及び小売事業者による週間取引の応札拡大に向けた取組の対応状況を踏まえつつ進めていくこととしている。現状を確認したところ、
  - ・ 発電事業者と小売事業者との協議が進展し契約見直しの方向性が整いつつある状況。
  - ・ 応札開始時期は、システム改修等の準備が必要となるが、遅くとも2025年1月中旬までには運用開始できる見込みとのことであった。引き続き状況を注視していきたい。

# 起動費事後精算案の対応方針について

- 起動費過回収分の返還状況については、2024年4月分については、起動費の過回収は確認されなかった。
- 東京及び中部エリアの発電事業者及び小売事業者による週間取引の応札拡大に向けた取組の対応状況については、応札開始が遅くとも2025年1月中旬とのことで時間を要してはいるものの、一応の目処が立ったことが確認できた。
- 以上を踏まえ、**起動費事後精算案については、実施する方向で進める**こととし、その実施時期は、起動費のシステム登録のタイミングや需給調整市場ガイドラインの改定期間等を勘案しつつ、**2025年度受渡分の取引から実施する**方向で、需給調整市場ガイドラインの改定等の作業を進めることとしてはどうか。

# 起動費事後精算案のまとめ

- 前回会合で整理した大枠と、今回の個別論点をまとめると以下のとおりとなる。
- この内容で問題なければ、需給調整市場ガイドラインに反映することとしたい。

## 起動費事後精算案

### 1. 起動費の精算範囲

「起動費」及び「最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額」を事後精算の対象範囲とする。ただし、入札の結果、歯抜け約定が発生し、歯抜け約定部分を最低出力で待機させるより、一度停止して、再度起動させる方が経済的であれば、停止・再起動にかかる費用を事後精算の対象とする。

なお、最低出力で待機するか、停止・再起動をかけるかの経済性判断の妥当性については、一般送配電事業者において確認を行い、必要に応じて電力・ガス取引監視等委員会事務局が事後監視を行う。

### 2. 起動費の計上方法

起動費の入札価格への計上は、1回分までとし、各入札ブロックに約定確率を考慮して按分計上する。

### 3. 起動費の精算方法

入札の結果、取り漏れが生じた起動費の事後精算額は、需給調整市場システムにおいて、不落ブロックに計上されている起動費を積算した額を基本※とする。

なお、入札価格に起動費を計上していない場合は、事後精算の対象としない。

### 4. 最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の精算方法

入札の結果、取り漏れが生じた最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の事後精算額は、不落ブロックに計上されている当該差額を積算した額を基本※とする。ただし、事後精算時は卸電力市場価格（予想）には、スポット市場価格の実績を用いる。

なお、入札価格に当該差額を計上していない場合は、事後精算の対象としない。

※一般送配電事業者と応札事業者とで事後精算額について個別協議を行うことは妨げない。  
ΔkW価格に起動費を計上して約定したものの、実需給断面で起動費が発生しなかった場合（例：2日間以上連続で約定し、前日からの連続運転により起動費が生じない場合など）も事後精算の対象とする。

1. 9月中旬までの需給調整市場の動き
2. 価格規律の検討について
- 3. 需給調整市場における高値落札案件の調査状況報告**
4. 調整力kWh市場におけるV1V2スプレッドの調査状況報告
5. B種電源の固定費回収状況の報告

# 需給調整市場における高値落札案件の調査状況報告

## 調査の概要

- 需給調整市場ガイドラインでは、市場支配力の影響度に応じて事前的措置の対象とする事業者を規定するとともに、その他の事業者についても「セーフハーバー」としてガイドラインの規定を参照する考え方としている。
- 一方で、需給調整市場では募集量に対して応札量が不足する状況が続いている。あるブロックで募集量に対し応札量が不足となったとき、結果的には、事前的措置の対象とする事業者か否かに関わらず、当該ブロックに応札した全ての事業者がPivotal Supplier※となり、価格決定力を有していたこととなる。
- こうした競争状況が継続する蓋然性が高い場合、厳格な入札価格のルール設定及び監視が必要となり、特に、三次調整力②については上限価格の設定がなされていないことから、事前的措置の対象外の事業者も含めて、高値落札案件に関する調査を実施した。
- 調査の結果、入札価格の設定方法が不適切と考えられる事案があったため、該当事業者に是正を促すとともに、当該事案における望ましい入札価格の考え方を次頁以降、整理した。
- なお、高値落札案件の調査は継続的に実施しており、今後も確認、周知が必要な事案については、本専門会合において報告を行い、必要に応じて需給調整市場ガイドラインの改定も実施する。

※その事業者による応札がなければ募集容量を満たすことができない存在。

## （参考）需給調整市場において不当な価格つり上げ等を防止する措置（全体像）

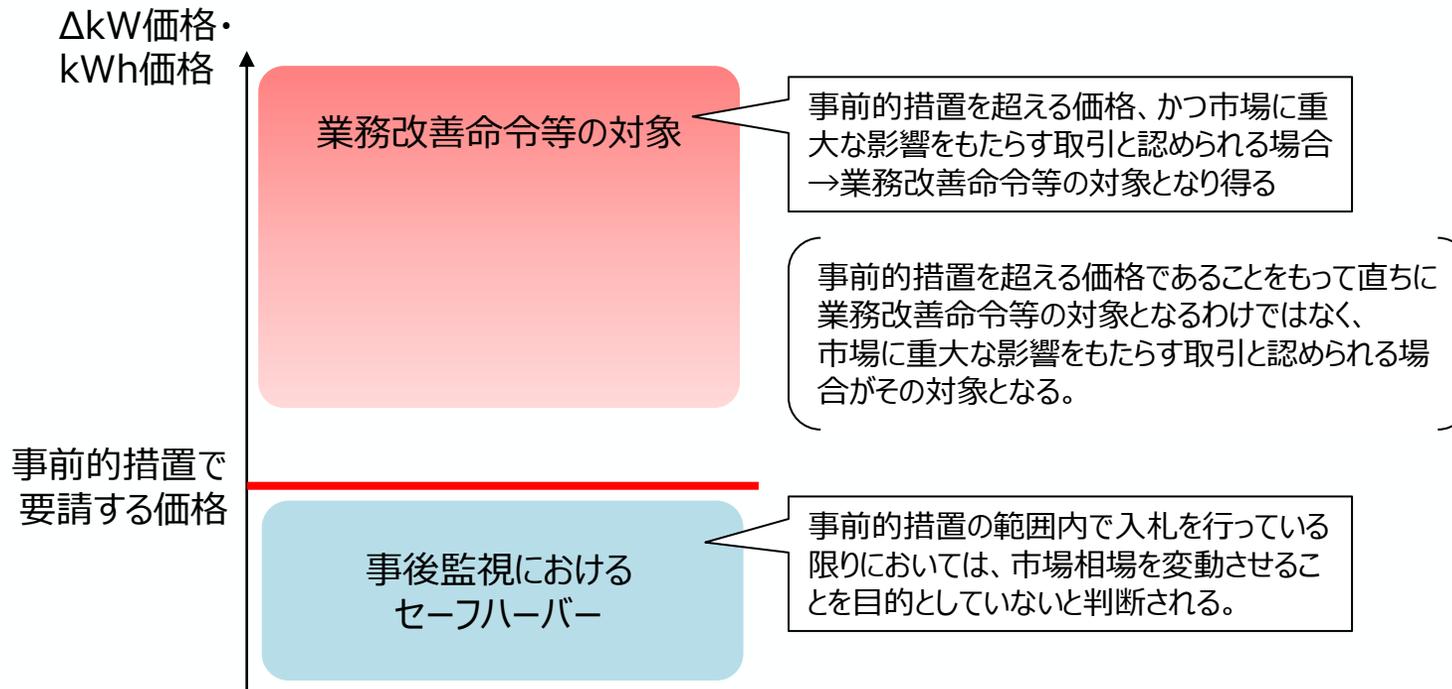
- 需給調整市場においては、連系線の制約等により競争が限定的となるケースが発生するが、こうしたケースにおいて、大きな市場支配力を有する事業者が高値で入札を行った場合等には、インバランス料金への影響など、重大な影響が発生する蓋然性が高い。
- 前述のとおり、高値入札等の市場相場に重大な影響をもたらす取引が実行された場合には、法的措置である業務改善命令等によって是正することとなるが、これに加えて、より確実に不当な価格つり上げ等を防止するため、大きな市場支配力を有する事業者については、kWh価格／ΔkW価格の登録に一定の規律を設け、それを遵守するよう要請してはどうか。

対象事業者	法的措置	上乘せ措置
大きな市場支配力を有する事業者	「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」があった場合には、業務改善命令等で是正（事後監視）	登録価格に一定の規律を設け、それを遵守するよう要請（事前的措置）
それ以外の事業者		

# (参考) 事前的措置と業務改善命令等との関係について

- 事前的措置として設定する価格規律は、それを遵守している限りにおいては、市場相場を変動させることを目的としていないとみなされ、確実に、業務改善命令等の対象とはならない。すなわち、セーフハーバーとなる。
- 他方で、業務改善命令等の対象は、「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」であるから、事前的措置を遵守しなかったことをもって、業務改善命令等の対象となるものではなく、市場相場に重大な影響をもたらす取引に該当するかどうか等を考慮した上で判断されることとなる。

## 事前的措置・事後監視におけるセーフハーバーと業務改善命令等との関係性について

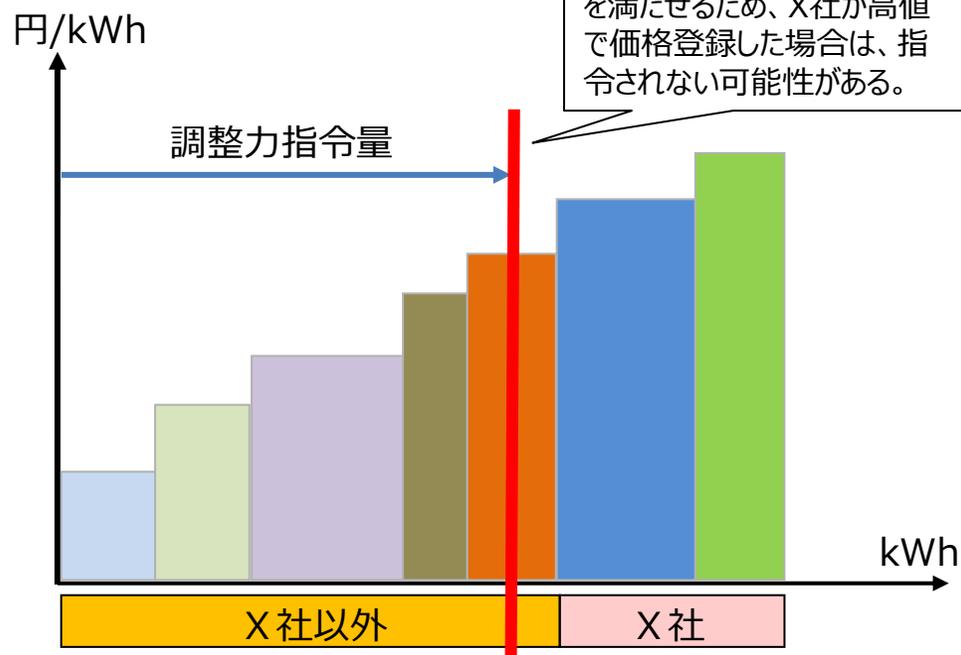


※kWh価格については、上げ調整の場合を示しており、下げ調整の場合は、価格の大小関係が逆転する点に留意。

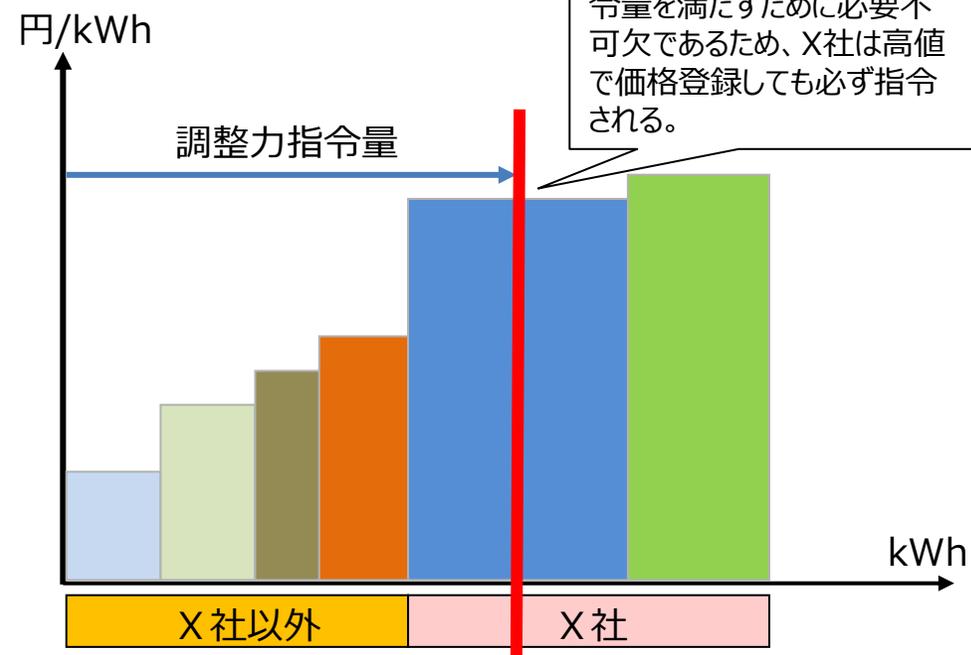
# (参考) Pivotal Supplier Index について

- PSIは、需要を満たすために、ある発電事業者等の供給力が不可欠かどうかを試算。ある発電事業者等の供給力を除いた市場全体の供給力が、市場全体の需要よりも小さい場合、当該事業者は高値入札を行っても確実に限界電源となることのできるため、価格操縦が可能となる。

## ● 市場支配力を行使できない



## ● 市場支配力を行使可能



調整力kWh市場に適用する場合、対象とするPivotal Supplierを協調を想定して複数者設定するかどうか。米国PJMでは、協調を想定して、Pivotal Supplierを3者設定する、Three Pivotal Supplier Testを実施。

# 需給調整市場における高値落札案件の調査状況報告

## 事案1： $\Delta$ kW価格への不適切な固定費の計上

- 需給調整市場ガイドラインでは、 $\Delta$ kW価格（＝機会費用（逸失利益）＋一定額）の「一定額」部分に計上する金額は、0.33円/ $\Delta$ kW・30分（A種電源）または固定費回収のための合理的な額を上回らない範囲（B種電源）とされている。
- 調査対象事業者は、事前的措置の対象ではないため、自主的な判断でB種電源の考え方を適用していたが、固定費回収のための合理的な額の計上において、固定費を適切に期間按分することなく、過年度分の未回収固定費や将来の回収分を含めて、1年で回収しきる想定で $\Delta$ kW価格に加算計上していたことが判明した。
- 固定費回収のための合理的な額は、適切に期間按分された当年分の固定費のみとされている。このため、当該事業者には $\Delta$ kW価格の見直しを求めており、現在、当該事業者は $\Delta$ kW価格の見直しを行うまで、自主的に三次調整力②の応札を控えているとのこと。

# 需給調整市場における高値落札案件の調査状況報告

## 固定費回収のための合理的な額の考え方

- 第50回制度設計専門会合（2020年9月8日）において、需給調整市場における電源等の固定費回収額については、当該固定費に過去の未回収分又は将来の回収分を含めることとした場合、固定費回収額として $\Delta$ kW価格に上乗せする金額が高額となり、規律が実質的に機能しなくなるおそれがあることから、**電源等の固定費は、当年分の費用を対象とするのが合理的とされていた**。このため、**2024年3月25日改定以前の需給調整市場ガイドライン**には、固定費回収のための合理的な額の考え方について、**対象期間を「当年分」とすることが明文化されていた**。
- 他方、第86回～第90回制度設計専門会合における需給調整市場の価格規律の見直しの議論において、当初の固定費回収のための合理的な額の考え方が再整理され、**応札電源全てに一定額（0.33円/ $\Delta$ kW・30分）を適用する方式（A種電源）と、固定費回収に必要な額を監視等委員会との個別協議の上決定する方式（B種電源）が設定され、これらを反映した**2024年3月25日改定の需給調整市場ガイドライン**には、**固定費回収のための合理的な額の具体的な内容を説明する記載自体が削除された**。このため、任意にB種電源の考え方を適用した事業者が、対象期間の考え方を拡大解釈したものと考えられる。**
- 今後は、**固定費を計上する際の対象期間を適切に期間按分された固定費の「当年分」とすることを改めて明確にし、需給調整市場ガイドラインにも明文化すること**としたい。

# 需給調整市場における高値落札案件の調査状況報告

## 固定費回収のための合理的な額の考え方

- 2024年3月25日改定の需給調整市場ガイドラインでは、「②『固定費回収のための合理的な額』について」の記載が削除されているが、**固定費回収の対象期間は適切に期間按分された固定費の「当年分」**であり、上限額は、第90回制度設計専門会合（2023年10月31日）により、以下のとおりとされている。

**一定額の値を算定する際に考慮する固定費回収の上限額：減価償却費等を含む固定費（※1）－他市場収益（※2）**

（※1）需給調整市場への参加のための制度見直しに伴うシステム改修費については、年度単位の回収計画を立てた上で、 $\Delta kW$ に算入することを認める。

（※2）容量市場収入額については、経過措置により容量市場収入を得ていない額についても、収入を得たとみなす。

### 需給調整市場ガイドライン（2023年3月10日改定）（抜粋）

- (1)  $\Delta kW$ 電源  
(略)

$\Delta kW$ 価格 $\leq$ 当該電源等の逸失利益（機会費用）＋一定額等  
ここで、一定額＝当該電源等の固定費回収のための合理的な額（当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額＝限界費用 $\times$ 一定割合）とし、等は売買手数料とする。

(略)

- ② 「固定費回収のための合理的な額」について

固定費回収のための合理的な額の考え方は、調整力kWh市場と同様に、以下のとおり、当該電源等の**当年度分**の固定費から他市場で得られる収益（需給調整市場での既回収分を含む）を差し引いた分とする。

### 需給調整市場ガイドライン（2024年3月25日改定）（抜粋）

- (1)  $\Delta kW$ 電源  
(略)

$\Delta kW$ 価格 $\leq$ 当該電源等の逸失利益（機会費用）＋一定額等  
一定額＝0.33円/ $\Delta kW$ ・30分（※1）または電力・ガス取引監視等委員会事務局との協議を経て決定した額（※2）とし、等は売買手数料とする。

（※1）A種電源という

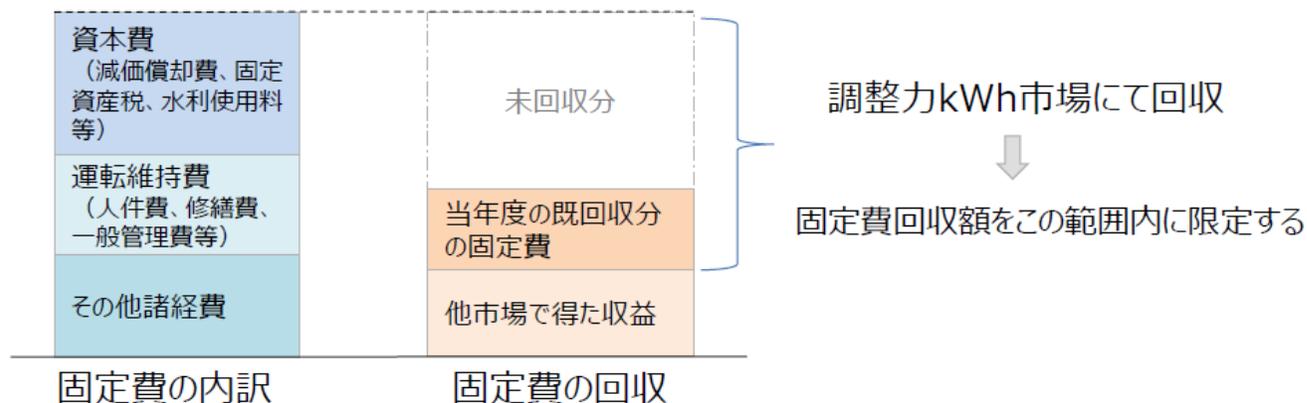
（※2）B種電源といい、一定額については、制度設計専門会合等の整理に従い必要資料を提出した上で、電源毎に、固定費回収のための合理的な額を上回らない範囲で決定される。

- ② 削除

## （参考） 固定費回収のための合理的な額

- 需給調整市場における電源等の固定費回収額について、当該固定費に過去の未回収分又は将来の回収分を含めることとした場合、固定費回収額として登録価格に上乗せする金額が高額となり、規律が実質的に機能しなくなるおそれがある。このため、電源等の固定費は、当年度分の費用を対象とするのが合理的。
  - 固定費回収が済んだ後は、「限界費用」での入札となる。
- このとき、電源等の固定費に含める費用としては、概ね以下のとおりとし、これらの費用のうち、他市場で得られる収益を差し引いた分を調整力kWh市場で回収する分として価格登録を行っている限りは、合理的な固定費回収額として、「問題となる行為」には該当しないとすることにより。
  - 固定費回収額(円/kWh) = {①電源等の固定費(円/kW・年) - ②他市場で得られる収益(円/kW・年)} ÷ ③想定年間稼働時間(h)
- なお、不自然な入札価格があれば、当該事業者の固定費回収額の考え方や稼働見込みを聴取し、その後の入札価格を定期的にモニタリングし、不整合がないかの監視を行う。

### 需給調整市場における電源等の固定費回収額の合理的な考え方



● 「 $\Delta$ kWの一定額」事務局案詳細 (前回会合でお示した案1、案2の双方の値を記載)

- A種：B種 (個別協議必要) 以外の電源。以下の水準で未回収固定費が回収可能な電源及び固定費回収済みの電源が該当すると考えられる。

(案1) 一定額 = 0.33円/ $\Delta$ kW · 30分      (案2) 一定額 = 限界費用 × 1.5~3.3% (※1)

(※1) 限界費用の基準値によって、数値が変動する。前回会合 (案2) で提示した限界費用の基準値3案を元に算定した値を記載

- B種：個別協議が必要であり、A種的水準では固定費が回収できない電源が協議するものと考えられる。基本的にP5の調査で情報提供された電源のうち2024~2026年度合計で固定費回収が困難な電源が該当すると考えられる。

一定額 = 固定費回収に必要な額を超えない範囲内で監視委と個別協議の上決定

協議事項1：ひっ迫の恐れがある時には必ず余力を需給調整市場に応札すること

協議事項2：固定費回収後の $\Delta$ kWのマーヅンは0.33円/ $\Delta$ kW · 30分とする

協議事項3：事前に電源名を電力・ガス取引監視等委員会事務局に説明し、固定費の回収状況を3ヶ月に1回報告する (調整力kWhのマーヅン含んで管理)

(注) 運用においては、原則として、(案1) 一定額 = 1.64円/ $\Delta$ kW · 30分 (案2) 一定額 = 限界費用 × 7~16% (※2) を基準に決定し、これを超える場合及び額の変更を行う場合については、より厳正に個別精査を行い決定する。また、決定する際は、安定供給の観点から、資源エネルギー庁及び広域機関に助言を求める。なお、当該電源の未回収固定費の全額回収を担保するものではない。当該電源の公表方法については別途検討。

(※2) 2021~2023年度向けの電源I約定電源のエリア評価用kW価格の上位4位平均 (※3) から、容量市場約定単価 (経過措置考慮後) を控除し、年間のkW予約料見合いの金額を算出した後、30分値に換算し算出。案2については、前回会合で提示した限界費用の基準値3案を元に算定した値を記載。

(※3) 2021~2023年度向けの電源I約定電源のエリア評価用kW価格の上位4位  
2021年度 (東北49,569円、北海道36,495、北陸34,026円、中国23,263円)  
2022年度 (東北42,143円、北陸39,122円、北海道34,340円、中国23,263円)  
2023年度 (北海道42,154円、東北38,968円、北陸33,613円、四国21,051円)

## （参考） 1-1-②. B種電源の一定額を協議する際の諸元等について

### 1. 一定額協議の際に考慮する期初固定費の上限値

- 一定額の値を算定する際に考慮する固定費回収の上限額は、「減価償却費等を含む固定費（※1）－他市場収益（※2）」としてはどうか。

（※1）需給調整市場への参加のための制度見直しに伴うシステム改修費については、年度単位の回収計画を立てた上で、 $\Delta kW$ に算入することを認める。

（※2）経過措置導入時、運転開始10年目程度まで減価償却コストが多く発生し固定費コストが高いこと等を考慮した経緯から、容量市場収入額については、経過措置により容量市場収入を得ていない額についても、収入を得たと見なす。

### （参考）経過措置の考え方（2/2）

2017年11月  
第14回制度検討作業部会  
事務局提出資料

- 経過措置起算時点については、現在進行中の建設案件への影響を防ぐ観点から現時点より前に設定することが適当であり、かつ、①東日本大震災前後で電気事業を巡る環境が大きく激変したこと、②10年目程度まで減価償却コストが多く発生し固定費コストが高いことなどから、東日本大震災発生時点（2010年度末）としてはどうか。
- 容量市場開設時点の控除率は、経過措置起算時点以前に建設された全ての電源（旧既設電源）の7割とし、2020年以降、段階的に減少させていくこととしてはどうか。
- 2030年時点では、経過措置起算時点以降2020年までに建設された既設電源（新既設電源）も、全て建設後10年以上が経過することから、旧既設電源と新既設電源との公平性を確保する観点や、容量市場開設後一定期間後には卸電力市場価格の価格低減に寄与することが考えられることを踏まえ、2030年（容量の受け渡し時点）には経過措置を終了させることとしてはどうか。
- 経過措置の更なる技術的な詳細については、本日の議論を踏まえ、必要に応じ、広域機関において検討することとしてはどうか。

# 需給調整市場における高値落札案件の調査状況報告

## 事案2：応札ブロック外で発生した損失を $\Delta$ kW価格に計上

- 調査対象事業者は、LNG火力ユニットを運用しており、ガス使用契約上、一定期間のマストラン運転が必要とのこと。マストラン運転により発生する電力をスポット市場に入札しており、そこで発生した損失（＝限界費用－スポット市場価格）を、需給調整市場に応札したブロックと関係のない期間において発生した分も含めて、 $\Delta$ kW価格に全て加算計上していたことが判明した。
- 需給調整市場に応札するブロックと関係のない期間において発生した損失を $\Delta$ kW価格に計上することは適切でない一方で、需給調整市場に応札するブロックに対応するマストラン運転の最低出力分の電力については、最低出力までの発電コストの機会費用（＝限界費用－卸市場価格）と同等であるため、当該事業者にはこの部分だけを $\Delta$ kW価格に計上するよう求めており、現在、当該事業者は $\Delta$ kW価格の見直しを行っている。

# 需給調整市場における高値落札案件の調査状況報告

## マストラン運転に係る最低出力分の電力の取扱いについて

- マストラン運転に係る最低出力分の電力については、需給調整市場に応札するブロックに対応する部分が、 $\Delta$ kW価格への計上対象となる。
- なお、本事案においては、最低出力分の電力をスポット市場に入札しているとのことであったため、 $\Delta$ kW価格への計上額は、最低出力までの発電コストの機会費用（= 限界費用 - 卸市場価格）とするのが妥当と考えられるが、最低出力分の電力を相対契約分に充当することもあり得るため、その場合は、卸市場価格ではなく相対契約に基づくkWh価格を引用することとなる。

1. 9月中旬までの需給調整市場の動き
2. 価格規律の検討について
3. 需給調整市場における高値落札案件の調査状況報告
- 4. 調整力kWh市場におけるV1V2スプレッドの調査状況報告**
5. B種電源の固定費回収状況の報告

# 調整力kWh市場におけるV1V2スプレッドの調査状況報告

## 調査の概要

- 需給調整市場ガイドラインでは、一般送配電事業者が運用する調整力（調整力kWh市場）の上げ調整価格（V1）、下げ調整価格（V2）は、各リソースの限界費用に一定額（限界費用×10%）を上乗せした金額の範囲内で登録することとされている。
- すなわち、調整力kWh市場では、V1とV2のスプレッドは限界費用の20%以内になると考えられるが、今回、全リソースについて、2024年7月分のV1とV2の登録価格を調査したところ、スプレッド20%を超過していると思われるリソースが確認された。
- 現状、調整力の必要量を需給調整市場で調達できなかった場合、余力活用契約に基づき各リソースの持ち替え等を行い、不足分の調整力を確保することから、V1とV2のスプレッドが大きいほど、調整力の運用コストだけでなく、調達コストも増加させることとなる。このため、一定の基準によりスプレッド20%を超過していると思われるリソースを選定し、当該リソースのV1とV2の内訳を調査。
- 調査の結果、V1とV2で限界費用の設定方法に相違があることなどが判明したため、調整力kWh市場における限界費用の考え方について、次頁以降検討を行った。

## (参考) 需給調整市場ガイドライン (抜粋)

### 1. 調整力kWh市場

#### (1) 予約電源以外

(略)

上げ調整のkWh価格 $\leq$ 当該電源等の限界費用+一定額  
下げ調整のkWh価格 $\geq$ 当該電源等の限界費用-一定額  
一定額=限界費用 $\times$ 一定割合

(略)

なお、この式において、「限界費用」及び「一定割合」については、以下のとおりである。

#### ①「限界費用について」

電源等のうち、通常の火力発電については、限界費用は燃料費等であることは明確であるが、揚水発電、一般水力(貯水式)、DR(需要抑制)などの限界費用が明確でないと考えられる電源等については、以下のように整理する。

(揚水発電、一般水力、DR等の限界費用の考え方)

- 「機会費用を含めた限界費用」を基本的な考え方とする。
- 「限界費用」には、揚水発電における揚水運転や一般水力における貯水の減少に対応するための火力発電等の稼働コストを含む(※1)
- 「機会費用」には、揚水発電や一般水力における貯水の制約による卸電力市場での販売量減少による逸失利益、DRによる生産額の減少等の考え方が取り得る。
- その他、蓄電池や燃料制約のある火力電源等についても、上記の考え方を適用する(※2、※3)。

(略)

※1 揚水発電及び蓄電池の限界費用は、以下の算定式とする。

$$\frac{\text{揚水ポンプ} \cdot \text{蓄電原資} + \text{揚水} \cdot \text{蓄電ロス量} \cdot \text{かかる託送費従量料金分 (再エネ賦課金含む)}}{\text{発電量 (揚水量 - ロス量)}}$$

※2 燃料不足が懸念される場合の火力発電の稼働により発生する機会費用の例

- ・先々の時間帯で発電量の制約により生じる電気の不足分を代替電源の稼働、スポット市場等からの調達で充当する際の費用
- ・先々の時間帯で発電量の制約により生じるスポット市場等での販売量減少による逸失利益

※3 機会費用算定における先々の時間帯における市場価格の考え方の例

- ・過去の市場価格を元に将来の市場価格を推計
- ・先渡・先物市場価格を元に将来の市場価格を推計
- ・週間予備率により先々のインバランス料金を推計

#### ②「一定割合」について

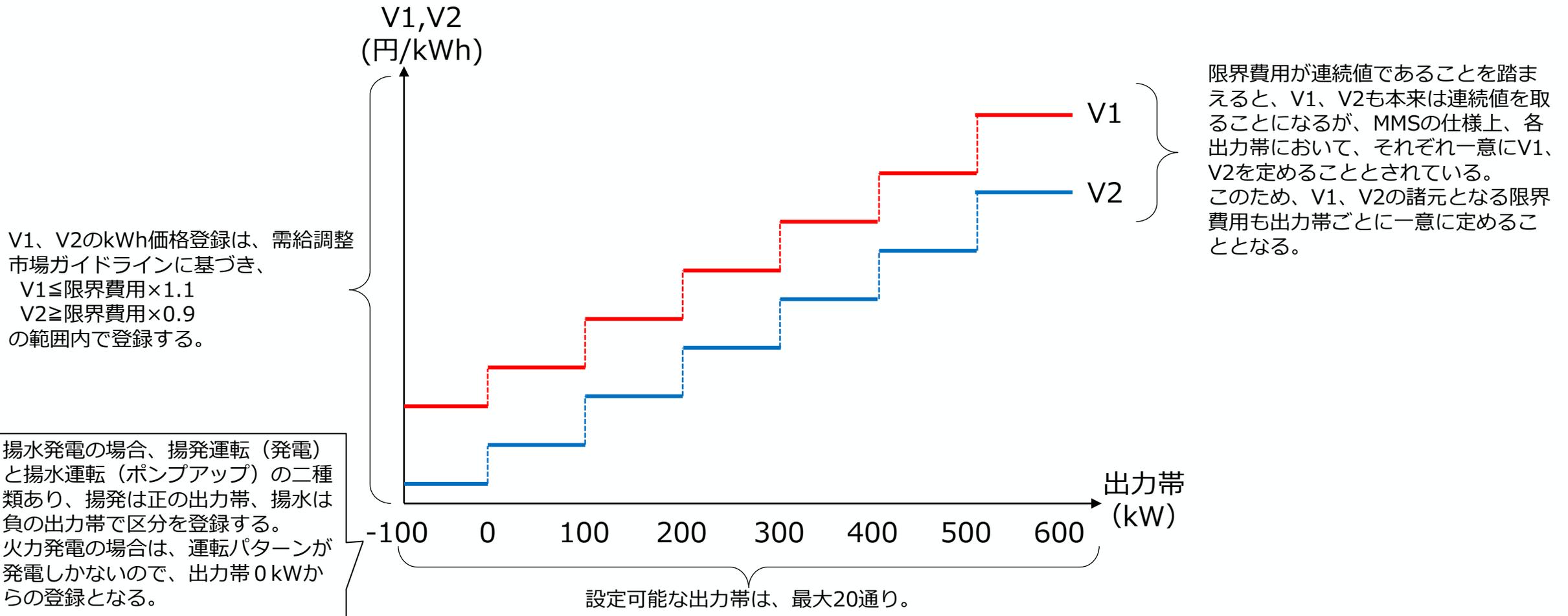
調整力kWh市場に供出するインセンティブ等の確保を考慮し、限界費用に、「限界費用(円/kWh) $\times$ 10%程度」の一定額を上乗せした範囲内でkWh価格を登録するものとする。

なお、当該一定額の割合については、市場開始後の状況を見ながら必要に応じて見直しを検討する。

# (参考) 調整力kWh市場における調整力のkWh価格登録

- 調整力kWh市場では、発電事業者等が、任意に設定する出力帯ごとにV1とV2をゲートクローズまでにMMSに登録することとされている。

## V1、V2のkWh価格登録



# 調整力kWh市場におけるV1V2スプレッドの調査状況報告

## 事案：同一出力帯における上げ調整時の限界費用と下げ調整時の限界費用の相違

- 現状、調整力kWh市場では、発電事業者等が、任意に設定する出力帯ごとにV1とV2をゲートクローズまでにMMSに登録することとされている。
- 限界費用が、1単位追加的に発電した際に追加的に増加する費用であるという考え方を踏まえると、同一出力であれば、上げ調整と下げ調整のいずれにおいても、限界費用は同一となるはずである。
- 他方、前頁までのとおり、スプレッド20%を超過していると思われるリソースにおいては、V1とV2で限界費用等の設定方法に相違があり、具体的には以下のような設定が行われていた。

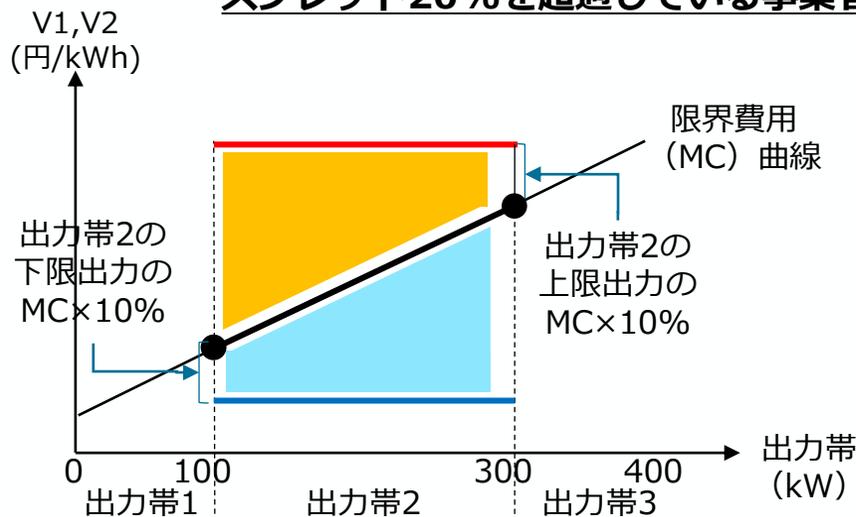
類型	リソース種別	限界費用の設定方法
1	火力	各出力帯の上限出力の限界費用をV1の諸元とし、下限出力の限界費用をV2の諸元としていた。
2	揚水発電・一般水力	各出力帯のV1、V2の諸元となる機会費用や逸失利益について、V1とV2で異なる考え方で機会費用や逸失利益を計算していた。
3	揚水発電	限界費用の諸元となるポンプアップ原資の価格について、V1には高価格の火力発電単価、V2には低価格の火力発電単価を引用していた。

# 調整力kWh市場におけるV1V2スプレッドの調査状況報告

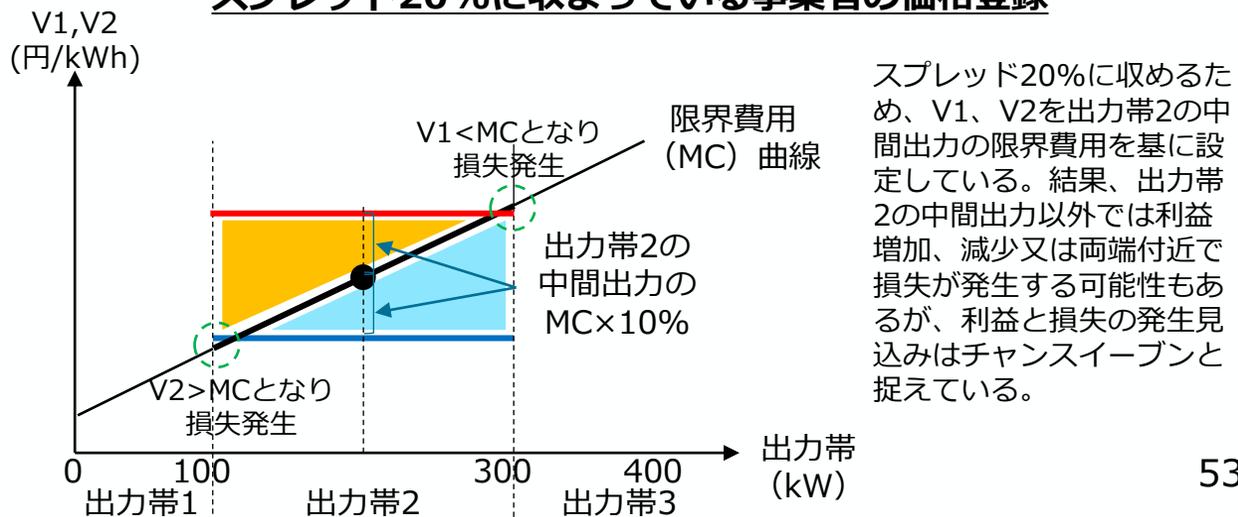
## 類型1：火力電源の限界費用の設定方法について

- 類型1の場合、ある発電事業者は、各出力帯における上限出力の限界費用をV1の諸元とし、同様に、各出力帯における下限出力の限界費用をV2の諸元とすることで、調整力指令による損失を一切発生させず、かつ限界費用の10%以上の利益を得る行動をとっていた。（左下図）
- 他方、スプレッド20%に収まっている発電事業者は、各出力帯の中間出力の限界費用をV1、V2の諸元としており、一般送配電事業者からの指令によっては、利益が減少する又は損失が発生する可能性も認識した上で、利益と損失の発生見込みは双方とも優劣がないという考え方に立った行動をとっていた。（右下図）
- このように、過剰な利益を得ることなく適切に行動している事業者もいることを踏まえれば、調整力kWh市場における火力電源の限界費用の設定方法の考え方については、適切に整理することが制度運用上望ましいと考える。
- したがって、調整力kWh市場におけるV1とV2の価格登録において、同一出力帯における上げ調整時の限界費用と下げ調整時の限界費用は一致させることとし、その旨を需給調整市場ガイドラインに明文化してはどうか。

スプレッド20%を超過している事業者の価格登録



スプレッド20%に収まっている事業者の価格登録



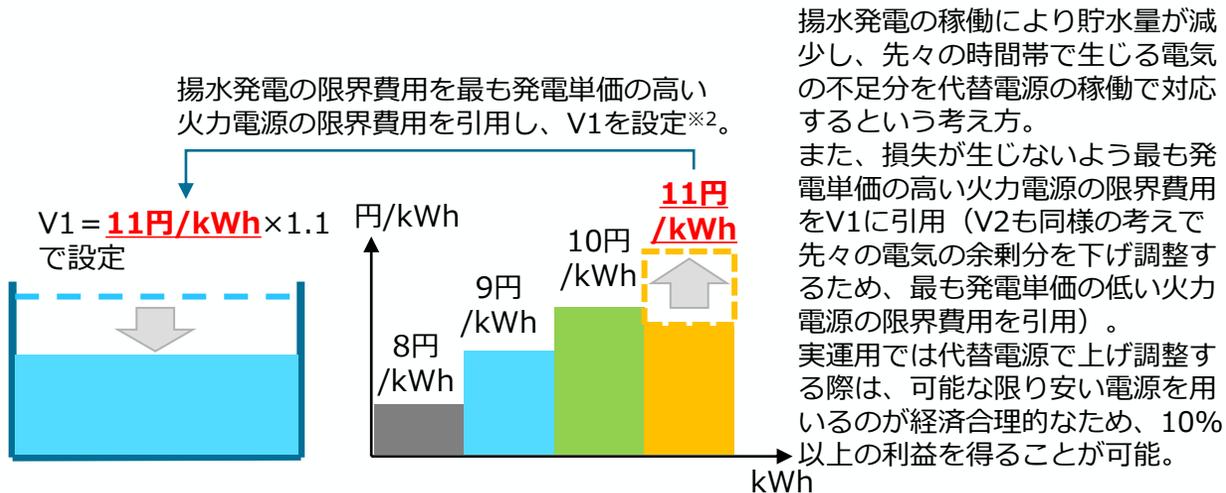
# 調整力kWh市場におけるV1V2スプレッドの調査状況報告

## 類型2：揚水発電・一般水力の機会費用を含む限界費用の設定方法について

- 類型2の場合、ある発電事業者は、調整力の稼働に伴う貯水量の減少を代替電源の稼働で対応するという考え方により、V1は発電単価の高い火力電源の限界費用、V2は発電単価の安い火力電源の限界費用を諸元としていた。（左下図）
- また、別の事業者は、調整力の稼働に伴う貯水量の減少を将来の電力販売の機会損失という考え方により、V1はスポット市場価格（予想）の最高値、V2はスポット市場価格（予想）の最低値を引用していた。（右下図）
- 揚水発電・一般水力においても、スプレッド20%に収まっている事業者もいることから、火力電源と同様に調整力kWh市場におけるV1、V2の設定方法の考え方について、適切に整理することが制度運用上望ましいと考える。
- したがって、調整力kWh市場におけるV1とV2の価格登録において、代替電源の限界費用を引用する場合は、同一出力帯における上げ調整時の限界費用と下げ調整時の限界費用は一致させることとしてはどうか。また、卸電力市場価格を機会費用として引用する場合は、スプレッド20%となるようにV1の機会費用を設定する<sup>※1</sup>こととしてはどうか。これらを需給調整市場ガイドラインに明文化してはどうか。

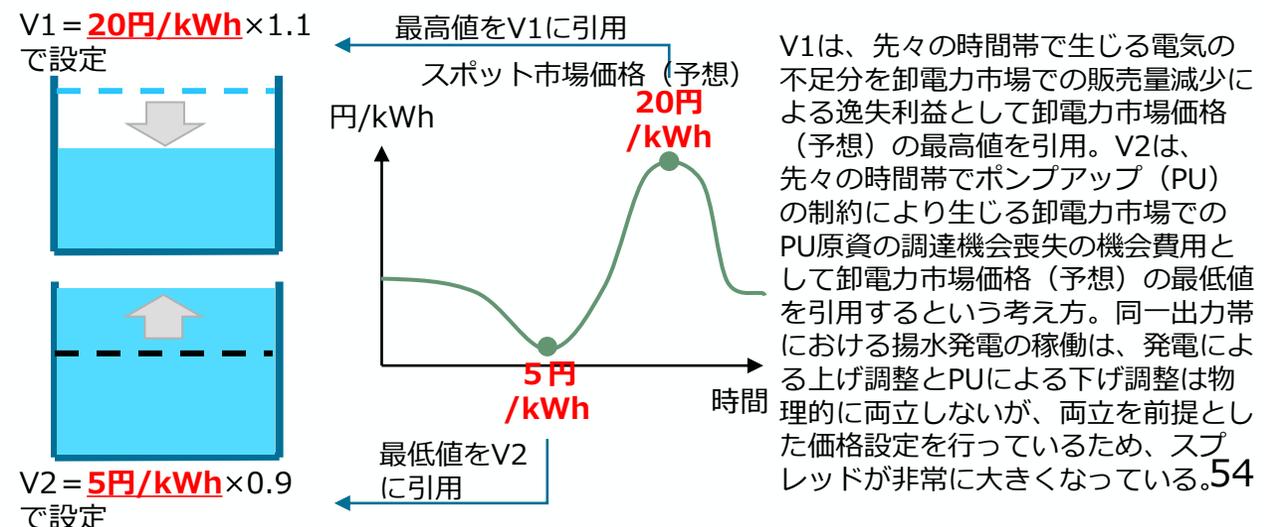
※1 V1に対して、 $V2=V1 \div 1.1 \times 0.9$ で設定

### 代替電源の限界費用を引用した価格登録



※2 V2の場合は、最も発電単価の低い火力電源の限界費用（8円/kWh）を引用。

### スポット市場価格を機会費用として引用した価格登録



# 調整力kWh市場におけるV1V2スプレッドの調査状況報告

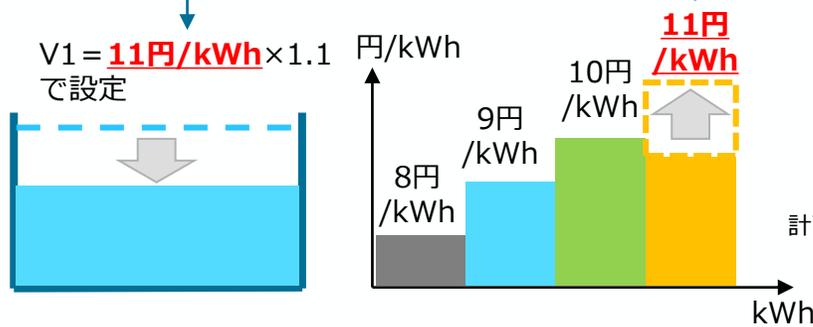
## 類型3：揚水発電の機会費用を含む限界費用の設定方法について

- 類型3の場合、ある発電事業者は、限界費用の諸元にポンプアップ原資となる電源の限界費用を適用するという考え方により、V1は発電単価の高い火力電源の限界費用、V2は発電単価の安い火力電源の限界費用を諸元としていた。（下図）
- 本件についても、前頁と同様に、調整力kWh市場におけるV1、V2の設定方法の考え方について、適切に整理することが制度運用上望ましいと考える。
- このため、調整力kWh市場におけるV1とV2の価格登録において、ポンプアップ電源の限界費用を引用する場合は、同一出力帯における上げ調整時の限界費用と下げ調整時の限界費用は一致させることとし、その旨を需給調整市場ガイドラインに明文化してはどうか。

### ポンプアップ電源の限界費用を引用した価格登録

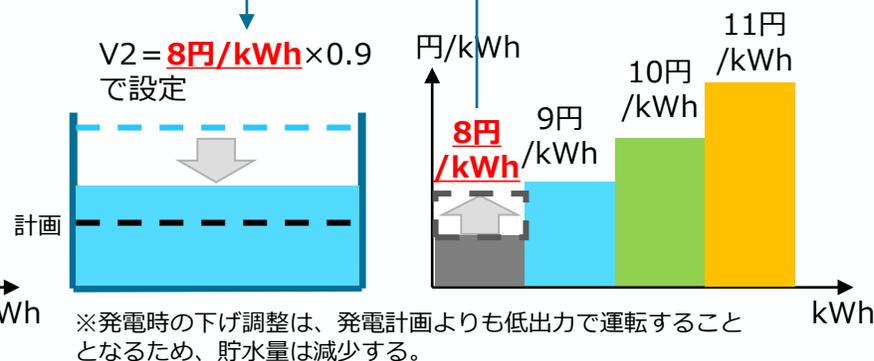
#### V1の設定方法

揚水発電の限界費用を最も発電単価の高い火力電源の限界費用を引用し、V1を設定。



#### V2の設定方法

揚水発電の限界費用を最も発電単価の安い火力電源の限界費用を引用し、V2を設定\*。



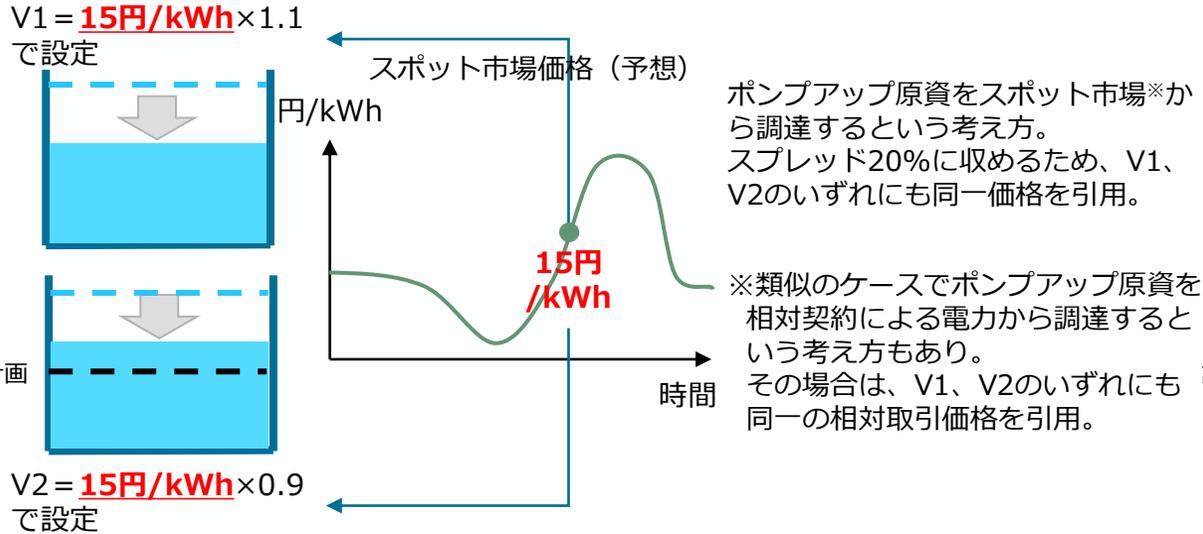
揚水発電の稼働により貯水量が減少するため、先々の時間帯でポンプアップするための電源の限界費用として、V1は当日夜間断面の最も発電単価の高い火力電源の限界費用、V2は自社電源の週間計画で最も発電単価の安い火力電源の限界費用を引用するという考え方。

実運用においては、調整力の稼働指令により減少した貯水量は、上げ調整分か下げ調整分に関わらず同じタイミングでポンプアップされるはずであり、当該事業者のV1とV2の設定は、本質的には損失回避が目的であると考えられる。また、ポンプアップする際は、可能な限り安い電源を用いるのが経済合理的なため、10%以上の利益を得ることが可能。

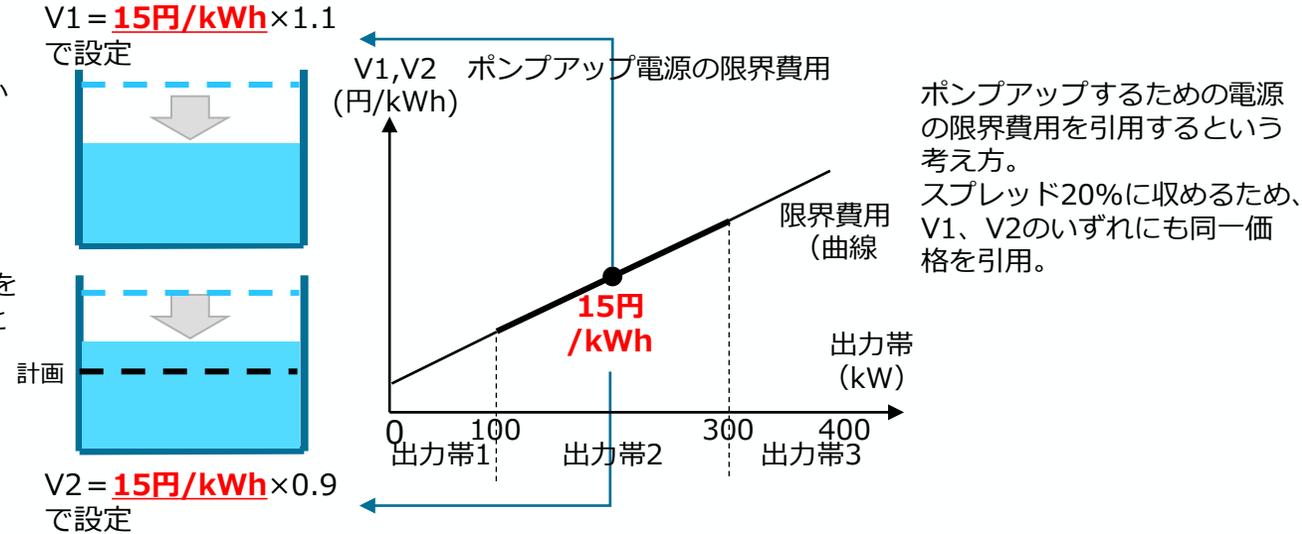
# 調整力kWh市場におけるV1V2スプレッドの調査状況報告

参考：スプレッド20%に収まっている事業者の価格登録の例

## スポット市場価格を引用した価格登録



## ポンプアップ電源の限界費用を引用した価格登録



1. 9月中旬までの需給調整市場の動き
2. 価格規律の検討について
3. 需給調整市場における高値落札案件の調査状況報告
4. 調整力kWh市場におけるV1V2スプレッドの調査状況報告
- 5. B種電源の固定費回収状況の報告**

## B種電源の固定費回収状況の報告

- 第89回制度設計専門会合（2024年3月）において、B種電源については固定費の回収状況を3ヶ月に1回監視等委員会事務局に報告することとされた。
- 今回、協議済みのB種電源5件（電源3件、蓄電池VPP2件、事業者2社）について、本年4月～6月までの固定費回収状況の確認を行ったところ、リソースごとに回収率にばらつきはあるものの、約36～86%の回収率となっており、全体として着実に固定費回収が進んでいることを確認した。
- 固定費回収後の $\Delta kW$ マージンは0.33円/ $\Delta kW \cdot 30$ 分とすることとされているため、7～9月の回収状況についても引き続き監視委等委員会事務局にて確認を行う。

# (参考) 第89回会合における整理

第89回制度設計専門会合（2023年9月）資料7

- 「ΔkWの一定額」事務局案詳細（前回会合でお示した案1、案2の双方の値を記載）

- A種：B種（個別協議必要）以外の電源。以下の水準で未回収固定費が回収可能な電源及び固定費回収済みの電源が該当すると考えられる。

$$\underline{\text{(案1) 一定額} = 0.33\text{円}/\Delta\text{kW} \cdot 30\text{分}} \quad \underline{\text{(案2) 一定額} = \text{限界費用} \times 1.5 \sim 3.3\% \text{ (※1)}}$$

(※1) 限界費用の基準値によって、数値が変動する。前回会合（案2）で提示した限界費用の基準値3案を元に算定した値を記載

- B種：個別協議が必要であり、A種の水準では固定費が回収できない電源が協議するものと考えられる。基本的にP5の調査で情報提供された電源のうち2024～2026年度合計で固定費回収が困難な電源が該当すると考えられる。

$$\underline{\text{一定額} = \text{固定費回収に必要な額を超えない範囲内で監視委と個別協議の上決定}}$$

協議事項1：ひっ迫の恐れがある時には必ず余力を需給調整市場に応札すること

協議事項2：固定費回収後のΔkWのマーヅンは0.33円/ΔkW・30分とする

協議事項3：事前に電源名を電力・ガス取引監視等委員会事務局に説明し、固定費の回収状況を3ヶ月に1回報告する（調整力kWhのマーヅン含んで管理）

（注）運用においては、原則として、（案1）一定額=1.64円/ΔkW・30分（案2）一定額=限界費用×7～16%（※2）を基準に決定し、これを超える場合及び額の変更を行う場合については、より厳正に個別精査を行い決定する。また、決定する際は、安定供給の観点から、資源エネルギー庁及び広域機関に助言を求める。なお、当該電源の未回収固定費の全額回収を担保するものではない。当該電源の公表方法については別途検討。

（※2）2021～2023年度向けの電源I約定電源のエリア評価用kW価格の上位4位平均（※3）から、容量市場約定単価（経過措置考慮後）を控除し、年間のkW予約料見合いの金額を算出した後、30分値に換算し算出。案2については、前回会合で提示した限界費用の基準値3案を元に算定した値を記載。

（※3）2021～2023年度向けの電源I約定電源のエリア評価用kW価格の上位4位  
2021年度（東北49,569円、北海道36,495、北陸34,026円、中国23,263円）  
2022年度（東北42,143円、北陸39,122円、北海道34,340円、中国23,263円）  
2023年度（北海道42,154円、東北38,968円、北陸33,613円、四国21,051円）

# (参考) 需給調整市場ガイドライン価格規律 (抜粋)

## 2. 調整力ΔkW市場

### (1) ΔkW電源

調整力ΔkW市場における適取ガイドラインの「望ましい行為」に記載の競争的な市場において合理的な行動となる価格とは、各電源等のΔkW価格の登録が、次の式を満たすようにすることをいう。

**ΔkW価格 ≤ 当該電源等の逸失利益 (機会費用) + 一定額等**

一定額 = 0.33 円/ΔkW・30 分 (※1) または電力・ガス取引監視等委員会事務局との協議を経て決定した額 (※2) とし、等は売買手数料とする。

(※1) A 種電源という (※2) B 種電源といい、一定額については、制度設計専門会合等の整理に従い必要資料を提出した上で、電源毎に、固定費回収のための合理的な額を上回らない範囲で決定される。

