

今年度実施する調整力の公募調達について

平成30年5月29日（火）



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

本日の報告の内容

- 調整力公募については、2年連続で旧一電（発電・小売部門）以外による応札、落札が少なかった。
- こうしたことを踏まえ、発電事業者、小売事業者、DR事業者に対して、現在の公募調達においてどのようなネックがあるのか等についてアンケート調査を実施した。その結果及び改善の具体策について御議論いただきたい。
- また、電源 I 揚水の運用の在り方について御議論いただきたい。

公募調達に関するこれまでの経緯

平成28年7月 「一般送配電事業者が行う公募調達に係る考え方」を本会合にて取り纏め

10月～ 第1回公募調達の実施（平成29年度向け）

平成29年4月～ 発電事業者等へのアンケート調査に基づき、改善策の検討を要請。一般送配電事業者による公募の改善。

10月～ 第2回公募調達の実施（平成30年度向け）

10月上旬～11月上旬 電源 I -a、I - b 入札募集

11月中旬～12月中旬 電源 I '入札募集

- 電源 I については、一般送配電事業者がその必要量を明示して募集し、落札した事業者に対して、その契約容量に応じた kW 価格を支払う。また、運用段階で調整指令を出した場合には、その指令量に応じた kWh 価格を支払う。
- 小売電源のゲートクローズ後の余力を活用する電源 II については、必要量を明示せず募集して契約。運用段階で調整指令を出した場合に、その指令量に応じた kWh 価格を支払う。kW 価格は支払わない。

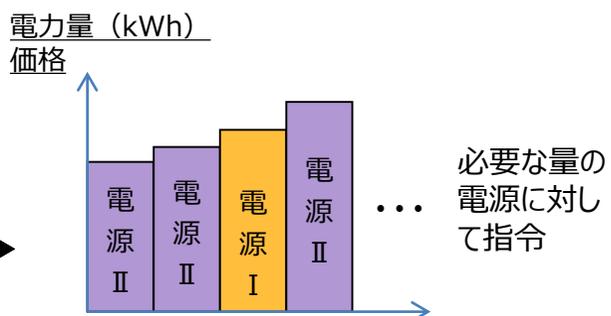
電源 I の入札・契約

- 電源 I :一般送配電事業者が調整力専用として常時確保する電源等
- 入札者は、ユニットを特定した上で容量 (kW) 単位で入札
- 原則、容量(kW)価格の低いものから落札
- 定期検査実施時期等の調整

電源 II の募集・契約

- 電源 II : 小売電源のゲートクローズ後の余力を活用する電源等
- 容量 (kW) 価格の支払いは発生しないため、募集時にkW価格は考慮されない
- 要件を満たしているかを確認してユニットを特定するのみ

電源 I、II の実運用



一般送配電事業者は電源 I と II の中から電力量(kWh)価格の低い順に指令 (メリットオーダー)

(調整力提供者は毎週、各ユニットの電力量 (kWh) 価格を登録)

電源 I の費用精算

- 落札時に決定した、容量 (kW) 価格を受け取る
- 指令に応じて発電した電力量に応じて、電力量 (kWh) 価格で費用精算
- 発電不調等があった場合のペナルティを精算

電源 II の費用精算

- 指令に応じて発電した電力量に応じて、電力量 (kWh) 価格で費用精算

平成30年度向け調整力公募概要（募集区分）

2017年10月 第23回制度設計専門会合
事務局資料

	周波数制御用	需給バランス調整用	
	ハイスペック・高速発動	ロースペック・低速発動	
電源 I	【I - a】 ・発動時間：5分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）あり ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：1万kW ※	【I - b】 ・発動時間：15分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：1万kW ※	【I'】 ・発動時間：3時間以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・簡易指令システムで指令（経過措置：オフライン） ・最低容量：0.1万kW
電源 II	【II - a】 ・発動時間：5分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）あり ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：1万kW ※	【II - b】 <当年度から追加> ・発動時間：15分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：1万kW ※	【II'】 <当年度から追加> ・発動時間：1時間未満 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・簡易指令システムで指令 ・最低容量：1万kW ※

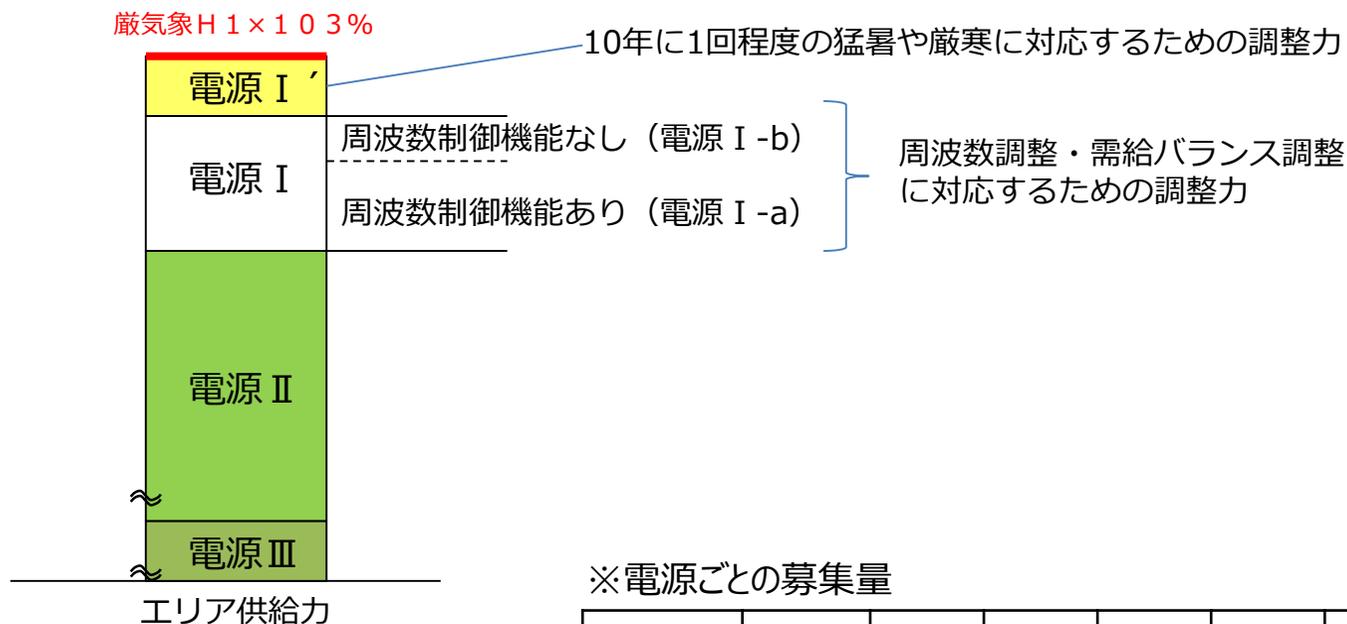
※最低容量は各社の系統状況に応じて設定

平成30年度向け調整力公募概要（募集量）

2017年10月 第23回制度設計専門会合
事務局資料を一部加工

- 各一般送配電事業者は、周波数調整機能の有無等により電源等の区分を設定し、調整力の必要量を算定した上で公募調達を実施。

○2018年度（平成30年度）向け調整力の公募にかかる必要量等の考え方について（平成29年9月13日）一部加工



※電源ごとの募集量

単位：万kW

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
電源 I a	36.0	93.9	320.0	156.3	33.0	152.0	73.5	31.7	102.4	5.7
電源 I b	-	-	53.0	14.7	2.0	26.0	-	3.6	-	24.4
電源 I'	-	8.2	34.0	31.2	-	27.0	-	-	31.8	-

注1) 電源 II（II a、II b、II'）については、容量の上限を設けずに募集。
（応募された電源が要件を満たしていれば契約する。）

平成30年度向け調整力の公募結果

2018年1月 第26回制度設計専門会合
事務局資料

- 前回の公募よりは増えたものの、引き続き旧一電（発電・小売部門）以外の電源の落札、応募が少なかった。

応札容量・落札容量（万kW）

		前年度	当年度	増減
電源 I-a	募集容量	1,022.8	1,004.5	▲18.3
	応札容量	1,048.3	1,081.9	33.6
	旧一電以外	-	-	-
	落札容量	1,025.8	1,008.9	▲16.9
	旧一電以外	-	-	-
電源 I-b	募集容量	113.2	123.7	10.5
	応札容量	114.0	158.8	44.8
	旧一電以外	1.0	1.4	0.4
	落札容量	110.5	120.8	10.3
	旧一電以外	-	1.4	1.4
電源 I'	募集容量	132.7	132.2	▲0.5
	応札容量	63件	55件	▲8件
		165.4	175.4	10.0
	旧一電以外	43件	46件	3件
		40.3	50.4	10.1
	落札容量	41件	46件	5件
	132.0	132.2	0.2	
	旧一電以外	22件	37件	15件
		27.1	36.8	9.7

応募容量（万kW）

		前年度	当年度	増減
電源 II-a	応募容量	414件 14,252.5	402件 13,920.4	▲12件 ▲332.1
	旧一電以外	33件 874.6	33件 865.9	- ▲8.7
電源 II-b	応募容量		14件 375.2	14件 375.2
	旧一電以外		1件 1.4	1件 1.4
電源 II'	応募容量		-	-
	旧一電以外		-	-

1. アンケートを踏まえた公募の改善について

2. 揚水発電の調整力の運用について

アンケート概要

- 2年連続で旧一電（発電・小売部門）以外による応札・落札が少なかったことを踏まえ、さらなる新規参入促進のためにどのような課題が存在しているのか等を明らかにするため、アンケート調査を実施した。

○目的

調整力の分野における新規参入の促進方策の検討や需給調整市場についての検討に繋げる

○実施期間

平成30年3月15日～3月23日

○調査対象

- ・小売電気事業者：64社
（平成29年度上期の供給量が1億kWh以上の事業者）
- ・発電事業者：72社
（平成29年度供給計画における平成28年度末時点の発電出力合計が10万kW以上の事業者）
- ・DR事業者：29社
（DR推進協議会参加事業者及び平成28年度、平成29年度VPP実証参加事業者）

○調査内容

- ・応札の有無、応札しなかった場合はその理由、各電源区分について改善が望ましい点 等

○回答数

95社（回答率：約58%）

アンケート結果概要（発電、小売事業者の応札不参加理由）

- 旧一電以外の発電・小売の多くは、応札可能な電源を有していないか、有していても小売向けの供給を優先しているため調整力公募に応札していないという回答であった。
- それ以外では、Ⅰ-a,b及びⅡ-a,bについては、専用線オンライン設備がネックという意見が多く見られた。

電源用途について決定権がある16社の回答

アンケート回答者数 (旧一電以外の発電・小売)	65
発電事業者であるが電源用途について決定権がない	24
小売事業者であって電源用途について決定権がない	25
電源用途について決定権がある	16



	Ⅰ-a	Ⅰ-b	Ⅰ'	Ⅱ-a	Ⅱ-b	Ⅱ'
応札した	0	1	4	0	1	0
応札していない	16	15	12	16	15	16
小売向けの供給を優先しており調整力の提供は困難であるため	12	12	10			
オンライン設備	9	9		13	12	
簡易指令システム						9
周波数調整機能	6			6		
応動時間	4	2		4	2	
出力変化速度	5	2		5	2	
継続時間			1			2
最低容量が大きすぎる	3	2	0	3	3	2
提供期間が長く、期間中に常時調整力を提供する余力が無い	2	2	0	3	4	3
公募期間が短い	0	1	0	2	1	0
その他	2	2	3	4	4	5

アンケート結果概要（DR事業者の応札不参加理由）

- DR事業者からは、公募の要件がネックになって電源Ⅰ'の応札を控えたという意見は少なかった。
- 電源Ⅱ'については、kW収入だけではビジネスが成立しないことから応札を検討していないという理由が多かった。

※ 電源Ⅱ'は現時点で応札がない

回答があったDR事業者 12社の応札状況

	Ⅰ'	Ⅱ'
応札した	7	0
応札していない	5	12

応札しなかった理由、ネックとなるとして挙げた主な項目

電源Ⅰ'、Ⅱ'共通

- VPPビジネスの課題を整理し、事業性向上の検討を行っている最中であるため
- 契約容量、継続時間等に対応することが困難なため 等

電源Ⅰ'について

- 需要家獲得不調のため
- 収益性を見通すことが困難
- 継続時間が長い 等

電源Ⅱ'について

- kW収入がないため、経済性が成立しない
- 最低容量達成が困難
- オンラインシステム対応がとれていないため 等

アンケート結果概要（改善要望事項）

- 改善を望む点としては、設備要件、ペナルティ、募集スケジュール等について意見が寄せられた。

	意見概要
募集要件に関する意見 【21件】	必要機能ごとに電源区分を細分化すべき
	調達期間を年間1回でなく、細分化してはどうか
	電源Ⅰ-a、bにおいても専用線を要件とせず、別の仕様やオフラインを認めるべき
	電源Ⅰ-a、bにおいてもDRも入札できるよう、継続時間を短縮すべき
	本年の需給逼迫を踏まえ、継続時間の在り方を検討すべき
	最低容量を小さくすべき
ペナルティに関する意見 【7件】	電源Ⅰ'について、エリアによっては1%でも未達だとペナルティが発生することを緩和してほしい
スケジュールに関する意見 【6件】	新電力は専用線の投資が必要となることから、公募スケジュールを前倒しすべき
	スケジュールを早期確定すべき、スケジュールが途中で変更されることのないようにすべき
DRの需要家確保に関する意見 【4件】	応札後に需要家重複が判明した場合、送配電から重複DRに対して一報する仕組みが必要
電源Ⅱへの応札インセンティブに関する意見 【3件】	電源ⅡはkWh収入だけの対価では不十分

アンケート結果を踏まえた分析

調整力公募に対する応札が少ない理由

- ✓ 旧一電以外の発電・小売が調整力公募に応札しない主な理由は、「電源の活用方法について決定権がない」、「小売り向けへの活用を優先している」であった。
- ✓ それ以外の理由としては、電源 I - a 及び I - b については、専用線オンライン設備が大きな障壁となっていることが示唆された。事業者によっては、設備関係のその他の要件も障壁になっていることが伺えた。
- ✓ また、主に D R 事業者から、設備関係以外の応募要件やペナルティについて、改善要望があった。

対応の方向性

- ✓ 調整力公募への応札をすぐに増やすことは難しいと考えられるが、需給調整市場創設後も現行の公募方式がベースとなる見込みであることを踏まえ、中長期的な視点で、できる部分から改善を進めていく。
 - 設備要件や応募要件について、発電・小売・D R 事業者の声を踏まえてできるところから着実に改善
→ 次ページ以降に詳細を記載
 - 旧一電以外については、まずは電源活用に自ら決定権を持つ者を増やすことが重要
→ 電源の切り出しの促進
 - 旧一電（9社）の間での競争の促進
→ 需給調整市場の創設による広域調達の実現

改善要望に対する検討状況

- 前回（昨年7月）及び今回のアンケートで寄せられた改善要望の主なものについて、一般送配電事業者における検討状況は以下の通り。一般送配電事業者においてできるだけ速やかに検討が進むよう、状況を注視していく。

	検討項目	一般送配電事業者における対応状況
要件に関する意見	電源の区分を細分化し、それぞれに必要な要件に限定すべき	需給調整市場の制度設計の中で検討
	調整力の必要量は月ごとに異なるため、調達期間を細分化すべき	需給調整市場の制度設計の中で検討
	電源Ⅰ-a、bにおいても専用線を要件とせず、別の仕様やオフラインを認めるべき	Ⅰ-bについて、簡易指令システムの活用が可能か、引き続き検討（13ページ）
	電源Ⅰ'におけるオフラインの許容を暫定措置と決めるのではなく、簡易指令システムの正常動作を確認してからにすべき	簡易指令システムの実装が完了し、当該システムを用いた応札可能件数にも制限がないことから、原則オフラインでの応札は認めないこととする
	電源Ⅰ-a、bにおいてもDRも入札できるよう、継続時間を短縮すべき	継続時間が短い場合も応札は可能（継続時間は価格要素評価項目であり、要件ではない）
	最低容量を小さくすべき	電源Ⅰ-a、b、Ⅱ-a、b、Ⅱ'については今年度実施分から対応予定
ペナルティに関する意見	電源Ⅰ'について、エリアによっては1%でも未達だとペナルティが発生することを緩和してほしい	今年度実施分から対応するよう検討（14ページ）
募集スケジュールに関する意見	公募スケジュールを前倒しするか、長く取るべき	今年度実施分から対応予定
DRの需要家確保に関する意見	応札後に需要家重複が判明した場合、送配電から重複DRに対して一報する仕組みが必要	今年度実施分から対応するよう検討（15ページ）

アンケートを踏まえた改善事項（通信方式について）

- 電源 I - b や電源 I - a についても、簡易指令システムを用いた応札を認めてほしいという意見があった。
- 簡易指令システムについては、現在資源エネルギー庁が、電源 I - b 相当に対応可能か実証事業を実施中。一般送配電事業者はその結果及びサイバーセキュリティの観点の議論を踏まえて、調整力の要件を検討する方針。

来年度以降の進め方

- 現在、電源 I - b 相当の取引について、需給調整市場との対応と協調を取りながら、一般送配電事業者等と中央給電システムとの接続に向けた課題抽出・検討を進めているところ。
- 上記検討に合わせ、必要に応じてセキュリティWGを開きつつ、ERABに参画する事業者が行うべきサイバーセキュリティ対策の検討を行い、随時ガイドラインの改定を行っていく。

(1) 電源 I - b 相当の取引に向けたシステム案

① 中央給電システムとの情報連携、通信方式

② システム構築後の保守、維持体制、セキュリティ監視等

(2) サイバーセキュリティガイドラインに関する検討事項案

① 電源 I - b 相当の取引等、今後の調整力の取引に関するサイバーセキュリティ対策

② PDCAサイクルを含めたセキュリティ対策の詳細化と運用体制

2018年3月 第7回 エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会 資料6

アンケートを踏まえた改善事項（ペナルティについて）

- 電源 I'については、指令量を下回ると1回分のペナルティが課せられる仕組みとなっているエリアがある。DR事業者からは、少しでも未達だと1回分のペナルティとなるのは厳しいという意見が寄せられた。
- 応札事業者においては、100%達成できる前提で応札容量を算定する必要がある一方、各社がペナルティを避けるための余力を持つことで、全体として過剰な能力とならないよう、例えば、未達量が一定量までは徐々にペナルティが大きくなる仕組みが考えられるのではないか。

各社の電源 I'におけるペナルティの判定基準

指令に対して1%でも未達だとペナルティ
・・・東京電力PG、九州電力

指令に対して90%未満だとペナルティ
・・・東北電力、中部電力、関西電力

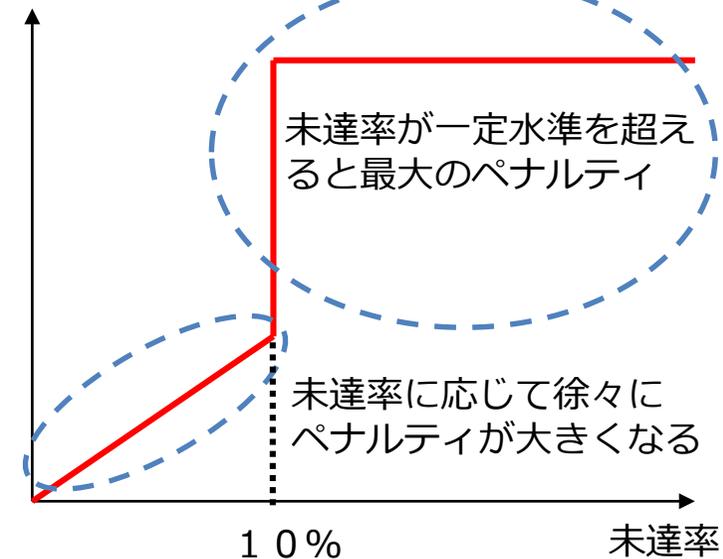
※その他の送配電事業者においては、電源 I'の募集がない

ペナルティ料金計算式（東京電力PGの例）

$$\text{ペナルティ料金} = \frac{\text{未達回数}}{12 \text{回 (年間発動回数の上限)}} \times \text{契約額} \times 1.5$$

ペナルティの改善イメージ

ペナルティ水準



アンケートを踏まえた改善事項（DR需要家重複時の対応について）

- DRによる応札については、リストに記載された需要家に重複があった場合、重複する需要家は両者から除外することとされている。（さらに、その除外によって応札容量を満たせなくなる場合は、応札全体が無効となる。）
- アンケートで寄せられた意見として、需要家の重複が判明した時点で、一般送配電事業者から当該応札者に対して重複があった旨一報し、当事者間で調整する仕組みを構築してほしいというものがあった。
- DRリソースのさらなる拡充を通じた競争促進の観点から、重複が判明した時点で一般送配電事業者が応札者に連絡し、一定期間(例えば1週間など)の間に需要家に再確認することを可能とする仕組みを設けてはどうか。（需要家が抜けた応札については、その分を応札容量から減らして評価する。）

応札者α需要家リスト

需要家A
需要家B
...
需要家X
需要家Y
需要家Z

応札者β需要家リスト

需要家ア
需要家イ
...
需要家X



応札後に需要家X
の重複が判明

現在

一般送配電事業者は、応札者α及び応札者βの需要家リストから需要家Xを除外。それによって応札時の容量を満たせなくなる場合には、その応札全体が無効となる。

改善案

応札者α及び応札者βに対して、一般送配電事業者から需要家Xが重複している旨通知。応札者α及びβは、一定期間以内に需要家Xがどちらの応札者のリソースとなるかを再確認する。

1. アンケートを踏まえた公募の改善について

2. **揚水発電の調整力の運用について**

揚水発電の調整力の運用について

- 揚水発電の調整力については、調整力提供者（発電・小売）がポンプアップを行うとしているエリアと、送配電事業者がポンプアップを行うとしているエリアがある。
- 調整力の広域調達の実現に向けて、中長期的には統一化が必要。

2018年3月 第28回制度設計専門会合
事務局資料より抜粋

各社の揚水機のkWh単価の設定パターン（各社からの回答のまとめ）

		上げ指令単価設定の考え方	下げ指令単価設定の考え方	会社
①	調整力提供者がポンプアップを実施（費用負担）	運転予定石油火力機の上げ指令単価の最低値÷揚水効率	運転予定石炭火力機の下げ指令単価の最高値	f社 （電源Ⅰ、Ⅱ）
②		ポンプアップ原資となった発電機の上げ指令単価÷揚水効率	同左	h社、a社 （電源Ⅰ、Ⅱ）
③	送配電がポンプアップを実施（費用を負担）	マージン※	▲（マイナス）マージン※	i社 （電源Ⅰ、Ⅱ）
④		諸経費（消耗品費等）	▲（マイナス）諸経費（消耗品費等） －下げ調整による発電効率低下影響	b社 （電源Ⅰ、Ⅱ）
⑤		変動費（消耗品費等）	同左	e社 （電源Ⅰ、Ⅱ）
⑥		ゼロ円	同左	g社、d社 （電源Ⅰ、Ⅱ）

※マージンの額はi社が独自に設定

電源 I である揚水の運用のあり方について

- ポンプアップをどちらが行うかについては、調整力市場の競争が限定的である現状では、それぞれ長所短所があり、本年度の公募においては、どちらかに統一しないことによりか。
- なお、各一般送配電事業者には、それぞれの方式の短所をカバーする工夫などを進めるよう求めることとしたい。

	調整力提供者がポンプアップ	送配電がポンプアップ
具体的な運用	調整力提供者が、自社の電源あるいは市場から調達した電源でポンプアップする	送配電が、他の電源 I あるいは電源 II を活用してポンプアップする
効率性・中立性の観点からの特徴	kWh価格の競争を通じて（各コマで価格が低い調整力から稼働）、コストを削減・効率化。 市場が競争的でない場合、価格が高止まりするおそれ。	送配電が最適運用することを通じて、コストを削減・効率化。 送配電の運用が効率的でない場合、コストが高止まりするおそれ。
運用面での特徴	ポンプアップのタイミング調整のために送配電と調整力提供者との連絡調整が必要となる。 （あるいは、電源 I の調達サイクルを短期間化するなど、ポンプアップ時は他の調整力を確保する仕組みが必要となる。）	送配電のみでポンプアップのタイミングを決めるため、安価な電源 II が活用できる時間帯にポンプアップするなどの工夫が容易。
他エリアの電源の活用可能性	市場から調達することで他エリアの電源を活用することも可能	エリア内の電源 I ・ II しか活用できない。※

※ 1月に東京エリアに対して行われた需給逼迫融通は、さまざまな要因によりエリア内の電源 II の余力が減少し、ポンプアップが十分にできず、調整力の揚水の上池が不足したことが要因。送配電事業者がポンプアップする事業者においては、こうした場合に、調整力提供者に対し時間前市場等を活用してエリア外からkWhを調達しポンプアップすることを依頼できる仕組みを導入してはどうか。

- 今回の事例を教訓とすべき点は多岐にわたるが、調整力確保の観点からは、揚水を電源Ⅰとして活用するにあたっては、以下についてさらに検討を深めることとしてはどうか。

○電源Ⅰの長時間使用に伴う課題について

- 揚水については、今回の事象を通じて長時間継続運転した際の課題が明らかとなった。
- こうした課題にも対応できるよう、調整力公募における要件の在り方も含め、今後精査が必要ではないか。

○電源Ⅰの揚水のポンプアップについて

- 東京電力P Gは、電源Ⅰの揚水について、一般送配電事業者（東京電力P G）がポンプアップする契約としている。（東京電力P Gは、電源Ⅱの余力を活用してポンプアップする。）
- そのため、域内の電源Ⅱの余力の量がポンプアップ速度の上限となるため、今回の事象においては、広域融通の要請に至ったと考えられる。
- 一方で、一般送配電事業者から電源Ⅰの調整力提供者にポンプアップを要請し、要請された電源Ⅰの調整力提供者が必要な電力を調達してポンプアップする事例もある。効率性も踏まえつつ、どのような方式が望ましいか、検討を深めていくこととしてはどうか。

- 上述2点について、安定供給への影響も考慮しつつ、関係機関等と連携しながら、監視等委員会においてさらに検討を深めることとしてはどうか。