

2022年度向け調整力公募に向けた課題整理について

2021年4月30日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

		2020年度	2021年度			
		第4Q	第1Q	第2Q	第3Q	第4Q
一般送配電事業者	2022年度向け調整力の公募	公募準備 公募 契約手続き				
本委員会	2022年度向け調整力の公募に向けた電源Ⅰ必要量等の検討	第59回 審議 必要量、要件等の検討 3/23	審議 本日	審議	審議	※2023年度の調整力公募について検討 (需給調整市場に関する議論等と連携をとりながら検討)

※昨年度の公募スケジュールをもとに記載。
一般送配電事業者の公募スケジュールに合わせて、本委員会で審議を行えるように検討を進める予定。

- 第59回本委員会(2021年3月23日)において、2022年度向け調整力公募に向けた検討課題として、論点①～③を整理した。**今回、論点②と論点③について検討したため、ご議論いただきたい。**

- 論点①：供給信頼度評価方法の見直しを踏まえた電源Ⅰの予備力の観点の考え方 本日の論点
- 論点②：供給信頼度評価方法の見直しおよび事業者の予見性への影響を踏まえた電源Ⅰ'の必要量の考え方
- 論点③：今冬の需給ひっ迫におけるkWh不足を踏まえた一般送配電事業者による対応

2022年度調整力公募

	対象年度	2020	2021	2022	2023	2024	2025以降
			需給調整市場			容量市場	
一般送配電事業者が調達する調整力	調整力機能						
	電源脱落対応等 (応動:瞬時)					一次調整力	
	時間内変動等 (応動:5分以内)		電源Ⅰ-a			二次調整力①	
	30分内残余需要インバランス (応動:5分以内)					二次調整力②	
	残余需要インバランス (応動:15分以内)		電源Ⅰ-b			三次調整力①	
	FITインバランス (応動:45分以内)	電源Ⅱ 事前予約				三次調整力②	
	稀頻度インバランス (応動:3時間以内)		電源Ⅰ'			発動指令電源	

論点① 予備力の観点の考え方(次回以降)

論点② 必要量の考え方(今回)

論点③ kWh不足対応(今回)

1. 論点②2022年度以降の電源 I ' の必要量の考え方について

2. 論点③今冬の需給ひっ迫を踏まえた今後の検討課題について

2022年度調整力公募							
対象年度		2020	2021	2022	2023	2024	2025以降
一般送配電事業者が調達する調整力	調整力機能		需給調整市場			容量市場	
	電源脱落対応 (応動:瞬時)					一次調整力	
	時間内変動 (応動:5分以内)		電源 I -a			二次調整力①	
	30分内残余需要インバランス (応動:5分以内)					二次調整力②	
	残余需要インバランス (応動:15分以内)		電源 I -b			三次調整力①	
	FITインバランス (応動:45分以内)	電源 II 事前予約				三次調整力②	
	稀頻度インバランス (応動:3時間以内)		電源 I '	論点②必要量の考え方(今回)		発動指令電源	

論点③kWh不足対応(今回)

～供給信頼度評価との整合を踏まえた電源 I ' の必要量の考え方～

- 今回、第59回本委員会(2021年3月23日)において整理した**論点②「電源 I ' の必要量の考え方」**について、**以下の2つの観点から検討したため、ご議論いただきたい。**

- 供給信頼度評価方法の見直しの観点から**全体としての電源 I ' の必要量をどのように考えるか**
- 需給運用状況等から**各エリアの電源 I ' の必要量をどのように考えるか**

- なお、事業者の予見性への影響については、上記検討結果を踏まえて確認することとした。

供給信頼度評価との整合性を踏まえた電源 I ' の必要量の考え方

18

- 各エリアの電源 I ' は、厳気象H1需要において、平均的な電源トラブルやそれを一定程度上回る供給力低下が発生しても、国からの特別な要請に基づく節電に期待する（場合によっては計画停電に至る）といった状況に陥らないようにするように必要量を算定している。具体的には、夏季と冬季のそれぞれについて、次式により算定していた。

$$\text{電源 I '} = \text{厳気象 H 1 需要} \times (1 - \text{需要減少率}) \times 103\%$$

$$- \{ (\text{H3需要} \times 101\% + \text{電源 I 必要量}) \times (1 - \text{計画外停止率}) - \text{稀頻度リスク分} \}$$

- 今後の**供給信頼度評価(予備率評価から年間EUE評価へ)**の見直しとの整合性を踏まえると、電源 I ' の必要量は年間EUE評価において考慮されるものであることから、**電源 I ' の算定式を見直すことが必要**ではないか。
- また、上式により算定した結果、**電源 I ' の必要量は、各年度のH1需要想定・H3需要想定の変化の影響を受けるため、各年度の公募量が数万kW～数十万kW変動している**。このことは、電源 I ' に参入する**事業者の予見性に影響**を与えていると考えられないか。
- さらに、容量市場後においては、厳気象対応・稀頻度リスク分として発動指令電源を3%程度調達しているところ。
- 以上のことから、**調整力公募における電源 I ' の必要量の考え方について再確認すること**としてはどうか。

検討の方向性

全体の電源 I ' の必要量をどう考えるか

各エリアの電源 I ' の必要量をどう考えるか

各エリア電源 I ' 公募量(電源 I ' 必要量からOP分などを控除)

(万kW)

年度\エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2017	—	9.1	59.0	19.2	—	17.0	—	—	28.4	—
2018	—	8.2	34.0	31.2	—	27.0	—	—	31.8	—
2019	—	15.0	30.0	27.7	—	101.0	—	—	25.4	—
2020	77.0	26.2	70.4	44.9	5.0	122.6	10.6	12.2	49.7	10.1
2021	74.2	47.9	73.1	46.5	5.6	82.7	26.7	7.2	48.9	10.6

出所) 第59回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2021年3月23日)資料6

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/chousei_jukyu_59_haifu.html

- 電源Ⅰ'必要量は夏季と冬季のそれぞれについて、次式により算定し、いずれか大きい方を電源Ⅰ'必要量とする。

電源Ⅰ' = 厳気象H1需要 × (1 - 需要減少率) × 103%

- { (最大3日平均電力 × 101% + 電源Ⅰ必要量) × (1 - 計画外停止率) - 稀頻度リスク分 }

- ただし、最大3日平均電力(以下、「H3需要」という)が最大ではない季節(夏季最大のエリアの場合は冬季、冬季最大のエリアの場合は夏季)については、以下のとおり算定する。
 - a. H3需要が最大となる季節のH3需要×101%に対して夏季と冬季の供給力の差を考慮して供給力を評価する。
 - b. 評価した供給力が当該季節のH3需要×101%を上回る場合は、上式の「最大3日平均電力×101%」をその値に置き換える。
 - c. 夏季と冬季の供給力の差は、以下の点を考慮して評価する。
 - (a) 計画停止量の差
 - (b) 再エネ(太陽光発電、風力発電、一般水力)および揚水の供給力の差
※調整係数を用いる(沖縄エリア以外)
 - (c) ガスタービン発電設備の供給力の差
- 夏季は8月、冬季は1月を対象として算定することを基本とする。その他の月に需給状況が厳しくなる恐れがある場合には考慮することとし、他の月を対象にした場合は、当該一般送配電事業者がその説明を行う。
- 上式の各値は以下による。
 - a. 厳気象H1需要は国の電力需給検証小委員会の方法を基本とするが、各一般送配電事業者が他の合理的な方法により算出した場合は、当該一般送配電事業者がその説明を行う。
 - b. 最大需要発生 of 不等時性を考慮した需要減少率として以下の値を用いる。
 - 東京：夏季 2.43%、冬季 2.64%
 - 北海道・東北・中部・北陸・関西・中国・四国・九州：夏季2.60%、冬季2.64%
 - 東京エリアの夏季において、中西エリアからの供給力移動できる量として、10万kWを電源Ⅰ'の募集量から控除する。
 - c. 厳気象H1需要に対する必要予備率は電力需給検証小委員会の考え方を準用して3%とする。
 - d. 最大3日平均電力(H3需要)については、以下の需要を用いる。
 - H3需要については2020年度供給計画の第2年度の想定需要を用いることを原則とする。
 - 2021年度供給計画の第1年度における想定需要が著しく増加する場合、H3需要を2021年度供給計画の第1年度における想定需要に置き換える。
 - e. 計画段階から実運用段階で見込めなくなる供給力を評価するための計画外停止率として、火力発電の計画外停止率2.6%を用いる。
 - f. 稀頻度リスク分は、H3需要が最大となる季節のH3需要の1%とする。
※北海道などエリアの特殊性がある場合は、それを考慮する。
- 沖縄エリアは独立系統であることから、需要減少率は0%とし、稀頻度リスク分、エリア内単機最大ユニット分を考慮する。

これまでの本委員会での議論状況
～2022年度以降の電源Ⅰ'の広域的な運用について～

7

- これまで本委員会では、2022年度から広域予備率による広域的な需給運用を行うことで議論いただいているところ。
- 具体的には、**電源Ⅰ'については2022年度から広域予備率をもとに広域ブロック単位で発動**することとしている。

		現在（2020年度）	2021年度	2022・2023年度	2024年度以降
インバランス 料金制度		現行制度 (α, β, K, L 算定)	現行制度 (α, β, K, L 算定)	新しい制度 (広域予備率, 調整力単価)	新しい制度 (広域予備率, 調整力単価)
調整力関係		エリア毎に調整力公募 (電源Ⅰ、Ⅰ'、Ⅱ)	エリア毎に調整力公募 (電源Ⅰ、Ⅰ'、Ⅱ) 需給調整市場で広域調達 (三次②)	エリア毎に調整力公募 (電源Ⅰ、Ⅰ'、Ⅱ) 需給調整市場で広域調達 (三次①②)	需給調整市場で広域調達 (一次、二次①②、三次①②)
広域需給調整の 運用範囲		GC後の空容量を活用し、調 整力の広域運用を段階的 拡大して実施	自エリアに調整力を一部残し、 それ以外の調整力を、調整力 のために確保する連系線容量 (マージン)とGC後の空容量の 範囲で、広域運用を行う 【本格適用開始年度】	自エリアに調整力を一部残し、 それ以外の調整力を、調整力 のために確保する連系線容量 (マージン)とGC後の空容量の 範囲で、広域運用を行う	同左
容量市場 安定電源 Ⅰ・Ⅱ	予備率管理	エリア予備率	エリア予備率	エリア予備率	広域予備率
	発電機起動	一般送配電事業者がエリア毎 にエリア予備率をもとに、電源 Ⅰ・Ⅱを起動指令	一般送配電事業者がエリア毎 にエリア予備率をもとに、電源 Ⅰ・Ⅱを起動指令	一般送配電事業者がエリア毎 にエリア予備率をもとに、電源 Ⅰ・Ⅱを起動指令	広域予備率8%未満の場合 に、容量市場のリクワイアメント に基づき、容量市場落札電源 のバランス停止機起動(準備)
発電 指令電源 Ⅰ	予備率管理	エリア予備率	エリア予備率	広域予備率	広域予備率
	電源Ⅰ'発動 発動指令電源 発動	一般送配電事業者がエリア毎 にエリア予備率(3～5%※要 確認)をもとに、電源Ⅰ'に発 動指令	一般送配電事業者がエリア毎 にエリア予備率(3～5%※要 確認)をもとに、電源Ⅰ'に発 動指令	電源Ⅰ・Ⅱを起動しても広域 予備率8%未満となる場合に、 広域ブロック単位で電源Ⅰ'を 発動	バランス停止起動(準備)後 においても広域予備率8%未満 となる場合容量市場のリクワイ アメントに基づき発動指令電 源発令

- 電源Ⅰ'については、現状においても全国的な需給ひっ迫においては、自エリアの需給改善のみのためだけでなく、他エリアの需給改善のためにも発動し、需給ひっ迫融通を実施することとしている。

(論点) 他エリアの需給改善のための電源Ⅰ'発動方法の明確化について

27

- 現状は、各エリアの一般送配電事業者が各エリアの電源Ⅰ'必要量を調整力公募にて調達しており、自エリア予備率をもとに自エリアの需給改善のために電源Ⅰ'を発動することを基本としている。
- 広域は融通指示にあたっては送電エリアの電源Ⅰ'の発動は考慮せず、融通可能量を確認している。
- 9月10日は融通原資が不足している状況であり、関西エリアの電源Ⅰ'で他エリアの需給改善に対処したが、本運用の手法は予め明確化されていたとはいえない状況であった。
- 全国的に需給がひっ迫し、他エリアの需給改善のための融通原資が不足する場合には、電源Ⅰ'を活用することを明確化してはどうか。
 - ▶ 当面（調整力の広域運用開始前の現在～2020年度まで）の運用は下表に示すとおり。
 - ▶ なお、調整力の広域運用が本格的に導入される2021年度以降の電源Ⅰ'の発動基準については、その調達方法や、調整力の広域運用や融通との関係性などを整理の上、別途検討することとする。

電源Ⅰ'の運用	実施判断者	判断基準
自エリアの需給改善のための電源Ⅰ'の発動 ・ 予備率が3～5%程度未満となる場合に電源Ⅰ'を発動	各エリアの 一般送配電事業者	自エリア予備率 3～5%程度未満
他エリアの需給改善のための電源Ⅰ'の発動 ①広域機関から各エリアの融通可能量を算定する基準となる予備率を指定 ②一定程度予備率を下げても、他エリアの需給状況改善のための融通原資が不足する場合に、広域機関が各エリアの電源Ⅰ'発動可能量を確認 ③電源Ⅰ'の発動を要請	広域機関	融通原資が不足する場合 今回追加

- 第58回本委員会(2021年3月3日)において、供給信頼度評価方法をこれまでのピーク時の予備率の評価(各エリア各月H3需要時予備率7%・各エリア厳気象H1需要時予備率3%)から、年間(8760時間)EUE: 0.048 [kWh/ kW・年]基準(以下、年間EUE基準)を踏まえた評価に変更することとし、その評価方法について整理していたところ。

供給計画 策定年度	～2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024～	将来
供給信頼度 基準	8月ピークのみ(15時)LOLP(0.3日/月)			年間(8760時間)EUE(0.048kWh/kW・年)				
				再エネ主力電源化における見直し基準※3				
供給信頼度 評価方法	各エリア各月H3需要時予備率7 %※1※2 各エリア厳気象H1需要時予備率3%			年間(8760時間)EUE(0.048kWh/kW・年)基準を踏まえた評価方法				
				再エネ主力電源化における見直し評価※3				

※1 持続的需要変動対応分(1%)を除く

※2 2017～2019は最小予備率時刻時の予備率を暫定で7%評価

※3 将来のノンファーム型接続の進展によるゾーン制・ノード制の導入や再エネ主力電源化に伴う供給信頼度評価の考え方の見直し等

供給信頼度評価の見直しを踏まえた 全体としての電源 I' の必要量の考え方について

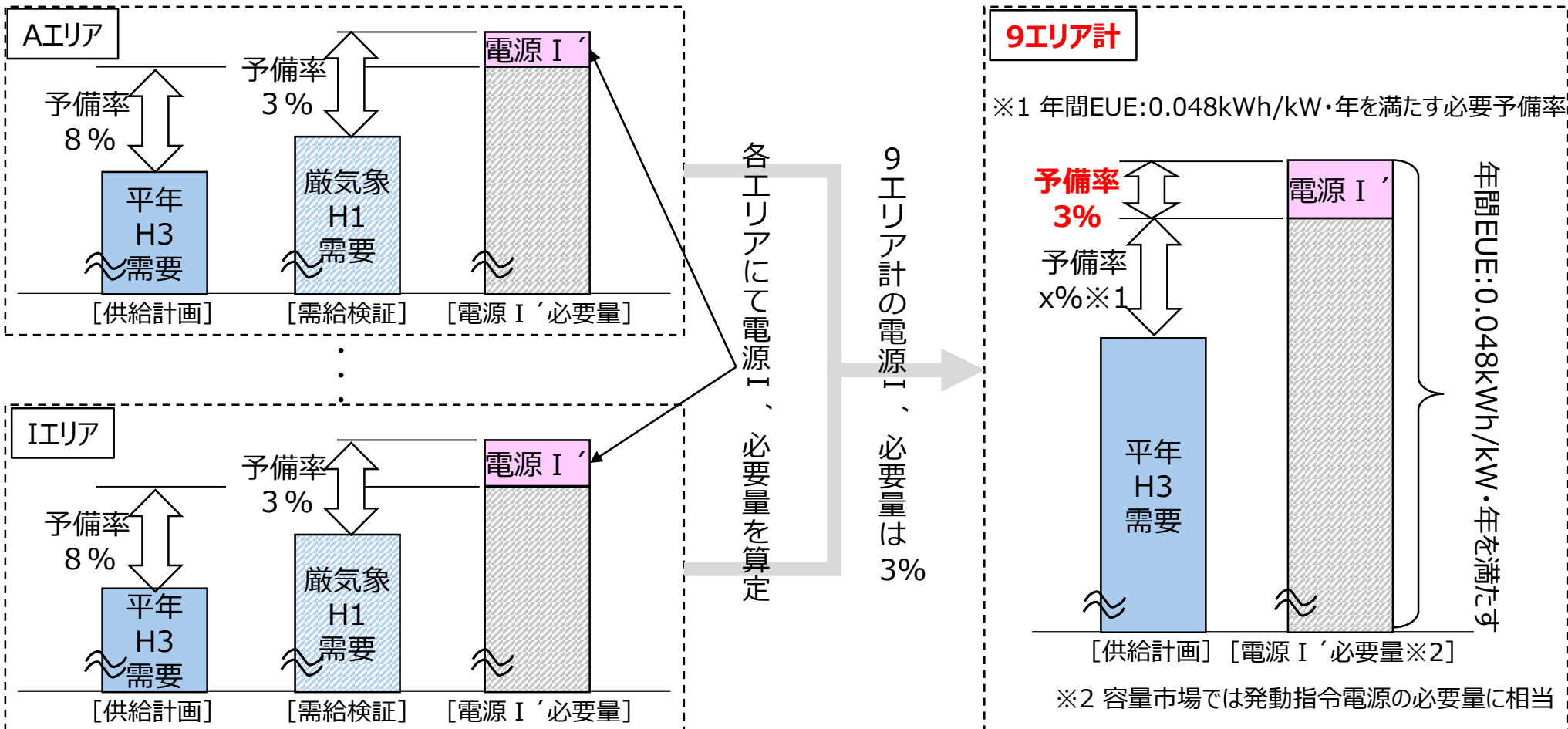
検討の方向性

全体の電源 I' の必要量をどう考えるか

10

各エリアの電源 I' の必要量をどう考えるか

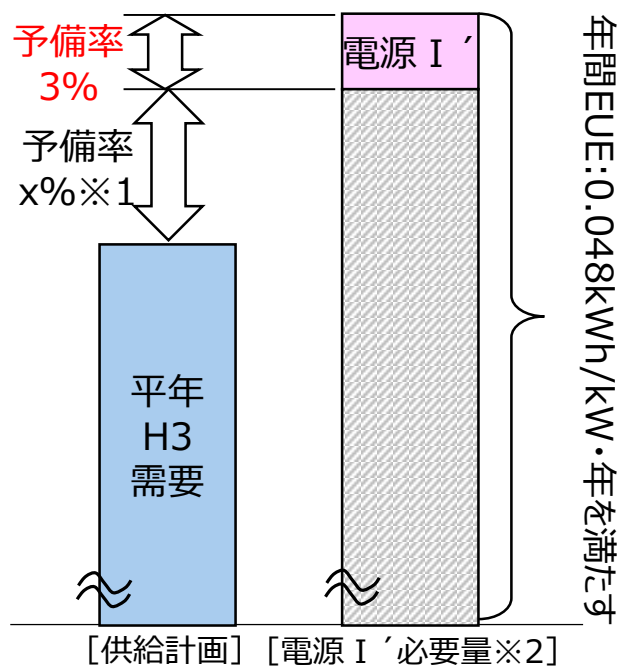
- これまでの調整力公募では、電源 I' の必要量については、各エリアのH3需要およびH1需要等を踏まえてエリア毎に算定していたところ。他方で、容量市場においては、電源 I' 相当の発動指令電源を3%として、年間EUE基準を踏まえた供給信頼度を満たす範囲で、必要供給力を全国(9エリア)で調達している。
- 供給信頼度評価方法を、各エリアのピーク時の予備率評価から、年間EUE基準を踏まえた評価に見直したことを踏まえ、**電源 I' の必要量としては、年間EUE基準を満たす範囲にて全国(9エリア計)で3%となる**と考えられるか。



- 前述のとおり、2022年度向け調整力公募における電源 I' の必要量を、年間EUE基準を満たす範囲にて全国（9エリア計）で3%とした場合、**調整力公募は各エリアの一般送配電事業者が実施することから、9エリア計の電源 I' の必要量3%を、各エリアにどのように配分するかについて整理することが必要**となる。
- 今回、ひっ迫時の需給状況および供給信頼度評価内容を踏まえて、各エリアの電源 I' の必要量の考え方を検討することとした。

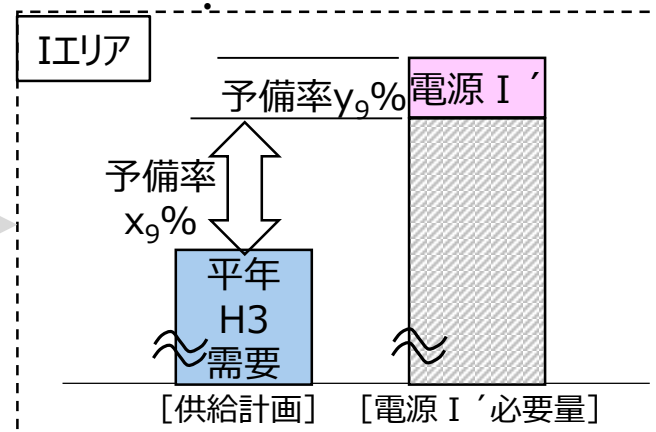
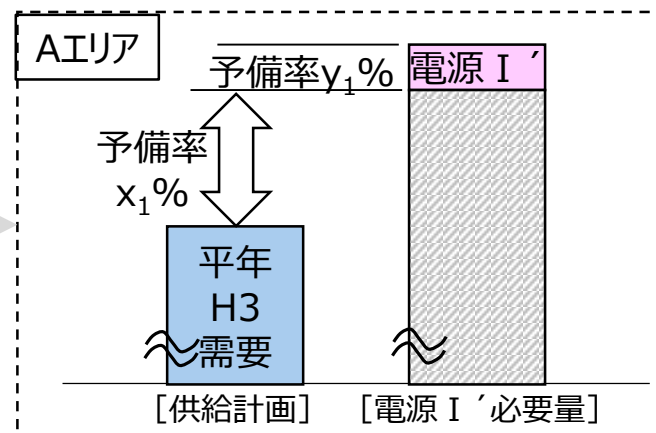
9エリア計

※1 年間EUE:0.048kWh/kW・年を満たす必要予備率



※2 容量市場では発動指令電源の必要量に相当

各エリアの電源 I' の必要量の配分について
需給状況・供給信頼度評価方法を踏まえて検討



今冬の需給ひっ迫における 不足インバランス発生状況とその対応方法について

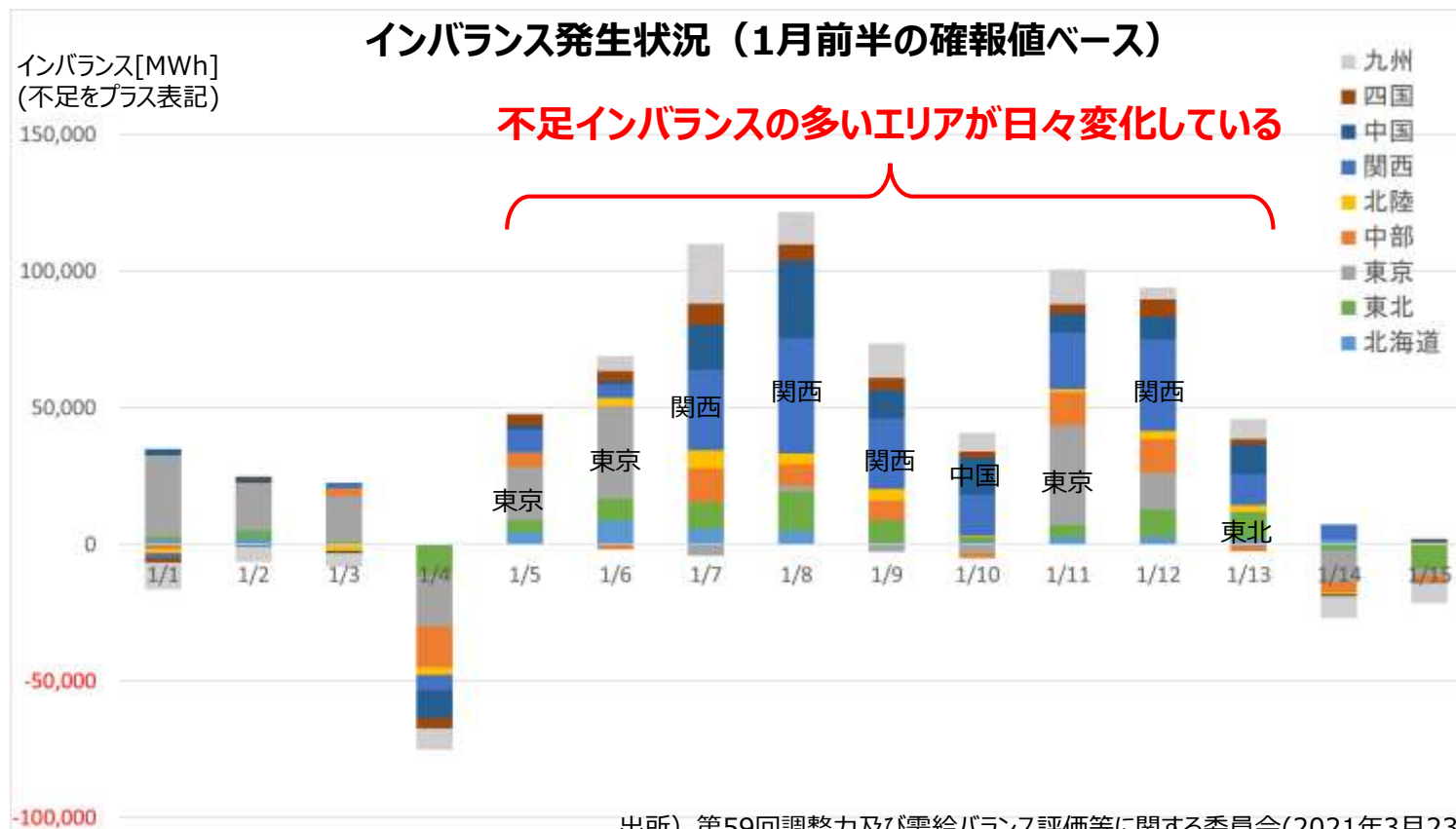
検討の方向性

全体の電源 I' の必要量をどう考えるか

各エリアの電源 I' の必要量をどう考えるか

12

- 各エリアの需給ひっ迫状況については、各エリアのBGの不足インバランス発生状況の影響を受けていると考えられる。
- 今冬のkWh不足の需給ひっ迫においては、BGの不足インバランス発生状況は、卸電力市場の全国取引における各エリアのBGの約定結果の影響を受けていると推測され、不足インバランスの大きいエリアが日々変化していた。(高需要となったエリアにて必ずしもBGの不足インバランスが大きくなるとは限らないと考えられる。)
- したがって、**kWh不足時のBGの不足インバランスによる需給ひっ迫に対しては、広域的に対応していくことが必要**と考えられる。



今後の供給信頼度評価方法における 各エリアの電源 I ' 量の設定について

検討の方向性

全体の電源 I ' の必要量をどう考えるか

13

各エリアの電源 I ' の必要量をどう考えるか

- 今後の供給計画の需給バランス評価(年間EUE評価による供給信頼度評価)における電源 I ' 量の設定は、第2年度以降は容量市場後の発動指令電源の調達量の考え方と合わせて、各エリアH3需要の3%とすることとしている。
- したがって、供給計画において年間EUE評価における供給信頼度を満たすのであれば、**各エリアの電源 I ' 量として各エリアH3需要の3%を調達することで、供給信頼度を確保することができる**こととなる。

【論点1】今後の供給信頼度評価方法 (1/3)

～作業停止調整後の供給計画の**短期**見通し(第1～2年度)～

論点1

14

- 今後の供給計画の**短期**需給バランス評価としては、**作業停止を考慮した供給計画に計上されている供給力に、電源 I ' ※を加算した各月・各エリアの予備率をもとに、各エリアの年間のEUEを算定**してはどうか。そして、**年間EUEの供給信頼度を満たしているかを評価(年間EUE評価)**することとしてはどうか。
- なお、**電源 I ' 量※**としては、現状の供給計画では届出対象ではないことから、**第1年度については、各エリアの調整力公募結果の契約(予定)容量を用いる**こととし、**第2年度以降については、容量市場後の発動指令電源の調達量の考え方と合わせて、各エリアH3需要の3%として算定**することとしてはどうか。

図 2-2 各月別の需給バランス見通し(全国合計¹⁷、送電端)

※容量市場後は発動指令電源の落札量(契約量)を考慮



電源 I ' ※

- 第1年度以降：各エリア契約(予定)容量
- 第2年度以降：各エリアH3需要の3%

供給計画に計上される電源等

年間EUE評価イメージ

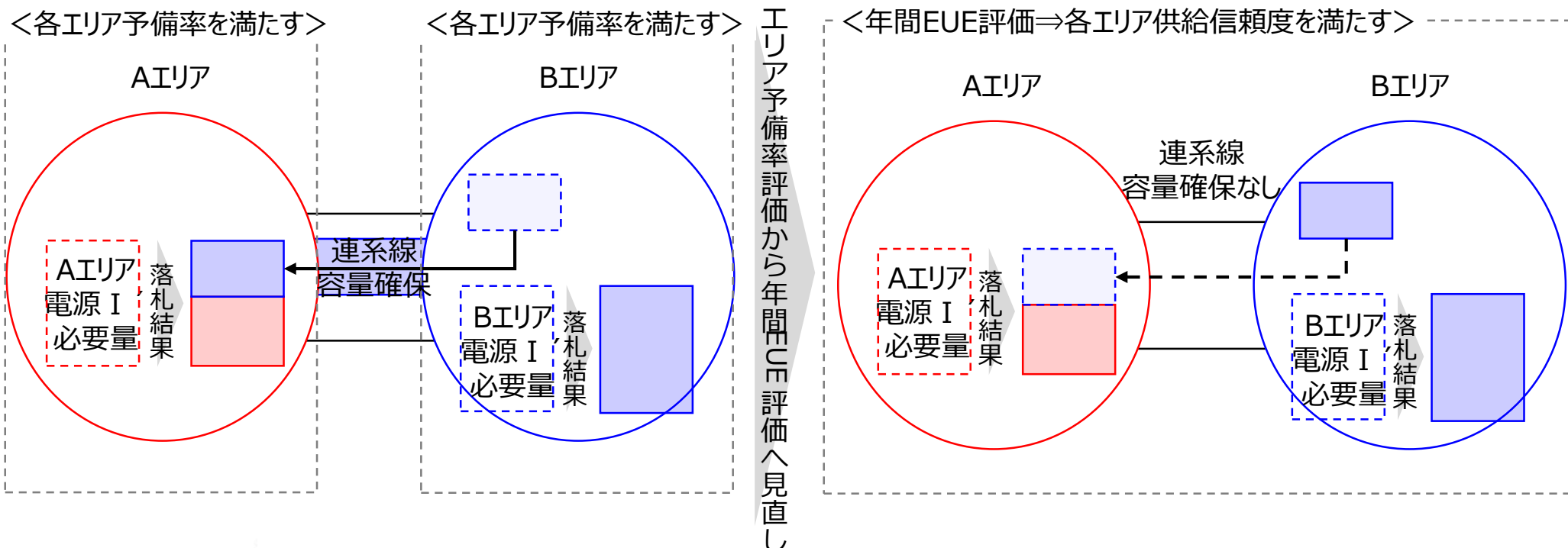
エリア	2021年度
A	0.040
B	0.049
⋮	⋮
I	0.038
全国	0.041

：年間EUEの供給信頼度を満たさないエリア

各月・各エリア予備率(供給力)を設定し、各エリアの年間のEUEを算定
⇒**年間EUEの供給信頼度を満たしているかを評価**

電源 I' のエリア外調達における連系線容量の確保について

- これまで、供給信頼度評価は、各エリアのピーク時の予備率を評価していたことから、電源 I' をエリア外(隣接エリアから)調達する場合は、連系線の容量(マージン)を確保することが必要であった。(左下図のイメージ)
- 他方で、今後の供給信頼度評価は、各エリアの予備率評価から年間EUE評価へ見直しとなり、年間EUE評価では、連系線制約を考慮して、各エリアの年間EUEが供給信頼度を満たすことを確認することとなる。つまり、**各エリアの年間EUEが供給信頼度を満たす範囲で、各エリアにて電源 I' をエリア外調達することとなるため、容量市場の約定処理※と同様に、連系線の容量(マージン)を確保する必要はない。**(右下図のイメージ)
- したがって、**9エリア計の電源 I' の必要量3%を、各エリアの年間EUEが供給信頼度を満たす範囲で、各エリアにどのように配分しても、連系線の空き容量が減少する等の影響は生じない**と考えられる。

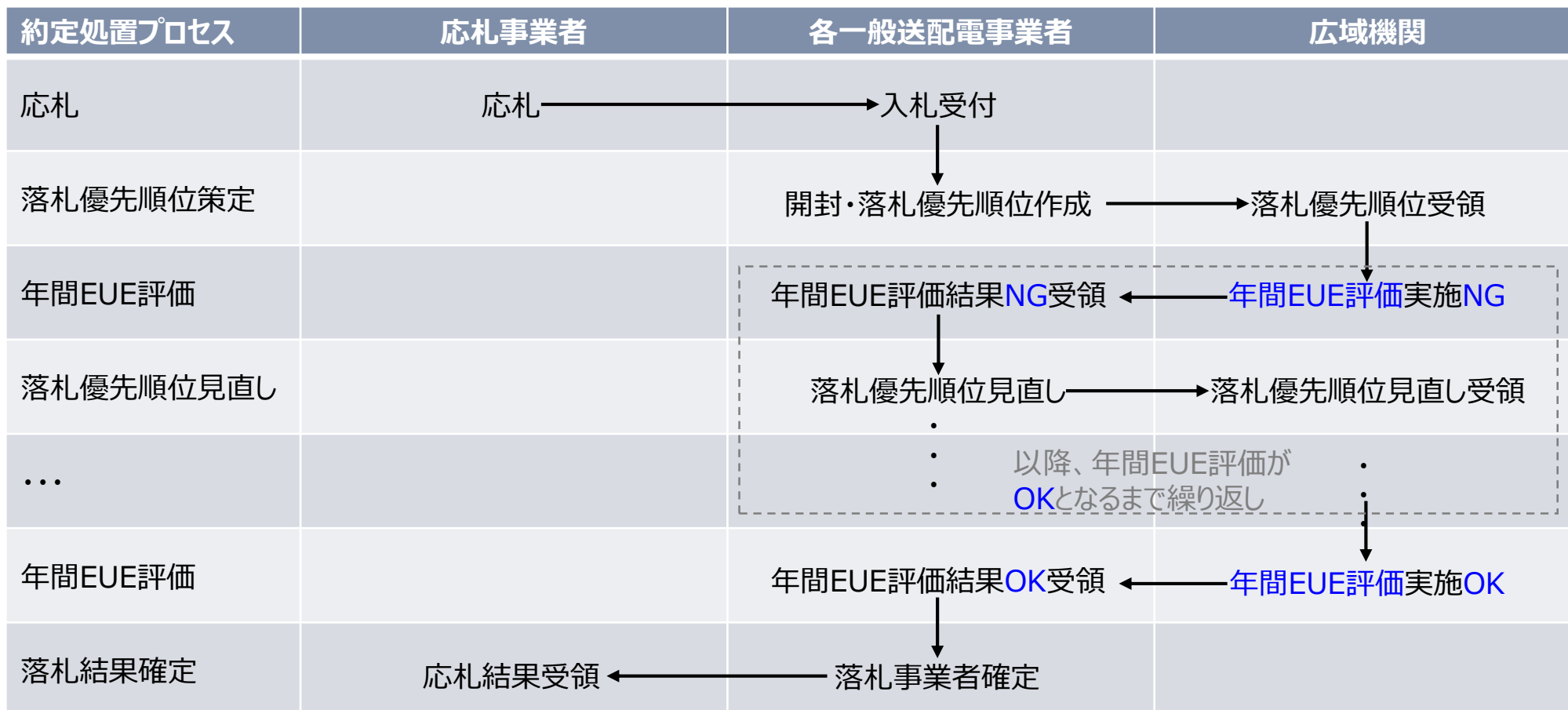


※容量市場の約定処理については、第23回容量市場の在り方等に関する検討会(2020年1月31日)資料5を参照

https://www.occto.or.jp/iinkai/youryou/kentoukai/2019/youryou_kentoukai_haihu23.html

電源Ⅰ'のエリア外調達における約定処理について

- 前述の電源Ⅰ'のエリア外調達にあたっては、調整力公募における入札状況を踏まえ、供給信頼度評価(年間EUE評価)を実施しながら、落札事業者を決定することとなる。
- したがって、各一般送配電事業者から受領した落札優先順位等をもとに、広域機関にて供給信頼度評価を実施し、評価結果がNGであった場合は、次の見直した落札優先順位にて、再度供給信頼度評価を実施するなどの業務フローを2022年度向け調整力公募に向けて整備することとする。



- 前述のとおり、2022年度向け調整力公募における電源Ⅰ'の必要量の考え方を検討するにあたり、2022年度以降の電源Ⅰ'の広域的な運用を前提に、供給信頼度評価内容およびひっ迫時の需給状況について整理した。
 - 全体としての電源Ⅰ'の必要量をどのように考えるか
 - ・ 電源Ⅰ'の必要量は、年間EUE基準を満たす範囲にて全国(9エリア計)で3%となる。
 - 各エリアの電源Ⅰ'の必要量をどのように考えるか
 - ・ 調整力公募は各エリアの一般送配電事業者が実施することから、上記の9エリア計の電源Ⅰ'の必要量3%を、各エリアにどのように配分するかについて整理することが必要となる。
 - ・ kWh不足時のBG不足インバランスによる需給ひっ迫に対しても、広域的に対応していくことが必要である。
 - ・ 各エリアの電源Ⅰ'量として各エリアH3需要の3%を調達することで、供給信頼度を確保することができる。
 - ・ 9エリア計の電源Ⅰ'の必要量3%を、各エリアの年間EUEが供給信頼度を満たす範囲で、各エリアにどのように配分しても、連系線の空き容量が減少する等の影響は生じない。
- 以上のことから、供給信頼度評価内容および需給ひっ迫時における広域的な運用を踏まえて、2022年度向け調整力公募における電源Ⅰ'の必要量の考え方としては、全国(9エリア計)で3%の電源Ⅰ'の必要量を、各エリアに均等に配分することとし、具体的には、**各エリアの電源Ⅰ'の必要量を各エリアH3需要の3%とし、各エリアの年間EUEが供給信頼度を満たす範囲でのエリア外調達を可能とすることとしてはどうか。**
- なお、上記の電源Ⅰ'の必要量の考え方の見直しにより、これまでの各エリアのH3需要とH1需要等を踏まえて電源Ⅰ'の必要量を算定する方法と比べて、各年度の電源Ⅰ'の必要量の変動は一定程度抑制されると想定されることから、事業者の予見性への影響も緩和されると考えられるか。(容量市場後の発動指令電源とも整合する。)

～一般送配電事業者が需給ひっ迫時に対応するための供給力の方向性の整理・検討～

- 第59回本委員会(2021年3月23日)において、一般送配電事業者が不足インバランス対応として活用する調整力のうち、kWh不足に対して、どのような調整力にて対応すべきか検討することとした。
- **今回**、一般送配電事業者が不足インバランス対応として活用する現状および将来の調整力をもとに、kW不足ではなく、kWh不足対応の観点から、**一般送配電事業者が需給ひっ迫時に対応するための供給力の方向性を検討したため、ご議論いただきたい。**
- 具体的には、「(1)電源Ⅰ」、「(2)電源Ⅱ」、「(3)電源Ⅰ'」、「(4)三次調整力①等」、「(5)自家発電増し等」の調整力を対象に検討した。(必要によりそれ以外も検討することとする。)
- なお、kWh不足に対しては、本来は、供給能力確保義務を負う小売電気事業者が、計画値同時同量のもと、対応すべきものであることから、本検討にあたっては、**小売電気事業者の供給力確保の妨げとならないように留意**することとした。

<一般送配電事業者が需給ひっ迫時に対応するための供給力の整理・検討>

対応手段	調整力公募			需給調整市場	追加供給力対策	左記以外
	(1)電源Ⅰ	(2)電源Ⅱ	(3)電源Ⅰ'	(4)三次調整力①等	(5)自家発電増し等	
kWh不足 対応策案	・長時間の継続 時間	・調達量増加	・長時間の継続 時間	・調達量増加	・発電増し量増加	・調達量 ・要件
課題	今回整理					
対応の 方向性						

(1)電源 I による対応

対応手段	調整力公募			需給調整市場	追加供給力対策
	(1)電源 I	(2)電源 II	(3)電源 I'	(4)三次調整力①等	(5)自家発電き増し等

19

- 電源 I によりkWh不足に対応する場合、今冬の需給ひっ迫はkW不足ではなかったことから、電源 I のkW調達量を増やすのではなく、電源 I によるkWh供出可能量を増加させるべく、**電源 I に対して長時間の継続時間を依頼**することが考えられる。
- **具体的には**、現状の電源 I 契約の運用要件において、継続時間は7～11時間である。そして、kWh不足に対応するために、**24時間などの長時間の継続時間を依頼**することが考えられる。
- 本来、電源 I は、電源脱落時や時間内変動などの時々刻々の需給変動に対応すべく周波数制御機能を具備しているものであり、電源 I に対して長時間の継続時間を依頼するにあたっては、燃料枯渇等により周波数制御機能が無効とならないように留意することが必要である。他方で、電源 I として契約する火力等については、燃料状況によっては長時間の継続時間に協力いただける可能性があると期待される。
- したがって、電源 I に対する長時間の継続時間の依頼については、**事業者の受容性を確認しつつ、実施していくことが必要**ではないか。

継続時間：7時間～11時間⇒長時間(例えば24時間)の継続時間を依頼

	周波数制御用	需給バランス調整用	
	ハイスピーク・高速発動	ロースピーク・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：0.5万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：0.5万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 ・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：0.5万kW	【II-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：0.5万kW	【II'】 ・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：0.1万kW

※電源 I -bは現在調達可否を信頼度の面から検討中のため、電源 I -aを対象として記載

対応手段	調整力公募			需給調整市場	追加供給力対策
	(1)電源Ⅰ	(2)電源Ⅱ	(3)電源Ⅰ'	(4)三次調整力①等	(5)自家発電き増し等

- 電源ⅡによりkWh不足に対応する場合、昨年度までFIT予測誤差対応として実施していた電源Ⅱ 事前予約のスキームを準用して、**電源Ⅱの調達量を増やす**ことが考えられる。
- 他方で、今冬のkWh不足の需給ひっ迫においては、**燃料不足から電源Ⅱ余力が減少**していた。そして、燃料制約の水準を超過して(燃料を先使いして)電源Ⅱ 余力を増加させて対応していたところ。
- したがって、電源ⅡによるkWh不足対応としては、**燃料の先使い運用が可能となるように電源Ⅱの募集要綱等に予め取り決めておくべき**と考えられるがどうか。なお、燃料の先使い運用により**電源Ⅱの卸電力市場への供出に過度な制約が生じないように留意**することが必要である。

売り切れが発生したコマにおける電源Ⅱへの指令

- ① 電源Ⅰが揚水発電であってその貯水量が十分でない場合に、電源Ⅰの代替として、電源Ⅱの火力を、発電事業者が設定した燃料制約の水準を超過して(燃料の先使いをして)指令するケース
- ② 電源Ⅰでは不足する場合に、電源Ⅱの火力を、発電事業者が設定した燃料制約の水準を超過して(燃料の先使いをして)指令するケース

スポット市場への影響(考察)

- こうした電源Ⅱ指令は、発電事業者が燃料制約のためにスポット市場に投入しなかった分への指令であることから、そのコマについては市場に影響は与えていなかったと考えられるのではないかと。(後述する電源Ⅱ予約を除く。)
- 他方で、こうした指令は先々のコマのために確保しておいた燃料を消費することとなるため、翌日以降のスポット市場投入可能量に影響があったと考えられる。
- これについて、上述①のケースについては、仮に電源Ⅱに指令せず電源Ⅰ揚水に指令した場合には、いずれ揚水ポンプアップが必要となり、揚水ロスを考慮すると、先々のコマにおけるスポット市場投入可能量はさらに減少したと考えられる。すなわち、この電源Ⅱ指令の先々のコマのスポット市場への影響は、電源Ⅰに指令する場合よりむしろ小さかったと言えるのではないかと。
- また、上述②のケースについては、このコマの需給調整には不可欠の指令であったことから、その後のスポット市場投入可能量に影響があったとしても、致し方ないものと言えるのではないかと。

(注) 電源Ⅰの揚水発電のポンプアップを発電事業者が行うこととされている契約の場合、①の電源Ⅱの稼働は、契約に基づく電源Ⅰ揚水のポンプアップを履行したことから扱われる。

(3)電源Ⅰ'による対応

対応手段	調整力公募			需給調整市場	追加供給力対策
	(1)電源Ⅰ	(2)電源Ⅱ	(3)電源Ⅰ'	(4)三次調整力①等	(5)自家発電き増し等

21

- 電源Ⅰ'によりkWh不足に対応する場合、今冬の需給ひっ迫はkW不足ではなかったことから、電源Ⅰ'のkW調達量を増やすのではなく、電源Ⅰ'によるkWh供出可能量を増加させるべく、**電源Ⅰ'に対して長時間の継続時間を依頼すること**が考えられる。
- **具体的には**、現状の電源Ⅰ'契約の運用要件において、継続時間は3時間である。そして、kWh不足に対応するために、**24時間などの長時間の継続時間を依頼すること**が考えられる。
- 今冬の需給ひっ迫対応として、自家発電の焚き増しをお願いするにあたり、電源Ⅰ'のリソースとして活用する自家発電に対しても、緊急的に長時間のkWh供出を求めて対応していたことを確認している。また、国の審議会(第32回電力・ガス基本政策小委員会(2021年3月26日))において、自家発電ではなく、工場等の操業調整を行うDRについて、一週間であれば長時間の対応も可能と考えられるとの事業者の見解をいただいているところ。
- 他方で、DRの一部については、今冬の需給ひっ迫対応において、1日複数回及び連日発動があったが、継続的なkWh不足に対して応動し続けるのは難しい面があったことも確認している。
- したがって、電源Ⅰ'に対する長時間の継続時間の依頼については、**事業者の受容性を確認しつつ、実施していくことが必要**ではないか。

● 緊急時確保自家発電の稼働要請に対する運用・精算ルール

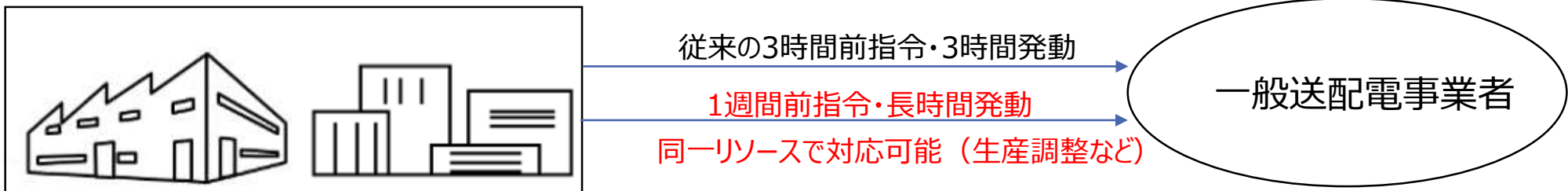
- 一般送配電事業者は、緊急的な供給力確保の必要性から自家発電保有者に対し、急遽、稼働要請を行ったが、その精算については事後に協議が行われている。また、今回稼働した自家発電の中には、電源Ⅰ'のリソースと重複しているものもあり、電源Ⅰ'の発動指令に対するペナルティやインバランス料金の精算において事後調整が発生している。緊急時の自家発電の稼働要請に対する約款等の規程類の整備を含めた運用・精算ルールの検討が必要ではないか。

【出所】第58回制度設計専門会合（2021年3月24日）資料6-1

https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/058_06_01.pdf

- kWh不足の需給ひっ迫に対応するための供給力対応について、代表的な需要家に、長時間の継続時間の対応可否について聞き取り確認を行った。
- その結果、長時間の継続時間の対応は困難という需要家はいるものの、**1週間～3日前に連絡があれば、電源 I' と同一リソースから、kWh不足の需給ひっ迫に対応するための一定程度の長時間の継続時間の対応の供給力を提供することが可能な需要家がいる**ことが確認された。
 - 1週間から3日前に連絡があれば、生産調整や自家発長時間運転による対応を行う余地が生まれ、ある程度の長時間（8時間～1週間）のkWhを供給可能な需要家が存在することを確認(電源 I' と同じリソースから長時間供給可能な需要家を確認)
 - 長時間のkWh供給時は生産調整を行う関係上、その時の工場が生産する製品の需要にもよって、ベースラインや供出可能量は左右される(ベースラインの設定や契約量の設定が課題)
 - 生産調整での対応の場合、一定の収益がないと実施困難(kW価格やkWh価格にインセンティブが必要であり、ペナルティへの配慮も必要)
 - 6日間すべてを対応することが難しい場合は、複数の需要家をアグリゲートとして、長時間のkWhの供給力を提供することが可能となる場合もある

電源 I' の契約需要家



- 国の審議会(第32回電力・ガス基本政策小委員会(2021年3月26日))において、自家発ではなく、工場等の操業調整を行うDRについて、一週間であれば長時間の対応も可能と考えられるとの事業者の見解をいただいている。



アワー不足対策DR実現のポイント

不足インバランスよりも安く、協力頂く需要家の理解が得られるkWh feeが重要

- FACT 1&2から1週間連続発動を前提に確保する
- 以下の点をクリアする必要がある
 - ① 需要家側としては、現行制度は「3 hours/day」が前提
⇒「一週間(24h×7days=168h)」程度の継続もあることを「ご理解頂く」
 - ② それに見合うkWh feeの設定
⇒使用するBGとしては「不足インバランスよりも経済合理性が高い」こと

100万kWクラスのLNG火力 24h稼働 ⇒ 3,000トンのLNG使用量 ならば...

50万kW×24h×7日のアワー不足対応DR ⇒ 10,500トンのLNG節約に匹敵

アワー不足DRの中期的な「出口戦略」として
「電源I ダッシュ・ダッシュ」的なものや
「容量市場・発動指令電源」等を活用したkW
価値を担保したものをご検討頂きたい

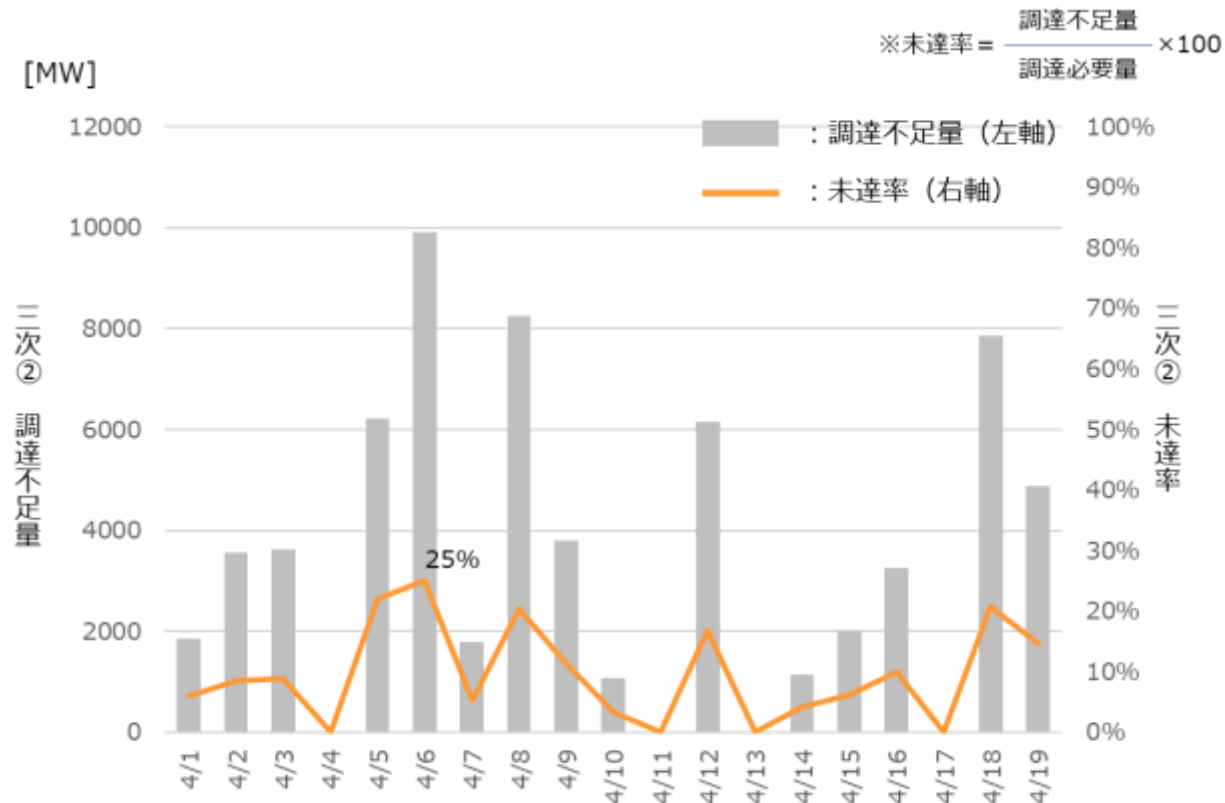
旧一電保有の需給調整契約の「真の」
開放に繋がる可能性

(4)三次調整力①等による対応

手段	調整力公募			需給調整市場	追加供給力対策
	(1)電源Ⅰ	(2)電源Ⅱ	(3)電源Ⅰ'	(4)三次調整力①等	(5)自家発電き増し等

24

- 需給調整市場では、不足インバランス対応として、三次調整力①等を週間段階でスポット市場よりも前に調達する。
- **三次調整力①等**によりkWh不足に対応する場合、**その調達量を増やす**ことが考えられる。しかし、今冬のkWh不足時には、卸電力市場の売り応札量が不足していたことから、需給調整市場においても同様にkWh不足時には売り応札量が不足するリスクが生じる可能性がある。
- また、今年度から取引開始となった三次調整力②では、足下で調達量不足が発生している。需給調整市場における売り応札量不足については状況によっては需給ひっ迫のリスクとなる。このような売り応札量不足の発生要因を分析した上で、**売り応札量不足を解消する仕組みを継続的に検討する**ことが必要ではないか。



- 一般送配電事業者が自家発電の増し増し(及び電源Ⅲの増し増し)を要請することによるkWh不足の対応については、今冬の需給ひっ迫において、追加供給力対策として実施したものである。
- 他方で、一般送配電事業者の調整力として自家発電増し増し(及び電源Ⅲ 増し増し)を実施したことにより、小売電気事業者の想定外の不足インバランスが発生して、その分の供給力の確保ができなかったという意見を確認しているところ。自家発電増し増し量を増加させることは、**小売電気事業者の供給力確保の妨げとならないか十分に留意する必要がある**と考えられるかどうか。
- なお、需給ひっ迫時に、自家発電の増し増し量(及び電源Ⅲの増し増し量)が卸電力市場に応札されることは、小売電気事業者の供給力確保に寄与するとともに、不足インバランスの減少により一般送配電事業者の調整力確保にも寄与する。したがって、**需給ひっ迫時において、適切な卸電力市場価格のもと、自家発電の増し増し(及び電源Ⅲの増し増し)が自主的に実施されるような仕組みについて継続的に検討**していくこととしてはどうか。

今冬の需給ひっ迫を踏まえた調整力に関する課題の検討について

● 緊急時確保自家発電の稼働要請に対する運用・精算ルール

- － 一般送配電事業者は、緊急的な供給力確保の必要性から自家発電保有者に対し、急遽、稼働要請を行ったが、その精算については事後に協議が行われている。また、今回稼働した自家発電の中には、電源Ⅰ'のリソースと重複しているものもあり、電源Ⅰ'の発動指令に対するペナルティやインバランス料金の精算において事後調整が発生している。緊急時の自家発電の稼働要請に対する約款等の規程類の整備を含めた運用・精算ルールの検討が必要ではないか。

【出所】第58回制度設計専門会合（2021年3月24日）資料6-1

https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/058_06_01.pdf

- 前述のとおり、一般送配電事業者がkWh不足の需給ひっ迫に対応するための供給力について、現状および将来の不足インバランス対応の調整力をもとに、その方向性を整理・検討した。
- 2022年度向け調整力公募としては、**電源Ⅰおよび電源Ⅰ'における長時間の継続時間の依頼について検討**することとしてはどうか。また、**電源Ⅱにおける燃料先使い運用の電源Ⅱ募集要綱への反映を検討**することとしてはどうか。そして、その他の調整力については、それぞれの課題について継続検討することとしてはどうか。
- なお、電源Ⅰおよび電源Ⅰ'において長時間の継続時間を依頼することの具体的な実施方法については次ページにて整理する。

＜一般送配電事業者がkWh不足の需給ひっ迫に対応するための供給力の整理・検討＞

2022年度向け調整力公募に向けて検討

対応手段	調整力公募			需給調整市場	追加供給力対策
	(1)電源Ⅰ	(2)電源Ⅱ	(3)電源Ⅰ'	(4)三次調整力①等	(5)自家発電増し等
kWh不足 対応策案	長時間の継続時間	調達量増加	長時間の継続時間	調達量増加	焚き増し量増加
課題	調整力公募として過度な要件となることから事業者の受容性を確認しつつ調達することが必要	kWh不足時は電源Ⅱ余力が減少していた	自家発電提供事業者の受容性はあるものの、DR事業者の受容性を確認しつつ調達することが必要	kWh不足時は需給調整市場の売り応札量が減少するリスクがある	一般送配電事業者が調整力としての調達量を増やすことは小売電気事業者の供給力確保の妨げとなる
対応の 方向性	事業者の受容性を確認しつつ長時間の継続時間を依頼する (具体的な実施方法は次ページに整理)	燃料先使い運用の検討と2022年度電源Ⅱ募集要綱への反映。 なお、市場供出の妨げとならないように留意	事業者の受容性を確認しつつ長時間の継続時間を依頼する (具体的な実施方法は次ページに整理)	市場応札量不足を解消する仕組みを継続検討	ひっ迫時に適切な卸電力市場価格のもと、自主的に焚き増しが実施されるような仕組みについて継続検討

- 電源 I'において長時間の継続時間を依頼するにあたり、その具体的な実施方法について、下表の案A～Dの4案を検討し、需給ひっ迫リスク対応の蓋然性、調達費用、小売の供給力確保への影響などの観点から比較整理した。
- 今冬のkWh不足を踏まえ、今後、**kWhバランスのモニタリング等**について整備していくことから、その**新たな取り組みの効果等について確認しつつ、当面は案A(可能な範囲の協力依頼)にて対応することとし、抜本的な対策の必要性が生じた場合に、改めて各案を比較検討すること**としてはどうか。また、**来冬に向けても可能な範囲で協力依頼**することとしてはどうか。

実施 方法案	案A 可能な範囲の協力依頼	案B 公募の追加オプション	案C 公募の新たな商品 (電源 I'の機能追加)	案D 公募の新たな商品 (kWh対応特化商品)
概要	電源 I'の契約交渉において、kWh不足対応への可能な範囲での協力を依頼する(公募要綱に記載)	電源 I'公募において長時間の継続時間の対応を追加オプションとし、落札時の評価点に加算する	電源 I'の要件を一部見直した新たな商品(例えば、電源 I'-xなど)として必要量を調達する	これまでのkWを調達していた調整力公募に対し、kWh対応に特化した新たな商品として必要量を調達する
メリット	- 調整力費用が殆ど増加しない - 一送が調達する調整力は増加しない(小売の供給力確保への影響は小さい)	- 電源 I'のkW対応にkWh不足対応を加えた調整力を調達することができる - 一送が調達する調整力は増加しない(小売の供給力確保への影響は小さい)	- 電源 I'のkW対応にkWh不足対応を加えた調整力を調達することができる - 一送が調達する調整力は増加しない(小売の供給力確保への影響は小さい)	- kWh対応という目的のみに沿った調整力を調達することができる - これまで電源 I'に参画していなかった新たなリソースを発掘できる可能性がある
デメリット	- 需給ひっ迫時のリスク対応としての蓋然性が低い →kWhモニタリングなどの新たな取り組みにより需給ひっ迫リスクが軽減される効果が得られることも考えられるか	- 追加オプションに係る落札状況が分かりにくい(需要家にメリットが伝わりにくい) - 評価点の大小が事業者のインセンティブに影響する - 調整力費用が増加する(評価点の影響を受ける)	電源 I'に参画する事業者に限定した商品(寡占市場)となることから約定価格が高額となる可能性がある(調整力費用が増加する)	- 電源 I'と同一リソースであることを許容しない場合、一送が調達する調整力が増加することとなる(小売の供給力確保への影響の可能性あり) - 事業者の受容性が不明(状況によっては寡占市場となり、調整力費用が増加)
※電源 I も電源 I'と同様に協力依頼とする				

(参考) 電源 I 'における長時間の継続時間の依頼内容(要件等)の検討

要件	電源 I '	電源 I 'における長時間の継続時間の依頼
継続時間	3時間	今回整理
発動回数	年間12回	
応動時間	3時間	
調達上限量	募集量の範囲	
ベースライン	High 4 of 5を標準	
その他	—	

(参考)電源 I 'における長時間の継続時間の依頼内容(要件等)の検討 ～継続時間・発動回数～

要件	
継続時間	
発動回数	
起動時間	
調達上限量	
ベースライン	
その他	

29

- 今冬の需給ひっ迫時の全国のインバランス発生状況としては、日曜日を挟んで6日間にわたり連続して、平均として約93GWh/日の不足インバランスが発生していた。このことは、電源 I および電源 I 'の現行の要件の継続時間におけるkWh供出可能量の約50GWh/日に対して、約43GWh/日の調整力kWhが不足することとなる。
- さらに、kWh不足状況については以下のような特徴があると考えられる。
 - 夏季よりも冬季の方が、ピーク需要とオフピーク需要の差が小さく、需要の総量（日電力量）が大きい。
 - 厳冬期の気温状況としては、日平均気温が平年よりも1度以上低い日は連続で6～7日程度発生し、その後、一時的に気温は緩む傾向である。
 - kWh不足の需給ひっ迫においては、ピーク帯のみでなく、1日を通して追加供給力対策を実施することが有効である。
- 以上のことから、電源 I および電源 I 'の長時間の継続時間の依頼における**継続時間としては、24時間連続稼働×6日間程度とし、約43GWh/日の電力量**を調達目標とすることで、今冬の需給ひっ迫のような連続した不足インバランスに対して対応していくことが考えられるかどうか。
- また、今冬において、上記の不足インバランスの6日程度連続の大幅増加は、1回発生していることから、**発動回数は1回とする**ことが考えられるか。(発動した場合は、現行の電源 I '(継続時間:3時間)における年間の発動回数の4回程度として評価することが考えられる。)

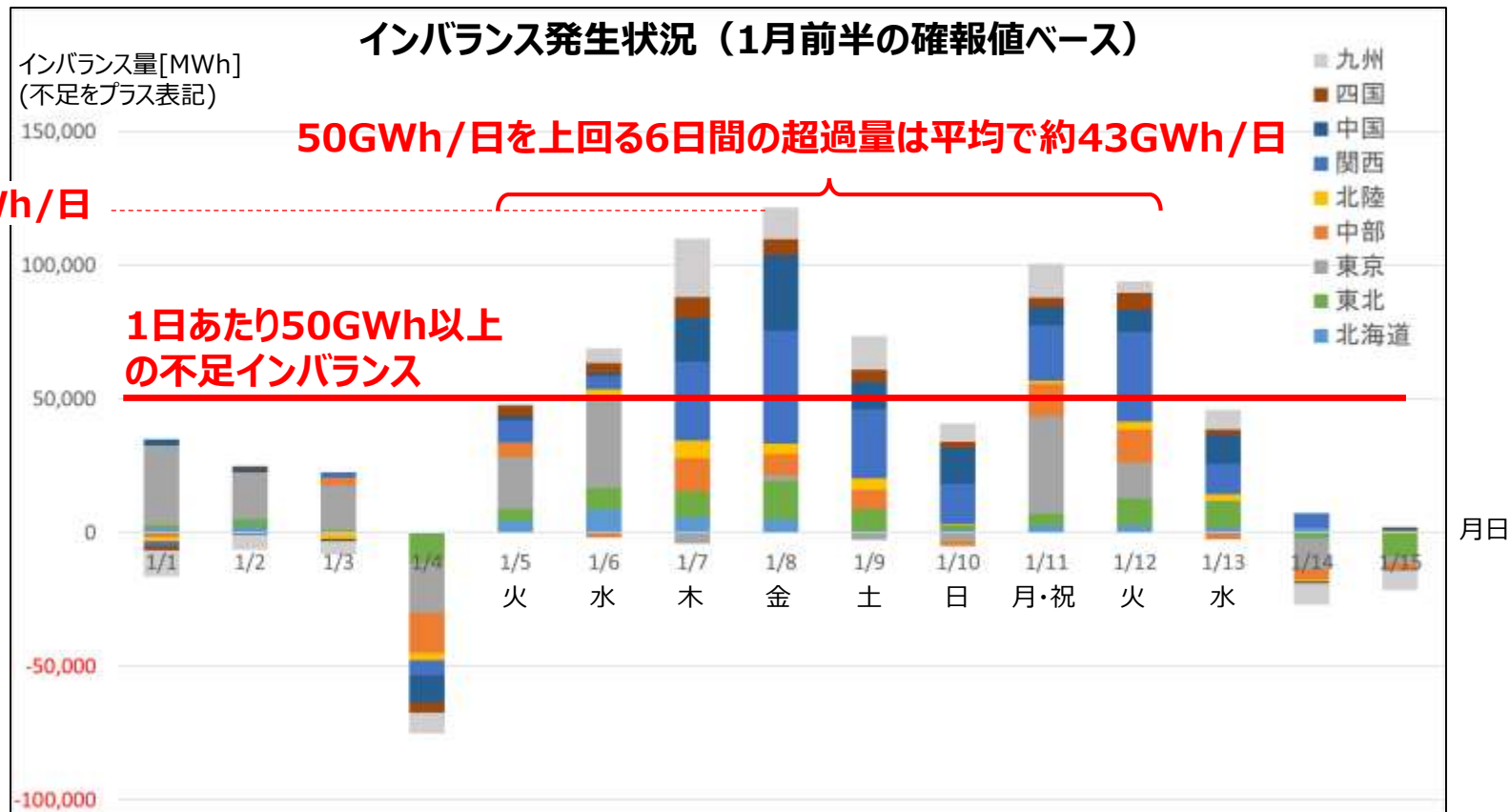
(参考) 今冬の需給ひっ迫における不足インバランス発生状況

出所) 第59回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2021年3月23日)資料6 https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/chousei_jukyu_59_haifu.html

- 不足インバランス補給電力として活用する調整力のうち、一般送配電事業者が公募調達する電源 I・I' の不足インバランス対応可能量※は、約50GWh/日(I :約35GWh/日(前述を踏まえ I -b除く)、I' :約15GWh/日の合計)となる。
- これに対して、今冬の需給ひっ迫時のインバランス発生状況としては、50GWh/日を超過する不足インバランスが日曜日(1/10)を挟んで6日間にわたり連続して発生しており、その超過量の平均値は約43GWh/日であった。
- 以上のことから、今冬の需給ひっ迫時の不足インバランス量に対して、現状の**電源 I・I' の不足インバランス対応可能量を上回るkWh不足の対応策について今後検討すべき**と考えられるかどうか。

※電源 I・I' の公募要件(運転継続時間)より算出(燃料制約(揚水は上池制約)は考慮せず、電源 I の電源脱落・時間内変動対応分除く、電源 I' はOP分含む)

最大約120GWh/日



(参考) 需要の特徴について

出所) 第57回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2021年2月15日)資料2 https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/chousei_jukyu_57_haifu.html

■ 夏季と冬季の需要曲線は性質が異なる。

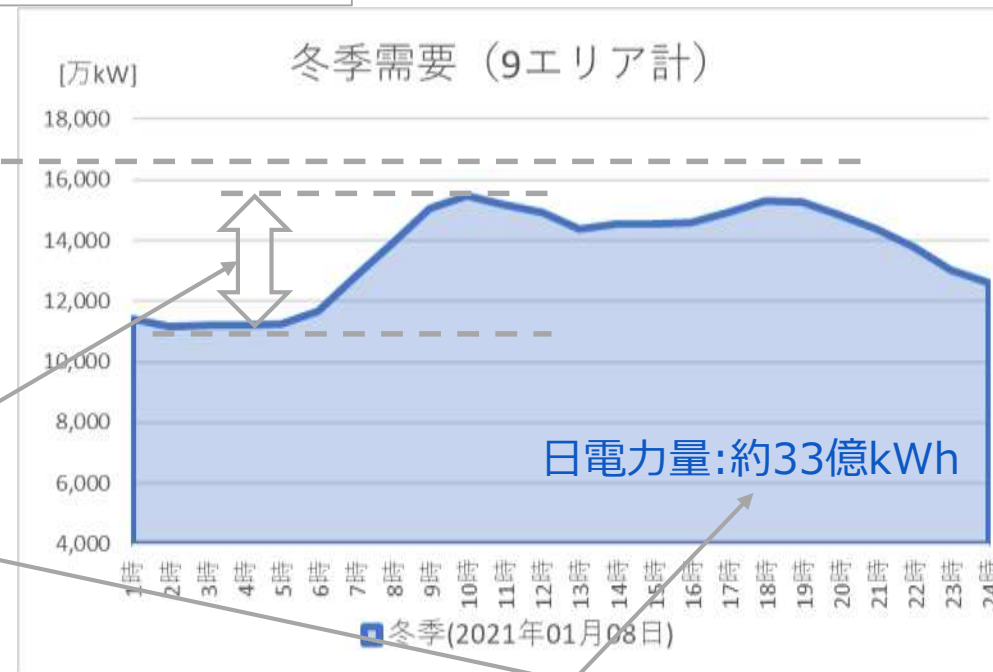
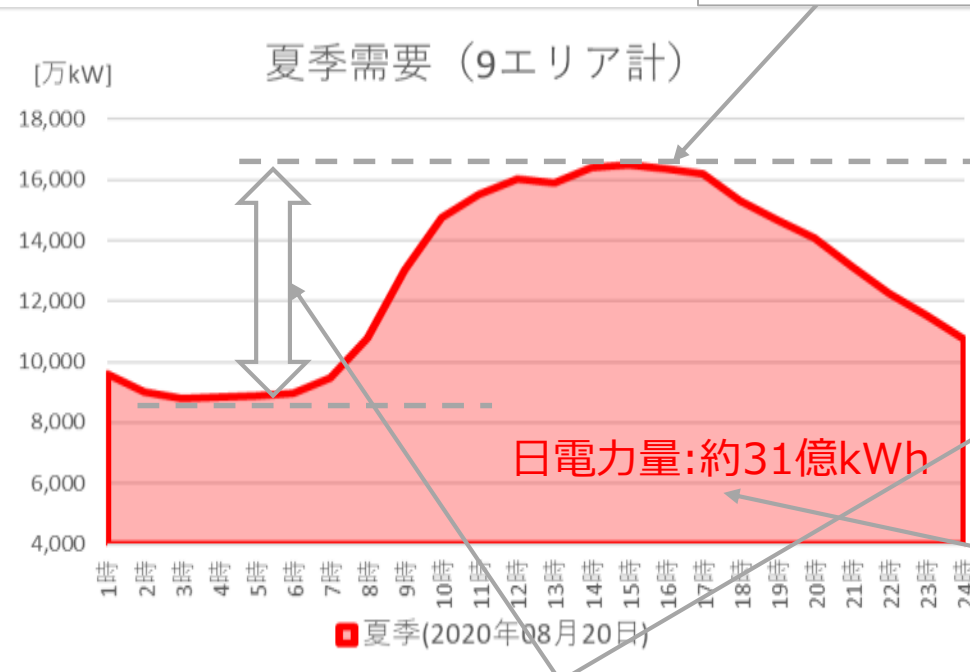
夏季：1日のピーク需要が大。夜間は低需要。

冬季：ピーク需要とオフピーク需要の差が小。需要の総量（日電力量）が大。

■ このため、夏季はkWhひっ迫よりkWひっ迫の可能性が高いと考えられる。

■ 対して冬季はkWhひっ迫の可能性が夏季より高く、昼夜を問わず、高いレベルでの供給力を維持し続ける必要がある。

1日のピーク需要は夏季の方が大きい

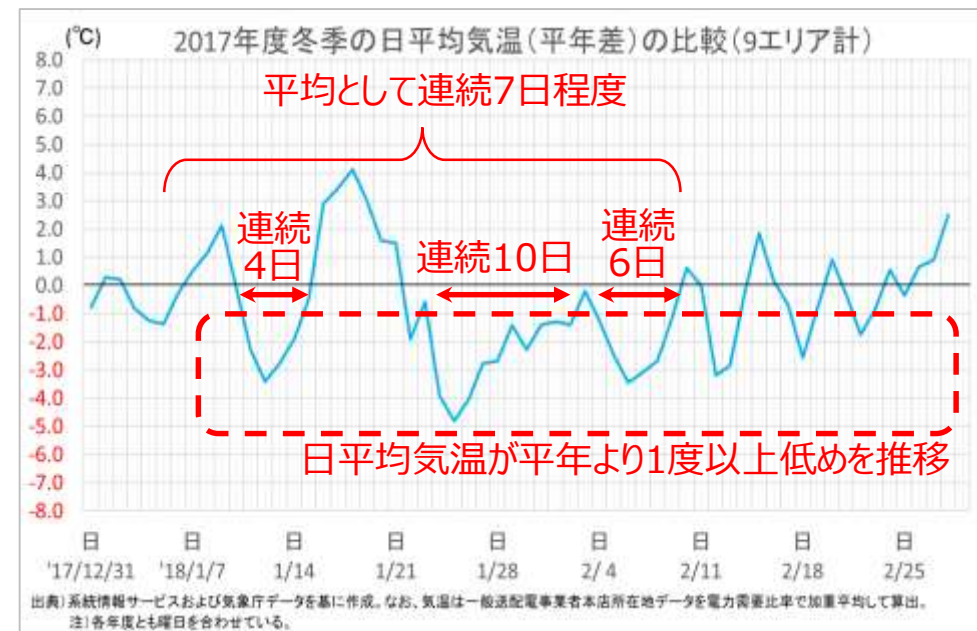
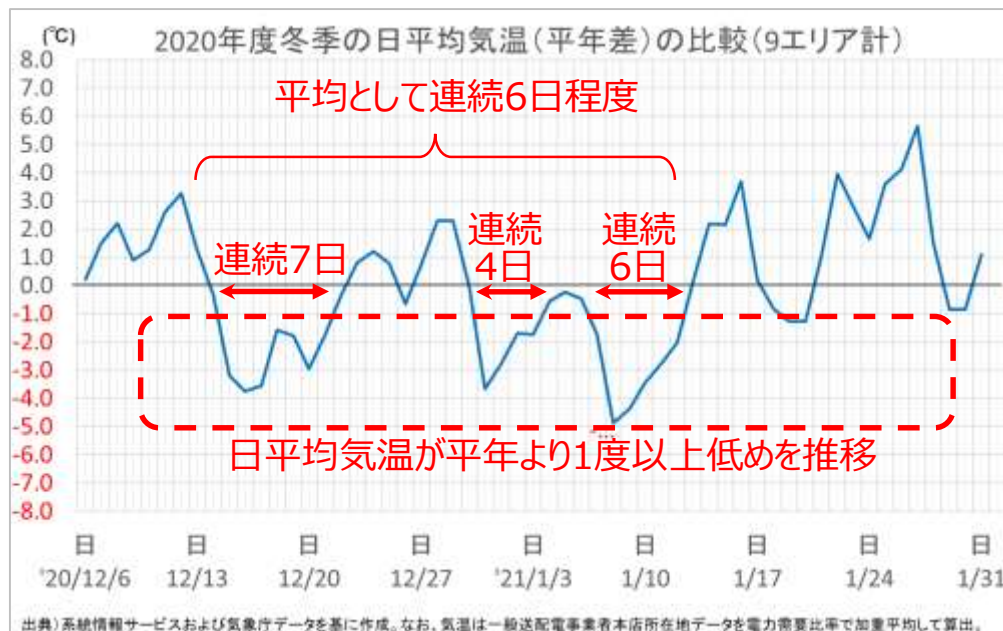


1日のピーク需要とオフピーク需要の差が、冬季が小さい

需要の日電力量(面積)は冬季が大きい

(参考) 冬季厳気象時の気象状況

- 今冬の12月後半～1月前半の気象状況としては、日平均気温が平年よりも約1～5度と低めを推移し、日平均気温が平年よりも1度以上低い日は連続で6日程度発生していた。その後、一時的に気温は緩む傾向であった。
- 2017年度の冬季においても、日平均気温が平年よりも約1～5度と低めを推移し、日平均気温が平年よりも1度以上低い日は連続で7日程度発生していた。その後、一時的に気温は緩む傾向であった。



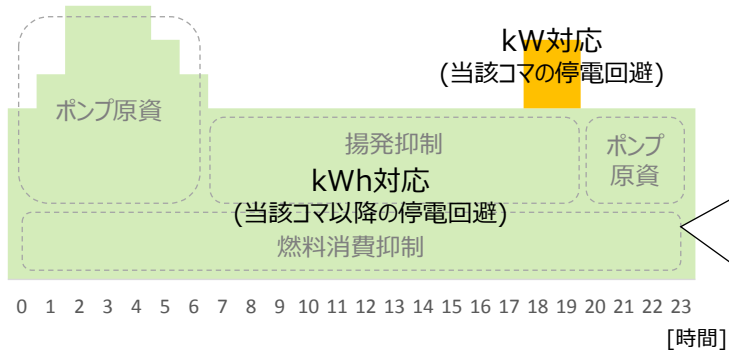
- 今冬の全国最大需要が発生した1月8日(金)では、最も全国的に予備率が小さくなる点灯ピークに備え、予め揚水の上池水量を備えておくとともに、火力の燃料を備えておくこととし、1日を通して融通指示を実施した。
- 上記のように、kWh不足の需給ひっ迫においては、その追加供給力対策はピーク帯のみでなく、1日を通して実施することで効果を得られることとなる。

一般送配電事業者に対する融通指示

20

■ 今冬の需給ひっ迫に係る融通指示は、従来のkW対応と異なり、大半がkWh対応のために実施した。

今冬の融通パターン（イメージ）

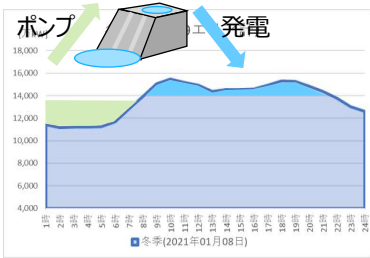


1月8日の実績

	目的	受電エリア	融通量
kW融通	供給力確保	1 エリア (中国)	40万kWh
kWh融通	揚水ポンプ原資	5 エリア (東京、北陸、関西、 中国、九州)	3,460万kWh
	揚水発電抑制		
	燃料消費抑制		

<kWh融通>

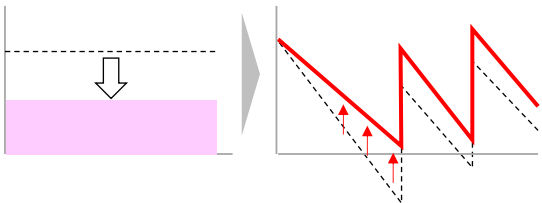
○揚水ポンプ原資／発電抑制



○燃料消費抑制

火力出力抑制

燃料切れ回避



(参考) 今冬のkWh不足時の電源Ⅰ' 発動状況

- 今冬のkWh不足時における不足インバランスが大きかった1月6日(水)～1月12日(火)において、現行の電源Ⅰ' (継続時間:3時間)を約4日間にわたり発動している。
- したがって、電源Ⅰ'における長時間の継続時間(24時間×6日間)の1回の発動により、現行の電源Ⅰ' (継続時間:3時間)の4回程度以上の発動の効果があると考えられる。

日にち	北海道	東北	東京	中部※1	北陸	関西	中国	四国	九州
1月4日(月)	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1月5日(火)	—	9:30-19:30	17:00-20:00	—	—	9:30-11:30 17:00-20:00	不足インバランスが大きかった期間		
1月6日(水)	16:30-22:00	9:00-20:00	17:00-20:00	—	—	16:00-19:00			
1月7日(木)	9:00-24:00	15:30-20:00	17:00-20:00	—	15:00-21:00	9:00-20:00	9:00-19:00	17:00-20:00	—
1月8日(金)	0:00-11:00, 17:30-24:00	9:00-20:00	17:00-20:00	—	9:00-19:00	9:00-20:00	9:00-19:00	17:00-20:00	15:30-20:00
1月9日,10日	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1月11日(月)	2:00-8:00	—	—	—	—	—	—	—	—
1月12日(火)	17:00-23:30	9:00-20:00	17:00-20:00	—	—	9:00-20:00	9:00-19:00	—	—
1月13日(水)	—	—	17:00-20:00	—	—	9:00-20:00	9:00-19:00	—	16:00-20:00
1月14日(木)	—	—	17:00-20:00	—	—	9:00-12:00, 17:00-20:00	9:00-19:00	—	—
1月15日(金)	—	—	17:00-20:00	—	—	9:00-12:00	9:00-19:00	—	—
1月16日,17日	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1月18日(月)	—	—	—	—	—	9:00-12:00	9:00-19:00	—	—
1月19日～22日	—	—	—	—	—	16:00-19:00※2	—	—	—

※1 中部エリアは、冬期は電源Ⅰ'を確保していない。 ※2 1/20は17時から20時、1/22は9時から12時まで稼働。

(参考) 電源 I 'における長時間の継続時間の依頼内容(要件等)の検討 ～応動時間～

要件
継続時間
発動回数
応動時間
調達上限量
ベースライン
その他

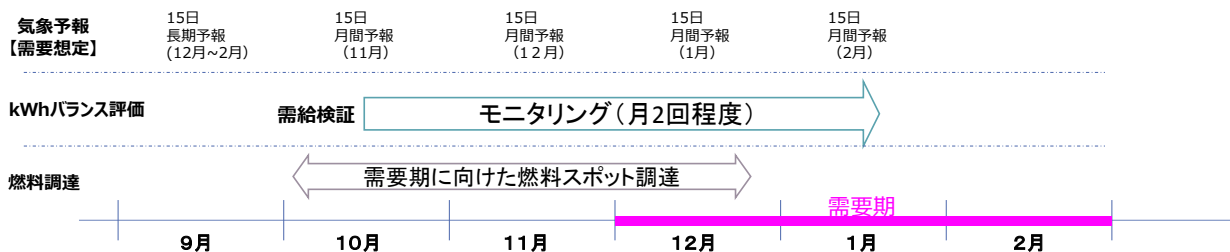
35

- 現状の電源 I 'は、当日の需給状況から、厳気象H1需要発生等によるkW不足有無について確認した上で、発動を判断することから、応動時間は3時間以内としている。
- 他方で、今冬の需給ひっ迫のようなkWh不足に対しては、1日を通して対応することが必要であるため、発動要否の早期判断が必要である。また、第59回本委員会(2021年3月23日)において、**kWhバランスのモニタリングを月2回程度実施**することとしており、その評価結果からkW不足の発生有無を確認することが可能となると考えられる。
- **したがって、kWh不足対応としての電源 I 'の発動要否の判断については、上記のモニタリング結果を踏まえて、1週間程度前に実施**することとしてはどうか。(kW不足対応の応動時間は1週間程度以内としてはどうか。)

需給検証及びモニタリングにおけるkWhバランス評価の実施時期・頻度

4

- kWhバランス評価は今冬の需給ひっ迫の要因でも示したとおり、継続的な厳気象に伴う需要とそれに備える燃料調達が重要な要素である。この観点から、
 - ✓ 冬の需要期である12～2月の**長期予報は気象庁から毎年9月25日ごろに発表**されており、その後、毎月25日ごろに翌月の3か月間予報が公表されること
 - ✓ 燃料調達面では、LNGのスポット調達に1.5～2か月のリードタイムがあることから、**需要期に向けた調達が10月ごろから行われること**といった点を踏まえて実施時期や頻度を整理したい。
- このため、**kWhバランスは需要予測のインプットデータが揃い、燃料の追加調達などの対応ができるタイミングである冬期の需給検証(10月)において評価を行うこととし、その後定期的にモニタリング結果を公表していくこと**としたい。なお、前年度末(需要期の8か月以上前)に情報収集する供給計画では年初段階のkWhバランスを確認するが、次スライド以降で説明するシミュレーションを用いたkWhバランス評価は行わないこととしたい。
- モニタリングの頻度については、kWhバランス評価の経過をもって事業者の対応を促すため、**1か月ごとでは燃料調達状況の変化など対応が後手になる可能性もあることから、LNG燃料在庫が2週間程度ということも勘案し、月2回程度のモニタリング実施と結果公表を行うこと**としてはどうか。



【出所】第59回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2021年3月23日) 資料2

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/chousei_jukyu_59_haifu.html

(参考) 電源 I 'における長時間の継続時間の依頼内容(要件等)の検討 ～案B「公募の追加オプション」における評価点のイメージ～

要件
継続時間
発動回数
応動時間
調達上限量
ベースライン
その他

36

- 電源 I 'における長時間の継続時間の依頼については、事業者の受容性を確認しつつ調達することから、追加オプションとして落札評価方法に考慮することが考えられる。
- 具体的には、現行の電源 I 'の落札評価方法において、**長時間（例えば、1回×6日間）に応じられる場合は、落札評価の評価点に加算**し、ある一定の割合（電源 I と電源 I 'の合計で40GWh/日の追加オプション）までを上限に落札するといった対応が考えられるがどうか。

(参考) 東京PGの2021年度向け調整力公募評価方法（電源I'厳気象対応調整力募集要綱抜粋）

〔ステップ1〕 価格要素評価点の算定

価格要素評価配点は99点といたします。

入札案件の中で最も安価な入札価格[円/kW]（以下「基準入札価格」といいます。）を基準として、次式のとおり、評価用容量単価、評価用電力量単価、入札価格および価格要素評価点（小数点以下第1位を四捨五入いたします。）を算定いたします。

価格要素評価点

$$\begin{aligned} &= \frac{\text{基準入札価格}}{\text{評価用容量単価} + \text{評価用電力量単価}} \\ &\times \text{価格要素評価配点 (99点)} \end{aligned}$$

評価用容量単価

$$\begin{aligned} &= \frac{\text{容量価格}}{\text{電源 I ' 厳気象対応調整力契約電力(送電端値)}} \\ &\times \frac{\text{運転継続可能時間 (3時間)}^{\text{※1}}}{\text{運転継続時間}} \\ &\times \frac{11\text{時間}}{\text{電源 I ' 厳気象対応調整力提供可能時間数}^{\text{※2}}} \end{aligned}$$

評価用電力量単価

$$\begin{aligned} &= \text{上限電力量単価} \times \text{年間想定発動回数(3.6回)} \\ &\times \text{運転継続可能時間 (3時間)} \end{aligned}$$

※1 運転継続時間が3時間を超過する場合は3時間といたします。

※2 電源 I ' 厳気象対応調整力提供可能時間数が11時間を超過する場合は11時間といたします（9時～20時の間）。

〔ステップ2〕 非価格要素評価点の算定

非価格要素評価配点は1点といたします。

次の非価格要素について評価を行ない、非価格要素評価点を算定いたします。

長時間応動可能な場合は
加点点評価してはどうか

(1) 加点点評価

加点点項目 1 +1点：指令応動時間が1時間未満のもの

ただし、加点点項目 1 は、当社が属地TSOとならない場合、連系線の設定変更等が必要となり、結果として指令から調整までが1時間未満とならないことから加点点評価いたしません。

〔ステップ3〕 総合評価点の算定

ステップ1で算定した価格要素評価点とステップ2で算定した非価格要素評価点の合計を総合評価点とし、総合評価点が高い入札案件から順位付けいたします。総合評価点が同点の場合は、価格要素評価点が高い入札案件を評価順位の上位といたします。

【出所】 2020 年度 電源 I ' 厳気象対応調整力募集要綱（東京電力PG）

https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/reserve/2020/pdf/5-1_yoko.pdf

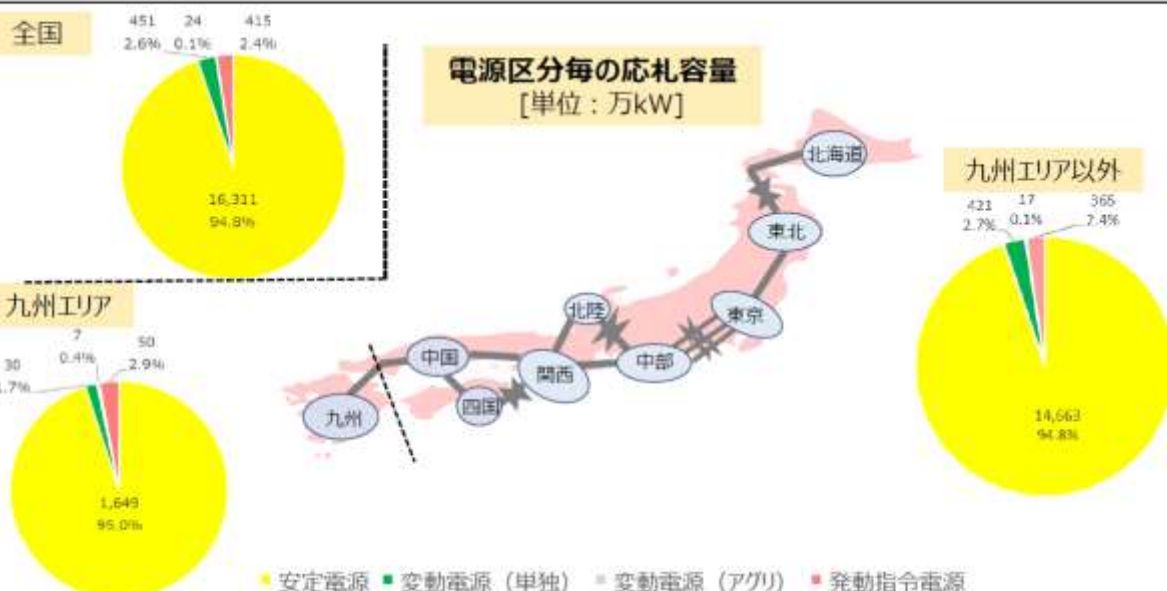
(参考) 電源 I 'における長時間の継続時間の依頼内容(要件等)の検討
 ～案C「公募の新たな商品(電源 I 'の機能追加)」における調達イメージ～

要件
継続時間
発動回数
応動時間
調達上限量
ベースライン
その他

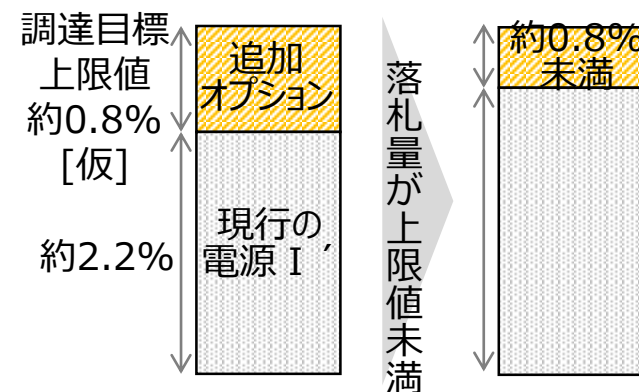
37

- 電源 I 'の追加機能(長時間の継続時間の依頼)については、事業者の受容性を確認しつつ調達することとし、**調達目標量の上限値を設定**することとしてはどうか。(例えば、各エリアH3需要の約0.8%[仮]が調達目標量の上限値と試算される。)
- 上記のような調達目標量の上限値を設定している事例としては、容量市場(初回オークション)における発動指令電源が挙げられる。発動指令電源は調達目標量3%を上限値として、仮に3%に落札量が満たない場合は、その代わりに安定電源を調達することとしている。
- したがって、仮に事業者の受容性の関係から**落札量が調達目標量に満たない場合は**、現行の電源 I 'を調達することにより、**追加機能有り電源 I 'と現行の電源 I 'の合計でH3需要の3%を調達**することとしてはどうか。

- 全国の電源等の区分別の応札容量は、安定電源が 16,311万kW (94.8%)、変動電源(単独)が 451万kW (2.6%)、変動電源(アグリゲート)が 24万kW (0.1%)、発動指令電源が 415万kW (2.4%) であった。
- なお、発動指令電源は、上限約定量(473万kW)に対し、88%の応札があった。



<追加機能有り電源 I 'の調達イメージ>



【出所】第27回容量市場の在り方等に関する検討会(2020年9月28日) 参考資料

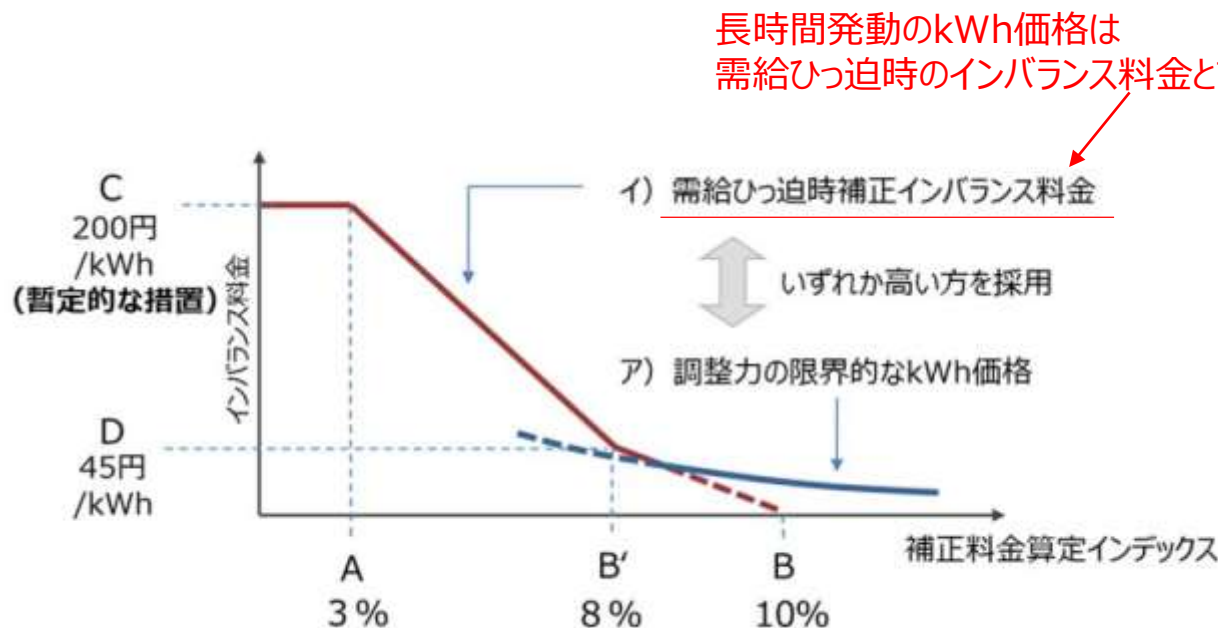
http://www.occto.or.jp/iinkai/youryou/kentoukai/2020/youryou_kentoukai_haihu27.html

(参考) 電源 I' における長時間の継続時間の依頼内容(要件等)の検討 ～kWh価格について～

要件
継続時間
発動回数
応動時間
調達上限量
ベースライン
その他

38

- 電源 I' のDRとしては、現行の継続時間3時間の場合(3時間対応)と継続時間が長時間の場合(長時間対応)とでは、事業者の対応が異なる(現行の電源 I' は3時間の操業を控えて、それ以外の時間にシフトするのに対して、継続時間が長時間の場合は当該期間の操業停止となる)ことが考えられる。
- したがって、3時間対応と長時間対応とでは、**実施内容が異なるため、その対価(kWh価格)も異なる**と考えられる。そして、長時間の発動の場合に適切な費用を支払うことが必要となる。
- 2022年度以降の新たなインバランス料金制度では、需給ひっ迫時におけるインバランス料金として補正インバランス料金を設定している。電源 I' の長時間発動は、kWh不足の需給ひっ迫対応であることから、そのkWh価格については需給ひっ迫時のインバランス料金とすることも考えられるか。今後、kWh不足の需給ひっ迫時における電源 I' の長時間発動の運用について検討し、その検討結果を踏まえて、整理することとしてはどうか。



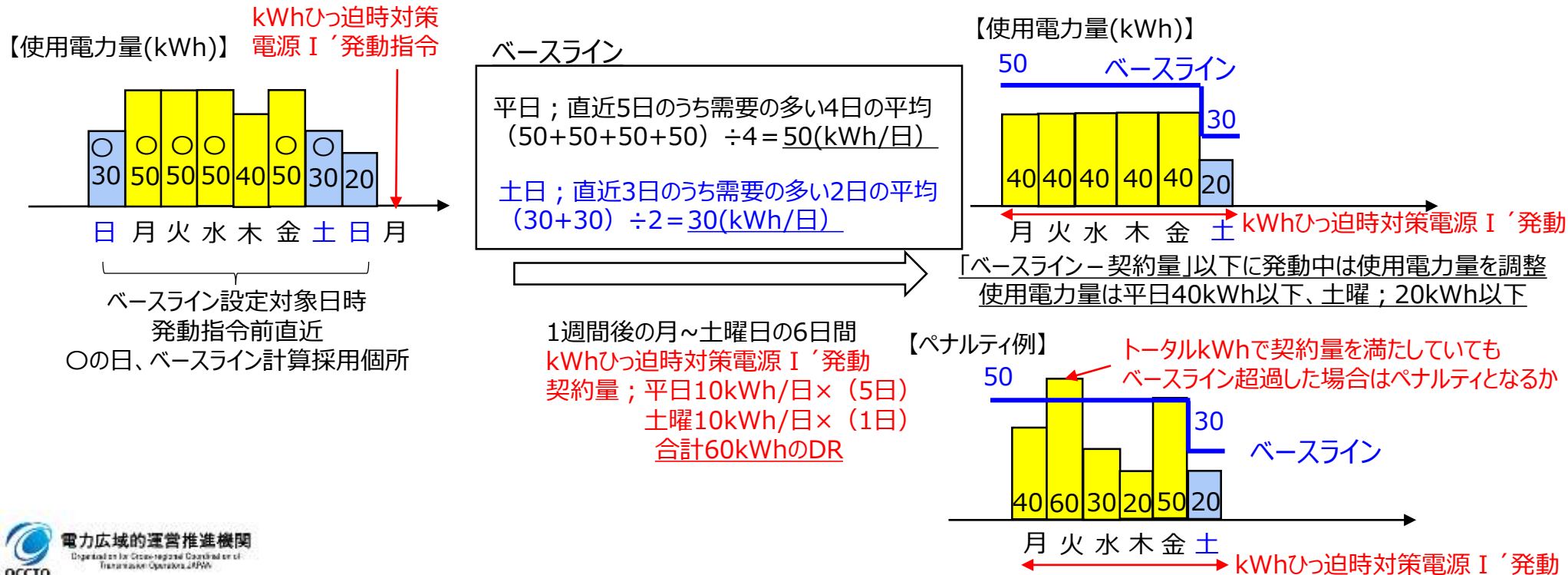
(参考) 電源 I' における長時間の継続時間の依頼内容(要件等)の検討 ～ベースラインについて～

要件
継続時間
発動回数
応動時間
調達上限量
ベースライン
その他

39

- 現在、DRの発動量を評価するベースラインについては、「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」にてkW対応を想定した標準ベースラインを記載している。
- 他方で、kWh不足対応については、kW対応(継続時間3時間)と異なり、継続時間が長時間(6日間)であることから、標準ベースラインではなく、**kWh不足対応としてのベースラインについて検討する必要がある**のではないかと。そして、kWh不足対応という目的から、**どの程度のkWhを減少させることができたかを発動期間(6日間)の日量にて評価すること**としてはどうか。
- 具体的には、1週間前に発動判断した場合、発動判断前の直近一週間の発動期間と同じ平日・休日における日量の平均値(平日ならば発動直近の平日5日のうち高需要4日間等の平均など)をベースラインとし、6日間の日量が契約容量に対する一定量を満たすことを確認することとしてはどうか。

ベースライン設定イメージ



- 電源 I 'における長時間の継続時間の依頼内容(要件等)としては、下表のような要件・評価方法について整理することが考えられるか。

要件	電源 I '	電源 I 'における長時間の継続時間の依頼
継続時間	3時間	24時間×6日間
発動回数	年間12回	年間1回 (発動した場合は年間の発動回数の4回程度として評価)
応動時間	3時間	1週間程度(例;6日間)
調達上限量	募集量の範囲	電源 I と電源 I '合計で40GWh/日 (各エリア年間kWh比率で配分)
ベースライン	High4of5を標準	発動判断前の直近一週間の発動期間と同じ平日・休日におけるkWhの平均値(発動期間(6日間)の日量にて評価)
その他	—	・案B「公募の追加オプション」の場合、落札評価の評価点に加算 ・案C「公募の新たな商品(電源 I 'の機能追加)」の場合、仮に落札量が調達目標量に満たない際は、現行の電源 I 'を調達することにより、追加機能有り電源 I 'と現行の電源 I 'の合計でH3需要の3%を調達する