

2023年度の厳気象H1需要時の需給見通しについて

2023年3月22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

- 2023年度夏季の猛暑H1需要時の需給見通しについて
- 2023年度冬季の厳寒H1需要時の需給見通しについて
- 2023～2032年度を対象とした電源入札等の検討開始の要否について

- 2023年度夏季需給見通しは2023年2月時点で、猛暑H1需要※1に対して全エリアで安定供給に最低限必要な予備率3%を確保できる見通しであったが、東京エリアの7月の予備率が3.2%であった。
- 一方で、需給両面の変化要因が残っていたが、供給計画の取りまとめを踏まえた供給力の変化など、2023年度夏季の猛暑H1需要に対する需給見通しの策定に必要なデータが揃ったことから、確認結果を報告する。

※1 供給計画における各エリアの各月最大3日平均電力（H3需要）をベースに厳気象（猛暑）の影響を考慮した需要

（１）需要

- エリア別の最大電力需要（送電端）とする。
- エリア別の最大電力需要は、供給計画をベースに夏季において過去10年間で最も厳気象（猛暑）であった年度並みの気象条件での最大電力需要（厳気象H1需要）を一般送配電事業者にて想定する。

（２）供給力

- 本機関に提出された各電気事業者の供給計画のデータ、及び以下の対象となる事業者に対して追加的な報告を求め、得られたデータを基礎として分析を行う。
 - ✓ 小売電気事業者（計134社）
⇒ 2022年度上期の供給量が0.5億kWh以上（全エリアの供給量の約99%以上をカバー）
 - ✓ 発電事業者（計78社）
⇒ 2023年度の供給計画における2023年度の年度末電源構成に基づく火力およびバイオマス発電出力合計が10万kW以上（全エリアの火力の設備量の約95%以上をカバー）
 - ✓ 一般送配電事業者（計10社）
- エリア内の供給力は、小売電気事業者および発電事業者が保有する供給力と一般送配電事業者の供給力（調整力、離島供給力）を合計したものに、電源Ⅰ'及び火力増出力分を加えた量を供給力として見込む。
- 再エネ・揚水の供給力は、EUE算定による火力等の安定電源代替価値を供給力として見込む。
- 7・8月は9エリア（北海道～九州）で太陽光と需要の相関等をふまえた追加供給力を見込む。

（3）電力需給バランスの評価

- 評価基準としては、過去10年間で最も厳気象（猛暑）であった年度並みの気象条件での最大電力需要（厳気象H1需要）に対し103%以上（予備率3%以上）の供給力を有するか確認。
- 追加検証として供給力減少リスク（稀頻度リスク）が発生した場合の需給バランスも評価する。
- 電力需給バランスの評価にあたっては、以下の点を考慮。
 - ✓ 各エリアの予備率が均平化するよう、地域間連系線を活用して予備率が高いエリアから低いエリアへ供給力を振替え
 - ✓ 全エリアで供給力の計画外停止率による供給力の控除
 - ✓ エリア間の最大需要発生日時の違いを考慮した各エリア需要の不等時性

- 猛暑H1需要に対して、電源 I'、火力増出力運転、エリア間融通を供給力として見込むと、全エリアで予備率3%を確保できる見通しとなった。
- しかしながら、7月の東京エリアの予備率3.0%と厳しい需給バランスとなっており、予断を許さない状況。

各エリアの予備率（猛暑H1）（2/20訂正後）

エリア	7月	8月	9月	(単位：%)
北海道	8.8	11.1	19.6	
東北	8.8	11.1	19.6	
東京	3.2	3.9	5.5	
中部	10.8	12.7	9.6	
北陸	12.2	14.0	13.1	
関西	12.2	14.0	13.1	
中国	12.2	14.0	13.1	
四国	12.2	14.4	13.1	
九州	12.2	14.0	18.6	
沖縄	14.9	17.2	22.5	

各エリアの予備率（猛暑H1）（今回）

エリア	7月	8月	9月	(単位：%)
北海道	8.6	10.9	20.0	
東北	8.6	10.9	19.3	
東京	3.0	3.9	5.3	
中部	11.7	13.6	11.4	
北陸	11.7	13.6	12.9	
関西	11.7	13.6	12.9	
中国	11.7	13.6	12.9	
四国	11.7	14.4	12.9	
九州	11.7	13.6	18.5	
沖縄	22.3	18.7	21.6	

(参考) 2023年度夏季の猛暑H1需要に対する需給見通し 電源 I '・火力増出力運転・連系線活用

6

(単位：万kW,%)

エリア		7月	8月	9月
北海道	供給力	509	520	497
	需要	469	469	415
	予備率	8.6	10.9	20.0
	不足分	26	37	70
東北	供給力	1,517	1,627	1,618
	需要	1,397	1,466	1,357
	予備率	8.6	10.9	19.3
	不足分	79	116	221
東京	供給力	6,112	6,162	5,651
	需要	5,931	5,931	5,364
	予備率	3.0	3.9	5.3
	不足分	3	53	126
中部	供給力	2,919	2,969	2,743
	需要	2,612	2,612	2,463
	予備率	11.7	13.6	11.4
	不足分	228	278	206
北陸	供給力	581	591	522
	需要	520	520	463
	予備率	11.7	13.6	12.9
	不足分	45	55	46

エリア		7月	8月	9月
関西	供給力	3,246	3,301	2,798
	需要	2,905	2,905	2,477
	予備率	11.7	13.6	12.9
	不足分	254	309	246
中国	供給力	1,223	1,244	1,108
	需要	1,094	1,094	981
	予備率	11.7	13.6	12.9
	不足分	96	116	98
四国	供給力	591	605	552
	需要	529	529	489
	予備率	11.7	14.4	12.9
	不足分	46	60	49
九州	供給力	1,839	1,870	1,704
	需要	1,646	1,646	1,437
	予備率	11.7	13.6	18.5
	不足分	144	175	223
沖縄	供給力	209	206	204
	需要	171	173	167
	予備率	22.3	18.7	21.6
	不足分	33	27	31

※予備率3%に満たない場合「不足分」を負値で記載

- 稀頻度リスクを考慮した必要供給力の確保状況について、沖縄を除く9エリアについては「**平年H3需要※の1%**」、沖縄エリアについては「**エリア内単機最大ユニット**」（24万kW）を基準とし、均平化したブロック毎に、予備率3%に対する余剰分の供給力と比較することで評価した。
- 東京エリアで稀頻度リスクに必要な供給力を7月に52万kW、8月に2万kW下回る見通し。

※ 平年H3需要：2023年度供給計画の第1年度（2023年度）における各エリアの各月最大3日平均電力（H3需要）の最大需要

○平年H3需要（2023年度）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
平年H3需要	498	1,369	5,499	2,455	518	2,741	1,043	497	1,537	161
平年H3需要 ×1%	5	14	55	25	5	27	10	5	15	2

○稀頻度リスクに必要な供給力（連系線制約が顕在化するブロック毎の必要量）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
7月	19	19	55			88				24
8月	19	19	55		83			5		24
9月	5	14	55	25		48			15	24

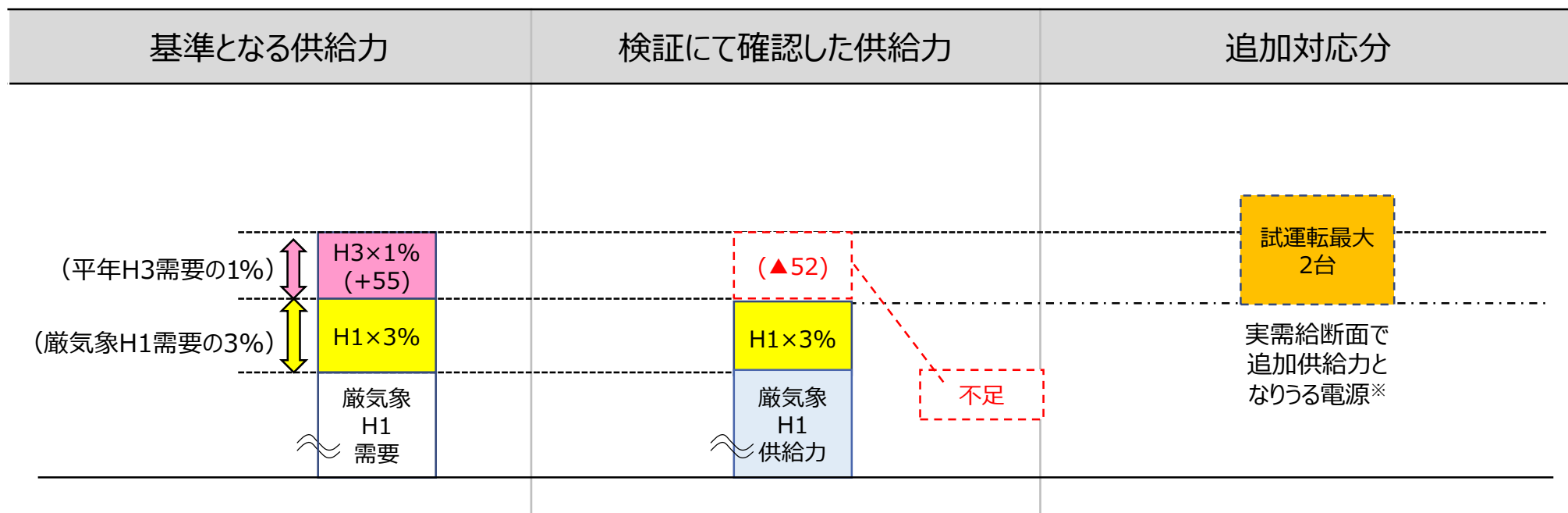
○予備率3%に対する余剰分の供給力

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
7月	105	105	3			812				33
8月	153	153	53		934			60		27
9月	70	221	126	206		439			223	31

7月 52万kWの不足

8月 2万kWの不足

- 東京エリアにおいて、稀頻度リスクに必要な供給力を7月に52万kW、8月に2万kW下回る見通しであることから、稀頻度リスク対応時には追加供給力が必要となる。
- 実需給断面においては、火力新設機の工程が順調に進捗すれば試運転出力が供給力となり得る。



※ 全台運転の合計出力はH1需要の約2%

- 新設火力における試運転では、安定運転のために必要な燃焼試験などの制限はあるが、実機検証時のトラブルがなければ実需給断面で追加供給力となりうる。
- ただし、作業進捗状況によっては、稀頻度リスクに対する不足分に対して追加供給力として期待できない可能性があることに注意が必要。

2023年度夏季に試運転を実施する新設発電機※

エリア	発電所名・号機 (電源種別)		設備容量 (万kW)	2023年度											
				4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
東京	姉崎 (火力)	新3号	64.7	3月～試運転					2023年8月 営業運転開始						
	横須賀 (火力)	2号	65		5月～試運転										2024年2月 営業運転開始

※ 試運転開始後においても、作業停止などにより試運転不可となる期間がある

- 2023年度夏季は猛暑H1需要（過去10年間で最も猛暑となった年度並みの気象条件）が発生した場合、電源Ⅰ'、火力増出力運転、エリア間融通を供給力として見込むと、全エリアで安定供給に最低限必要となる予備力3.0%を確保できる見通しとなった。
- ただし、東京エリアの7・8月の予備率は、3.0%、3.9%であり、依然として注視が必要な需給状況であり、これは資料4の通り、供給計画におけるH3需要に対する需給バランス（7月 8.7%、8月 9.7%）でも見受けられる状況である。さらに、東京エリアにおいては稀頻度リスク（N-1相当の事象）に対する供給力を確保できておらず、予断を許さない状況。
- 実需給断面において、新設発電機の試運転はトラブル等がなければ追加供給力となり得るものの、発電機の計画外停止等の供給力変化の可能性もあるため、需給状況を注視していく必要がある。
- このような厳しい需給バランスをふまえ、国の審議会で需給対策の必要性の検討が進められていくことから、広域機関としては引き続き、国や事業者と連携しながら、実施可能な対策の準備等を進める。

- 2023年度夏季の猛暑H1需要時の需給見通しについて
- 2023年度冬季の厳寒H1需要時の需給見通しについて
- 2023～2032年度を対象とした電源入札等の検討開始の要否について

- 電気事業者から提出された2023年度供給計画を取りまとめ、必要となるデータが揃ったことから、2023年度冬季の厳寒H1需要に対する需給見通しを確認した。

【基本的な考え方（概要）】

- 2023年度冬季の需給変動リスク分析は、厳寒H1需要に対する需給見通しにおいては、現時点で把握可能なデータ等を用いて実施。
 - 需要： 過去10年間で最も厳気象（厳寒）であった年度並みの気象条件での最大電力需要（厳気象H1需要）を、2023年度供給計画をベースに一般送配電事業者が想定
 - 供給力： 2023年度供給計画をベースに算定
- 評価基準は、電力需給検証と同様、「想定した最大電力需要（厳気象H1需要）の103%の供給力確保」とする。

- 今冬の需要実績を踏まえ、現時点の分析に基づき、一般送配電事業者において厳寒H1 需要を精査した結果、北海道エリアの+25万kWをはじめとして、3エリアで厳寒H1需要が上方修正となった。

厳気象H1需要想定

(単位：万kW)

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
1月（今回）	567	1,523	5,473	2,466	557	2,620	1,131	509	1,606	121
（2/20時点想定）	542	1,505	〃	2,445	〃	2,625	〃	〃	〃	128
増減	+25	+18		+21		▲5				▲7

H3需要（変更なし）

(単位：万kW)

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
1月	498	1,369	4,884	2,342	518	2,518	1,037	458	1,454	109

2023年度冬季の厳寒H1需要に対する需給見通し

- 2023年度供給計画の取りまとめデータや各一般送配電事業者から提出された厳寒H1需要に基づく2023年度冬季の需給見通しでは、今冬の需要実績を反映した厳寒H1需要の上方修正により、1月の北海道エリアの予備率は4.6%となった。

各エリアの予備率（厳寒H1）（2/20 訂正後）

	12月	1月	2月	3月	(単位：%)
北海道	12.4	5.5	6.3	14.0	
東北	12.4	5.5	6.3	14.0	
東京	12.4	5.2 [*]	5.1 [*]	14.0	
中部	12.4	9.0	8.5	14.0	
北陸	12.4	9.0	8.5	14.0	
関西	12.4	9.0	8.5	14.0	
中国	12.4	9.0	8.5	14.0	
四国	12.4	9.0	8.5	21.3	
九州	12.4	9.0	8.5	14.0	
沖縄	25.6	22.9	47.2	49.6	

各エリアの予備率（厳寒H1）（今回）

エリア	12月	1月	2月	3月	(単位：%)
北海道	13.0	4.6	5.3	14.2	
東北	13.0	4.6	5.3	14.2	
東京	12.4	4.6 [*]	4.9 [*]	14.2	
中部	12.4	9.4	8.9	14.2	
北陸	12.4	9.4	8.9	14.2	
関西	12.4	9.4	8.9	14.2	
中国	12.4	9.4	8.9	14.2	
四国	12.4	9.4	8.9	21.0	
九州	12.4	9.4	8.9	14.2	
沖縄	51.6	42.8	40.8	59.3	

* 今後の需給両面での変化や連系線の空容量を考慮し、不等時率を考慮せず評価

(参考) 2023年度冬季の厳寒H1需要に対する需給見通し：
電源 I'・火力増出力運転・連系線活用

15

(単位：万kW、%)

エリア		12月	1月	2月	3月
北海道	供給力	564	588	592	576
	需要	499	562	562	504
	予備率	13.0	4.6	5.3	14.2
	不足分	50	9	13	57
東北	供給力	1,581	1,578	1,558	1,466
	需要	1,399	1,509	1,479	1,284
	予備率	13.0	4.6	5.3	14.2
	不足分	140	24	34	144
東京	供給力	5,128	5,726	5,742	5,180
	需要	4,560	5,473*	5,473*	4,535
	予備率	12.4	4.6	4.9	14.2
	不足分	430	88	105	509
中部	供給力	2,500	2,664	2,653	2,420
	需要	2,223	2,435	2,435	2,118
	予備率	12.4	9.4	8.9	14.2
	不足分	210	155	145	238
北陸	供給力	563	602	599	535
	需要	501	550	550	468
	予備率	12.4	9.4	8.9	14.2
	不足分	47	35	33	53

エリア		12月	1月	2月	3月
関西	供給力	2,684	2,830	2,819	2,467
	需要	2,387	2,588	2,588	2,160
	予備率	12.4	9.4	8.9	14.2
	不足分	225	165	154	242
中国	供給力	1,212	1,222	1,217	1,105
	需要	1,078	1,117	1,117	968
	予備率	12.4	9.4	8.9	14.2
	不足分	102	71	66	109
四国	供給力	557	550	548	539
	需要	496	503	503	445
	予備率	12.4	9.4	8.9	21.0
	不足分	47	32	30	80
九州	供給力	1,692	1,735	1,728	1,530
	需要	1,505	1,586	1,586	1,340
	予備率	12.4	9.4	8.9	14.2
	不足分	142	101	94	150
沖縄	供給力	171	173	162	176
	需要	113	121	115	110
	予備率	51.6	42.8	40.8	59.3
	不足分	55	48	44	62

※予備率3%に満たない場合「不足分」を負値で記載

* 今後の需給両面での変化や連系線の空容量を考慮し、不等時率を考慮せず評価

- 稀頻度リスク（N-1相当の事象）を考慮した必要供給力の確保状況について、沖縄を除く9エリアについては「平年H3需要の1%」、沖縄エリアについては「エリア内単機最大ユニット（送電端）」（24万kW）を基準とし、均平化したブロック毎に、予備率3%に対する余剰分の供給力と比較することで評価した。
- 各エリアにおいて、稀頻度リスク対応に必要な供給力を確保できる見通し。

※ 平年H3需要：2023年度供給計画の第1年度（2023年度）における各エリアの各月最大3日平均電力（H3需要）の最大需要

○平年H3需要（2023年度）	(万kW)									
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
平年H3需要	498	1,369	5,499	2,455	518	2,741	1,043	497	1,537	161
平年H3需要 ×1%	5	14	55	25	5	27	10	5	15	2

○稀頻度リスク対応に必要な供給力（連系線制約が顕在化するブロック毎の必要量）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
12月	19		145							24
1月	74			88						24
2月	19		55	88						24
3月	162									24

○予備率3%に対する余剰分の供給力

(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
12月	189		1258							55
1月	122			559						48
2月	47		105	522						44
3月	1,581									62

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある
* 1・2月の東京エリアについては、今後の需給両面での変化や連系線の空容量を考慮し、不等時率を考慮せず評価

参考：供給力に織り込んでいない要素

- 新設火力の試運転は、安定運転のために必要な燃焼試験などの制限はあるが、実機検証時のトラブルがなければ実需給断面で追加供給力となりうる。
- また、石炭ガス化複合発電プラント（IGCC）については、これまでのトラブル等の原因を踏まえた大規模な対策工事が必要な状況となっている。1台は年度内に工事を終え実証試験の位置付けとして稼働し、2024年度以降の安定運転に万全を期す計画となっている。供給力に織り込まれていないものの、実需給断面で稼働ができれば追加の供給力となり得る。

2023年度冬季に試運転を実施する主な発電機

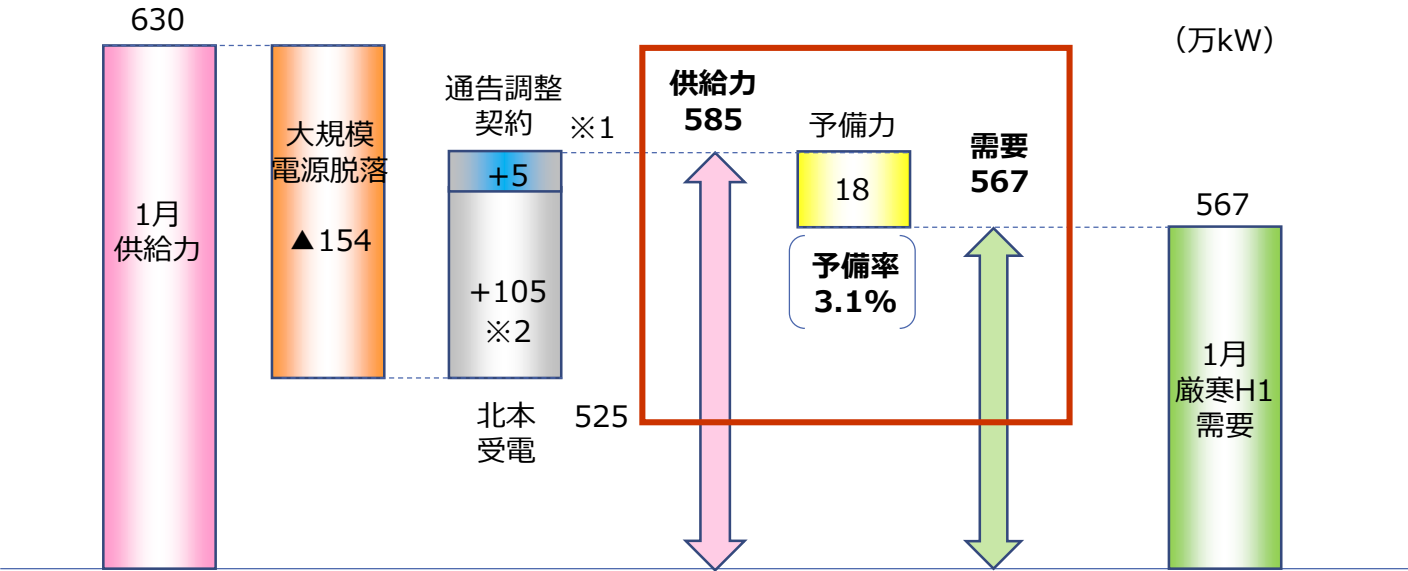
エリア	発電所名・号機 (電源種別)	設備容量 (万kW)	試運転開始予定	営業運転開始予定
東京	横須賀 (火力) 2号	65	2023年5月	2024年2月
	五井 (火力) 1号	78	2024年3月	2024年8月

石炭ガス化複合発電プラント（IGCC）

エリア	発電所名・号機 (電源種別)	設備容量 (万kW)	現状計画（3月17日時点）
東京	勿来IGCC (火力)	52.5	・現在、2023年12月末までの大規模対策工事を実施中。以降、定格運転予定。
	広野IGCC (火力)	54.3	・現在、大規模対策工事のための準備工事中。 ・2023年4月から2024年3月末まで大規模対策工事を実施予定。

■ 厳気象H1需要時（最大時）が最大となる1月において、154万kWの大規模電源脱落（N-2以上の事象）が発生した場合でも、北海道本州間連系設備を介した他エリアからの受電（北本受電）や通告調整契約発動等の需給対策により、厳寒H1需要に対する予備率は3.1%となる見通し。

大規模電源脱落時（▲154万kW）の需給状況（1月）



大規模電源脱落時
予備率状況

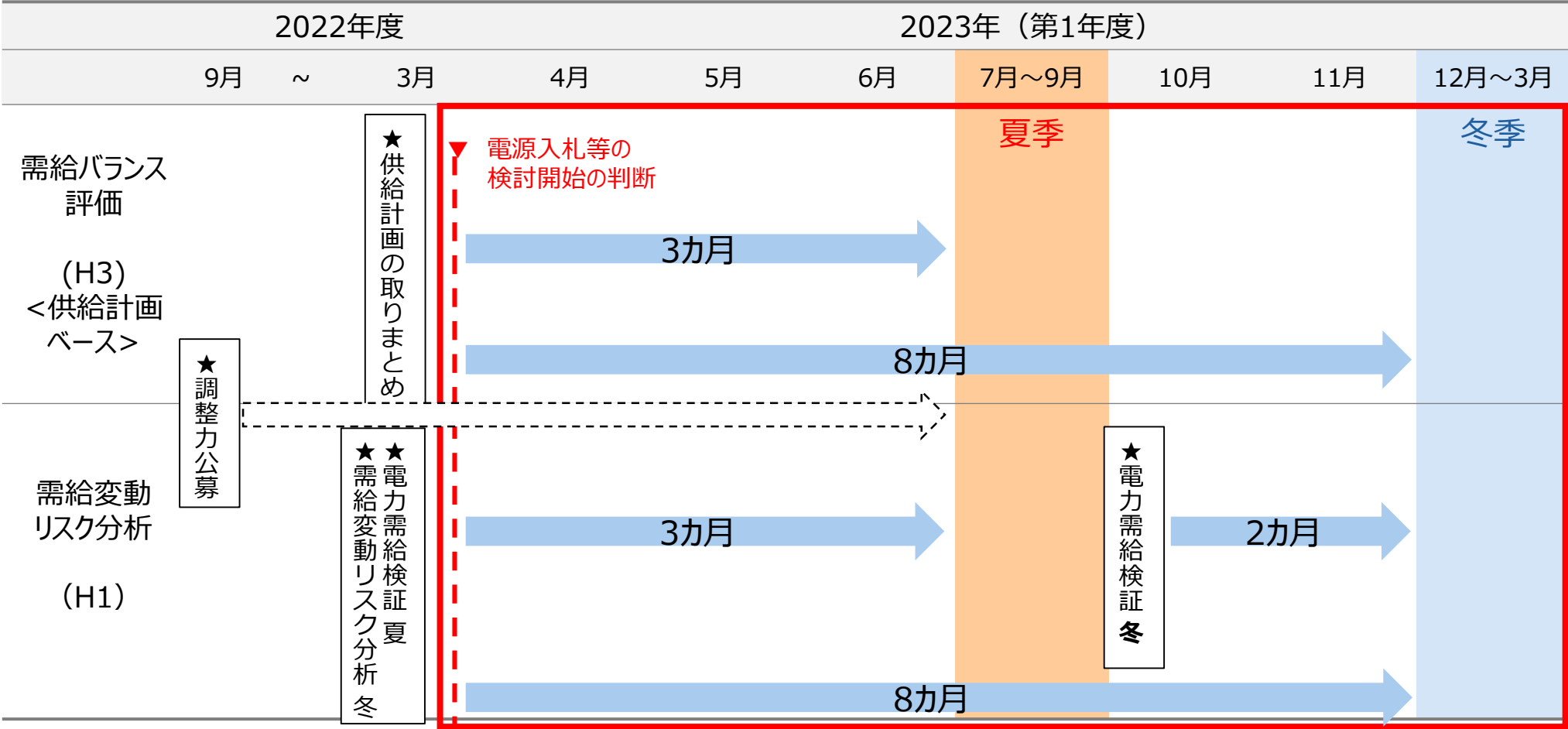
	予備率
12月	16.6%
1月	3.1%
2月	6.2%
3月	17.9%

- ※1 小売電気事業者の「ひっ迫時抑制電力」にあたる契約（2023年度供給計画計上分）
- ※2 北本連系設備の運用容量90万kWに計画潮流の約15万kWを加算した値。
- ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある
- ※ 需給検証では北海道エリアの稀頻度リスク評価として、以下のエリア特殊性を考慮し、北海道胆振東部地震発生時の電源脱落実績を踏まえた154万kWの大規模電源脱落時にも厳寒H1需要の103%の供給力を確保できることを確認している。
- ① 厳寒であり、電力需給のひっ迫が国民の生命・安全に及ぼす影響が甚大であること
 - ② 他エリアからの電力融通に制約があること
 - ③ 発電所1機の計画外停止が予備率に与える影響が大きいこと

- 2023年度冬季が、厳寒H1（過去10年間で最も厳寒となった年度並みの気象条件）の需要が発生した場合、電源 I'・火力増出力運転・連系線を活用すれば、予備率3%を確保できる見通し。
- また、北海道エリアにおいて、154万kWの大規模電源脱落（N-2以上の事象）に対して、連系線を最大限活用すること等により、厳寒H1需要に対する予備率は3.1%となる見通し。
- なお、電力需給に係る大きな状況変化が発生した際には速やかに対策を検討する必要があることから、引き続き、国や関係する事業者と連携していく。

- 2023年度夏季の猛暑H1需要時の需給見通しについて
- 2023年度冬季の厳寒H1需要時の需給見通しについて
- 2023～2032年度を対象とした電源入札等の検討開始の要否について

- 需給バランス評価（資料4）及び需給変動リスク分析（本資料）をもとに、2023～2032年度を対象とした電源入札等の検討開始の判断（STEP 1）についてご審議いただきたい。
- なお、供給信頼度基準を見直しの基本方針が整理されているが、容量市場との整合を考慮する必要があり、これまで従来基準に基づき供給力対策を進めていることから、本年度は従来基準により評価を行い、容量市場に係る国の議論等を踏まえ、見直しの検討を進めていく。



■ 2023年度供給計画の需給バランス評価

- 短期断面（第1・2年度目）は、東京（2023年度）エリアの年間EUEが0.049kWh/kW・年となり、基準値0.048kWh/kW・年を超過
- 長期断面（第3年度目以降）では、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）エリアで基準値0.048kWh/kW・年を超過
- 供給力（kW）の補完的確認では、第1・2年度とも、全てのエリア・月で、予備率は8%を上回る

■ 2023年度夏季の需給変動リスク分析

- 需給見通しは全国的に予断を許さない状況にあるが、すべてのエリア・月で猛暑H1需要に対し予備率3%を確保する見通し
- 東京エリアにおいて、稀頻度リスク（N-1相当の事象）に対する供給力が7月に52万kW、8月に2万kW不足する見通し
- なお、実需給断面において、新設発電機の試運転について、トラブル等がなければ、東京エリアの追加供給力となり得る可能性がある
- 2023年度夏季の需給対策の必要性について国の審議会で検討が進められていくことから、国や事業者と連携した対応が必要

■ 2023年度冬季の需給変動リスク分析

- 需給見通しは全国的に予断を許さない状況にあるが、すべてのエリア・月で厳寒H1需要に対し予備率3%を確保する見通し
- 北海道エリアでは、154万kWの大規模電源脱落時（N-2以上の事象）において、厳寒H1需要に対する予備率は3.1%となる見通し
- 需給状況の大きな変化に備え、引き続き、国や事業者と連携した対応が必要

※ 2024年度以降容量市場が導入され、第2年度に向けた特別調達電源の必要量の算定等は不要となることから、2024年度の需給変動リスク分析は行っていない

- 2023年度夏季の東京エリアの需給見通しに注視が必要であり、夏季の需給対策の必要性について国の審議会で検討が進められることや、需給状況の変化に速やかに対応する必要があることから、引き続き国や事業者と連携して検討を進め、その見通しを踏まえてもなお、需給状況の改善が見込まれない場合には、「短期断面での電源入札等の検討開始の判断（STEP1）」について、4月を目途に本委員会で改めて判断を行うこととしたい。

(参考) 2023年度夏季の需給バランス算定手順

手順1-1 連系線活用・不等時性・計画外停止：未考慮

- 連系線活用・不等時性・計画外停止を考慮しない場合の各エリアの需給バランス結果が初期データとなる。
- 東京（7月、8月）エリアで予備率3%を下回る。

〈電源Ⅰ' 考慮、火力増出力運転 考慮、連系線 未活用、計画外停止率 未考慮、不等時性 未考慮〉

(送電端,万kW,%)

【7月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源Ⅰ')	8,331 (191)	558 (12)	1,720 (41)	6,053 (139)	10,699 (256)	2,902 (79)	582 (11)	3,062 (81)	1,512 (28)	727 (13)	1,914 (44)	19,031 (448)	214 (7)	19,245 (455)
最大需要電力	7,798	469	1,398	5,931	9,353	2,626	523	2,920	1,100	529	1,654	17,150	171	17,321
供給予備力	534	89	322	122	1,347	276	59	141	412	198	259	1,880	44	1,924
供給予備率	6.8	19.0	23.0	2.1	14.4	10.5	11.3	4.8	37.4	37.5	15.7	11.0	25.5	11.1
予備力3%確保 に対する余剰分	300	75	280	▲55	1,066	198	43	54	379	183	210	1,366	38	1,404

【8月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源Ⅰ')	8,455 (191)	561 (12)	1,820 (41)	6,073 (139)	10,938 (256)	3,005 (79)	560 (11)	3,190 (81)	1,484 (28)	743 (13)	1,957 (44)	19,393 (448)	211 (7)	19,604 (455)
最大需要電力	7,868	469	1,467	5,931	9,353	2,626	523	2,920	1,100	529	1,654	17,220	173	17,393
供給予備力	587	92	353	142	1,585	378	37	270	384	214	302	2,172	38	2,210
供給予備率	7.5	19.6	24.1	2.4	17.0	14.4	7.1	9.2	34.9	40.4	18.3	12.6	21.9	12.7
予備力3%確保 に対する余剰分	351	78	309	▲36	1,305	300	22	182	351	198	253	1,656	33	1,689

【9月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源Ⅰ')	7,948 (191)	536 (12)	1,683 (41)	5,728 (139)	9,705 (256)	2,682 (79)	491 (11)	2,785 (81)	1,273 (28)	639 (13)	1,835 (44)	17,653 (448)	209 (7)	17,862 (455)
最大需要電力	7,135	415	1,357	5,364	8,339	2,463	466	2,493	987	492	1,437	15,474	167	15,642
供給予備力	812	122	326	364	1,366	218	26	292	286	147	398	2,179	42	2,220
供給予備率	11.4	29.3	24.1	6.8	16.4	8.9	5.5	11.7	28.9	29.9	27.7	14.1	24.8	14.2
予備力3%確保 に対する余剰分	598	109	286	203	1,116	144	12	217	256	132	355	1,714	37	1,751

■ 連系線の空容量の範囲内で、各エリアの予備率が均平化するように供給力を移動させる。

〈電源Ⅰ' 考慮、火力増出力運転 考慮、連系線 活用、計画外停止率 未考慮、不等時性 未考慮〉

(送電端,万kW,%)

【7月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	8,355	524	1,562	6,269	10,676	2,997	596	3,332	1,256	607	1,888	19,031	214	19,245
(内 電源Ⅰ')	(191)	(12)	(41)	(139)	(256)	(79)	(11)	(81)	(28)	(13)	(44)	(448)	(7)	(455)
最大需要電力	7,798	469	1,398	5,931	9,353	2,626	523	2,920	1,100	529	1,654	17,150	171	17,321
供給予備力	557	55	164	338	1,323	371	74	412	155	78	233	1,880	44	1,924
供給予備率	7.1	11.7	11.7	5.7	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.7	14.1	11.0	25.5	11.1
予備力3%確保 に対する余剰分	323	41	122	160	1,042	292	58	324	122	62	184	1,366	38	1,404
【8月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	8,529	535	1,674	6,320	10,864	3,047	606	3,389	1,277	625	1,920	19,393	211	19,604
(内 電源Ⅰ')	(191)	(12)	(41)	(139)	(256)	(79)	(11)	(81)	(28)	(13)	(44)	(448)	(7)	(455)
最大需要電力	7,868	469	1,467	5,931	9,353	2,626	523	2,920	1,100	529	1,654	17,220	173	17,393
供給予備力	661	66	206	389	1,511	421	84	469	177	96	265	2,172	38	2,210
供給予備率	8.4	14.1	14.1	6.6	16.2	16.0	16.0	16.0	16.0	18.1	16.0	12.6	21.9	12.7
予備力3%確保 に対する余剰分	425	52	162	211	1,231	343	68	381	144	80	216	1,656	33	1,689
【9月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,973	511	1,662	5,800	9,680	2,813	537	2,873	1,138	567	1,752	17,653	209	17,862
(内 電源Ⅰ')	(191)	(12)	(41)	(139)	(256)	(79)	(11)	(81)	(28)	(13)	(44)	(448)	(7)	(455)
最大需要電力	7,135	415	1,357	5,364	8,339	2,463	466	2,493	987	492	1,437	15,474	167	15,642
供給予備力	838	97	305	436	1,341	350	71	380	151	75	314	2,179	42	2,220
供給予備率	11.7	23.4	22.5	8.1	16.1	14.2	15.3	15.3	15.3	15.3	21.9	14.1	24.8	14.2
予備力3%確保 に対する余剰分	624	84	265	275	1,091	276	57	305	121	60	271	1,714	37	1,751

- 最大需要発生 の 不等時性を考慮して需要を評価する。
- ✓ 前述の手順2における連系線活用（予備率の均平化）の結果より、各月でブロック化するエリアを判定（連系線制約が顕在化しないエリアをブロック化）

✓ 「ブロックの合成最大需要実績」と、「ブロックを構成する各エリアの最大需要実績の合計」から、不等時性による需要の減少率（以下、需要減少率とする）を算出する

✓ 各エリアの厳気象H1需要想定値に、ブロックの需要減少率分だけ需要を減じる

各ブロックの需要減少率

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
7月	▲0.07%		0%	▲0.53%				0%	▲0.53%	0%
8月	▲0.07%		0%	▲0.53%				0%	▲0.53%	0%
9月	0%	0%	0%	0%	▲0.65%				0%	0%

不等時性考慮前後の需要値（8月）

(万kW)

【8月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
考慮前	7,868	469	1,467	5,931	9,353	2,626	523	2,920	1,100	529	1,654	17,220	173	17,393
考慮後	7,866	469	1,466	5,931	9,306	2,612	520	2,905	1,094	529	1,646	17,172	173	17,345
差分	▲ 1	▲ 0	▲ 1	0	▲ 47	▲ 14	▲ 3	▲ 15	▲ 6	0	▲ 9	▲ 48	0	▲ 48

各エリアの最大需要実績※ (2020年度夏季)

(万kW)

	①北海道	②東北	③東京	④中部	⑤北陸	⑥関西	⑦中国	⑧四国	⑨九州	⑩沖縄
日付	8/28	8/28	8/21	8/20	8/20	8/21	8/21	8/20	8/21	8/18
時間帯	17:00	15:00	15:00	15:00	14:00	15:00	15:00	15:00	14:00	15:00
需要※	431	1412	5604	2623	513	2911	1083	533	1637	154

ブロック化による需要減少率の例 (2020年度夏季)

(万kW)

	ブロック1	ブロック2	ブロック3	ブロック4(参考)	ブロック5(参考)	補足
ブロック 構成エリア	北海道・東北	中部・北陸・関 西・中国・九州	北陸・関西・中 国・四国	中西6エリア	全国 9 エリア	—
日付	8/28	8/20	8/21	8/20	8/20	—
時間帯	15:00	15:00	15:00	15:00	15:00	—
合成最大需要※ (⑪)	1,841	8,721	5,007	9,254	16,485	合成の最大
各エリアの最大需要※ の合計 (⑫)	1,843 Σ(①～②)	8,768 Σ(④～⑦,⑨)	5,040 Σ(⑤～⑧)	9,300 Σ(④～⑨)	16,747 Σ(①～⑨)	最大の合計
差分 (⑬)	▲2	▲47	▲33	▲46	▲262	⑪ - ⑫
需要減少率	▲0.07 %	▲0.53 %	▲0.65 %	▲0.50 %	▲1.56 %	⑬ ÷ ⑫

※ 需要は、広域機関の「系統情報サービス」の需要実績を使用し、電源 I 'を発動していた時間帯については、電源 I 'のDRの実績値を系統情報サービスの需要実績に上乗せすることで補正

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

- 計画断面で計上した供給力のうち、計画外停止等を要因に実運用断面では供給力に見込めなくなることが考えられるため、全エリアであらかじめ計画外停止を考慮して供給力を評価する。
- 電力需給検証で考慮する計画外停止は、主要な電源である火力発電の計画外停止率2.6%※を採用し、全国の供給力から一律で控除する。

※2014～2016年度分の3か年実績から算定した値

(詳細は、第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4参考資料 電源の計画外停止率の調査結果 (2018.3.5) 参照)

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/chousei_jukyu_25_haifu.html

計画外停止考慮前後の供給力 (8月)

(万kW)

【8月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
考慮前	8,455	561	1,820	6,073	10,938	3,005	560	3,190	1,484	743	1,957	19,393	211	19,604
考慮後	8,235	547	1,773	5,915	10,654	2,926	545	3,107	1,445	724	1,906	18,888	206	19,094
差分	▲ 220	▲ 15	▲ 47	▲ 158	▲ 284	▲ 78	▲ 15	▲ 83	▲ 39	▲ 19	▲ 51	▲ 504	▲ 5	▲ 510

※ 予備率均平化前 (手順1-1) の供給力

(参考) 需給バランス算定手順

手順1-5 最終的な評価結果

29

- 不等時性を考慮した需要（手順1-3）および計画外停止を考慮した供給力（手順1-4）において、連系線の空容量の範囲内で、各エリアの予備率が均平化するように供給力を移動させる。

〈電源Ⅰ' 考慮、火力増出力運転 考慮、連系線 活用、計画外停止率 考慮、不等時性 考慮〉

(送電端,万kW,%)

【7月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	8,138	509	1,517	6,112	10,398	2,919	581	3,246	1,223	591	1,839	18,536	209	18,744
(内 電源Ⅰ')	(191)	(12)	(41)	(139)	(256)	(79)	(11)	(81)	(28)	(13)	(44)	(448)	(7)	(455)
最大需要電力	7,796	469	1,397	5,931	9,306	2,612	520	2,905	1,094	529	1,646	17,102	171	17,273
供給予備力	342	40	121	181	1,092	306	61	341	128	62	193	1,433	38	1,471
供給予備率	4.4	8.6	8.6	3.0	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	8.4	22.3	8.5
予備力3%確保 に対する余剰分	108	26	79	3	812	228	45	254	96	46	144	920	33	953
【8月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	8,309	520	1,627	6,162	10,580	2,969	591	3,301	1,244	605	1,870	18,888	206	19,094
(内 電源Ⅰ')	(191)	(12)	(41)	(139)	(256)	(79)	(11)	(81)	(28)	(13)	(44)	(448)	(7)	(455)
最大需要電力	7,866	469	1,466	5,931	9,306	2,612	520	2,905	1,094	529	1,646	17,172	173	17,345
供給予備力	443	51	160	231	1,274	356	71	396	149	76	224	1,716	32	1,749
供給予備率	5.6	10.9	10.9	3.9	13.7	13.6	13.6	13.6	13.6	14.4	13.6	10.0	18.7	10.1
予備力3%確保 に対する余剰分	207	37	116	53	994	278	55	309	116	60	175	1,201	27	1,228
【9月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,767	497	1,618	5,651	9,427	2,743	522	2,798	1,108	552	1,704	17,194	204	17,397
(内 電源Ⅰ')	(191)	(12)	(41)	(139)	(256)	(79)	(11)	(81)	(28)	(13)	(44)	(448)	(7)	(455)
最大需要電力	7,135	415	1,357	5,364	8,310	2,463	463	2,477	981	489	1,437	15,445	167	15,613
供給予備力	631	83	262	287	1,117	280	60	321	127	63	266	1,748	36	1,785
供給予備率	8.8	20.0	19.3	5.3	13.4	11.4	12.9	12.9	12.9	12.9	18.5	11.3	21.6	11.4
予備力3%確保 に対する余剰分	417	70	221	126	868	206	46	246	98	49	223	1,285	31	1,316

(参考) 2023年度冬季の需給バランス算定手順

手順1-1 連系線活用・不等時性・計画外停止：未考慮

- 連系線活用・不等時性・計画外停止を考慮しない場合の各エリアの需給バランス結果が初期データとなる。
- 東京（2月）、北陸（12～2月）エリアで予備率3%を下回る。

〈電源Ⅰ' 考慮、火力増出力運転 考慮、連系線 未活用、計画外停止率 未考慮、不等時性 未考慮〉

(送電端,万kW,%)

【12月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,495	632	1,696	5,166	9,425	2,613	514	2,730	1,275	580	1,714	16,920	176	17,095
(内 電源Ⅰ')	(191)	(12)	(41)	(139)	(256)	(79)	(11)	(81)	(28)	(13)	(44)	(448)		(448)
最大需要電力	6,599	504	1,413	4,683	8,409	2,283	515	2,451	1,107	509	1,545	15,008	113	15,121
供給予備力	896	128	284	483	1,016	330	▲1	279	168	71	169	1,911	63	1,974
供給予備率	13.6	25.5	20.1	10.3	12.1	14.5	▲0.2	11.4	15.2	13.9	10.9	12.7	55.6	13.1
予備力3%確保 に対する余剰分	698	113	242	343	764	262	▲16	205	135	55	122	1,461	59	1,521

【1月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	8,014	630	1,741	5,643	9,946	2,716	545	2,927	1,360	652	1,746	17,960	177	18,137
(内 電源Ⅰ')	(191)	(12)	(41)	(139)	(256)	(79)	(11)	(81)	(28)	(13)	(44)	(448)		(448)
最大需要電力	7,563	567	1,523	5,473	8,889	2,466	557	2,620	1,131	509	1,606	16,452	121	16,573
供給予備力	451	62	218	170	1,057	250	▲13	307	229	143	140	1,508	56	1,564
供給予備率	6.0	11.0	14.3	3.1	11.9	10.2	▲2.2	11.7	20.2	28.1	8.7	9.2	46.6	9.4
予備力3%確保 に対する余剰分	224	45	172	6	791	176	▲29	229	195	128	92	1,014	53	1,067

【2月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	8,014	647	1,735	5,632	9,907	2,680	549	2,922	1,286	662	1,808	17,922	167	18,089
(内 電源Ⅰ')	(191)	(12)	(41)	(139)	(256)	(79)	(11)	(81)	(28)	(13)	(44)	(448)		(448)
最大需要電力	7,534	567	1,493	5,473	8,889	2,466	557	2,620	1,131	509	1,606	16,423	115	16,538
供給予備力	481	80	242	159	1,018	214	▲8	302	155	153	202	1,499	51	1,551
供給予備率	6.4	14.1	16.2	2.9	11.5	8.7	▲1.5	11.5	13.7	30.1	12.6	9.1	44.6	9.4
予備力3%確保 に対する余剰分	255	63	197	▲5	752	140	▲25	223	121	138	154	1,007	48	1,055

【3月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,499	639	1,607	5,252	8,741	2,307	554	2,581	1,088	658	1,553	16,240	180	16,420
(内 電源Ⅰ')					(2)			(2)				(2)		(2)
最大需要電力	6,476	504	1,317	4,654	7,684	2,174	481	2,217	993	445	1,375	14,160	110	14,270
供給予備力	1,023	135	290	598	1,057	133	73	364	95	213	178	2,080	70	2,150
供給予備率	15.8	26.8	22.0	12.9	13.8	6.1	15.3	16.4	9.5	48.0	13.0	14.7	63.6	15.1
予備力3%確保 に対する余剰分	829	120	250	459	826	67	59	298	65	200	137	1,655	67	1,722

■ 連系線の空容量の範囲内で、各エリアの予備率が均平化するように供給力を移動させる。

〈電源Ⅰ' 考慮、火力増出力運転 考慮、連系線 活用、計画外停止率 未考慮、不等時性 未考慮〉

(送電端,万kW,%)

【12月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源Ⅰ')	7,468 (191)	580 (12)	1,626 (41)	5,263 (139)	9,452 (256)	2,566 (79)	578 (11)	2,755 (81)	1,244 (28)	572 (13)	1,737 (44)	16,920 (448)	176	17,095 (448)
最大需要電力	6,599	504	1,413	4,683	8,409	2,283	515	2,451	1,107	509	1,545	15,008	113	15,121
供給予備力	869	76	213	580	1,042	283	64	304	137	63	191	1,911	63	1,974
供給予備率	13.2	15.1	15.1	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.7	55.6	13.1
予備力3%確保 に対する余剰分	671	61	171	440	790	214	48	230	104	48	145	1,461	59	1,521

【1月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源Ⅰ')	8,100 (191)	607 (12)	1,631 (41)	5,862 (139)	9,860 (256)	2,735 (79)	618 (11)	2,906 (81)	1,255 (28)	565 (13)	1,781 (44)	17,960 (448)	177	18,137 (448)
最大需要電力	7,563	567	1,523	5,473	8,889	2,466	557	2,620	1,131	509	1,606	16,452	121	16,573
供給予備力	537	40	108	389	971	269	61	286	124	56	175	1,508	56	1,564
供給予備率	7.1	7.1	7.1	7.1	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	9.2	46.6	9.4
予備力3%確保 に対する余剰分	310	23	62	224	704	195	44	208	90	40	127	1,014	53	1,067

【2月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源Ⅰ')	8,100 (191)	610 (12)	1,606 (41)	5,884 (139)	9,822 (256)	2,725 (79)	616 (11)	2,895 (81)	1,250 (28)	562 (13)	1,775 (44)	17,922 (448)	167	18,089 (448)
最大需要電力	7,534	567	1,493	5,473	8,889	2,466	557	2,620	1,131	509	1,606	16,423	115	16,538
供給予備力	566	43	112	411	933	259	58	275	119	53	169	1,499	51	1,551
供給予備率	7.5	7.5	7.5	7.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	9.1	44.6	9.4
予備力3%確保 に対する余剰分	340	26	67	247	667	185	42	196	85	38	120	1,007	48	1,055

【3月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源Ⅰ')	7,413 (191)	590 (12)	1,505 (41)	5,318 (139)	8,827 (2)	2,484 (79)	549 (11)	2,533 (81)	1,135 (28)	556 (13)	1,571 (44)	16,240 (448)	180	16,420 (448)
最大需要電力	6,476	504	1,317	4,654	7,684	2,174	481	2,217	993	445	1,375	14,160	110	14,270
供給予備力	937	86	188	664	1,143	310	69	316	142	111	196	2,080	70	2,150
供給予備率	14.5	17.0	14.3	14.3	14.9	14.3	14.3	14.3	14.3	24.9	14.3	14.7	63.6	15.1
予備力3%確保 に対する余剰分	743	70	148	524	912	245	54	250	112	97	155	1,655	67	1,722

- 最大需要発生 の不等時性を考慮して需要を評価する。
 - ✓ 前述の手順2における連系線活用（予備率の均平化）の結果より、各月でブロック化するエリアを判定（連系線制約が顕在化しないエリアをブロック化）
 - ✓ 「ブロックの合成最大需要実績」と、「ブロックを構成する各エリアの最大需要実績の合計」から、不等時性による需要の減少率（以下、需要減少率とする）を算出する
 - ✓ 各エリアの厳気象H1需要想定値に、ブロックの需要減少率分だけ需要を減じる

各ブロックの需要減少率

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
12月	▲0.94%		▲2.62%							0%
1月	▲0.94%		0% [*]	▲1.24%						
2月										
3月	0%	▲2.56%					0%	▲2.56%		

不等時性考慮前後の需要値（1月）

* 今後の需給両面での変化や連系線の空容量を考慮し、不等時率を考慮せず評価

(万kW)

【1月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
考慮前	7,563	567	1,523	5,473	8,889	2,466	557	2,620	1,131	509	1,606	16,452	121	16,573
考慮後	7,543	562	1,509	5,473	8,779	2,435	550	2,588	1,117	503	1,586	16,323	121	16,443
差分	▲20	▲5	▲14	0	▲110	▲21	▲7	▲32	▲14	▲6	▲20	▲109	0	▲130

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

(参考) 需給バランス算定手順
不等時性 (需要減少率) 考慮のバックデータ

34

各エリアの最大需要実績※ (2017年度冬季)

(万kW)

	①北海道	②東北	③東京	④中部	⑤北陸	⑥関西	⑦中国	⑧四国	⑨九州	⑩沖縄
日付	1/25	1/24	2/2	1/25	1/25	1/24	1/25	1/24	2/6	2/5
時間帯	10:00	18:00	11:00	18:00	10:00	19:00	10:00	19:00	19:00	20:00
需要※	525	1,462	5,293	2,378	514	2,560	1,103	508	1,575	110

ブロック化による需要減少率の例 (2017年度冬季)

(万kW)

	ブロック1	ブロック2	ブロック3	ブロック4	ブロック5	補足
ブロック 構成エリア	東3エリア (北海道・東北・東京)	中西6エリア (中部・北陸・関西・ 中国・四国・九州)	東京・中部	北陸・関西・中国・ 四国・九州	北海道・東北	—
日付	1/25	1/24	2/2	1/24	1/25	—
時間帯	19:00	19:00	10:00	19:00	10:00	—
合成最大需要※ (⑪)	7,076	8,557	7,551	6,225	1,968	合成の最大
各エリアの最大需要※ の合計 (⑫)	7,280 Σ(①～③)	8,665 Σ(④～⑨)	7,671 Σ(③～④)	6,287 Σ(⑤～⑨)	1,986 Σ(①～②)	最大の合計
差分 (⑬)	▲203	▲107	▲120	▲62	▲19	⑪－⑫
需要減少率	▲2.79 %	▲1.24 %	▲1.56 %	▲0.98 %	▲0.94 %	⑬÷⑫

※ 需要は、広域機関の「系統情報サービス」の需要実績を使用し、電源Ⅰ'を発動していた時間帯については、電源Ⅰ'のDRの実績値を系統情報サービスの需要実績に上乗せすることで補正

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

- 計画断面で計上した供給力のうち、計画外停止等を要因に実運用断面では供給力に見込めなくなることが考えられるため、全エリアであらかじめ計画外停止を考慮して供給力を評価する。
- 電力需給検証で考慮する計画外停止は、主要な電源である火力発電の計画外停止率2.6%※を採用し、全国の供給力から一律で控除する。

※2014～2016年度分の3か年実績から算定した値

(詳細は、第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4参考資料 電源の計画外停止率の調査結果(2018.3.5) 参照)

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/chousei_jukyu_25_haifu.html

計画外停止考慮前後の供給力(1月)

(万kW)

【1月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
考慮前	8,014	630	1,741	5,643	9,946	2,716	545	2,927	1,360	652	1,746	17,960	177	18,137
考慮後	7,805	613	1,695	5,497	9,688	2,646	530	2,851	1,325	635	1,700	17,493	173	17,666
差分	▲ 208	▲ 16	▲ 45	▲ 147	▲ 259	▲ 71	▲ 14	▲ 76	▲ 35	▲ 17	▲ 45	▲ 467	▲ 5	▲ 472

※ 予備率均平化前(手順1-1)の供給力

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

手順1-5 最終的な評価結果【再掲】

- 不等時性を考慮した需要（手順1-3）および計画外停止を考慮した供給力（手順1-4）において、連系線の空容量の範囲内で、各エリアの予備率が均平化するように供給力を移動させる。

〈電源Ⅰ 考慮、火力増出力運転 考慮、連系線 活用、計画外停止率 考慮、不等時性 考慮〉

(送電端,万kW,%)

【12月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,272	564	1,581	5,128	9,208	2,500	563	2,684	1,212	557	1,692	16,480	171	16,651
(内 電源Ⅰ)	(191)	(12)	(41)	(139)	(256)	(79)	(11)	(81)	(28)	(13)	(44)	(448)		(448)
最大需要電力	6,459	499	1,399	4,560	8,189	2,223	501	2,387	1,078	496	1,505	14,648	113	14,761
供給予備力	814	65	182	567	1,019	277	62	297	134	62	187	1,832	58	1,890
供給予備率	12.6	13.0	13.0	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.5	51.6	12.8
予備力3%確保 に対する余剰分	620	50	140	430	773	210	47	225	102	47	142	1,393	55	1,447
【1月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,892	588	1,578	5,726	9,601	2,664	602	2,830	1,222	550	1,735	17,493	173	17,666
(内 電源Ⅰ)	(191)	(12)	(41)	(139)	(256)	(79)	(11)	(81)	(28)	(13)	(44)	(448)		(448)
最大需要電力	7,543	562	1,509	* 5,473	8,779	2,435	550	2,588	1,117	503	1,586	16,323	121	16,443
供給予備力	348	26	70	253	822	228	52	242	105	47	149	1,170	52	1,222
供給予備率	4.6	4.6	4.6	4.6	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	7.2	42.8	7.4
予備力3%確保 に対する余剰分	122	9	24	88	559	155	35	165	71	32	101	681	48	729
【2月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,891	592	1,558	5,742	9,565	2,653	599	2,819	1,217	548	1,728	17,456	162	17,618
(内 電源Ⅰ)	(191)	(12)	(41)	(139)	(256)	(79)	(11)	(81)	(28)	(13)	(44)	(448)		(448)
最大需要電力	7,514	562	1,479	* 5,473	8,779	2,435	550	2,588	1,117	503	1,586	16,293	115	16,409
供給予備力	377	30	78	269	786	218	49	232	100	45	142	1,163	47	1,210
供給予備率	5.0	5.3	5.3	4.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	7.1	40.8	7.4
予備力3%確保 に対する余剰分	152	13	34	105	522	145	33	154	66	30	94	674	44	717
【3月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,222	576	1,466	5,180	8,596	2,420	535	2,467	1,105	539	1,530	15,817	176	15,993
(内 電源Ⅰ)					(2)			(2)				(2)		(2)
最大需要電力	6,323	504	1,284	4,535	7,499	2,118	468	2,160	968	445	1,340	13,821	110	13,932
供給予備力	899	72	183	645	1,097	301	67	307	138	94	191	1,996	65	2,061
供給予備率	14.2	14.2	14.2	14.2	14.6	14.2	14.2	14.2	14.2	21.0	14.2	14.4	59.3	14.8
予備力3%確保 に対する余剰分	710	57	144	509	872	238	53	242	109	80	150	1,581	62	1,643

* 今後の需給両面での変化や連系線の空容量を考慮し、不等時率を考慮せず評価

(参考) 電源入札等の検討開始の要否

今回の再整理を踏まえた見直し案

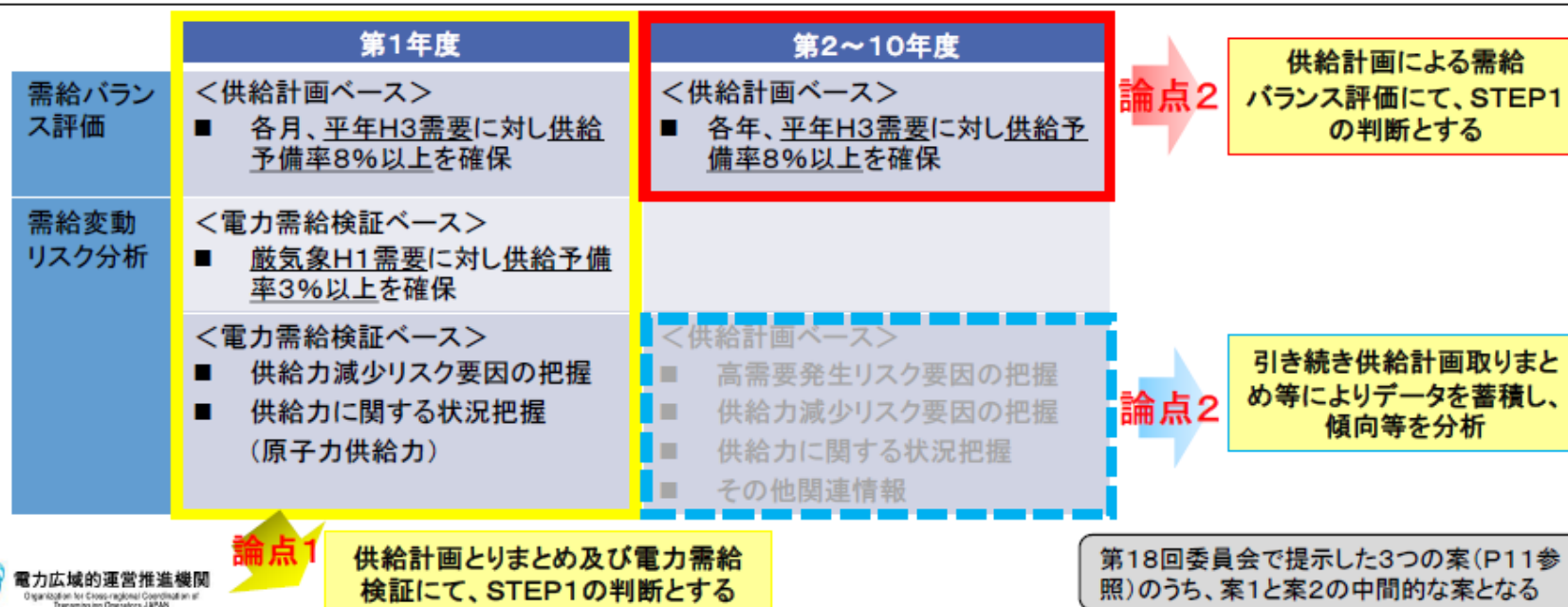
23

<論点1> 第1年度における電源入札等の検討要否と検討開始の判断基準について

- 需給バランス評価として「供給計画取りまとめ」、需給変動リスク分析として「電力需給検証」のそれぞれの結果をもって、電源入札等の検討開始判断(STEP1)の判断基準としてはどうか。

<論点2> 第2～10年度における電源入札等の検討開始の判断基準について

- 需給バランス評価として「供給計画取りまとめ」の結果のみをもって、電源入札等の検討開始判断(STEP1)の判断基準としてはどうか。
- これまで行ってきた「需要上振れリスクの把握」、「供給力下振れリスクの把握」については、引き続き供給計画とりまとめ等によりデータを蓄積し、傾向等を分析。
- 今後、新たに分析すべき事項を確認した場合は、関係するデータを蓄積し、傾向等を分析。



今回の再整理を踏まえた電源入札等の実施判断までの業務フロー見直し案

24

- 電源入札等の実施の判断までの業務は、下表のSTEP0→STEP1→STEP2の順に実施。
- STEP1では、下表の評価内容・判断基準に基づき、STEP2に進むかどうかを判断。
- STEP2では、電源入札等以外の対策の有無を検討し、電源入札等の実施要否を慎重に判断。

	STEP 0	STEP 1	STEP 2
	供給計画とりまとめ・大臣送付	電源入札等の検討開始の判断	電源入札等の実施の判断
決議	評議員会※1⇒理事会	理事会	評議員会⇒理事会
諮問委員会	—	本委員会	「入札委員会(仮称)」
実施時期	前年度3月末	(第1年度): 前年度3月末～4月上旬 (第2～10年度) 6月末	(第1年度): 4月まで (第2～10年度): 12月まで (判断を翌年度に繰り延べることもあり得る)
評価内容	・受領した供給計画(需要想定及び供給力算定)の適切性、広域系統長期方針・広域系統整備計画との整合性を確認 〔需給バランス評価〕 ・適正な供給力の確保状況※2を確認	〔需給バランス評価〕 ・供給計画に準じた需要及び供給力による評価 〔需給変動リスク分析〕 ・社会情勢や電源構成等を鑑み、個別に注視すべきリスク要因を抽出し、必要に応じ考慮	・電源入札等以外の対策の有無について詳細検討(追加的な供給力及びネガワットの確保等) ⇒需給バランスの再評価、需給変動リスクの再分析
判断基準	・需要想定要領、供給計画に関する国のガイドライン、広域系統長期方針、広域系統整備計画 〔需給バランス評価〕 ・平年H3需要※3に対する基準	〔需給バランス評価〕 ・STEP0と同じ 〔需給変動リスク分析〕 ・厳気象H1需要※4に対する基準(第1年度のみ※5)	・平年H3需要※3に対して、電源入札等以外の需給対策を考慮したうえで、STEP1と同じ基準を用いる ・厳気象H1需要※4に対して、電源入札等以外の需給対策を考慮したうえで、STEP1と同じ基準を用いる(第1年度のみ) 上記を基本としつつ入札委員会で議論

※1: 経済産業大臣への意見送付に関する事項 ※2: 火力発電所の燃料計画の確認を含む ※3: 平年並みの気象条件における最大3日平均需要 ※4: 厳しい気象条件(猛暑、厳寒)における最大電力需要 ※5: 第1年度は、期待可能な運用上の対策を考慮

出所) 第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料 5

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/chousei_jukyu_25_haifu.html

3 稀頻度リスク対応として必要な供給力の算定

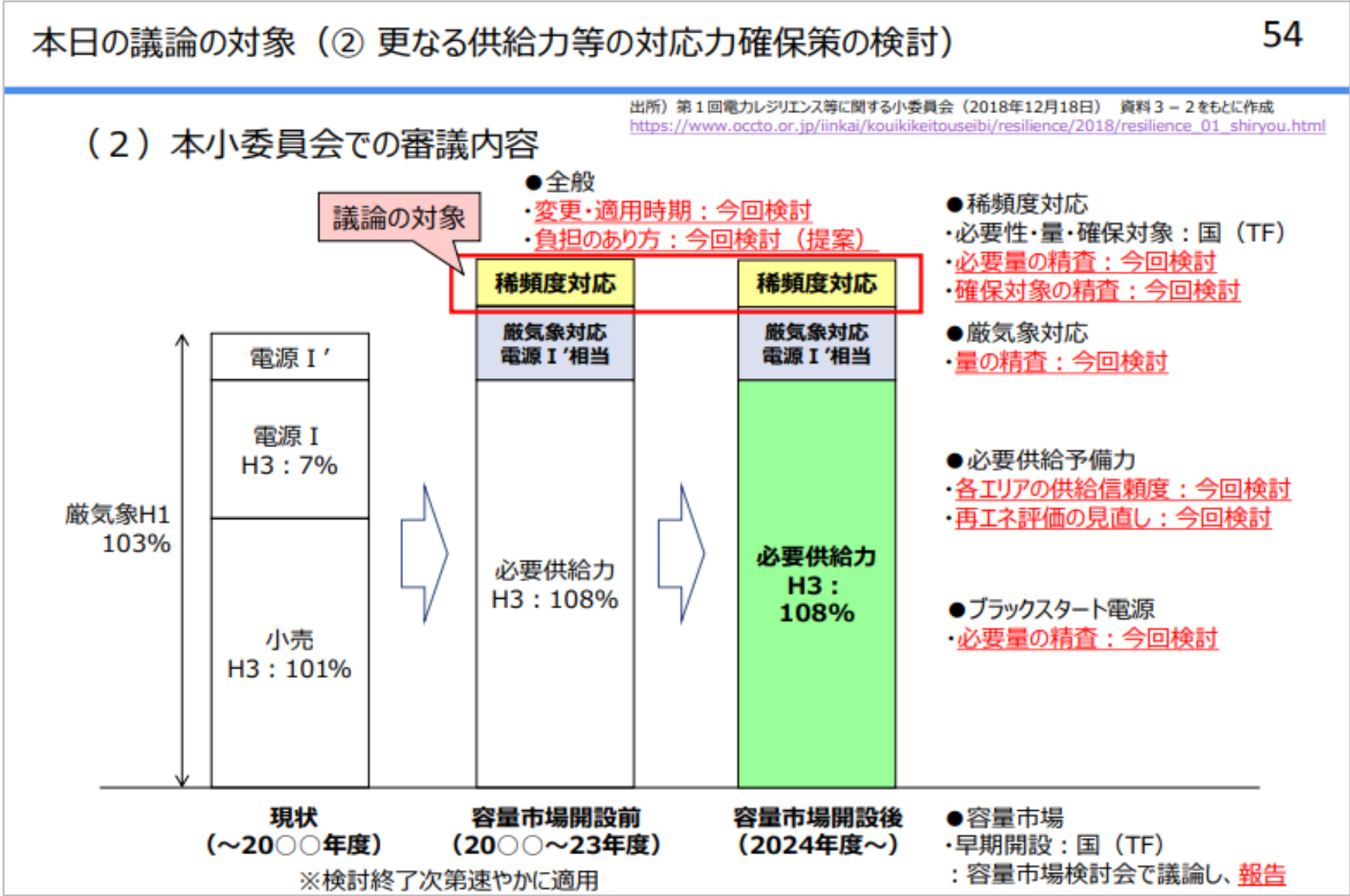
60

- 厳気象対応を踏まえた必要供給力については、「②-1 厳気象対応の見直し」にて示したように、厳気象需要（不等時性含む）および計画外停止率などの一定の条件のもと設定したものであり、当該条件を上回るリスクについて、稀頻度リスク対応として下記のN-1事象について検討した。
 - a. 単機最大ユニット脱落
 - b. 50Hzエリア・60Hzエリアそれぞれで単機最大ユニット脱落
 - c. N-1送電線故障
- 上記a～cのN-1事象における供給力低下率は0.7%～1.4%程度であることから、稀頻度リスク対応として必要な供給力は、総じて 平年H3需要に対して1%程度と評価できるのではないかと。
- なお、N-2以上の事象については、供給信頼度評価における停電コストと調達コストの経済性も踏まえて、対応要否を検討してはどうか。また、北海道などエリアの特殊性があるケースにおいては別途検討することとどうか。

想定されるリスク	供給力低下率（H3需要比率）
a.単機最大ユニット脱落	最大0.7%程度（全国H3需要比率）
b.50Hzエリア・60Hzエリアそれぞれで単機最大ユニット脱落	50Hzエリアで1.4%、60Hzエリアで1.3%程度(各エリアH3需要比率)
c.N-1送電故障	最大1.1%程度（全国H3需要比率）

【第1回電力レジリエンス等に関する小委員会（2018年12月18日）議事録抜粋】

『むしろ世の中としては、なぜ今年の1月のH1の厳気象が起こった時に同時に発電所が壊れていたのか、なぜ今年の夏に猛暑が起きたときに電源が故障していたのか、こういうことについてきちんと対応をすべきか、すべきではないのか、ということが聞きたいことなのではないか。当然今までの信頼性評価の中では、ある程度の、稀頻度でないものについては、対応が来ているのだと思うが、現にそういう事象が今年1年の中で起こっている。そういうことも踏まえて、早急に確保すべき供給力として、どこまでが最低限必要なのかということについて、停電コスト等も踏まえながらご検討いただきたい。』（鍋島オブザーバー）



(参考) 特別調達電源について

第38回調整力及び需給バランス評価に関する委員会
(2019年4月19日) 資料2抜粋

2. 特別調達電源の必要量の考え方 9

- 特別調達電源の必要量は、電源Ⅰ、電源Ⅰ'を送配電事業者が確保することとして、エリアの供給力の不足分を特別調達電源と算定する。
- 各エリア毎に必要な量を算定する。ただし、連系線の空容量を考慮する。
- 算定は、広域機関が供給計画を基に行うことを基本として、具体的な算定方法や事業者から提出が必要なデータ、調達を決定するための手続き等詳細については今後検討していく。

調整力公募の調達量
(2020年～2023年) 各エリア毎

容量市場の目標調達量
(2024年～) 全国

