

2024年度の厳気象H1需要時の需給見通しについて

2024年3月19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

- 2024年度夏季の猛暑H1需要時の需給見通しについて
- 2024年度冬季の厳寒H1需要時の需給見通しについて
- 2024～2033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

- 2024年度夏季需給見通しは、第92回本委員会（2023.11.17）時点において、猛暑H1需要※に対して各エリアで安定供給に最低限必要な予備率3%を上回る状況であった。
- 供給計画のとりまとめを踏まえた、需要・供給力の変化を反映し、猛暑H1需要に対する夏季需給見通しを確認したのでご報告する。
- なお、確認にあたっては、第93回本委員会（2023.12.22）での審議を踏まえ、最大需要時と最小予備率時の2点の供給予備率で評価した。
 （厳寒H1需要の予備率は、2024年度冬季の需給検証から2点での評価に切り替える予定）

※ 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

【電力需給検証の検討スケジュール】

			2023年度 第4Q	2024年度 第1Q	2024年度 第2Q	2024年度 第3Q
電力需給検証	広域機関	・見通し ・実績	夏季見通し ↓ 冬季実績 夏季見通し	★ 国に報告	冬季見通し ↓ 夏季実績 冬季見通し	★ 国に報告
	本委員会	内容の審議	本日 報告	審議	報告	審議

- 太陽光の出力が減少する時間帯の予備率も確認するため、2024年度の需給見通しから、最大需要時と最小予備率時の評価を行うこととした。

需給検証における太陽光・揚水の供給力評価について

5

これまでの経緯

- 東日本大震災以降から行っている需給検証では、予備率の確認を、夏季・冬季の最大需要時1点に着目していたが、再エネ大量導入により、特に夏季は、太陽光の出力が減少し**残余需要**がピークとなる、**点灯帯の予備率が厳しくなる傾向が顕在化**
- このため、容量市場による必要供給力確保が始まった2020年度のタイミングで、供給計画で年間8,760時間を評価するEUE評価を採用。これに伴い、再エネ・揚水の評価を、従来手法（下位5日平均や潜在計算）から、調整係数による算定に切替え
これに伴い、**需給検証における再エネ・揚水の評価も調整係数による算定に切替え**

取り巻く状況

- 再エネの導入量は太陽光を中心にさらに増加。**太陽光の出力が減少する夕刻から夜間の需給バランス**を、より適切に評価する必要性が増加
- 2021.3.3の第58回本委員会における議論でも、需給検証では、時間単位の評価で供給力の確保状況を確認する方向性が示されている。

今回見直し

- 太陽光の出力が減少する時間帯の予備率も確認するため、最大需要時と最小予備率時の評価を行うこととしてはどうか。
- その際、**太陽光については上記の時刻を踏まえた供給力**とし、これに伴い、**揚水についても実運用に即した供給力**とすることとしてはどうか。

（1）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時（厳気象H1需要）、および最小予備率時に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に、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

（2）需要

- エリア別の電力需要（送電端）は、各一般送配電事業者にて想定する。

（3）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。
 - ✓ 発電事業者（計80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、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、発動指令電源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・揚水の供給力は以下の通り評価する。
 - ✓ 太陽光 ： 過去10年程度の各月最大3日需要日において、1σ以下の低位な実績を平均
 - ✓ 水力・風力 ： EUE算定による火力等の安定電源代替価値
 - ✓ 揚水 ： 潜在計算により、予備率一定となるよう配分

- 2023年度実績が猛暑H1想定を上回った北海道エリアの想定需要は上方に見直し
- その他エリアの想定需要は、H3需要の見直し等に伴い、下方見直し

猛暑H1需要想定（8月の場合）

（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
2024年度想定	486	1,415	5,891	2,570	499	2,822	1,078	510	1,615	170
2023年度想定	469	1,467	5,931	2,626	523	2,920	1,100	529	1,654	173
増減	+17	▲52	▲40	▲56	▲24	▲98	▲22	▲19	▲39	▲3

（参考）H3需要想定（8月の場合）

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2024年度供給計画 2024年度	418	1,301	5,395	2,409	475	2,647	1,039	478	1,538	157
2023年度供給計画 2023年度	416	1,338	5,499	2,455	495	2,741	1,043	497	1,537	161
増減	+2	▲37	▲104	▲46	▲20	▲94	▲4	▲19	+1	▲4

■ 第92回本委員会以降に判明した発電機作業の延長、トラブル停止等を反映

主要な発電機における供給力の変化要因

補修等に伴う停止期間（11/17時点）
 補修等に伴う停止期間（現時点）

エリア	発電所名・号機 (電源種別)	定格出力 (送電端) [万kW]	2024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
中部	武豊5号 (火力)	101.3	1/31 ~ 未定 (燃料搬送ベルトコンベアトラブル)											
			3/2~4/30						11/10~11/24			3/22~3/31		
北陸	七尾大田1号 (火力)	47.1	1/1 ~ 未定 (能登半島地震による設備故障)											
			4/27~6/28											
北陸	七尾大田2号 (火力)	66.1	1/1 ~ 未定 (能登半島地震による設備故障)											
												10/12~10/31		
関西	高浜4号 (原子力)	83.9	12/16 ~ 未定 ^{※1} (定検中に蒸気発生器伝熱管損傷が判明)											
			12/16~4/5											
四国	電発橋湾1号 (火力)	99.2	2/15 ~ 未定 ^{※2} (高温再熱蒸気管リーク補修)											
												10/12~10/23		

※1：4/26から並列予定 ※2：2025/2/28復旧予定

(注) 表に記載した発電機のほかにも事業者の需給対策やトラブル等により補修計画が変更された発電機があり、需給バランスに反映している。

■ 猛暑H1需要に対して、発動指令電源、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%以上を確保できる見通しとなった。

各エリアの予備率（猛暑H1）

前回（11/17時点）

（単位：％）

エリア	7月	8月	9月
北海道	8.7	13.3	22.5
東北	8.7	10.1	11.2
東京	7.9	8.3	10.3
中部	11.6	12.4	11.9
北陸	11.6	12.4	16.1
関西	11.6	12.4	16.1
中国	11.6	12.4	16.1
四国	11.6	12.4	16.1
九州	11.6	12.4	16.1
沖縄	22.9	19.4	22.3

今回（最大需要時）

（単位：％）

エリア	7月	8月	9月
北海道	4.4	10.0	13.6
東北	15.1	10.0	13.6
東京	5.7	10.0	13.6
中部	10.8	11.0	10.7
北陸	10.8	11.0	10.7
関西	10.8	11.0	10.7
中国	10.8	11.0	10.7
四国	10.8	11.0	10.7
九州	18.1	18.3	16.6
沖縄	27.7	31.3	22.9

今回（最小予備率時※）

（単位：％）

エリア	7月	8月	9月
北海道	4.4	10.5	16.2
東北	8.2	8.7	11.9
東京	5.7	8.7	11.9
中部	10.3	10.6	11.9
北陸	10.3	10.6	11.9
関西	10.3	10.6	11.9
中国	10.3	10.6	11.9
四国	10.3	10.6	11.9
九州	13.2	14.8	14.5
沖縄	34.0	35.8	35.1

2024年度夏季の猛暑H1需要時の需給見通し ：需要および供給力（最大需要時）

〈発動指令電源 **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	8,289	507	1,556	6,226	10,149	2,832	550	3,110	1,188	562	1,908	18,437	217	18,654
最大需要電力	7,728	486	1,351	5,891	9,049	2,555	496	2,805	1,072	507	1,615	16,777	170	16,947
供給予備力	561	21	204	335	1,099	277	54	304	116	55	293	1,660	47	1,707
供給予備率	7.3	4.4	15.1	5.7	12.1	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	18.1	9.9	27.7	10.1
予備力3%確保 に対する余剰分	329	7	164	158	828	200	39	220	84	40	245	1,157	42	1,199

【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	8,434	534	1,530	6,369	10,165	2,837	551	3,115	1,190	563	1,910	18,599	223	18,823
最大需要電力	7,667	486	1,391	5,791	9,049	2,555	496	2,805	1,072	507	1,615	16,717	170	16,887
供給予備力	766	49	139	579	1,116	282	55	310	118	56	295	1,883	53	1,936
供給予備率	10.0	10.0	10.0	10.0	12.3	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	18.3	11.3	31.3	11.5
予備力3%確保 に対する余剰分	536	34	97	405	845	205	40	226	86	41	247	1,381	48	1,429

【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	7,819	472	1,500	5,847	9,333	2,657	530	2,812	1,147	534	1,654	17,152	197	17,349
最大需要電力	6,884	416	1,321	5,148	8,356	2,400	479	2,540	1,036	482	1,419	15,240	160	15,400
供給予備力	935	56	179	699	978	257	51	272	111	52	236	1,912	37	1,949
供給予備率	13.6	13.6	13.6	13.6	11.7	10.7	10.7	10.7	10.7	10.7	16.6	12.5	22.9	12.7
予備力3%確保 に対する余剰分	728	44	140	544	727	185	37	196	80	37	193	1,455	32	1,487

2024年度夏季の猛暑H1需要時の需給見通し ：需要および供給力（最小予備率時）

〈発動指令電源 **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	8,008	476	1,423	6,109	9,783	2,735	525	2,991	1,169	550	1,813	17,791	208	17,999
最大需要電力	7,552	456	1,315	5,781	8,831	2,481	476	2,713	1,060	499	1,602	16,383	156	16,538
供給予備力	456	20	108	328	952	254	49	278	109	51	211	1,408	53	1,461
供給予備率	6.0	4.4	8.2	5.7	10.8	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	13.2	8.6	34.0	8.8
予備力3%確保 に対する余剰分	229	6	68	155	687	180	35	197	77	36	163	917	48	965

【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	8,166	504	1,485	6,177	9,837	2,748	526	3,000	1,172	551	1,840	18,003	210	18,213
最大需要電力	7,505	456	1,366	5,682	8,836	2,486	476	2,713	1,060	499	1,602	16,340	154	16,495
供給予備力	662	48	119	495	1,001	263	50	287	112	53	237	1,663	55	1,718
供給予備率	8.8	10.5	8.7	8.7	11.3	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	14.8	10.2	35.8	10.4
予備力3%確保 に対する余剰分	436	34	78	324	736	188	36	205	80	38	189	1,173	51	1,224

【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	7,447	482	1,430	5,536	8,942	2,588	512	2,640	1,113	505	1,585	16,389	205	16,594
最大需要電力	6,640	415	1,278	4,947	7,960	2,313	457	2,360	994	451	1,385	14,600	152	14,752
供給予備力	807	67	152	588	982	275	54	281	118	54	200	1,789	53	1,842
供給予備率	12.2	16.2	11.9	11.9	12.3	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	14.5	12.3	35.1	12.5
予備力3%確保 に対する余剰分	608	55	114	440	743	206	41	210	88	40	159	1,351	49	1,400

- 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。
- 各エリアにおいて、稀頻度リスクに必要な供給力を確保できる見通し。

※ 平年H3需要：2024年度供給計画の第1年度(2024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（2024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	501	1,335	5,395	2,409	487	2,647	1,039	478	1,538	157
平年H3需要 ×1%	5	13	54	24	5	26	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	5	13	54	71				15	24	
8月	72			71				15	24	
9月	72			71				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	7	164	158	583				245	42	
8月	536			598				247	48	
9月	728			534				193	32	

※ 四捨五入の関係で合計値が合致しないことがある

- 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。

2024年度夏季に試運転を実施する新設発電機※1

エリア	発電所名・号機 (電源種別)	設備容量 (万kW)	2024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	五井 (火力)	1号 78	3月～試運転開始予定					2024年8月 営業運転開始予定							
		2号 78			6月～試運転開始予定						2024年11月 営業運転開始予定				

※ 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

- 猛暑H1需要に対して、供給力では発動指令電源、火力増出力運転、エリア間融通を供給力に織り込むと、全エリアで最低限必要となる予備率 3 %を確保できる見通し。
- 実需給断面において、新設発電機の試運転や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。
- 本機関としては、電力需給モニタリングにより需給状況の監視を強化し、需給バランスの悪化が予見された場合には、国や一般送配電事業者と連携し需給対策を講じるとともに、需給ひっ迫の可能性がある場合には、SNS等を通じて周知する準備を進めていく。

- 2024年度夏季の猛暑H1需要時の需給見通しについて
- 2024年度冬季の厳寒H1需要時の需給見通しについて
- 2024～2033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2024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、2024年度 冬季の厳寒H1需要に対する需給見通しを確認した。
- 諸元データの関係により従来手法に基づく最大需要時の評価とした。

【基本的な考え方（概要）】

- 2024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、2024年度供給計画をベースに一般送配電事業者が想定
※今冬実績等を踏まえて今後精査
 - 供給力： 2024年度供給計画をベースに算定
- 評価基準は、「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。

■ 2024年度供給計画のH3需要想定や速報実績を踏まえて、厳寒H1想定需要を変更。

※ 今冬実績等を踏まえて今後精査

厳寒H1需要想定（1月の場合）

(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
2024年度想定	569	1,498	5,419	2,437	531	2,514	1,088	509	1,616	121
2023年度想定	567	1,523	5,473	2,466	562	2,621	1,131	509	1,606	122
増減	+2	▲25	▲54	▲29	▲31	▲108	▲43	±0	+10	▲1

(参考) H3需要想定（1月の場合）

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2024年度供給計画 2024年度	501	1,335	4,752	2,314	487	2,411	995	459	1,448	104
2023年度供給計画 2023年度	498	1,369	4,884	2,342	518	2,518	1,037	458	1,454	109
増減	+3	▲34	▲132	▲28	▲31	▲108	▲42	+1	▲6	▲4

2024年度冬季の厳寒H1需要に対する需給見通し

- 2024年度冬季について、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需要に基づき、全エリアで予備率3%を確保できる見通し。

各エリアの予備率（厳寒H1）

前回（11/17時点）（単位：%）

	12月	1月	2月	3月
北海道	21.0	10.8	11.0	18.3
東北	21.0	10.8	11.0	18.3
東京	21.0	10.8	11.0	18.3
中部	16.4	10.8	11.0	18.3
北陸	16.4	10.8	11.0	18.3
関西	16.4	10.8	11.0	18.3
中国	16.4	10.8	11.0	18.3
四国	16.4	10.8	11.0	18.3
九州	16.4	10.8	11.0	18.3
沖縄	49.9	41.3	39.2	57.5

各エリアの予備率（今回）（単位：%）

エリア	12月	1月	2月	3月
北海道	22.4	10.7	11.2	11.2
東北	22.4	10.7	11.2	24.3
東京	22.4	10.7	11.2	24.3
中部	12.3	10.7	11.2	18.5
北陸	12.3	10.7	11.2	18.5
関西	12.3	10.7	11.2	18.5
中国	12.3	10.7	11.2	18.5
四国	12.3	10.7	11.2	18.5
九州	12.3	10.7	11.2	18.5
沖縄	65.0	40.2	43.6	50.1

(単位：万kW、%)

エリア		12月	1月	2月	3月
北海道	供給力	601	614	616	562
	需要	491	554	554	506
	予備率	22.4	10.7	11.2	11.2
	不足分	95	43	46	41
東北	供給力	1,665	1,615	1,590	1,603
	需要	1,360	1,458	1,429	1,290
	予備率	22.4	10.7	11.2	24.3
	不足分	264	113	118	274
東京	供給力	5,461	5,843	5,869	5,460
	需要	4,460	5,276	5,276	4,394
	予備率	22.4	10.7	11.2	24.3
	不足分	867	409	434	934
中部	供給力	2,508	2,628	2,639	2,500
	需要	2,232	2,373	2,373	2,110
	予備率	12.3	10.7	11.2	18.5
	不足分	208	184	195	327
北陸	供給力	542	573	575	524
	需要	482	517	517	442
	予備率	12.3	10.7	11.2	18.5
	不足分	45	40	43	69

エリア		12月	1月	2月	3月
関西	供給力	2,602	2,710	2,722	2,559
	需要	2,316	2,447	2,447	2,160
	予備率	12.3	10.7	11.2	18.5
	不足分	216	190	201	335
中国	供給力	1,178	1,174	1,179	1,068
	需要	1,048	1,060	1,060	901
	予備率	12.3	10.7	11.2	18.5
	不足分	98	82	87	140
四国	供給力	565	549	551	501
	需要	503	496	496	423
	予備率	12.3	10.7	11.2	18.5
	不足分	47	38	41	66
九州	供給力	1,719	1,742	1,750	1,597
	需要	1,531	1,573	1,573	1,348
	予備率	12.3	10.7	11.2	18.5
	不足分	143	122	129	209
沖縄	供給力	186	170	162	166
	需要	113	121	113	111
	予備率	65.0	40.2	43.6	50.1
	不足分	70	45	46	52

※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（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：2024年度供給計画の第1年度（2024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（2024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	501	1,335	5,395	2,409	487	2,647	1,039	478	1,538	157
平年H3需要 ×1%	5	13	54	24	5	26	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） (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	72			86					24	
1月	158									24
2月	158									24
3月	5	67		86						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	1,227			757					70	
1月	1,220									45
2月	1,294									46
3月	41	1,208		1,145						52

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

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。

2024年度冬季に試運転を実施する新設発電機※

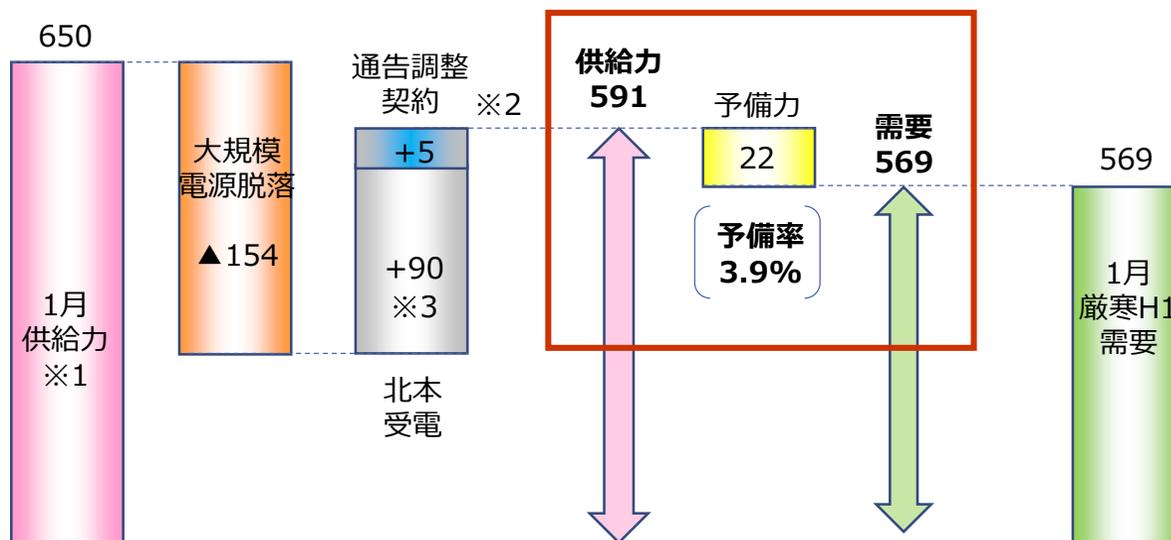
エリア	発電所名・号機 (電源種別)	設備容量 (万kW)	2024年度											
			4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
東京	五井 (火力)	3号 78									10月～試運転開始予定			2025年3月 営業運転開始予定

※ 試運転開始後においても、作業停止等により試運転不可となる期間がある

■ 厳寒H1需要時（最大時）が最大となる1月において、大規模電源脱落（N-2以上の事象）が発生した場合、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）や厳気象対応で活用可能な通告調整契約発動等の需給対策を行うと、厳寒H1需要に対する予備率は3.9%となる見通しである。

大規模電源脱落時の需給状況（1月）

(万kW)



大規模電源脱落時
予備率状況

	予備率*
12月	18.7%
1月	3.9%
2月	3.8%
3月	10.1%

※1 厳気象・稀頻度対応で活用可能な発動指令電源や火力増出力、一般送配電事業者からの要請による送電事業者蓄電池の増出力等を含む

※2 小売電気事業者の「ひっ迫時抑制電力」にあたる契約（2024年度供給計画計上分）

※3 北本連系設備の運用容量90万kW

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。 * 大規模電源の補修停止を考慮

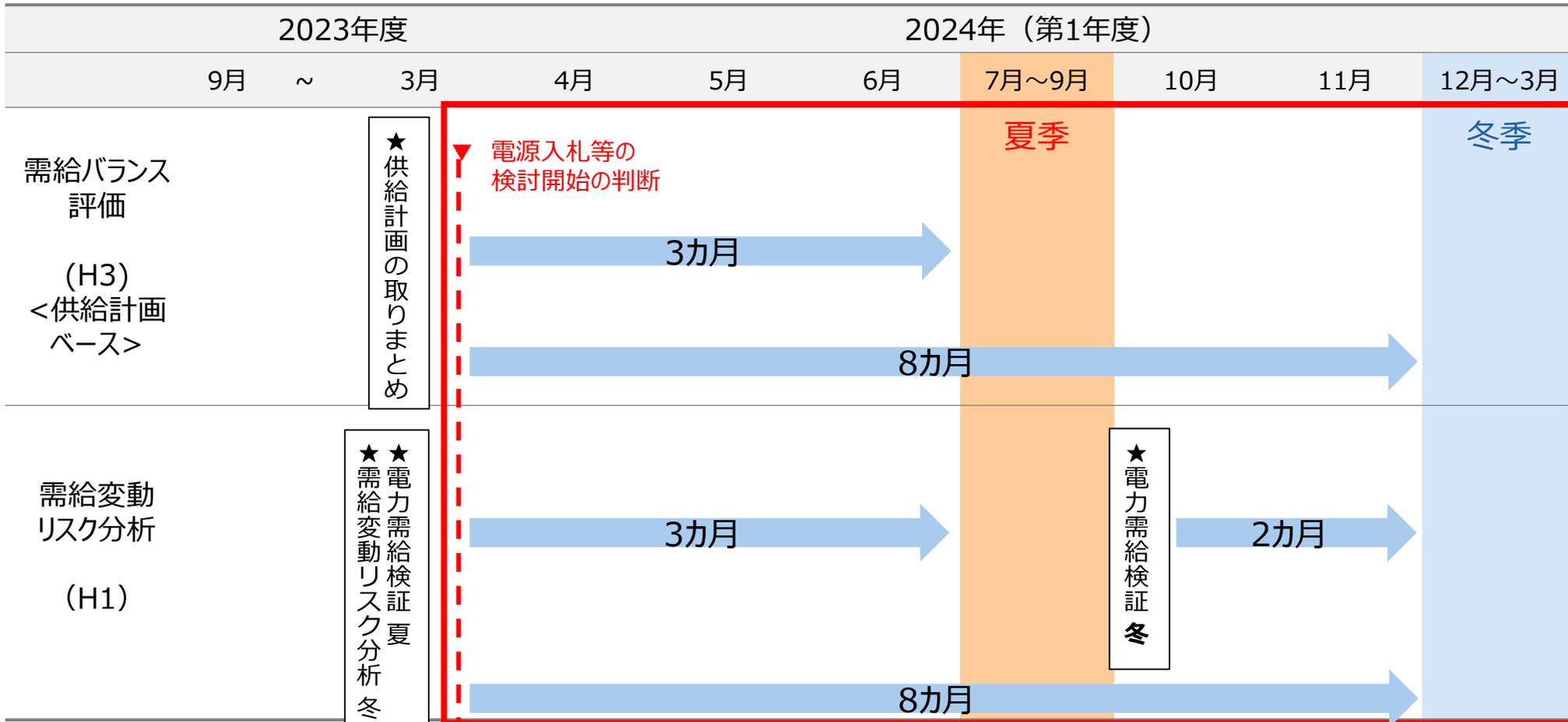
※ 需給検証では北海道エリアの稀頻度リスク評価として、以下のエリア特殊性を考慮し、北海道胆振東部地震発生時の電源脱落実績を踏まえた154万kWの大規模電源脱落時にも厳寒H1需要の103%の供給力を確保できることを確認している。

- 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

- 2024年度冬季に厳寒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、厳気象・稀頻度対応の供給力や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、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を行うと、厳寒H1需要に対して予備率3%を確保できる見通し。
- 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。

- 2024年度夏季の猛暑H1需要時の需給見通しについて
- 2024年度冬季の厳寒H1需要時の需給見通しについて
- 2024～2033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2）及び需給変動リスク分析（本資料）をもとに、2024～2033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、第94回本委員会（2024/1/24）における供給信頼度評価（EUE評価）と需給検証等（予備率評価）の関係整理を踏まえた判断を行う。



- 第94回本委員会（2024/1/24）の整理の通り、容量市場から需給検証まで、厳気象H1需要に対する必要供給力の充足を確認するという考え方は整合している。
- そのため、EUEに基づく需給バランス評価および需給変動リスク分析の結果に基づき、電源入札等の検討開始を判断していくことが基本となる。
- 一方で、需給検証時点における不等時率の見直し等に伴い、厳気象H1需要に対する必要供給力が変化する可能性がある。そのため、需給検証の手法に基づく予備率等を補完的に確認する。

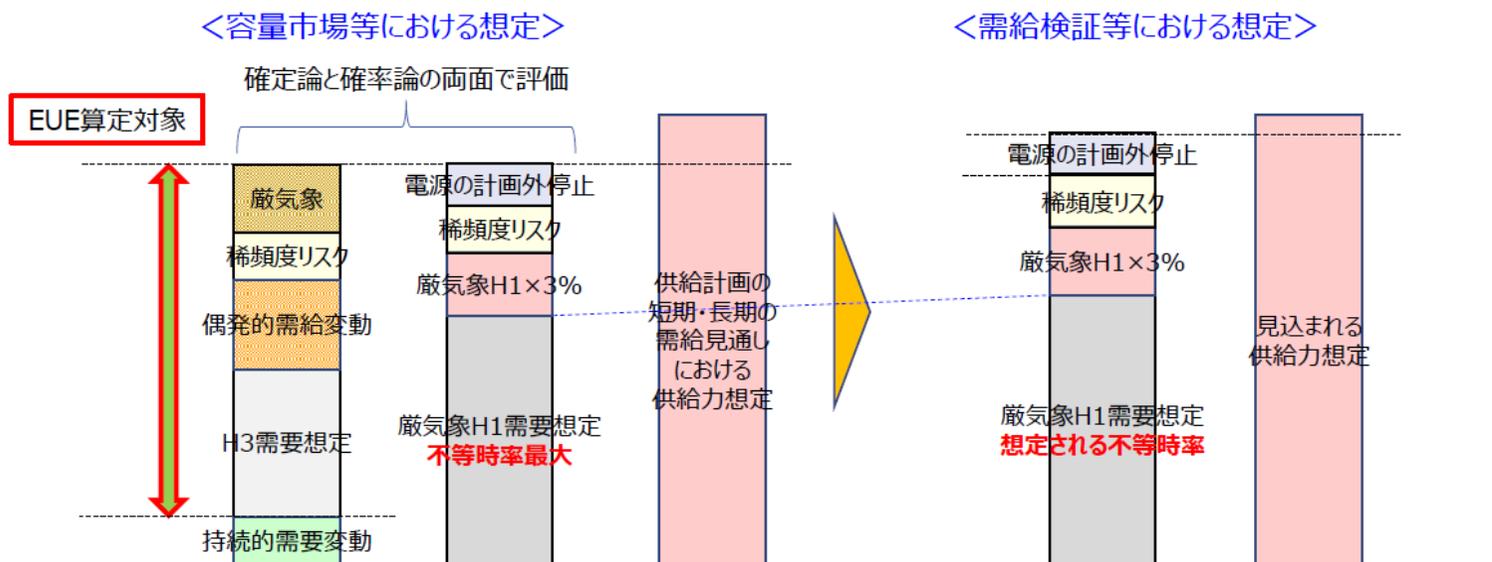
検討開始の判断基準

	見直し前	
	第1年度	第2～10年度
需給バランス評価	<供給計画ベース> ■ 各月、 <u>平年H3需要に対し供給予備率8%以上</u> を確保	<供給計画ベース> ■ 各年、 <u>平年H3需要に対し供給予備率8%以上</u> を確保
需給変動リスク分析	<需給検証ベース> ■ <u>厳気象H1需要に対し供給予備率3%以上</u> を確保 ■ 供給力減少リスク要因の把握 ■ 供給力に関する状況把握	<供給計画ベース> ■ 高需要・供給力減少発生リスク要因の把握 ■ 供給力に関する状況把握 ■ その他関連情報

見直し後	
第1年度	第2～10年度
■ <u>平年H3需要に対し、年間EUEを満たす</u> ※ 厳気象・稀頻度リスク対応を包含	■ 各年、 <u>平年H3需要に対し年間EUEを満たす</u> ※ 厳気象・稀頻度リスク対応を包含
■ 厳気象H1需要に対する供給予備率3%以上を補完的に確認	■ 高需要・供給力減少発生リスク要因の把握 ■ 供給力に関する状況把握 ■ その他関連情報

論点1：供給信頼度評価（EUE評価）と需給検証等（予備率評価）の必要性について 22

- **容量市場から需給検証まで厳気象H1需要に対する必要供給力の充足を確認するという考え方は整合している。**
- **容量市場や供給計画においては、年度全体を対象として、安定電源として必要な供給力を算出するとともに、再エネや揚水などの供給力を適切に評価可能なEUE評価が有用である。**
- 一方、需給検証等の時点では、実需給近傍の最新状況を反映した結果、厳気象H1需要想定や不等時率の見直しに伴い、厳気象H1需要に対する必要供給力も変化する可能性がある。これを踏まえると、**実需給近傍である需給検証等については、電源トラブル等により頻繁に変わり得る需給状況を適宜反映可能であり、厳気象H1需要に対する必要供給力を確保していることの確認が容易な、各コマに対する予備率評価が適している。**
- このため、**容量市場・供給計画におけるEUE評価だけでなく、需給検証等における予備率評価も継続することで**どうか。



- 供給計画取りまとめ以降に新たなリスク要因が顕在化した場合には、リードタイムも踏まえつつ、追加的な需給対策を検討していく。

実施フロー

	STEP0・1 供給計画取りまとめ・大臣送付 電源入札等の検討開始の判断	STEP2 電源入札等の実施の判断
決定	評議員会⇒理事会	評議員会⇒理事会
検討委員会	調整力及び需給バランス評価等に関する委員会	電源入札等委員会（仮称）
実施時期	前年度3月末	（第1年度）4月まで （第2～10年度）12月 （判断を翌年度に繰り延べることもあり得る）
評価内容	<ul style="list-style-type: none"> ・受領した供給計画の適切性、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・需給変動リスク分析】 ・供給力の確保状況を確認 ※ 厳気象・稀頻度リスクに対する評価を含む ・供給予備率に基づく需給バランスを確認 	<ul style="list-style-type: none"> ・電源入札等以外の対策の有無について詳細検討（追加的な供給力確保や 需要対策等） ⇒需給検証を含む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	<ul style="list-style-type: none"> ・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・需給変動リスク分析】 ・供給計画に基づく供給信頼度、需給バランス評価（EUE） ・需給検証に基づく需給バランス評価 	<ul style="list-style-type: none"> ・平年H3需要に対して、電源入札等以外の需給対策を考慮したうえで、STEP0と同じ基準を用いる 上記を基本としつつ、委員会にて検討

■ 2024年度供給計画の需給バランス評価

- 年間EUEにより評価した結果、短期断面（第1・2年度目）では、電源の休廃止や補修停止等により2025年度の北海道エリア・東京エリア・九州エリアにおいて、目標停電量を超過する見通し
- 長期断面（第3年度目以降）では、北海道エリア・東京エリア（2026～2029年度）、東北エリア（2026、2028・2029年度）、九州エリア（2026～2033年度）、沖縄エリア（2026、2028年度）で目標停電量を超過する見通し
- 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H3需要に対し、予備率が10%を上回る見通し

■ 2024年度夏季の需給変動リスク分析

- 最大需要時・最小予備率時ともに、すべてのエリア・月で猛暑H1需要に対し、予備率が3%を上回る見通し
- 稀頻度リスク（N-1相当の事象）に対する供給力を確保する見通し
- 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年度冬季の需給変動リスク分析

- 従前の最大需要時の評価に基づくと、すべてのエリア・月で厳寒H1需要に対し、予備率が3%を上回る見通し
- 稀頻度リスク（N-1相当の事象）に対する供給力を確保する見通し
- 北海道エリアの大規模電源脱落時（N-2以上の事象）において、厳寒H1需要に対し、予備率が3%を上回る見通し
- 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年度は、「短期断面での電源入札等の実施の判断（STEP2）」に移行する必要はないこととしたい。

■ 2025年度以降は、来年度供給計画の取りまとめ等の結果を踏まえて、「短期断面での電源入札等の検討開始の判断（STEP1）」について、改めて判断を行うこととしたい。

(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

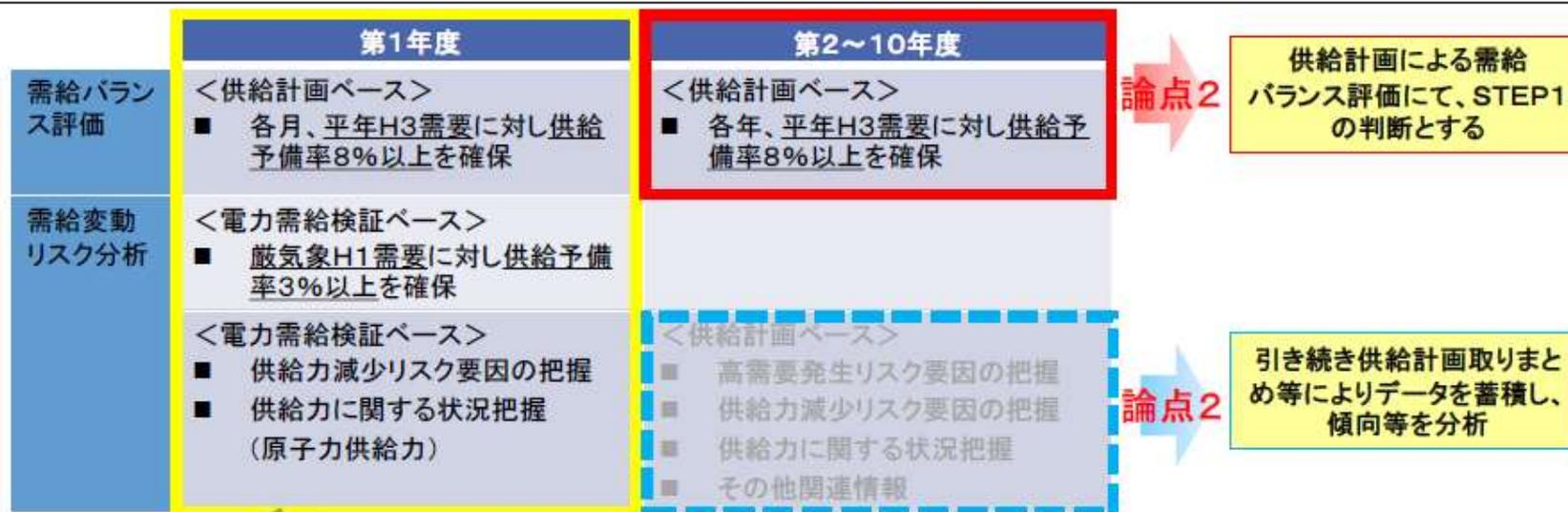
23

<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。



論点1

供給計画とりまとめ及び電力需給検証にて、STEP1の判断とする

第18回委員会で提示した3つの案(P11参照)のうち、案1と案2の中間的な案となる

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	<ul style="list-style-type: none"> ・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 <p>〔需給バランス評価〕</p> <ul style="list-style-type: none"> ・適正な供給力の確保状況※2を確認 	<p>〔需給バランス評価〕</p> <ul style="list-style-type: none"> ・供給計画に準じた需要及び供給力による評価 <p>〔需給変動リスク分析〕</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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 	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・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 <p>〔需給バランス評価〕</p> <ul style="list-style-type: none"> ・平年H3需要※3に対する基準 	<p>〔需給バランス評価〕</p> <ul style="list-style-type: none"> ・STEP0と同じ <p>〔需給変動リスク分析〕</p> <ul style="list-style-type: none"> ・厳気象H1需要※4に対する基準(第1年度のみ※5) 	<ul style="list-style-type: none"> ・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) <p>上記を基本としつつ入札委員会で議論</p>

※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

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。
- 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でどうか。

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】

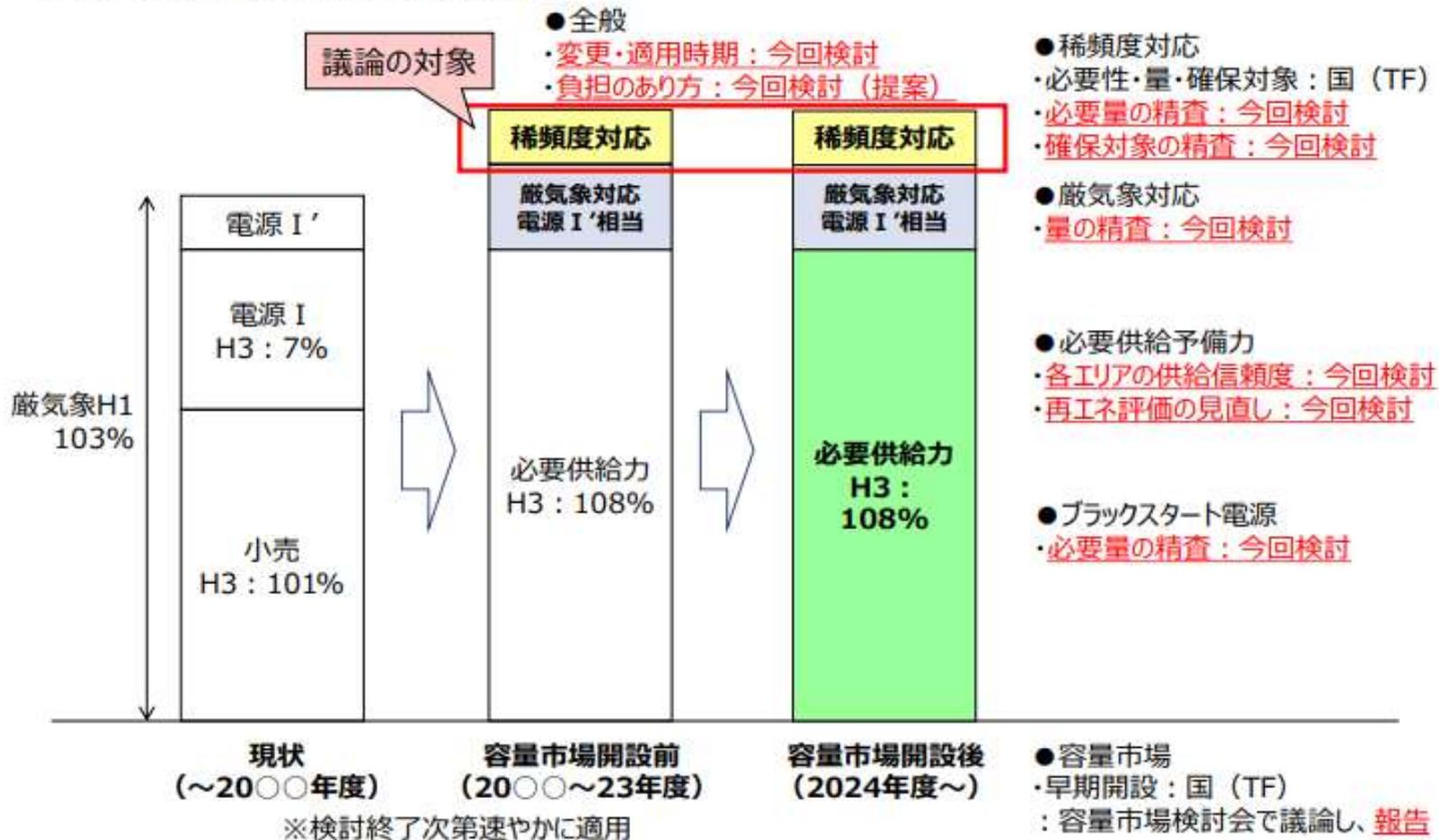
『むしろ世の中としては、**なぜ今年の1月のH1の厳気象が起こった時に同時に発電所が壊れていたのか、なぜ今年の夏に猛暑が起きたときに電源が故障していたのか、こういうことについてきちんと対応をすべきか、すべきではないのか、**ということが聞きたいことなのではないか。当然今までの信頼性評価の中では、ある程度の、稀頻度でないものについては、対応が出来ているのだろうと思うが、**現にそういう事象が今年1年の中で起こっている。そういうことも踏まえて、早急に確保すべき供給力として、どこまでが最低限必要なのか**ということについて、停電コスト等も踏まえながらご検討いただきたい。』（鍋島オブザーバー）

本日の議論の対象 (② 更なる供給力等の対応力確保策の検討)

54

出所) 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) 資料3-2をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/resilience/2018/resilience_01_shiryou.html

(2) 本小委員会での審議内容



出所) 第4回電力レジリエンス等に関する小委員会 (2019.3.5) 資料2

https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/resilience/2018/files/resilience_04_02_01.pdf