

2025年度の厳気象H1需要時の需給見通しについて

2025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

- 2025年度の厳気象H1需要時の需給見通しについて
- 2025～2034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

- 2025年度供給計画および事業者からの報告データをもとに、**2025年度の厳気象H1需要に対する需給見通しを確認したのでご報告する。**
- 今回報告のうち、夏季および冬季の需給見通しについては、実績検証と合わせ、それぞれ需給検証報告書として別途本委員会へお諮りする予定

（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を基礎とし、夏季は一部の事業者に対して追加的な報告を求め、得られたデータを用いて分析を行う。
- 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、1 σ 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

■ 2024年度夏季は9月に7エリアで猛暑H1想定を超える需要が発生したため、特に9月において、東京・関西・九州エリアで想定需要の引上げが顕著となった。

(単位：万kW)

エリア	夏 季			冬 季			
	7月	8月	9月	12月	1月	2月	3月
北海道	486 (±0)	486 (±0)	413 (▲3)	508 (+4)	571 (+2)	571 (+2)	506 (±0)
東北	1,341 (▲11)	1,418 (+3)	1,343 (▲1)	1,393 (▲6)	1,507 (+9)	1,498 (+32)	1,301 (+40)
東京	5,936 (+45)	5,936 (+45)	5,555 (+318)	4,605 (+12)	5,467 (+48)	5,467 (+48)	4,848 (+46)
中部	2,520 (▲50)	2,520 (▲50)	2,462 (+48)	2,250 (▲10)	2,425 (▲12)	2,425 (▲12)	2,148 (+12)
北陸	509 (+10)	509 (+10)	483 (+1)	490 (+2)	535 (+2)	535 (+2)	456 (+9)
関西	2,824 (+2)	2,824 (+2)	2,731 (+176)	2,470 (+117)	2,585 (+63)	2,586 (+64)	2,282 (+102)
中国	1,078 (±0)	1,078 (±0)	1,038 (▲4)	1,062 (▲3)	1,074 (▲9)	1,074 (▲9)	895 (▲23)
四国	499 (▲11)	499 (▲11)	480 (▲5)	486 (▲11)	486 (▲11)	486 (▲11)	417 (±0)
九州	1,672 (+57)	1,672 (+57)	1,620 (+201)	1,537 (▲13)	1,617 (+1)	1,617 (+1)	1,359 (▲6)
沖縄	179 (+9)	180 (+10)	162 (+2)	108 (▲6)	113 (▲9)	106 (▲8)	107 (▲5)

※ () は2024年度との差分を示す
※ 冬季の需要は今冬の実績等を踏まえ今後精査

- 2024年度夏季は9月に7エリアで猛暑H1想定を超える需要が発生した。

(参考) 各エリアにおける猛暑H1想定の超過日数

18

- エリア別では、九州エリアで猛暑H1想定を超えた日が26日間あった。
- 月別では、9月に北海道・東北・沖縄を除く7エリアで猛暑H1想定を超える需要が発生した。

7～9月における猛暑H1想定の超過日数

単位：日

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
7月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8月	0	0	0	0	1	0	0	0	11	0	12
9月	0	0	4	3	2	9	1	1	15	0	35
合計	0	0	4	3	3	9	1	1	26	0	47

※ 各月の日需要実績に対し、需給検証で想定した月毎の猛暑H1需要を超過した日数をカウント

(参考) 9月の各エリア最大需要と猛暑H1想定との差

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
最大需要	402	1,271	5,390	2,459	490	2,689	1,045	485	1,643	152
H1想定	416	1,344	5,237	2,414	482	2,555	1,042	485	1,419	160
差	▲14	▲73	+153	+45	+8	+134	+3	+0	+225	▲8

- 厳気象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。

(単位：%)

エリア	夏 季			冬 季			
	7月	8月	9月	12月	1月	2月	3月
北海道	12.4	8.6	20.5	23.3	5.4	5.8	12.3
東北	11.4	8.6	10.0	23.3	5.4	5.8	12.3
東京	7.8	8.6	10.0	23.3	5.4	5.8	12.3
中部	8.7	9.7	10.0	9.8	5.4	6.6	13.2
北陸	8.7	9.7	10.0	9.8	5.4	6.6	13.2
関西	8.7	9.7	10.0	9.8	5.4	6.6	13.2
中国	13.8	15.3	10.0	9.8	5.4	6.6	13.2
四国	42.6	33.7	10.0	9.8	7.7	19.4	33.1
九州	23.8	15.3	10.0	9.8	5.4	6.6	13.2
沖縄	17.0	26.4	32.1	50.2	50.3	53.6	73.9

※ 全国で最大需要となる時間帯で評価

- 厳気象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。

(単位：%)

エリア	夏 季			冬 季			
	7月	8月	9月	12月	1月	2月	3月
北海道	9.5	8.7	12.8	18.0	5.4	6.5	11.4
東北	9.5	8.7	9.0	18.0	5.4	6.5	11.4
東京	9.5	8.7	9.0	18.0	5.4	6.5	11.4
中部	9.9	10.1	9.0	9.6	5.4	6.5	13.8
北陸	9.9	10.1	9.0	9.6	6.0	6.5	13.8
関西	9.9	10.1	9.0	9.6	6.0	6.5	13.8
中国	11.0	10.1	9.0	9.6	6.0	6.5	13.8
四国	30.6	21.4	9.0	9.6	7.8	19.3	33.0
九州	11.0	10.1	9.0	9.6	6.0	6.5	13.8
沖縄	13.4	20.7	28.9	50.2	50.3	53.6	73.9

※ 全国で最小予備率となる時間帯で評価

※ 発動指令電源の考慮等により、最小予備率時の予備率が最大需要時を上回ることがある

		夏 季			冬 季			
エリア		7月	8月	9月	12月	1月	2月	3月
北海道	供給力	533	516	493	590	595	595	560
	需要	475	475	410	479	565	563	499
	予備率	12.4	8.6	20.5	23.3	5.4	5.8	12.3
	余力 ^{※1}	44	27	71	97	13	16	46
東北	供給力	1,494	1,514	1,459	1,664	1,571	1,562	1,440
	需要	1,341	1,394	1,326	1,350	1,491	1,476	1,282
	予備率	11.4	8.6	10.0	23.3	5.4	5.8	12.3
	余力 ^{※1}	113	78	93	274	36	41	119
東京	供給力	6,397	6,337	6,036	5,134	5,699	5,700	5,253
	需要	5,936	5,835	5,486	4,165	5,408	5,388	4,679
	予備率	7.8	8.6	10.0	23.3	5.4	5.8	12.3
	余力 ^{※1}	283	327	386	844	129	151	434
中部	供給力	2,720	2,744	2,676	2,457	2,528	2,571	2,418
	需要	2,501	2,501	2,432	2,238	2,399	2,411	2,136
	予備率	8.7	9.7	10.0	9.8	5.4	6.6	13.2
	余力 ^{※1}	143	168	171	151	57	87	218
北陸	供給力	550	554	525	534	559	567	513
	需要	505	505	477	487	531	532	454
	予備率	8.7	9.7	10.0	9.8	5.4	6.6	13.2
	余力 ^{※1}	29	34	34	33	13	19	46

(単位：万kW、%)

※ 発動指令電源、火力増出力運転、連系線活用、計画外停止率、不等時性をそれぞれ考慮

※1 予備率3%に対する供給力の過不足

		夏 季			冬 季			
エリア		7月	8月	9月	12月	1月	2月	3月
関西	供給力	3,048	3,075	2,968	2,697	2,702	2,741	2,569
	需要	2,803	2,803	2,697	2,457	2,564	2,571	2,269
	予備率	8.7	9.7	10.0	9.8	5.4	6.6	13.2
	余力 ^{※1}	161	188	190	166	61	93	232
中国	供給力	1,227	1,242	1,128	1,160	1,123	1,139	1,008
	需要	1,078	1,077	1,025	1,057	1,065	1,068	890
	予備率	13.8	15.3	10.0	9.8	5.4	6.6	13.2
	余力 ^{※1}	117	133	72	71	25	39	91
四国	供給力	712	667	528	516	509	564	555
	需要	499	499	480	470	473	473	417
	予備率	42.6	33.7	10.0	9.8	7.7	19.4	33.1
	余力 ^{※1}	198	153	34	32	22	77	125
九州	供給力	2,063	1,920	1,760	1,678	1,690	1,714	1,448
	需要	1,667	1,665	1,600	1,529	1,604	1,608	1,279
	予備率	23.8	15.3	10.0	9.8	5.4	6.6	13.2
	余力 ^{※1}	346	205	113	103	38	58	131
沖縄	供給力	209	227	214	162	170	162	186
	需要	179	180	162	108	113	106	107
	予備率	17.0	26.4	32.1	50.2	50.3	53.6	73.9
	余力 ^{※1}	25	42	47	51	53	53	76

(単位：万kW、%)

※ 発動指令電源、火力増出力運転、連系線活用、計画外停止率、不等時性をそれぞれ考慮

※1 予備率3%に対する供給力の過不足

		夏 季			冬 季			
エリア		7月	8月	9月	12月	1月	2月	3月
北海道	供給力	501	484	465	580	547	551	515
	需要	458	445	412	491	519	517	463
	予備率	9.5	8.7	12.8	18.0	5.4	6.5	11.4
	余力 ^{※1}	30	25	40	74	12	18	39
東北	供給力	1,404	1,474	1,393	1,589	1,490	1,444	1,332
	需要	1,283	1,356	1,278	1,346	1,413	1,356	1,197
	予備率	9.5	8.7	9.0	18.0	5.4	6.5	11.4
	余力 ^{※1}	83	77	77	202	34	48	100
東京	供給力	6,268	6,162	5,725	5,274	5,528	5,565	5,321
	需要	5,727	5,668	5,252	4,469	5,244	5,225	4,778
	予備率	9.5	8.7	9.0	18.0	5.4	6.5	11.4
	余力 ^{※1}	370	323	316	670	126	184	400
中部	供給力	2,670	2,685	2,567	2,340	2,386	2,406	2,287
	需要	2,430	2,439	2,354	2,135	2,264	2,259	2,010
	予備率	9.9	10.1	9.0	9.6	5.4	6.5	13.8
	余力 ^{※1}	167	174	142	141	54	79	217
北陸	供給力	537	539	496	500	518	522	488
	需要	489	490	455	456	488	490	429
	予備率	9.9	10.1	9.0	9.6	6.0	6.5	13.8
	余力 ^{※1}	34	35	27	30	14	17	46

(単位：万kW、%)

※ 発動指令電源、火力増出力運転、連系線活用、計画外停止率、不等時性をそれぞれ考慮

※1 予備率3%に対する供給力の過不足

		夏 季			冬 季			
エリア		7月	8月	9月	12月	1月	2月	3月
関西	供給力	3,036	3,050	2,846	2,641	2,663	2,685	2,423
	需要	2,764	2,770	2,611	2,409	2,514	2,520	2,129
	予備率	9.9	10.1	9.0	9.6	6.0	6.5	13.8
	余力 ^{※1}	189	197	157	160	74	89	230
中国	供給力	1,155	1,141	1,081	1,107	1,107	1,116	1,010
	需要	1,041	1,036	991	1,010	1,045	1,048	887
	予備率	11.0	10.1	9.0	9.6	6.0	6.5	13.8
	余力 ^{※1}	83	74	60	67	31	37	96
四国	供給力	641	596	493	530	524	580	528
	需要	491	491	452	483	486	486	397
	予備率	30.6	21.4	9.0	9.6	7.8	19.3	33.0
	余力 ^{※1}	136	90	27	32	23	79	119
九州	供給力	1,830	1,808	1,707	1,645	1,626	1,639	1,367
	需要	1,649	1,642	1,566	1,501	1,535	1,538	1,202
	予備率	11.0	10.1	9.0	9.6	6.0	6.5	13.8
	余力 ^{※1}	131	117	94	99	45	54	130
沖縄	供給力	201	213	205	162	170	162	186
	需要	177	177	159	108	113	106	107
	予備率	13.4	20.7	28.9	50.2	50.3	53.6	73.9
	余力 ^{※1}	18	31	41	51	53	53	76

(単位：万kW、%)

※ 発動指令電源、火力増出力運転、連系線活用、計画外停止率、不等時性をそれぞれ考慮

※1 予備率3%に対する供給力の過不足

- 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：2025年度供給計画の第1年度(2025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（2025年度）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	九州	四国	沖縄
平年H3需要	502	1,352	5,491	2,313	489	2,669	1,018	1,583	476	160
平年H3需要 ×1%	5	14	55	23	5	27	10	16	5	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	九州	四国	沖縄
7月	5	14	55	55			10	16	5	24
8月	73			55			26		5	24
9月	5	154								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	九州	四国	沖縄
7月	44	113	283	333			117	198	346	25
8月	432			389			286		205	42
9月	71	1093								47

※ 四捨五入の関係で
合計値が合致しない
ことがある

■ 冬季についても、夏季と同様に、**各エリアで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（2025年度）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	九州	四国	沖縄
平年H3需要	502	1,352	5,491	2,313	489	2,669	1,018	1,583	476	160
平年H3需要 ×1%	5	14	55	23	5	27	10	16	5	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	九州	四国	沖縄
12月	73			85						24
1月	154								5	24
2月	73			81						24
3月	73			81						24

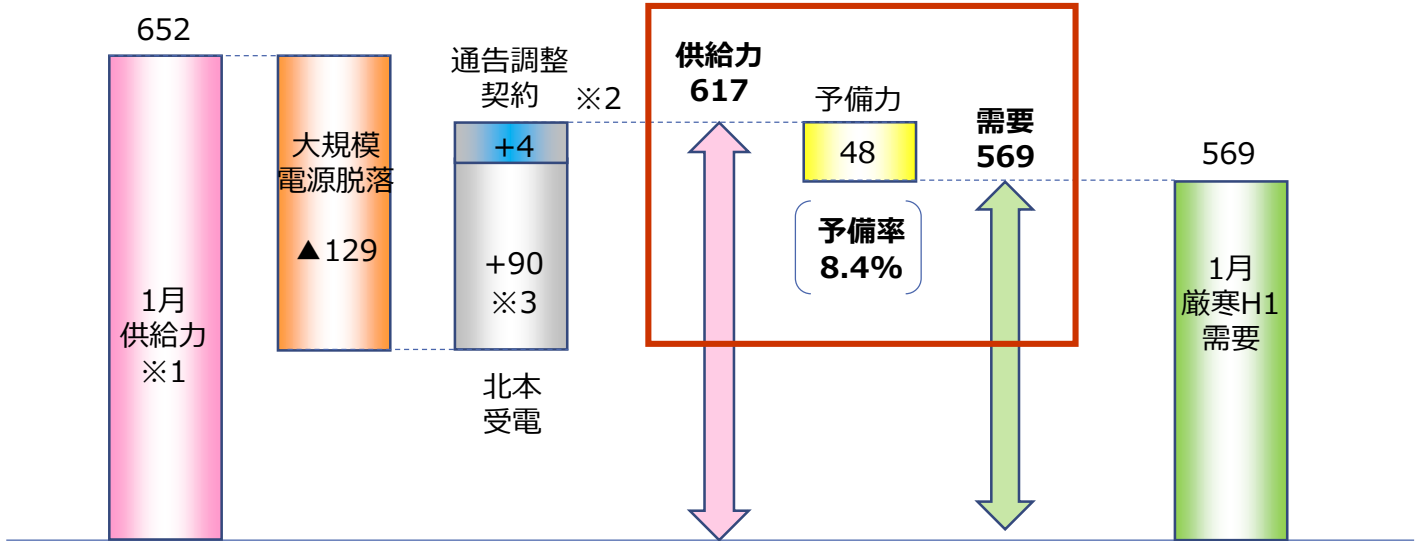
○予備率3%に対する余剰分の供給力

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	九州	四国	沖縄
12月	1215			557						51
1月	373								22	53
2月	208			296						53
3月	599			718						76

※ 四捨五入の関係で
合計値が合致しない
ことがある

■ 厳寒H1需要時（最大時）が想定される冬季の各月に、129万kWの大規模電源脱落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需要に対して3%以上の予備率を確保できる見通し**。

大規模電源脱落時の需給状況（1月）



大規模電源脱落時
予備率状況

	予備率
12月	25.0%
1月	8.4%
2月	10.0%
3月	7.4%

※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（2025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。
※ 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、過去10年間における最大の電源停止実績である129万kWの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



今後の北海道エリアの稀頻度評価における電源脱流量について（案）

- 2018年度の冬季以降、北海道エリアの稀頻度評価における大規模電源の脱流量は、胆振東部地震の苫東厚真発電所の停止実績を基に、**154万kWと設定されてきたが、稀頻度リスク評価における大規模電源の脱流量の設定**については、「**再発防止対策等の実施状況を踏まえて、必要により見直しを実施する**」とされている。
- この点は、事業者の対策により、
 - ① **苫東厚真発電所の発電設備（3基）の同時停止リスクが低減している。**
※設備対策の実施により、2019年2月の震度6弱の地震、2023年6月の震度5弱の地震においても設備損壊は生じていない。
 - ② また、**系統安定化装置の運用開始により、胆振東部地震と同様の事象が発生してもブラックアウトには至らないことが有識者により確認されている。**
- こうした状況を踏まえて、今後の北海道における稀頻度評価については、**特定の電源の脱落に着目するのではなく、エリア全体における電源の脱落実績に着目する2018年度夏季以前の評価の考え方を採用**することとしてはどうか。
- 具体的には、北海道エリアの稀頻度評価において「154万kW」と設定されている電源脱流量について、過去10年の最大の電源停止実績（129万kW（2022年度））であったことを踏まえ、**今冬の電力需給検証では稀頻度リスクにおける電源脱流量を「129万kW」に見直すこととしてはどうか。**
- 今後も、電力需給等の状況を踏まえて、見直しを検討することとしてはどうか。

【北海道エリアにおける電源停止実績の推移】

年度	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
停止実績（万kW）	95	121	122	54	68	80	91	67	129	81

※ 2017年度～2023年度については、HJKSデータに基づき、各年で停止実績の大きい日抽出。2014年度～2016年度については、電力広域的運営推進機関「第22回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」配布資料より抽出。2018年度の苫東厚真発電所の3基同時停止（154万kW）を除いて抽出。

41

- ## 2025年度に試運転を実施する新設発電機

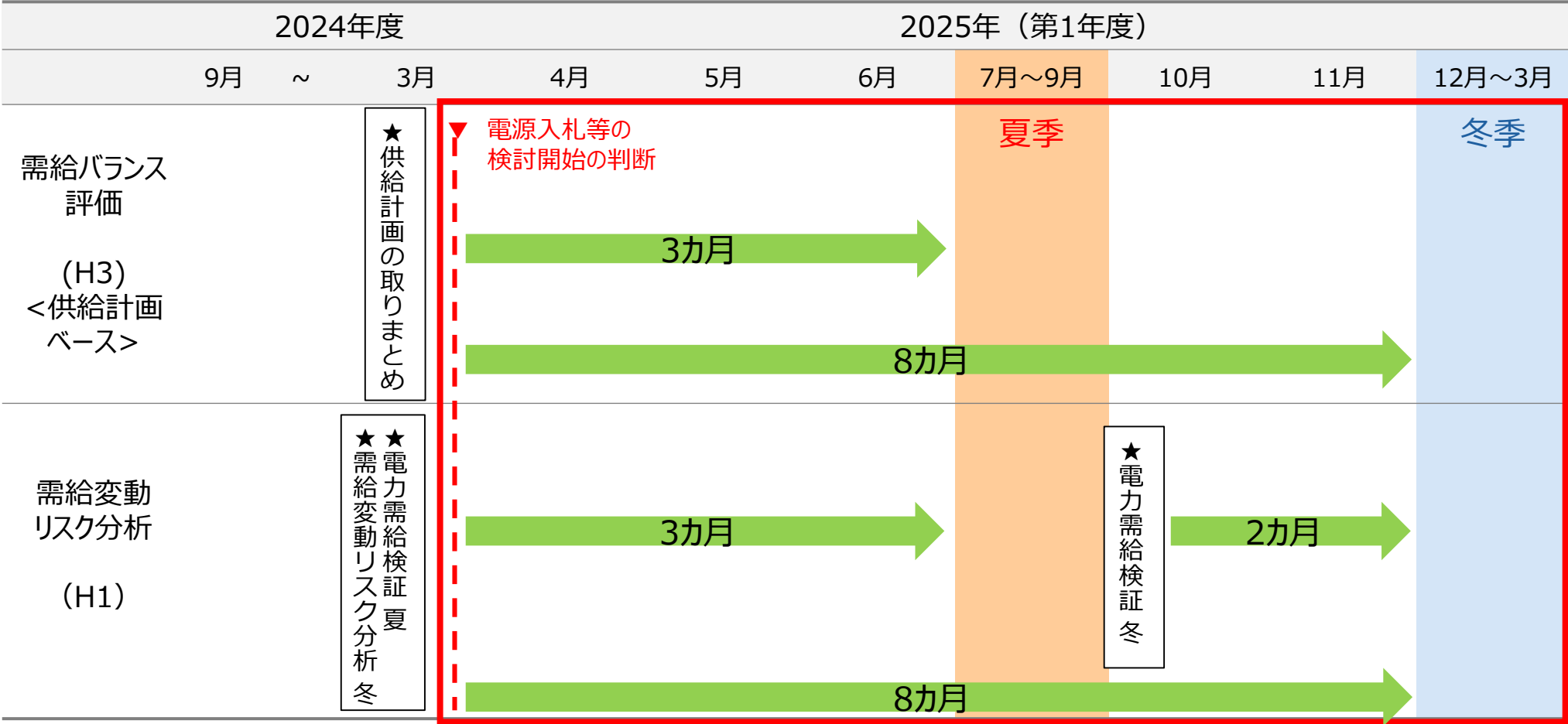
※ 試運転開始後においても、作業停止などにより試運転不可となる期間がある

エリア	発電所名・号機 (電源種別)	設備容量 (万kW)	2025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
東北	女川 (原子力) 2号	82.5				7/28～ 運転継続の認可申請中								

- 夏季・冬季の厳気象H1需要に対して、火力増出力運転、エリア間融通や高需要期の発動指令電源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、運転継続に関わる認可申請中の原子力や新設火力の試運転は追加供給力となる可能性があるものの、発電機の計画外停止等による供給力変化の可能性もある。
- 本機関としては、容量市場の枠組みを最大限活用し、供給力確保に資する取り組みを実施しつつ、電力需給モニタリングによりkW・kWhの両面から需給状況を監視し、**最新の気象予報等から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、必要な追加需給対策を講じる**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。

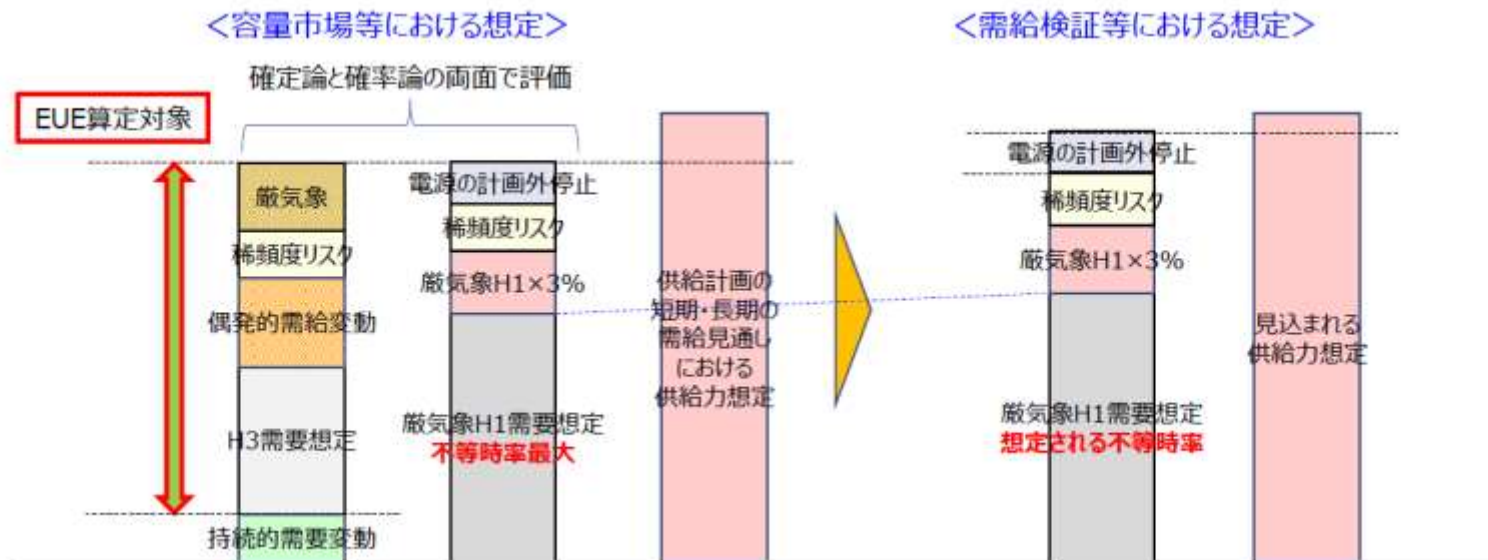
- 2025年度の厳気象H1需要時の需給見通しについて
- 2025～2034年度を対象とした電源入札等の検討開始の要否について

- 需給バランス評価（資料1）及び需給変動リスク分析（本資料）をもとに、2025～2034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。**



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。



現状整理を踏まえた電源入札等の検討開始の判断基準

25

- 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%以上を確保</u>	<供給計画ベース> ■ 各年、<u>平年H3需要に対し供給予備率8%以上を確保</u>
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%以上を確保</u> ■ 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 ■ 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	■ 各年、平年H3需要に対し<u>年間EUEを満たす</u> ※ 厳気象・稀頻度リスク対応を包含 ■ 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

現状整理を踏まえた電源入札等の実施フロー

27

- 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	・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	・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	・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	・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

(電源入札等の検討の開始)

第35条 本機関は、次の各号のいずれかに該当すると認めるときには、電源入札等の検討を開始する。

- 一 本機関が前条の規定による評価及び分析の結果、次のア及びイに掲げるいずれかの要件に該当すると認めた場合
 - ア 必要な予備力又は調整力が確保できないおそれがある場合
 - イ 自然災害、社会情勢の変化その他特別な事情により発生し得る需給変動リスクを踏まえ、危機管理対策として発電等電気工作物その他の供給能力の確保の必要性がある場合
- 二 一般送配電事業者又は配電事業者たる会員から電源入札等の検討の要請を受けた場合
- 三 国から電源入札等の検討の要請を受けた場合
- 四 第32条の44の規定により特別オークションを実施したにもかかわらず、必要な供給力を確保できなかった場合

出所) 広域機関 業務規程の抜粋

https://www.occto.or.jp/article/files/gyoumukitei2408_2.pdf

■ 2025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年度の東京エリア・九州エリア、2026年度の東京エリアにおいて、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、電源の休廃止等により、北海道エリア（2027）、東北エリア（2028～2034年度）、東京エリア（2027～2034年度）、九州エリア（2027～2034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11%を上回る見通し

■ 2025年度の需給変動リスク分析

- ・ 最大需要時・最小予備率時ともに、全てのエリア・月で厳気象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

<2025年度の対応>

一部のエリアで年間EUEによる目標停電量を超過する見通しとなったが、補完的な確認による厳気象H1需要に対する予備率は3%を上回ることから、広域機関の業務規程第35条第1項に基づき、現時点での「短期断面での電源入札等の実施の判断（STEP2）」への移行はしないこととしたい。実需給断面においては、需給状況の変化を注視しつつ、必要に応じて国や事業者と連携して対応する。

<2026年度以降の対応>

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。