

2026年度の厳気象H1需要時の需給見通しについて

2026年3月16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

- 2026年度の厳気象H1需要時の需給見通しについて
- 2026～2035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

- 2026年度供給計画および事業者からの報告データをもとに、**2026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

- 多くのエリアでは、夏季は7月～8月にかけて、冬季は1月～2月にかけて想定需要のピークがみられる。

(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	490 (+4)	490 (+4)	421 (+8)	510 (+2)	521 (▲50)	509 (▲62)	509 (+3)
東北	1,396 (+55)	1,401 (▲17)	1,332 (▲11)	1,341 (▲52)	1,490 (▲17)	1,451 (▲47)	1,300 (▲1)
東京	5,919 (▲17)	5,919 (▲17)	5,550 (▲5)	4,528 (▲77)	5,481 (+14)	5,481 (+14)	4,838 (▲10)
中部	2,503 (▲16)	2,503 (▲16)	2,457 (▲5)	2,264 (+14)	2,405 (▲21)	2,405 (▲21)	2,145 (▲3)
北陸	504 (▲5)	504 (▲5)	491 (+8)	502 (+13)	542 (+7)	542 (+7)	464 (+8)
関西	2,855 (+31)	2,855 (+31)	2,739 (+8)	2,500 (+30)	2,583 (▲2)	2,584 (▲2)	2,317 (+35)
中国	1,048 (▲30)	1,048 (▲30)	1,011 (▲27)	1,041 (▲21)	1,063 (▲11)	1,063 (▲11)	890 (▲5)
四国	488 (▲11)	488 (▲11)	464 (▲16)	487 (+1)	487 (+1)	487 (+1)	416 (▲1)
九州	1,675 (+3)	1,675 (+3)	1,583 (▲37)	1,513 (▲24)	1,631 (+14)	1,631 (+14)	1,375 (+16)
沖縄	180 (+1)	183 (+3)	161 (▲2)	120 (+11)	123 (+10)	116 (+11)	120 (+13)

※ () は2025年度見通しとの差分を示す

※ 冬季の需要は今冬の実績等を踏まえ今後精査

- 2025年度夏季は7月と9月に計4エリアで猛暑H1想定を超える需要が発生した。

(参考) 各エリアにおける厳気象H1想定の超過日数

15

- 期間を通じて、厳気象H1想定を超えた日が9日間あった。
- 7月には北海道・東北エリアで厳気象H1想定を超え、東北エリアで超過日数は5日間あった。
- 9月には中部・北陸エリアで厳気象H1想定を超えた日があった。

7～9月における厳気象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	1	5	0	0	0	0	0	0	0	0	6
8月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9月	0	0	0	1	2	0	0	0	0	0	3
合計	1	5	0	1	2	0	0	0	0	0	9

※ 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

- 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、**広域予備率3%を上回る見通し。**
- 東京エリアでは、昨年10月時点のH1予備率の見通しに基づき、一般送配電事業者によるkW公募が行われており、結果によって最大約120万kW（エリア予備率2.0%程度）増加が見込まれる。
- なお、2026年度供給計画が月前後半の評価となったことから、需給検証の評価期間の拡大についても検討を進めていく。

(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	14.8	12.8	16.0	21.0	7.1	13.2	11.4
東北	14.8	12.8	16.0	21.0	4.6	7.0	11.4
東京 ^{※1}	8.2	6.0	6.4	15.7	4.6	7.0	8.4
中部	8.8	6.0	6.4	5.4	4.6	7.0	8.4
北陸	8.8	6.0	6.4	5.4	4.6	7.0	8.4
関西	8.8	6.0	6.4	5.4	4.6	7.0	8.4
中国	11.6	12.0	8.3	5.4	4.6	7.0	8.4
四国	30.5	12.0	18.0	12.2	16.3	7.7	24.2
九州	21.0	12.0	8.3	5.4	4.6	7.0	12.9
沖縄	17.0	16.8	31.6	30.4	40.1	35.1	27.2

※1 柏崎刈羽原発6号機(定格出力135万kW・エリア予備率2.2%程度)は3/16時点では営業運転に至っていないが、本見通しでは運転しているという計画のもと、計上

※ 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んでも、東京エリアで**予備率3%を下回るが**、下記の**kW公募を見込むことで3%を上回る見通し**。
- 東京エリアでは、昨年10月時点のH1予備率の見通しに基づき、一般送配電事業者によるkW公募が行われており、結果によって最大約120万kW（エリア予備率2.0%程度）増加が見込まれる。
- なお、2026年度供給計画が月前後半の評価となったことから、需給検証の評価期間の拡大についても検討を進めていく。

(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	8.3	7.2	11.0	17.6	8.6	13.2	14.6
東北	8.3	7.2	11.0	17.6	5.3	7.2	14.6
東京 ^{※1}	3.5	2.4	4.0	13.0	5.3	7.2	9.8
中部	9.5	5.4	4.0	6.7	5.3	7.2	9.8
北陸	9.5	5.4	4.5	6.7	5.3	7.2	9.8
関西	9.5	5.4	4.5	6.7	5.3	7.2	9.8
中国	9.5	8.7	4.5	6.7	5.3	7.2	9.8
四国	22.8	8.7	18.0	6.7	12.3	7.2	24.1
九州	9.5	8.7	4.5	6.7	5.3	7.2	9.8
沖縄	14.6	12.0	28.4	30.4	40.1	35.1	27.2

※1 柏崎刈羽原発6号機(定格出力135万kW・エリア予備率2.2%程度)は3/16時点では営業運転に至っていないが、本見通しでは運転しているという計画のもと、計上

※ 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

- 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。
- 夏季については、**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：2026年度供給計画の第1年度(2026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（2026年度）

（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
平年H3需要	506	1,347	5,501	2,368	491	2,688	1,002	469	1,586	162
平年H3需要×1%	5	13	55	24	5	27	10	5	16	2

○稀頻度リスク評価（連系線制約が顕在化するブロックにおいて評価）

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
7月	稀頻度リスクに必要な供給力	19	55	55			10	5	16	24	
	予備率3%確保に対する余力	222	309	335			90	134	300	25	
8月	稀頻度リスクに必要な供給力	19	110			31			24		
	予備率3%確保に対する余力	184	356			288			25		
9月	稀頻度リスクに必要な供給力	19	110			26	5	24			
	予備率3%確保に対する余力	227	377			138	70	46			

■ 冬季についても、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（2026年度）

（単位：万kW）

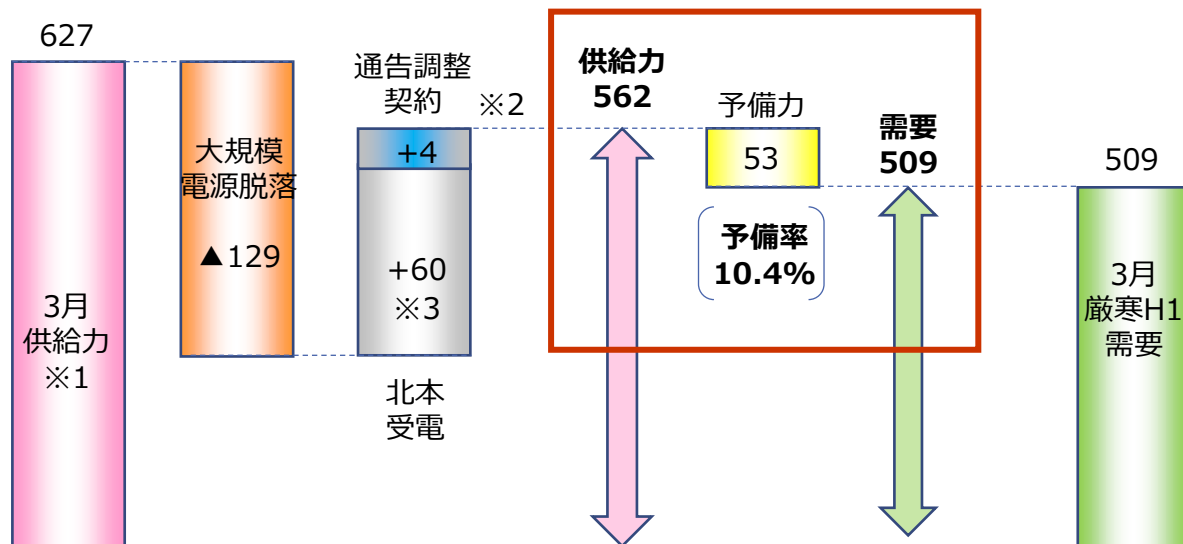
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
平年H3需要	506	1,347	5,501	2,368	491	2,688	1,002	469	1,586	162
平年H3需要×1%	5	13	55	24	5	27	10	5	16	2

○稀頻度リスク評価（連系線制約が顕在化するブロックにおいて評価）

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
1 2月	稀頻度リスクに必要な供給力	19	55	81			5	5	24		
	予備率3%確保に対する余力	322	564	185			44	33			
1月	稀頻度リスクに必要な供給力	5	150			5	24				
	予備率3%確保に対する余力	21	241			63	46				
2月	稀頻度リスクに必要な供給力	5	150			5	24				
	予備率3%確保に対する余力	52	596			22	37				
3月	稀頻度リスクに必要な供給力	19	120			5	16	24			
	予備率3%確保に対する余力	152	569			88	129	29			

■ 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（3月）



大規模電源脱落時予備率状況

	予備率
12月	16.5%
1月	16.1%
2月	19.7%
3月	10.4%

※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（2026年度供給計画計上分）

※3 北本連系設備の運用容量60万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】

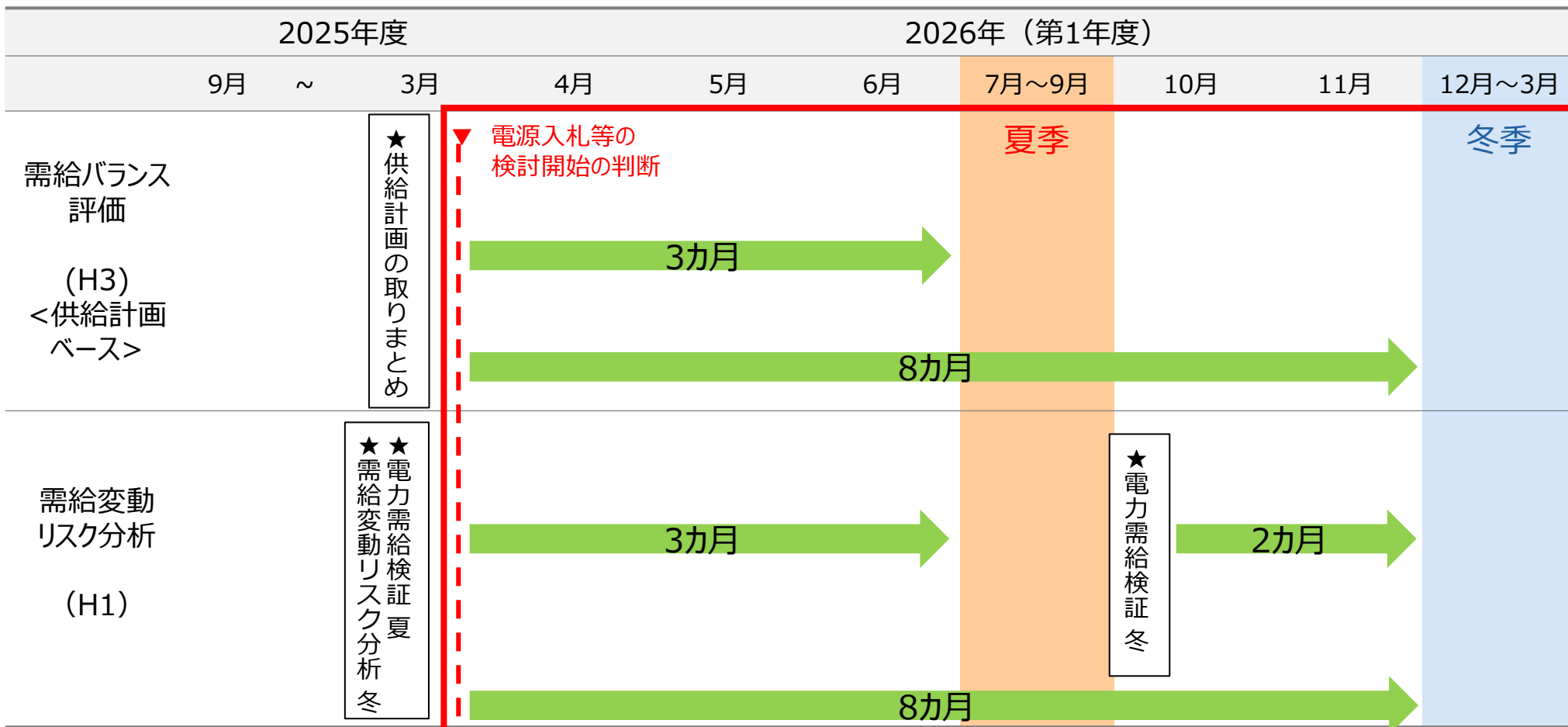
年度	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
停止実績（万kW）	95	121	122	54	68	80	91	67	129	81

※ 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。

- 夏季は、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んでも、東京エリアで予備率3%を下回るが、一般送配電事業者によるkW公募を見込むことで3%を上回る見通し。
- 冬季は、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、広域予備率3%を上回る見通し。
- 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。
- なお、2026年度供給計画が月前後半での評価となったことから、需給検証における評価期間の拡大についても検討を進めていく。

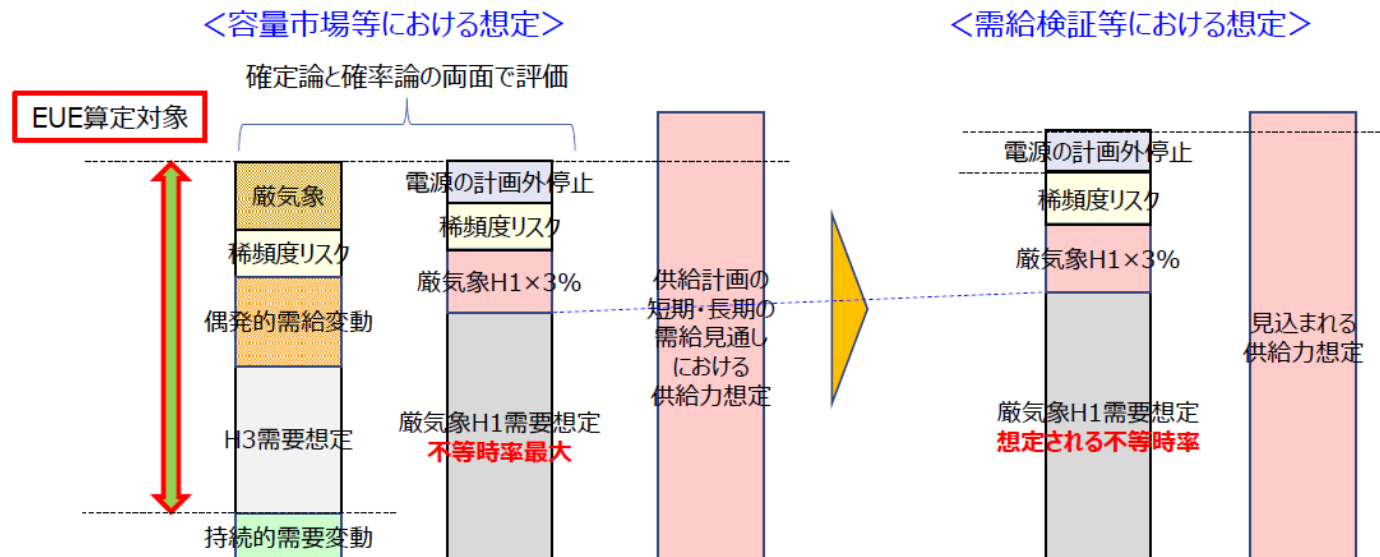
- 2026年度の厳気象H1需要時の需給見通しについて
- 2026～2035年度を対象とした電源入札等の検討開始の要否について

- 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、2026～2035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場合があります。これを踏まえ、**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、 <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 ■ 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	<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

(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用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

■ 2026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、東北エリア（2028、2029年度）、東京エリア（2028～2031年度）、中部～四国エリア（2028～2030年度）、九州エリア（2028～2035年度）、沖縄エリア（2034、2035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、全てのエリア・月でH3需要に対し、第1年度は予備率が11%、第2年度は予備率7%を上回る見通し

■ 2026年度の需給変動リスク分析

- 最大需要・最小予備率時ともに、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できる見通し
- 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

<2026年度の対応>

東京エリアで年間EUEによる目標停電量を超過する見通しとなったが、夏季においてkW公募を実施することで目標停電量に収まる見込みであることから、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。

<2027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、短期の追加供給力調達の在り方含め、改めて判断を行うこととしたい。