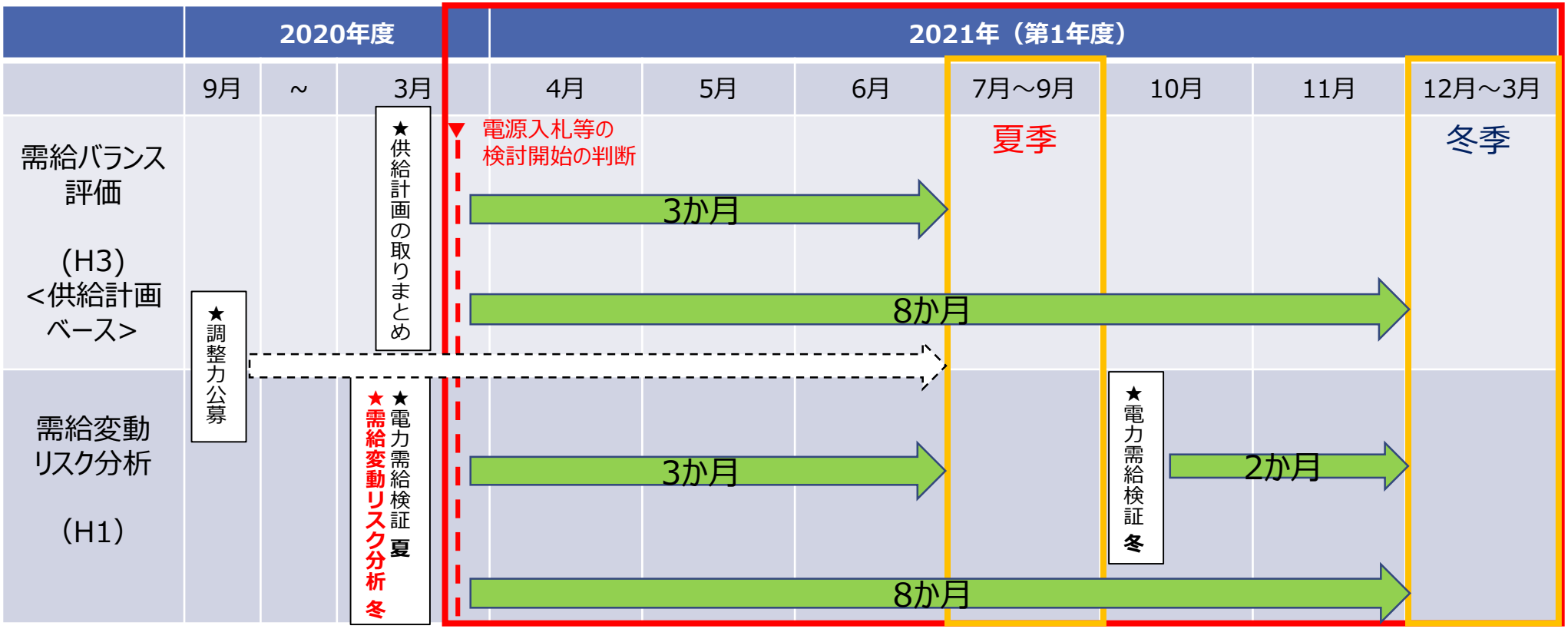
２０２１～２０３０年度を対象とした
電源入札等の検討開始の要否について

２０２１年3月２３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

本資料の内容

- 本資料では、本日の議題2,3でご報告した内容に加えて、「2021年度冬季の需給変動リスク分析」の内容に基づき、2021～2030年度（2021年度供給計画における第１～１０年度）を対象とした電源入札等の検討開始の判断（STEP1）についてご報告する。



2021年度冬季の需給変動リスク分析について

2021年度冬季の需給変動リスク分析

今回の需給変動リスク分析の前提条件等

■ 2021年度冬季の需給変動リスク分析は、2020年度冬季の需要実績を踏まえて気象影響等の要因分析中のため、現時点で把握可能なデータ等を用いて実施。

■ 評価基準は、電力需給検証における2021年度夏季見通しと同様、
「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。

（前提条件）

➢ 需要
エリア別の最大電力需要（送電端）は供給計画（2021年度需要想定）をベースに冬季において過去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）を一般送配電事業者にて想定
※想定時点では、想定に必要な2020年度冬季の需要実績や気象影響の要因分析等のデータが揃っていない状況であるため、その時点で把握しているデータ（過去実績等）を用いて想定。

➢ 供給力
エリア内の供給力は、2021年度供給計画をもとに算出。

2021年度　冬季見通し　電源Ⅰ´・火力増出力運転・連系線の活用

■ 厳寒H1需要が発生した場合、厳寒H1需要に対し、安定供給上必要とされる予備率3%を下回るだけでなく、東京では１月、2月ともに供給力が最大需要電力を下回っている状況。

〈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	6,983	576	1,485	4,922	8,809	2,325	524	2,590	1,163	532	1,675	15,792	164	15,956
（内 電源Ⅰ´）	(242)	(74)	(48)	(120)	(223)	(53)	(6)	(82)	(27)	(7)	(49)	(465)		(465)
最大需要電力	6,432	515	1,349	4,568	8,245	2,157	492	2,432	1,092	499	1,573	14,677	112	14,789
供給予備力	552	61	136	355	564	168	32	158	71	32	102	1,116	52	1,167
供給予備率	8.6	11.8	10.1	7.8	6.8	7.8	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	7.6	46.1	7.9
予備力3%確保に対する不足分	359	46	95	218	316	103	17	85	38	18	55	675	48	724

【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	7,348	569	1,534	5,246	8,891	2,425	546	2,621	1,140	516	1,644	16,239	164	16,402
（内 電源Ⅰ´）	(242)	(74)	(48)	(120)	(223)	(53)	(6)	(82)	(27)	(7)	(49)	(465)		(465)
最大需要電力	7,313	536	1,445	5,332	8,583	2,341	527	2,531	1,100	498	1,587	15,896	117	16,013
供給予備力	35	33	88	▲86	308	84	19	91	39	18	57	343	47	390
供給予備率	0.5	6.1	6.1	▲1.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	2.2	40.3	2.4
予備力3%確保に対する不足分	▲184	17	45	▲246	50	14	3	15	6	3	9	▲134	43	▲91

【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	7,263	569	1,490	5,204	8,599	2,346	528	2,536	1,102	499	1,590	15,863	160	16,023
（内 電源Ⅰ´）	(242)	(74)	(48)	(120)	(223)	(53)	(6)	(82)	(27)	(7)	(49)	(465)		(465)
最大需要電力	7,315	541	1,442	5,332	8,583	2,341	527	2,531	1,100	498	1,587	15,898	116	16,014
供給予備力	▲51	28	48	▲128	16	4	1	5	2	1	3	▲35	44	9
供給予備率	▲0.7	5.2	3.3	▲2.4	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	▲0.2	38.0	0.1
予備力3%確保に対する不足分	▲271	12	5	▲288	▲241	▲66	▲15	▲71	▲31	▲14	▲45	▲512	41	▲471

【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	6,707	521	1,371	4,815	8,123	2,280	501	2,375	1,040	471	1,457	14,831	169	14,999
（内 電源Ⅰ´）														
最大需要電力	6,291	489	1,286	4,516	7,620	2,139	470	2,228	975	441	1,366	13,911	108	14,019
供給予備力	416	32	85	299	504	141	31	147	64	29	90	920	60	980
供給予備率	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	55.8	7.0
予備力3%確保に対する不足分	227	18	46	163	275	77	17	80	35	16	49	502	57	560

※ 供給力は、計画外停止を考慮して全国一律で2.6%（計画外停止率）を減じた値
※ 需要は、最大需要発生の不等時性を考慮した値
※ 連系線の活用は、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
※ 連系線の空容量は、2021年度の供給計画に計上されたエリア間取引により算定
※ 1月と2月については、需給ひっ迫時には開放が想定されるマージンの開放を考慮
※ 電源Ⅰ´の供給力は、電源分・DR分ともに供給力として計上
※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

2021年度　冬季見通し：稀頻度リスク評価（N-1相当の事象）

- 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、連系線制約が顕在化するブロック毎に、10スライドの需給バランス評価における予備率3%に対する余剰分の供給力と比較することで評価した。
- 1月・2月において、東北～九州のエリアで供給力が不足している（2月：約678万kW不足）

○平年H3需要（2021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	497	1,350	5,329	2,453	492	2,726	1,032	492	1,521	150
平年H3需要×1%	5	14	53	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）　（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	5	14	78		63					24
1月	18		53	87						24
2月	5	14	53	87						24
3月	159									[illegible]

299万kWの不足
▲246-53=▲299万kW

341万kWの不足
▲288-53=▲341万kW

37万kWの不足
50-87=▲37万kW

328万kWの不足
▲241-87=▲328万kW

9万kWの不足
5-14=▲9万kW

○予備率3%に[illegible]　[illegible]kW）

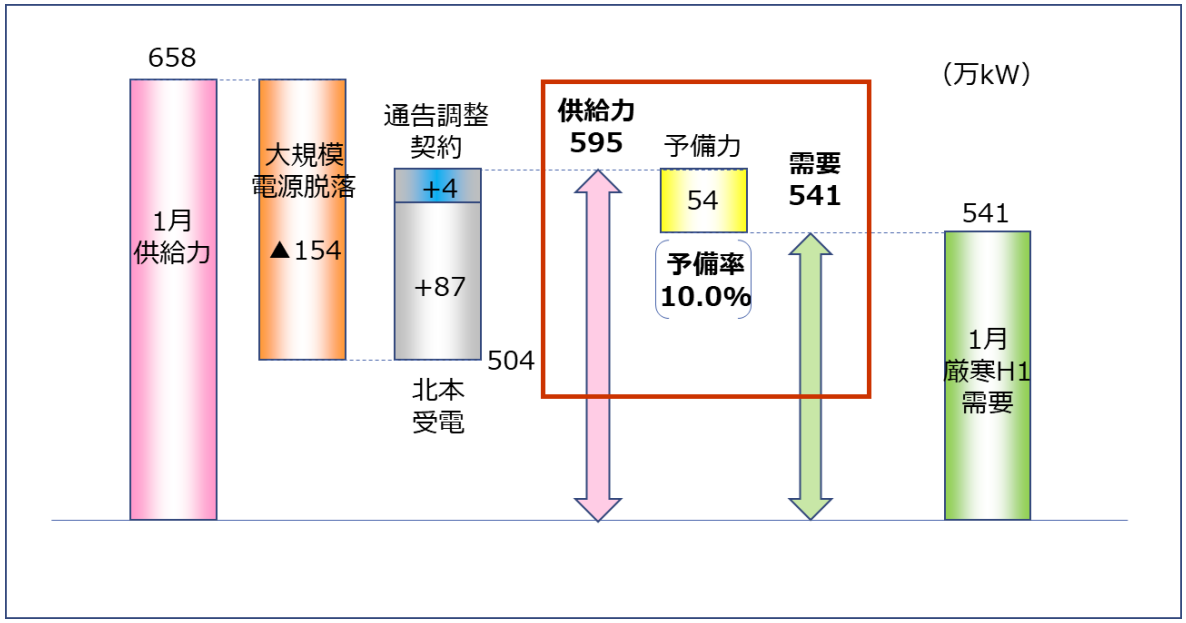
	[illegible]	[illegible]	東京	[illegible]	[illegible]	関西	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	46	95	321		214					48
[illegible]	62		▲ 246	50						43
2月	12	5	▲ 288	▲ 241						41
3月	502									57

※　連系線活用・不等時性・計画外停止を考慮後の値

2021年度　冬季見通し：北海道エリアでの北海道胆振東部地震発生時の電源脱落実績を踏まえた稀頻度リスク評価（N-2以上の事象）

■ 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需要に対して予備率は3%を超える見通し。

大規模電源脱落時（▲154万kW）の需給状況（1月）



各月の予備率状況

	予備率
12月	16.9%
1月	10.0%
2月	10.0%
3月	5.5%

※1　小売電気事業者の「ひっ迫時抑制電力」にあたる契約（2021年度供給計画計上分）
※2　北本連系設備の運用容量は90万kWであるが、差分の3万kWはエリア外からの供給力として658万kWの供給力に含まれている。
※3　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

2021年度冬季電力需給の見通しまとめ

- 2021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・連系線の活用しても、安定供給上必要とされる予備率3%を下回るだけでなく、東京では１月、2月ともに供給力が最大需要電力を下回っている状況。
- 現在、広域機関としては、補修停止を予定している設備について調整可否を確認するなど、更なる供給力の確保などに最大限取り組んでいる。供給計画未計上の大規模設備の供給力への計上についても引き続き確認を行う。
- また、小売電気事業者及び発電事業者に対しては、今回の見通しで冬の需給が厳しいことを示し、改めて供給力確保に向けて十分な備えができている確認を求めることとしたい。
- なお、北海道エリアにおいては、154万kWの大規模電源脱落時（N-2以上の事象）においても厳寒H1需要に対して予備率は3%以上となる見通しである。

電源入札等の検討開始の判断（STEP１）の結果について

電源入札等の検討開始の判断（STEP１）について

＜２０２１年度～２０３０年度（2021年度供給計画における第１～１０年度）＞

- 「**２０２１年度供給計画取りまとめ**」において、短期断面（第１・２年度目）はすべてのエリア・年度で供給信頼度基準を満たせているが、長期断面では、２０２６年度以降の九州エリアで基準値を超過している。第１年度（2021年度）、第２年度（2022年度）とも予備率が８％を下回る断面があることを確認した。

- 「**２０２１年度夏季の猛暑Ｈ１需要発生時の電力需給見通し**」において、2021年度夏季が過去10年間で最も猛暑となった年度並みの気象条件となり一定の電源の計画外停止が発生した場合、電源Ｉ´・火力増出力運転・連系線を活用しなければ、予備率は3%を下回る見通しであり、全国的に予断を許さない状況にある。

- 「**２０２１年度冬季の需給変動リスク分析**」（本資料）において、2021年度冬季が、過去10年間で最も厳寒となった年度並みの気象条件となり一定の電源の計画外停止が発生した場合、電源Ｉ´・火力増出力運転・連系線の活用しても、厳寒H1需要に対し現時点で**予備率3%を下回っている**(スライド5参照）。

  - 今回の需給バランス評価では安定供給上必要とされる予備率を下回る状況であり、**このまま対策せず冬季の高需要期を迎えると、大規模な電源トラブルの発生等によって、需給ひっ迫となる可能性も否定できないと考える。**

  - 一方、この状況において**直ちに電源入札等を実施すれば、本来、市場等取引を通じて適切に確保されるべき供給力があるなかで、必要以上の供給力やその調達資金が発生することもあり得ることから、合理性を欠くことになると考える。**

  - このためまずは補修停止時期・長期計画停止時期について、調整可能な計画がないか事業者に確認し、追加供給力として計上できるか調整を行っている。今後、今回の結果を公表することで、**小売及び発電事業者に対して冬の需給が厳しい断面において十分な備えができているかあらためて問い直す**必要があると考える。こうした中で、冬の需給ひっ迫を経験した事業者として、供給力確保等の適切な対応を求めていく。

  - 以上より、今後事業者に対して適切な対応を求めてもなお需給バランスの改善が図られない場合には、**「短期断面での電源入札等の検討開始判断（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】2021年度供給計画の需給バランス評価(1)

■ **供給力（kW）の見通し（年間EUE基準に基づく確認結果）**

・短期断面（第１・２年度目）はすべてのエリア・年度で基準値以内となっている。

・長期断面では、２０２６年度以降の九州エリアで基準値を超過している。

■ **供給力（kW）の補完的確認（短期）**

・第１年度（2021年度）、第２年度（2022年度）とも予備率が８％を下回る断面があることを確認した。

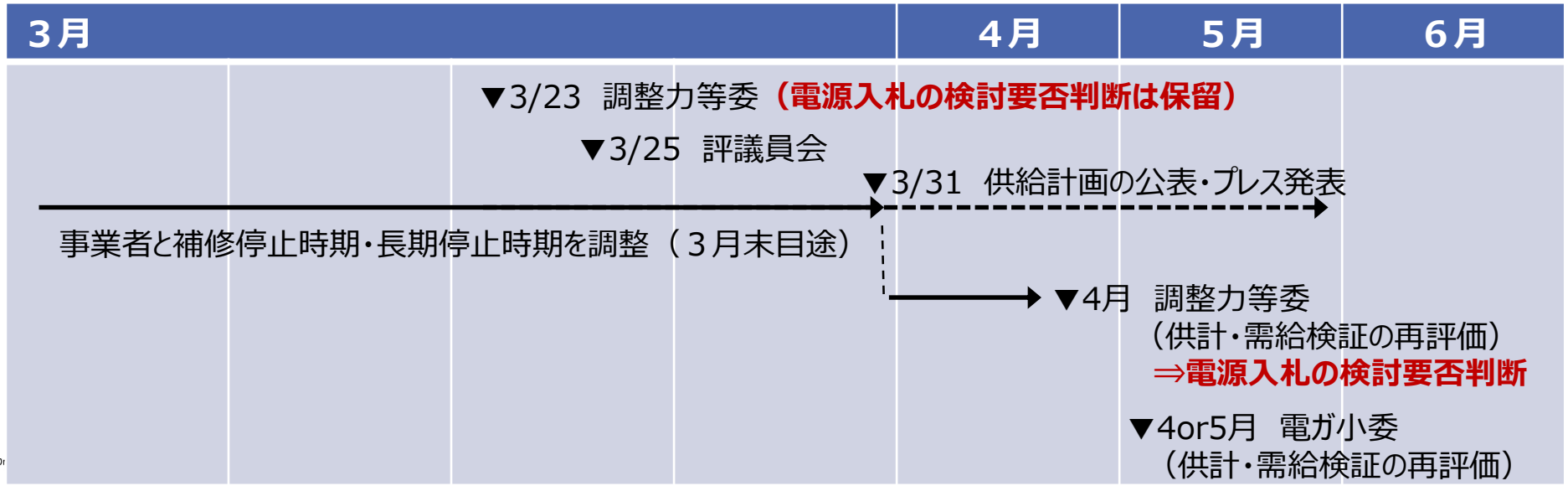
■ **電力量（kWh）の見通し**

・第１年度（2021年度）における電力量（kWh）の需給バランスを月別に確認すると、想定需要に対して、発電側の供給電力量は１億kWh/月～３２億kWh/月程度（想定需要に対して0.1%～4.3%程度）下回る断面が見受けられる。

■ 以上の結果を踏まえ、次スライドの通りの対応としたい。

【参考】2021年度供給計画の需給バランス評価(2)

- 短期断面（2021・2022年度）においては、年間EUE基準を満たしていても、予備率が８％を下回る断面があることを確認した。本機関は、**このまま対策せず冬季の高需要期を迎えると、大規模な電源トラブルの発生等によって、需給ひっ迫となる可能性も否定できないと考える。**
- 一方、この状況において**直ちに電源入札等を実施すれば、本来、市場等取引を通じて適切に確保されるべき供給力があるなかで、必要以上の供給力やその調達資金が発生することもあり得ることから、合理性を欠くことになると考える**。
- このためまずは補修停止時期・長期計画停止時期について、調整可能な計画がないか事業者に確認し、追加供給力として計上できるか調整を行っている。今後、**今回の結果を公表することで、小売及び発電事業者に対して冬の需給が厳しい断面において十分な備えができているかあらためて問い直す**必要があると考える。こうした中で、冬の需給ひっ迫を経験した事業者として、**供給力確保等の適切な対応を求めていく**。
- そして、事業者に対して適切な対応を求めてもなお需給バランスの改善が図られない場合には、**「短期断面での電源入札等の検討開始判断（STEP1）」について、４月を目途に「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」で改めて判断を行うこととしたい**。



【参考】2021年度夏季電力需給の見通し

- これまでの確認結果からも**2021年度夏季の需給見通しは全国的に予断を許さない状況**にある。
- 広域機関としては、夏季に**補修停止を予定している設備の調整**により更なる供給力の確保に取り組むことで、**需給ひっ迫を回避するため最大限取り組んでいく**。
- このような需給状況を踏まえ、国においても今まで以上に**一般需要家への意識喚起をはじめとしてた「需給ひっ迫への備え」の検討を進めていただきたい**。

＜確認結果概要＞

- ✓ 猛暑H1需要に対して、電源Ｉ′・火力増出力運転・連系線を活用し、不等時性を考量しても、予備率は3%以上となったが、7月は北海道、沖縄を除くほぼ全国で、８、9月も東日本を中心に辛うじて3%を上回った程度であり、需給バランスは予断を許さない状況。
- ✓ 仮に連系線活用等を考慮しない場合には東京・中部・関西（7月、8月）エリアで予備率3%を下回るだけでなく、関西エリアにある供給力は最大需要電力に満たない状況である。

（参考）需給バランス算定手順

（参考）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（1、2月）・北陸（1、2月）・関西（2月）・中国（12月）・九州（12月、2月、3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〉

（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	7,374	665	1,534	5,175	8,840	2,482	527	2,601	1,074	537	1,618	16,214	168	16,382
（内 電源Ⅰ´）	(242)	(74)	(48)	(120)	(223)	(53)	(6)	(82)	(27)	(7)	(49)	(465)		(465)
最大需要電力	6,504	515	1,349	4,640	8,340	2,192	497	2,456	1,103	504	1,589	14,844	112	14,956
供給予備力	870	150	185	535	500	291	30	145	▲28	33	29	1,370	56	1,426
供給予備率	13.4	29.1	13.7	11.5	6.0	13.3	6.0	5.9	▲2.6	6.6	1.9	9.2	50.0	9.5
予備力3%確保に対する不足分	675	134	144	396	250	225	15	72	▲61	18	▲18	925	53	978

【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	7,532	658	1,630	5,244	9,141	2,565	528	2,650	1,168	542	1,689	16,672	168	16,840
（内 電源Ⅰ´）	(242)	(74)	(48)	(120)	(223)	(53)	(6)	(82)	(27)	(7)	(49)	(465)		(465)
最大需要電力	7,332	541	1,459	5,332	8,691	2,370	533	2,562	1,114	504	1,607	16,022	117	16,139
供給予備力	200	117	171	▲88	450	194	▲6	87	54	38	82	650	51	701
供給予備率	2.7	21.6	11.7	▲1.6	5.2	8.2	▲1.0	3.4	4.8	7.6	5.1	4.1	44.0	4.3
予備力3%確保に対する不足分	▲20	101	127	▲248	189	123	▲22	10	20	23	34	169	48	217

【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	7,445	658	1,623	5,164	8,841	2,507	527	2,517	1,161	540	1,590	16,286	164	16,451
（内 電源Ⅰ´）	(242)	(74)	(48)	(120)	(223)	(53)	(6)	(82)	(27)	(7)	(49)	(465)		(465)
最大需要電力	7,315	541	1,442	5,332	8,691	2,370	533	2,562	1,114	504	1,607	16,005	116	16,121
供給予備力	130	117	181	▲168	151	137	▲6	▲46	47	36	▲16	281	48	329
供給予備率	1.8	21.6	12.6	▲3.1	1.7	5.8	▲1.2	▲1.8	4.2	7.1	▲1.0	1.8	41.7	2.0
予備力3%確保に対する不足分	▲89	101	138	▲328	▲110	65	▲22	▲123	13	21	▲64	▲199	45	▲154

【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	6,921	594	1,423	4,904	8,305	2,409	508	2,334	1,125	510	1,419	15,227	173	15,400
（内 電源Ⅰ´）														
最大需要電力	6,472	503	1,323	4,646	7,715	2,165	476	2,256	988	447	1,384	14,187	108	14,295
供給予備力	449	91	100	258	590	244	32	79	137	63	35	1,039	65	1,104
供給予備率	6.9	18.1	7.6	5.6	7.7	11.3	6.7	3.5	13.9	14.2	2.5	7.3	60.0	7.7
予備力3%確保に対する不足分	255	76	60	119	359	179	18	11	108	50	▲6	614	62	676

（参考）需給バランス算定手順
手順1-2　連系線活用の考慮（不等時性・計画外停止：未考慮）

■ 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〉

（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	7,176	593	1,525	5,058	9,038	2,389	537	2,656	1,193	545	1,718	16,214	168	16,382
（内 電源Ⅰ´）	(242)	(74)	(48)	(120)	(223)	(53)	(6)	(82)	(27)	(7)	(49)	(465)		(465)
最大需要電力	6,504	515	1,349	4,640	8,340	2,192	497	2,456	1,103	504	1,589	14,844	112	14,956
供給予備力	672	78	176	418	699	197	41	200	90	41	130	1,370	56	1,426
供給予備率	10.3	15.2	13.0	9.0	8.4	9.0	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	9.2	50.0	9.5
予備力3%確保に対する不足分	476	63	135	278	448	131	26	127	57	26	82	925	53	978

【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	7,544	585	1,577	5,382	9,129	2,490	560	2,691	1,170	529	1,687	16,672	168	16,840
（内 電源Ⅰ´）	(242)	(74)	(48)	(120)	(223)	(53)	(6)	(82)	(27)	(7)	(49)	(465)		(465)
最大需要電力	7,332	541	1,459	5,332	8,691	2,370	533	2,562	1,114	504	1,607	16,022	117	16,139
供給予備力	212	44	118	50	438	119	27	129	56	25	81	650	51	701
供給予備率	2.9	8.1	8.1	0.9	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	4.1	44.0	4.3
予備力3%確保に対する不足分	▲8	28	74	▲110	177	48	11	52	23	10	33	169	48	217

【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	7,457	586	1,532	5,339	8,829	2,408	542	2,603	1,132	512	1,632	16,286	164	16,451
（内 電源Ⅰ´）	(242)	(74)	(48)	(120)	(223)	(53)	(6)	(82)	(27)	(7)	(49)	(465)		(465)
最大需要電力	7,315	541	1,442	5,332	8,691	2,370	533	2,562	1,114	504	1,607	16,005	116	16,121
供給予備力	142	45	90	7	139	38	9	41	18	8	26	281	48	329
供給予備率	1.9	8.4	6.3	0.1	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.8	41.7	2.0
予備力3%確保に対する不足分	▲77	29	47	▲153	▲122	▲33	▲7	▲36	▲16	▲7	▲23	▲199	45	▲154

【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	6,927	538	1,416	4,973	8,299	2,329	512	2,427	1,062	481	1,488	15,227	173	15,400
（内 電源Ⅰ´）														
最大需要電力	6,472	503	1,323	4,646	7,715	2,165	476	2,256	988	447	1,384	14,187	108	14,295
供給予備力	455	35	93	327	584	164	36	171	75	34	105	1,039	65	1,104
供給予備率	7.0	7.0	7.0	7.0	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.3	60.0	7.7
予備力3%確保に対する不足分	261	20	53	187	353	99	22	103	45	20	63	614	62	676

（参考）需給バランス算定手順
手順1-3　不等時性の考慮

■ 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%	0%	▲1.56%		▲0.98%					0%
1月	▲0.94%		0%	▲1.24%						
2月	0%	0%	0%							
3月	▲2.79									

不等時性考慮前後の需要値（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	7,332	541	1,459	5,332	8,691	2,370	533	2,562	1,114	504	1,607	16,022	117	16,139
考慮後	7,313	536	1,445	5,332	8,583	2,341	527	2,531	1,100	498	1,587	15,896	117	16,013
差分	▲ 19	▲ 5	▲ 14	0	▲ 108	▲ 29	▲ 7	▲ 32	▲ 14	▲ 6	▲ 20	▲ 126	0	▲ 126

（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

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

（参考）需給バランス算定手順
手順1-4　計画外停止の考慮

■ 計画断面で計上した供給力のうち、幾何かは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。

■ ここ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、その分だけ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	7,532	658	1,630	5,244	9,141	2,565	528	2,650	1,168	542	1,689	16,672	168	16,840
考慮後	7,336	641	1,587	5,108	8,903	2,498	514	2,581	1,137	528	1,645	16,239	164	16,402
差分	▲ 196	▲ 17	▲ 42	▲ 136	▲ 238	▲ 67	▲ 14	▲ 69	▲ 30	▲ 14	▲ 44	▲ 433	▲ 4	▲ 438

▲2.6%

※ 予備率均平化前（手順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 【再掲】

■ 不等時性を考慮した需要（手順3）および計画外停止を考慮した供給力（手順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	6,983	576	1,485	4,922	8,809	2,325	524	2,590	1,163	532	1,675	15,792	164	15,956
（内 電源Ⅰ´）	(242)	(74)	(48)	(120)	(223)	(53)	(6)	(82)	(27)	(7)	(49)	(465)		(465)
最大需要電力	6,432	515	1,349	4,568	8,245	2,157	492	2,432	1,092	499	1,573	14,677	112	14,789
供給予備力	552	61	136	355	564	168	32	158	71	32	102	1,116	52	1,167
供給予備率	8.6	11.8	10.1	7.8	6.8	7.8	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	7.6	46.1	7.9
予備力3%確保に対する不足分	359	46	95	218	316	103	17	85	38	18	55	675	48	724

【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	7,348	569	1,534	5,246	8,891	2,425	546	2,621	1,140	516	1,644	16,239	164	16,402
（内 電源Ⅰ´）	(242)	(74)	(48)	(120)	(223)	(53)	(6)	(82)	(27)	(7)	(49)	(465)		(465)
最大需要電力	7,313	536	1,445	5,332	8,583	2,341	527	2,531	1,100	498	1,587	15,896	117	16,013
供給予備力	35	33	88	▲86	308	84	19	91	39	18	57	343	47	390
供給予備率	0.5	6.1	6.1	▲1.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	2.2	40.3	2.4
予備力3%確保に対する不足分	▲184	17	45	▲246	50	14	3	15	6	3	9	▲134	43	▲91

【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	7,263	569	1,490	5,204	8,599	2,346	528	2,536	1,102	499	1,590	15,863	160	16,023
（内 電源Ⅰ´）	(242)	(74)	(48)	(120)	(223)	(53)	(6)	(82)	(27)	(7)	(49)	(465)		(465)
最大需要電力	7,315	541	1,442	5,332	8,583	2,341	527	2,531	1,100	498	1,587	15,898	116	16,014
供給予備力	▲51	28	48	▲128	16	4	1	5	2	1	3	▲35	44	9
供給予備率	▲0.7	5.2	3.3	▲2.4	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	▲0.2	38.0	0.1
予備力3%確保に対する不足分	▲271	12	5	▲288	▲241	▲66	▲15	▲71	▲31	▲14	▲45	▲512	41	▲471

【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	6,707	521	1,371	4,815	8,123	2,280	501	2,375	1,040	471	1,457	14,831	169	14,999
（内 電源Ⅰ´）														
最大需要電力	6,291	489	1,286	4,516	7,620	2,139	470	2,228	975	441	1,366	13,911	108	14,019
供給予備力	416	32	85	299	504	141	31	147	64	29	90	920	60	980
供給予備率	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	55.8	7.0
予備力3%確保に対する不足分	227	18	46	163	275	77	17	80	35	16	49	502	57	560

〔補足〕3月の東3エリア・中西6エリアの予備率について

上表において、3月の東3エリアの予備率は中西6エリアと結果的には同じ値である。これは、計画外停止の考慮により供給力を減じたことで、予備率均平化による中西6エリアから東3エリアへ移動させる供給力が減少し、その結果、連系線を流れる潮流も減少したためである（連系線制約も顕在化していない）。しかし、ここで再度、9エリアでブロック化をして、中西6エリアの需要を減じると、その分だけ中西6エリアに余力が生まれ、再度均平化しようとすると中西6エリアから移動させる供給力が増え、連系線制約が顕在化する。つまり、連系線の空容量と均平化前の需給バランスの状況によっては、連系線制約とブロック化で無限ループとなることもある。そのため、最初に決めたブロック化（手順1-3）で固定して評価している。

（余白）

【参考】電源入札等の検討開始の判断（STEP1）について

第25回　委員会資料より

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。

	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、平年H3需要に対し供給予備率8%以上を確保	＜供給計画ベース＞ ■ 各年、平年H3需要に対し供給予備率8%以上を確保
需給変動リスク分析	＜電力需給検証ベース＞ ■ 厳気象H1需要に対し供給予備率3%以上を確保	
	＜電力需給検証ベース＞ ■ 供給力減少リスク要因の把握 ■ 供給力に関する状況把握 （原子力供給力）	＜供給計画ベース＞ ■ 高需要発生リスク要因の把握 ■ 供給力減少リスク要因の把握 ■ 供給力に関する状況把握 ■ その他関連情報

論点2：供給計画による需給バランス評価にて、STEP1の判断とする

論点2：引き続き供給計画取りまとめ等によりデータを蓄積し、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

電力広域的運営推進機関 OCCTO

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

【参考】電源入札等の実施までのフロー

第25回　委員会資料より

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

- 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】

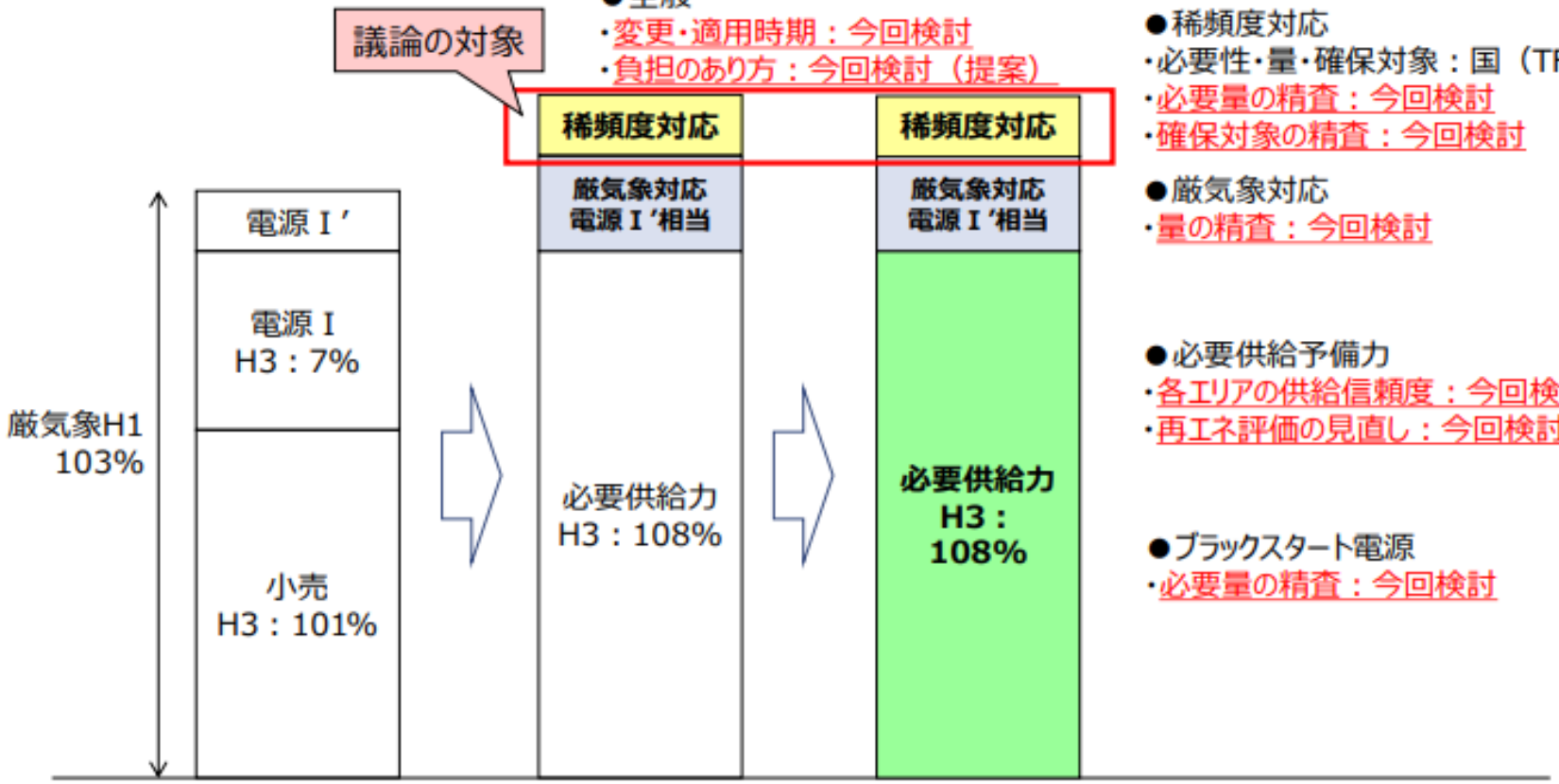
『むしろ世の中としては、**なぜ今年の１月のH1の厳気象が起こった時に同時に発電所が壊れていたのか、なぜ今年の夏に猛暑が起きたときに電源が故障していたのか、こういうことについてきちんと対応をすべきか、すべきではないのか**、ということが聞きたいことなのではないか。当然今までの信頼性評価の中では、ある程度の、稀頻度でないものについては、対応が出来ているのだろうと思うが、**現にそういう事象が今年１年の中で起こっている。そういうことも踏まえて、早急に確保するべき供給力として、どこまでが最低限必要なのか**ということについて、停電コスト等も踏まえながらご検討いただきたい。』（鍋島オブザーバー）

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



※検討終了次第速やかに適用

●全般
・変更・適用時期：今回検討
・負担のあり方：今回検討（提案）

●稀頻度対応
・必要性・量・確保対象：国（TF）
・必要量の精査：今回検討
・確保対象の精査：今回検討

●厳気象対応
・量の精査：今回検討

●必要供給予備力
・各エリアの供給信頼度：今回検討
・再エネ評価の見直し：今回検討

●ブラックスタート電源
・必要量の精査：今回検討

●容量市場
・早期開設：国（TF）
：容量市場検討会で議論し、報告