

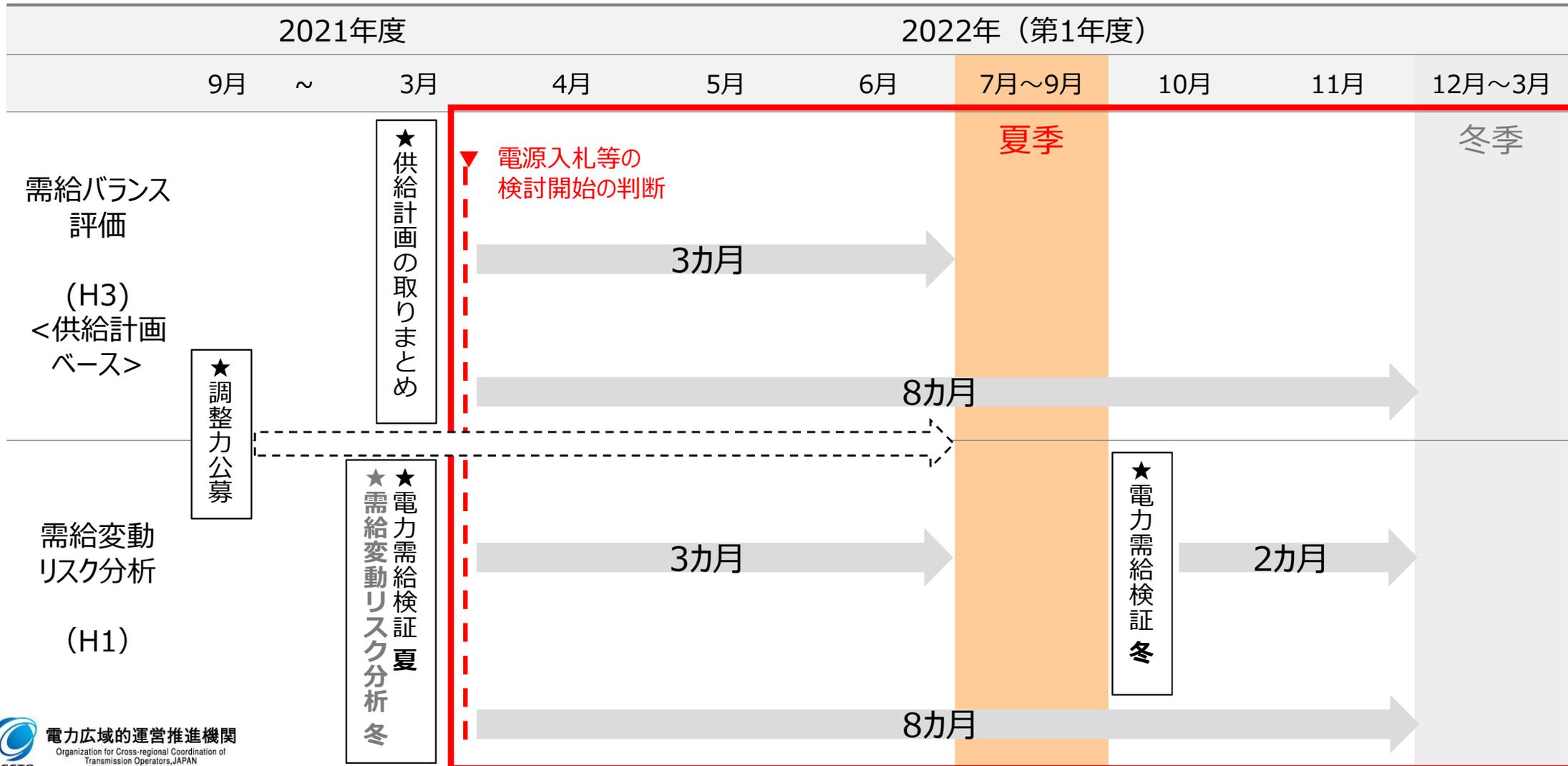
2022～2031年度を対象とした 電源入札等の検討開始の要否について

2022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

本日も審議いただきたい事項

- 需給バランス評価（資料1）及び需給変動リスク分析（資料2および本資料）をもとに、2022～2031年度を対象とした電源入札等の検討開始の判断（STEP1）についてご審議いただきたい。
- なお、福島県沖の地震（2022年3月16日）の影響については、各事業者で復旧見通しを検討している段階にあり、現時点で見通せていない。



2022年度冬季の需給変動リスク分析について

- 2022年度冬季の需給変動リスク分析は、2021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。
 - 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、2022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： 2022年度供給計画をベースに算定
- 評価基準は、電力需給検証における2022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。

■ 厳寒H1需要に対する需給バランスでは、東京エリアの1月で安定供給上必要とされる予備率3%を下回る見通し。

(単位：万kW、%)

エリア		12月	1月	2月	3月
北海道	供給力	583	575	575	562
	需要	517	542	542	504
	予備率	12.6	6.1	6.1	11.6
	不足分	50	17	17	43
東北	供給力	1,462	1,574	1,549	1,425
	需要	1,344	1,484	1,463	1,277
	予備率	8.8	6.1	5.9	11.6
	不足分	77	46	42	110
東京	供給力	4,915	5,450	5,497	4,987
	需要	4,519	5,443	5,443	4,469
	予備率	8.8	0.1	1.0	11.6
	不足分	260	▲ 156	▲ 109	384
中部	供給力	2,449	2,509	2,493	2,359
	需要	2,252	2,419	2,419	2,157
	予備率	8.8	3.7	3.1	9.3
	不足分	130	17	2	137
北陸	供給力	544	565	562	528
	需要	500	545	545	483
	予備率	8.8	3.7	3.1	9.3
	不足分	29	4	0	31

エリア		12月	1月	2月	3月
関西	供給力	2,654	2,720	2,703	2,477
	需要	2,440	2,623	2,623	2,265
	予備率	8.8	3.7	3.1	9.3
	不足分	141	19	2	144
中国	供給力	1,185	1,157	1,150	1,085
	需要	1,090	1,116	1,116	992
	予備率	8.8	3.7	3.1	9.3
	不足分	63	8	1	63
四国	供給力	542	524	521	492
	需要	499	506	506	450
	予備率	8.8	3.7	3.1	9.3
	不足分	29	4	0	29
九州	供給力	1,686	1,648	1,638	1,503
	需要	1,550	1,589	1,589	1,384
	予備率	8.8	3.7	3.1	8.6
	不足分	89	11	1	77
沖縄	供給力	172	161	162	177
	需要	110	113	113	104
	予備率	56.4	42.0	43.6	69.3
	不足分	59	44	46	69

※予備率3%に対する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。
- 東京エリアで1月:210万kW、2月:163万kW、中西エリアで1月:25万kW、2月:81万kWが不足している状況である。

○平年H3需要（2022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	499	1,369	5,379	2,485	511	2,739	1,047	494	1,535	154
平年H3需要 ×1%	5	14	54	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
12月	5	156								24
1月	19		54	88						24
2月	5	14	54	88						24
3月		72		73					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
12月	50	818								59
1月	62		▲156	63						44
2月	17	42	▲109	7						46
3月		536		402					77	69

$-156-54=$
▲210万kW

$-109-54=$
▲163万kW

$63-88=$
▲25kW

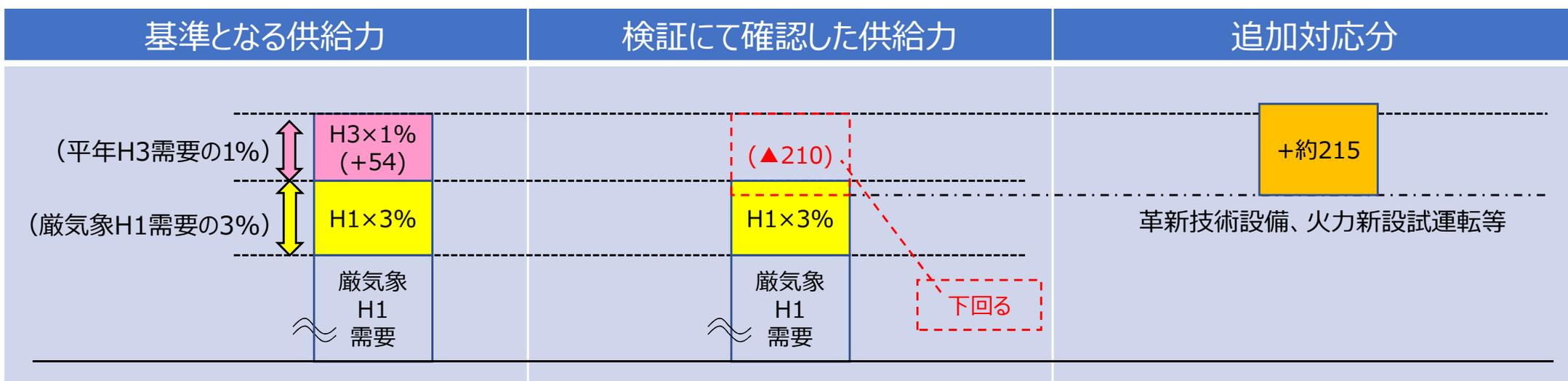
$7-88=$
▲81万kW

※ 連系線活用・不等時性・計画外停止を考慮後の値

2022年度冬季の電力需給の見通し ：東京エリア、中西エリアの稀頻度リスク分について

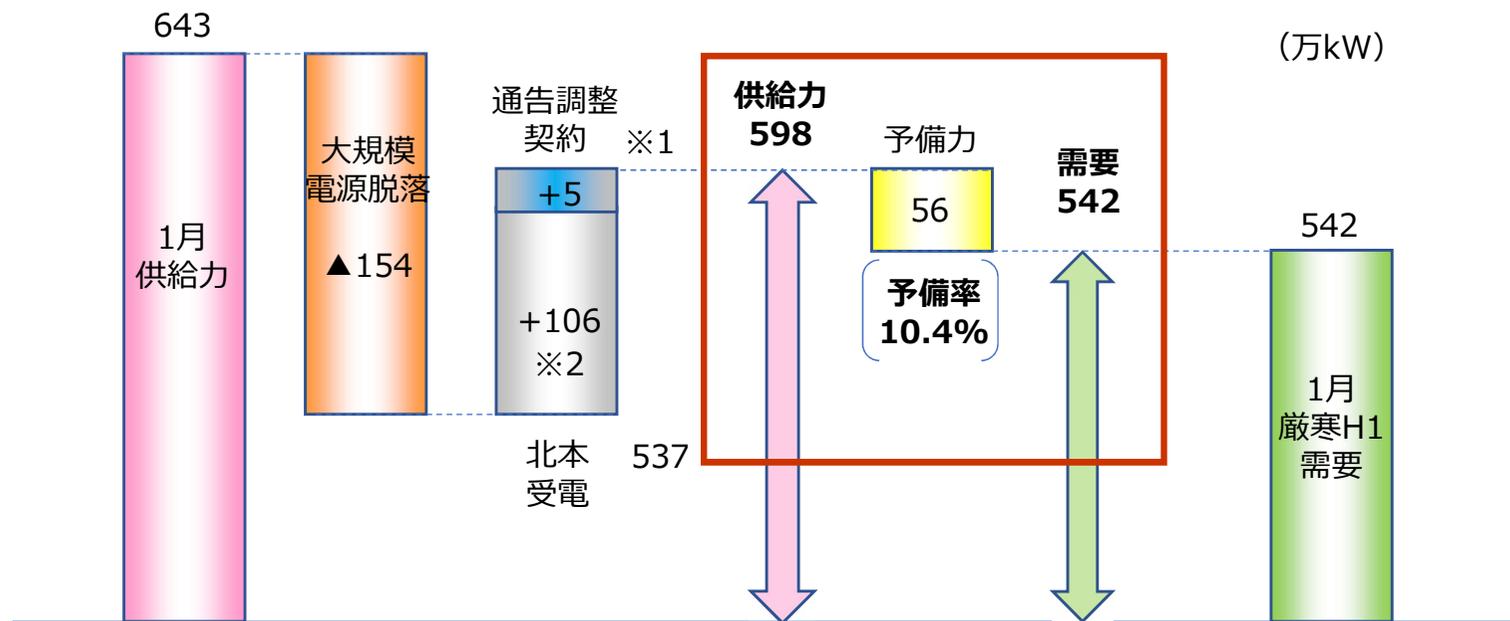
- 東京エリア、中西エリアについて、稀頻度リスクに必要な供給力を東京エリア1月210万kW、2月163万kW、中西エリア1月25万kW、2月81万kW下回る見通し。
- 稀頻度リスクに対して、東京エリア：約163～210万kW、中西エリア：約25～81万kW の追加供給力が必要となる。対応策としては以下のとおり。
 - 実需給断面までのkWモニタリングなどにより、気象予報を踏まえた需要想定や発電機の計画外停止状況への監視を強化し、需給バランスの悪化が予見された場合には、国や一般送配電事業者と連携し、需給対策を講じていく。
 - なお、東京エリアの革新技术設備については、現時点では2台とも運転（約94万kW）の計画であり、設備トラブルなどが発生しなければ供給力となり得る。火力新設機についても、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。

(イメージ：東京 1月)



■ 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）



- ※1 小売電気事業者の「ひっ迫時抑制電力」にあたる契約（2022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18万kWを加算し、エリア外からの供給力約2万kWを減算した値。（エリア外供給力の約2万kWは643万kWの供給力に含まれている。）
- ※ 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

- 2022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%を下回る見通し。
- このため、東京エリアでは、厳寒H1需要に対して予備率3%を確保するため、発電機やDR等による供給力対策として、2023年1月は156万kW、2月は109万kWが必要となる。
- 現時点では福島県沖の地震（2022年3月16日）の影響を織り込めていないが、地震影響は供給力を減少させる方向に作用する。このため、東京エリアにおける供給力対策については、現時点の見通しをふまえ検討を進めていく必要があると考えられる。
- なお、今後、具体的な調達量や調達方法が国において審議され、調達に係る検討が具体的に進められていくことや、地震影響の判明など、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ことから、引き続き、国や関係する事業者と連携していく。
- また、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。

2023年度夏季・冬季の需給変動リスク分析について

■ 猛暑H1需要に対し、電源I'・火力増出力運転・連系線活用・不等時性を考慮し、予備率は3%以上となった。

(単位：万kW、%)

エリア		7月	8月	9月
北海道	供給力	511	511	466
	需要	454	469	402
	予備率	12.5	8.9	16.0
	不足分	43	28	52
東北	供給力	1,477	1,568	1,521
	需要	1,313	1,450	1,311
	予備率	12.5	8.2	16.0
	不足分	125	75	170
東京	供給力	6,140	6,163	5,446
	需要	5,742	5,742	5,261
	予備率	6.9	7.3	3.5
	不足分	226	249	27
中部	供給力	2,842	2,853	2,601
	需要	2,658	2,658	2,513
	予備率	6.9	7.3	3.5
	不足分	104	115	13
北陸	供給力	577	573	524
	需要	511	512	458
	予備率	12.9	11.9	14.5
	不足分	50	46	53

エリア		7月	8月	9月
関西	供給力	3,248	3,226	2,837
	需要	2,878	2,883	2,478
	予備率	12.9	11.9	14.5
	不足分	284	257	285
中国	供給力	1,235	1,227	1,125
	需要	1,094	1,096	983
	予備率	12.9	11.9	14.5
	不足分	108	98	113
四国	供給力	586	630	566
	需要	519	526	494
	予備率	12.9	19.7	14.5
	不足分	51	88	57
九州	供給力	1,846	1,833	1,634
	需要	1,636	1,638	1,427
	予備率	12.9	11.9	14.5
	不足分	161	146	164
沖縄	供給力	196	203	204
	需要	159	162	160
	予備率	23.3	25.0	27.6
	不足分	32	36	39

■ 猛暑H1需要に対し、電源I'・火力増出力運転・連系線活用・不等時性を考慮し、予備率は3%以上となった。

(単位：万kW、%)

エリア		12月	1月	2月	3月
北海道	供給力	588	578	587	560
	需要	517	542	542	499
	予備率	13.6	6.5	8.3	12.1
	不足分	55	19	29	45
東北	供給力	1,526	1,559	1,569	1,452
	需要	1,380	1,484	1,463	1,296
	予備率	10.6	5.0	7.3	12.1
	不足分	105	30	62	117
東京	供給力	4,996	5,628	5,687	4,996
	需要	4,518	5,358	5,302	4,458
	予備率	10.6	5.0	7.3	12.1
	不足分	342	109	226	404
中部	供給力	2,489	2,534	2,559	2,375
	需要	2,251	2,411	2,386	2,120
	予備率	10.6	5.1	7.3	12.1
	不足分	171	51	102	192
北陸	供給力	552	579	576	532
	需要	500	546	537	475
	予備率	10.6	6.2	7.3	12.1
	不足分	38	17	23	43

エリア		12月	1月	2月	3月
関西	供給力	2,697	2,789	2,774	2,494
	需要	2,439	2,627	2,587	2,226
	予備率	10.6	6.2	7.3	12.1
	不足分	185	83	110	202
中国	供給力	1,204	1,187	1,180	1,093
	需要	1,089	1,118	1,100	975
	予備率	10.6	6.2	7.3	12.1
	不足分	83	35	47	88
四国	供給力	551	546	549	542
	需要	499	512	512	454
	予備率	10.6	6.6	7.3	19.4
	不足分	38	18	22	74
九州	供給力	1,713	1,690	1,681	1,511
	需要	1,549	1,592	1,567	1,348
	予備率	10.6	6.2	7.3	12.1
	不足分	117	51	67	122
沖縄	供給力	151	157	181	176
	需要	110	113	113	104
	予備率	37.2	38.9	60.3	69.1
	不足分	38	41	65	69

- 上記のとおり、2022年度における諸元が2023年度にも使用できるとの前提のもと、2023年度夏季・冬季の需給変動リスク分析を実施した。
- 前提条件は以下の通り。
 - H1需要：供給計画（2022年度需要想定）をベースに過去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。冬季については、2021年度冬季の実績分析中であり、気象感応度については現時点までで把握しているデータを用いた想定。
 - 供給力：2022年度供給計画の2年度目のデータをもとに算出。火力OPは2022年度のデータを使用。
- その結果、現時点においては、2023年度夏季・冬季とも、厳気象（猛暑・厳寒）H1需要に対してすべてのエリアで予備率3%を確保する見通しとなった。
- これは、2023年度における火力発電の新增設（再稼働含む）が休廃止を上回り、供給力の増加が見込まれることや、連系線で分断されるエリアが少なく、不等時性による需要低減効果を見込めるためであるが、本機関としては、現時点で計上されていない休廃止計画の追加の動きなど、引き続き需給状況に注視していく。

電源入札等の検討開始の判断（STEP 1）の結果について

- 2022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）では、すべてのエリア・年度で供給信頼度基準を満たす
 - 長期断面（第3年度目以降）では、九州エリアの2024～2029年度、沖縄エリアの2025～2027、2029年度で基準値を超過
 - 供給力（kW）の補完的確認では、第1年度（2022年度）、第2年度（2023年度）とも、全てのエリア・月で、予備率は8%を上回る
- 2022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
- 2022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り、東京エリアの1・2月で厳寒H1需要に対する予備率が3%を下回る見通し
 - 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
 - 2022年度冬季の追加供給力対策については、国の審議会で議論される予定であり、国や事業者と連携した対応が必要
- 2023年度夏季・冬季の需給変動リスク分析
 - 需給見通しが予断を許さない状況にあるエリア・月はあるが、すべてのエリア・月で猛暑・厳寒H1需要に対し予備率3%を確保する見通し

- 
- 本見通しは福島県沖の地震（2022年3月16日）の影響を織り込んでいないことから、停止した火力の復旧工程の長期化により、需給バランスが悪化する可能性も否定できない。
 - このため、まずは福島県沖地震により停止した火力の復旧工程を確認のうえ、復旧の長期化により需給バランスの悪化が見込まれる場合には、「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) 2022年度供給計画の需給バランス評価 (年間EUE)

- 年間EUEで評価した結果、短期断面（第1・2年度目）はすべてのエリア・年度で基準値（0.048 kWh/kW・年、沖縄エリアは0.498 kWh/kW・年）以内となっている。
- 長期断面では、九州エリアの2024～2029年度で一部大型電源の供給力が現時点で見通せないこと、沖縄エリアの2025～2027・2029年度で電源の補修見通しの反映により、基準値を超過している。
- 現時点では供給信頼度基準を満たせていない断面があるが、中長期的な電源開発動向などを注視しつつ、今後の供給計画において供給力を再精査することとしたい。

(単位：kWh/kW・年)

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
北海道	0.000	0.007	0.000	0.001	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
東北	0.007	0.001	0.005	0.002	0.001	0.001	0.001	0.001	0.000	0.000
東京	0.038	0.011	0.042	0.008	0.003	0.002	0.001	0.001	0.000	0.000
中部	0.003	0.001	0.000	0.002	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001
北陸	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
関西	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
中国	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
四国	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
九州	0.001	0.001	0.210	0.130	0.119	0.113	0.107	0.096	0.031	0.027
9エリア計	0.014	0.004	0.035	0.016	0.013	0.011	0.010	0.009	0.003	0.003
沖縄	0.027	0.021	0.354	0.793	0.662	0.860	0.282	0.917	0.311	0.304

1年間における停電時間に換算すると、約12分（2024年度）

- 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・不等時性を考慮すると、予備率は3%以上確保する見通しとなった。

(単位: 万kW、%)

エリア		7月	8月	9月
北海道	供給力	569	527	512
	需要	469	469	415
	予備率	21.4	12.5	23.3
	不足分	86	44	84
東北	供給力	1,451	1,552	1,422
	需要	1,356	1,450	1,330
	予備率	7.0	7.1	6.9
	不足分	54	59	52
東京	供給力	5,983	5,962	5,534
	需要	5,742	5,679	5,176
	予備率	4.2	5.0	6.9
	不足分	69	112	203
中部	供給力	2,769	2,759	2,644
	需要	2,658	2,629	2,472
	予備率	4.2	5.0	6.9
	不足分	32	52	97
北陸	供給力	540	537	491
	需要	511	512	459
	予備率	5.5	5.0	6.9
	不足分	13	10	18

エリア		7月	8月	9月
関西	供給力	3,037	3,024	2,658
	需要	2,878	2,881	2,486
	予備率	5.5	5.0	6.9
	不足分	72	57	98
中国	供給力	1,155	1,150	1,054
	需要	1,094	1,095	986
	予備率	5.5	5.0	6.9
	不足分	27	22	39
四国	供給力	548	545	530
	需要	519	519	496
	予備率	5.5	5.0	6.9
	不足分	13	10	19
九州	供給力	1,726	1,718	1,547
	需要	1,636	1,637	1,447
	予備率	5.5	5.0	6.9
	不足分	41	32	57
沖縄	供給力	210	218	210
	需要	159	162	160
	予備率	31.6	34.3	31.3
	不足分	46	51	45

※7・8月については、9エリア(北海道～九州)で太陽光と需要の相関などを踏まえた追加供給力を見込む。

(余白)

(参考) 2022年度冬季の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月）、中部（1月）、北陸（1,2月）、四国（1月）、九州（2,3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、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)	7,397 (146)	648 (10)	1,481 (40)	5,267 (95)	9,049 (242)	2,439 (73)	544 (14)	2,585 (81)	1,216 (28)	604 (13)	1,661 (34)	16,446 (388)	176	16,623 (388)
最大需要電力	6,536	517	1,380	4,639	8,551	2,312	513	2,505	1,118	512	1,591	15,087	110	15,197
供給予備力	861	131	102	628	498	127	31	80	97	92	70	1,359	67	1,426
供給予備率	13.2	25.3	7.4	13.5	5.8	5.5	6.1	3.2	8.7	18.0	4.4	9.0	60.5	9.4
予備力3%確保 に対する余剰分	665	115	60	489	242	58	16	5	64	77	23	907	63	970

【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)	7,790 (146)	643 (10)	1,585 (40)	5,563 (95)	9,380 (242)	2,519 (73)	532 (14)	2,737 (81)	1,281 (28)	609 (13)	1,702 (34)	17,170 (388)	165	17,335 (388)
最大需要電力	7,470	542	1,484	5,443	8,907	2,449	552	2,655	1,130	512	1,609	16,377	113	16,490
供給予備力	321	100	101	120	473	70	▲19	81	151	97	93	793	52	845
供給予備率	4.3	18.5	6.8	2.2	5.3	2.8	▲3.5	3.1	13.4	18.9	5.8	4.8	45.8	5.1
予備力3%確保 に対する余剰分	97	84	56	▲44	205	▲4	▲36	2	117	81	45	302	48	350

【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)	7,812 (146)	642 (10)	1,560 (40)	5,611 (95)	9,322 (242)	2,531 (73)	536 (14)	2,847 (81)	1,258 (28)	519 (13)	1,632 (34)	17,135 (388)	167	17,301 (388)
最大需要電力	7,448	542	1,463	5,443	8,907	2,449	552	2,655	1,130	512	1,609	16,355	113	16,468
供給予備力	364	100	97	168	415	82	▲15	191	128	7	23	779	54	833
供給予備率	4.9	18.4	6.6	3.1	4.7	3.3	▲2.8	7.2	11.3	1.3	1.4	4.8	47.4	5.1
予備力3%確保 に対する余剰分	140	83	53	4	148	8	▲32	111	94	▲8	▲25	289	50	339

【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)	7,396 (146)	614 (10)	1,484 (40)	5,297 (95)	8,434 (2)	2,316 (73)	532 (14)	2,568 (81)	1,147 (28)	522 (13)	1,349 (34)	15,829 (388)	181	16,011 (388)
最大需要電力	6,389	504	1,308	4,577	7,787	2,176	487	2,285	1,001	454	1,384	14,176	104	14,281
供給予備力	1,007	110	176	720	646	139	45	283	146	68	▲35	1,653	77	1,730
供給予備率	15.8	21.8	13.5	15.7	8.3	6.4	9.3	12.4	14.6	14.9	▲2.5	11.7	73.8	12.1
予備力3%確保 に対する余剰分	815	95	137	583	413	74	31	214	116	54	▲77	1,228	74	1,302

■ 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 〃)	7,146 (146)	599 (10)	1,501 (40)	5,046 (95)	9,301 (242)	2,514 (73)	558 (14)	2,724 (81)	1,217 (28)	557 (13)	1,731 (34)	16,446 (388)	176	16,623 (388)
最大需要電力	6,536	517	1,380	4,639	8,551	2,312	513	2,505	1,118	512	1,591	15,087	110	15,197
供給予備力	610	82	121	407	750	203	45	220	98	45	139	1,359	67	1,426
供給予備率	9.3	15.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	9.0	60.5	9.4
予備力3%確保 に対する余剰分	414	66	80	268	493	133	30	144	65	30	92	907	63	970
【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 〃)	7,803 (146)	592 (10)	1,616 (40)	5,595 (95)	9,367 (242)	2,576 (73)	580 (14)	2,793 (81)	1,188 (28)	538 (13)	1,692 (34)	17,170 (388)	165	17,335 (388)
最大需要電力	7,470	542	1,484	5,443	8,907	2,449	552	2,655	1,130	512	1,609	16,377	113	16,490
供給予備力	333	49	132	152	460	127	28	137	58	26	83	793	52	845
供給予備率	4.5	9.1	8.9	2.8	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	4.8	45.8	5.1
予備力3%確保 に対する余剰分	109	33	87	▲11	193	53	12	58	24	11	35	302	48	350
【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 〃)	7,825 (146)	592 (10)	1,589 (40)	5,643 (95)	9,310 (242)	2,560 (73)	577 (14)	2,776 (81)	1,181 (28)	535 (13)	1,682 (34)	17,135 (388)	167	17,301 (388)
最大需要電力	7,448	542	1,463	5,443	8,907	2,449	552	2,655	1,130	512	1,609	16,355	113	16,468
供給予備力	376	50	126	200	403	111	25	120	51	23	73	779	54	833
供給予備率	5.1	9.2	8.6	3.7	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.8	47.4	5.1
予備力3%確保 に対する余剰分	153	34	82	37	136	37	8	40	17	8	25	289	50	339
【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 〃)	7,166 (146)	570 (10)	1,466 (40)	5,130 (95)	8,663 (2)	2,421 (73)	542 (14)	2,543 (81)	1,114 (28)	505 (13)	1,538 (34)	15,829 (388)	181	16,011 (388)
最大需要電力	6,389	504	1,308	4,577	7,787	2,176	487	2,285	1,001	454	1,384	14,176	104	14,281
供給予備力	777	66	158	553	876	245	55	258	113	51	154	1,653	77	1,730
供給予備率	12.2	13.2	12.1	12.1	11.2	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.1	11.7	73.8	12.1
予備力3%確保 に対する余剰分	586	51	119	416	642	180	40	189	83	38	113	1,228	74	1,302

- 最大需要発生時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%	▲2.59%								0%
1月	0%			▲1.24%						
2月	0%			▲1.24%						
3月	0%	▲2.36%		▲0.86%					0%	

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	7,470	542	1,484	5,443	8,907	2,449	552	2,655	1,130	512	1,609	16,377	113	16,490
考慮後	7,470	542	1,484	5,443	8,797	2,419	545	2,623	1,116	506	1,589	16,266	113	16,380
差分	0	0	0	0	▲ 110	▲ 30	▲ 7	▲ 33	▲ 14	▲ 6	▲ 20	▲ 110	0	▲ 110

(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 $\Sigma(①\sim③)$	8,665 $\Sigma(④\sim⑨)$	7,671 $\Sigma(③\sim④)$	6,287 $\Sigma(⑤\sim⑨)$	1,986 $\Sigma(①\sim②)$	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乘せすることで補正

※ 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、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	7,790	643	1,585	5,563	9,380	2,519	532	2,737	1,281	609	1,702	17,170	165	17,335
考慮後	7,588	626	1,544	5,418	9,136	2,453	518	2,666	1,248	593	1,658	16,723	161	16,884
差分	▲ 203	▲ 17	▲ 41	▲ 145	▲ 244	▲ 65	▲ 14	▲ 71	▲ 33	▲ 16	▲ 44	▲ 446	▲ 4	▲ 451

※ 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【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 (内 電源 I 〃)	6,959 (146)	583 (10)	1,462 (40)	4,915 (95)	9,060 (242)	2,449 (73)	544 (14)	2,654 (81)	1,185 (28)	542 (13)	1,686 (34)	16,019 (388)	172	16,191 (388)
最大需要電力	6,380	517	1,344	4,519	8,330	2,252	500	2,440	1,090	499	1,550	14,710	110	14,820
供給予備力	579	65	118	396	730	197	44	214	95	44	136	1,309	62	1,371
供給予備率	9.1	12.6	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.9	56.4	9.2
予備力3%確保 に対する余剰分	387	50	77	260	480	130	29	141	63	29	89	867	59	926
【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 〃)	7,600 (146)	575 (10)	1,574 (40)	5,450 (95)	9,123 (242)	2,509 (73)	565 (14)	2,720 (81)	1,157 (28)	524 (13)	1,648 (34)	16,723 (388)	161	16,884 (388)
最大需要電力	7,470	542	1,484	5,443	8,797	2,419	545	2,623	1,116	506	1,589	16,266	113	16,380
供給予備力	131	33	90	8	326	90	20	97	41	19	59	457	48	505
供給予備率	1.7	6.1	6.1	0.1	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	2.8	42.0	3.1
予備力3%確保 に対する余剰分	▲93	17	46	▲156	63	17	4	19	8	4	11	▲31	44	13
【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 〃)	7,622 (146)	575 (10)	1,549 (40)	5,497 (95)	9,068 (242)	2,493 (73)	562 (14)	2,703 (81)	1,150 (28)	521 (13)	1,638 (34)	16,689 (388)	162	16,851 (388)
最大需要電力	7,448	542	1,463	5,443	8,797	2,419	545	2,623	1,116	506	1,589	16,245	113	16,358
供給予備力	173	33	86	54	271	74	17	81	34	16	49	444	49	493
供給予備率	2.3	6.1	5.9	1.0	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	2.7	43.6	3.0
予備力3%確保 に対する余剰分	▲50	17	42	▲109	7	2	0	2	1	0	1	▲43	46	3
【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 〃)	6,974 (146)	562 (10)	1,425 (40)	4,987 (95)	8,444 (2)	2,359 (73)	528 (14)	2,477 (81)	1,085 (28)	492 (13)	1,503 (34)	15,418 (388)	177	15,594 (388)
最大需要電力	6,250	504	1,277	4,469	7,732	2,157	483	2,265	992	450	1,384	13,982	104	14,087
供給予備力	724	58	148	518	712	201	45	212	93	42	119	1,436	72	1,508
供給予備率	11.6	11.6	11.6	11.6	9.2	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	8.6	10.3	69.3	10.7
予備力3%確保 に対する余剰分	536	43	110	384	480	137	31	144	63	29	77	1,016	69	1,085

今回の再整理を踏まえた見直し案

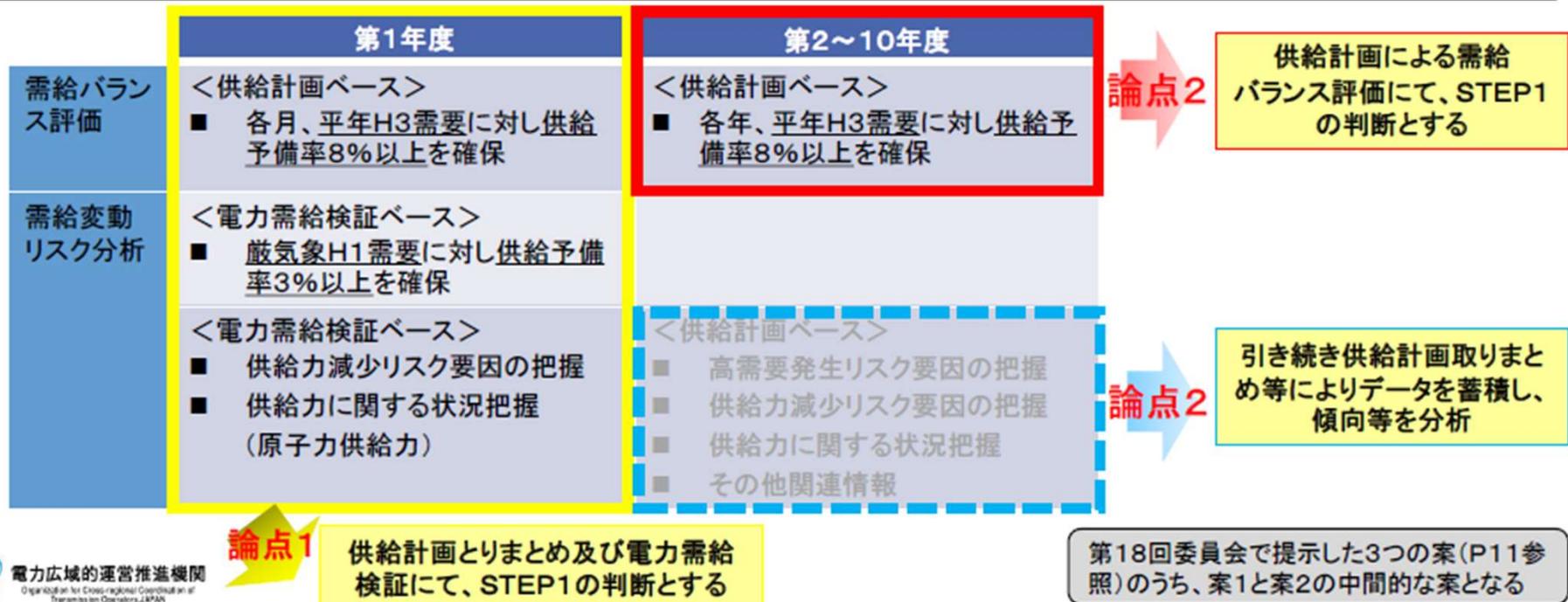
23

<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	<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

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。
- 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】

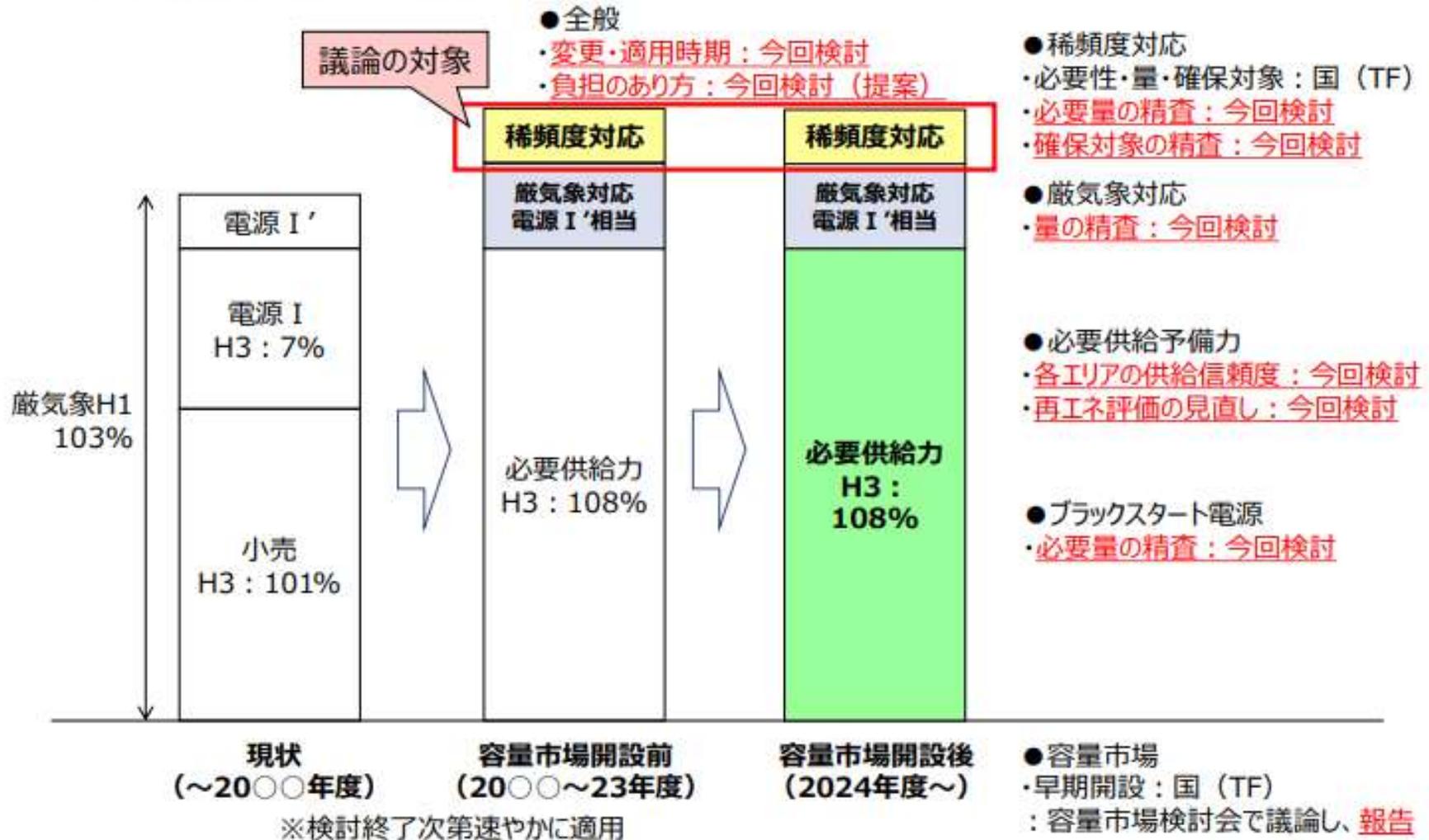
『むしろ世の中としては、なぜ今年の1月のH1の厳気象が起こった時に同時に発電所が壊れていたのか、なぜ今年の夏に猛暑が起きたときに電源が故障していたのか、こういうことについてきちんと対応をすべきか、すべきではないのか、ということが聞きたいことなのではないか。当然今までの信頼性評価の中では、ある程度の、稀頻度でないものについては、対応が出来ているのだろうと思うが、現にそういう事象が今年1年の中で起こっている。そういうことも踏まえて、早急に確保すべき供給力として、どこまでが最低限必要なのかということについて、停電コスト等も踏まえながらご検討いただきたい。』（鍋島オブザーバー）

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



(余白)