

2022年度夏季の猛暑H1需要発生時の 電力需給見通しについての概要（案） （報告）

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

本日の議論について

- 2022年度夏季の猛暑H1需要※発生時における、電力需給の見通しを取りまとめたので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、各事業者において復旧見通しを検討している段階にあり、織り込めていない。

※猛暑H1需要：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想定

電力需給検証の検討スケジュール

			2021年度 第4Q	2022年度 第1Q	2022年度 第2Q	2022年度 第3Q
電力需給検証	広域機関	見通し 実績		★ 国に報告	★ 国に報告	
	本委員会	内容の審議	 本日			

（１）需要

- エリア別の最大電力需要（送電端）。
- エリア別の最大電力需要は、供給計画をベースに夏季において過去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（厳気象H1需要）を一般送配電事業者にて想定。

（２）供給力

- 福島県沖地震（2022年3月16日）の影響については、各事業者において復旧見通しを検討している段階にあり未反映。
- 本機関に提出された各電気事業者の供給計画のデータ、及び旧一般電気事業者と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。
 - ✓ 小売電気事業者（計139者）
⇒ 2021年度上半期の供給量が0.5億kWh以上（全エリアの供給量の約99%以上をカバー）
 - ✓ 発電事業者（計78者）
⇒ 2022年度の供給計画における2022年度の年度末電源構成に基づく火力発電出力合計が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者）
- エリア内の供給力は、小売電気事業者および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、電源Ⅰ'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、EUE算定による火力等の安定電源代替価値を供給力として見込む。
- 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。

（３）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（厳気象H1需要）に対し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。
- 電力需給バランスの評価にあたっては、以下の点を考慮。
 - ✓ 供給力は、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、各エリアの予備率が均平化するように供給力の振替え
 - ✓ 供給力は、全エリアであらかじめ計画外停止率分を控除
 - ✓ 需要は、エリア間の最大需要発生の不等時性

連系線活用・不等時性・計画外停止：考慮

- 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、全てのエリア・月で予備率は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

2022年度夏季の電力需給の見通し：稀頻度リスク評価

- 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。
- 全てのエリア・月で、稀頻度リスクに必要な供給力を確保する見通し。

※ 平年H3需要：2022年度供給計画の第1年度（2022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（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
7月	5	14	79				63			24
8月	5	14				142				24
9月	5				156					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	86	54	100				166			46
8月	44	59				296				51
9月	84				583					45

※ 連系線活用・不等時性・計画外停止を考慮後の値

2022年度夏季の電力需給の見通しのまとめ

- 2022年度夏季の猛暑H1需要に対する需給バランスでは、全てのエリア・月で予備率は3%以上確保する見通しとなった。
- ただし、本見通しは福島県沖地震（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。
- また、本機関としては、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する。

(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が初期データとなる。
- 中部（7月）、関西（7月、8月、9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,%)

【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 (内 電源 I)	8,257 (146)	609 (10)	1,560 (40)	6,088 (95)	9,993 (242)	2,680 (73)	593 (14)	2,886 (81)	1,369 (28)	710 (13)	1,756 (34)	18,250 (388)	215 (7)	18,465 (395)
最大需要電力	7,576	469	1,356	5,752	9,391	2,662	518	2,917	1,109	526	1,658	16,968	159	17,127
供給予備力	680	140	205	336	602	18	74	▲32	259	184	98	1,282	56	1,338
供給予備率	9.0	29.8	15.1	5.8	6.4	0.7	14.4	▲1.1	23.4	34.9	5.9	7.6	35.1	7.8
予備力3%確保 に対する余剰分	453	126	164	163	320	▲62	59	▲119	226	168	48	773	51	824

【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 (内 電源 I)	8,262 (146)	574 (10)	1,605 (40)	6,083 (95)	9,988 (242)	2,789 (73)	599 (14)	2,808 (81)	1,344 (28)	716 (13)	1,732 (34)	18,250 (388)	224 (7)	18,474 (395)
最大需要電力	7,671	469	1,450	5,752	9,391	2,662	518	2,917	1,109	526	1,658	17,062	162	17,224
供給予備力	591	106	155	331	597	126	80	▲109	234	190	75	1,188	61	1,249
供給予備率	7.7	22.5	10.7	5.8	6.4	4.7	15.5	▲3.7	21.1	36.2	4.5	7.0	37.9	7.3
予備力3%確保 に対する余剰分	361	91	111	158	315	46	65	▲197	201	174	25	676	57	733

【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 (内 電源 I)	7,707 (146)	560 (10)	1,431 (40)	5,715 (95)	9,124 (242)	2,620 (73)	545 (14)	2,470 (81)	1,208 (28)	670 (13)	1,610 (34)	16,830 (388)	216 (7)	17,046 (395)
最大需要電力	7,039	415	1,354	5,270	8,437	2,517	464	2,512	996	501	1,447	15,476	160	15,636
供給予備力	667	145	77	445	687	103	82	▲42	212	169	163	1,354	56	1,410
供給予備率	9.5	34.9	5.7	8.5	8.1	4.1	17.6	▲1.7	21.3	33.7	11.3	8.7	34.8	9.0
予備力3%確保 に対する余剰分	456	133	36	287	434	27	68	▲117	182	154	120	890	51	941

- 需給緩和幅については、15時の供給力に加算する計上方法とし、9エリアトータルで評価した324万kWを、需要比率で各エリアに按分してはどうか。

	(案1)	(案2)
需給緩和幅の計上方法	供給力に加算 (15時ベースの評価)	需要から差し引き (17時ベースの評価)

- ・ 需給緩和幅は17時の需要減少幅をベースに計算したものであり、需要から差し引く案2とする方が分かりやすい
- ・ 予備率の増加幅は、両案とも同程度であるが、案1の方が案2よりも若干小さい
- ・ 猛暑H1需要ベースの需給バランスとしては、需要最大断面での評価とすることから、案1を採用

追加供給力の評価方法 (案)

- ・ 2022猛暑H1想定9エリア合計：17,061万kWの1.9%、324万kWを、15時における9エリア合計の追加供給力とする
- ・ 324万kWを需要比率で各エリアに按分する

(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
追加供給力	9	28	109	51	10	55	21	10	31

- 太陽光と需要との相関などを踏まえた追加供給力については、適用月を太陽光と需要に正相関のある夏季7～8月、適用評価を確定論的手法の予備率評価である需給検証、月別予備率の補完的確認としたい。

適用月

7月	8月	9月
今回の評価結果（9エリアで+324万kW）を適用		適用せず
7月後半は太陽光発電・ロードカーブともに8月と同様の傾向となることから、7月についても8月と同じ追加供給力を適用		太陽光と需要の相関は7・8月と比較して小さい

適用評価

評価方法	
需給検証（H1需要）	今回検討した評価手法を適用
月別予備率の補完的確認（H3需要）	需給検証と同様に最大需要断面における予備率評価であることから、需給検証と同じ評価手法※を採用

※追加供給力については、9エリア合計のH3需要1.9%で評価

(参考) 需給バランス算定手順

12

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。
- 全国9エリアで予備率を均平化しようと供給力を移動しても、北海道東北間連系線（北本連系線）、東北東京間連系線（相馬双葉幹線）、東京中部間連系設備（FC）、中部北陸間連系設備（南福光BTB）、中国九州間連系線（関門連系線）で十分な空容量が無く、その結果、エリアにより予備率の値が異なる状況となる。

〈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,%)
【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 (内 電源Ⅰ´)	8,215 (146)	585 (10)	1,491 (40)	6,139 (95)	10,035 (242)	2,841 (73)	554 (14)	3,119 (81)	1,186 (28)	562 (13)	1,773 (34)	18,250 (388)	215 (7)	18,465 (395)
最大需要電力	7,576	469	1,356	5,752	9,391	2,662	518	2,917	1,109	526	1,658	16,968	159	17,127
供給予備力	638	116	135	387	644	179	36	202	77	36	115	1,282	56	1,338
供給予備率	8.4	24.7	10.0	6.7	6.9	6.7	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	7.6	35.1	7.8
予備力3%確保 に対する余剰分	411	102	95	214	362	99	20	114	43	21	65	773	51	824
【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 (内 電源Ⅰ´)	8,257 (146)	542 (10)	1,594 (40)	6,121 (95)	9,993 (242)	2,833 (73)	552 (14)	3,104 (81)	1,180 (28)	560 (13)	1,764 (34)	18,250 (388)	224 (7)	18,474 (395)
最大需要電力	7,671	469	1,450	5,752	9,391	2,662	518	2,917	1,109	526	1,658	17,062	162	17,224
供給予備力	586	73	144	369	602	171	33	187	71	34	106	1,188	61	1,249
供給予備率	7.6	15.6	9.9	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	7.0	37.9	7.3
予備力3%確保 に対する余剰分	356	59	101	196	320	91	18	99	38	18	56	676	57	733
【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 (内 電源Ⅰ´)	7,684 (146)	527 (10)	1,463 (40)	5,694 (95)	9,146 (242)	2,720 (73)	502 (14)	2,720 (81)	1,079 (28)	543 (13)	1,582 (34)	16,830 (388)	216 (7)	17,046 (395)
最大需要電力	7,039	415	1,354	5,270	8,437	2,517	464	2,512	996	501	1,447	15,476	160	15,636
供給予備力	645	111	109	424	709	203	39	209	83	42	135	1,354	56	1,410
供給予備率	9.2	26.8	8.1	8.1	8.4	8.1	8.3	8.3	8.3	8.3	9.3	8.7	34.8	9.0
予備力3%確保 に対する余剰分	434	99	68	266	456	127	25	133	53	27	92	890	51	941

(参考) 需給バランス算定手順

手順1-3 不等時性の考慮

13

- 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
7月	0%	0%	▲0.18%		▲1.34%					0%
8月			▲1.27%							
9月			▲1.78%			▲1.03%				

不等時性考慮前後の需要値（8月）

（万kW）

【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
考慮前	7,671	469	1,450	5,752	9,391	2,662	518	2,917	1,109	526	1,658	17,062	162	17,224
考慮後	7,598	469	1,450	5,679	9,272	2,629	512	2,881	1,095	519	1,637	16,870	162	17,033
差分	▲ 73	0	0	▲ 73	▲ 119	▲ 34	▲ 7	▲ 37	▲ 14	▲ 7	▲ 21	▲ 192	0	▲ 192

【参考】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※（2018年度夏季）

(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	7/31	8/23	7/23	8/6	8/22	7/18	7/23	7/24	7/26	8/9
時間帯	17:00	15:00	15:00	15:00	15:00	16:00	17:00	17:00	15:00	17:00
需要※	442	1,426	5,653	2,622	520	2,866	1,108	536	1,601	143

ブロック化による需要減少率の例（2018年度夏季）

(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(参考)	補足
ブロック 構成エリア	東京・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	東北・東京・中部・北陸・ 関西・中国・四国	全国 9 エリア	—
日付	7/23	7/19	7/23	8/2	8/3	—
時間帯	15:00	17:00	15:00	15:00	15:00	—
合成最大需要※ (⑪)	8,261	6,542	14,717	9,528	16,338	合成の最大
各エリアの最大需要※ の合計 (⑫)	8,275 Σ(②～③)	6,631 Σ(⑤～⑨)	14,906 Σ(③～⑨)	9,701 Σ(②～④)	16,774 Σ(①～⑨)	最大の合計
差分 (⑬)	▲15	▲89	▲189	▲173	▲437	⑪－⑫
需要減少率	▲0.18 %	▲1.34 %	▲1.27 %	▲1.78 %	▲2.60 %	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

15

- 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。
- 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、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 (8月)

(万kW)

【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
考慮前	8,262	574	1,605	6,083	9,988	2,789	599	2,808	1,344	716	1,732	18,250	224	18,474
考慮後	8,047	559	1,563	5,925	9,728	2,716	583	2,735	1,309	698	1,687	17,775	218	17,993
差分	▲ 215	▲ 15	▲ 42	▲ 158	▲ 260	▲ 73	▲ 16	▲ 73	▲ 35	▲ 19	▲ 45	▲ 474	▲ 6	▲ 480

※ 予備率均平化前の供給力 (手順1-1)

(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,%)

【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 (内 電源Ⅰ')	8,002 (146)	569 (10)	1,451 (40)	5,983 (95)	9,773 (242)	2,769 (73)	540 (14)	3,037 (81)	1,155 (28)	548 (13)	1,726 (34)	17,776 (388)	210 (7)	17,985 (395)
最大需要電力	7,566	469	1,356	5,742	9,296	2,658	511	2,878	1,094	519	1,636	16,863	159	17,022
供給予備力	436	100	95	241	477	111	28	158	60	29	90	913	50	963
供給予備率	5.8	21.4	7.0	4.2	5.1	4.2	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.4	31.6	5.7
予備力3%確保 に対する余剰分	209	86	54	69	198	32	13	72	27	13	41	407	46	453
【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 (内 電源Ⅰ')	8,041 (146)	527 (10)	1,552 (40)	5,962 (95)	9,734 (242)	2,759 (73)	537 (14)	3,024 (81)	1,150 (28)	545 (13)	1,718 (34)	17,775 (388)	218 (7)	17,993 (395)
最大需要電力	7,598	469	1,450	5,679	9,272	2,629	512	2,881	1,095	519	1,637	16,870	162	17,033
供給予備力	444	58	102	283	461	131	25	143	55	26	81	905	56	961
供給予備率	5.8	12.5	7.1	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.4	34.3	5.6
予備力3%確保 に対する余剰分	216	44	59	112	183	52	10	57	22	10	32	399	51	450
【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 (内 電源Ⅰ')	7,469 (146)	512 (10)	1,422 (40)	5,534 (95)	8,924 (242)	2,644 (73)	491 (14)	2,658 (81)	1,054 (28)	530 (13)	1,547 (34)	16,393 (388)	210 (7)	16,603 (395)
最大需要電力	6,921	415	1,330	5,176	8,346	2,472	459	2,486	986	496	1,447	15,267	160	15,427
供給予備力	547	97	92	358	578	171	32	172	68	34	100	1,125	50	1,176
供給予備率	7.9	23.3	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	7.4	31.3	7.6
予備力3%確保 に対する余剰分	340	84	52	203	328	97	18	98	39	19	57	667	45	713