

2022年度夏季の電力需給見通しについて (報告)

2021年12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

- 2022年度の需給見通しについては、本年8月時点において、夏季・冬季にH3需要に対する予備率8%、猛暑・厳寒を想定したH1需要に対する予備率3%について、複数のエリア・月で下回る状況にあった。
- このため、本機関では、9月から発電事業者と発電機の補修停止時期の変更協議などを実施し、10月の暫定集計時点において、東京エリアの1・2月で予備率3%を下回る見通しを示した。
- 現時点（2021年12月時点）においても2022年度供給計画の策定途上にあり、需給両面での変動要因はある状況にあるが、10月以降の電源トラブルなどによる需給見通しの変化、それを踏まえた夏季の需給見通しを示したうえで、今後の取り組みについて報告する。
- なお、現時点の見通しでは、複数エリアの7～8月で猛暑H1需要に対する予備率が3%を下回る状況にある。

発電機の補修調整前（2021年8月時点）における2022年度の需給見通し

- 発電機の補修停止時期の調整を開始する前（2021年8月時点）には、H3需要に対する予備率8%、猛暑・厳寒を想定したH1需要に対する予備率3%について、複数のエリア・月で下回る状況にあった。
- このため、本機関では、9月から発電事業者と発電機の補修停止時期の変更協議などを実施した。

各エリアの予備率（H3）

（単位：％）

	7月	8月	9月	12月	1月	2月	3月
北海道	31.4	34.3	42.0	21.1	18.9	21.8	27.9
東北	16.0	16.3	26.8	21.1	18.9	21.8	27.9
東京	6.9	8.1	13.2	11.6	7.1	6.8	9.0
中部	6.9	8.1	13.2	11.6	11.4	9.3	17.8
北陸	6.9	8.1	13.2	11.6	11.4	10.5	23.9
関西	6.9	8.1	13.2	11.6	11.4	10.5	23.9
中国	6.9	8.1	13.2	11.6	11.4	10.5	23.9
四国	6.9	9.8	17.7	11.6	11.4	10.5	23.9
九州	7.6	9.7	29.8	11.6	11.4	10.5	23.9
沖縄	33.3	36.6	38.0	58.3	58.3	84.4	92.6

各エリアの予備率（猛暑・厳寒H1）

（単位：％）

	7月	8月	9月	12月	1月	2月	3月
北海道	12.9	18.9	23.8	14.1	9.0	11.4	16.2
東北	8.4	5.0	7.8	9.5	9.0	11.4	16.2
東京	3.0	5.0	2.4	9.5	▲2.1	▲2.4	0.8
中部	3.0	5.0	2.4	9.5	6.6	3.2	9.1
北陸	3.0	5.0	7.9	9.5	6.6	5.4	14.1
関西	3.0	5.0	7.9	9.5	6.6	5.4	14.1
中国	3.0	5.0	7.9	9.5	6.6	5.4	14.1
四国	3.0	5.0	7.9	9.5	6.6	5.4	14.1
九州	3.0	5.0	19.7	9.5	6.6	5.4	14.1
沖縄	28.8	29.2	34.3	30.7	31.3	51.2	63.1

これまでの対応とその後の需給バランスの変化
 これまでの対応による供給力増加の見通し

6

- 補修調整等による追加の供給力については、一部確認中の補修計画が残っており調整途上であるが、現時点で供給力が不足している東北～九州までのエリアで、最大283万kWが見込まれる。

(万kW)

エリア	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	44	0	-44	0	6	0	0	0	0	-44	-19	0
東京	-6	37	-27	71	-22	99	59	35	-3	232	152	283
中部	0	0	0	0	0	22	0	0	0	-4	0	0
北陸	-19	-19	-12	50	17	0	19	19	9	0	0	0
関西	-60	-24	201	90	70	25	-9	17	10	-39	27	127
中国	23	-3	-44	25	7	0	-1	2	0	0	0	0
四国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
九州	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

※上表は、補修調整のほか、発電機の系統切替等による追加の供給力を考慮した増減を表す。

発電機の補修調整後（2021年10月時点）における2022年度の需給見通し 5

- 2021年10月時点の需給バランスでは、猛暑・厳寒を想定したH1需要ベースの需給バランスについて、暫定集計として、東京エリアの1・2月で予備率3%を下回る見通しであった。
- なお、休廃止電源の事前確認プロセスの状況、追加的な休廃止の有無・影響度合い、2022年度供給計画に向けた需給両面での前提条件の変化について、別途検討が必要としていた。

各エリアの予備率（H3）

（単位：％）

	7月	8月	9月	12月	1月	2月	3月
北海道	31.4	34.3	42.0	21.1	16.5	20.8	27.9
東北	16.0	16.8	26.8	21.1	16.5	20.8	27.9
東京	8.7	8.2	14.5	11.7	11.2	9.7	15.2
中部	8.7	8.9	14.5	11.7	11.2	9.7	17.8
北陸	8.7	8.9	14.5	11.7	11.2	10.9	26.4
関西	8.7	8.9	14.5	11.7	11.2	10.9	26.4
中国	8.7	8.9	14.5	11.7	11.2	10.9	26.4
四国	8.7	9.8	17.7	11.7	11.2	10.9	26.4
九州	8.7	9.7	29.8	11.7	11.2	10.9	26.4
沖縄	33.3	36.6	38.0	58.3	58.3	84.4	92.6

各エリアの予備率（猛暑・厳寒H1）

（単位：％）

	7月	8月	9月	12月	1月	2月	3月
北海道	12.9	18.9	23.8	14.1	7.3	10.4	16.2
東北	8.4	5.5	7.8	13.2	5.1	10.4	16.2
東京	4.5	5.5	4.0	9.6	2.1	0.4	6.7
中部	4.5	5.5	4.0	9.6	6.1	3.2	9.1
北陸	4.5	5.5	8.5	9.6	6.1	5.9	16.4
関西	4.5	5.5	8.5	9.6	6.1	5.9	16.4
中国	4.5	5.5	8.5	9.6	6.1	5.9	16.4
四国	4.5	5.5	8.5	9.6	6.1	5.9	16.4
九州	4.5	5.5	19.7	9.6	6.1	5.9	16.4
沖縄	28.8	29.2	34.3	30.7	31.3	51.2	63.1

- 補修調整等による追加の供給力について、現時点（2021年12月時点）までに、東北から九州までのエリアで、8月には151万kW、2月には256万kWを確保した。

（単位：万kW）

エリア	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	42	-2	-46	18	24	18	-2	-2	18	-26	0	-2
東京	-186	-205	-195	96	7	139	-47	-91	59	228	177	186
中部	-108	-193	-52	37	5	107	-56	-34	-23	1	32	-86
北陸	-23	-23	-16	45	13	-4	14	14	5	-4	-4	-5
関西	-113	-76	149	75	55	10	-62	-36	-5	-54	12	75
中国	16	-10	-51	46	28	22	-8	-6	22	22	22	-7
四国	-11	-11	-11	3	3	3	-11	-11	23	89	-3	-70
九州	-11	-71	-105	20	16	-74	-11	-11	20	20	20	-11

※上表は、補修調整のほか、発電機の系統切替等による追加の供給力を考慮した増減を表す。

10月の暫定集計では調整中の補修計画が残っていたが、その後の調整結果を反映し2021年12月時点の数値に更新

- 発電機トラブル（2021年12月時点）について、事業者においても早期復旧に向けて工夫いただいているが、東京・中部エリアにおける夏季の供給力減少の要因となっている。

エリア	事業者	発電機	燃種	出力(万kW)	復旧見込み	備考
東京	常磐共同 火力	勿来8号	石炭	60	2022.8.19	主変圧器故障
中部	JERA	武豊5号	石炭	107	未定 (営業運転開始)	運炭設備損傷による建設工程の 遅延 1月中旬に営業運転開始時期が 判明する見通し

※ 事業者からのヒアリング等に基づく

2022年度供給計画に向けた需要の更新（2021年12月時点）による影響

8

- コロナ禍からの景気回復や在宅勤務の一定程度の定着を見込み、9エリア合計のH1需要（2021年12月時点）は、10月時点の見通しと比較して、8月には200万kW増加している。

（単位：万kW）

H3	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
8月 (10/14時点想定) <増減>	417 (416) <+1>	1,306 (1,289) <+17>	5,379 (5,337) <+42>	2,485 (2,472) <+13>	495 (494) <+1>	2,739 (2,736) <+3>	1,047 (1,035) <+12>	494 (493) <+1>	1,535 (1,529) <+6>	15,897 (15,801) <+96>

H1	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
8月 (10/14時点想定) <増減>	469 (442) <+27>	1,450 (1,444) <+6>	5,752 (5,660) <+92>	2,662 (2,630) <+32>	518 (516) <+2>	2,917 (2,891) <+26>	1,109 (1,102) <+7>	526 (524) <+2>	1,658 (1,652) <+6>	17,061 (16,861) <+200>

- 現時点（2021年12月時点）で、情報掲示板の活用による休廃止機のマッチングの受付がされている途上にあり、2021年度供計の段階で計画されていた休廃止機の方角性が確定していない状況にある。
- このため、休廃止機の動向が、現時点における需給見通しの変化要因の一つとなっている。

情報掲示板活用の事例

発電設備からの電気の調達を希望する小売事業者の照会（エリア）

2021-11-16

発電設備からの電気の調達を希望する小売事業者の照会（エリア）

①希望の区分 : 売

②事業者名

③問い合わせ先 :

④電源所在エリア :

⑤任意記載事項 :

◇対象電源

◇特記事項

✓新規問い合わせ受付期日 2021年12月16日 17時まで

✓マッチング申込期日 2021年12月24日 17時まで

✓秘密保持契約締結後に契約条件をご提示させていただきます。

✓お問い合わせが集中する場合、ご回答までお時間をいただく可能性があります。

✓マッチング申込には締切がございますので、期日に余裕を持ってお問い合わせください。

✓新規問い合わせ期日後の新規お問い合わせに関しましては、対応いたしかねますので予めご了承ください。

◇その他

発電設備からの電気の調達を希望する小売事業者の照会（エリア）

2021-12-01

発電設備からの電気の調達を希望する小売事業者の照会（エリア）

①希望の区分 : 売

②事業者名 :

③問い合わせ先 :

④電源所在エリア :

⑤任意記載事項 :

◇対象電源

◇特記事項

✓新規問い合わせ受付期日 2022年1月 5日 17時まで

✓マッチング申込期日 2022年1月11日 17時まで

✓秘密保持契約締結後に契約条件をご提示させていただきます。

✓お問い合わせが集中する場合、ご回答までお時間をいただく可能性があります。

✓マッチング申込には締切がございますので、期日に余裕を持ってお問い合わせください。

✓新規問い合わせ期日後の新規のお問い合わせに関しましては対応いたしかねますので予めご了承ください。

- 現時点（2021年12月時点）においても2022年度供給計画の策定途上にあり、今後も複数の要因によって供給力が変化することが想定される。

検討事項	検討時期	供給力（万kW）	備考
太陽光の供給力 評価の精緻化	1月中旬	+ 今後検討	・ 15時の太陽光増加や17時の需要減少などによる需給の緩和分を追加供給力として評価する可能性を検討
予備率評価向けの 太陽光・風力算定用 の係数算定	1月中旬	± 今後検討	・ 現時点では2021年度供計の調整係数をベースに算定 ・ 予備率評価向けに太陽光・風力の補正係数の算定中
変化要因	判明時期	供給力（万kW）	備考
休廃止電源の 情報掲示板活用後 の計画変更	—	+ 不明	・ 現時点でも複数のエリアで情報掲示板への掲示あり ・ 休廃止計画の新規計上について現時点で情報を取りえていない
中部エリア 武豊5号 営業運転時期判明	1月中旬	7・8月 最大で+100 9月 最大で▲100	・ 事業者にて営業運転開始の見通しを検討中 ・ 現在の聞き取り内容から状況が変わり、営業運転開始が9月以降になった場合には供給力減少の可能性あり

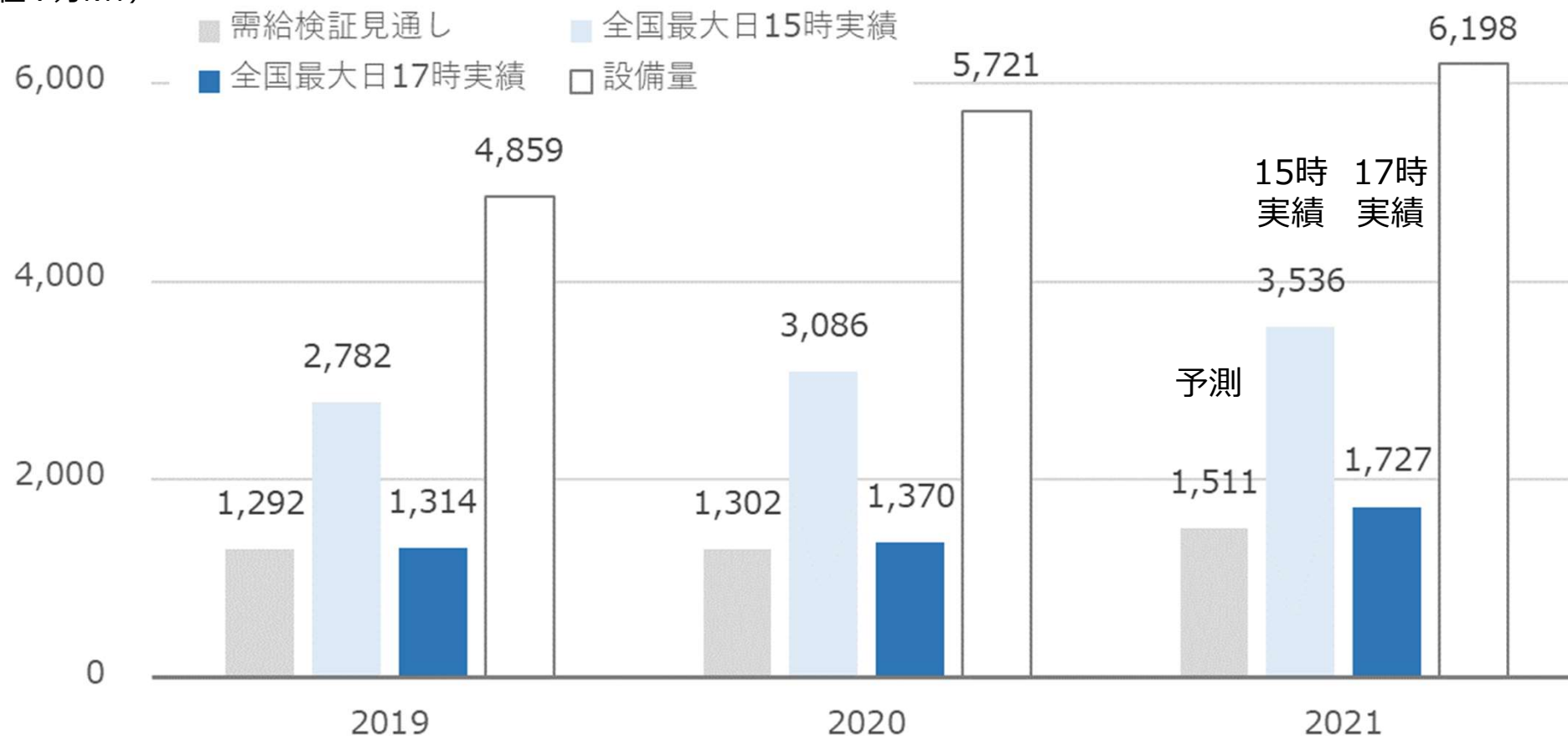
※上記のほか、2月中旬に、供給計画（案）を取りまとめないと把握することのできない変化分として、補修計画の追加・変更、休廃止の追加、非電気事業者から調達した供給力の変化がある

①太陽光供給力の予測・実績差

- 夏季（8月）における太陽光の見通しと実績とを比較すると、需要が最大となる15時には実績が見通しを大きく上回っている。また、17時についても、実績が見通しを上回る。
- このため、需要が最大となる15時の需給バランスをもとに夏季の供給力対策の要否を検討するのに先立ち、太陽光の供給力評価を精緻化する必要がある。

需給検証（8月）における太陽光の見通し－実績差

（単位：万kW）



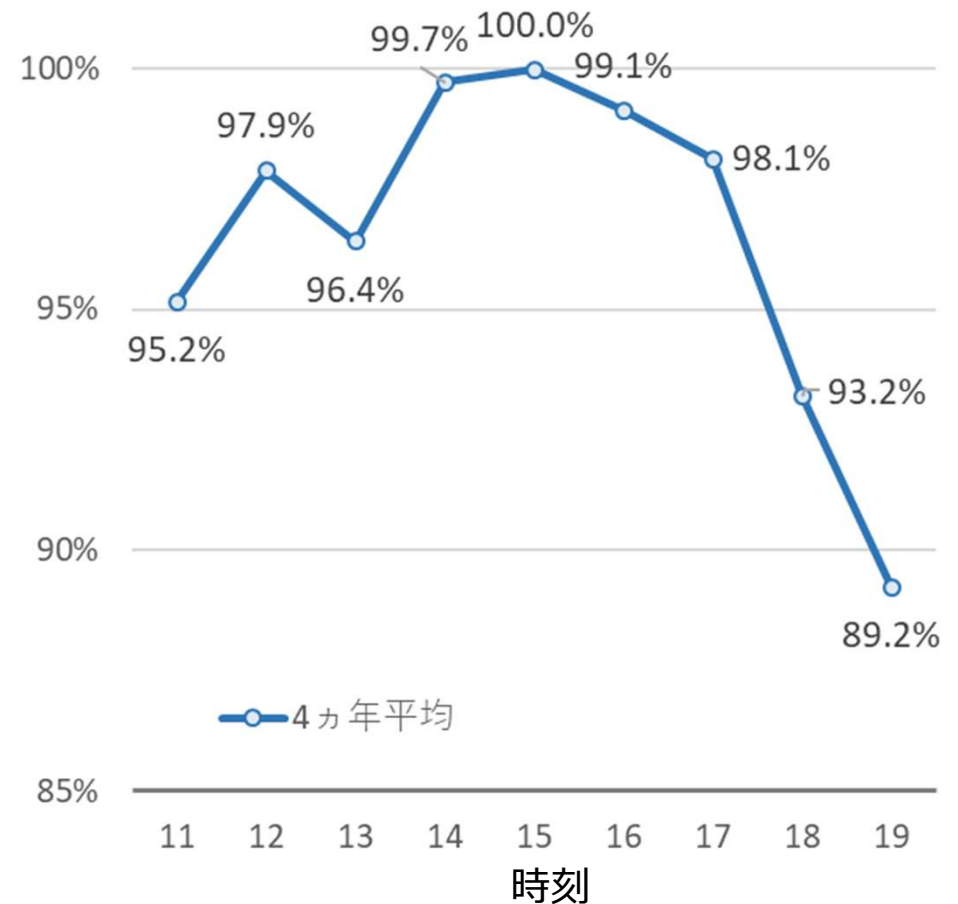
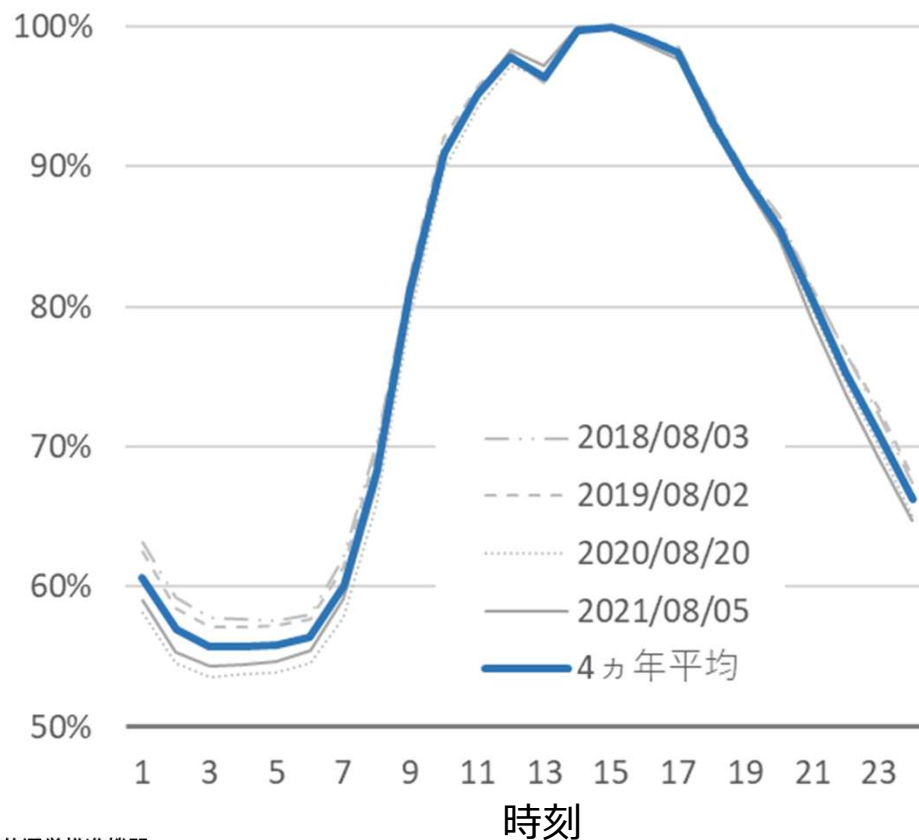
②ロードカーブ

- H1 需要発生日のロードカーブ※では、17時では15時と比較して1.9%の減少がみられる。

※過去6か年のうち、需要水準の低かった2016・2017年度は除外し、2018～2021の4カ年平均をもとに分析

8月最大需要発生日のロードカーブ

各時間帯需要の
15時需要との比率



③追加供給力に係る評価案

- 太陽光の供給力評価の精緻化を踏まえた追加供給力については、今後の太陽光供給力や需要（ロードカーブ）に係る検討なども踏まえ、次回の本委員会においてご審議いただきたい。

検討項目	15時	17時	検討事項など
太陽光供給力	実績が見通しを大きく上回る ＜実績/見通し比＞ 2020年：237% 2021年：234%	実績が見通しを上回る ＜実績/見通し比＞ 2020年：105% 2021年：114%	- 太陽光と需要に相関があることは調整力等委で確認済 - 需要-太陽光の相関を検証し、高需要時に太陽光が高出力となることを再検証
需要 （ロードカーブ）	日最大需要 発生の想定時刻	日最大需要と比較して需要は減少 ＜17時/15時比＞ 98.1% 2018～2021年平均	17時需要の15時需要と比較した減少幅（▲1.9%）について確認済

	（案1）	（案2）
概要	15時の太陽光増加 による需給の緩和分を追加供給力として評価	17時の需要減少 による需給の緩和分を追加供給力として評価
評価	- 供給力増加幅が大きい（1,000万kW超と想定） - 太陽光が減少する夕方の時間帯における需給ひっ迫を予見できないおそれ	供給力増加幅は安全サイドではないか （2022猛暑H1想定9エリア合計：17,061万kWの1.9%は324万kW）

- 発電機のトラブルによる供給力減少や、需要の増加見通しなどにより、H3需要に対する需給バランス（2021年12月時点）では、複数エリアの7・8月で予備率8%を下回る。
- なお、休廃止の計画変更など、2022年度供計の取りまとめまで、需給両面の変化要素が残っている。

各エリアの予備率（H3）
補修停止時期の調整後（10/14）

	7月	8月	9月
北海道	31.4	34.3	42.0
東北	16.0	16.8	26.8
東京	8.7	8.2	14.5
中部	8.7	8.9	14.5
北陸	8.7	8.9	14.5
関西	8.7	8.9	14.5
中国	8.7	8.9	14.5
四国	8.7	9.8	17.7
九州	8.7	9.7	29.8
沖縄	33.3	36.6	38.0

各エリアの予備率（H3）
電源トラブル等反映（今回）

（単位：％）

	7月	8月	9月
北海道	24.4	27.4	34.2
東北	16.5	16.6	26.8
東京	6.9	7.2	14.5
中部	6.9	7.2	14.5
北陸	8.5	7.3	14.5
関西	8.5	7.3	14.5
中国	8.5	7.3	14.5
四国	8.5	10.3	18.8
九州	8.5	10.3	23.6
沖縄	36.9	37.9	40.6

- 発電機のトラブルによる供給力減少や、需要の増加見通しなどにより、猛暑を想定したH1需要に対する需給バランス（2021年12月時点）では、複数エリアの7～8月で予備率3%を下回る。
- なお、休廃止の計画変更など、2022年度供計の取りまとめまで、需給両面の変化要素が残っている。

各エリアの予備率（猛暑H1） 補修停止時期の調整後（10/14）

	7月	8月	9月
北海道	12.9	18.9	23.8
東北	8.4	5.5	7.8
東京	4.5	5.5	4.0
中部	4.5	5.5	4.0
北陸	4.5	5.5	8.5
関西	4.5	5.5	8.5
中国	4.5	5.5	8.5
四国	4.5	5.5	8.5
九州	4.5	5.5	19.7
沖縄	28.8	29.2	34.3

各エリアの予備率（猛暑H1） 電源トラブル等反映（今回）

（単位：％）

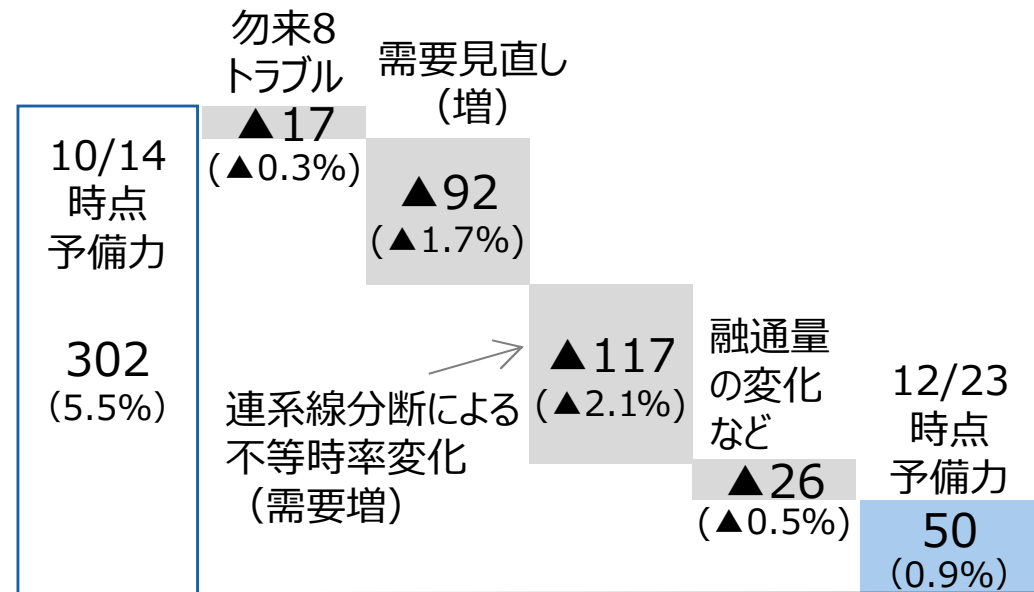
	7月	8月	9月
北海道	7.0	12.8	26.1
東北	5.2	1.2	7.4
東京	1.1	0.9	3.3
中部	1.1	0.9	3.3
北陸	3.0	2.3	6.8
関西	3.0	2.3	6.8
中国	3.0	2.3	6.8
四国	3.0	3.4	6.8
九州	3.0	2.3	13.5
沖縄	28.8	29.2	34.3

現時点（2021年12月時点）と10月時点の夏季需給見通し（H1）の変化要因

- 東京・中部エリアの電源トラブルによる供給力減少に加え、需要の増加、不等時性による需要減少幅の縮小※により、8月には7エリアで予備率3%を下回る見通しとなった。

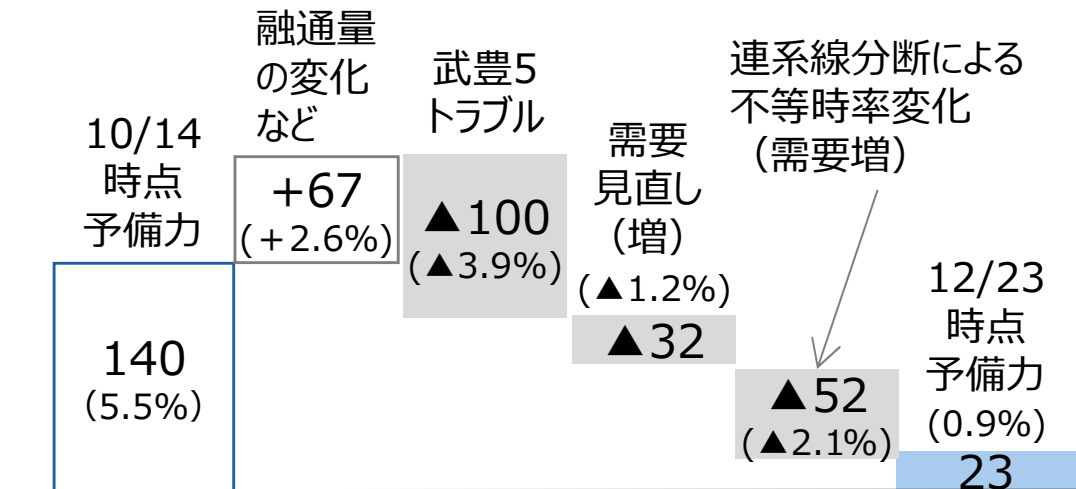
※東北から東京向け、関西・北陸から中部向きの融通が増加し、予備率評価上、連系線分断が発生する評価結果となった

東京エリア（8月）



中部エリア（8月）

単位：万kW



	予備力 (10/14)	電源 トラブル	需要見直 し影響	不等時率 変化	融通量 変化など	予備力 (12/23)
東北	77 5.5%	▲17 ▲1.2%	▲6 ▲0.4%	▲33 ▲2.3%	▲4 ▲0.3%	17 1.2%
北陸	28 5.5%	-	▲2 ▲0.5%	▲9 ▲1.7%	▲5 ▲1.0%	12 2.3%
関西	154 5.5%	-	▲26 ▲0.9%	▲45 ▲1.7%	▲17 ▲0.6%	66 2.3%

	予備力 (10/14)	電源 トラブル	需要見直 し影響	不等時率 変化	融通量 変化など	予備力 (12/23)
中国	59 5.5%	-	▲7 ▲0.7%	▲19 1.8%	▲8 ▲0.7%	25 2.3%
九州	88 5.5%	-	▲6 ▲0.4%	▲37 ▲2.4%	▲7 ▲0.4%	37 2.3%

■ 夏季の需給ギャップは、8月には7エリア合計で252万kW。

(単位：万kW)

エリア	7月	8月	9月
北海道	19	46	96
東北	30	-26	59
東京	-109	-123	15
中部	-50	-57	7
北陸	0	-4	17
関西	1	-21	94
中国	0	-8	37
四国	0	2	19
九州	0	-12	152
沖縄	40	42	48

※上表は、猛暑・厳寒H1需給バランスにおいて予備力3%に対する不足分を表す。

(参考) 2022年度夏季の現時点 (2021年12月時点) における需給見通し (H1) 18

(単位 : 万kW, %)

エリア		7月	8月	9月
北海道	供給力	502	529	524
	需要	469	469	415
	予備率	7.0	12.8	26.1
	不足分	19	46	96
東北	供給力	1,427	1,467	1,454
	需要	1,356	1,450	1,354
	予備率	5.2	1.2	7.4
	不足分	30	▲26	59
東京	供給力	5,806	5,791	5,433
	需要	5,742	5,742	5,261
	予備率	1.1	0.9	3.3
	不足分	▲109	▲123	15
中部	供給力	2,687	2,680	2,595
	需要	2,657	2,657	2,513
	予備率	1.1	0.9	3.3
	不足分	▲50	▲57	7
北陸	供給力	526	526	490
	需要	511	515	459
	予備率	3.0	2.3	6.8
	不足分	0	▲4	17

エリア		7月	8月	9月
関西	供給力	2,965	2,963	2,655
	需要	2,878	2,898	2,486
	予備率	3.0	2.3	6.8
	不足分	1	▲21	94
中国	供給力	1,128	1,127	1,053
	需要	1,094	1,102	986
	予備率	3.0	2.3	6.8
	不足分	0	▲8	37
四国	供給力	535	544	530
	需要	519	526	496
	予備率	3.0	3.4	6.8
	不足分	0	2	19
九州	供給力	1,685	1,695	1,642
	需要	1,636	1,658	1,447
	予備率	3.0	2.3	13.5
	不足分	0	▲12	152
沖縄	供給力	200	206	208
	需要	155	160	155
	予備率	28.8	29.2	34.3
	不足分	40	42	48

※不足分：予備率が3%を超える場合は正值、予備率が3%を下回る場合は負値

- 現時点（2021年12月）においても2022年度供給計画の策定途上にあり、需要・供給力両面での変動要因はある状況にはあるが、10月以降の変化を踏まえ、夏季需給見通しを改めて評価した結果、複数エリアの7～8月で猛暑H1需要に対する予備率が3%を下回る見通しとなった。
- これは、発電機のトラブルからの復旧長期化、需要の上方修正といった10月以降の変化が、予備力を減らす方向に作用したことによる。
- 現時点においても、今年度末に向けて取り纏めていく供給計画の中で、事業者から新たに電源の休廃止が計上される可能性など、需給バランスが変化する要因は残されている。
- また、夏季における太陽光の見通しと実績とを比較すると、需要が最大となる15時には実績が見通しを大きく上回っている。17時についても、実績が見通しを上回る。このため、供給力対策の要否に係る検討を進めるに先立ち、太陽光の供給力評価を精緻化することも必要となる。
- 今後、上記のような確認・検討を進めつつ、供給力の追加確保については、長期計画停止火力の再稼働など長期間のリードタイムを要するものもあることから、国における審議を踏まえ、供給力対策に取り組む必要のある時期・エリアや、具体的な方策について、国と連携を取り検討する。