

2022年度の電力需給の見通し及び対策 について

2022年1月25日
資源エネルギー庁

本日御議論いただきたいこと

- 高需要期の直前に供給力不足が明らかになった場合、追加的な供給力確保策に必要な時間を確保できないおそれがある。取り得る対応策の選択肢を増やすため、今年度からは、時間的余裕を持ちつつ頻繁に需給見通しを確認している。
- 2022年度の夏季の電力需給の見通しについて、前回（12月27日）の本小委員会では、発電所トラブルによる供給力減少及び電力想定需要の増加を加味した結果をご報告した。10年に1度の暑さを想定した厳気象H1需要に対し、7月は東京と中部エリアで、8月は計7エリアで、安定供給に最低限必要な予備率3%を下回る見通しとなった。
- 他方、このほかにも需給に影響を与える要素として、夏季の太陽光の供給力評価の精緻化、トラブルが生じていた電源の稼働時期の見通し、休廃止予定電源の小売電気事業者とのマッチング結果を踏まえた計画変更等が存在していた。
- 本日は、これらの変動要因を踏まえた2022年度夏季・冬季の電力需給の見通しをお示しするとともに、その見通しを踏まえた供給力確保策の在り方について御議論いただきたい。

1. 2022年度の電力需給見通しについて

2. 2022年度の電力需給対策について

2022年度夏季の需給見通し（2021年12月時点）

第43回電力・ガス基本政策小委員会
(2021年12月27日) 資料3-2一部修正

- 発電機トラブルや電力想定需要の見直しといった供給面・需要面における変化に伴い、2022年度夏季の需給見通しは下記の通り全体的に悪化。2021年12月時点では、複数のエリアで、安定供給に必要な予備率3%を確保できない見通し。

厳気象H1需要に対する予備率

<2021年10月時点>

	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%



<2021年12月時点>

	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%

【参考】2022年度供給計画の策定に向けた電力需要想定の更新

- 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月は200万kW、1月は164万kW増加している。

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>
1月 (10/14時点想定) <増減>	499 (498) <+1>	1,369 (1,349) <+20>	4,765 (4,761) <+4>	2,342 (2,302) <+40>	511 (491) <+20>	2,515 (2,440) <+75>	1,040 (1,028) <+12>	461 (453) <+8>	1,464 (1,459) <+5>	14,966 (14,781) <+185>
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>
1月 (10/14時点想定) <増減>	542 (541) <+1>	1,474 (1,459) <+15>	5,325 (5,332) <▲7>	2,428 (2,370) <+58>	539 (545) <▲6>	2,648 (2,562) <+86>	1,127 (1,120) <+7>	512 (504) <+8>	1,609 (1,607) <+2>	16,204 (16,040) <+164>

電源トラブルからの復旧見通し

- 12月時点において、中部エリアの武豊5号の復旧見込み時期が明らかでなく、夏季の稼働が困難とされていたことから、当該発電機の供給力は、9月分には計上する一方、8月は0としていた。
- 事業者による工程検討の結果、8月5日に営業運転開始予定となったことにより、中部エリアにおける8月の供給力が増加する見通しとなった。

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	2022.8.5 (営業運転開始)	運炭設備損傷による建設工程の遅延

(出典) 第69回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料より抜粋

太陽光の供給力評価の精緻化

- 太陽光の供給力については、その変動性を踏まえ、調整係数を考慮した供給力を計上しているところであるが、夏季については、予測値と実績に差が生じている時間帯もことから、太陽光の供給力の精緻化について広域機関を中心に検討を進めた。
- 需要が高く推移する時間帯（11時～17時）においては、需給検証における15時の需給見通しと比較して一定程度需給状況の緩和が見込まれる。
- その時間帯のなかでは、17時の需給緩和幅が最小であることから、過大な追加計上とならないよう、17時の需給緩和幅（9エリア合計：324万kW）を需要比率で各エリアに按分することとした。

従来の評価		11～16時の状況	17時の状況
太陽光供給力 (9エリア合計)	設備容量×調整係数	設備容量×調整係数より 1,000万kW以上増加	設備容量×調整係数 と同水準
需要 (9エリア合計)	猛暑H1需要	15時：猛暑H1需要 11～14、16時：0.3～4.8%減少	猛暑H1需要から 1.9%減少
需給緩和幅 (2022年) (9エリア合計)	—	各時間帯の太陽光増加＋需要減少 1,000万kW以上	17時の需要減少 324万kW※

(単位：万kW)

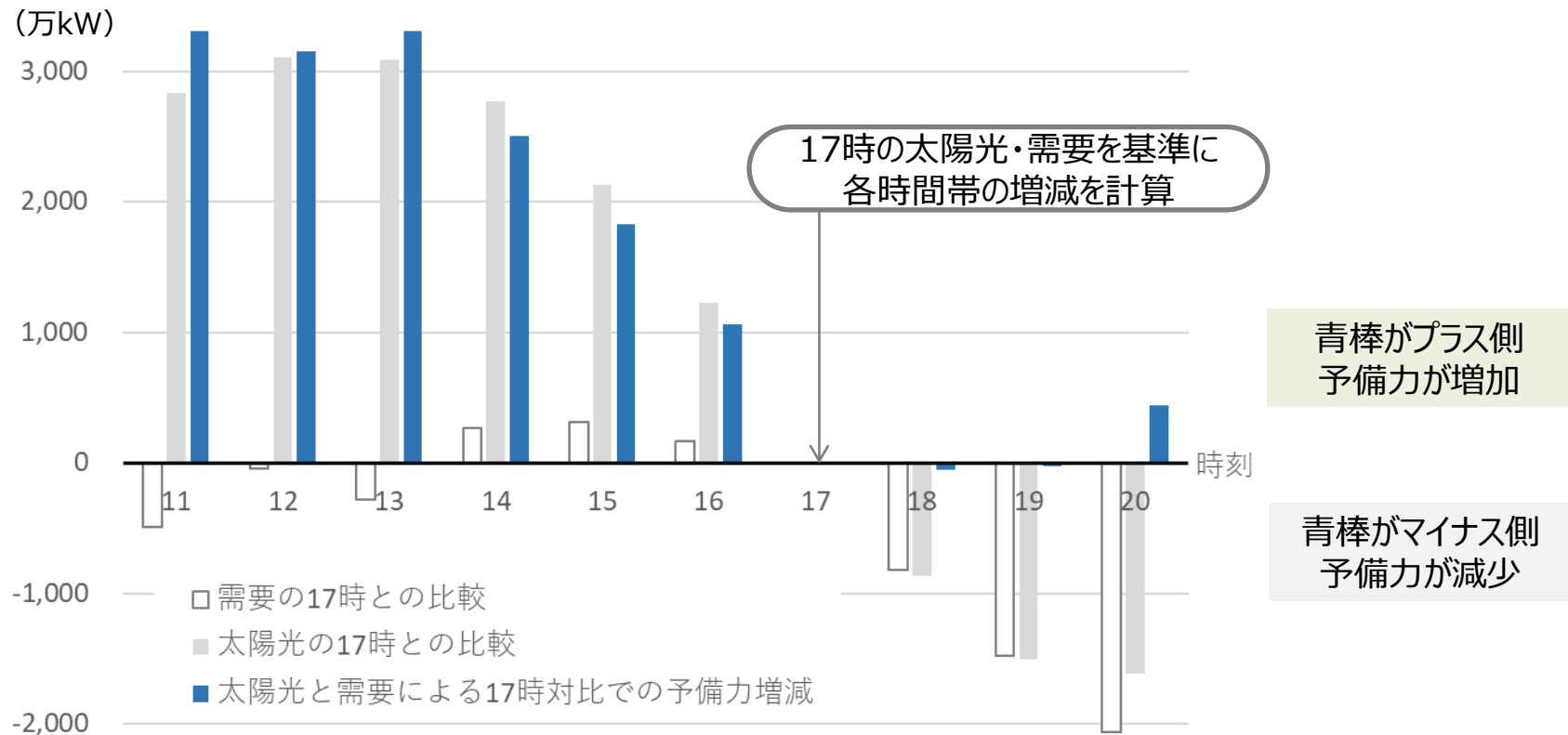
エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
追加供給力	9	28	109	51	10	55	21	10	31

【参考】太陽光と需要の時間変化による需給バランスへの影響

第69回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料抜粋

- 17時の太陽光出力と需要を基準に他の時間帯の予備力の増減を見ると、18・19時で予備力が減少するが、減少幅・継続時間とも限定的であり、2022年夏季においては揚水式水力のピークシフト機能で対応可能な水準である。

太陽光と需要の変化による需給バランスへの影響の推定
(2022年度8月猛暑H1 発生日、9エリア合計) (17時との対比)



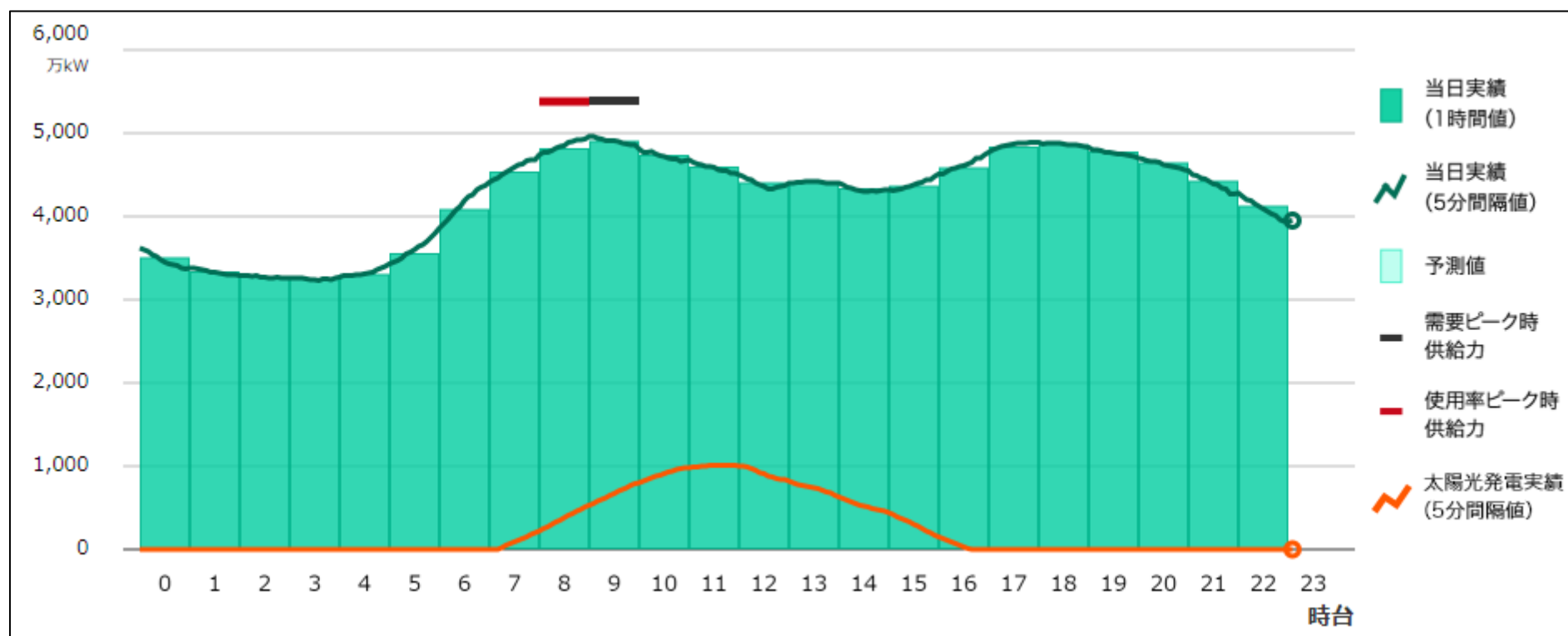
※2018～2021年度の4カ年の8月最大需要発生日の時間帯別の太陽光・需要データ比率、2021年度供給計画の太陽光設備量(2022年8月値)を用いて計算

17時の太陽光出力については、調整係数を用いて計算

【参考】冬季の太陽光供給力評価

- 冬季の電力需要のピーク時は夏季と異なり、8時から10時、17時から19時となっていることが多く、その時間帯は太陽光の供給力のピークの時間帯とは異なっている。
- 従前から、供給力評価において冬季は夏季よりもはるかに低く調整係数を設定しており、需要ピーク時の予測値と実績に夏季ほどの大きな差がないことから、冬季については太陽光の供給力の精緻化は実施していない。

<1月20日の東京エリアの需給カーブ>



(出典) 東京電力パワーグリッドでんき予報

最新の2022年度夏季の需給見通し（2021年12月時点との比較）

- 先述の供給力の変動要因を加味したところ、2022年度夏季の厳気象H1需要に対する予備率は全エリアで安定供給に必要な予備率3%を確保できる見通し。
- 東京、中部エリアについては、3%を確保できているものの依然として厳しい見通しとなっている。

厳気象H1需要に対する予備率

<2021年12月時点>

	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>

	7月	8月	9月
北海道	8.8%	14.0%	27.1%
東北	7.6%	3.7%	8.1%
東京	3.2%	3.7%	3.6%
中部	3.2%	3.7%	3.6%
北陸	5.0%	4.8%	7.2%
関西	5.0%	4.8%	7.2%
中国	5.0%	4.8%	7.2%
四国	5.0%	6.1%	7.2%
九州	5.0%	4.8%	13.8%
沖縄	28.8%	29.2%	34.3%

（出典）第69回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料より抜粋

最新の2022年度冬季の需給見通し（2021年10月時点との比較）

- 2021年10月時点から需要見直しによる9エリア合計160万kWの需要増加、10月時点で残っていた補修調整の回答を加味すると、厳気象H1需要に対する予備率は東京、中部エリアで、1月は2.6%、2月は0.9%となっており、現時点では安定供給に最低限必要な予備率3%を確保できていない状況。

厳気象H1需要に対する予備率

<2021年10月時点>

	12月	1月	2月	3月
北海道	14.1%	7.3%	10.4%	16.2%
東北	13.2%	5.1%	10.4%	16.2%
東京	9.6%	2.1%	0.4%	6.7%
中部	9.6%	6.1%	3.2%	9.1%
北陸	9.6%	6.1%	5.9%	16.4%
関西	9.6%	6.1%	5.9%	16.4%
中国	9.6%	6.1%	5.9%	16.4%
四国	9.6%	6.1%	5.9%	16.4%
九州	9.6%	6.1%	5.9%	16.4%
沖縄	30.7%	31.3%	51.2%	63.1%



<現時点>

	12月	1月	2月	3月
北海道	15.2%	7.8%	9.8%	17.0%
東北	12.8%	4.2%	9.8%	17.0%
東京	8.7%	2.6%	0.9%	8.4%
中部	8.7%	2.6%	0.9%	8.4%
北陸	8.7%	5.2%	4.1%	12.9%
関西	8.7%	5.2%	4.1%	12.9%
中国	8.7%	5.2%	4.1%	12.9%
四国	8.7%	5.2%	4.1%	12.9%
九州	8.7%	5.2%	4.1%	12.9%
沖縄	30.7%	31.3%	51.2%	63.1%

【参考】2022年度夏季・冬季の現時点における需給バランス

- 現時点の猛暑・厳寒H1需要に対し予備率が3%を下回る需給ギャップは、2月が最大となり、東京・中部エリア合計で165万kWとなっている。

エリア	7月	8月	9月	12月	1月	2月	3月
北海道	27	51	100	63	26	37	70
東北	63	10	69	134	17	98	181
東京	12	41	32	256	▲24	▲113	244
中部	6	19	15	126	▲11	▲52	115
北陸	10	9	19	28	12	6	48
関西	57	51	105	138	57	29	223
中国	22	20	42	62	24	12	98
四国	10	16	21	28	11	6	44
九州	32	29	156	88	35	18	136
沖縄	40	42	48	32	34	58	65

※予備力3%に対する不足分を負値で記載

(出典) 第69回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料より抜粋

1. 2022年度の電力需給見通しについて

2. 2022年度の電力需給対策について

電源の経済合理性に関する事前確認について

- 近年、電源の新設等による供給力の回復を上回る速度で、事業採算性が見込めない電源の休廃止が進んでおり、電力需給ひっ迫のリスクが高まっている。本小委員会では、休廃止電源の経済合理性を事前に確認することの重要性についてご議論いただき、2022年度中に休廃止見込みの電源（10万kW以上）を保有する発電事業者と、電力の購入を希望する小売電気事業者とのマッチングを行った。
- 今回、契約成立によって休廃止を回避した案件はなかった。電源の再稼働に必要な費用を含む価格水準、電力の供給時期・提供期間等に関する売り手・買い手の間の合意形成が課題である。
- 仮に、安定供給に必要な予備率を確保できないエリアで追加供給力公募を実施する場合、その調達対象は、対象年度に供給力としてカウントされていない電源及びディマンドリスポンスである。できる限り幅広い応募を可能とすることを前提としつつ、2022年度向けの公募対象は、今回マッチングを実施した以下の大規模電源が候補になり得る。

発電事業者名	対象電源	出力 【万kW】	掲示期間 (マッチング受付期間)	マッチング実績	対応状況
東北電力	東新潟火力発電所港1・2号機	70	11月1日～ 11月30日	問い合わせ11社	問合せのあった事業者に対しては、委員会で議論された開示情報に加え、「希望する供給パターンへの対応可否」、「供給パターン別年間固定費水準」、「kWh料金水準」、「実績熱効率」、「検査等による発電不能時期の有無」、「休止状態からの復旧工事期間（最短で6カ月程度）」について提示。他の事業者と組み合わせた場合の条件での提示も行ったが、契約には至らなかった。
株式会社 JERA	知多火力発電所 5・6号機	155.4	11月17日～ 12月24日	問い合わせ12件 ※エリアごとに対象となる全電源の情報を提示して対応	問い合わせがあった事業者に対しては、委員会で議論された開示情報に加えて、各電源ごとの「受給パターン」、「基本料金」や「従量料金」、「停止作業を考慮した供給力提供可能期間」といった契約条件、契約書案を提示。契約に必要な諸元はすべて提示した上でご検討いただいたが、契約には至らなかった。
	知多第二火力発電所 1号機	85.4			
	四日市火力発電所 4号系列	58.5			
	姉崎火力発電所 5・6号機	120	12月1日～ 1月11日		
	袖ヶ浦火力発電所 1号機	60			

※上記のほか、本小委員会で整理した対象電源以外の電源の掲示が東京エリアを中心に存在。

- 近年、再エネの導入拡大が進む中で、設備利用率の低下や卸電力市場価格の低下等により、事業採算性の悪化した火力発電所の休廃止が増加。その結果、全国大（沖縄は除く）で供給力が低下し、来年度の電力需給はこれまで以上に厳しくなることが見込まれている。
- 短期的に十分な供給力の回復が見込めない中で、既存電源の休廃止が進むと、需給ひっ迫のリスクが高まることとなる。
- このため、供給力が十分に回復するまでの臨時的な措置として、当分の間、一定規模以上の電源の休廃止に際しては、事前に一定の手続を経ることにより、休廃止を回避するための方策を講じることとしてはどうか。
- 具体的には、例えば、休廃止前に電源の規模や種類等を開示することとした上で、一定期間、電力の購入を希望する小売事業者を募り、発電事業者と小売事業者のマッチングを促進することで、電源の休廃止をできる限り回避することとしてはどうか。
- その際、小売事業者の多様なニーズに最大限応える観点から、例えば、標準的な取引期間や取引単位を定めた上で、発電事業者はkW単価等を購入希望者に対して提示することとしてはどうか。
- なお、こうした事前手続を経てもなお事業採算性が見込めず、休廃止に至る電源であっても、電力需給ひっ迫を防止するために必要なときは、追加の調整力公募等を通じ、稼働可能な状況にしておくこととなる。

今後予想される供給力の変化

- 毎年全電気事業者から提出される供給計画は、広域機関が2～3月頃にとりまとめており、供給力の変化の一部は、その計画を通じて確認される。
- たとえば、非電気事業者（自家発等）から調達した供給力は、過去2年では20～30万kW程度の増加がみられた。2022年度における供給力量は、供給計画の取りまとめ時に判明するが、今回も同様に増加する可能性が期待される。

<供給計画で確認できる供給力の変化>

事象	状況判明時期	影響量 (万kW)	事象の説明
補修計画の追加		▲不明	
休廃止の追加	2月中旬	▲不明	・ 供給計画を取りまとめないと把握することのできない変化分
非電気事業者から調達した供給力判明		±不明	

供給力に織り込んでいない要素①

- IGCC実証試験機については、技術実証段階にあるため十分な安定運転実績がなく、現時点では、供給力としての計上はできていない。
- 現時点で供給力として計上してはいないものの、2022年度高需要期においては、2機とも定格での運転予定（計100万kW程度）となっており、稼働できれば追加の供給力となり得る。

<IGCC実証試験機>

事業者名	燃料	設備容量 [万kW]	運転状況※
勿来IGCCパワー合同会社	石炭	52.5	・2021/12/24より運転再開したところ、ポンプ設備不具合により2022/1/9~1/17まで停止。現在定格運転中。今冬は引き続き定格運転継続。 ・2022/4/18~5/18まで補修停止予定。それ以外の期間は定格運転予定。
広野IGCCパワー合同会社	石炭	54.3	・1/15よりボイラ関連設備の不具合によりユニットを停止、現在点検中。停止期間・修理内容など検討中。 ・2022年度は秋に定期点検（100日程度）を計画しているが、それ以外は100%出力での連続運転を予定。

供給力に織り込んでいない要素②

- 試運転中の電源は試運転に伴うトラブルの可能性が高いことや、出力を変動させる試験を行うこと等といった理由から基本的には供給力として見込んでいないものの、稼働ができれば、実需給断面での追加の供給力となり得る。

<2022年度に試運転を実施する主な発電機>

事業者名	ユニット名	設備容量【万kW】	試運転開始予定	営業運転開始予定※
東北電力株式会社	上越1号機	57	2022年3月	2022年12月
中国電力株式会社	三隅2号機	100	2022年3月下旬	2022年11月
四国電力株式会社	西条1号機	50	2022年12月中旬	2023年6月
株式会社JERA	姉崎新1号機	64.7	2022年8月	2023年2月
	姉崎新2号機	64.7	2022年12月	2023年4月
	姉崎新3号機	64.7	2023年3月	2023年8月
	横須賀1号機	65	2022年9月	2023年6月

今後の対応について

(2022年度夏季)

- 2022年度夏季の電力需給については、現時点において、全エリアで安定供給に最低限必要な予備率3%を確保できる見通しである。このため、追加の供給力公募を含めた更なる対策は実施しないことを基本としてはどうか。
- 他方、東京エリア及び中部エリアにおいては、予備率が最低限必要な3%を僅かに上回る厳しい見通しとなるなど、全国的に必ずしも十分な余裕のない状況である。このため、引き続き電力需給を取り巻く状況を注視しつつ、仮に大きな状況変化があったときは、毎年5月に行う夏季の需給検証を待たずに必要な追加的対策を講じることとしてはどうか。

(2022年度冬季)

- 2022年度冬季の電力需給については、発電所の補修点検時期の更なる調整等を既に行っているにもかかわらず、現時点において、東京エリア及び中部エリアで安定供給に必要な予備率3%を確保できない見通しである。
- このため、昨年東京エリアで初めて実施した追加の供給力公募を両エリアで行うことを基本としながら、仮に引き続き最低限必要な予備率を確保できない見通しである場合に手遅れとならないように留意しつつ、その他の対策の必要性とあわせて、具体的な公募の実施時期や実施方法等を速やかに検討することとしてはどうか。
- 募集容量の規模等については、今後、電力広域機関に提出される2022年度の供給計画を踏まえて精査することとしてはどうか。

【参考】2022年度の電力需給対策の今後のスケジュール

- 2022年3月頃 2022年度供給計画の取りまとめ
- 2022年5月頃 電力需給検証報告及び夏季の電力需給対策の取りまとめ
- 2022年10月頃 電力需給検証報告及び冬季の電力需給対策の取りまとめ

※ 上記プロセスと並行して、本小委員会にて、追加供給力公募等の実施に関する検討を進めていく。