

# 需給を取り巻く課題と供給力確保策について

2022年 3月25日

資源エネルギー庁

**1. 2022年度電力需給の見通しについて**

2. 2022年度電力需給の対策について

## 本日も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直しを確認している。
- 2022年度冬季の電力需給の見直しについて、前回（2月25日）の本小委員会では、大手電気事業者（旧一般電気事業者と電源開発）の22年度供給計画届出書案を踏まえた需給バランスを提示した。10年に1度の寒さを想定した厳気象H1需要に対し、2月は東京・中部エリアで安定供給に必要な予備率3%を下回る見直しとなった。
- しかしながら、他の事業者の供給計画を通じて判明する供給力の変動や、今冬の気象実績を踏まえた想定需要の増加等、需給両面の変化要因が存在していたところ。
- 本日は、上記の変化要因を踏まえた2022年度の夏季・冬季の需給見直しをお示しするとともに、その見直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。

# 2022年度夏季の電力需給の見通しについて

- 22年度夏季については、全電気事業者の供給計画を取りまとめることによって生じた供給力の若干の増減はあるものの、安定供給に必要な予備率3%は確保している状況。
- しかし、3月16日に発生した福島沖地震の影響で停止している火力発電所の復旧の長期化、予期せぬ電源トラブル等により、今後も予備率が低下する可能性がある。

## 厳気象H1需要に対する予備率

<2022年2月25日時点>

	7月	8月	9月
北海道	14.6%	16.2%	26.2%
東北	6.5%	6.3%	8.5%
東京	4.8%	6.3%	4.4%
中部	4.8%	6.3%	4.4%
北陸	4.8%	6.3%	6.1%
関西	4.8%	6.3%	6.1%
中国	4.8%	6.3%	6.1%
四国	5.6%	6.3%	6.1%
九州	4.8%	6.3%	10.2%
沖縄	28.8%	29.2%	34.3%



<現時点>

	7月	8月	9月
北海道	21.4%	12.5%	23.3%
東北	7.0%	7.1%	6.9%
東京	4.2%	5.0%	6.9%
中部	4.2%	5.0%	6.9%
北陸	5.5%	5.0%	6.9%
関西	5.5%	5.0%	6.9%
中国	5.5%	5.0%	6.9%
四国	5.5%	5.0%	6.9%
九州	5.5%	5.0%	6.9%
沖縄	31.6%	34.3%	31.3%

# 2022年度冬季の電力需給の見通しについて

- 最新の見通しにおいて、来年1・2月の東京エリアで、安定供給に必要な予備率3%を確保できない見通し。
- 中西6エリアも1月3.7%、2月3.1%と非常に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

<2022年2月25日時点>

	12月	1月	2月	3月
北海道	14.9%	7.7%	8.1%	19.3%
東北	10.4%	3.4%	8.0%	19.3%
東京	9.2%	3.3%	2.7%	10.6%
中部	9.2%	3.3%	2.7%	10.6%
北陸	9.2%	5.1%	4.1%	10.6%
関西	9.2%	5.1%	4.1%	10.6%
中国	9.2%	5.1%	4.1%	10.6%
四国	9.2%	5.1%	4.1%	10.6%
九州	9.2%	5.1%	4.1%	10.6%
沖縄	30.7%	31.3%	51.2%	63.1%



<現時点>

	12月	1月	2月	3月
北海道	12.6%	6.1%	6.1%	11.6%
東北	8.8%	6.1%	5.9%	11.6%
東京	8.8%	0.1%	1.0%	11.6%
中部	8.8%	3.7%	3.1%	9.3%
北陸	8.8%	3.7%	3.1%	9.3%
関西	8.8%	3.7%	3.1%	9.3%
中国	8.8%	3.7%	3.1%	9.3%
四国	8.8%	3.7%	3.1%	9.3%
九州	8.8%	3.7%	3.1%	8.6%
沖縄	56.4%	42.0%	43.6%	69.3%

# H1 需要との需給ギャップ

- 東京エリアの予備率 3%との需給ギャップは1月が156万kW、2月が109万kW不足している状況。

## 厳気象H1需要に対する需給ギャップ

<2022年2月25日時点>

	12月	1月	2月	3月
北海道	57	23	24	73
東北	82	7	36	189
東京	271	16	▲16	334
中部	134	7	▲7	157
北陸	29	11	5	36
関西	146	52	26	166
中国	65	22	11	73
四国	30	10	5	33
九州	93	32	16	101
沖縄	32	34	58	65



<現時点> (単位：万kW)

	12月	1月	2月	3月
北海道	50	17	17	43
東北	77	46	42	110
東京	260	▲156	▲109	384
中部	130	17	2	136
北陸	29	4	0	31
関西	141	19	2	143
中国	63	8	1	63
四国	29	4	0	28
九州	89	11	1	77
沖縄	59	44	46	69

(出典) 第71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  
 ※予備率 3%に対する不足分を負の値で記載

# 需給バランスの変動要因：各一般送配電事業者の想定需要の変化

- 今冬の需要実績を踏まえ、一般送配電事業者において厳寒H1需要を精査した結果、東京エリアの+118万kWをはじめとして、6エリアで厳寒H1需要が上方修正となった。

## 厳寒H1需要

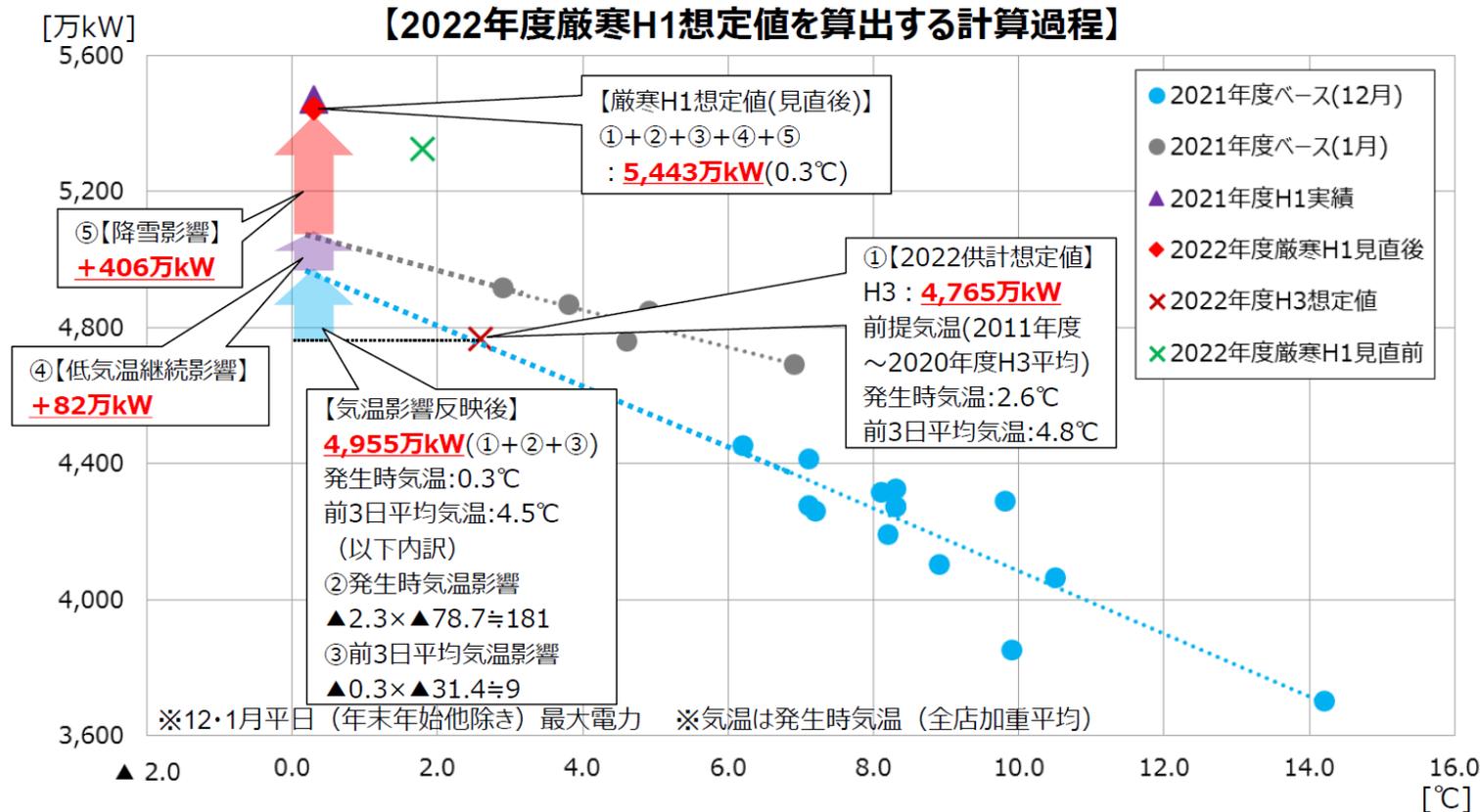
H1	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
1月（今回）	542	1,484	5,443	2,449	552	2,655	1,130	512	1,609
(2/18時点想定)	〃	1,474	5,325	2,428	539	2,648	1,127	〃	〃
増減		+10	+118	+21	+13	+7	+3		

## <参考>H3需要（変更なし）

H3	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
1月	499	1,369	4,765	2,342	511	2,515	1,040	461	1,464

## 【参考】今冬の実績を踏まえた厳寒H1需要の考え方 (東京エリア)

- 東電PG殿の分析では、降雪による在宅人口の上昇による家庭用需要の急増ことなどから、2022年1月6日の降雪影響は406万kWと評価され、2017年度の降雪影響249万kWから大幅に増加した。
- 厳気象影響量が今冬実績をふまえ更新されることから、東京エリアの厳寒H1需要の想定値は、前回 (2/18時点) の5,325万kWから、今回の5,443万kWへ+118万kWの上方修正となった。
- なお、今冬の厳寒影響量については、2022年1月6日の1点のデータから算出していることであることから、評価の精度向上に向けた取り組みが必要と考える。



1. 2022年度電力需給の見通しについて

**2. 2022年度電力需給の対策について**

# 今後の対応について（供給対策：総論）

- 今回、全ての電気事業者が提出する2022年度供給計画を反映し、夏と冬の高需要期における電力需給見通しを確認した。供給力の変動や今冬の気象実績を踏まえた想定需要の増加を踏まえ、少なくとも冬の東京エリアにおいて、安定供給確保のための追加的な供給力対策（kW公募）が必要となる。
- また、ウクライナ情勢による燃料調達への影響に加え、3月16日の福島沖地震の影響により、東北・東京エリアに立地する複数の火力発電所が停止しており、その中のいくつかは現時点で復旧時期の見込みが立っていない。仮に夏季においてもこれらの稼働が見込めない場合、夏季の供給力（kW・kWh）が大幅に不足する可能性があるが、こうしたリスクへの対応について、どのように考えるか。
- また、冬季については、中部から九州にかけての6エリアでも、現時点で予備率3%をぎりぎり確保している状況。一定の電源トラブルによる停止リスクは織り込んでいる一方で、それを越える供給力減少が生じると、当該エリアでも追加の供給力確保が必要となる。休止予定電源の再立ち上げやDRの組成には一定のリードタイムが必要であり、仮に公募が必要となった場合に速やかに講じるためにも、本日、残る論点についてご議論いただきたい。

# 今後の対応について（供給対策：各論①）

## （kW公募の募集量）

- 追加の供給力公募を通じて休止電源及び追加的なDR（デマンドレスポンス）の供給力を確保する場合、その募集量について、どのように考えるか。例えば、安定供給に最低限必要な予備率3%に対する不足量に加え、上記のリスクを見据えて募集量に一定の尤度をもたせることも考えられる。
- 一方で、2022年度に供出可能な追加供給力は限定的であり、とりわけ冬季の東京エリアにおける需給ギャップを踏まえると、公募を実施してもなお十分な予備力が確保できない可能性がある。現時点では供給力として織り込んでいないが、実需給断面で供給力となり得るものについては、これまで以上にその役割が期待されるが、どのように考えるか。

## 今後の対応について（供給対策：各論②）

（kW公募における共同調達）

- 過去の本小委員会（第39回（9月24日））において、複数エリアで予備率が不足し、追加供給力を共同調達する場合の実施主体や対象エリアについてご議論いただいた。基本的には今冬の東京エリアで実施した追加供給力公募の手法を踏まえつつ、とりわけ共同調達の場合に生じる論点について、今回・次回の審議会でご議論いただきたい。
- たとえば、共同調達で確保した供給力が、立地エリアと異なるエリアのTSOから指令を受ける場合の費用負担について、どのように考えるか。基本的に追加供給力公募を必要としているエリア全体で按分としつつ、実際の指令実績に基づく精算方法については、国・電力広域的運営推進機関と連携のうえ、共同調達者間での協議に基づき、決定することとしてはどうか。
- また、仮に連系線制約が生じて不足エリアのTSOの指令に応じることができない場合、事業者の責めに帰するものではなく、ペナルティの対象ではないとも考えられる。こうした場合の事業者に対するペナルティの在り方について、どのように考えるか。

# 2021年度冬季の電力需給を踏まえた今後の検討課題③

第45回電力・ガス基本政策小委員会  
(2022年2月25日) 資料3-2

## (kW公募・kWh公募)

- 今冬の需給ひっ迫時にはkW公募で調達した電源はフル稼働させて予備率3%を確保した。ここ数年需要が底上げされ、来年度以降も厳しい需給が想定されるが、今後kW公募を行う場合の調達量のあり方について、検討を行うこととしてはどうか。
- また、kWh公募については、落札事業者がより市場価格が高いタイミングで市場供出が行われていたかについて、電力・ガス取引監視等委員会において検証が必要ではないか。また、落札量が募集量の1.4倍となったことから、実施方法について改善余地があると同委員会で議論されている。次回実施する場合に備え、超過落札のあり方や募集量、募集期間の設定等について、検討を行うこととしてはどうか。

## (需要対策)

- 東京電力パワーグリッドにおいては、電力需給が厳しい見通しとなった2月10日に向けて、でんき予報において、幅広く効率的な電気の使用を呼びかけた。
- 今冬は、国や電力会社からのメッセージの発出に加え、小売電気事業者に対してデマンドレスポンス契約の拡充等の検討を要請したが、需要家の行動変容を促すための効果的な手法について、検討を行うこととしてはどうか。

- 前回の本小委員会で、今回の公募における調達対象は、できる限り幅広い応募を可能とするため、電源とデマンドリスポンス（DR）とすることとした。今回、追加的に募集する供給力は、来年1・2月の東京電力管内の需給見通しにおける不足分を埋めるためのものであり、2021年3月に提出された最新の供給計画において、2022年1・2月の時点で供給力として計上されていないものが対象となる。
- したがって、供給計画ではすでに供給力または調整力として計上されていたものを、事後的に変更して非計上とした場合は、当然に募集要件を満たさず、調達候補から除外すべきである。この点に関し、供給力については供給計画の提出先である電力広域的運営推進機関が、調整力については東電PGが、各応募者が募集要件を満たしているかどうかを確認することとしてはどうか。
- なお、当面は供給力に余裕がない状況が続く見込みであり、追加的な供給力の確保策の必要性が増している。今回の調整力公募を契機として、供給計画でいたずらに休廃止を装い、供給力として非計上とする行為を誘発することがないように、今後、対応策を検討していく必要がある。

- 今回確保する供給力は、厳気象時の最大電力需要（H1需要）に対して不足するおそれがあるもの。こうした供給力に対して供出指令が行われると、稼働継続時間は一定程度長くなる可能性が高い。

※昨冬の需給ひっ迫時の需要カーブを考慮すると、5時間程度にわたってkWh不足が生じるおそれ。

- 一方で、厳寒時の最大需要（H1）対応で既に調達している電源 I 'の運用要件は、指令応動時間が3時間以内、かつ運転継続時間が原則3時間以上であることとされており、デマンドレスポンスの技術的性能を踏まえると、こうした要件と整合性を図る必要もある。
- したがい、電源 I 'の運用要件と整合性を図りつつ、来冬に向けて厳寒時に必要な供給力を確保する観点から、運転継続時間が5時間以上、または、3時間以上で1日2回以上の発動が可能であることを基本としてはどうか。

※ただし、一日複数回の発動を前提とする場合のペナルティの在り方には一定の配慮が必要。

- 追加的な供給力の確保にあたっては、それに要する費用は小売電気事業者が公平に負担することを基本とするが、調達した供給力については、卸電力市場を介して小売電気事業者が公平にアクセスできるようにしておく必要がある。したがって、確保した供給力の運用については、市場供出を原則とする。  
※電源においては、平時から市場に供出（限界費用ベース）することが前提。
- 他方、デマンドリスポンスについては、電源とは異なり、市場に直接供出しているケースは少ない。小売電気事業者と需要抑制契約を締結して運用している場合が大半で、現状、卸電力取引所（JEPX）の会員として取引を行っている事業者は限定的。
- よって、デマンドリスポンスについては、市場供出のほか、小売電気事業者との相対契約を通じた運用や小売電気事業者の自社需要減のための利用も認めることとしてはどうか。なお、電源 I' の調整力公募においても、複数のデマンドリスポンス事業者を束ねて小売電気事業者が応募・落札する場合がある。

事業者名	対象エリア	登録年月日
グローバルエンジニアリング	東北、東京、中部、関西、九州	2017.3.10
大阪瓦斯株式会社	関西	2018.6.8
エネルエックス・ジャパン株式会社	東北、東京、中部、九州	2020.7.31
パシフィックパワー株式会社	中部、九州	2021.6.3

- 落札電源等の決定に際しては、安価なものから順に落札し、合計の調達費用を最小化することが大原則である。したがって、安価な小規模電源やDRの応札量の合計が募集容量に達しない一方、より高価な大規模電源が1つで募集容量を満たす場合、当該大規模電源のみが落札されることとなる。
- 他方、安定供給の観点からは、費用最小化を理由に安価な小規模電源やDRを不落札とはせず、より高価な大規模電源と合わせて一定程度までは募集容量を超えて調達する方が供給安定性を高めることとなる。募集容量55万kWを満たした場合でも、供給予備率は安定供給に最低限必要な3%であることを考えると、少しでも多く供給力を確保しておくことは極めて重要である。
- また、今回の追加的な調整力公募のように、応札可能な電源等が限定的であることがあらかじめ明らかである場合、費用最小化の視点のみ着目すると、そもそも小規模電源やDRの応札可能性が事実上なくなることとなりかねない。

※募集容量55万kWに対し、休止中の電源の1つである姉崎火力（60万kW）は1基で募集容量を満たす一方、規模の小さい自家発やDRは、すべて合計しても募集容量に達しない可能性が高い。

- このため、費用最小化の原則は維持しつつも、供給安定性及び競争性を高める観点から、一定程度まで募集容量の超過を許容することとしてはどうか。
- その際、入札価格の妥当性については、電力・ガス取引監視等委員会において事後的に確認することとし、とりわけ約定価格の決定に大きな影響力を行使し得る大規模電源については、同委員会において特に厳格に確認を行うこととしてはどうか。

- 2022年度に向けた追加的な供給力確保策の必要性については、現在進めている発電所の補修点検時期の調整結果等を踏まえて需給見通しを精査し、年内を目途に最終的に判断する予定。
- その際、仮に連系線を活用して複数エリアの予備率を平準化した後も、複数エリアで必要最低限の予備率が確保できない場合は、連系線の運用容量を考慮しつつ、それらのエリア全体で供給力を追加的に確保することとしてはどうか。
- この点、連系線活用前から予備率が不足しており、活用後もなお不足するエリアに限り、追加的に供給力を確保することも考えられる。しかし、電力システム改革以降、電力融通を通じて全国で広域的に需給対策が行われていることを踏まえると、複数エリアで追加的に供給力を確保するほうが、こうした実態に即していると考えられる。
- 公募の実施主体については、①対象エリアの全一般送配電事業者（共同調達）、②対象エリアの各一般送配電事業者、③全国の電力の安定供給を確認する電力広域的運営推進機関、の3つが考えられる。
- このうち、②については、同一目的の公募を複数エリアで同時に行うことで効率性が損なわれ、③については、これまでに調達実績がなく、また、費用分担の方法等、事前に整理すべき事項が多い点に課題がある。
- このため、実施までのリードタイムも踏まえ、今回は対象エリアの全一般送配電事業者による共同調達とし、具体的な実施主体については、共同調達者間で協議の上、決定することとしてはどうか。また、募集対象の調達エリアは、公募を実施する複数エリアとしてはどうか。

- 追加の供給力公募により調達された供給力は、21年度冬季に向けた東京エリアにおける供給力公募の場合と事例同様、まずは市場に供出し、その市場収入で費用をまかなうことが基本となる。
- その上で、仮に不足分が生じれば、託送料金の仕組みを利用して回収することとし、予備率が不足しているエリア全体の需要家が負担することとしてはどうか。また、あらかじめ供給力を確保していた場合に、その点は考慮すべきか。

# 【参考】2022年度冬季の補修停止予定の発電所（東京エリア）

エリア	事業者	発電設備	燃料	補修停止期間	設備容量〔万kW〕	1月換出力〔万kW〕	2月換算出力〔万kW〕	補修調整状況
東京	電源開発	磯子2	石炭	22/10/23 ～23/4/10	60	57	57	蒸気配管(高クロム鋼)が評価寿命を迎える事から、作業は必須で後倒しは不可。また、資材納入時期による最短作業開始としているため前倒し不可。
		奥清津第二2	水力	22/9/17 ～23/10/16	30	19	28	①2号GTO変換装置更新 メーカー保証期間および機器保全を考慮し、当該期間に更新工事を実施。製作期間および保管場所等の制約により前倒し・後ろ倒し不可。
		奥只見1	水力	22/6/6 ～23/2/17	9			融雪に伴う入所を考慮し期間設定しているため、前倒し不可。降雪・積雪前に資機材搬入を考慮し後ろ倒し不可。 PCB含有の可能性のある1,2,3MTr更新を計画的(2024年度迄)に実施しているため、年度単位の後ろ倒し不可。(処理業者・行政との調整案件)
		沼原2	水力	23/2/10 ～23/9/25	22.5	0	需給ひっ迫期間の回避として、2/10～に後倒し調整。 なお、3/1～とする場合、2023夏季に沼原1,3保安停止の追加が必要。	
	神奈川県 企業庁	城山1	水力	22/12/11 ～23/2/26	6.3	13	12	連系する送電線工事に伴う停止であり、当該送電線工事は、複数年に亘る工事かつタイトな工程であるため、調整困難なもの。
		城山2	水力		6.3			
	東亜石油	水江1	その他 ガス等	23/2/2 ～23/3/31	19.5	-	14	燃料供給設備（製油所）が定期点検となるため他時期への変更が困難なもの
		水江2	その他 ガス等	23/1/27 ～23/3/31	8.2	1	6	
	東京 リニューアブル パワー	水殿4	水力	22/8/11 ～23/2/26	6.1	2	3	水車部品の余寿命から算出した保安周期での修理が必要なもの。
		水殿3	水力	23/2/24 ～23/2/26	6.2			水殿4号作業に伴い停止が必要なもの。
JERA	富津 1-3	LNG	23/1/5 ～23/3/24	16.7	0	0	富津火力発電所1号系列は、冬期の気温低下によりガスタービンの出力が取れる様になることで7軸の内6軸で系列の許認可出力を出力でき、許認可出力以内で運転をするには、1軸バランス停止が必要。1軸バランス停止が必要なところに補修を計画しているため、系列での供給力には影響はないもの。	
	富津 4-3	LNG	22/10/1 ～23/7/16	50.7	50	50	・定期事業者期限が11月となっており、継続運転が出来ず、2023年夏の供給力として活用するため、左記期間で補修停止を行うもの。	

# 電源の経済合理性に関する事前確認について

第44回電力・ガス基本政策小委員会  
(2022年1月25日) 資料4

- 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マンドリスpons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。

## 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	・現在、定格運転中。 ・2022/4/18～5/18まで定期点検予定。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	・2/25よりボイラ関連設備の不具合よりユニットを停止し、現在点検中。 ・2022年度は秋に定期点検（100日程度）を計画しているが、点検状況により定期点検の工程短縮を図る。

## 供給力に織り込んでいない要素②

第44回電力・ガス基本政策小委員会  
(2022年1月25日) 資料4

- 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