

# 今冬の電力需給の振り返りと今後の対策 について

2022年2月25日

資源エネルギー庁

**1. 2021年度冬季の電力需給を踏まえた今後の検討課題**

2. 2022年度電力需給の見通しと対策

3. 中長期的な安定供給確保に向けた検討課題

## 2021年度冬季の電力需給（中間報告）

- 2021年度冬季の電力需給は、2021年度当初の段階において、東京エリアで安定供給上最低限必要な予備率3%を下回る見通しとなるなど、全国的に過去10年で最も厳しい見通しであった。
- このため、例年、冬季に向けた需給対策をまとめる秋頃を待たずに需給対策の検討を行い、早くから小売電気事業者に対して必要な供給力の確保を促すとともに、自家発電事業者に対してデマンドリスポンス契約の拡充の要請を行うなどの対策を講じた。
- また、東京エリアにおいて予備率3%を確保するため、史上初となる一般送配電事業者による追加の供給力公募を行った。
- 加えて、燃料確保に万全を期す観点から、燃料ガイドラインを策定して発電事業者に対して適正な在庫水準を確保するよう要請するとともに、一種の社会的保険として、燃料確保のための一般送配電事業者によるkWh公募を行った。
- その結果、2021年度冬期の電力需要は厳しい寒さにより例年より高水準で推移し、全国5エリアで10年に1度の厳しい寒さを想定した需要を上回る最大需要を記録する日もあったが、これまでのところ、電力需給に特に大きな支障は生じていない。

# 各エリアの冬季需給見通し ※他エリアからの融通を考慮した値

第35回電力・ガス基本政策小委員会  
(2021年5月25日) 資料3-1

- 広域機関の見通しによると、厳寒H1需要に対し、**中西6エリアでは2月の予備率が最低限必要な3%となっており、東京エリアでは予備率3%の水準を下回っている。**
- 冬季の需給見通しについてはあらためて今秋の需給検証において確認することになるが、現状では、東京エリアに関しては、連系線の空き容量を考慮して他エリアから最大限の融通を受けたとしても1・2月のH1需要をまかなえない見通し。

第60回調整力及び需給バランス評価に関する委員会  
(2021年4月30日) 資料3抜粋

(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)

【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')	7,016 (242)	576 (74)	1,469 (48)	4,971 (120)	8,898 (223)	2,349 (53)	543 (6)	2,610 (82)	1,172 (27)	536 (7)	1,688 (49)	15,914 (465)	164	16,078 (465)
最大需要電力	6,431	515	1,349	4,567	8,259	2,157	506	2,432	1,092	499	1,573	14,689	115	14,805
供給予備率	9.1	11.8	8.9	8.9	7.7	8.9	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	8.3	42.2	8.6
【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')	7,449 (242)	575 (74)	1,550 (48)	5,324 (120)	9,020 (223)	2,457 (53)	565 (6)	2,656 (82)	1,155 (27)	522 (7)	1,665 (49)	16,468 (465)	164	16,632 (465)
最大需要電力	7,313	536	1,445	5,332	8,594	2,341	538	2,531	1,100	498	1,587	15,907	120	16,027
供給予備率	1.9	7.3	7.3	▲0.2	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	3.5	36.5	3.8
【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')	7,396 (242)	570 (74)	1,512 (48)	5,314 (120)	8,855 (223)	2,412 (53)	554 (6)	2,607 (82)	1,133 (27)	513 (7)	1,635 (49)	16,251 (465)	160	16,411 (465)
最大需要電力	7,315	541	1,442	5,332	8,594	2,341	538	2,531	1,100	498	1,587	15,909	120	16,029
供給予備率	1.1	5.3	4.9	▲0.3	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	2.2	33.6	2.4
【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')	6,74	526	1,385	4,863	8,198	2,303	500	2,399	1,050	474	1,471	14,972	169	15,141
最大需要電力	6,291	489	1,286	4,516	7,613	2,139	464	2,228	975	440	1,366	13,904	108	14,013
供給予備率	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	55.8	8.1

※供給力、供給予備率等はエリア間融通を勘案後の数値

※需給検証においては、最も厳しい断面において予備率が確保できているかを確認することを目的としており、上表においては新型コロナウイルスの影響による需要の減少見通しは考慮していない。

# 今冬に向けた電力需給対策

(第40回電力・ガス基本政策小委員会 2021年10月26日)

## ① 供給 (kW) 対策

- 広域機関による補修時期の更なる調整
- **冬季供給力の追加公募**の実施
- ひっ迫時の自家発電増しに向けたルール整備
- 発電事業者に対する**保安管理**の徹底、**計画外停止の未然防止**の要請

## ② 燃料 (kWh) 対策

- 広域機関による**kW,kWhモニタリング**の実施
- **kWh追加公募**の実施
- **燃料ガイドライン**の策定、**電力・ガス需給と燃料 (LNG) 調達に関する官民連絡会議**の開催
- **LNG在庫状況の確認**
- 火力発電設備を保有する発電事業者に対する**燃料確保**の要請

## ③ 市場高騰対策

- 自家発電事業者に対する**デマンドリスpons契約の拡充**の要請
- 小売電気事業者に対する**相対契約・先物取引等の拡大**、**デマンドリスpons契約の拡充**の要請
- 清算金 (インバランス料金) に**2段階 (80円/kWh、200円/kWh) の上限価格**を導入

## ④ 需要対策

- 産業界に対する**省エネ**や**緊急時における柔軟な対応**への協力要請
- 一般需要家に対する「**無理のない範囲での効率的な電力の使用 (省エネ)**」への協力要請

## 【参考】自家発電等への働きかけ

- 冬季の予備率確保が特に厳しいとされる東京エリアにおいて、2021年7月に、特定自家用電気工作物の設置者に対して、
  - ・小売電気事業者やアグリゲーターとの**DR（ディマンドレスポンス）契約の締結**
  - ・一般送配電事業者からの**調整力公募の対応検討**
  - ・卸電力取引所への**積極的な電力供出の準備**について協力を依頼。

### 特定自家用電気工作物設置者 に対する通知文

特定自家用電気工作物設置者各位

経済産業省資源エネルギー庁電力・ガス事業部  
電力基盤整備課長 小川要

#### 冬季の電力需要期における自家発電設備の活用について

令和3年度冬の電力需給については、過去10年間で最も厳寒だった時の電力需要を想定した場合、現時点で、東京エリアの電力管内において最低限必要な予備率を確保できる見通しが立っておらず、今後の対応次第では、安定的な電力の供給に支障を来し、電力需給がひっ迫し、社会的に大きな影響を与えるおそれがあります。

そのような見通しを踏まえて、貴社におかれましては、東京エリアの電力系統に安定的に電力が供給されるよう、この機会に可能な限り、ご協力をお願いします。具体的には、各社の状況に応じて、

- ・小売電気事業者やアグリゲーターとの間でディマンド・レスポンス契約を締結すること
  - ・一般送配電事業者から調整力の公募があった場合には対応を検討すること
  - ・卸電力取引所に電力を積極的に供出できるような準備を整えること
- といったご協力をお願いいたします。

なお、この冬に向けて引き続き供給力確保に向けた対応を取ってまいります。仮に冬の電力需要がひっ迫するような場合には、東京エリアの電力系統の需要を最大限抑制する観点から、系統電力の利用を控え、自家発電設備の利用を優先していただくようご協力をお願いします。また、そのような場合に備えて、自家発電設備の運転にあたって問題が生じないよう、燃料の確保や電気設備の保安管理等に努めていただくようお願いします。

# 2021年度冬季の需給見通し (kW予備率)

第40回電力・ガス基本政策小委員会  
(2021年10月26日) 資料4-2

- 広域機関によると、今冬の電力需給は、10年に1度の厳しい寒さを想定した場合にも、**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。
- 他方、**東京エリアは1月に3.2%、2月に3.1%と3%ギリギリ**となっているほか、**2月は中西日本6エリアで3.9%**となるなど、**極めて厳しい見通し**となっている。

第40回電力・ガス基本政策小委員会  
(2021年10月26日) 資料4-2一部修正

(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)

【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')	7,019 (242)	585 (74)	1,504 (48)	4,929 (120)	8,870 (223)	2,329 (53)	530 (6)	2,609 (82)	1,178 (27)	536 (7)	1,688 (49)	15,888 (465)	164	16,052 (465)
最大需要電力	6,382	515	1,349	4,518	8,129	2,134	486	2,391	1,080	491	1,547	14,511	116	14,627
供給予備率	10.0	13.6	11.5	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.5	42.1	9.7
【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')	7,656 (242)	582 (74)	1,570 (48)	5,504 (120)	9,112 (223)	2,483 (53)	559 (6)	2,685 (82)	1,174 (27)	528 (7)	1,683 (49)	16,768 (465)	164	16,932 (465)
最大需要電力	7,313	536	1,445	5,332	8,589	2,341	527	2,531	1,106	498	1,587	15,902	120	16,021
供給予備率	4.7	8.7	8.7	<b>3.2</b>	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	5.4	36.7	5.7
【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')	7,578 (242)	579 (74)	1,505 (48)	5,495 (120)	8,928 (223)	2,433 (53)	547 (6)	2,631 (82)	1,150 (27)	517 (7)	1,649 (49)	16,506 (465)	160	16,666 (465)
最大需要電力	7,314	541	1,442	5,332	8,589	2,341	527	2,531	1,106	498	1,587	15,903	120	16,023
供給予備率	3.6	7.0	4.4	<b>3.1</b>	<b>3.9</b>	<b>3.9</b>	<b>3.9</b>	<b>3.9</b>	<b>3.9</b>	<b>3.9</b>	<b>3.9</b>	3.8	33.8	4.0
【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')	6,803	547	1,381	4,874	8,243 (2)	2,312	509	2,408 (2)	1,061	476	1,477	15,046 (2)	169	15,215 (2)
最大需要電力	6,325	503	1,286	4,536	7,626	2,139	471	2,228	982	440	1,366	13,951	111	14,062
供給予備率	7.6	8.7	7.5	7.5	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	7.9	51.7	8.2

(出典) 需給検証報告書

※供給力、供給予備率等はエリア間融通を勘案後の数値

※需給検証においては、最も厳しい断面において予備率が確保できているかを確認することを目的としており、新型コロナウイルスの影響による需要の減少見通しは考慮していない。

# 東京エリアの冬季追加供給力公募の落札結果について

第40回電力・ガス基本政策小委員会  
(2021年10月26日) 資料4-2一部修正

- 2021年度冬季において東京エリアで不足する供給力の追加的確保策として、東京電力パワーグリッドが主体となり、追加供給力公募を実施した。
- 55万kWの募集量に対して最終的に63万kWが落札され、合計落札額は約90億円。東京エリアの冬の予備率は最終的に3.1%（1月）、3.2%（2月）に改善。  
※公募実施前の予備率は2.3%（1月）、2.0%（2月）

## <結果概要>

募集量 (万kW)		落札量 (万kW)	最高落札額 (円/kW)	平均落札額 (円/kW)
55万 (最大80万)	全体	63.1	15,530	14,440
	うちDR	5.2	—	2,323

## <実施スケジュール>

- 8月4～16日 募集要綱の意見募集
- 9月3～30日 入札募集
- 10月26日 落札者決定

## 【参考】燃料ガイドラインの策定

- 電力の安定供給や電力市場の安定化のため、発電事業者（自家発電事業者を含む）が取る燃料調達行動の目安と、国・広域機関の取り得る対応や役割を示す、「燃料ガイドライン」（案）を策定し、第38回の本小委員会に提示。
- 9月3日～10月1日の間パブリックコメントを実施し、5件の御意見があり、HP上に回答を公表済。内容に関わる修文なく、ガイドラインを10月25日に策定。

### ＜寄せられたご意見の例＞

- 「各社における運用下限の考え方については、対外的に公表されることが望ましい」とあるが、対外的な公表の方法や手続きについては、発電事業者の需給運用等への影響を踏まえたものとしていただきたい。
- これまで、LNGの余剰・不足を補ってきたのは、主に石油火力である。（中略）今回の異常高騰は、十分な運用ノウハウが無い中で石油を停止していることも一つの大きな要因と考えられるため、石炭・石油ともにガイドラインの対象にすべき。
- 広域機関におけるkWhモニタリングにおいてひっ迫が予見された場合に、需要（kWh）見通しに対する各事業者（BG・TSO）の費用負担を含めた対応責任範囲・分担についても速やかに整理し、制度設計頂きたい。

### ＜燃料ガイドラインの位置づけと目次＞

燃料ガイドラインは、電力の安定供給や電力市場の安定化のため、**発電事業者が取る燃料調達行動の目安**や、**国・広域機関の取り得る対応や役割**を示すもの。

1. ガイドライン策定の背景
2. ガイドラインの必要性
3. ガイドラインの位置づけ・対象
4. 燃料確保にあたって望ましい行動
  - (1) 燃料調達の実態
  - (2) 燃料確保にあたって発電事業者に望まれる行動
5. 燃料ひっ迫を予防するための仕組みとひっ迫時の行動
  - (1) 燃料ひっ迫を予防するための仕組み
    - ① 発電情報公開システム（HJKS）による燃料制約情報の公開
    - ② 燃料在庫のモニタリング
  - (2) 燃料ひっ迫が生じた際の対応
6. ガイドラインの見直しについて

# 【参考】電力・ガス需給と燃料（LNG）調達に関する官民連絡会議の開催

第40回電力・ガス基本政策小委員会  
(2021年10月26日) 資料4-2

- 本年10月21日、電力・ガス事業者をはじめ燃料調達を担う主要な事業者と資源エネルギー庁との間で、今冬の電気・ガスの需給の見通し、燃料であるLNGの調達・確保の重要性についての認識と懸念事項、当面の政策的対応等について、認識の共有を行った。
- 本連絡会において、資源エネルギー庁からは、冬季に向け
  - ✓ 引き続き計画的かつ着実なLNGの調達
  - ✓ 仮に電力需給がひっ迫した際の、業界の垣根を越えた協力を要請した。

## 第1回開催概要

### ●開催日時

2021年10月21日 10:00～10:30

### ●議題

今冬の国内の電力・ガスの需給とLNG調達について

## 参加事業者

### ●電気事業者

電気事業連合会、東北電力、JERA、関西電力、中国電力

### ●ガス事業者

日本ガス協会、東京ガス、東邦ガス、大阪ガス、西部ガス

### ●資源開発・商社

石油鉱業連盟、石油資源開発、INPEX、三菱商事、三井物産

### ●関係団体

電力広域的運営推進機関、石油天然ガス・金属鉱物資源機構



- 2020年度冬季は、市場価格が高騰。これは、電力・ガス取引監視等委員会の検証において、一義的には、市場における売り札切れにより発生したものと分析されている。
- 現時点では今冬は過去10年間で最も厳しい見通しが示されているところ、小売電気事業者の中には、供給能力確保義務を履行できない者が出る可能性がある。この場合、予め供給力が確保できなかった小売電気事業者の経営に影響を与えるだけでなく、市場における売り入札が不足することに伴い、**市場価格が高騰し、小売電気事業者全体にも影響が及ぶ可能性**がある。
- このため、今夏と同様に需要家に対する安定的な電力供給サービスの継続を確保するため、**小売電気事業者に対し、供給力確保義務を含めた法令遵守に万全を期す観点から、相対契約や先物市場等を活用した供給力の確保やリスクヘッジ、デマンドリスポンス契約の拡充等の検討を要請することとしてはどうか。**

## 小売電気事業者への通知文 (2021年度夏季)

夏季の電力需要期に向けた供給力確保等について (2021年6月1日発出)

経済産業省資源エネルギー庁電力・ガス事業部  
政策課電力産業・市場室長 下村貴裕

2020年度冬季は、電力スポット市場価格が高騰しました。これは、電力・ガス取引監視等委員会の検証において、一義的には、市場における売り札切れにより発生したものと分析されています。

今年度は、夏季・冬季ともに厳しい需給見通しが示されているところ、小売電気事業者の中には、供給能力確保義務を履行できない者が出現する可能性があります。この場合、あらかじめ供給力が確保できなかった小売電気事業者の経営に影響を与えるだけでなく、市場における売り入札が不足することに伴い、市場価格が高騰し、小売電気事業者全体にも影響が及ぶ可能性があります。

貴社におかれましては、2020年度冬季の教訓も踏まえ、供給力確保義務に基づき、また、市場価格高騰に備えたリスク管理のため、日頃より供給力確保に努めていただいていると承知していますが、需要家に対する安定的な電力供給サービスの提供をし、供給力確保義務を含めた法令遵守に万全を期す観点から、相対契約や先物市場等を活用した供給力確保やリスクヘッジ、デマンドリスポンス契約の拡充等について、検討いただくことを要請いたします。

- **厳しい寒さによる需要の増加**を見込んだ場合でも、各事業者の直近の燃料在庫及び今後の調達計画を前提とすれば、今冬は、**昨年のような燃料制約の発生は回避できる見込み**であったものの、今後の需要動向や電源の稼働状況が見込みと大きく異なった場合等に備え、沖縄を除く**一般送配電事業者9社によるkWh公募（燃料等の追加調達）を実施**した。
- 2021年11月22日から12月6日まで入札を受け付けたところ、応札事業者は12社でそのうち4社が落札。
- 落札したkWhについてはほぼ全量が供出済みであることを各一般送配電事業者により確認済み。
- 仮に次回公募を実施する場合は、今回生じたような超過落札の在り方を含め効率的なkWhの公募調達がされるよう検討する必要がある。

## <落札結果>

	募集電力量 [億kWh]	応札電力量 [億kWh]	落札電力量 [億kWh]	落札案件の 最高額 [円/kWh]	落札案件の 加重平均額 [円/kWh]
冬季追加 供給kWh 公募	3.0	4.96	4.19※ (うちDR0.02)	37.61	35.88 (DR平均30.00)

※募集要綱の定めに従い落札案件を選定した結果、募集量を上回る落札量となっております。

# 2021年度冬季の電力需給を踏まえた今後の検討課題①

(需要想定)

- 2021年度冬季においては、これまでに全国5エリアで10年に1度の厳しい寒さを想定した需要を上回る最大需要を記録しており、前年度においても、全国7エリアで最大需要が事前の想定を上回った（2021年1月8日（金））。
- 冬季の最大需要については、毎年度、実績等を踏まえて見直しを行っているが、コロナ禍にあっても2年連続で最大需要の更新が相次いでいることを踏まえ、最大需要想定の設定方法をあらためて確認することとしてはどうか。

# 今冬の最大需要電力の見通しとの比較

- 22年の1月2月の最大需要実績（速報値）とH1需要の見通しを比較したところ、1月は東北、東京、中部、北陸、関西の5エリアで、10年に一度の厳しい寒さを想定した場合のH1需要を上回った。
- 2月も中部、北陸エリアでH1需要を更新（ただし、安定供給に必要な予備率は確保）。

## <22年1月の最大需要実績とH1需要の見通し>

【万kW】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10エリア計
22年1月想定H1需要	541	1,442	5,332	2,341	527	2,531	1,106	498	1,587	120	16,023
月間最大電力実績	501	1,483	5,374	2,448	541	2,540	1,045	470	1,466	100	15,117
月間最大電力需要日	1月11日	1月14日	1月6日	1月14日	1月20日	1月14日	1月14日	1月13日	1月13日	1月13日	1月14日

## <22年2月の最大需要実績とH1需要の見通し>

【万kW】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10エリア計
22年2月想定H1需要	541	1,442	5,332	2,341	527	2,531	1,106	498	1,587	120	16,023
月間最大電力実績	495	1,405	5,278	2,375	549	2,527	1,071	495	1,470	102	14,936
月間最大電力需要日	2月21日	2月10日	2月10日	2月7日	2月17日	2月17日	2月17日	2月17日	2月17日	2月21日	2月10日

## <20年度の実績と見通しの比較>

【万kW】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10エリア計
20年度冬季最大需要実績	541	1,480	5,094	2,409	534	2,595	1,124	507	1,606	119	16,008
20年度冬季H1需要見通し（1月）	541	1,460	5,313	2,383	537	2,587	1,111	510	1,586	116	16,143

※最大需要実績については、速報値（2022年2月21日時点）、H1需要を複数日超えているエリアも存在。

（出典）系統情報サービスおよび電力需給検証報告書

# 今冬の電力需要実績 (kWh) の変化率【気象補正無、速報値】

● 今冬の電力需要実績において、今年度と昨年度（2020年度）を比較すると12月は減少したものの1月、2月ともに増加の傾向。2月の増加幅は約10%となっている。  
 2019年度と今年度を比較しても、大幅に増加の傾向がみられる。

＜昨年度から今年度の電力需要実績の変化率＞

12月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	東エリア	西エリア	10エリア計
1日～7日	-4%	2%	-3%	5%	7%	4%	3%	5%	4%	-4%	-2%	5%	1%
8日～14日	-5%	-2%	1%	0%	-1%	-1%	-2%	0%	-4%	-2%	0%	-1%	-1%
15日～21日	-6%	-9%	-5%	-6%	-9%	-7%	-6%	-7%	-8%	-6%	-7%	-4%	-7%
22日～31日	3%	8%	3%	5%	9%	3%	1%	1%	0%	4%	3%	-1%	3%
月合計	-4%	-3%	-3%	1%	-2%	-2%	-2%	-2%	-3%	-3%	-3%	-2%	-2%

1月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	東エリア	西エリア	10エリア計
1日～7日	-1%	1%	6%	3%	0%	0%	-6%	3%	-6%	5%	4%	-1%	1%
8日～14日	-4%	-3%	-3%	-3%	-3%	-5%	-8%	8%	-9%	-3%	-3%	-6%	-4%
15日～21日	-5%	2%	5%	6%	5%	7%	3%	6%	7%	0%	3%	6%	5%
22日～31日	0%	3%	4%	4%	4%	9%	6%	7%	5%	0%	3%	6%	5%
月合計	-2%	1%	3%	3%	2%	3%	-1%	1%	-1%	4%	2%	2%	2%

2月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	東エリア	西エリア	10エリア計
1日～7日	-1%	5%	9%	6%	9%	10%	11%	9%	13%	5%	7%	9%	8%
8日～14日	0%	2%	11%	6%	4%	10%	7%	9%	8%	-1%	8%	8%	8%
15日～21日	3%	8%	12%	7%	9%	11%	13%	10%	11%	4%	11%	10%	10%
月合計	1%	5%	11%	7%	8%	10%	10%	10%	10%	3%	9%	9%	9%

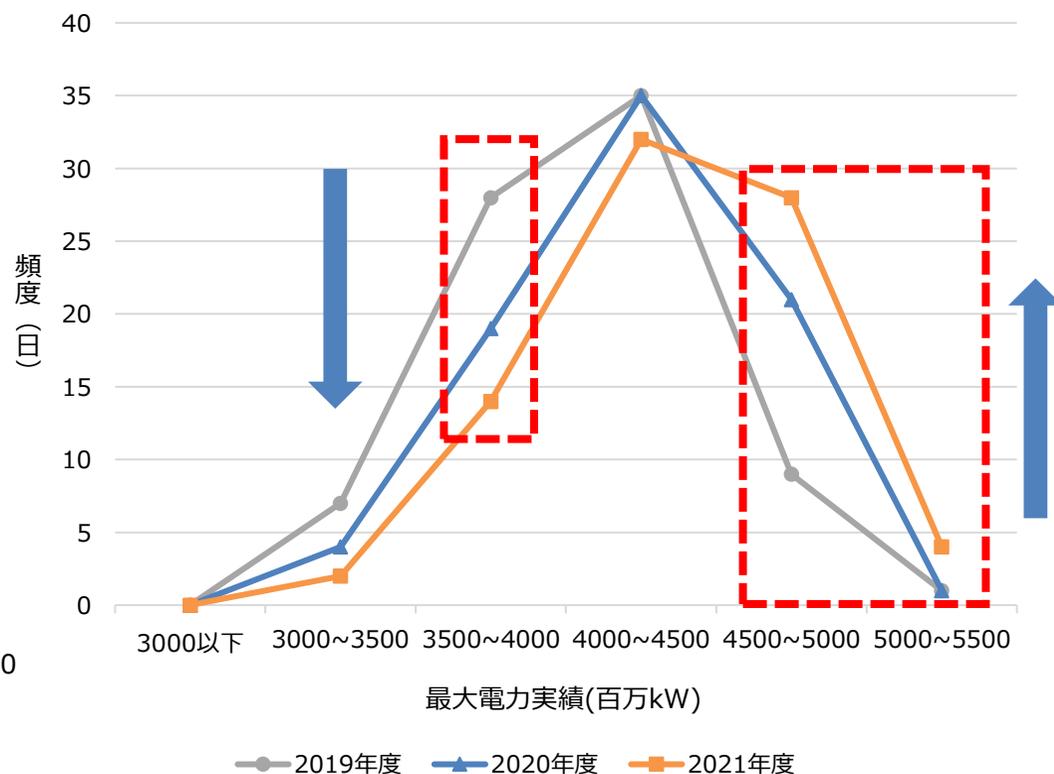
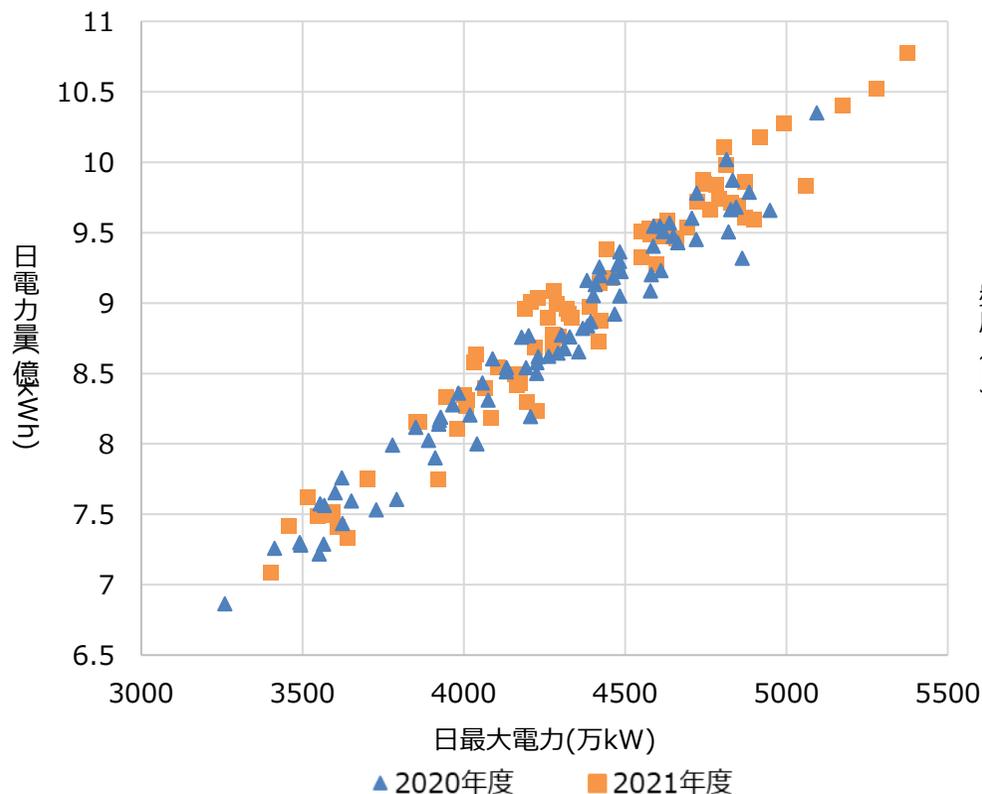
＜2019年度から今年度の電力需要実績の変化率＞

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	東エリア	西エリア	10エリア計
12月	-1%	7%	2%	6%	8%	3%	1%	3%	4%	-1%	3%	4%	3%
1月	4%	13%	9%	10%	15%	11%	6%	10%	8%	1%	9%	10%	9%
2月	1%	11%	12%	7%	10%	8%	7%	8%	9%	0%	11%	8%	9%

(出典) 系統情報サービス  
 ※2月については21日までの情報で比較

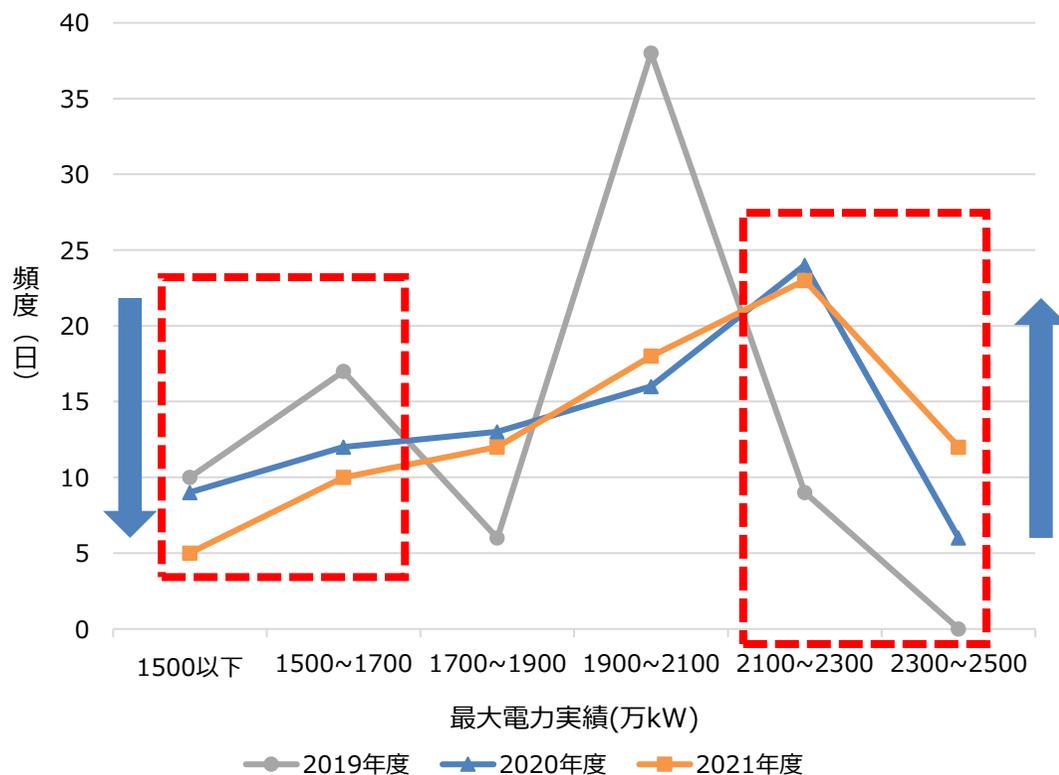
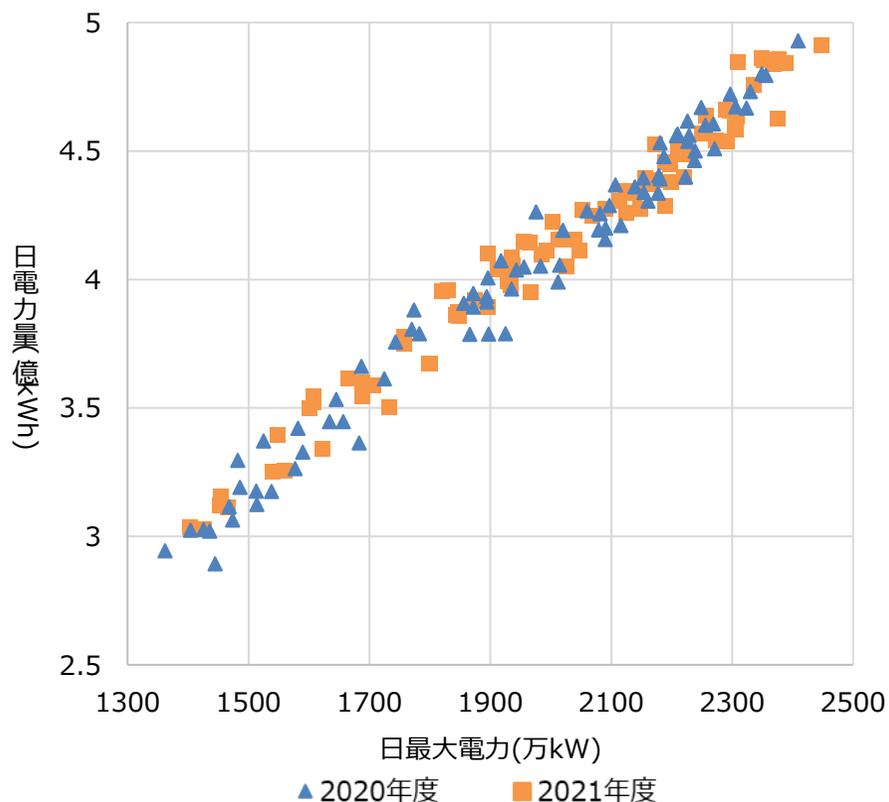
# 【参考】東京エリアの最大電力実績の推移

- 日ごとの電力量（kWh）と最大電力（kW）には相関があるが、各年の最大電力実績を比較することで、年度ごとの電力需要を比較することが出来る。
- 2019年度から2021年度の12～2月における日ごとの最大電力実績を比較したところ、3,500～4,000万kW帯を記録した日数が減少し、4,500～5,500万kW帯を記録した日数が増加。**東京エリアの電力需要は直近3年間で増加傾向にある。**



# 【参考】中部エリアの最大電力実績の推移

- 2019年度から2021年度の12～2月における日ごとの最大電力実績を比較したところ、1,500-1,700万kW帯を記録した日数が減少し、2,100-2,500万kW帯を記録した日数が増加。東京エリア同様、**中部エリアにおいても電力需要は直近3年間で増加傾向**にある。



## 2021年度冬季の電力需給を踏まえた今後の検討課題②

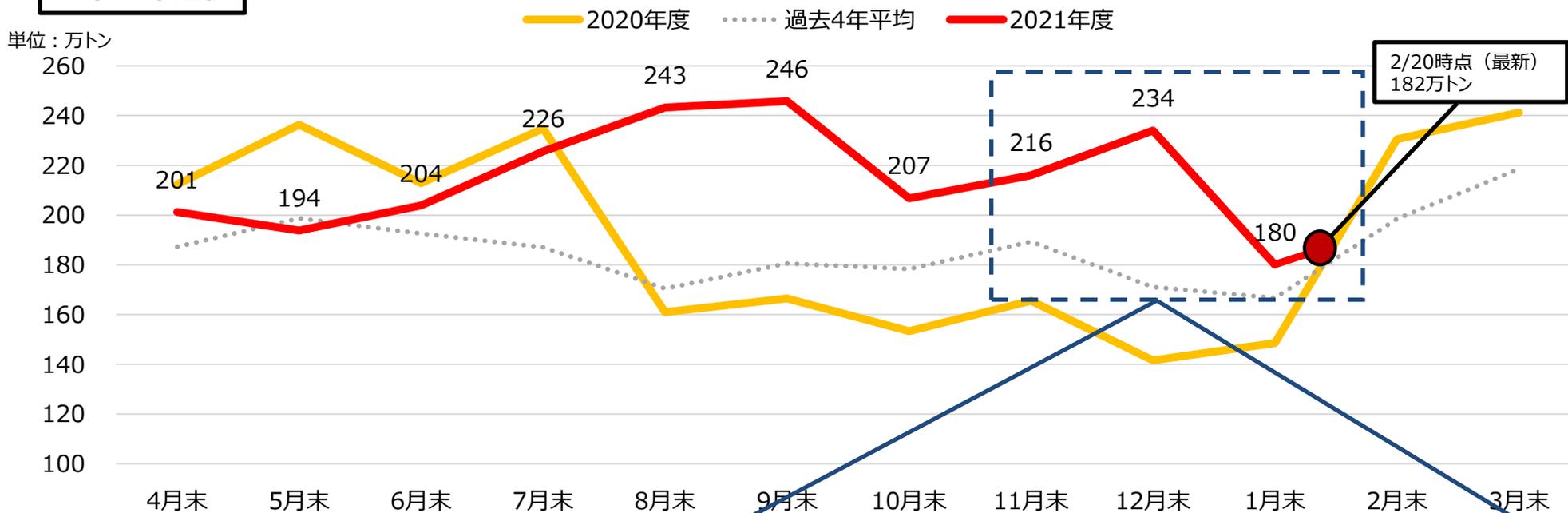
### (燃料制約)

- 燃料ガイドラインの効果もあり、これまでのところ、LNG火力における燃料制約は限定的にとどまっている一方、石油火力の燃料制約は恒常的に生じている。
- ピーク時にのみ稼働する石油火力については、石炭やLNGのように常時使うことを想定しておらず、突発的に使用量が増加すると、石油サプライチェーン等の構造的要因により、一定の燃料制約が発生することは不可避とも考えられる一方、長期間にわたり恒常的に燃料制約が生じることは、安定供給の観点からも望ましくない。このため石油火力の燃料制約を可能な限り避けるためにどのような対応があるか、検討を行うこととしてはどうか。
- LNGについては、今年の1月のような急な消費増加が短期間であれば、在庫は一時減少するものの、燃料制約を発生させることなく、スポットでの追加調達によりその水準を回復することができる。一方で、燃料調達リードタイムを割り切った後に、予期せず高需要が長期化した場合には、燃料制約を可能な限り避けるためにどのような対応があるか、検討を行うこととしてはどうか。また、スポット市場に供出する際の限界費用の考えを見直したことにより、燃料制約や需給ひっ迫の回避・低減につながったかについて、検証することとしてはどうか。

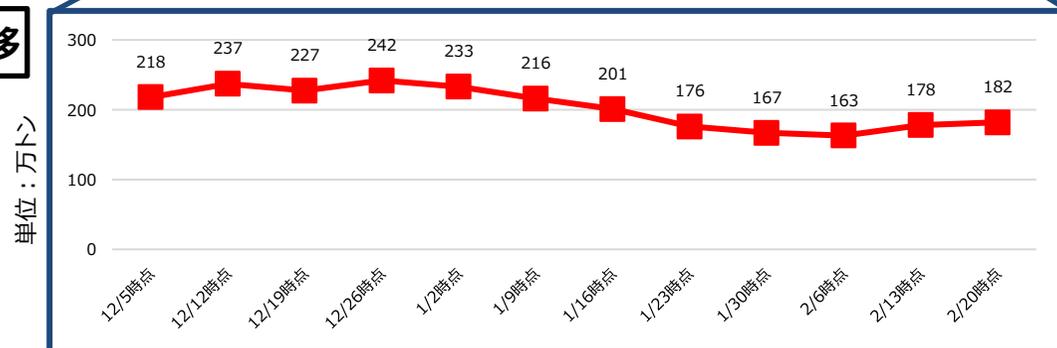
# 【参考】大手電力会社のLNG在庫の推移（2022年2月20日時点）

- 2020年度冬季以降、大手電力会社を対象に発電用LNGの在庫状況を調査していたが、今冬については12月以降、**週1度の調査を実施**。
- **今冬は各社の調達努力により11月末時点で前年より50万トン以上多かった。12月末以降、高需要期による消費増加により在庫は減少傾向であったものの、最新（2/20時点）の在庫は1月末時点と比較し増加。**

## 月末在庫推移



## 今冬の週間在庫推移

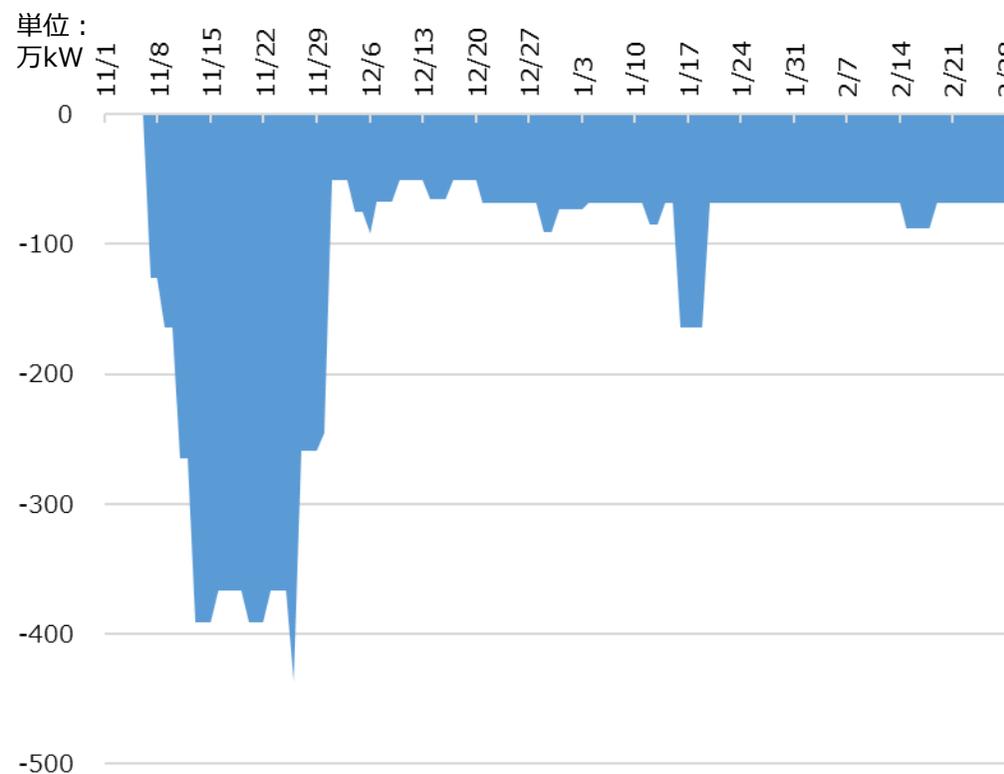


※大手電力会社に対する調査に基づき資源エネルギー庁作成  
 ※在庫量はデッド（物理的に汲み上げ不可な残量）を除く数量。

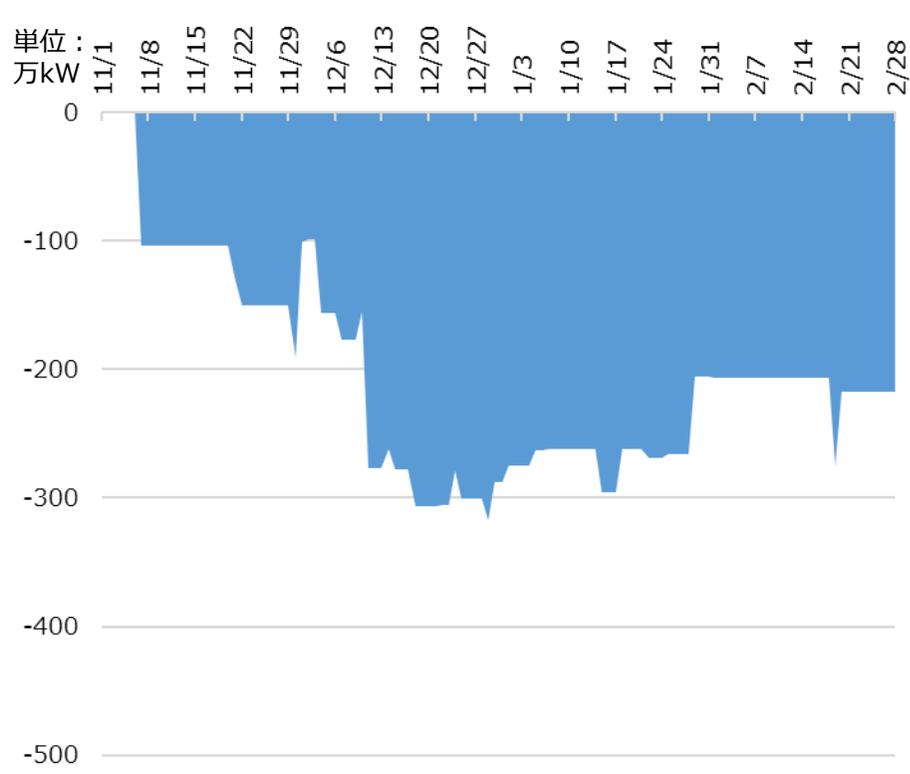
# 【参考】今冬の火力発電の燃料制約

- ガス火力は11月に複数の電力会社において燃料制約による出力低下が発生。一方、12月以降、出力低下量は減少。
- 石油火力はこの冬を通し、一定数の燃料制約の登録がされていた。

### ガス火力の燃料制約による出力低下量推移



### 石油火力の燃料制約による出力低下量推移



※各社のHJKSの登録情報(2/24更新時点)のうち、11/1~2/28の期間における各設備の低下量(kW)を集約。

※本資料の外数として、気象要因の船舶遅延による石炭火力の燃料制約が一時的に発生。(12/12-13,12/22-23,1/19-21のそれぞれ期間に80万kW程度)

## 2021年度冬季の電力需給を踏まえた今後の検討課題③

### (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リ spons 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。

## 追加公募の電源およびDRの稼働状況

- 東京エリアで、当初予備率が不足していたため、東京電力P Gより、供給力の追加公募を実施し、63.1万kW(電源57.9万kW,DR5.2万kW)を確保した。
- 今冬の東京エリアでは10年に一度の需要の厳しい寒さを想定した場合のH1需要を超える等需要が高い日もあったが、指令に基づき電源、D Rともに東京エリアの供給力に大きく貢献した。

	1月6日	1月7日	2月10日	合計供出電力量
電源	9時から24時 最大57.9万kW	0時から20時 57.9万kW	9時から翌20時 57.9万kW	<b>3,715万kWh</b>
DR	14時から19時 5.2万kW	15時から20時 5.2万kW	15時から20時 5.2万kW	<b>78万kWh</b>

(出典) 東京電力PG

※供出電力量は、追加公募分のみ記載

※電源は、上記指令時以外最低出力9万kWでマストラン運転を継続しており、要請時以外はkWh公募の契約に基づくkWh供出を実施。

# 【参考】1月6日の東京エリアの電力需給及び供給力対策について

- 都心で積雪10センチを記録した6日の東京エリアの最大需要実績は5,374万kW。
- 冬季に5,300万kWを超えるのは2008年以来。また、昨秋の需給検証で想定した10年に1度の厳しい寒さの場合の想定需要（5,332万kW）を上回る水準であった。
- 天気予報の変化により、当日の最大需要は結果的に前日夕方時点での想定を約6%上回る事となったが、火力発電機の増出力運転や、広域機関による機動的な融通指示等により、安定供給を確保することができた。

(1月6日の最大需要見通しの変化と対応策)

見通し策定時刻		1月5日18時	1月6日9時	1月6日13時	1月6日16時
需要見通しの変化	需要電力【万kW】	5,056	5,190	5,269	5,409
	供給力【万kW】	5,421	5,400	5,443	5,569
	予備率※【%】	7.2	4.0 (2.2)	3.3 (△0.2)	3.0 (△2.4)
計上した追加の供給力対策			火力増出力運転 (22.1万kW) 電源 I' (73.1万kW)	広域融通指示 (1回目) (最大122万 kW)	広域融通指示 (2回目) (最大132万kW)  供給電圧調整 (最大43万kW)

※ ( ) 内の数字はすべての追加の供給力対策計上前の値  
 (出典) 東京電力パワーグリッド

## 【参考】2月10日の東京エリアの電力需給及び供給力対策について

- 2月10日の東京エリアは降雪により最大需要実績が5,278万kWと非常に高い水準となった。これは、昨年度の冬季の最大需要実績である、5,094万kWを大きく上回っている。
- 当日のでんき予報では使用率見通しが97%の表示もあったが、一般送配電事業者による事前の自家発の焚き増し依頼、広域機関による融通指示等の追加の供給力対策を実施することにより、安定供給に必要な供給力を十分確保することができた。

(2月10日の最大需要見通しの変化と対応策)

見通し策定時刻

2月9日18時

2月10日9時

2月10日13時

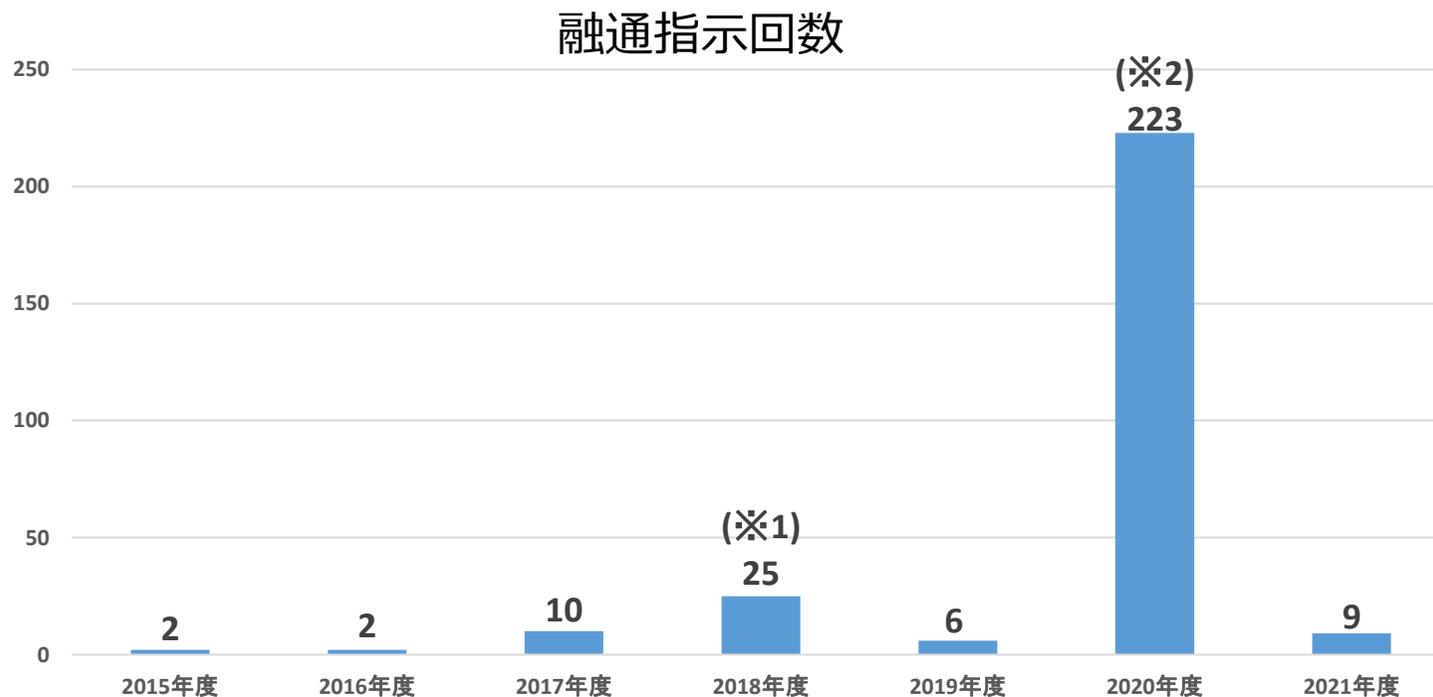
需要見通しの変化	需要電力【万kW】	5,348	5,365	5,417
	供給力【万kW】	5,518	5,545	5,595
	予備率※【%】	3.2(1.6)	3.3 (1.8)	3.3 (0.3)
計上した追加の供給力対策	冬季追加公募電源の市場 供出 (52万kW) 火力増出力運転 (31万kW)	広域融通指示 (1回目) (最大80万 kW)	広域融通指示 (2回目) (最大75万 kW)	

※ ( ) 内の数字はすべての追加の供給力対策計上前の値

(出典) 東京電力パワーグリッド

# 広域機関による融通指示について

- 2月21日時点で今年度を実施した広域機関による融通指示については9回であり、過去年度と比較すると、昨冬の需給ひっ迫を除くとほぼ例年と同じ水準となっている。
- 広域機関による融通指示は基本的には自エリア内であらゆる供給力対策を講じても、予備率3%を確保できない見通しの場合に実施の検討がされるものであるが、電力需給検証報告書でも関係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融通させた値で検証をしている。



(出典) 広域機関HP

※1 2018年の融通指示のうち16回は北海道胆振東部地震関係

※2 2020年度の融通指示のうち218回は2020年12月15日から2021年1月16日の間に実施

1. 2021年度冬季の電力需給を踏まえた今後の検討課題

**2. 2022年度電力需給の見通しと対策**

3. 中長期的な安定供給確保に向けた検討課題

## 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年度冬季の電力需給の見通しについて、前回（1月25日）の本小委員会では、2022年度供給計画の策定に向けた電力需要想定の更新を踏まえた結果を報告した。10年に1度の寒さを想定した厳気象H1需要に対し、1月、2月は東京・中部エリアで安定供給に必要な予備率3%を下回る見通しとなった。
- しかしながら、2022年度供給計画の提出により判明する供給力の増減要素も存在していたため、追加の供給力公募を含む電力需給対策の実施時期、方法については、供給計画の提出を踏まえて精査することとしたところ。
- 本日は、2月10日に提出された供給計画届出書案のうち大手電気事業者（旧一般電気事業者と電源開発）の供給力変化を踏まえた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。

# 【参考】2022年1月25日時点の2022年度冬季の需給見通し

第44回電力・ガス基本政策小委員会  
(2022年1月25日) 資料4一部修正

- 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%



<2022年1月25日時点>

	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・冬季の需給バランス(2022年1月25日時点)

第44回電力・ガス基本政策小委員会  
(2022年1月25日) 資料4一部修正

- 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

# 需給見通しの変動要因

- 1月25日時点からの供給力の変動要因については、大手電気事業者の供給計画届出書案による補修停止期間の変更、調整係数の更新を踏まえ事業者が算定した自流式・揚水式水力の供給力、新たに計上された火力の運転制約などが上げられる。

各エリアの供給力増減

(単位：万kW)

	12月	1月	2月	3月
北海道	▲ 6	▲ 3	▲ 6	12
東北	▲ 67	▲ 44	▲ 51	▲ 1
東京	68	62	132	151
中部	46	1	16	▲ 46
北陸	▲ 10	▲ 4	▲ 3	▲ 5
関西	▲ 60	▲ 20	▲ 66	▲ 200
中国	▲ 13	7	16	0
四国	7	7	5	2
九州	18	▲ 3	40	▲ 82

# 需給見通しの変動要因（調整係数の更新）

- 揚水の供給力については、運転継続時間に応じた調整係数を掛けた値で供給力評価をしており、調整係数は太陽光等も含め広域機関で毎年更新している。
- 各揚水発電所の運転継続時間は上池容量や補修等によって毎年変わりうるものであり、これについては発電事業者の供給計画の提出により初めて広域機関で把握できる情報となっている。
- 先述の電力需給変化要因のうち、増加の影響が特に大きかったのが、揚水発電所の調整係数の更新による揚水供給力の変化であり、揚水の設備容量に大きな変動はないものの、供給力としては東京エリアでは1月に57万kW、2月に129万kWと大幅に増加している。

各エリアの揚水供給力の変化分（単位：万kW）

	12月	1月	2月	3月
北海道	0	2	1	0
東北	1	0	1	2
東京	102	57	129	81
中部	5	-2	17	5
北陸	0	0	0	0
関西	5	12	19	-1
中国	9	3	11	4
四国	3	2	4	2
九州	0	0	0	0

<参考> 東京エリアで、供給力評価が大きく変動した発電所の例  
（設備所在地ごとの合計の供給力増加量）

	1月供給力増加量	2月供給力増加量
栃木県	12.5万kW	37.6万kW
長野県	16.2万kW	31.6万kW
群馬県	10.9万kW	25.1万kW
その他	17.4万kW	34.7万kW

# 揚水発電所のポンプアップ原資について

- 揚水発電は、再エネ含む余剰供給力を原資としてポンプアップを行い、供給力が必要な時間帯に発電することになるため、余剰供給力が増加すると、より多くのポンプアップが可能となり揚水発電量が増加し、安定電源代替価値が増加する。
- 足元では、22年度に試運転火力発電所の試運転開始予定や、2021年度から2022年度の再生可能エネルギー設備が増加していること等があり、余剰供給力の増加につながり得る。

## < 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

## < 新エネルギー等の設備量の増加 >

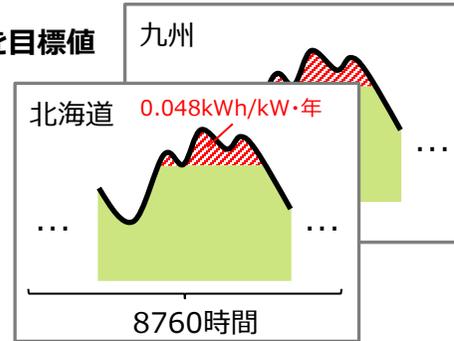
【万kW】	21年度設備容量	22年度設備容量	22年度 - 21年度差
新エネルギー等	12,519	12,851	332
太陽光	6,569	6,923	354
風力	540	518	-22
その他	5,410	5,410	0

- 調整係数の算出にあたっては、**年間EUE(0.048kWh/kW・年)を目標値**として、各エリア・各月の①**必要供給力の算出**を行い、②**その必要供給力において、再エネや揚水の導入前後の安定電源の差分として、安定電源代替価値 (=調整係数) を算出**する。
- EUE評価は、**年間見込み不足電力量(kWh)を信頼度の基準**としており、想定する需要や計画外停止などの変化に伴い、**必要供給力(必要予備力)も変化**し、またそれに応じて**再エネや揚水の調整係数も変化**することとなる。
- 信頼度基準を満足する供給力を確保していくことから、**調整係数については必要供給力が確保されていることを前提とした価値として算出**している。

## ①必要供給力の算出

各エリアで各月予備率一定条件のもとで、年間EUE0.048kWh/kW・年となる、必要供給力を算出

年間EUEを目標値



各エリアで各月予備率一定



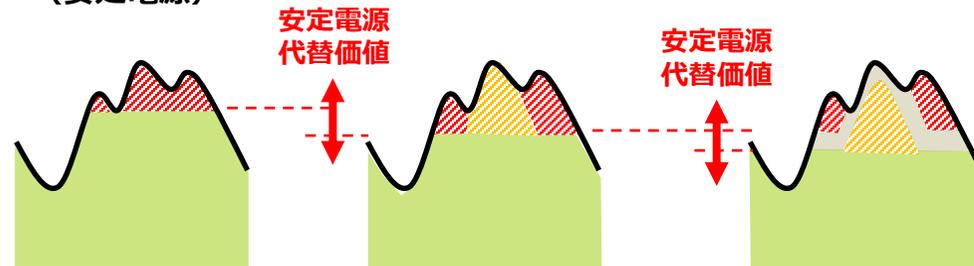
## ②調整係数の算出 (安定電源代替価値)

各エリアが年間EUE(0.048kWh/kW・年)を目標値として、再エネや揚水の導入有無による安定電源の必要供給力の差分で価値を算出

必要供給力  
(安定電源)

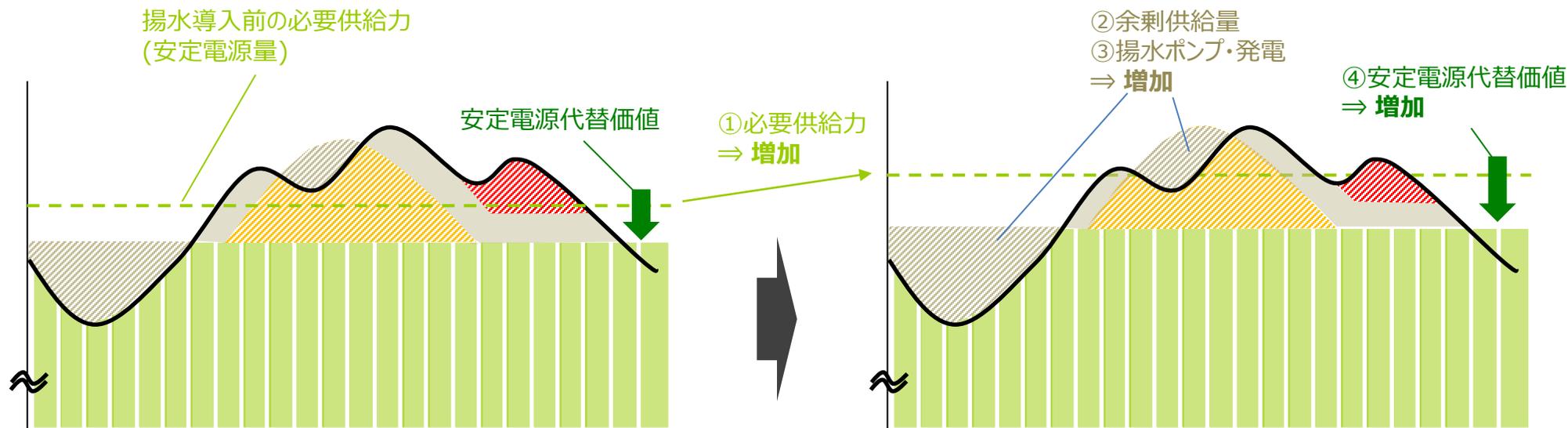
再エネ調整係数

揚水調整係数



- 揚水発電は、余剰供給力を原資としてポンプアップを行い、供給力が必要な時間帯に発電する。
- 必要供給力（安定電源量）の増加等により余剰供給力が増加した場合、上池容量が満たす範囲でより多くのポンプアップが可能となる。  
ポンプアップが増加した場合には揚水発電量も増加し、結果して安定電源代替価値は増加すると考えられる。

①必要供給力が増加 ⇒ ②余剰供給力が増加  
⇒ ③揚水ポンプアップ・発電が増加 ⇒ ④安定電源代替価値が増加



# 最新の2022年度冬季の電力需給見通し

- 先述の供給力の変動要因を加味したところ、2022年度冬季の厳気象H1需要に対する予備率は大幅に回復したものの、東京・中部エリアで2月は依然として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

<2022年1月25日時点>

	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%



<現時点>

	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%

(出典) 第70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

# H1 需要との需給ギャップ

- 1月の東京・中部エリアの需給ギャップは先述の変動によりなくなったものの、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月の東京・中部エリア合計で▲23万kWとなっており、安定供給に必要な供給力を確保できない見通し。

## 厳気象H1需要に対する需給ギャップ

<2022年1月25日時点>

	12月	1月	2月	3月
北海道	63	26	37	70
東北	134	17	98	181
東京	256	▲24	▲113	244
中部	126	▲11	▲52	115
北陸	28	12	6	48
関西	138	57	29	223
中国	62	24	12	98
四国	28	11	6	44
九州	88	35	18	136
沖縄	32	34	58	65

<現時点> (単位：万kW)

	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



(出典) 第70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

# 【参考】最新の2022年度夏季の電力需給見通し

- 大手電気事業者の2022年度供給計画にて判明した供給力増減を反映した猛暑H1需要に対する需給バランスは現時点で一定の回復が見られる。
- 今後その他の電気事業者の2022年度供給計画を取りまとめることによって生じる需給両面の変化要因が残されている。

## 厳気象H1需要に対する予備率

<2022年1月25日時点>

	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%



<現時点>

	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%

# 2022年度の需給対策に向けた検討課題①

(kW公募の在り方)

- 2021年度冬季については、東京エリアにおいて安定供給に最低限必要な予備率3%をあらかじめ確保できない見通しであったことから、その不足量を募集する形で追加供給力公募を行い、予備率3%を確保した（1月3.1%、2月3.2%）。
- しかし、1月6日には、悪天候と需要増により、追加公募した供給力を活用してもなお予備率3%を確保できない見通しとなったため、他エリアからの融通を行った。
- 2015年に電力広域機関が設立されて以降、融通を通じた広域的な需給管理が平時から行われている。しかし、地域間連系線の状況次第で融通量に制約が生じる可能性があること、また、近年、複数エリアで厳寒H1需要を更新していることから、安定供給の観点からは、特に高需要期においては各エリアで供給力を確保しておくことが望ましい。
- 他方、従来、予備率3%水準を安定供給確保の目安としてきた中で、リスクサイドに立った過大な供給力の確保は、社会的費用を徒に増大させる可能性がある。また、需給対策としては、節電の呼びかけなどの需要側の対策の更なる活用も考えられる。
- こうした中で、現時点で2022年度冬季の予備率が3%に満たない東京及び中部エリアにおいて、今後、仮に追加的に公募を行うこととした場合、募集容量についてどのように考えるか。
- 例えば、予備率3%に満たない分（現時点では0.3%）のみを募集するのではなく、一定のリスクを見込みプラスアルファの容量を募集することのメリット・デメリットについて、どのように考えるか。

## 2022年度の需給対策に向けた検討課題②

(kWh公募の在り方)

- 2020年度冬季のLNG燃料不足に起因する全国的なkWh不足を教訓として、2021年度冬季に向けては、全国で追加的な燃料調達を伴う供給力の公募（kWh公募）を実施した。
- 本公募においては、多額の費用を要した一方、公募された供給力（kWh）は随時卸電力市場に供出され、需給ひっ迫の緩和に活用されている。
- 元来、発電事業者は、必ずしも蓋然性の高くない将来的なkWh不足に備え、自ら積極的に燃料を追加的に調達するインセンティブを有していない。また、本来的に自らの需要に応じた供給力を確保する義務を負う小売電気事業者において、需給ひっ迫時に必要な供給力（kWh）を確保できるかは、卸電力市場の状況次第という面もある。さらに、LNGを巡る国際情勢は不透明・不確実性を高めている。
- こうした中で、2022年度冬季に向けて、安定供給の観点から、一般送配電事業者が公募を通じてkWh公募を行うことについて、どのように考えるか。
- また、今後、仮にkWh公募を行うこととした場合、公募の時期や募集容量等について、どのような見直し策が考えられるか。

- 今回のように落札量が募集量の1.4倍になるような超過落札の発生は、電力・ガス基本政策小委員会において、募集量を社会費用最小化の観点から保守的に見積もり設定したという経緯を踏まえれば、必ずしも適切とは言えない面もあるのではないかと。
- 他方で、kWh公募は、昨冬の需給ひっ迫を踏まえ、その対策として今冬に向けた限られた時間の中で、制度設計の議論や公募実施を行ってきたことを踏まえれば、当初想定していないような事象の発生はやむを得ないが、今後も公募を継続する場合、その実施方法に改善余地はあると考えられる。
- そこで、本委員会事務局では、今回の公募の応札事業者に対してアンケートを実施した。(回答一覧は、12頁参照)
- 応札事業者からは、追加燃料調達のリードタイムを考慮した募集期間の設定や、LNG船の容量と整合した募集量の設定など、燃料調達の実情も考慮した募集要件設定の意見があった。
- したがって、仮に次回公募を実施する場合は、超過落札のあり方や募集量、募集期間の設定等について、予め整理する必要があるのではないかと。

## 今後の対応について

- 供給力量については、事業者が提出する供給計画を通じて初めて確認できる変化等も存在する。現在は、2022年度供給計画の策定途上にあるが、すでに提出のあった事業者の計画案を基に需給バランスを更新したところ、大幅な改善がみられた。前回の本小委員会において、2022年度冬季に安定供給に最低限必要な予備率3%を確保できない見通しであった東京・中部エリアにおいても、3%をわずかに下回る程度まで回復。
- しかしながら、今回は、全電気事業者が提出する供給計画の一部を取り込んだにすぎず、今後、他の事業者の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する。
- こうした状況を踏まえ、2022年度冬季に向けた追加の供給力公募等の必要性については、引き続き年度末に予定されている供給計画取りまとめ等の内容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。

1. 2021年度冬季の電力需給を踏まえた今後の検討課題
2. 2022年度電力需給の見通しと対策
3. **中長期的な安定供給確保に向けた検討課題**

# 中長期的な安定供給確保に向けた検討課題①

## (休止電源の意義・役割)

- 従来、旧一般電気事業者は、安定供給の観点から、電力需要のピークに合わせて十分な稼働電源を維持し、そのコストは規制料金から回収されていた。
- 2016年の小売全面自由化後、電源の大半を有する旧一般電気事業者は稼働電源を必要最小限に絞る一方、休止電源を増やす傾向にある。また、ここ数年、卸電力市場価格の低下が続いた中で、こうした傾向がより顕著となってきた。
- 休止電源の具体的な内訳は様々であり、10年以上休止中のものもあれば、休止直後のものもある。いずれの場合にも、維持管理等に相応のコストを要する点は共通しており、各事業者がコスト削減を進める中で、今後は休止電源の廃止が進む可能性が高い。
- こうした中で、休止電源の意義・役割について、どのように考えるか。例えば、一定の条件の下で稼働することが可能となり得る休止電源のリスクバッファとしての意義は、2024年度の容量市場の運用開始前後でどのように変化すると考えられるか。
- 容量市場における落札電源は毎年変動するため、容量市場の運用開始後は、市場競争活性化の観点からも、稼働電源と休止電源の区別が従来以上に重要になると考えられる。このため、今後の検討に向けて、休止電源の稼働可能性や維持管理コストなど、実態を調査することとしてはどうか。

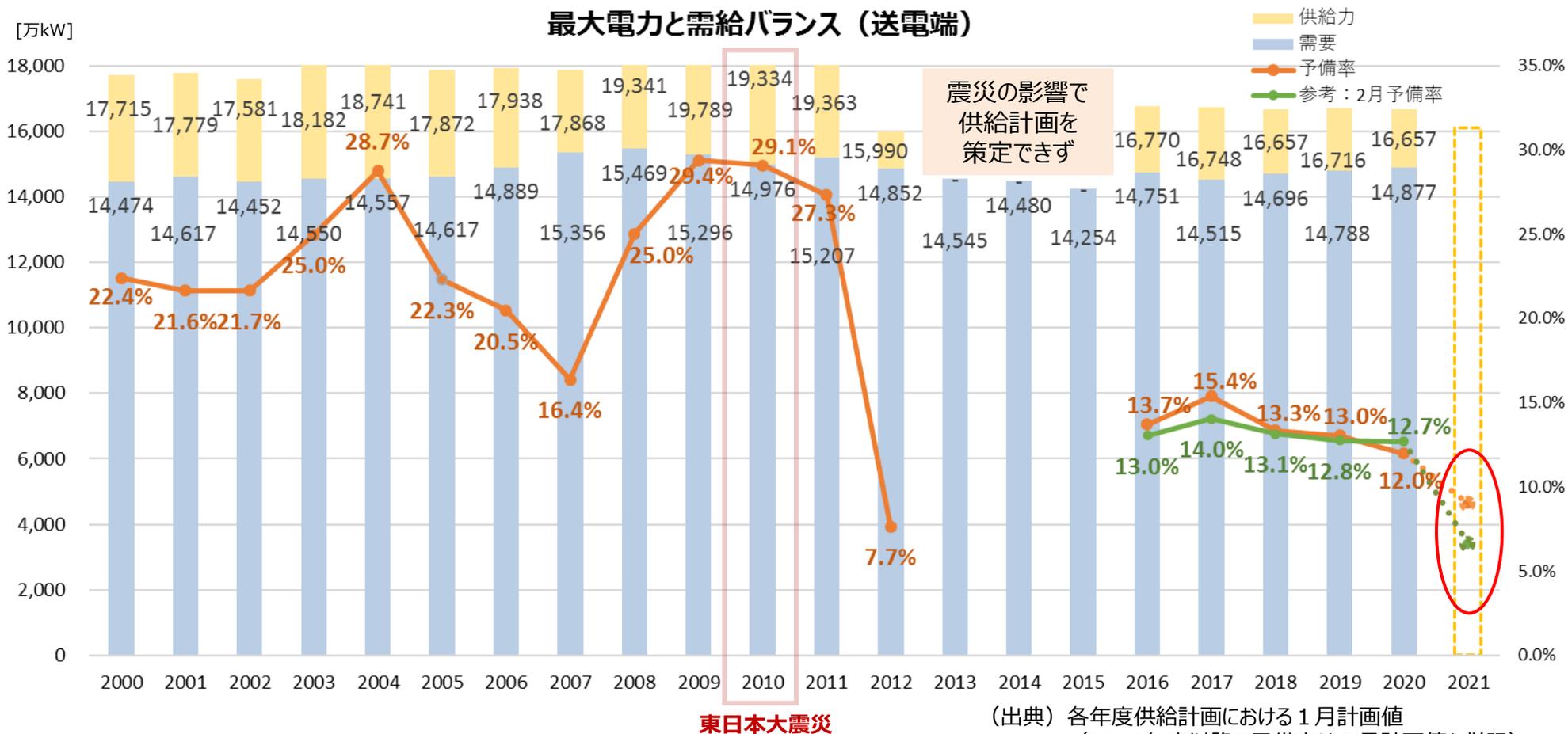
## 中長期的な安定供給確保に向けた検討課題②

### (燃料対策)

- 世界的に脱炭素化に向けた取組が進められる中で、昨年来、化石燃料価格が大きく高騰するなど、当面、電力の安定供給の鍵を握る火力の燃料の供給安定性について、不確実性が増している。
- 欧州においては、脱炭素化を進める中で、移行期におけるLNGの重要性が再認識される一方、アジアにおいては、中国を中心にLNGの需要が増大している。また、国内においては、電力自由化と脱炭素化の流れの中で、発電事業者がLNG等の燃料の長期契約の更新のタイミングに直面している。
- こうした中で、中長期的な電力の安定供給確保の観点から、日本全体として必要な燃料を安定的に確保していくための方策について、どのように考えるか。仮に個々の発電事業者による引き受けが困難なリスクがあるとすれば、どのような対応が考えられるか。

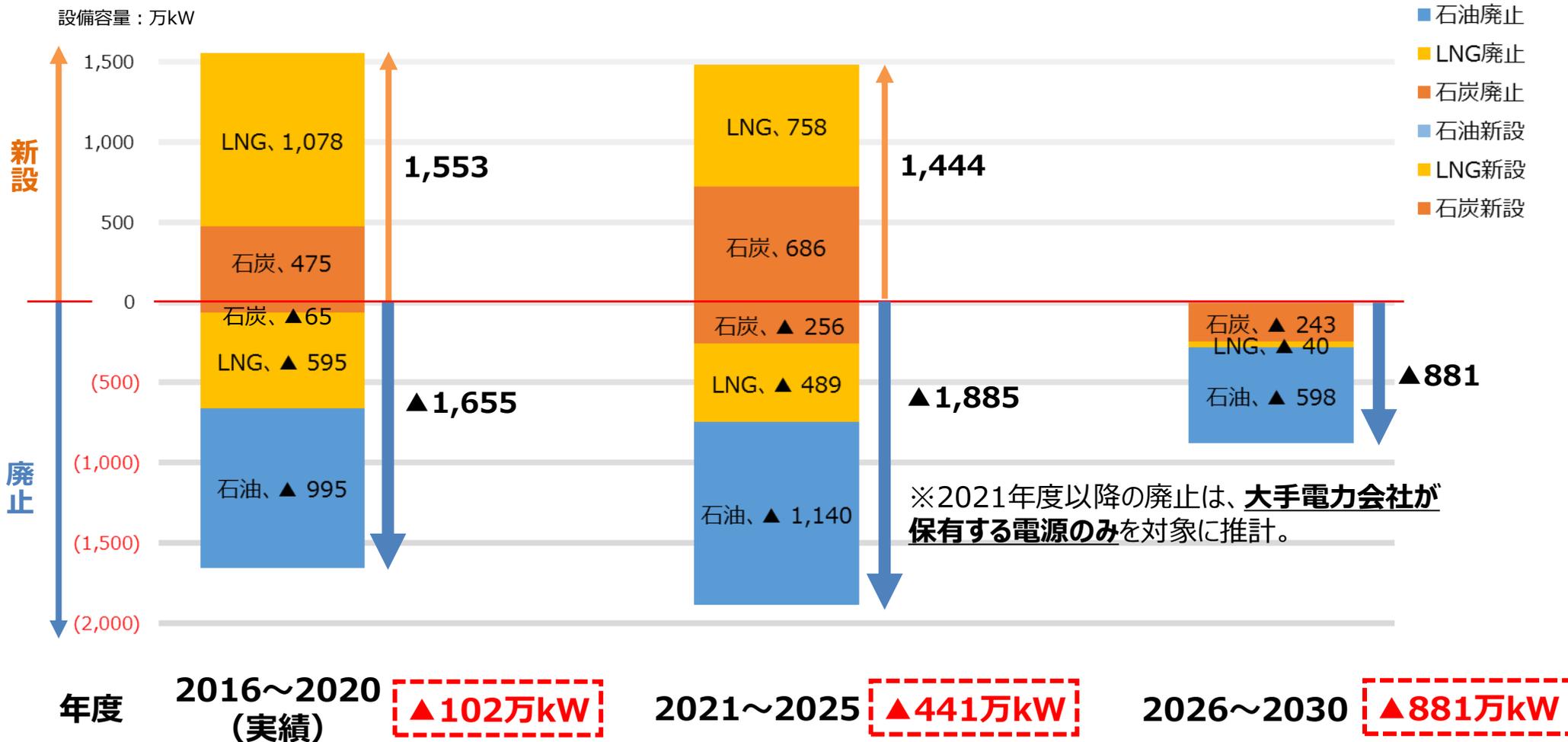
# 冬季の供給予備率の長期推移

- 冬季における需要量は、過去20年間一定の水準で推移。一方で、震災後の供給力の大幅な低下（原子力の停止、火力の廃止の拡大）が急速に進展し、近年、安定供給に必要な水準（予備率8%）近傍まで低下している。
- 2021年度供給計画では、安定供給水準を下回る恐れがある。加えて、事業者による採算性の低い老朽火力を早期退出させる検討が加速している状況。



# (参考) 今後10年間の火力供給力（調整力）の増減見通し

- 今後も、主に緊急時に活用されていた石油火力発電設備の廃止が継続する見込み。
- 当面は火力の新設計画も予定されている一方、供給力全体としては減少傾向にあり、稼働率低下や卸電力取引市場の価格の低迷に伴う採算性悪化から、さらに加速する懸念。



注1. 2016~2020年度：新設実績は資源エネルギー庁「石炭火力発電所一覧」および電気事業便覧（2019年版）、廃止実績は各年度供給計画より。

注2. 2021年度以降（新設）：2020年度供給計画とりまとめにおける、2029年度までの火力新設計画より（大手を含む全事業者）

注3. 2021年度以降（廃止）：大手電力が保有する電源のうち、運転開始から45年経過した電源＝廃止と仮定。

# (参考) 容量市場メインオークション(実需給年度：2025年度)の約定結果

2021年12月 第60回制度検討作業部会 資料4-2

- 2021年10月1日～10月14日においてメインオークションが開催され、その約定結果が広域機関より公表された。
  - 2021年度容量市場メインオークションの約定結果は以下のとおり
    - 約定総容量は、1億6,534万kW
    - エリアプライスは、以下のとおり
      - ✓ 北海道エリア : 5,242円/kW
      - ✓ 北海道・九州エリア以外 : 3,495円/kW
      - ✓ 九州エリア : 5,242円/kW
    - 経過措置考慮後の総平均単価は、3,109円/kW
    - 経過措置等を踏まえた約定総額は、5,140億円

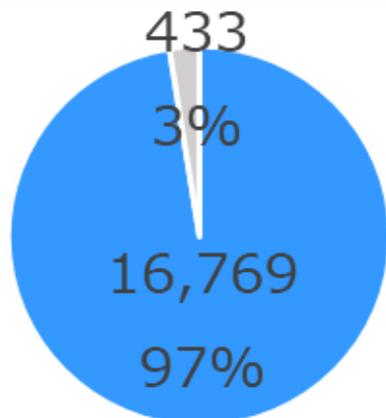
# 供給力の確保状況（落札率等）

2022年1月 第61回制度検討作業部会 資料3-2

- 第2回オークション（2025年度分）の約定総容量は第1回（2024年度分）とほぼ同水準であったが、落札率は前回の97%から93%へと低下した。落札されなかった電源の容量は、433万kWから1,191万kWに増加している。
- 他方で、第1回オークションを踏まえた見直しにおいて、休廃止の予定に関わらず、基本的に全ての電源に応札を求めることとしており、供給計画において休廃止を予定している電源や上限価格を超えた応札を行った容量は、落札されなかった電源の半分程度であり、今回のオークションについて、このような電源を除いた落札率は96%となる。
- 直近のPJM、英国におけるオークション結果では、落札率が、それぞれ、86%、79%であり、諸外国との比較では、日本の落札率は高い水準となっているが、この違いをどう考えるか。また、落札電源の約1/4が運転開始から40年以上経過した電源であることについてどのように考えるか。

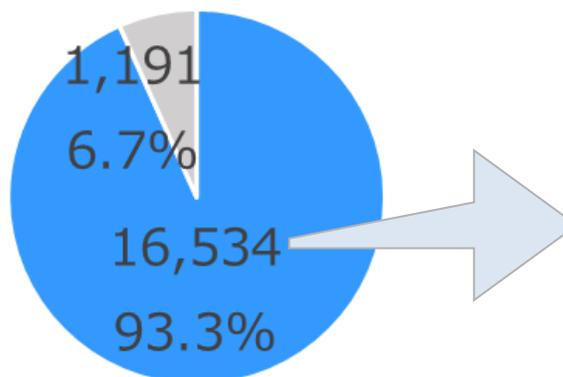
第1回オークション結果の落札率

[単位：万kW、%]



第2回オークション結果の落札率

[単位：万kW、%]



第2回オークションで  
落札した電源の経年別割合

[単位：万kW、%]

