

今冬の電力需給・卸電力市場動向の検証について (これまで御審議いただいた論点の整理)

2021年3月26日
資源エネルギー庁

本日の論点

- これまでの本小委員会では、今冬の電力需給逼迫や卸電力市場価格高騰に係るファクトや要因を整理するとともに、今回直面した課題及びその対応策について、具体的な方向性を提示。
- 本資料では、これまで御議論いただいた内容を中心に、
 1. 今冬の電力需給逼迫と市場価格高騰の事象概要
 2. 事業者、電力広域機関及び政府の対応
 3. 今回の事象の評価・課題
 4. 今後の対応の方向性という構成で整理している。
- 本日は、本資料に基づき、検証の取りまとめに向けた方向性について、御意見を頂きたい。

- 1. 今冬の電力需給逼迫と市場価格高騰の事象概要**
2. 事業者、電力広域機関及び政府の対応
3. 今回の事象の評価・課題
4. 今後の対応の方向性

今冬の需給逼迫・市場高騰を巡る時系列整理

- 今冬の事象は、①需給が厳しく、LNG消費が進んだ12月中旬、②需給は多少緩んだものの、燃料制約が生じ、市場玉切れが生じ始めた12月下旬～1月初旬、③需給が逼迫し、市場価格が高騰した1月上旬、④需給は緩んだものの、価格高騰が継続した1月中旬以降の4つに整理されると考えられる。

<今冬の需給逼迫・市場高騰を巡る時系列整理>

	①12月中旬	②12月下旬～1月初旬	③1月上旬	④1月中旬
概要	需給が厳しく、LNG消費進む 市場価格は落ち着いて推移	需要低下も、厳しい需給状況 燃料制約で売り切れ常態化	需給が最も厳しい時期 価格高騰	需給緩むものの、市場 売り切れ・価格高騰継続
需要	需要増 ※過去4年平均：4%増（12/11～12/25）	需要例年並み ※過去4年平均：2%増（12/26～1/5）	需要増加日が継続 ※全国にわたって厳しい日あり（1/8,12） ※過去4年平均：11%増（1/6～1/12）	需要落ち着く ※過去4年平均：1%減（1/13～1/25）
供給力	LNG消費進む 川内②稼働（12/24）	燃料制約実施 石炭火力トラブル停止	燃料制約継続 石炭火力トラブル停止 ※日によっては太陽光出力低下発生	燃料在庫量増加傾向 大飯④稼働（1/17）
市場	価格は比較的 落ち着いて推移 市場平均価格：13.3円（12/11～12/25） （2019年度：8.25円）	売り切れ状態常態化 市場平均価格：34.7円（12/26～1/5） （2019年度：6.8円）	価格高騰 市場平均価格：102.7円（1/6～1/12） （2019年度：7.9円）	売り切れ・価格高騰継続 市場平均価格：74.6円（1/13～1/25） （2019年度：8.1円） ※日平均・コマ別最高価格発生、週明けから沈静化
エネ庁・広域 機関対応	関西への融通実施 （12/15,16）	関西（12/27,28） ・東京（1/3,4）への 融通実施	全国的に電力融通指示 ※計162回実施	効率的な使用呼びかけ インバンス料金上限設定

※10月実施の冬期需給検証では、厳気象にも対応できる予備率確保を確認（※kW評価）

1. 今冬の需給逼迫と市場価格高騰の事象概要

(1) 複合事象による電力需給逼迫の発生

(2) 卸市場価格の高騰

2. 事業者、電力広域機関及び政府の対応

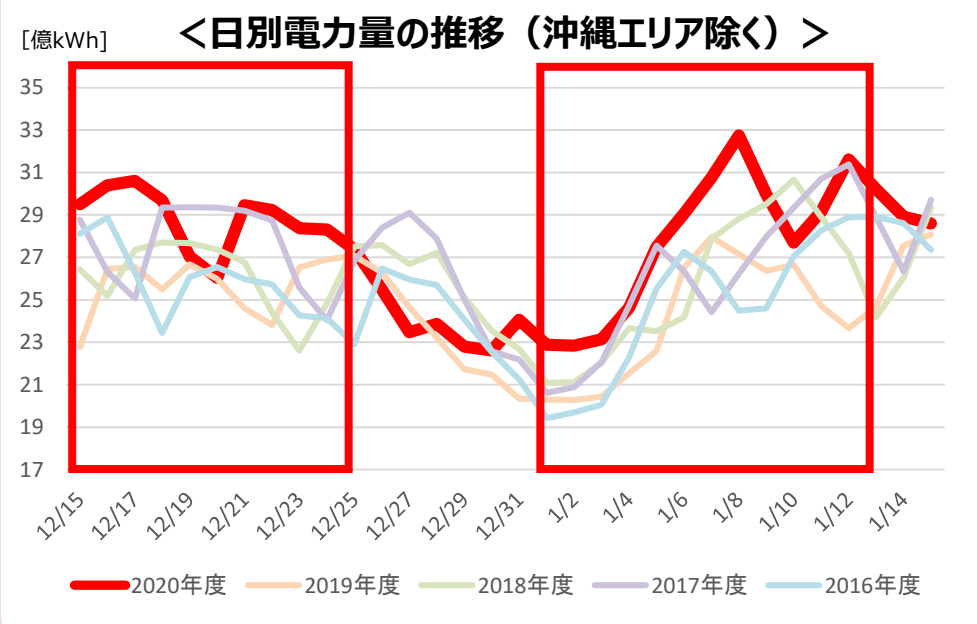
3. 今回の事象の評価・課題

4. 今後の対応の方向性

今冬の電力需給逼迫の要因について

- 今冬の需給逼迫は、断続的な寒波による電力需要の大幅な増加とLNG供給設備のトラブル等に起因したLNG在庫減少によるLNG火力の稼働抑制が主因。さらに、石炭火力のトラブル停止や渇水による水力の利用率低下、太陽光の発電量変動といった背景事象が重なったことで、需給逼迫は増幅。
- こうした逼迫の裏には、石油火力の休廃止や稼働中原発の減少という構造的な事象が存在。

需要増 ↑



12月後半（12/15-31）における電力需要の経年比較（2020年度）

	2016年度比	2017年度比	2018年度比	2019年度比
増加率	+ 7 %	0 %	+ 4 %	+ 9 %

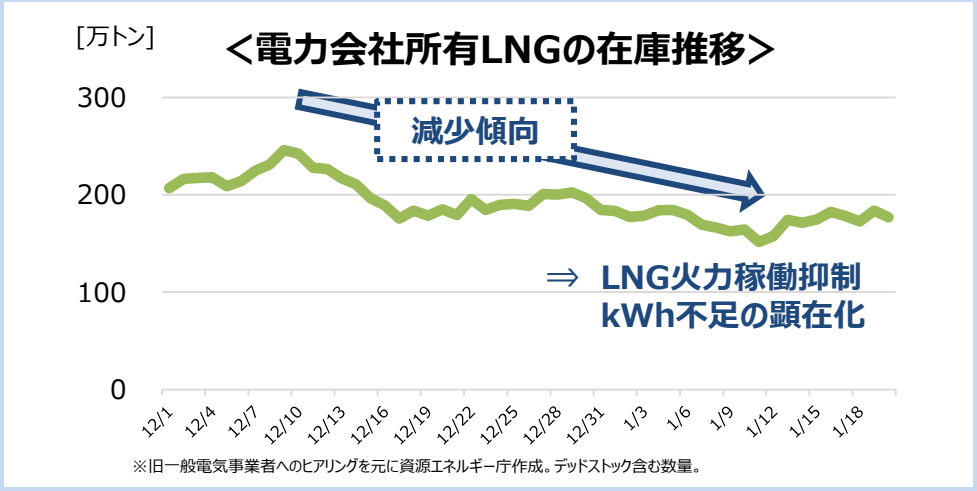
1月前半（1/1-15）における電力需要の経年比較（2020年度）

	2016年度比	2017年度比	2018年度比	2019年度比
増加率	+11%	+6%	+8%	+14%

※電力広域的運営推進機関系統情報公開システム（速報値）

供給低下 ↓

【LNG火力】
燃料不足による稼働抑制



背景事象

需給逼迫を増幅

【石炭火力】
トラブル停止 ↓

【水力】
渇水による
利用率低下 ↓

【太陽光】
発電量変動 ↔

構造的な事象

【石油火力】
休廃止 ↓

【原子力】
フル稼働基数減 ↓

(参考) 昨年秋時点での冬の天候の見通し (2020年9月気象庁発表)

- 昨年9月に気象庁から発表された冬の天候の見通しでは、気温について、
 - ✓ **北日本**では北からの寒気の影響が弱いため、**平年並か高い**
 - ✓ **東・西日本と沖縄・奄美**では**ほぼ平年並**の見込みとなっていた。

冬(12~2月)の平均気温・降水量・降雪量

		平均気温 冬(12~2月)	降水量 冬(12~2月)	降雪量 冬(12~2月)
北日本	日本海側	低 20 並 40 高 40% 平年並か高い 見込み	少 30 並 40 多 30% ほぼ平年並 の見込み	少 40 並 40 多 20% 平年並か少ない 見込み
	太平洋側		少 20 並 40 多 40% 平年並か多い 見込み	予報しません
東日本	日本海側	低 40 並 30 高 30% ほぼ平年並 の見込み	少 30 並 30 多 40% ほぼ平年並 の見込み	少 30 並 30 多 40% ほぼ平年並 の見込み
	太平洋側		少 30 並 40 多 30% ほぼ平年並 の見込み	予報しません
西日本	日本海側	低 40 並 30 高 30% ほぼ平年並 の見込み	少 20 並 40 多 40% 平年並か多い 見込み	少 20 並 40 多 40% 平年並か多い 見込み
	太平洋側		少 30 並 40 多 30% ほぼ平年並 の見込み	予報しません
沖縄・奄美		低 40 並 30 高 30% ほぼ平年並 の見込み	少 40 並 30 多 30% ほぼ平年並 の見込み	予報しません

数値は予想される出現確率です

季節予報は、予測の確からしさに応じて、気温や降水量などを「低い(少ない)」、平年並、高い(多い)」となる確率で表しています。「平年並」がどの程度の値になるのかについては、末尾の「参考データ(平年並の範囲)」をご覧ください。
確率をその大きさに応じ言葉で解説しています。詳しくは末尾の「参考データ(確率予報の解説)」をご覧ください。

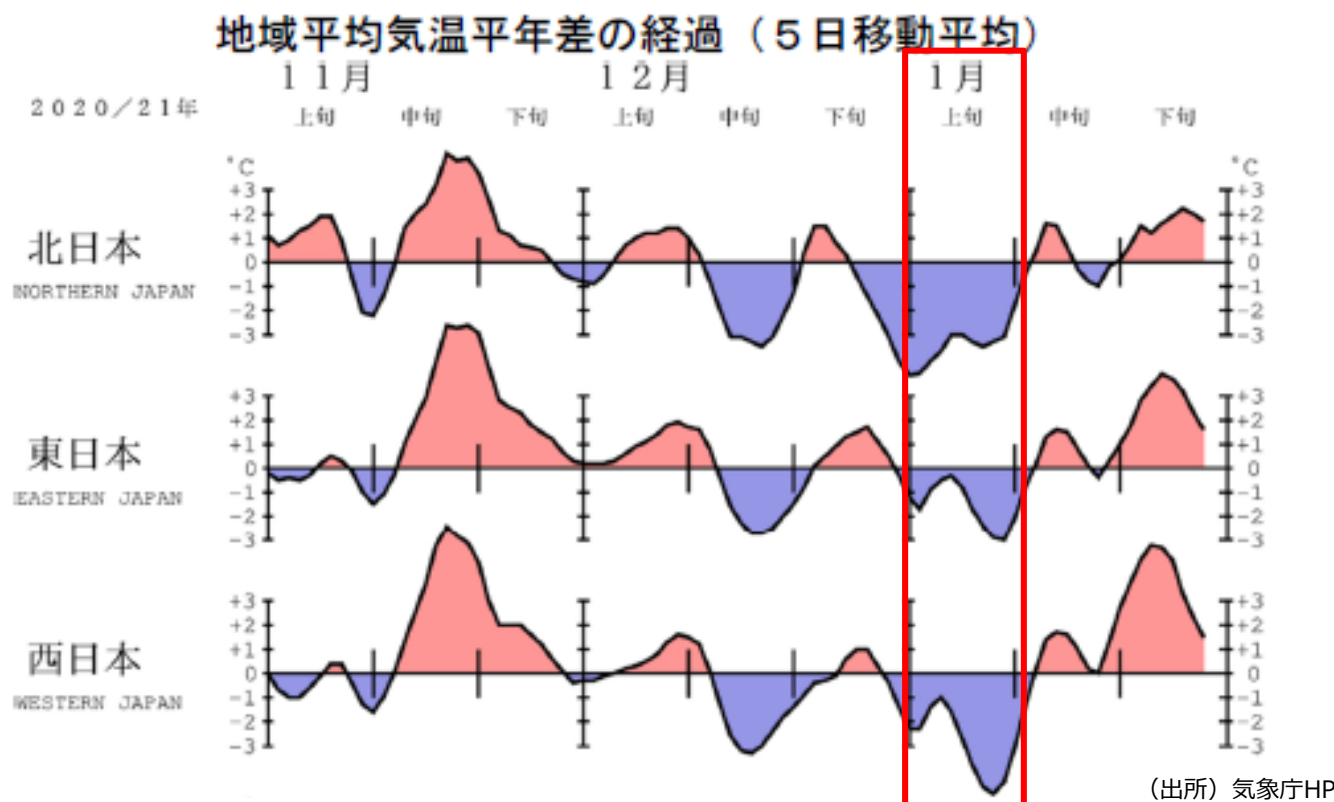
※気象庁「冬の天候の見通し 12~2月 寒候期予報(令和2年9月25日発表)の解説」より引用。

(参考) 平均気温の平年差実績 (1月前半)

- 強い寒波が断続的に流入し1月前半 (1日～15日) の全国 (沖縄を除く) の平均気温は平年よりも約2℃低下。
- 特に1月上旬の平均気温は、北・西日本でかなり低く※、東日本では低かった※。

※気象庁によると、以下のように表現を使い分けている。

- ・ 低い…1981年～2010年の30年のうち、低いところ10年の中に入る寒さ
- ・ かなり低い…上記30年のうち、低いところ3年の中に入る寒さ

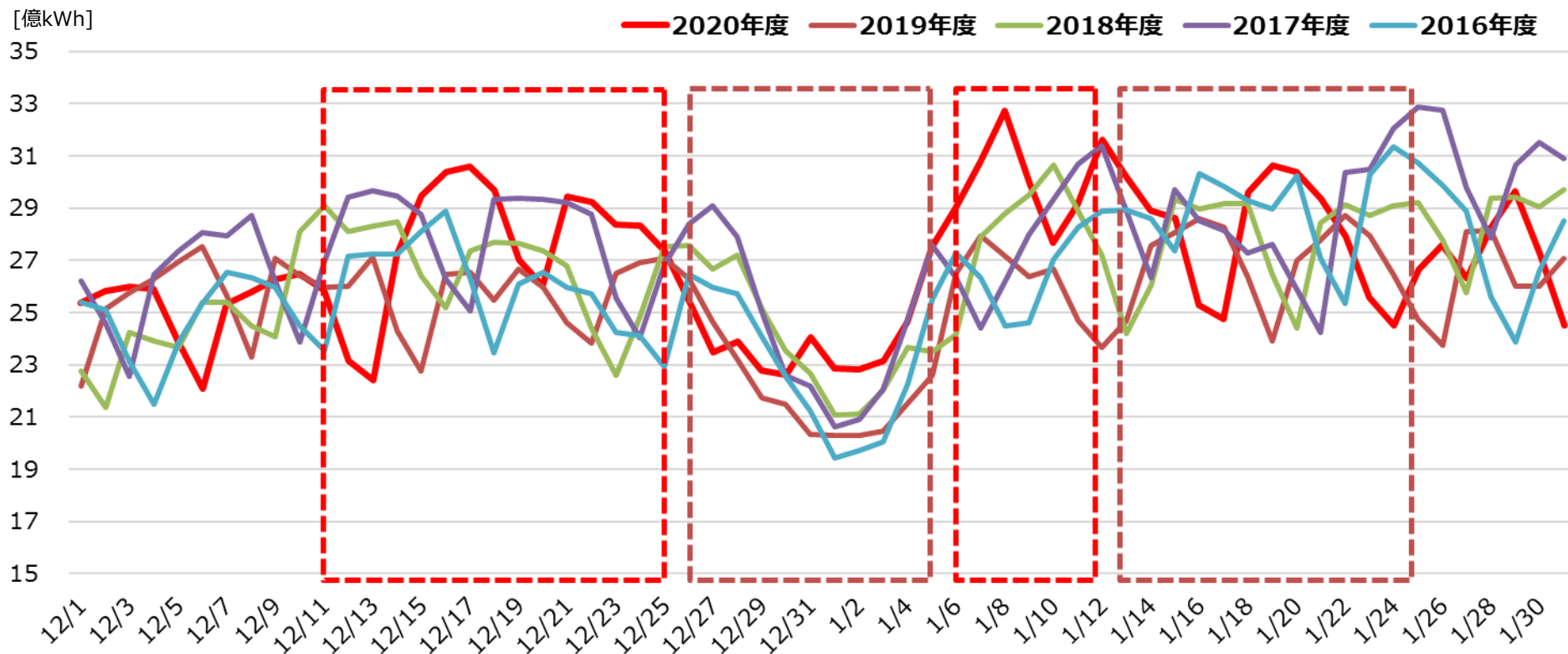


	北日本	東日本	西日本	全国 (沖縄除く)
平年気温との差	▲2.3℃	▲1.0℃	▲2.1℃	▲1.8℃

※気象庁HPの公表データに基づき算出。

(参考) 各年度の発電量推移

- 厳しい寒波もあり、12月中旬の電力需要はここ数年でも高い水準となり、年末年始頃はやや落ち着いたものの、1月上旬の電力需要は大幅に増加し、ここ数年で最も高い水準となった。



<2020年度の電力需要の増加率（過去年度比）>

	1) 12/11-25	2) 12/26-1/5	3) 1/6-1/12	4) 1/13-25
2019年度比	+7.4%	+8.4%	+15.3%	+3.5%
2018年度比	+3.2%	▲0.4%	+7.0%	+0.04%
2017年度比	▲0.8%	▲2.9%	+7.4%	▲2.6%
2016年度比	+7.0%	+4.1%	+12.9%	▲4.2%
※過去4年平均比	+4.1%	+2.1%	+10.5%	▲0.9%

(参考) 電力需要実績 2021年1月：日別最大電力と電力量

 厳寒想定需要を上回った日

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国
厳寒想定	[万kW]	541	1,455	5,298	2,353	530	2,555	1,097	504	1,567	116	16,016
1/7 (木)	[万kW]	528	1,352	4,587	2,269	505	2,482	1,093	497	1,606	107	14,889
	[億kWh]	1.17	2.97	9.41	4.60	1.10	4.99	2.27	1.00	3.25	0.21	30.98
1/8 (金)	[万kW]	522	1,480	4,815	2,409	534	2,561	1,124	507	1,595	112	15,605
	[億kWh]	1.18	3.22	10.02	4.93	1.16	5.36	2.40	1.07	3.41	0.23	32.98
1/9 (土)	[万kW]	499	1,345	4,422	1,978	461	2,304	1,023	469	1,469	116	13,971
	[億kWh]	1.10	3.03	9.25	4.26	1.05	4.91	2.22	0.99	3.16	0.24	30.21
1/10 (日)	[万kW]	489	1,300	4,303	1,783	426	2,101	935	422	1,379	103	13,192
	[億kWh]	1.07	2.86	8.77	3.79	0.94	4.44	2.02	0.89	2.91	0.21	27.90
1/11 (月)	[万kW]	490	1,308	4,649	2,107	418	2,206	977	424	1,370	98	13,996
	[億kWh]	1.10	2.87	9.47	4.37	0.94	4.57	2.06	0.90	2.88	0.21	29.36
1/12 (火)	[万kW]	512	1,414	5,094	2,356	468	2,594	1,072	496	1,439	110	15,519
	[億kWh]	1.12	3.02	10.35	4.80	1.02	5.12	2.16	0.99	3.03	0.22	31.85
1/13 (水)	[万kW]	478	1,315	4,826	2,323	481	2,431	997	461	1,379	99	14,746
	[億kWh]	1.07	2.89	9.66	4.66	1.04	4.91	2.08	0.94	2.92	0.20	30.43
1/14 (木)	[万kW]	491	1,310	4,611	2,239	465	2,334	974	437	1,298	95	14,163
	[億kWh]	1.10	2.85	9.23	4.50	1.02	4.65	1.98	0.88	2.69	0.20	29.11
1/15 (金)	[万kW]	491	1,301	4,712	2,178	462	2,245	973	427	1,261	88	14,059
	[億kWh]	1.10	2.82	9.45	4.34	1.00	4.46	1.98	0.87	2.57	0.19	28.78
1/16 (土)	[万kW]	478	1,177	3,779	1,770	406	1,899	809	351	1,087	92	11,682
	[億kWh]	1.01	2.62	7.99	3.81	0.92	4.08	1.76	0.76	2.33	0.19	25.48
1/17 (日)	[万kW]	460	1,210	4,041	1,657	401	1,933	858	374	1,247	98	12,267
	[億kWh]	1.01	2.58	8.00	3.45	0.88	3.90	1.73	0.75	2.44	0.19	24.94

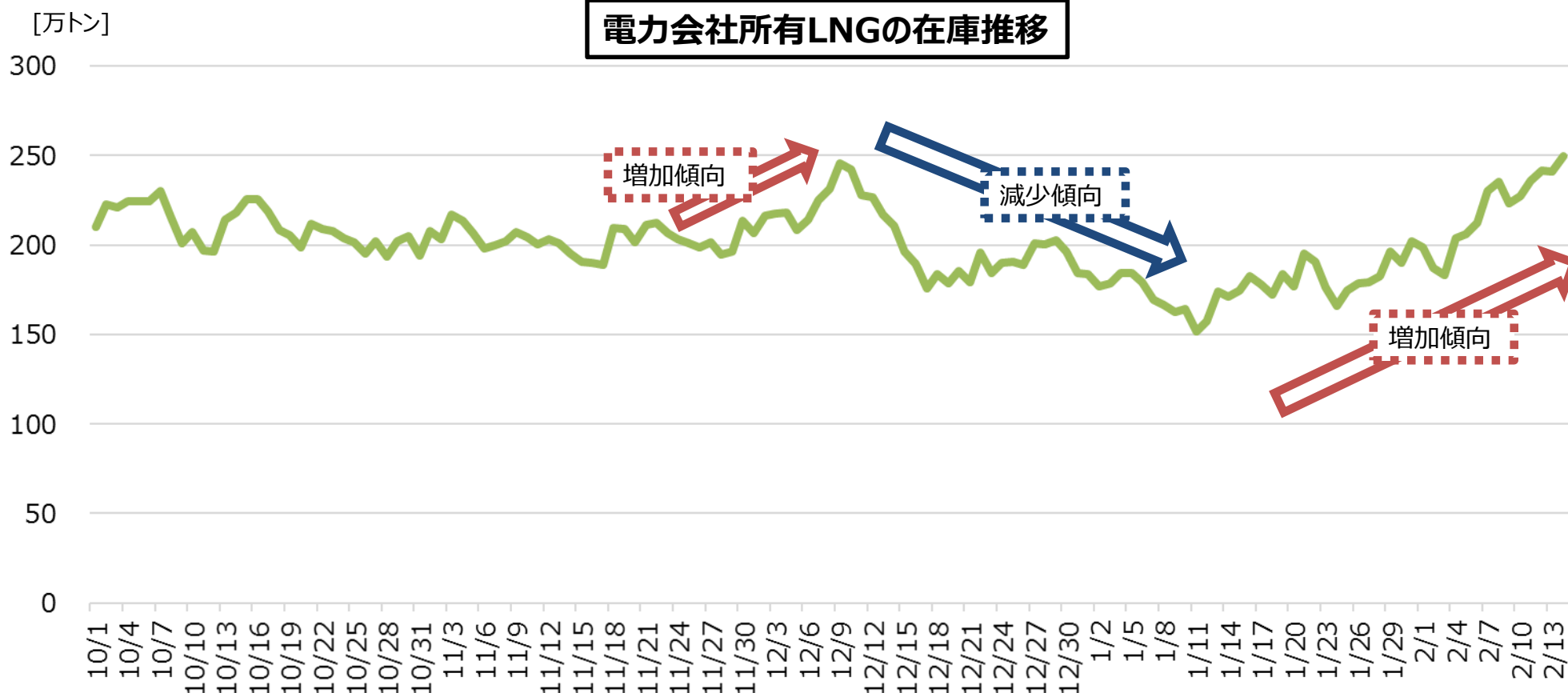
※厳寒想定需要は、各エリアの不等時性を考慮した値

※電力広域的運営推進機関系統情報公開システム（速報値）

(参考) 電力会社のLNG在庫の推移

第29回 電力・ガス基本政策小委（2021年1月19日）資料4-1 一部修正

- 12月上旬までは冬季の需要増に備え、LNG在庫量は全国的に増加傾向であったが、**電力需要が例年に比べて大幅に増えたこと等により、12月中旬以降大幅に下落。**
- **1/10頃が在庫下振れのピーク**であり、1月中旬以降は**在庫量は増加傾向**となり、**2月上旬には12月以前の水準まで回復。**

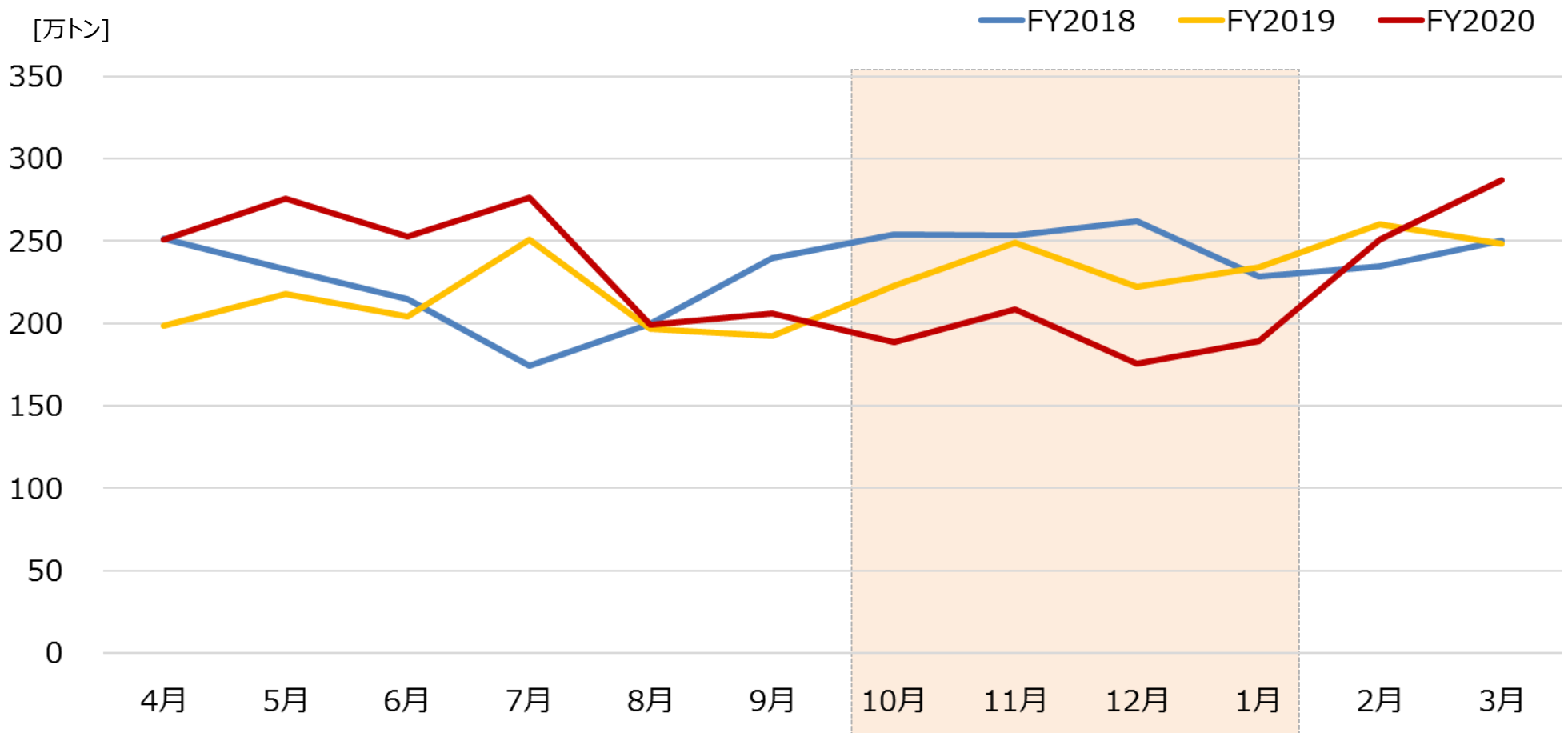


※旧一般電気事業者へのヒアリングに基づき、資源エネルギー庁作成。

※在庫量は、デッド（物理的に汲み上げ不可な残量。各社合計約50万吨。）を含む数量。

(参考) 電力会社のLNG月末時点在庫の推移 (2018~2020年度)

- 2020年度における電力会社のLNG在庫量（各月末時点）は、2020年4月から9月にかけては例年より高い水準であったが、2020年10月から12月にかけて、例年に比べ低い水準を推移。



※旧一般電気事業者ヒアリングに基づき、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。各社合計約50万トン。）を含む数量。

(参考) 需要減少時等における燃料契約の扱い

- 2011年の震災以降、原子力発電所が稼働できない環境の中で、旧一般電気事業者を中心に、安定供給に向けてLNGの長期安定確保を志向する動きがあり、**固定価格や原油価格※連動の長期購入契約が締結**されるケースが多く見られた。

※当時、LNGのスポット取引市場が確立しておらず、原油価格に連動した価格で長期契約が主流であったものと考えられる。

- また、足下のコロナウイルスによる電力需要の低迷などを背景に、世界的にも**LNGの需給バランスが崩れつつあり、LNG価格の先行きは不透明感が増している**。
- **契約上一定量の引取りが義務付けられている (take or pay条項)** 一方、LNGの国内貯蔵設備のキャパシティには一定の上限があり、**多くの在庫を貯蔵しておくことができない**。また、再エネ導入量拡大によるLNG火力稼働率低下も受け、2020年3月期決算において**LNG転売損を計上**する事業者が出る等、**他社や海外に損失を出してでも転売せざるを得ない**状況が発生している。

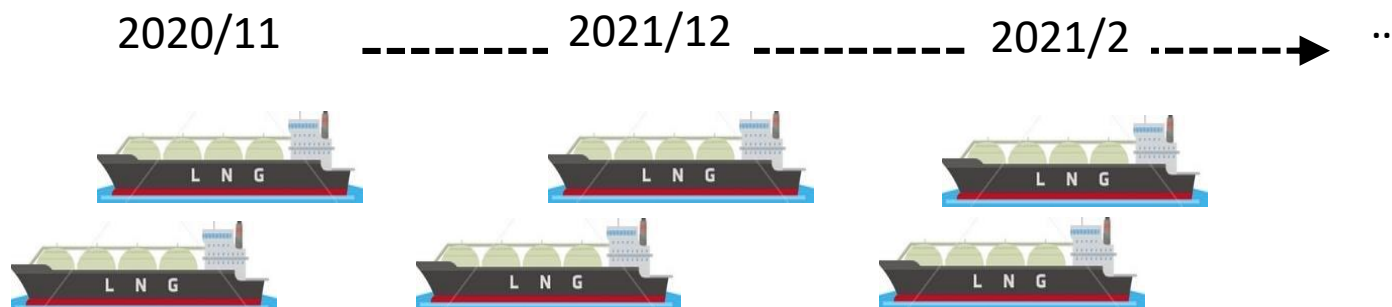
(参考) LNG取引の特徴

第13回石油・天然ガス小委員会
(2021年2月15日) 資料3

- LNGの長期契約は、「年間引取数量〇〇万トン」と規定されるケースが多い一方、売買主双方の意見も考慮して実際の引き取りは毎月同じ数量を受け取るケースが一般的。そのため、長期契約とスポット契約の組み合わせでLNGの需給変動に対応している。
- また長期契約においてユーティリティ各社は、LNG需要に合わせて引取数量の上方修正（UQT）・下方修正（DQT）を行っている。また、LNGの需要が落ち込むと見られる場合で引取キャンセル権が付与されている契約では、同権利を行使し引取数量の調整を行っている。
- LNGのスポット調達には最短でも1ヶ月～1ヶ月半程度は掛かるのが通例。内訳としては、
 - ① 調達先探し・LNG船の手配（数日～1週間）、
 - ② スポット契約調整（2週間程度）、
 - ③ （②と一部並行して）LNG船の手配・船陸整合性確認（初寄港の場合、2週間程度）、
 - ④ （供給量の多い豪州の場合）輸送日数（約10日間）。

ターム契約によるLNG引き取りイメージ

（毎月12万トン程度＝2隻分を想定、一般的なLNG契約は全て該当。）



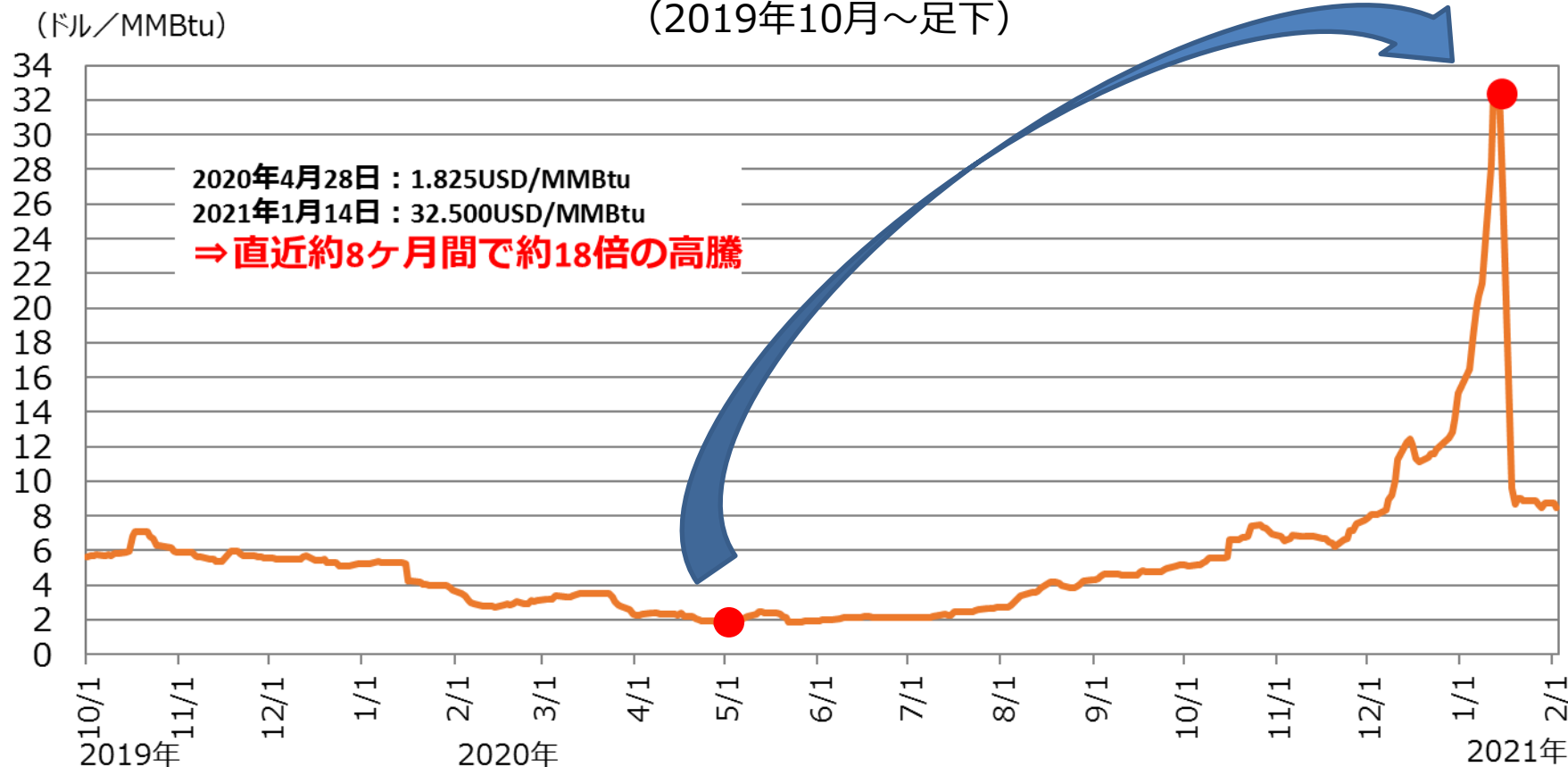
(参考) 2020年後半～2021年1月のLNG市場について -全体像

第13回石油・天然ガス小委員会
(2021年2月15日) 資料3

- 年初の電力需給逼迫に伴う急激なLNG在庫の減少時にスポット市場から迅速に十分な量を確保できず。
- 2021年1月15日時点で、北東アジア向けLNGスポット価格は32USD/MMBtuを突破（直近約8ヶ月間で18倍以上の高騰）。日本が冬を迎え、長期契約をベースとする供給量では足りない量をスポット市場から調達する時期に、中国・韓国も同じようにLNGの急激な需要が発生する可能性が極めて高くなっており、それによる一過性の価格の高騰、マーケットのタイト化が課題。

Platts社 Japan Korea Marker (JKM)の推移

(2019年10月～足下)

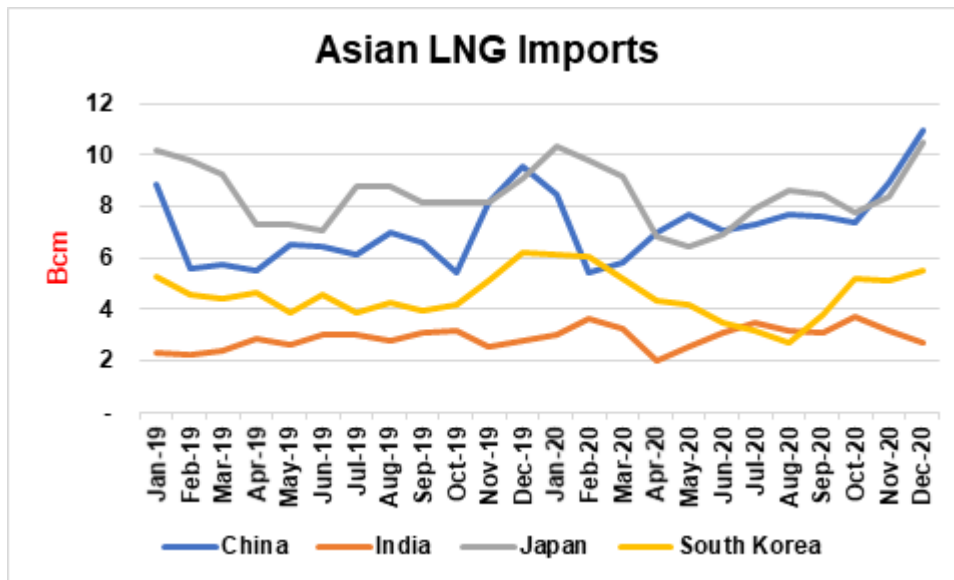


Source: S&P Global Platts

（参考）LNGスポット価格高騰の要因（需要サイド）：厳冬に伴う北東アジアのLNG需要増加

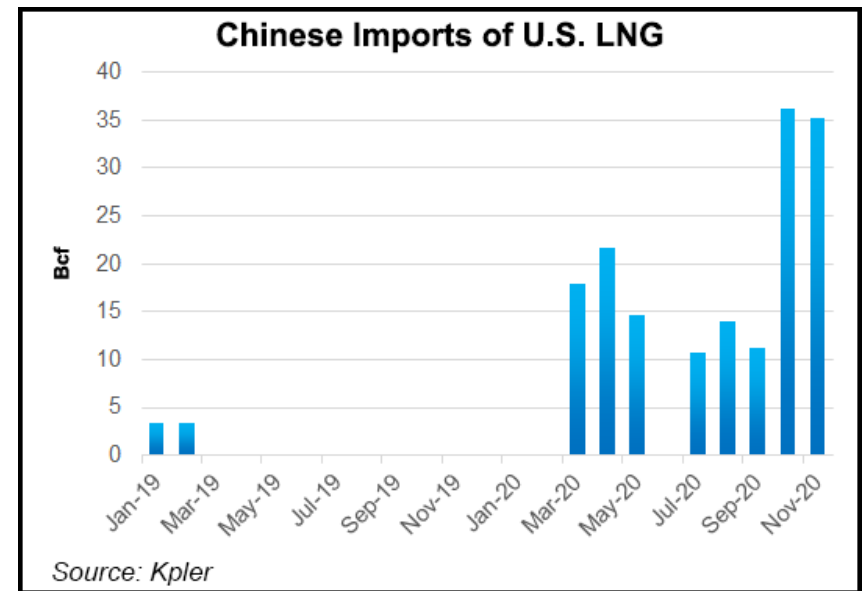
- 寒波による北東アジアでの気温低下に伴い、冬季の暖房需要等に向けて、LNG需要が急激に増加。
- 2020年12月26日に中国の海関総署（税関）が公表した数値では、**同国の11月次LNG輸入量は661万トンで前月比31.6%増、前年同月比では1.6%増**となった。（12/7付 Plattsより）

日・中・韓・印の月別LNG輸入量推移（2020年）



（出所） S&P Global Platts

中国の米国産LNG輸入量推移（2019～2020年）



（出所） Natural Gas Intelligence
<https://www.naturalgasintel.com/china-buying-more-u-s-lng-to-meet-winter-demand-but-still-far-below-phase-one-targets/>

（参考）LNGスポット価格高騰の要因（供給サイド）：①LNG供給設備におけるトラブル多発

- 2020年の夏以降、豪Gorgon LNGプロジェクトを始め、世界各地の主要LNGプロジェクトにてトラブルが多発。
- LNG 液化プラントは従来故障率が低く、昨年のように例年の数倍もトラブルが多発する確率は非常にまれ。要因として、米国LNGプロジェクトを中心に初期トラブルが発生した可能性や、メンテナンスの延期（※）が影響した可能性が想定される。

※油価下落に起因するコストダウンのため、春先に予定されていた定期修理が、秋口や 2021 年に延期された。これが回転機器の摩耗等を原因とするトラブルを増加させた可能性が考えられる。

2020年のLNG供給設備等における主なトラブル

※赤枠は日本企業と長期契約締結

国名	プラント等	事象	容量(MTPA他)	期間
米国	サビンパス	ガス放出による1,2号タンク(各160k m3)破損 (修理完了、使用許可待ち)	-	2018/1/22 -
	エルバアイランド T2	コンプレッサー出火	0.25	5/13 -
	サビンパス T1-5	ハリケーンによる停止	4.5 x 5	8/24 - 9/9
	キャメロン T1-3	ハリケーンによる停電、航路内バージ沈没	5 x 3	8/26 - 10/21
	サビンパス T1	熱酸化装置火災、航路内リグ沈没	4.5	10/11 - 11/9
	フリーポート T1	コンプレッサー出火	5.1	10/21 - 11/9
	フリーポート T1-3	電力ハンチング	5.1 x 3	11/14 - 18
	サビンパス(パイプライン)	NGPLパイプライン供給停止	-	11/19 - 21
豪州	ゴーゴン T1-3	プロパン容器割れ	5.2 x 3	7/11 - 2021/4/30
マレーシア	マレーシア T1, 3, 7	生産不調	2.8, 2.8, 3.85	11/3 - 14
	マレーシア T6, 8	生産不調	3.2, 3.85	12/7 -
台湾	国聖原発第1ユニット	冷却水システム異常	-	12/14 -
カタール	カタールガス T4	混合冷媒コンプレッサー不調	7.8	11/19 - 12/13
ノルウェー	ハンメルフェスト T1	ガスタービン火災	4.2	9/28 - 2021/10/1
	パイプライン	ストライキ	-	10/1 - 9
トリニダード・トバゴ	アトランティック T1	フィードガス不足	3	2020 -
ナイジェリア	ナイジェリア	計画外停止	3.2/4.1	10/20 -
	ナイジェリア(パイプライン)	ガスパイプライン爆破	-	11/24

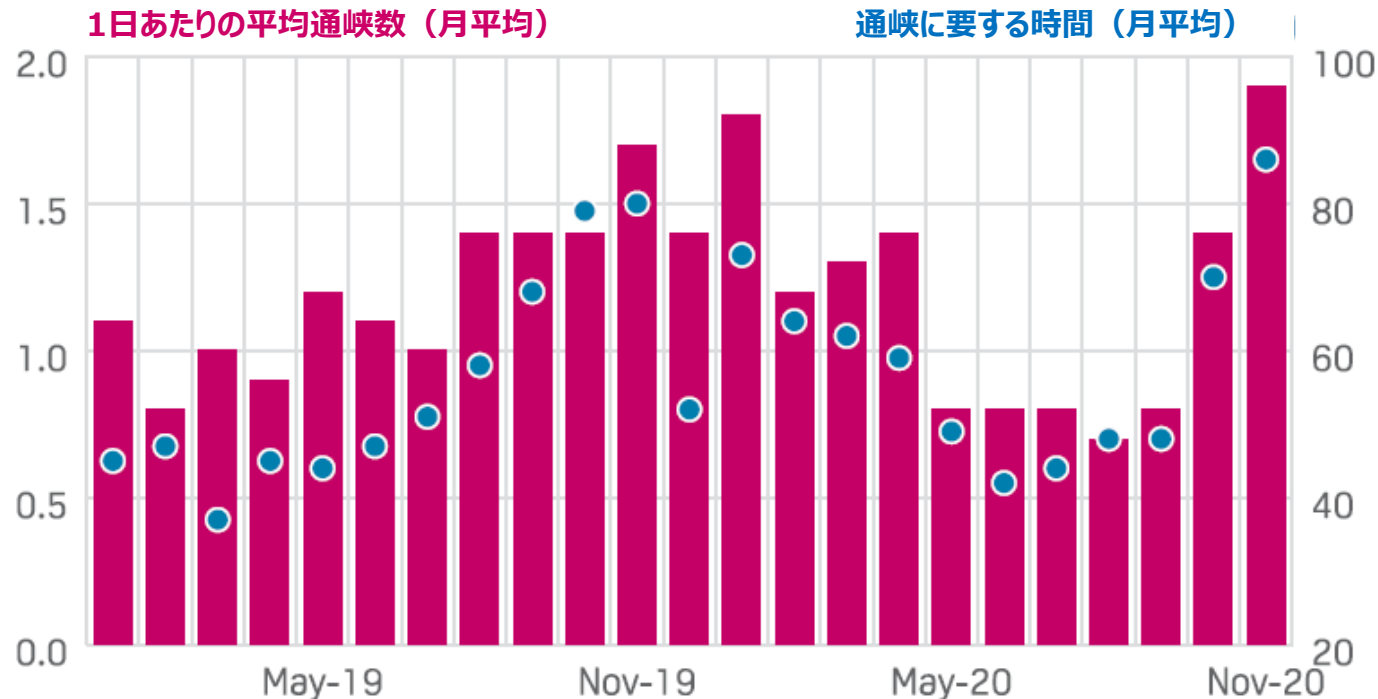
（参考）LNGスポット価格高騰の要因（供給サイド）：②パナマ運河における通峡渋滞

- パナマ運河を通峡遅延の主な原因として、**濃霧、通峡船舶数の増加、新型コロナウイルス対策の安全手順追加に伴う通峡時間増加**に加え、**LNG 船に対する運航上の制限**（夜間通峡の禁止、コンテナ・客船の通峡が優先される等）も挙げられる。
- これに伴い、多くの米国産 LNG 船はパナマ運河を避けて東進することを余儀なくされており、アジア地域への LNG 輸送にかなりの時間およびコストがかかっている。

（参考：航路別 北米産LNGの日本への輸送所要日数）

パナマ運河経由：20 日間、喜望峰経由：34 日間、スエズ運河経由：31 日間

パナマ運河におけるLNG船の1日あたり平均通峡数と平均通峡所用時間



石炭火力の計画外停止

- 12月から1月にかけて、ベース電源となる大規模な石炭火力発電所の計画外停止が発生。

第57回 調整力及び需給バランス等に関する委員会
(2021年2月15日) 資料2

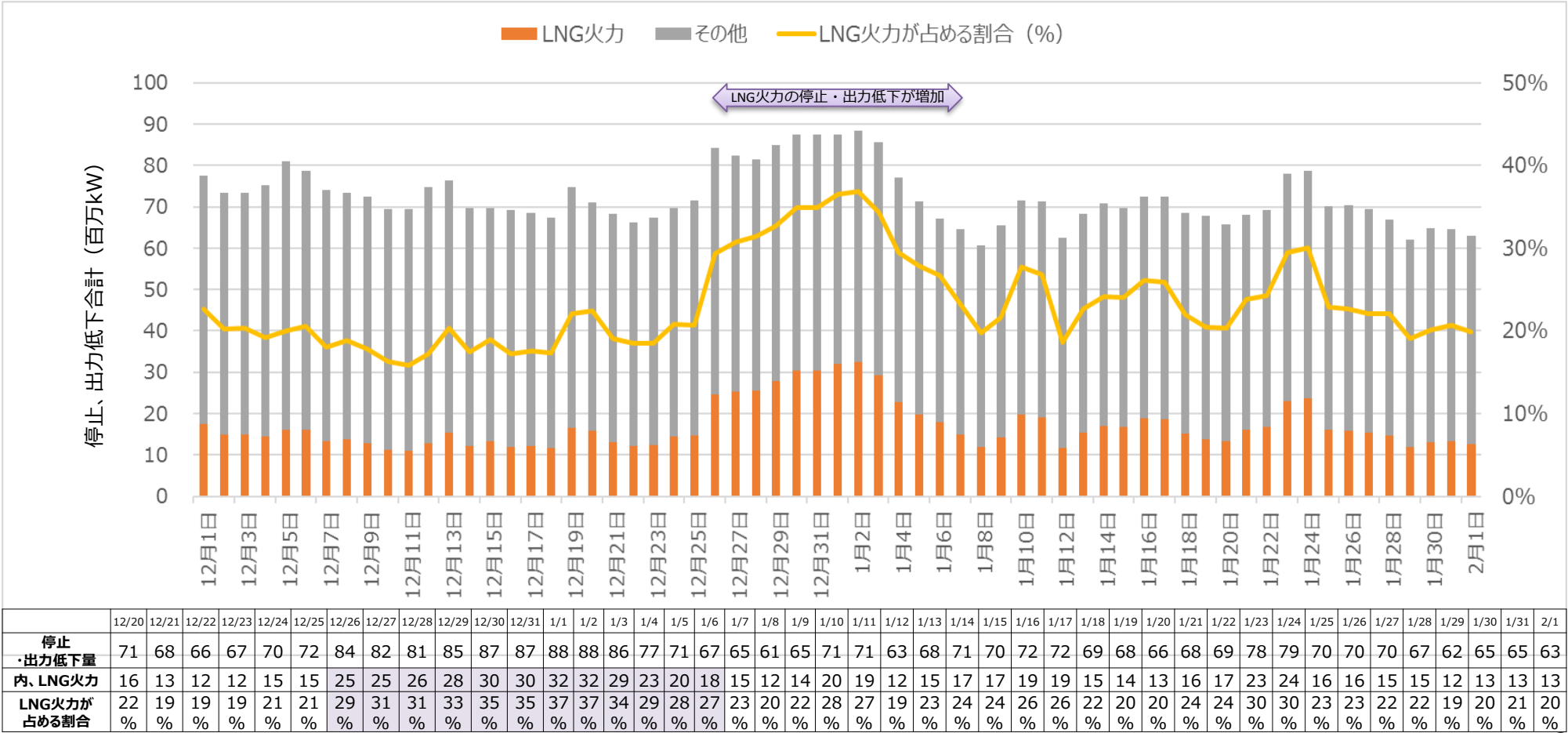
発電所名	事業者	ユニット	定格出力	設置エリア	停止日時～復旧日時	備考
原町火力発電所	東北電力	1号機	100万kW	東北	2020/9/15～2020/12/26	需給検証反映済み
鹿島火力発電所	鹿島パワー	2号機	64.5万kW	東京	2021/1/18～2021/1/19	
勿来IGCC	勿来IGCCパワー		54.3万kW	東京	2020/1/20～復旧未定	
碧南火力発電所	JERA	2号機	70万kW	中部	2020/12/26～2021/1/3	
同上	JERA	1号機	70万kW	中部	2021/1/17～2021/1/19	
舞鶴発電所	関西電力	1号機	90万kW	関西	2020/12/4～2020/12/5	
橘湾火力発電所	電源開発	1号機	105万kW	四国	2020/12/25～復旧未定	
松島火力発電所	電源開発	2号機	50万kW	九州	2021/1/7～2021/1/14	
同上	電源開発	2号機	50万kW	九州	2021/1/16～2021/1/27	
苅田発電所	九州電力	新1号機	36万kW	九州	2020/9/30～2021/1/18	需給検証反映済み

JEPXの発電情報公開システム(HJKS)より2020/12/1～2021/1/31の期間を集約

電源の停止・出力低下の状況

- 12月1日～1月22日の間で、一日平均7,300万kWの停止・出力低下が発生。
- HJKS上でのユニットの停止・出力低下については、12月末から1月初めにかけて増加。同期間において、LNG火力が占める割合が増加していた。

停止・出力低下量（2020年12月1日～2021年2月1日）



原子力発電所の稼働状況

- 原発については、9基が再稼働済みであるが、**2020年12月から2021年1月までの間**は、直近の同時期と比べ、定期検査などによる稼働停止が多く、**フル稼働していた原発は2基**にとどまる。
- こうした中、原発が全基停止していた**関西エリア**では、1月17日から、**同エリアの供給力の4%にあたる大飯4号機が稼働再開**し、電力の安定供給の確保に寄与。

原子力発電所の稼働状況

エリア	発電所名	号機	定格出力 発電端 [万kW]	稼働状況			
				2017.12~ 2018.1	2018.12~ 2019.1	2019.12~ 2020.1	2020.12~ 2021.1
関西	高浜発電所	3号機	87.0	稼働	稼働	1/6~ 停止	停止
関西	高浜発電所	4号機	87.0	稼働	稼働	停止	停止
関西	大飯発電所	3号機	118.0	—	稼働	稼働	停止
関西	大飯発電所	4号機	118.0	—	稼働	稼働	1/17~ 稼働
四国	伊方発電所	3号機	89.0	停止	稼働	12/26~ 停止	停止
九州	玄海発電所	3号機	118.0	—	稼働	稼働	稼働
九州	玄海発電所	4号機	118.0	—	稼働	稼働	12/19~ 停止
九州	川内発電所	1号機	89.0	1/29~ 停止	稼働	稼働	稼働
九州	川内発電所	2号機	89.0	稼働	稼働	12/26~ 稼働	12/24~ 稼働

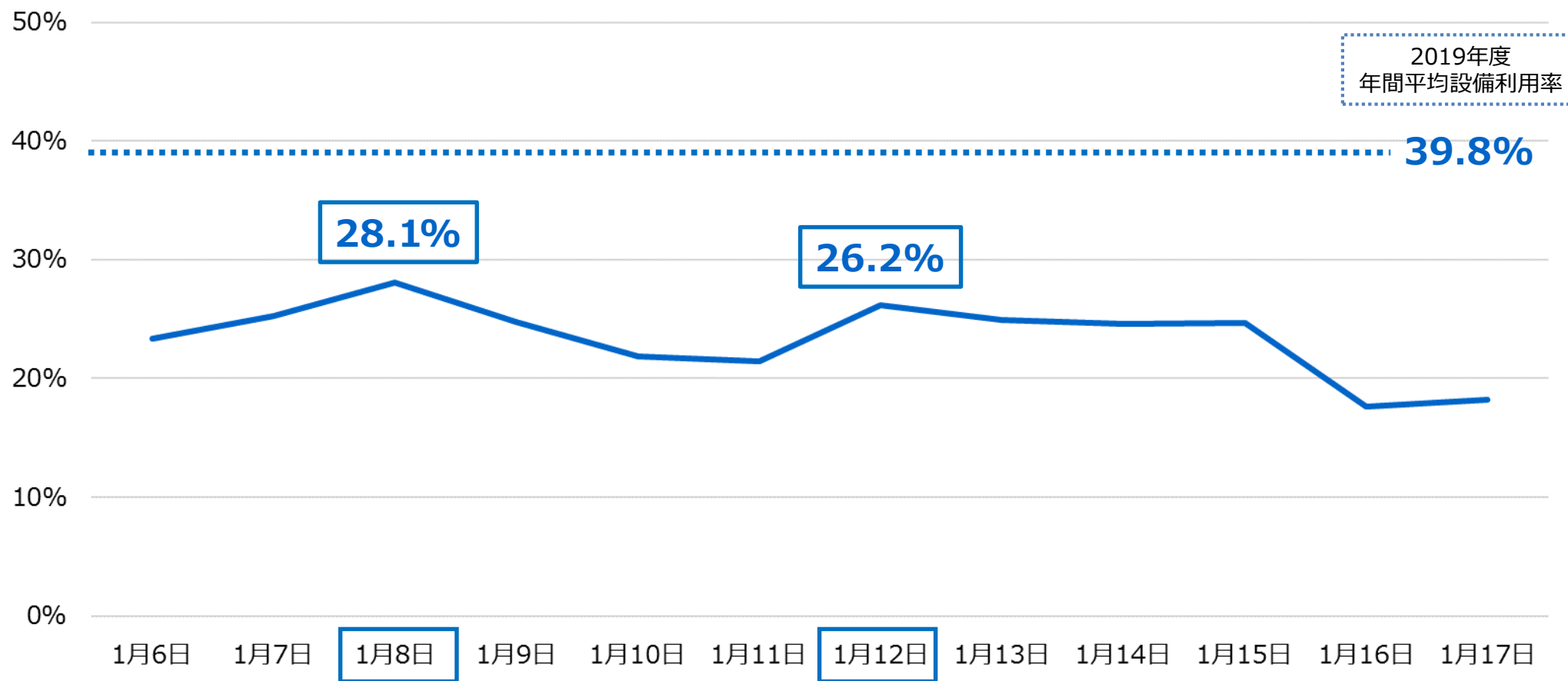
※（一社）日本原子力産業協会HP「日本の原子力発電所の運転実績」より作成

※新規制基準対応後の再稼働前の原発は「—」と記載

水力の設備利用率の推移

- 一般水力は、秋口からの少雨に加え、積雪に伴う出水の低下により、設備利用率が著しく低下していたものの、全国的に寒波が訪れた1月8日、12日においては、河川・ダム運用に影響を与えない範囲で増出力運転を行うなど、ピーク時の供給力として活用。

＜一般水力の設備利用率推移＞

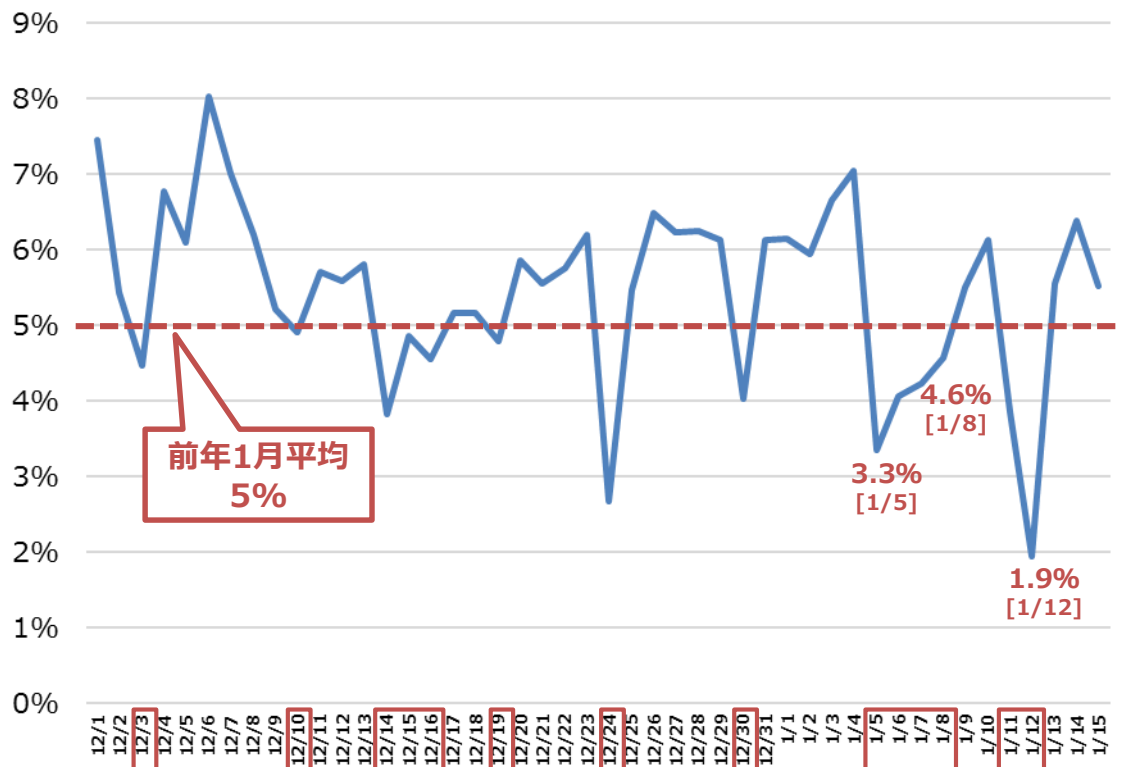


※各一般送配電事業者ヒアリングにより発電電力量を集計。速報値であり今後変更の可能性がある。
※グラフ中の点線は、2020年度供給計画取りまとめにおける2019年度の設備利用率を示している。

全発電量に占める太陽光の比率

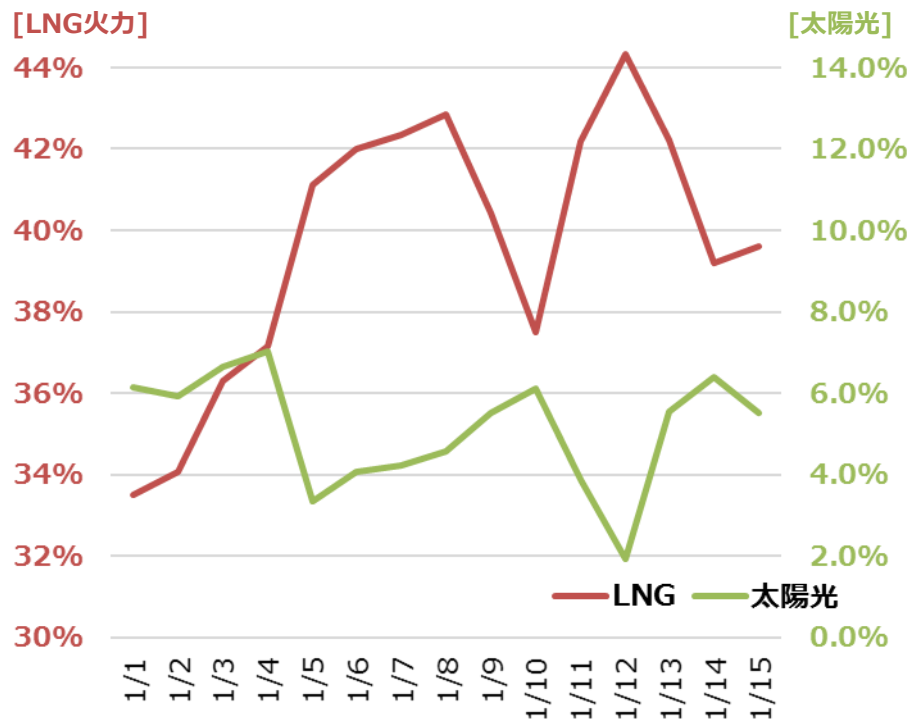
- 需給が厳しかった**1月前半の太陽光の発電量**は、**全国**では前年同月より**約15%増加**。これは、前年と比べた設備量の増加分（12%※）を上回る水準。
※2019年12月～2020年9月の9か月の増加分（9%）をもとに、1年分に引き延ばした推計値。
- 日別で見ると、**12月は概ね5%超で推移**していたが、**年明け以降は5%を下回る日が多くなり、1月12日には1.9%**に落ち込んだ。1月5日～8日、11～12日などの、太陽光の比率が低下した日は**LNG等の火力で不足する発電量を補った**。

＜日別の太陽光発電比率の推移＞
（2020年12月～2021年1月前半：全国9エリア）



※各社HP公表データや事業者ヒアリングに基づき、資源エネルギー庁作成。
※赤枠は5%を下回った日。

＜LNG火力と太陽光の発電比率の推移＞
（全国9エリア）



※事業者ヒアリングに基づき、資源エネルギー庁作成。
※LNG火力は旧一般電気事業者が所有する発電所のみ含まれている。

太陽光発電量実績（1/8及び1/12）

- 最も需要の大きかった1月8日は、東北、北陸等を除き、全国的には太陽光に一定の出力があった（発電比率4.6%）。
- 他方、次に需要の大きかった1月12日は、全国的に、悪天候により太陽光の発電量が低下し（発電比率1.9%）、前年同月に比べて52%減であった。

<発電量全体に占める太陽光比率の変動幅（1月8日）>

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
太陽光 発電比率	0.4%	1.2%	6.1%	6.3%	0.2%	3.3%	5.3%	6.0%	6.0%	4.6%
発電量 [百万kWh]	0.5	5.4	54.6	33.7	0.3	15.6	10.8	7.0	22.6	150.3
(前年比)	▲84%	▲53%	+52%	+50%	▲81%	+27%	▲9%	+15%	+16%	+21%

<発電量全体に占める太陽光比率の変動幅（1月12日）>

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
太陽光 発電比率	2.1%	0.4%	1.4%	0.7%	0.5%	1.3%	4.2%	4.0%	6.4%	1.9%
発電量 [百万kWh]	2.5	1.7	12.2	3.5	0.5	6.0	8.2	3.6	22.1	60.2
(前年比)	▲22%	▲85%	▲66%	▲84%	▲66%	▲52%	▲31%	▲41%	+14%	▲52%

(参考) 風力発電比率・発電量実績

- 需給状況が厳しかった1月前半（1日～15日）において、前年よりも風力の導入容量は拡大※していることもあり、**風力の発電量は、全国合計で前年1月平均より約18%増加。**

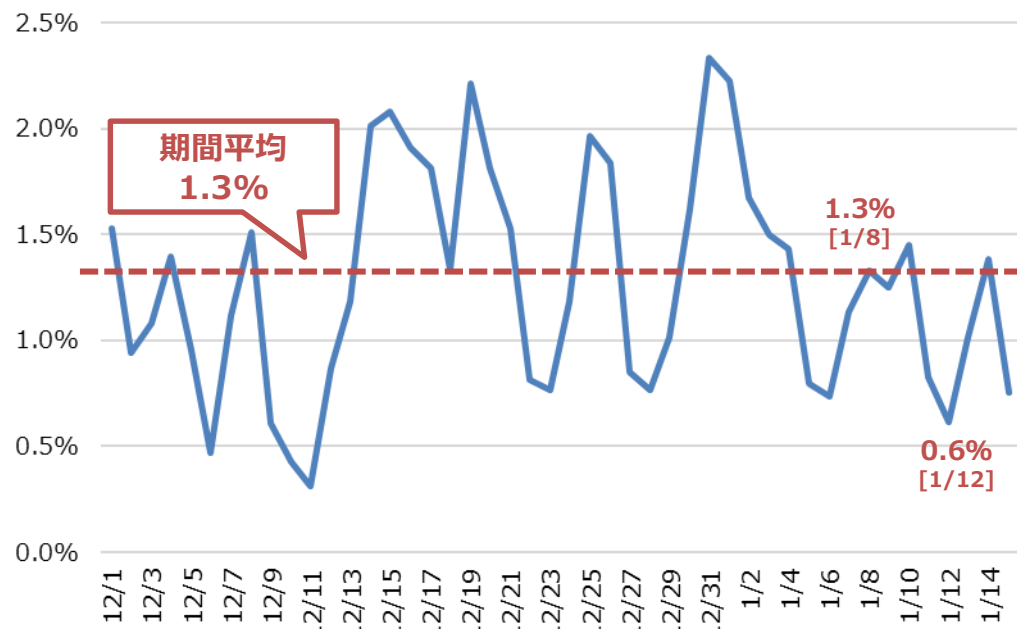
※2019年12月から2020年9月の9ヶ月間でFIT風力（新規認定分）の導入容量は34%増加している。

- 日別で見ると、12月以降、**全体に占める風力の発電比率は、1 %程度の上下変動はあるものの、期間平均で1.3%**であり、発電量の増減による影響は限定的。

<1月前半（1/1-15）における各エリアの発電量の増減>

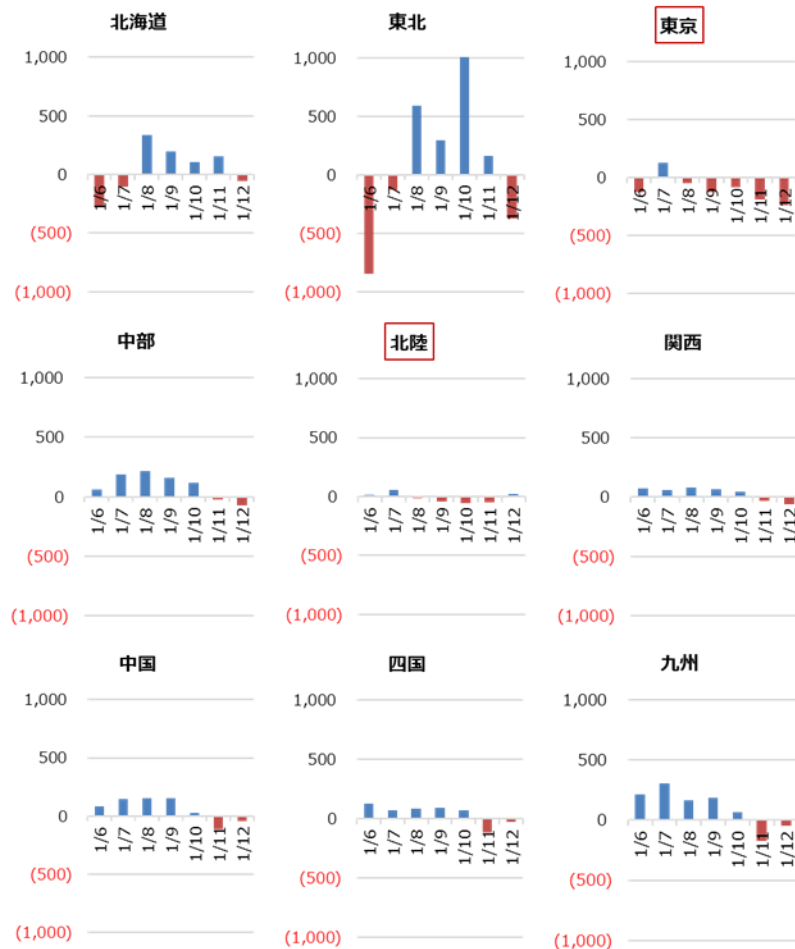
北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
+30%	+33%	▲26%	+41%	+8%	+1%	+28%	+0.2%	+1%	+18%

<日別の風力発電比率の推移>
(2020年12月～2021年1月前半：全国9エリア)



※発電量の表・発電比率のグラフともに事業者ヒアリングに基づき、資源エネルギー庁作成。

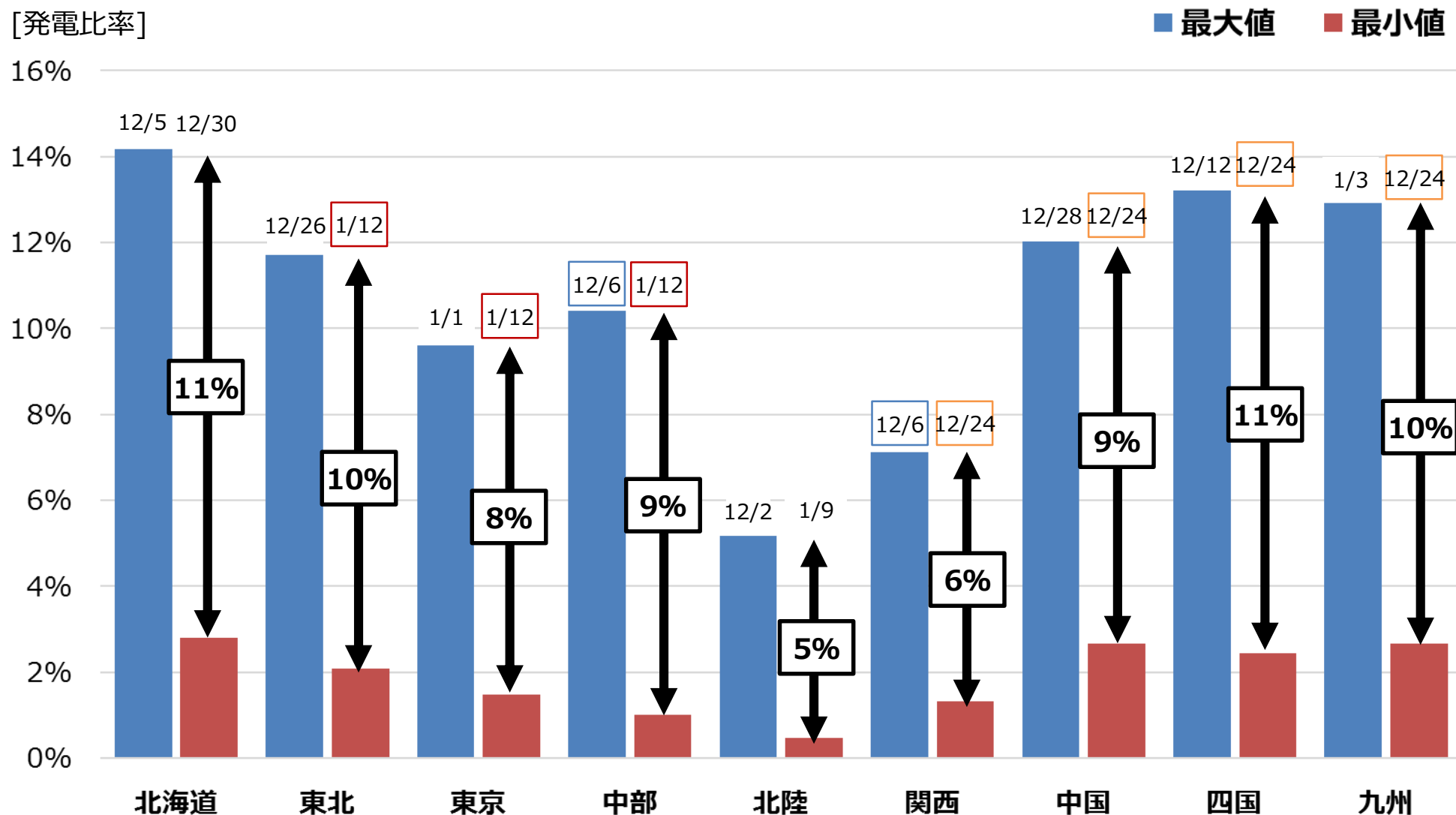
<日別の風力発電量（2020年1月平均との比較）>



※事業者ヒアリングに基づき、資源エネルギー庁作成。赤枠は1週間合計(1月6日～1月12日)の発電量が前年1月よりも下回ったエリア。

(参考) 変動性再エネ（太陽光・風力）の発電比率の変動幅（2020年12月1日～2021年1月17日）

- 2020年12月1日～2021年1月17日の期間において、発電量全体に占める変動性再エネの発電量比率の変動幅（最大値と最小値の差）は、各エリアの総発電量の約5%～約11%分となっている。



1. 今冬の需給逼迫と市場価格高騰の事象概要

(1) 複合要因による電力需給逼迫の発生

(2) 卸市場価格の高騰

2. 事業者、電力広域機関及び政府の対応

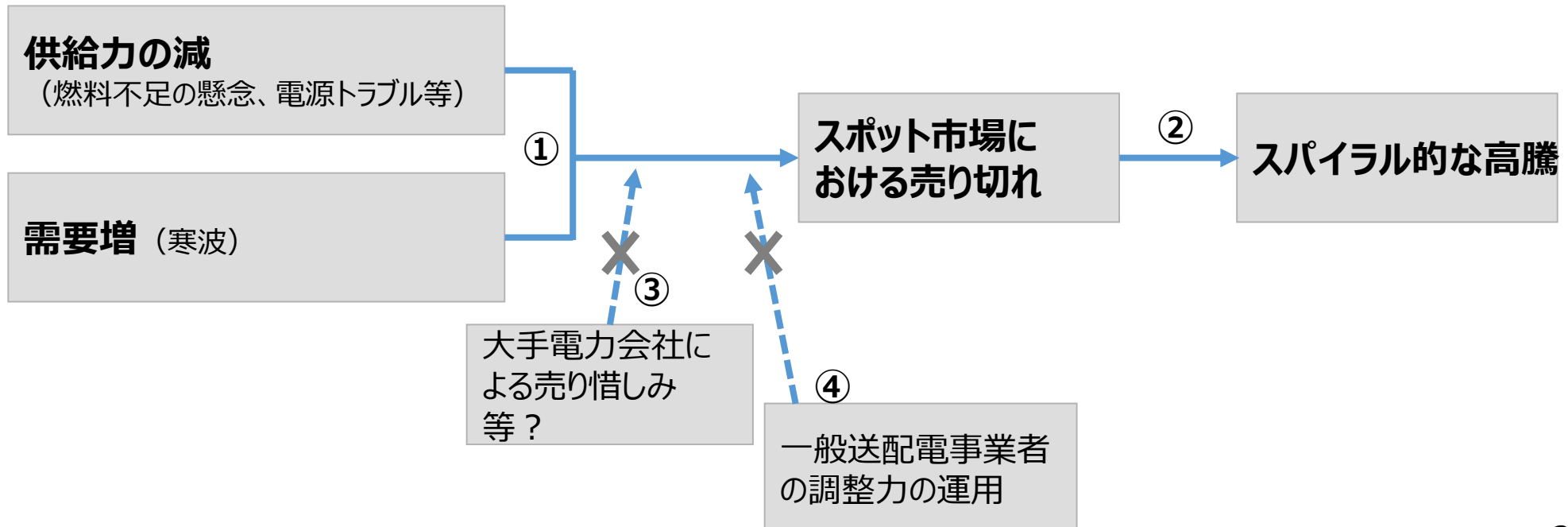
3. 今回の事象の評価・課題

4. 今後の対応の方向性

今冬のスポット市場における売り切れ及び価格高騰の要因について

電力・ガス取引監視等委員会提出資料 一部加工

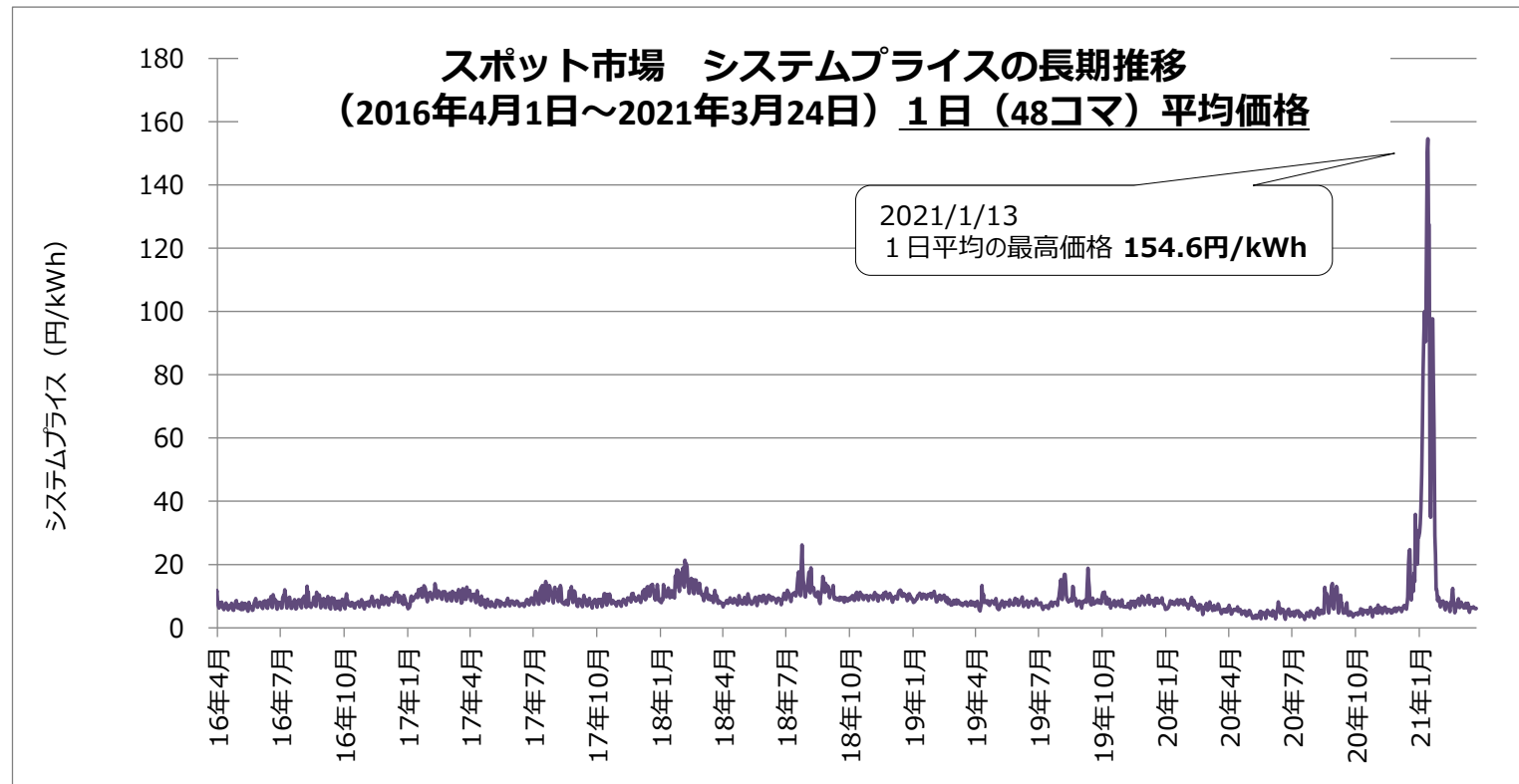
- 電力・ガス取引監視等委員会での分析において、旧一電（9社）及びJERAにおいて、昨年12月から今年1月までの期間、相場を変動させることを目的とした売惜しみ等の問題となる行為は確認されなかった（③）。また、一般送配電事業者の調整力の運用がスポット市場に大きな影響を与えたことはなかったと評価された（④）。
- したがって、売り切れ状態の継続的な発生は、燃料不足の懸念等による供給力の減少と寒波による需要の増により、需給がタイトになったことによって起きたものと考えられる。（①）
- そして、限られた玉を奪い合う構造となり、高値買いが誘発され、それがさらなるスポット価格・インバランス価格の上昇をもたらすという、スパイラル的な上昇が発生したものと考えられる。（②）



（参考）卸市場価格状況①（スポット市場システムプライスの推移）

電力・ガス取引監視等委員会
提出資料

- 2020年12月中旬以降、スポット市場価格が高騰。1月に入り、1日（48コマ）平均で100円/kWhを超える日も出ており、1月13日には1日平均の最高価格154.6円/kWhを記録。



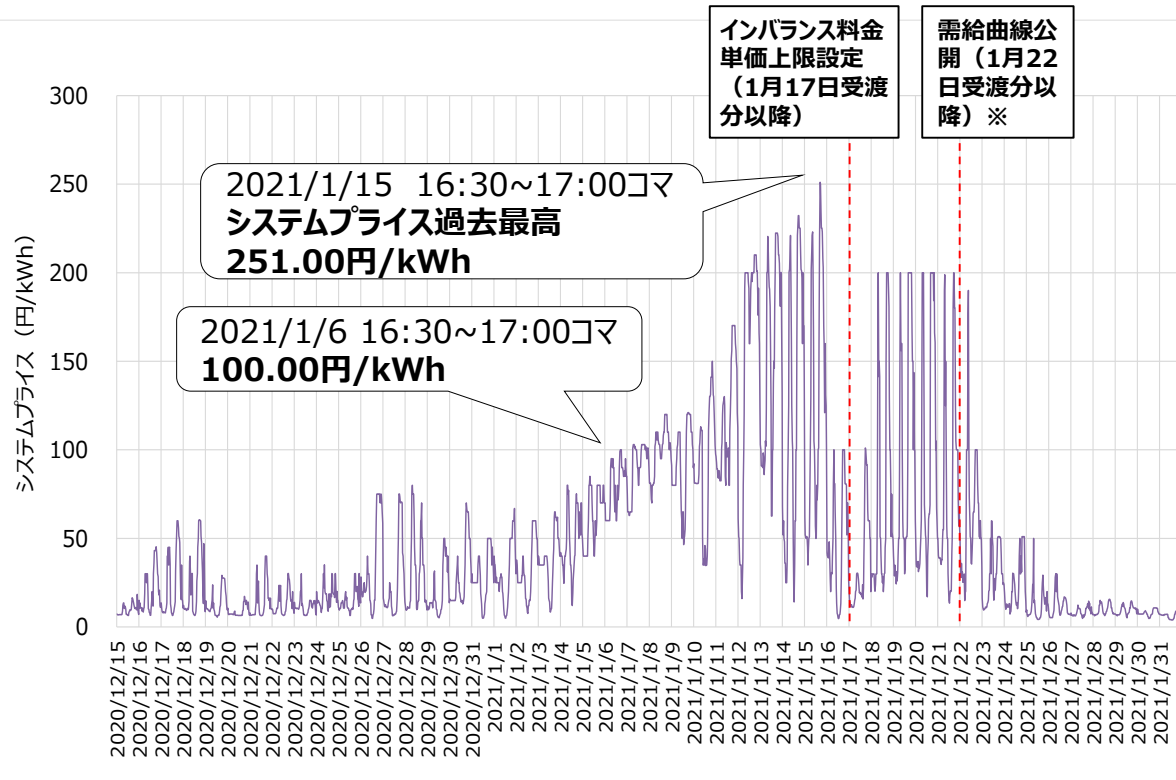
	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度 (~3/24)
システムプライス平均値	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.3
システムプライス最高値	55.0	44.6	44.9	40.0	50.0	75.0	60.0	251.0

(参考) 卸市場価格状況② (システムプライス詳細)

電力・ガス取引監視等委員会
提出資料

- 2020年12月中旬以降、スポット市場価格が高騰。1月に入り、1日(48コマ)平均で100円/kWhを超える日も出て、1月13日には1日平均の最高価格154.6円/kWhを記録。

スポット市場 システムプライスの推移
(2020年12月15日～2021年1月31日) コマ毎価格



スポット市場 システムプライスの推移 (2021年1月1日～1月31日)

受渡日	システムプライス 1日平均価格	システムプライス 最高価格	100円以上コマ数 (内、200円以上)
2021/1/1	祝 30.15	66.84	0
2021/1/2	祝 32.83	60.00	0
2021/1/3	祝 37.66	65.00	0
2021/1/4	月 48.52	80.00	0
2021/1/5	火 62.41	85.00	0
2021/1/6	水 79.38	100.00	1 (0)
2021/1/7	木 89.82	103.01	22 (0)
2021/1/8	金 99.90	120.02	32 (0)
2021/1/9	土 91.69	121.00	22 (0)
2021/1/10	日 90.46	150.00	22 (0)
2021/1/11	祝 117.39	170.20	29 (0)
2021/1/12	火 150.25	210.01	36 (19)
2021/1/13	水 154.57	222.30	37 (17)
2021/1/14	木 127.51	232.20	29 (16)
2021/1/15	金 127.40	251.00	28 (14)
2021/1/16	土 48.51	100.01	6 (0)
2021/1/17	日 34.97	101.01	2 (0)
2021/1/18	月 77.20	200.00	15 (2)
2021/1/19	火 97.62	200.00	22 (6)
2021/1/20	水 97.62	200.00	19 (8)
2021/1/21	木 77.90	200.00	17 (2)
2021/1/22	金 62.71	190.00	11 (0)
2021/1/23	土 29.14	60.00	0
2021/1/24	日 23.01	51.00	0
2021/1/25	月 12.08	50.00	0
2021/1/26	火 11.90	30.01	0
2021/1/27	水 8.56	14.60	0
2021/1/28	木 9.73	15.62	0
2021/1/29	金 9.53	14.73	0
2021/1/30	土 8.06	10.78	0
2021/1/31	日 6.57	9.11	0

(資料) JEPX HPより事務局作成。

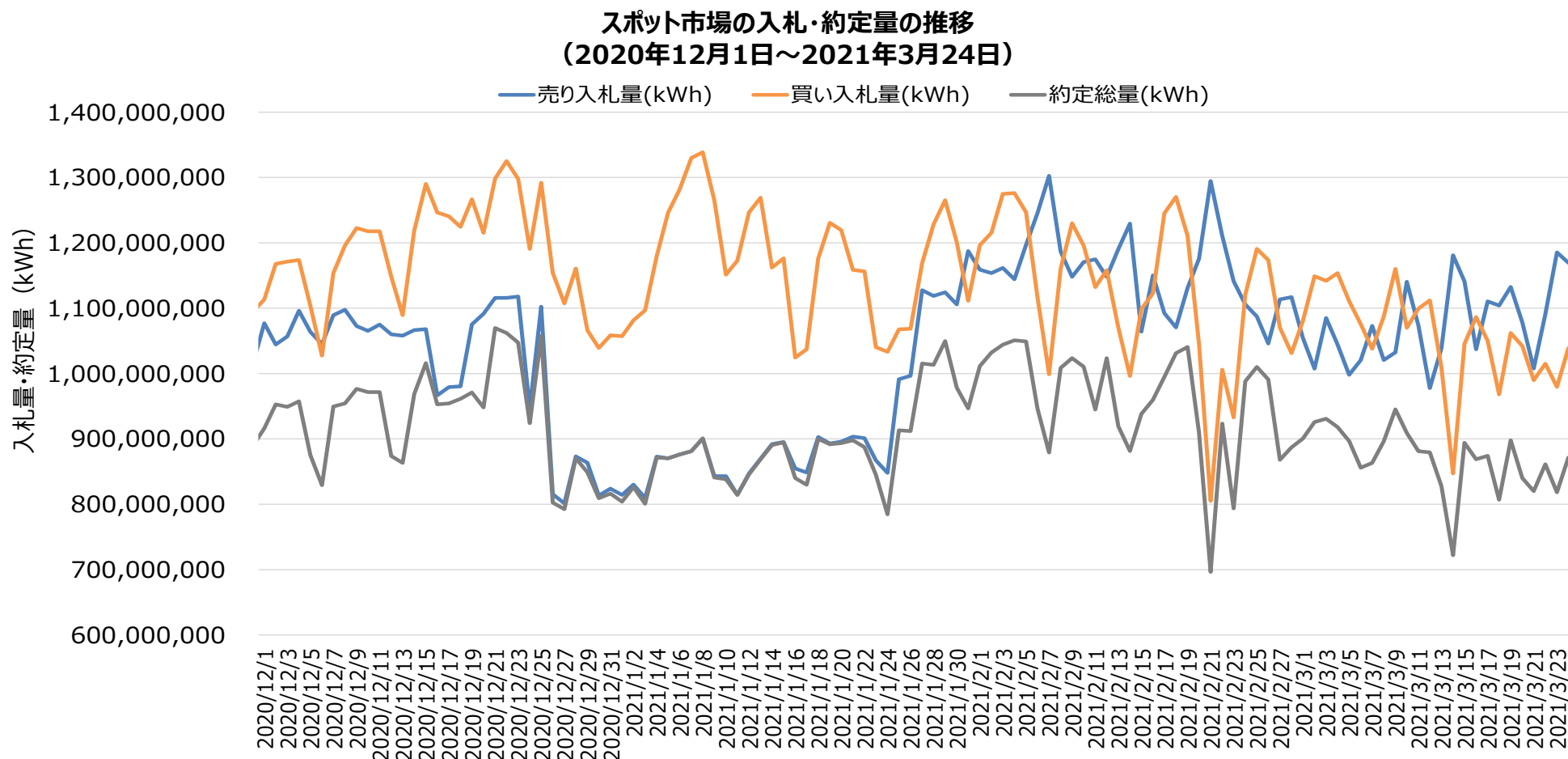
※ 需給曲線の公開は1月22日午後より開始。同時時間帯には既に1月23日分の取引は終了していたため、実際に影響があったのは1月24日受渡分以降。

合計 350 (84) 30

(参考) スポット市場の売買入札量・約定量の状況

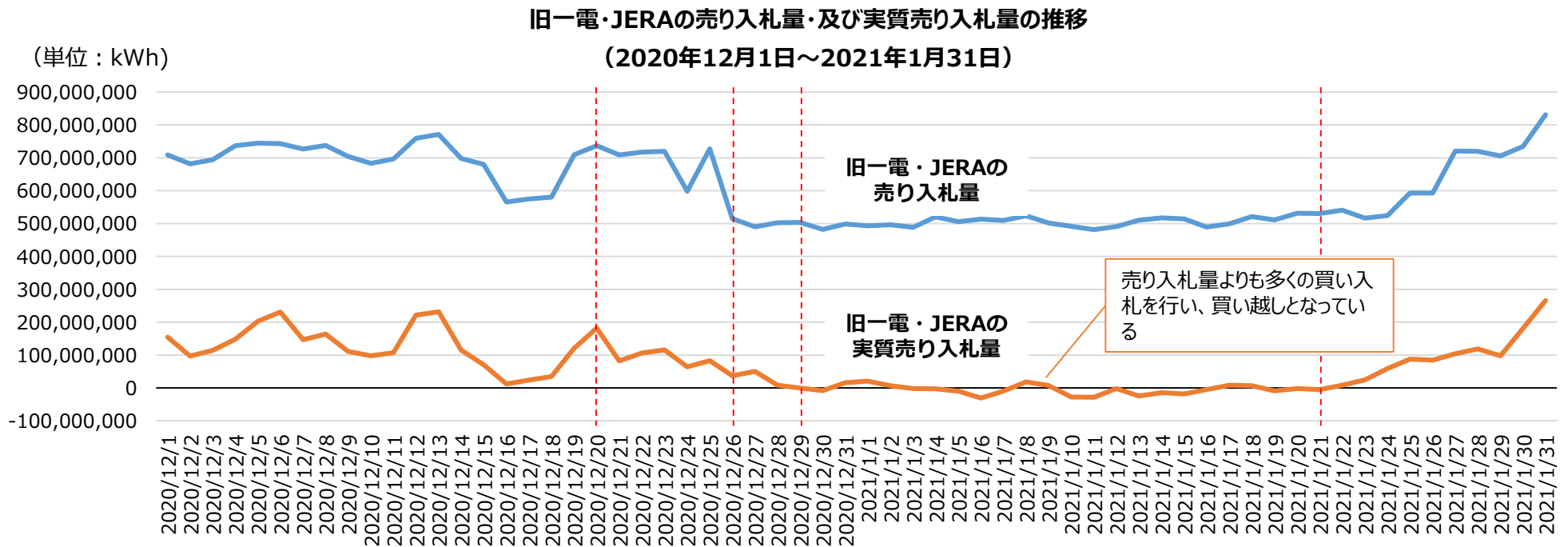
電力・ガス取引監視等委員会
提出資料

- 今冬のスポット価格の高騰は、12月下旬から1月下旬にかけて、売り入札の減少により売り切れ状態が継続して発生する中、スパイラル的に買い入札価格が上昇したこと等により発生。



(参考) 旧一電・JERAの売り入札量の減少・買い約定量の増加

- スポット市場における主な売り手である旧一電・JERAの売り入札は12月26日頃から減少。
- 売り入札量にはグロスビディングも含まれていることから、実質の売り入札量の変化を分析するために、旧一電・JERAの売り入札量から買い約定量（他社からの購入分、間接オークション、グロスビディング等を含む）を控除した実質売り入札量*の推移を見たところ、12月中旬頃から減少が始まっており、12月29日から1月21日までの間は、買い約定量が売り入札量を上回り、買越しとなっていた。



(資料) JEPX入札データより事務局作成。

* 実質売り入札量は、ここでは、各日の売り入札総量から買い約定総量を控除したものとする

(参考) スポット高騰にかかる旧一電・JERAの監視・分析の方法について

電力・ガス取引監視等委員会
提出資料

- 今般の価格高騰がスポット市場での売り切れにより発生した状況を踏まえ、電取委事務局では、旧一電各社（沖縄電力を除く9社。以下同じ）及びJERAの売買入札量の合理性等を中心として監視・分析を行った。
- 監視・分析にあたっては、以下のデータ及びヒアリング結果を基に、旧一電各社及びJERAの12月、1月の全日、全コマにおける取引行動を確認。
 - － 旧一電各社及びJERAを対象とし、12月、1月の全日、全コマ分の入札可能量及びその決定諸元、燃料制約等にかかる報告徴収を求め（2月8日実施）、各社より提出を受けたデータ
 - － 各社のJEPXにおける売買入札データ
 - － HJKSへの登録データ
 - － 上記の事業者に対する公開ヒアリング（2月25日開催）における各社の説明
- その上で、データを分析し、制度設計専門会合等にご報告の上、ご審議いただいた。
- なお、各種分析データ、公開ヒアリングの様様については、電力・ガス取引監視等委員会のホームページにおいて公開している。

(参考) 旧一電・JERAへの監視・分析の内容

- 検証は、前頁に記載のとおり、旧一電各社及びJERAより提出された報告徴収データ、JEPX売買入札データ、HJKS登録データ、及び公開ヒアリングにおける各社からの説明を前提として実施。
- 12月、1月の全日・全コマを対象に、以下の①～⑥の検証項目について監視・分析を実施。
- 制度設計専門会合において、監視・分析の結果を報告し、ご議論いただいた。

【旧一電・JERAへの監視・分析の内容】

検証①：余剰電力の全量市場供出について

検証②：自社需要の見積もりの妥当性について

検証③：燃料制約の運用の妥当性について

検証④：買入札価格の妥当性について

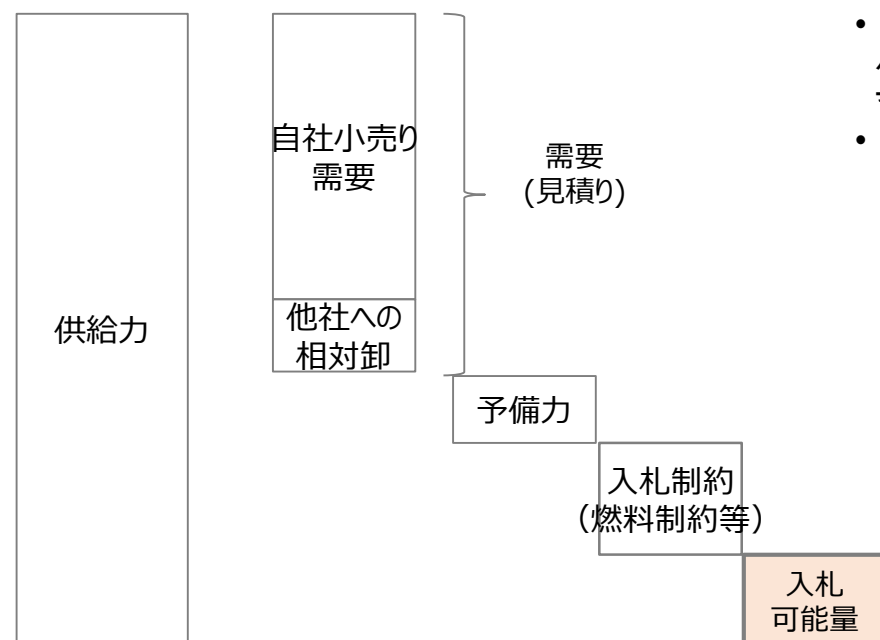
検証⑤：グロス・ビディングの実施方法について

検証⑥：発電情報公開システム（HJKS）への情報開示について

(参考) 検証①：余剰電力の全量市場供出について

- 12月及び1月の全日（一日48コマ）について、旧一電及びJERAに対する報告徴収等により、売り入札の根拠となる諸元データ、及び実際の売買入札データを入手。
- 上記データについて、事業者ごと・日ごとの数値を全て公開し、審議会で検証。
- これにより、スポット市場入札時点の余剰電力の全量が市場に抛出されている（各社の入札可能量と、実際の売り入札量に齟齬がない）かどうかをデータで確認。

入札可能量の全体像



【監視の視点】

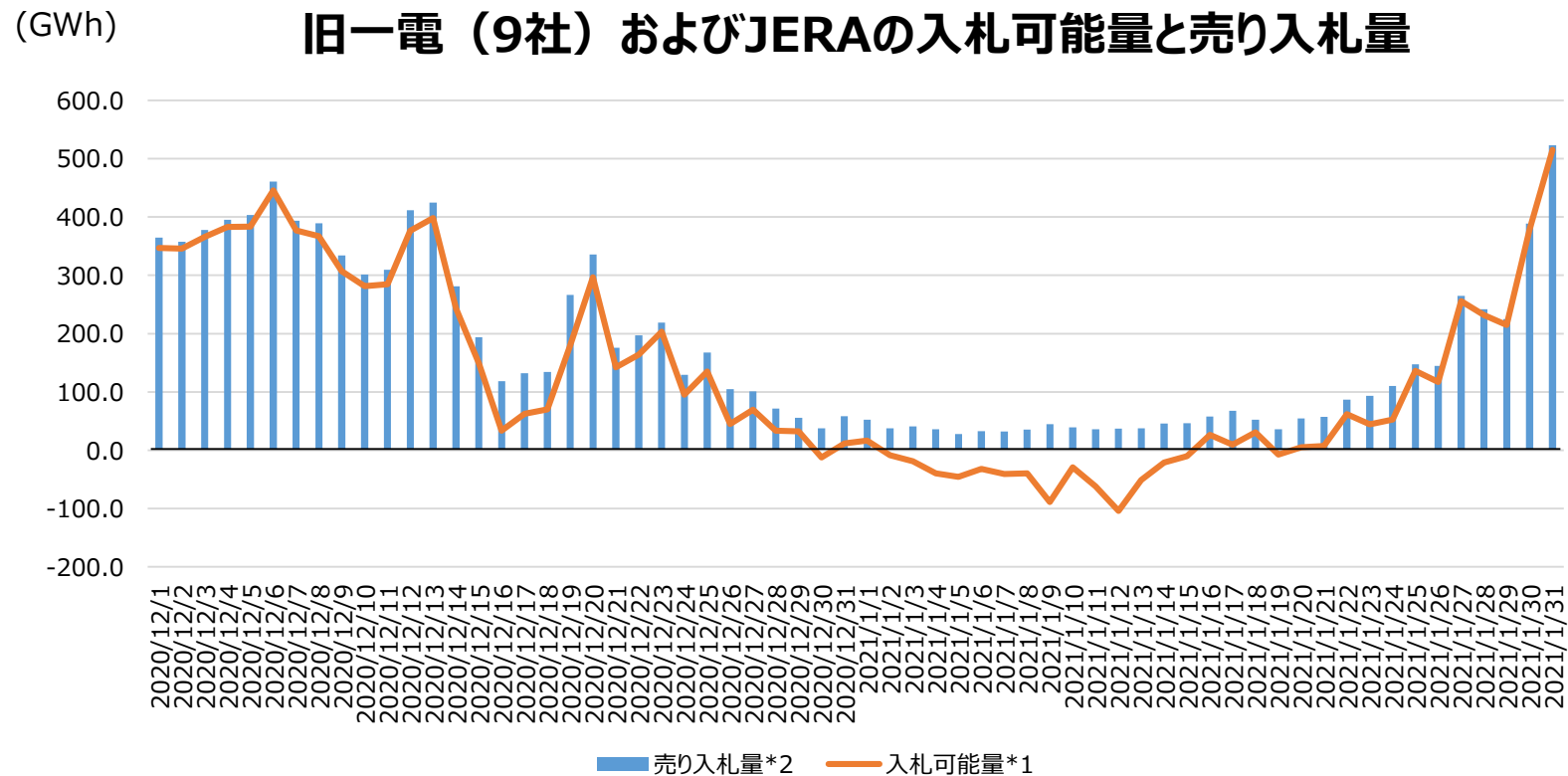
- ・ 各社の入札可能量が左図の考え方に基づいて適切に算出されているか。
- ・ 実際の売り入札量が入札可能量と整合しているか。

- ✓ 監視委より、各社に対して報告徴収を行い、12～1月の全てのコマにおける売入札の根拠データ等の提出を求めた。
- ✓ 12～1月の全日において、各社の入札可能量と、実際の売り入札量に齟齬がないかどうかを確認。

(参考) 検証①：余剰電力の全量市場供出について

電力・ガス取引監視等委員会
提出資料

- 12月及び1月の全日（一日48コマ）について、旧一電及びJERAからの提出データにより確認した各社の入札可能量※1と、実際の各社の売り入札量※2の整合について確認を行い、スポット市場入札時点（前日10時時点）の余剰電力の全量が市場に供出されていたことを確認。（各社の諸元データは巻末別紙参照）



※1 入札可能量 = 「供給力」 - 「自社需要見積み（他社卸分を含む）」 - 「入札制約」 - 「予備力（※3）」

※2 売り入札のうち、既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オークションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの

※3 予備力については、過去の制度設計専門会合において、スポット市場入札時点においては、自社需要の1%を超える部分については市場供出を行うものと整理されている。

(参考) 旧一電・JERAの自社需要の増加・燃料制約の増加

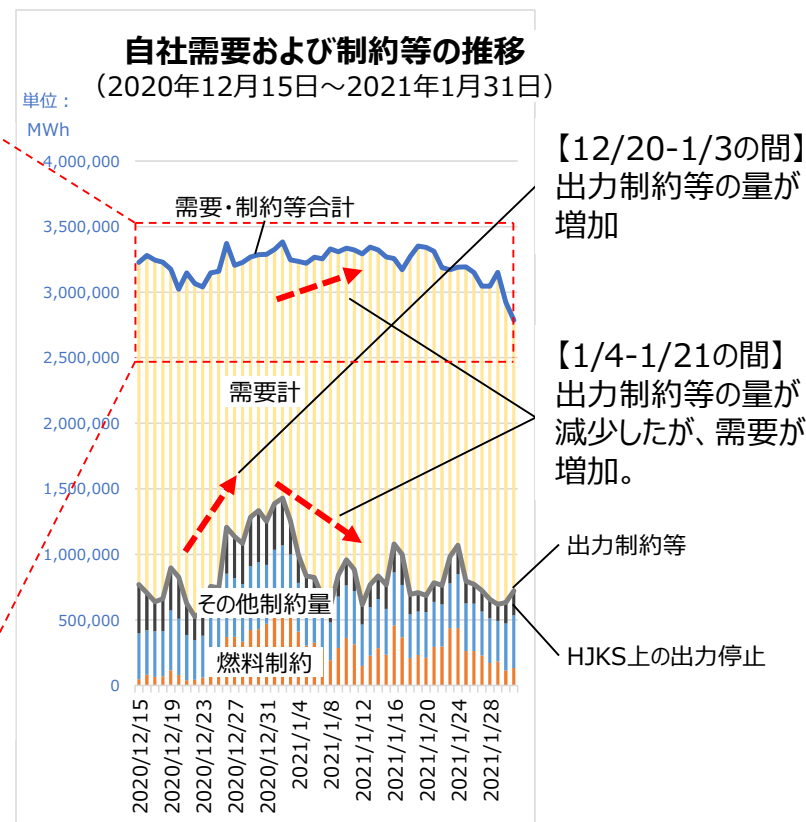
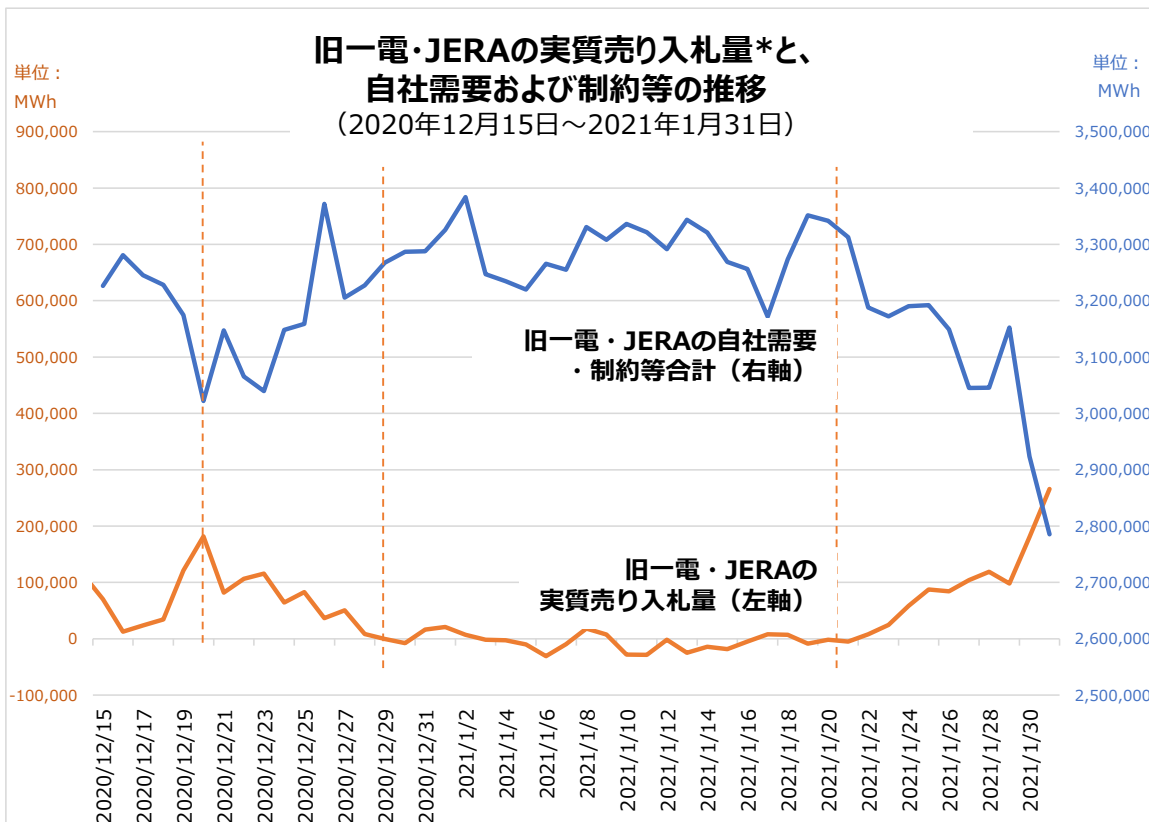
電力・ガス取引監視等委員会
提出資料

- 前述のとおり、12月20日～1月21日の間、旧一電・JERAの実質売り入札量が減少していた。
- 各社からは、この要因について以下の説明があったところ、より詳細に分析を行った（検証②、③）。

①この期間の前半は、主にLNG燃料制約等の発電機の出力制約等の増加、

②後半は、主に自社需要（自社小売向け及び他社卸分）の増加

※出力制約等：定期修理等による停止と各種の要因による発電量の上限設定（制約）の合計値。今回は燃料制約が大きかった。（下図参照）



（資料）各社提出データより事務局作成。

* 実質売り入札量は、ここでは、各日の売り入札総量から買い約定総量を控除したものとする

検証②：自社需要の見積もりの妥当性について

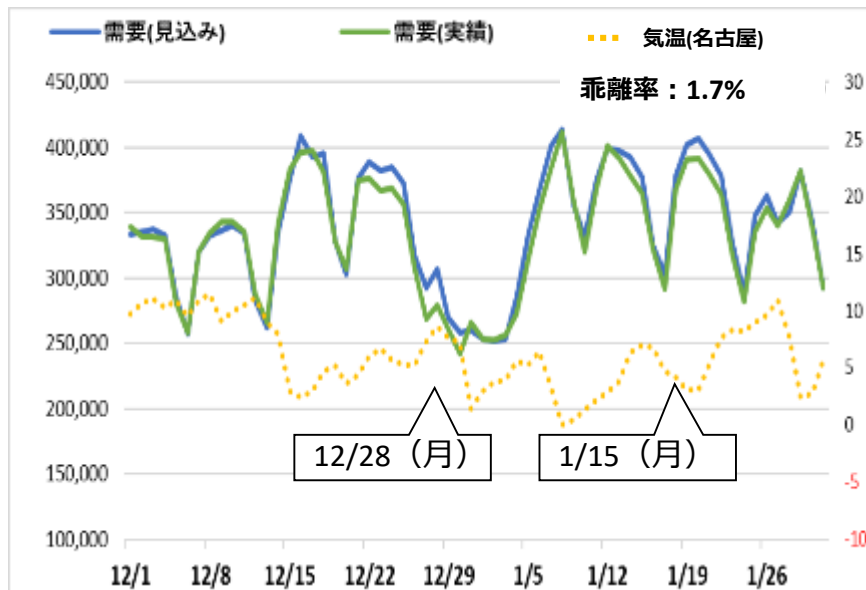
電力・ガス取引監視等委員会
提出資料

- 旧一電各社のスポット入札時点での**自社需要の見積もり**と、**需要実績との乖離**について、**各社提出データを公表**するとともに、乖離が生じた理由について、**公開ヒアリングで理由を聴取**。
- ヒアリングの結果、各社は、概ね**最新の気象予報**に加えて、**近日の気象類似日**や**事前の顧客への休業調査等**から需要計画を策定しており、**意図的にこれを過大にするといった行為は確認されなかった**。
- なお、12月及び1月における旧一電各社合計の**乖離率は+1.1%であった**。

(例) 中部電力ミライズ

自社小売向け需要見込み、実績

・ 需要:1日の合計値 単位:MWh 左軸
・ 気温:1日の平均値 単位:℃ 右軸



「自社小売り向け需要」：他社卸分は含まない。

【中部電力による特定日の説明】

■ 12月28日 (月)

前週同曜日の**12/21の需要実績**をベースとし、**年末年始特殊期間**に当たることから、**顧客の休業調査**や**過去の年末年始の需要減少量を考慮**して計画していた。

- ✓ 朝方までの**降雨が少なく、気温低下影響が小さかった**ことに加えて、**天候の回復が早く推移**したことで需要が減少。
- ✓ **聞き取り調査により想定したよりも休業する顧客が増加**。

■ 1月15日 (金)

✓ **低気温が継続していたことによる累積効果**から、**気象予測ほどの需要の緩みは無いと判断**。前々日実績並の需要および曜日補正を見込んで計画していた。

✓ **前日に気温が13℃程度まで上昇**したことから、**暖房需要が深夜帯より減**

【参考】12～1月の乖離率 (旧一電各社)

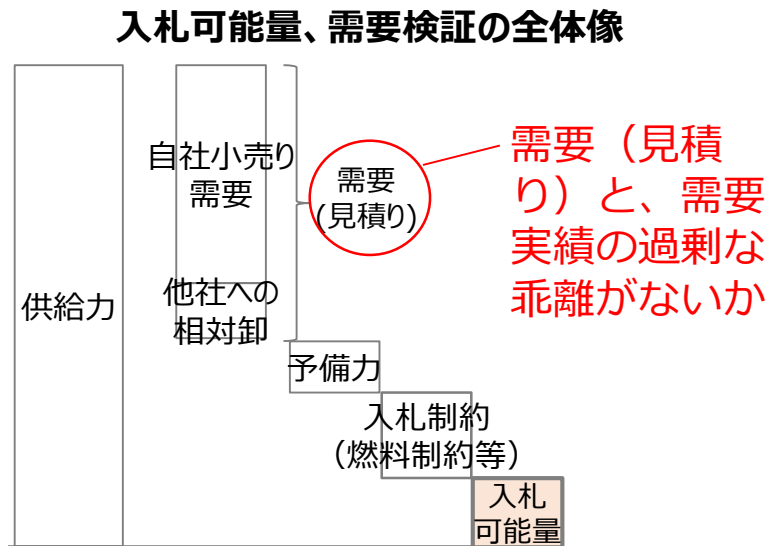
	需要 (見積り)	需要 (実績)	見積り - 実績	乖離率
2020年12月～1月平均	2,147,632	2,124,476	23,156	1.1%

※なお、**見積もりが実績を上回ったコマにおける乖離率は+3.9%** (期間内62日中38日間相当)、**見積もりが実績を下回ったコマにおける乖離率は-2.9%** (期間内62日中24日間相当)であった。

※「乖離率」：「需要見込み(期間内合計)-需要実績(期間内合計) / 需要実績(期間内合計)」より算出。38

自社需要の見積もりの妥当性について

- 自社需要の見積もりと実績との大きな乖離が見られた日については、監視等委員会事務局として、需要が過剰な見積もりにならないよう、より正確な予測に努めるよう、指導を行ったところ。



需要 見積りと実績の比較

	需要 (見積り)	需要 (実績)	見積り - 実績	乖離率
2020年12月～1月 平均	2,147,632	2,124,476	23,156	1.1%
(参考) 2021年1月14日	2,130,346	2,073,194	57,152	2.8%

単位：MWh

【参考】12～1月の特定日における乖離率

	12/28	1/4	1/14	1/15	1/25
特定日における乖離率	7.2%	7.0%	2.9%	4.6%	5.4%

各社報告データ、電力広域的運営推進機構系統情報サービス需要実績より事務局作成。

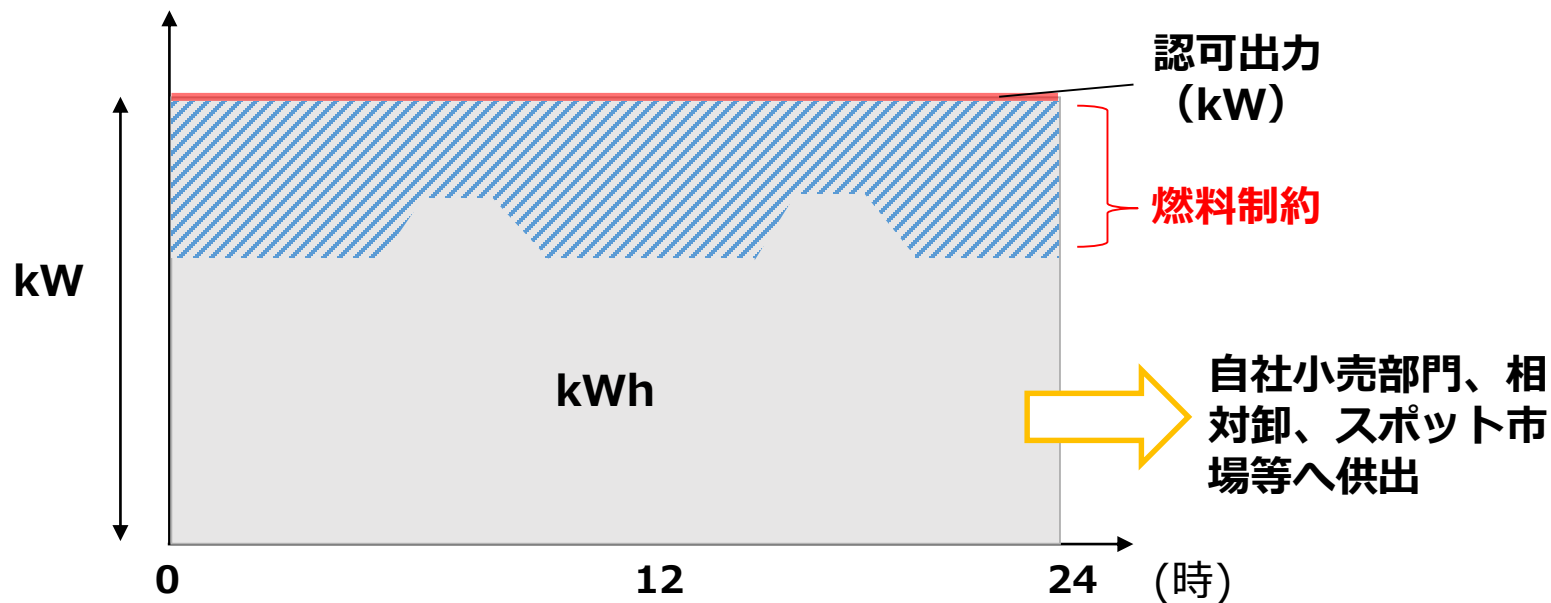
※「乖離率」：「需要見込み(期間内合計)-需要実績(期間内合計) / 需要実績(期間内合計)」より算出。

- スポット価格が127円（一日平均）であった1/14については、需要見積もりが実績より比較的（旧一電全体で2.8%）多かったことから、その原因を追加的に聴取。
- 各社からは、前日までの需要実績と比して想定以上に需要が伸びなかったことや、太陽光発電の発電量が予測以上に伸びたとの説明があった。これを受け、監視等委員会事務局として、需要が過剰な見積もりにならないよう、より正確な予測に努めるよう、指導を行ったところ。

(参考) 検証③：燃料制約の実施の妥当性について

- 前述のとおり、12月中旬以降の旧一電等の売入札減少の要因として、火力発電所において、LNG・石油燃料在庫の減少等により燃料を節約せざるをえず、発電容量 (kW) に余力があっても、発電電力量 (kWh) に上限を設ける (燃料制約)という事象が生じていたとのことであった。
- このため、今般の事象においては、発電電力量 (kWh) に影響を与える燃料制約の合理性を検証することが極めて重要であり、各社における燃料制約の考え方や、その運用の妥当性について、特に注力して調査を実施した。

発電機 1 ユニットにおける 1 日の発電容量 (kW) と発電量 (kWh) のイメージ



※1 燃料制約とは、燃料調達量の増加・減少の影響により、発電所の発電計画に制約が発生するもの。

(参考) 検証③：燃料制約の実施の妥当性について

電力・ガス取引監視等委員会
提出資料

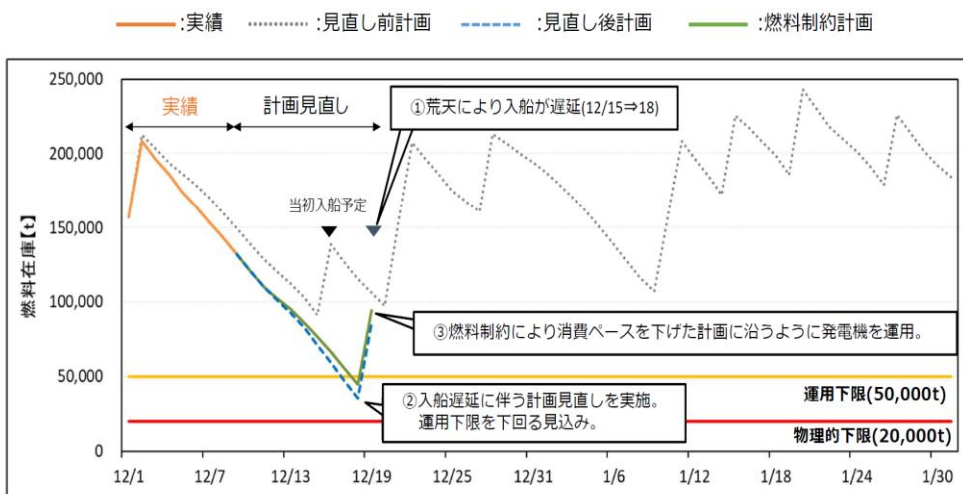
- これに加え、公開ヒアリングにおいて、各社より、燃料制約を実施した際の諸元データ（在庫量・配船計画・需要見通し）を元に、実際の運用について説明を聴取。
- この結果、各社は、タンクの運用下限を設定し、在庫量・配船予定日・需要見通しを踏まえて、一定の考え方に基づき燃料制約を実施していたことが確認された。

※なお、報告徴収データに基づき、各社の日ごとのLNG・石油の燃料制約量を公開している。

公開ヒアリングにおける各社からの説明（抜粋）

■東北電力・燃料制約設定の例（日本海LNG基地）

- 荒天のため、12/15入船予定のLNG船が12/18まで遅延する見込みとなった。
- 入船遅延を反映した受払計画を検討したところ、12/18に運用下限を下回る見込みとなった(約35,000トン)。
- このため、12/11～18の期間、消費ペースを下げた発電計画見直し(平均62,000MWh/日)を行った。



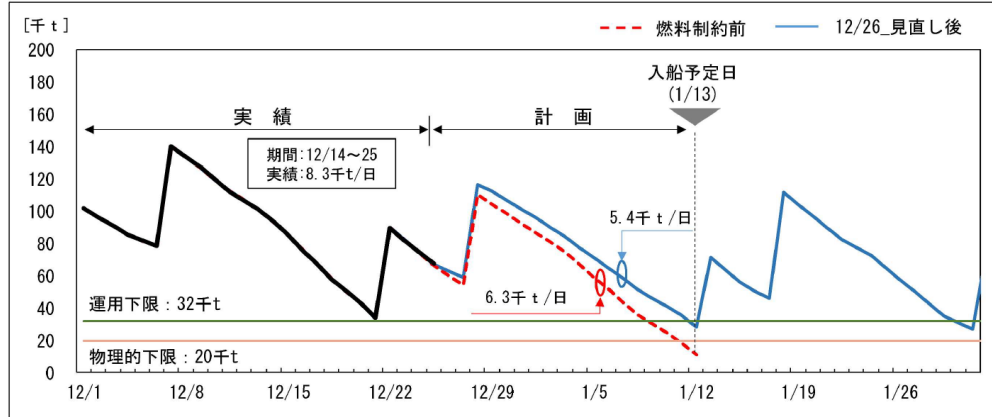
■九州電力・燃料制約設定の例（大分LNG基地）

【情勢変化】

- 12月中旬以降の寒波襲来による自社需要及び市場売電量の増加に伴い、LNG消費量の実績が増加〔消費計画減↘〕

【見直し概要】

- 入船予定日を踏まえ、物理的下限を下回らないように燃料制約を実施



運用下限とは：電源脱落リスク、入船遅延リスクや他社共同利用における制約、また公害協定上の制約等により、数日分の消費量に相当する量をバッファとして確保しておくもの。

物理的下限とは：ポンプやタンク内部構造の都合により、これを下回ると燃料のくみ上げができなくなる液位。

(参考) 今冬と過去同時期の燃料制約発生状況の比較

第58回制度設計専門会合
(2021年3月24日) 資料3-2

- 今冬の燃料制約の発生状況について、過去同時期の状況と比較するため、過去3年間において、冬期に燃料制約が発生していた2018年冬期のデータとの比較を行った※。
- ※ 過去に旧一電へのサンプル調査を実施し、データが参照可能であった2018年2月15日のデータと比較。
- 2018年2月に、一部の事業者（東北、関西）において今冬平均と同程度又はこれを超える量の燃料制約が発生していたが、事業者数は限定的であった。一方で今冬においては、全国的に燃料不足が波及し、各事業者で燃料制約が発生した。結果、合計量において、今冬の方が多くの燃料制約量が発生していたことが確認された。

今冬と過去同時期(2018/2/15)の燃料制約量の比較

単位：MWh	北海道電力	東北電力	東電EP	中部電力/ 中部電力 ミライズ	JERA	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力	合計
2018/2/15 (出力低下・停止計 計算値)*1	1,326	33,350	0	0	—	0	51,828	6,992	2,559	11,196	107,251
今冬における1日あたり平均量 (出力低下・停止計 報告値)*2	3,863	41,817	— (JERA社 に計上)	— (JERA社 に計上)	113,609	1,817	35,521	12,392	6,329	36,158	251,505

*1 出力低下分：モニタリングレポートの特定日について報告されたデータ（LNGおよび石油の合計量）

停止分：出力低下分が報告されていた事業者に関して、今冬の対象期間(2020/12/1~1/31)にHJKSへ登録されたLNGおよび石油火力の全停止情報の内、燃料制約が理由であるデータの割合(10%)を、当該特定日においてHJKSへ登録されたLNGおよび石油火力の停止量に乗じて算出(「kW」ベース。算出結果に「24(時間)」を乗じて「kWh」に換算。

*2 報告徴収：対象期間（2020/12/1~2021/1/31）について報告されたデータ（LNGおよび石油の合計量。燃料制約による出力低下分および停止分が計上されている）

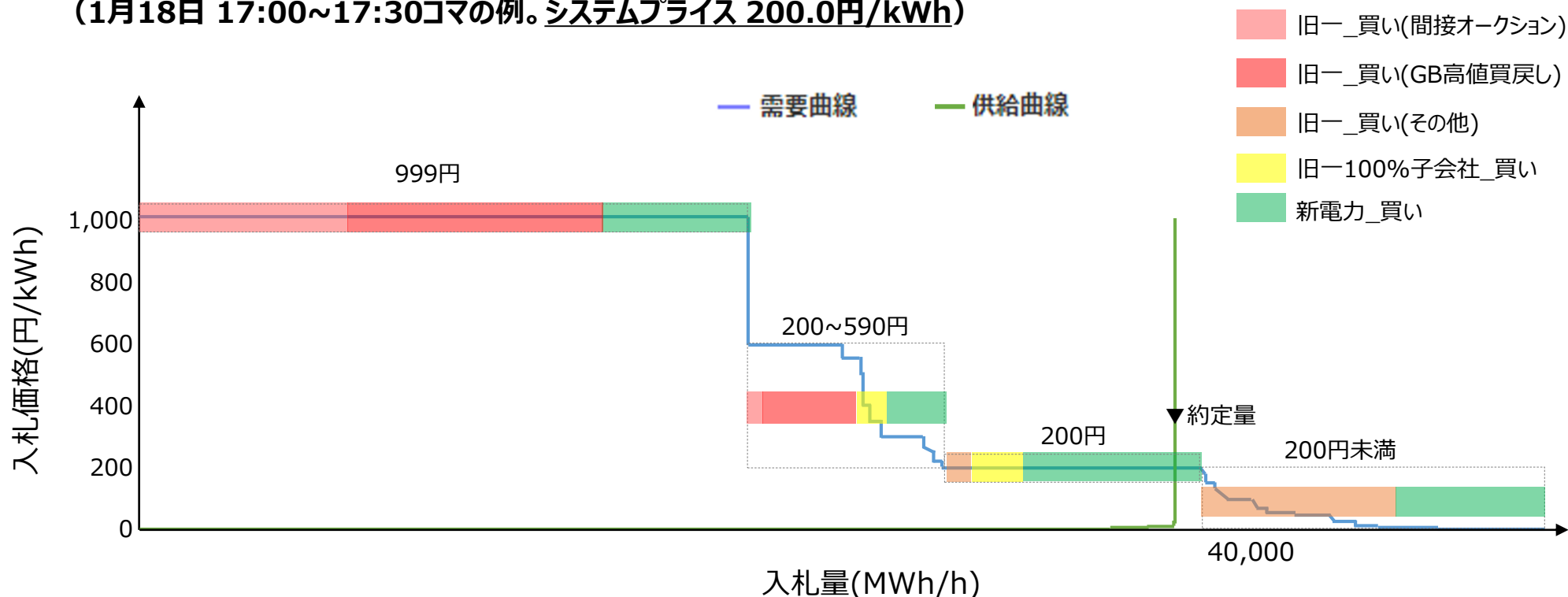
(参考) 検証④：買入札価格の妥当性について

電力・ガス取引監視等委員会
提出資料

- 需給曲線上における買入札の分布を見ると、価格高騰時、999円台の入札は旧一電、新電力の双方により実施されている。
- 例えば、1/18の旧一電の200円超の買入札について確認したところ、全て間接オークション又はグロス・ビディングの高値買戻し分となっている。

【高騰時】旧一電および新電力の買入札状況 -需給曲線における分布-

(1月18日 17:00~17:30コマの例。システムプライス 200.0円/kWh)



約定量：37,778MWh/h、 売り入札量：37,779MWh/h、 買入札量：51,662MWh/h

※ 999円部分の買入札には、既存契約の自動入札分（ベースロード市場、先渡市場）、買いブロック約定分、グロスビディング買戻し分、間接オークション分等が含まれる。

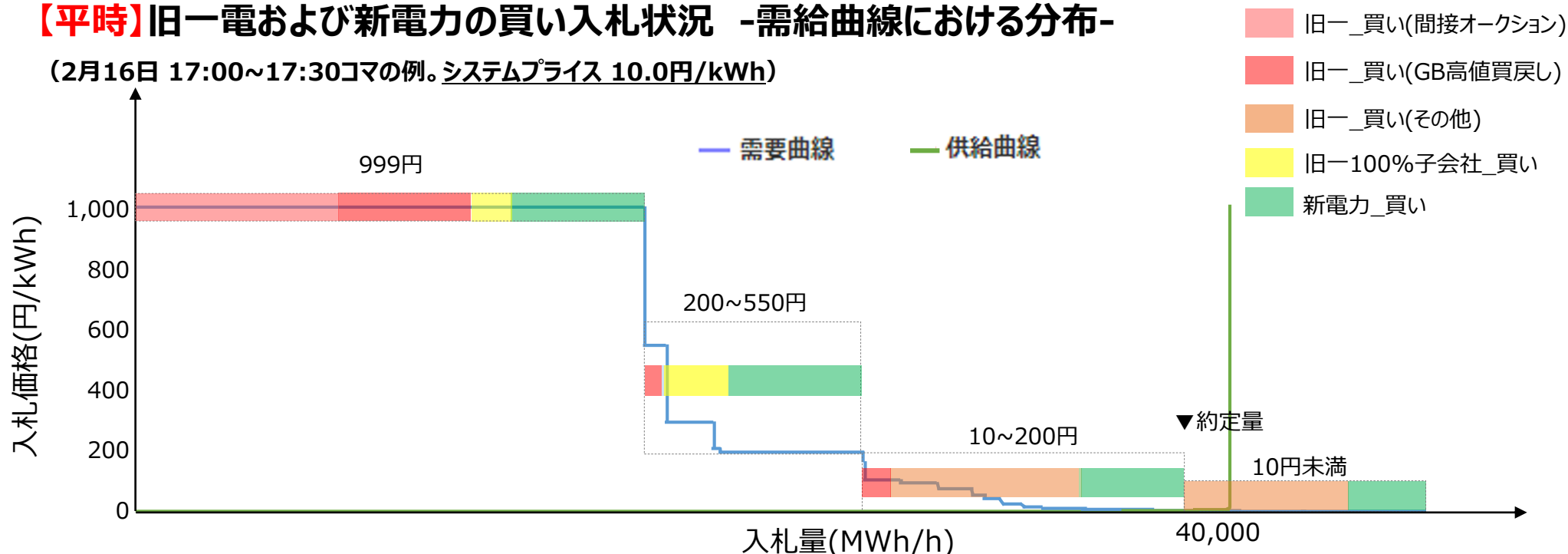
※ 0.01円部分の売り入札には、既存契約の自動入札分（ベースロード市場、先渡市場）、売りブロック約定分、再エネ、グロスビディング売り分、間接オークション分等が含まれる。

(参考) 検証④：買入札価格の妥当性について

- 平時においても、ご指摘の高騰時とほぼ変わらない比率で旧一電・新電力両者により、999円台の入札が行われている。これは、グロス・ビディングに加えて、間接オークションによる連系線利用などの目的で必ず約定させたいニーズがあるためと考えられる。
- これらの確認結果からは、旧一電のグロス・ビディングや間接オークションによる買入札価格が、価格高騰の要因となったとの事実は確認されない。

【平時】旧一電および新電力の買入札状況 -需給曲線における分布-

(2月16日 17:00~17:30コマの例。システムプライス 10.0円/kWh)



約定量：39,262MWh/h、 売り入札量：44,050MWh/h、 買入札量：48,742MWh/h

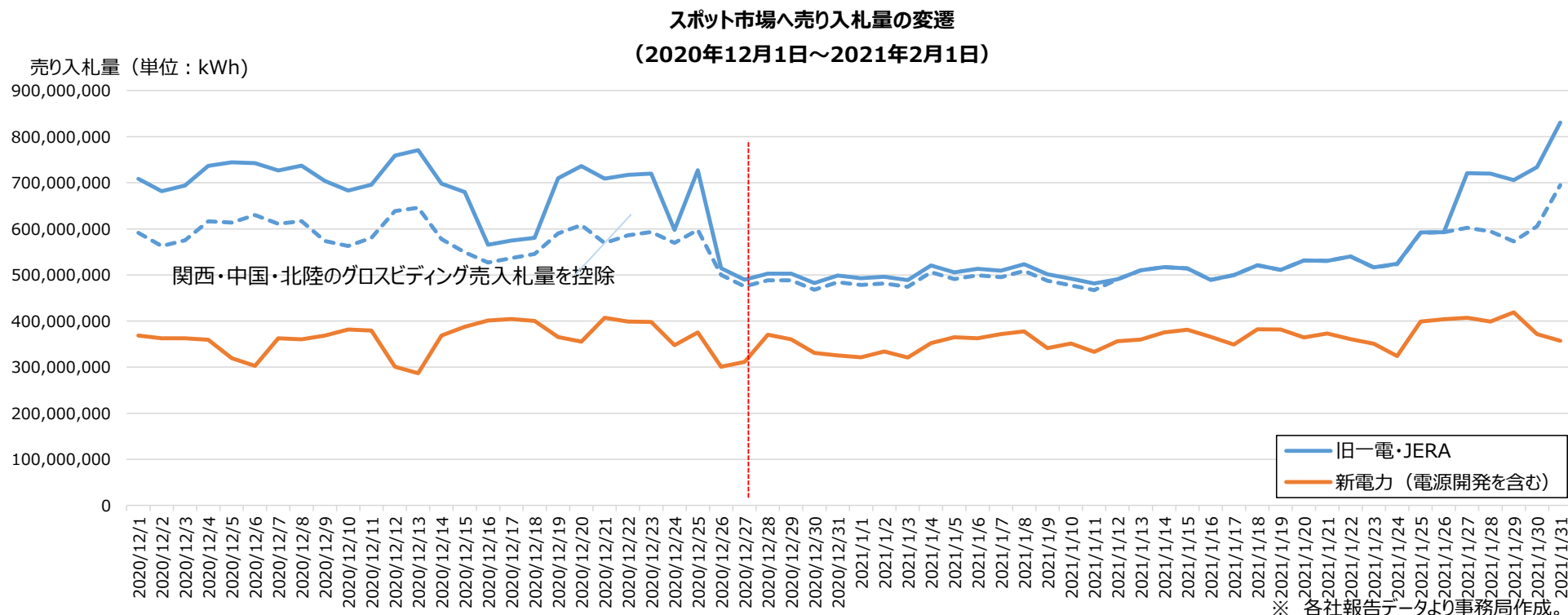
※ 999円部分の買入札には、既存契約の自動入札分（ベースロード市場、先渡市場）、買いブロック約定分、グロスビディング買戻し分、間接オークション分等が含まれる。

※ 0.01円部分の売り入札には、既存契約の自動入札分（ベースロード市場、先渡市場）、売りブロック約定分、再エネ、グロスビディング売り分、間接オークション分等が含まれる。

(参考) 検証⑤：グロス・ビディングの実施方法について

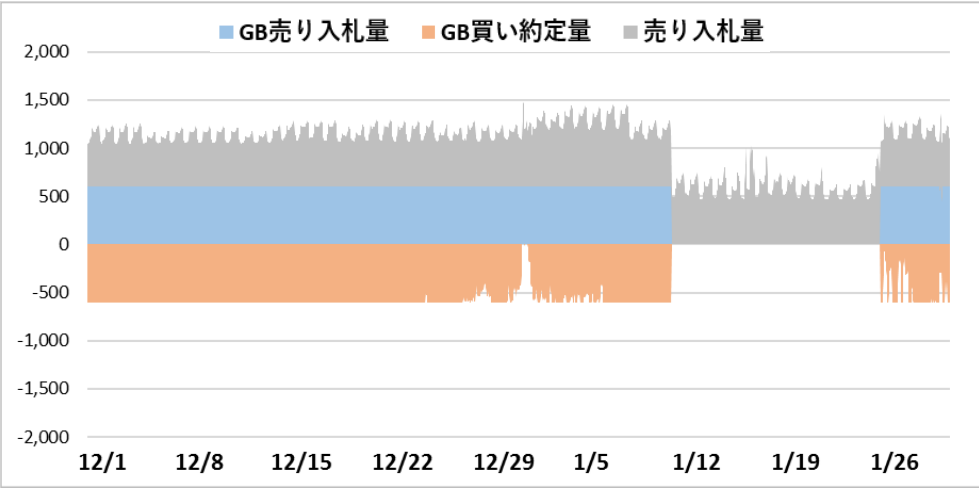
- 12月下旬以降、旧一電・JERAの売り入札量が減少した要因の一つは、同時期から一部の旧一電が、自主的取り組みとして行っていたグロス・ビディング*¹による売買入札を取りやめていたこと。
(12月中旬以降では、関西電力、中国電力、北陸電力の3社が一定期間グロス・ビディングを取りやめ)
- これら3社は、グロス・ビディングの売り入札量と買い入札量を同程度に減らしており（次頁参照）、ネットの約定量水準は不変のため、約定価格への影響は極めて限定的と考えられる。

*¹ グロス・ビディングは、旧一電の自主的取組であり、市場で売り札と買い札の双方を入れ、自己約定が生じることによって市場の流動性を高める等の取組。売り札の約定が発生した際に自社供給力が不足する場合には、確実に買い戻せる価格での高値買い戻しが行われている。

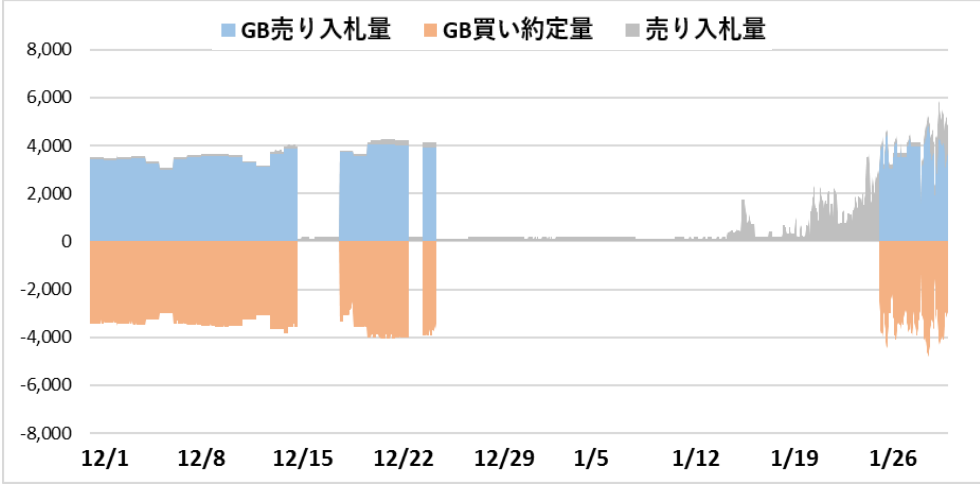


(参考) 3社のグロス・ビディングの実施状況について

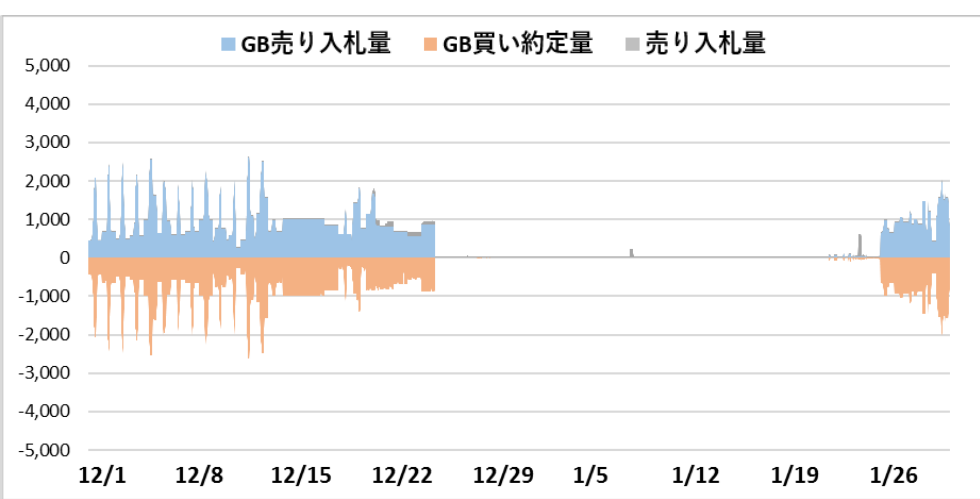
北陸電力：グロスビディングの入札量、約定量 単位:MWh/h



関西電力：グロスビディングの入札量、約定量 単位:MWh/h



中国電力：グロスビディングの入札量、約定量 単位:MWh/h



(参考) 検証⑥：発電情報公開システム（HJKS）への情報開示について

電力・ガス取引監視等委員会
提出資料

- 発電情報公開システム（HJKS）での開示が電力適正取引ガイドライン上のルール※1に基づいて適切に行われていたかについて、公開ヒアリングでの確認や、報告徴収データとの整合性の確認※2を実施。
- 確認の結果、一部事業者の解釈誤りや人的ミスによる登録漏れ・登録の誤りの存在が確認されたが、それ以外では、現行のガイドラインに沿った開示が行われていた。（次頁参照）。

※1 電力適正取引ガイドラインにおいては、計画停止および計画外停止、出力低下が生じた場合には適時にHJKSに公表することとされている。従来、10万kW以上の発電ユニットの「計画停止」及び「計画外停止」のみがインサイダー情報として適時公表の対象となっていたところ、制度設計専門会合での議論を踏まえて、2020年10月に同ガイドラインの改定を行い、10万kW以上の出力低下が24時間以上継続することが合理的に見込まれる場合も適時公表の対象とした。

※2 報告徴収にて回答された各社の実際の燃料制約量のうち、HJKSでの開示が行われていない部分について、その理由の確認作業を実施（「10万kW以上の出力低下が24時間以上継続」等の要件に該当していないこと等）。

(参考) 需給の状況と、インバランス料金の推移 (12/1~1/31)

日付	電源 I 発電エリア	電力融通 指示の回数	ピーク時予備率 (9エリア・ 当日予測)	システムプライス 最高価格 (円/kWh)	インバランス料金 最高価格 (円/kWh)
12/1(火)	-	0	15.2%	8.51	7.91
12/2(水)	-	0	13.9%	8.98	9.09
12/3(木)	-	0	15.0%	7.67	10.69
12/4(金)	-	0	14.0%	7.74	7.34
12/5(土)	-	0	14.9%	7.58	12.48
12/6(日)	-	0	20.2%	6.72	6.78
12/7(月)	-	0	16.2%	7.3	7.37
12/8(火)	-	0	15.1%	7.51	7.58
12/9(水)	-	0	13.5%	9.13	9.36
12/10(木)	-	0	18.7%	9.14	9.8
12/11(金)	-	0	20.2%	8.04	9.92
12/12(土)	-	0	18.1%	8.13	7.18
12/13(日)	-	0	22.1%	8.37	9.34
12/14(月)	-	0	12.1%	11.07	15.02
12/15(火)	関西、中国、四国、 九州	5	8.4%	18.36	46.43
12/16(水)	関西、四国、中国	2	7.7%	45.26	50.15
12/17(木)	関西、中国、四国	0	7.0%	59.99	80.16
12/18(金)	-	0	13.1%	60.5	60.22
12/19(土)	-	0	13.6%	29.11	30.27
12/20(日)	-	0	14.7%	17.27	22.79
12/21(月)	-	0	15.2%	40	34.87
12/22(火)	-	0	16.8%	30.1	30.01
12/23(水)	-	0	16.4%	30	29.86
12/24(木)	-	0	14.3%	35.1	80.68
12/25(金)	-	0	11.8%	30.1	48.24
12/26(土)	関西	0	12.1%	75.1	99.77
12/27(日)	関西	2	13.8%	75.1	79.72
12/28(月)	関西	0	19.0%	80	75.35
12/29(火)	-	0	14.4%	50	50.98
12/30(水)	-	0	13.7%	69.99	99.6
12/31(木)	-	0	11.8%	50	79.92
1/1(金)	-	0	15.2%	66.84	100.25
1/2(土)	-	0	15.6%	60	80.01

日付	電源 I 発電エリア	電力融通指 示の回数	ピーク時予備率 (9エリア・ 当日予測)	システムプライス 最高価格 (円/kWh)	インバランス料金 最高価格 (円/kWh)
1/3(日)	-	3	12.9%	65	100.31
1/4(月)	-	1	15.6%	80	80.58
1/5(火)	東北、東京、関西	2	11.5%	85	192.26
1/6(水)	北海道、東北、東京、 関西、四国	6	9.8%	100	199.08
1/7(木)	北海道、東北、東京、 北陸、関西、中国、 四国	20	8.7%	103.01	424.6
1/8(金)	北海道、東北、東京、 北陸、関西、中国、 四国、九州	49	8.2%	120.02	489.16
1/9(土)	-	26	10.7%	121	201.21
1/10(日)	-	19	13.0%	150	201.03
1/11(月)	北海道	17	12.8%	170.2	511.3
1/12(火)	北海道、東北、東京、 関西、中国	25	6.6%	210.01	506.16
1/13(水)	東京、関西、中国、 九州	17	12.6%	222.3	360.21
1/14(木)	東京、関西、中国	7	17.6%	232.2	300.08
1/15(金)	東京、関西、中国	6	16.8%	251	291.27
1/16(土)	-	8	21.9%	100.01	100.22
1/17(日)	-	0	15.4%	101.01	181.16
1/18(月)	関西、中国	0	12.7%	200	200.03
1/19(火)	関西	0	8.2%	200	200.25
1/20(水)	関西	0	16.9%	200	200
1/21(木)	関西	0	16.2%	200	199.78
1/22(金)	関西	0	15.1%	190	99.87
1/23(土)	-	0	14.8%	60	199.31
1/24(日)	-	0	14.6%	51	69.6
1/25(月)	関西	0	23.5%	50	20.01
1/26(火)	関西	0	14.9%	30.01	29.86
1/27(水)	-	0	17.9%	14.6	10.4
1/28(木)	-	0	13.6%	15.62	19.98
1/29(金)	-	0	13.6%	14.73	13.85
1/30(土)	-	0	14.5%	10.78	10.78
1/31(日)	-	0	18.6%	9.11	10.61

(参考) 電源 I 'の発動状況

電力・ガス取引監視等委員会
提出資料

- 一般送配電事業者が需給ひっ迫時に活用する電源 I 'については、1月16日以降、その活用回数は限定的なものとなっていた。

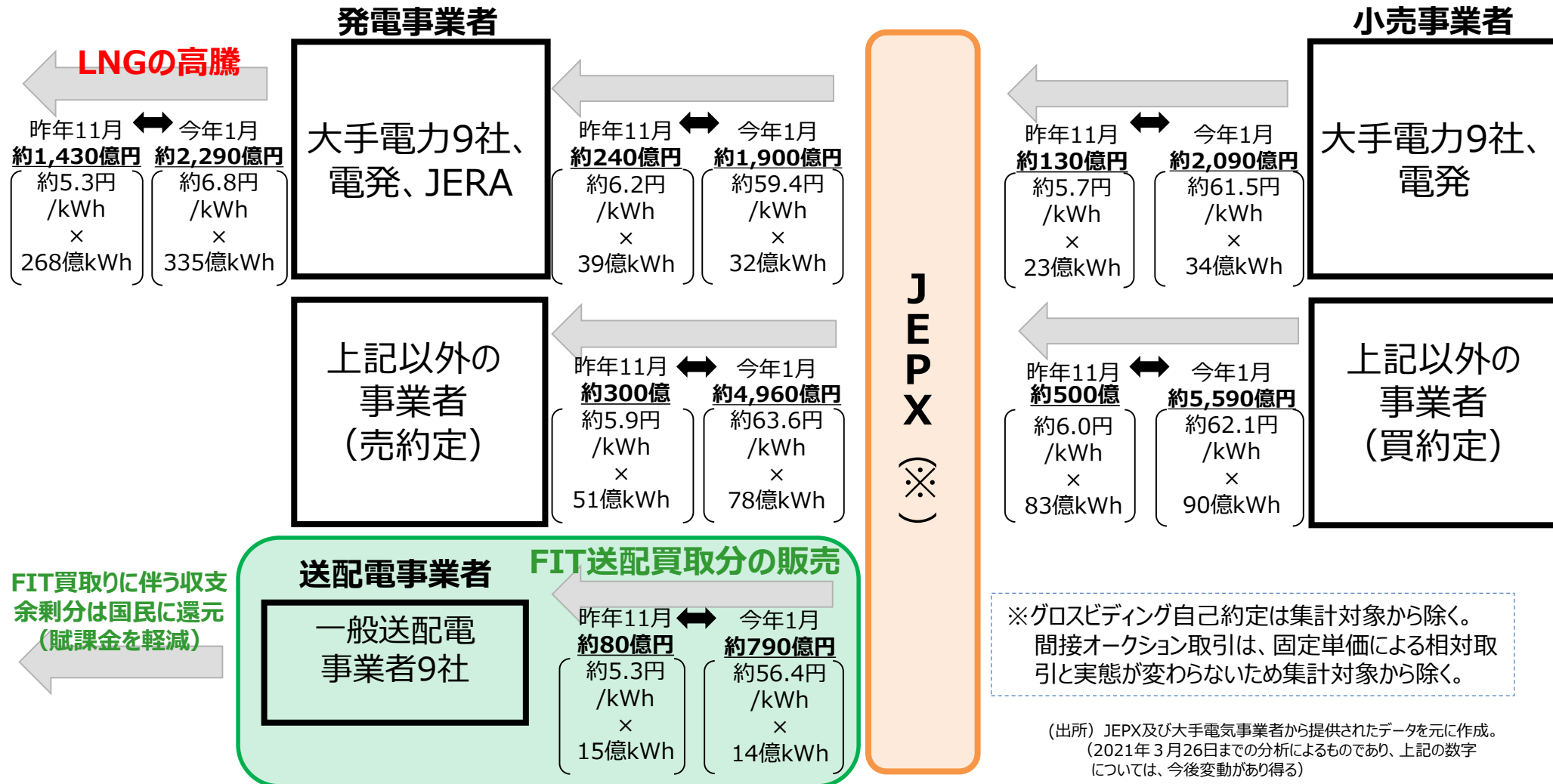
日にち	北海道	東北	東京	中部※1	北陸	関西	中国	四国	九州
1月4日(月)	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1月5日(火)	—	9:30-19:30	17:00-20:00	—	—	9:30-11:30 17:00-20:00	—	—	—
1月6日(水)	16:30-22:00	9:00-20:00	17:00-20:00	—	—	16:00-19:00	—	17:00-20:00	—
1月7日(木)	9:00-24:00	15:30-20:00	17:00-20:00	—	15:00-21:00	9:00-20:00	9:00-19:00	17:00-20:00	—
1月8日(金)	0:00-11:00, 17:30-24:00	9:00-20:00	17:00-20:00	—	9:00-19:00	9:00-20:00	9:00-19:00	17:00-20:00	15:30-20:00
1月9日,10日	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1月11日(月)	2:00-8:00	—	—	—	—	—	—	—	—
1月12日(火)	17:00-23:30	9:00-20:00	17:00-20:00	—	—	9:00-20:00	9:00-19:00	—	—
1月13日(水)	—	—	17:00-20:00	—	—	9:00-20:00	9:00-19:00	—	16:00-20:00
1月14日(木)	—	—	17:00-20:00	—	—	9:00-12:00, 17:00-20:00	9:00-19:00	—	—
1月15日(金)	—	—	17:00-20:00	—	—	9:00-12:00	9:00-19:00	—	—
1月16日,17日	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1月18日(月)	—	—	—	—	—	9:00-12:00	9:00-19:00	—	—
1月19日~22日	—	—	—	—	—	16:00-19:00※2	—	—	—

※1 中部エリアは、冬期は電源 I 'を確保していない。 ※2 1/20は17時から20時、1/22は9時から12時まで稼働。

2021年1月 JEPXを介する取引の資金の流れ

←: 資金が流れる方向性を示す。

- JEPXを取り巻く資金の流れを、昨年11月と今年1月との比較形式で示すと以下のとおり。



(注) 大手電力9社は北海道電力、東北電力、東京電力HD・EP・RP、中部電力・MZ、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力。また、電源開発にはJ-Power S&Tを含む。

1. 今冬の需給逼迫と市場価格高騰の事象概要
2. **事業者、電力広域機関及び政府の対応**
 - (1) 電力需給逼迫への対応
 - (2) 卸市場価格高騰への対応
3. 今回の事象の評価・課題
4. 今後の対応の方向性

安定供給確保等のための取組

- 強烈な寒波の中、安定供給確保等に万全を期すため、様々な取組を行った。

安定供給確保のための取組

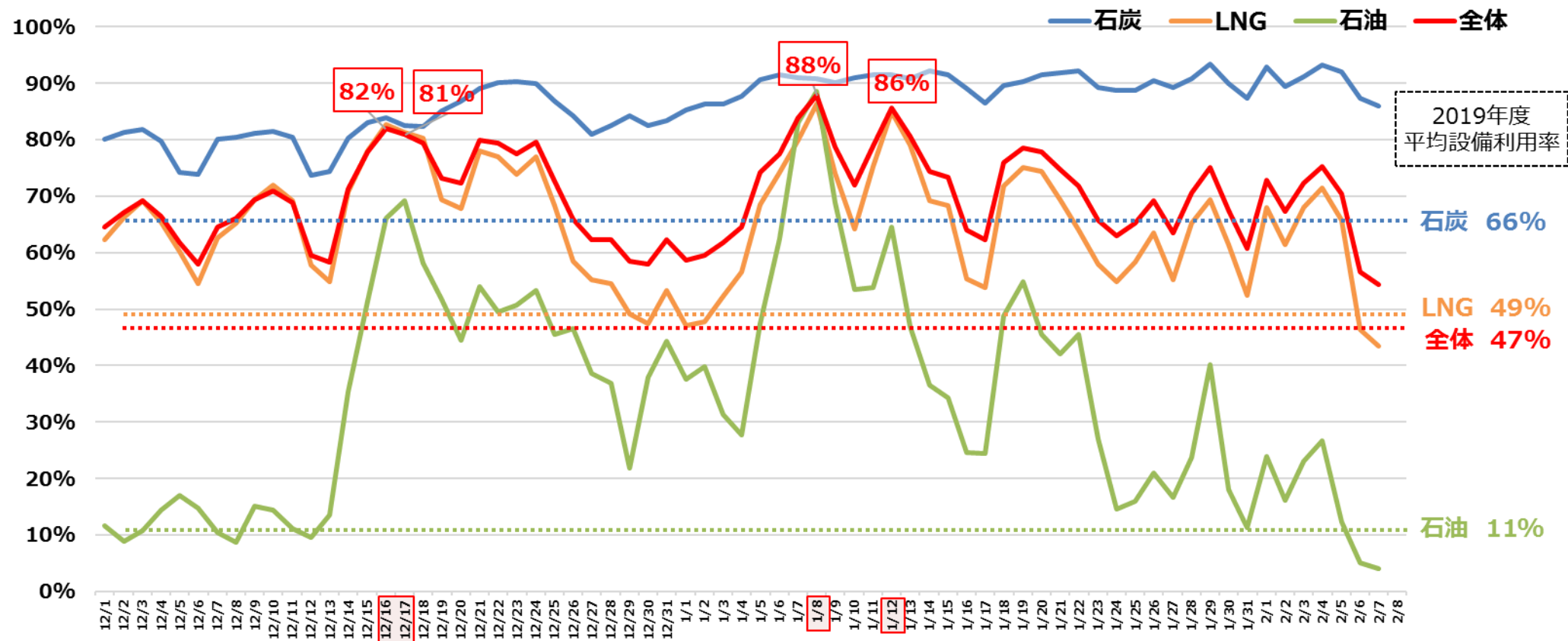
- 各電力会社において、日ごろ稼動していない老朽火力も含め、あらゆる発電所をフル稼働
- 電力広域機関から全国の発電事業者に対し、発電設備の最大出力運転を指示
- 需給状況の厳しい電力会社に電力を融通するよう、電力広域機関が全国の電力会社に指示するとともに、地域間連系線の運用容量を拡大
- 経産省からガス会社に要請するなど、燃料在庫が少なくなっている電力会社に余剰在庫を融通
- 電気事業連合会・電力会社や電力広域機関のHPにおいて、できるかぎり電気の効率的な使用に努めていただくよう協力依頼

(参考) 火力発電設備利用率 日別比較

第29回 電力・ガス基本政策小委（2021年1月19日）資料4-1 一部修正

- 寒波が到来した**12月中旬以降、燃料種を問わず、供給計画取りまとめにおける2019年度の設備利用率（点線部）を常時上回る状態が継続。**
- 年末年始の低需要期に稼働を落としたものの※、再び寒波が到来した**1月上旬から、再び設備利用率が高い状態が継続し、特に全国的に寒波が訪れた1月8日、12日では、火力全体の設備利用率が約90%**となった。

※年末年始(12/26~1/4)の低需要期は、1月以降の本格的な高需要期に備えるため、発電設備の計画停止・補修を行うことが一般的であり、全国的に設備利用率は低い水準を示している。



※旧一般電気事業者等（北海道電力、東北電力、JERA、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、電源開発、酒田共同火力発電、相馬共同火力、常磐共同火力）が所有する火力発電所（沖縄に立地する発電所を除く）を対象に各社ヒアリングにより集計。トラブル等による停止は含んでいるものの、長期休止電源は含んでいない。

※「設備利用率＝発電電力量(送電端、24時間値)/24/定格出力」として求めている。ただし一部、送電端で発電電力量が計測困難な発電所について、発電端の値を使用している。

※燃料が混焼の場合、最も割合が多い主燃料によって燃料種を区分している。

※グラフ中の点線は、2020年度供給計画取りまとめにおける2019年度の設備利用率を示している。それぞれの値は燃料別に、石炭66.4%、LNG48.9%、石油10.6%、火力全体46.8%である。

(参考) 日本テクノによるガス発電の夜間運用の開始

- 1/14(木)、日本テクノ(株)は、日本テクノ袖ヶ浦グリーンパワー発電所（11万kW、ガスエンジン発電）の夜間運用を開始する旨を公表。

<ニュースリリース（抜粋）（2021年1月14日）>

NEWS RELEASE



2021年1月14日

各位

日本テクノ株式会社

電力需給ひっ迫への緊急対応について

日本テクノ株式会社（本社：東京都新宿区、代表取締役社長：馬本英一）は、今冬の厳しい電力需給状況緩和のための、一般社団法人日本経済団体連合会（経団連）・電気事業連合会・電力広域的運営推進機関、並びに各送配電事業者さまからの要請に基づき、関係各所の協力を得て、日本テクノ袖ヶ浦グリーンパワー発電所（109MW、ガスエンジン発電）の夜間における運用を開始することとなりました。日本テクノ袖ヶ浦グリーンパワー発電所は、運用上の制約や経済的効果を鑑み昼間型の運用を行ってまいりましたが、従来と異なる夜間も含めた供給力不足による需給逼迫への対応に少しでもお役に立てればと、日量100万kWhの供給力増加で応えてまいります。また当社所有の日本テクノ上越グリーンパワー発電所（109MW）についても、同様の運用について関係各所と鋭意協議を行っております。

<発電所外観>



<設備概要>

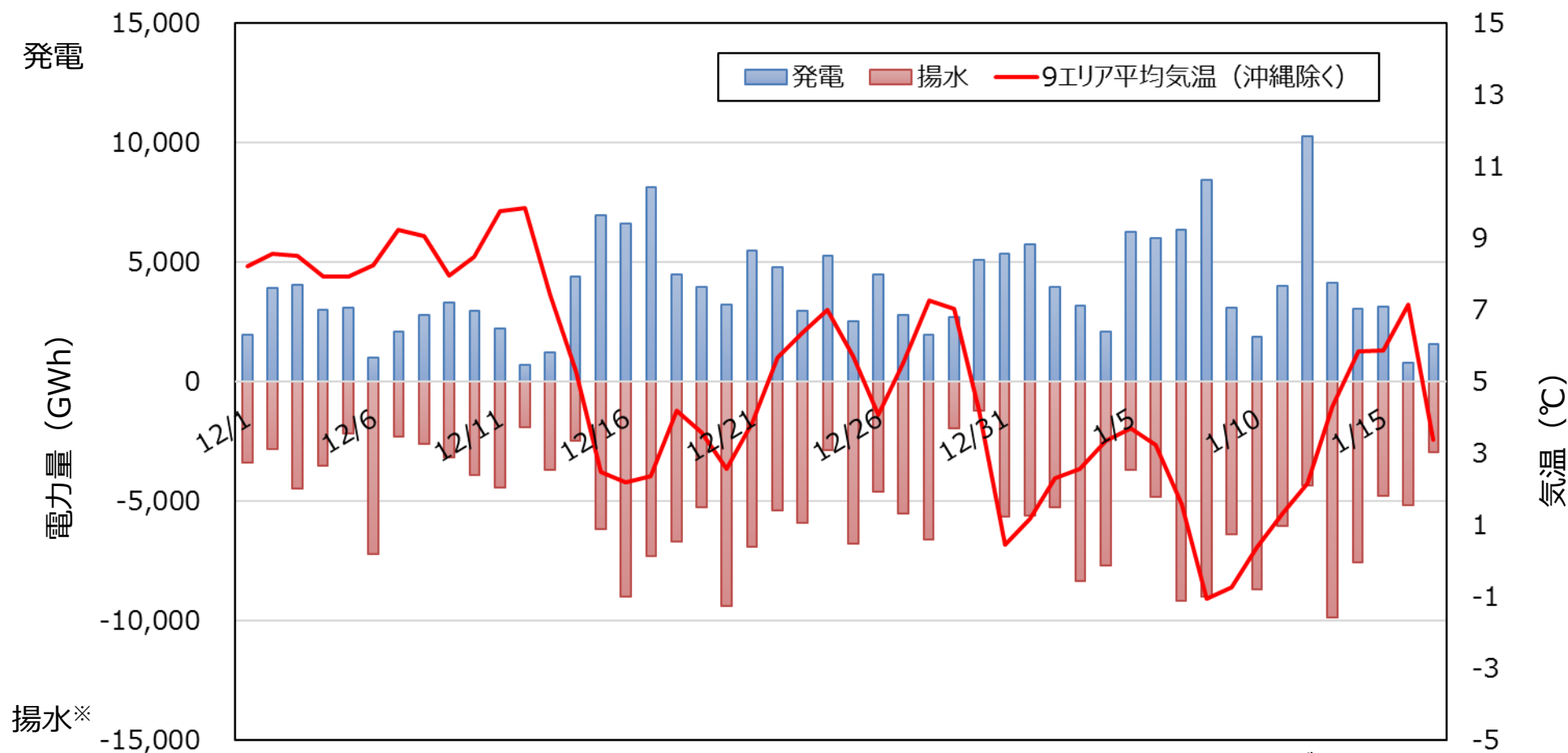
日本テクノ袖ヶ浦 グリーンパワー

最大出力	11万kW
運転開始	2012年8月
燃料	ガス
所在地	千葉県袖ヶ浦市

(参考) 揚水発電の活用状況

- 強い寒波が流入した昨年12月12日以降、供給区域内の需給バランスを調整するため、揚水発電所の稼働が増加。ピーク時の供給力として貢献。

揚水発電所の稼働状況



※揚水運転時のエネルギー損失により
蓄電した電力量の約3割をロス。

各一般送配電事業者ヒアリングにより集計。
※速報値であり、今後変更の可能性あり。

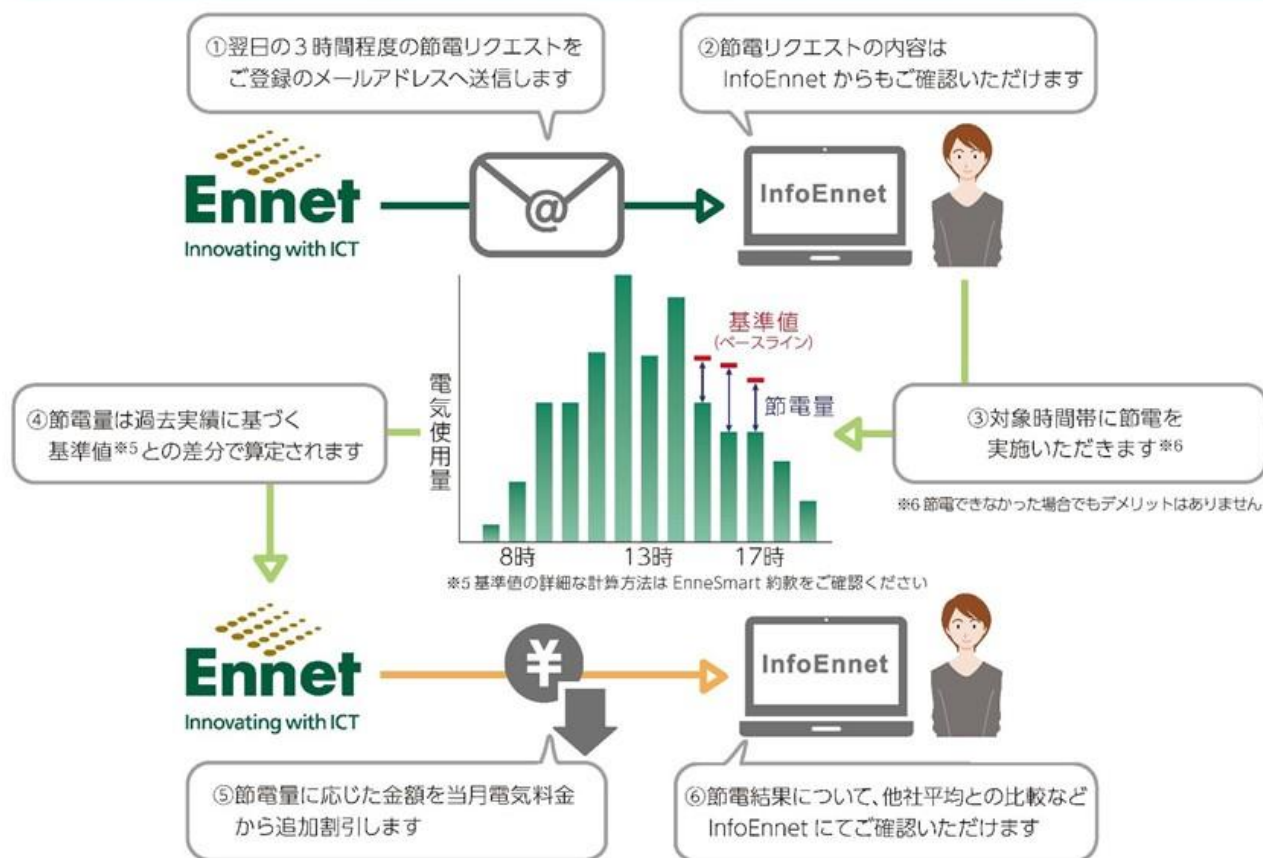
(参考) エネットによるデマンドレスポンス活用周知

- 1/9(土)、エネットは、電力需給改善のため、顧客に対しデマンドレスポンスサービスの活用を周知。

<参考>デマンドレスポンスサービスEnneSmart®活用による電気料金の割引

- 節電リクエストに応じてタイムリーに節電いただくと、節電量に応じて電気料金を割引するデマンドレスポンスサービス。
- 節電量を日本卸電力取引所スポット市場の価格高騰時における電力調達の回避やインバランス回避に活用することで、電気料金の追加割引として還元。

節電リクエストから割引提供までのイメージ



(参考) ガスコジェネレーションシステムの貢献

- ガスコジェネレーションシステムは、2018年度時点で560万kW以上のストックが存在し、平時から効率的な電力・熱の利用に貢献。
- 電力会社からの要請を受けて、一般企業が都市ガスを用いたガスコジェネレーションシステムの出力増加及び稼働時間の延長による追加発電を実施し、系統電力の需要抑制や逆潮流により、全国の電力需給調整に貢献した例もあった。

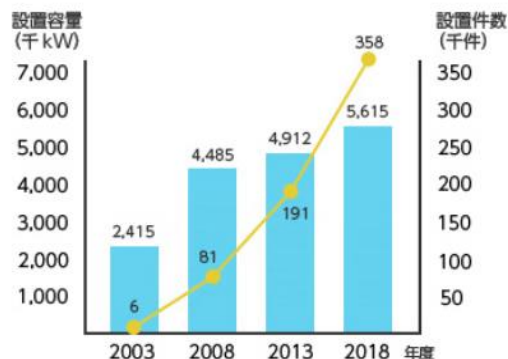
ガスコジェネレーションシステムの特徴

都市ガスを使って必要な場所で発電し、その排熱を給湯等に有効利用でき、省エネ性、省CO2、電源セキュリティに優れたシステム
※電力は系統と連系して使用。
(逆潮流する場合もある)

出所：日本ガス協会ホームページ



ガスコジェネレーションシステムの普及推移



※日本ガス協会正会員（特別会員含む）の集計値

※設置容量および設置件数は累計（家庭用を含みます。）

※ガスエンジン、ガスタービン、燃料電池によるガスコジェネレーションシステム（スチームタービンは含まず）

出所：日本ガス協会ホームページ

ガスコジェネレーションシステムの貢献例

寒波に伴う暖房利用の増加による電力不足に協力

アサヒビール茨城工場、アサヒ飲料群馬工場、アサヒグループ食品栃木さくら工場で自家発電設備出力増加

2021年1月12日

アサヒグループホールディングス株式会社

アサヒグループホールディングス株式会社（本社 東京、社長 小路明善）は、グループ傘下のアサヒビール、アサヒ飲料、アサヒグループ食品の製造拠点で発電する電力量を増加させ、1月6日から15日まで東京電力パワーグリッド株式会社（本社 東京、社長 金子禎則）の電力不足に協力します。

日本海側中心に寒波が押し寄せている影響で、想定以上に暖房用の電力需要が増加するため、東京電力パワーグリッド社が自家発電設備を持つ企業に電力の融通を要請しており、アサヒグループはその要請を受けることとしました。寒波の状況次第では、電力提供期間の延長も行う予定です。

アサヒグループの製造拠点では、燃料転換や排水からメタンガスを回収・有効利用できる嫌気性排水処理設備など、環境・省エネルギー設備の導入を継続的に進めています。発電した電力と発生した排熱の両方を利用し、省エネルギー効果、CO2削減効果を図れるコ・ジェネレーションシステムを主な製造拠点に設置しています。

今回、アサヒビール茨城工場、アサヒ飲料群馬工場、アサヒグループ食品栃木さくら工場に設置するコ・ジェネレーションシステムの稼働を上げ、発電した電力により最大限電力受電量を低減させるとともに、一部を東京電力パワーグリッド社に供給します。工場での製造量が少ない余力時間帯にもコ・ジェネレーションシステムを稼働させ、発電量を増やし電力不足に協力します。1月6日から15日までの期間で、3工場で約35万kWh（約4万2千戸分の1日の消費電力に相当）を追加発電する予定です。

出所：アサヒグループホールディングス株式会社ホームページ

(参考) 電力広域機関：需給状況悪化に伴う発電に関する指示について

- 発電余力を活用しなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあるため、電力広域機関から事業者に対して、**対象エリアを順次拡大させながら指示を実施。**

■ 需給状況悪化に伴う発電に関する指示について（2021年1月14日）

1. 対象エリア

- 北海道電力ネットワーク株式会社、東北電力ネットワーク株式会社、東京電力パワーグリッド株式会社、中部電力パワーグリッド株式会社、北陸電力送配電株式会社、関西電力送配電株式会社、中国電力ネットワーク株式会社、四国電力送配電株式会社、九州電力送配電株式会社

2. 対象日

- 1月15日（金）（準備整い次第）～1月31日（日）24時（指示期間について変更する場合は個別に連絡）

3. 対象事業者

- 対象エリアにおける発電事業者および小売電気事業者（弊機関より別途連絡した事業者）

4. 指示の主な内容

＜東京電力パワーグリッドエリア、北陸電力送配電エリア、関西電力送配電エリア、中国電力ネットワークエリア、四国電力送配電エリアおよび九州電力送配電エリアの対象事業者＞

- 発電設備を最大出力で運転すること。
- （一社）日本卸電力取引所の会員である事業者は、本指示によって生じた発電余剰分を市場に投入すること。なお、市場約定量に係わらず最大出力で運転すること。
- 実運用における運転調整については、各一般送配電事業者に従うこと。

＜その他エリアの対象事業者＞

- （一社）日本卸電力取引所の会員である事業者は、本指示によって生じた発電余剰分を市場に投入すること。

(参考) 電力融通指示の実施状況

- 電力広域機関創設から2019年度までの5年間に於いて、延べ33日の電力融通指示が行われているが、**今年度は1/18時点において延べ21日の電力融通指示**が行われている。

※1/17及び1/18は需給状況の緩和により、融通指示は実施せず。

2020年12月～2021年1月18日の電力融通指示による送受電量

【単位:万kWh】

第29回 電力・ガス基本政策小委
(2021年1月19日) 資料4-1を実績値に修正

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
合計	1035	3806	5482	11501	1549	-17106	-4903	-923	-442
総送電量	1035	3816	8522	11576	2296	40	485	639	2341
総受電量	0	-10	-3040	-75	-747	-17146	-5388	-1562	-2783
12月15日	0	0	108	0	186	-1434	350	312	476
12月16日	0	0	634	-75	92	-876	15	115	94
12月27日	2	0	0	1126	510	-1762	60	0	63
12月28日	54	0	0	1440	350	-1931	20	15	52
1月3日	105	100	-1098	656	175	0	8	5	49
1月4日	200	130	-1250	793	95	0	0	5	27
1月5日	10	10	0	0	50	-70	0	0	0
1月6日	75	50	0	0	130	-439	15	98	70
1月7日	127	10	-87	771	-152	-35	-639	-15	20
1月8日	270	709	172	1786	-103	-839	-1796	30	-230
1月9日	0	660	1368	451	97	-1091	-656	21	-851
1月10日	0	0	1400	550	350	-1019	0	16	-1298
1月11日	83	864	665	876	55	-2544	0	0	0
1月12日	106	631	616	675	65	-1121	-579	-454	60
1月13日	0	640	2144	1586	12	-1797	-1460	-872	-253
1月14日	0	0	0	621	95	-1288	0	20	552
1月15日	0	0	460	240	-60	-853	-240	-40	493
1月16日	0	0	347	0	-400	0	0	-180	233

※電力広域的運営推進機関により、電力融通指示による送受電量の実績を集計した値を示している。なお、端数は切り捨てている。

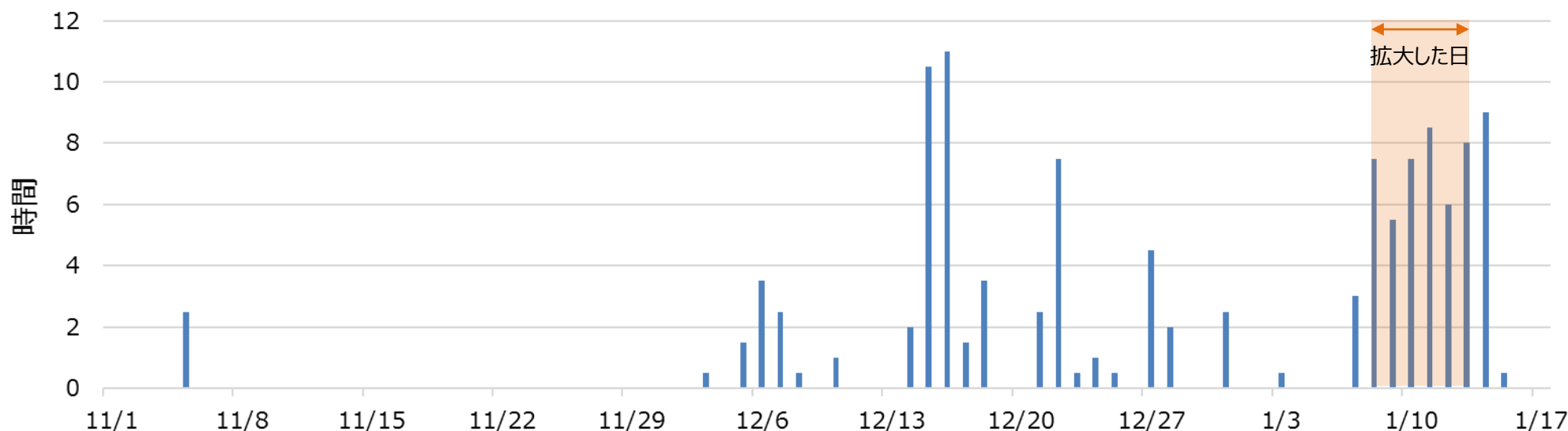
※各日の実績について、送電と受電の両方を実施している場合には双方を合算して相殺した値を記載しているため、総送電量・総受電量とは必ずしも一致しない。

※12月16日の中部エリアの受電については、送配電事故による電源停止に伴う個別事象となっている。

(参考) 地域間連系線の運用容量拡大・融通

- 融通指示に当たり、連系線の空容量が不足しており、当該連系線の運用容量を拡大しなければ調整力不足となるおそれがあったため、中部関西間連系線の運用容量を2倍弱（平均110万kW程度）に拡大。

中部→関西向きの融通制約（運用容量が限界まで活用された時間）



(参考)

- ・ 1月13日の拡大前後の関西向き運用容量の平均値（30分ごとの値の平均）
拡大前：146万kW 、 拡大後：261万kW

(参考) 事業者間の燃料融通

- L N Gの燃料制約を受け、燃料在庫が少なくなっている電力会社に余剰在庫を融通するよう、経産省からガス会社に要請。
- また、LNGのみでなく、電力会社から石油会社等に対して配船調整や重油の提供を求めた。

<取組例>

電力会社間の燃料融通	□ 東日本エリアから西日本の需給逼迫エリアへ、電力会社間でLNGを融通。
ガス会社からの協力	□ ガス大手4社（東京ガス・東邦ガス・大阪ガス・西部ガス）から電力会社へLNGを融通や配船調整等を実施。
石油元売・商社からの協力	□ 石油元売や商社による配船調整等により、重油を確保。

(参考) 電力会社における「効率的な電気の使用」のお願い

<電気事業連合会ホームページ：「電力の需給状況と節電へのご協力のお願いについて」>

昨年 12 月下旬以降、全国的に厳しい寒さが続いており、例年に比べ、電力需要が大幅に増加しております。1 月 8 日には、西日本を中心に全国 7 エリアで最大需要が 10 年に 1 度程度と想定される規模を上回りました。一方、供給面では、悪天候により太陽光発電等の発電量が低下する日も少なくありません。

こうした中で、電力各社においては、日ごろ稼働していない高経年化火力を含めたあらゆる発電所をフル稼働させるなど、供給力の確保に全力を尽くすとともに、電力広域的運営推進機関と連携しながら需給ひっ迫エリアへの広域的な電力の融通を行い、現段階では安定供給を確保しております。電気事業連合会においても、それらの取り組みに対する支援を行うなど、安定供給の確保に最大限の対策を講じているところです。

しかしながら、天候不順や厳しい寒さは今後も続くことが予想され、太陽光発電からの発電量も多くは見込めない状況です。また、高経年化火力発電所の稼働に伴いトラブルが発生するリスクや、火力発電の発電量の増加に伴い発電用燃料の在庫が少なくなるリスクが高まっている状況です。特に 3 連休明けの 12 日は全国的に悪天候が見込まれており、電力需給がさらに悪化する可能性があります。

お客さまをはじめ、広く社会の皆さまには大変ご迷惑とご心配をお掛けし、誠に申し訳ありませんが、寒波の中での暖房等のご利用はこれまで通り継続していただきながら、日常生活に支障のない範囲で、照明やその他電気機器のご使用を控えるなど、電気の効率的な使用にご協力いただきますようお願いいたします。

<東京電力ホームページ：「でんき予報」>

引き続き、大変ご迷惑とご心配をお掛けし誠に申し訳ありませんが、寒波の中での暖房などのご使用はこれまで通り継続いただきながら、日常生活に支障のない範囲で、照明やその他電気機器のご使用を控えるなど電気の効率的な使用にご協力いただきますようお願いいたします。

(参考) 電力広域機関・経済産業大臣からの「効率的な電気の使用」のお願い

<電力広域機関 HP>

今冬の電力需給ひっ迫時の広域機関の対応

2020年12月から寒冷な気候条件が続いたことなどにより、全国的に需給バランスを保つ調整力電源の供給力不足が継続的に発生しております。

当機関は、電気の安定供給確保に万全を期すため、業務規程第175条の規定に基づき、2021年1月6日に非常災害対応本部を立ち上げ、業務規程に基づき、以下の対応を行っております。

電気事業者、自家用発電設備をお持ちの皆様におかれましては、電気の安定供給確保のため、それぞれの責務を果たしつつ、相互に協調していただくようお願いいたします。

ご家庭、工場・オフィスなど電気の利用者の皆様におかれましては、こうした状況をご理解いただき、できるかぎり電気の効率的な使用に努めていただきますようお願いいたします。

<1/12(火) 梶山経済産業大臣閣議後会見（抜粋）>

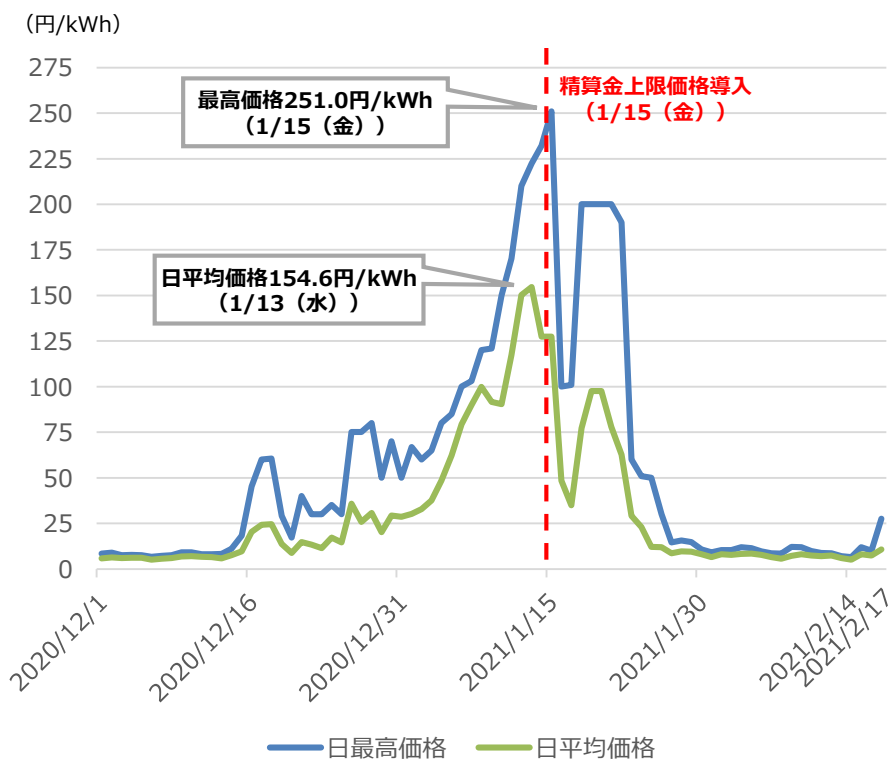
- 厳しい寒さによりまして電力需要が例年に比べて大幅に増えていること、一方で天候の不順により太陽光等の再生エネの発電量が低下をし、L N Gの在庫も減少していることを受けて、全国的に電力需給が厳しい状況が続いております。
- 現在、各電力会社において、老朽火力も含めたあらゆる発電所の活用や自家発電からの電力調達、更に電力広域機関を通じた地域間での機動的な電力融通等に取り組み、安定供給の確保に努めていただいています。
- 厳しい寒さが続き、足下の電力需給が逼迫している中において、皆様におかれましても、暖房の利用など普段どおりの生活を続けていただきつつ、電気の効率的な使用を続けていただきたいと思います。
- 政府としても、電力の安定供給に最大限努めてまいります。

1. 今冬の需給逼迫と市場価格高騰の事象概要
- 2. 事業者、電力広域機関及び政府の対応**
 - (1) 電力需給逼迫への対応
 - (2) 卸市場価格高騰への対応**
3. 今回の事象の評価・課題
4. 今後の対応の方向性

スポット市場価格高騰への対応

- 12月下旬以降、寒さによる電力需要の増加等を受け、スポット市場価格が高騰。
一時、**最高価格は250円/kWh、平均価格は150円/kWhを超える水準**まで価格が高騰。
※2020年度の年間平均は**11.8円/kWh**。過去には16.5円/kWh（2013年度）等、更に高水準であった年も存在。
- 高騰が続く市場価格への対応として、**1/15（金）にインバランス料金上限を200円/kWhとする措置**を発表。これに加え、**市場関連情報の公開、市場監視**等の対策を実施。
- こうした対策を通じ、市場価格は、1/18（月）の週は小康状態にあったものの、**1/25（月）の週に入り、概ね沈静化**。

＜スポット市場価格の推移＞



＜市場価格高騰への対策の実施＞

- **インバランス料金への上限価格（200円/kWh）の導入**
- **市場価格関連情報の公開**
 - 1/19の本小委員会において足下の状況を詳細に公開（需給状況、LNG在庫、LNG火力出力状況等）
 - 1/22以降、電取委HPIにおいて**売り・買い入札状況を継続的に公開**
 - 2/27以降、**JEPX**において、**毎日48コマ分のスポット市場の需給曲線を継続的に公開**（昨年12月1日以降の全コマについても公開）
- **電取委による厳格な監視**
 - 旧一電に対し、12/15以降、**売り惜しみ行為がないか**等を聴取

電力スポット市場価格高騰による需要家への影響と対応

- 今般生じた市場の価格高騰の影響により、「市場連動型メニュー」の需要家（消費者・事業者）に対し、高額な料金請求が生じる可能性があったため、これまで様々な対策を実施。

※ 市場連動型のメニューは約66万件程度（法人向け：約46万件、個人向け：約20万件）契約されている見込み。

- 3月5日、1月の清算金（インバランス料金）の確報値（平均78円/kWh）が公表。速報値（59円/kWh）と比較し大きく乖離した状況となったことを受け、追加の対応を実施。

※ 1月の平均市場価格は63円/kWh

需要家への情報発信



- 1/14に、需要家向け相談窓口を設置（電取委）
- 1/14以降、需要家に対して契約内容の確認と契約の切替え方法について累次の周知。（電取委、国民生活センター）

小売電気事業者に対する要請



- 1/29に、市場連動型料金メニューを提供する新電力に対し、需要家の電気料金がそれまでの価格水準と比べて高額にならないように柔軟な対応に応じるよう要請。
- 1/29に、他の新電力に卸供給を行う事業者に、卸料金の支払いに関する柔軟対応を要請。

小売電気事業者が柔軟対応を可能とするための措置



- 一般送配電事業者に対し、一定の条件の下※1、1月分のインバランス料金及びFIT特定卸料金の支払いについて分割措置※2等を実施。
※1 需要家等に対する柔軟対応の実施、事業健全性・継続性が認められる場合
※2 インバランス料金の確報値の公表を踏まえ、8月までの分割措置(2/12)を12月までに延長(3/19)

相談窓口の設置と資金繰り支援策の紹介



- 1/29に、上記要請に係る小売電気事業者等からの相談窓口を設置。新電力が活用可能な中小企業向け資金繰り支援策（日本公庫による貸付）等を紹介。
- 日本公庫等に対し、実情に応じた柔軟な対応を要請（3/19公表）。

インバンス料金の分割措置について

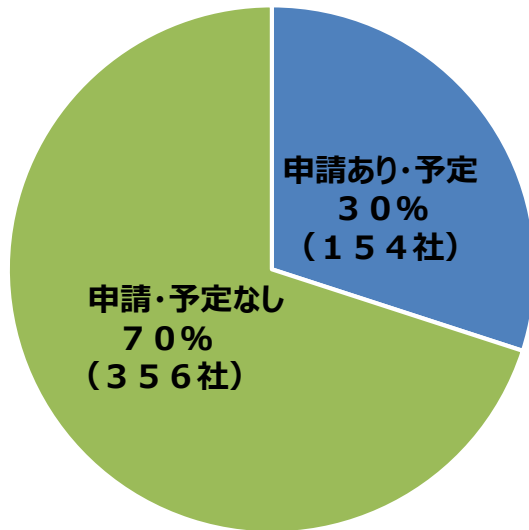
- 3月5日（金）のインバンス料金の確報値の公表を踏まえ、19日（金）に**インバンス料金**及び事前申入済の事業者の**再生可能エネルギー電気卸供給の分割払いを年末（9回）まで延長**とする措置を追加的に措置（※申請締切は昨25日）。
- 3月25日（木）時点で、インバンス料金の分割措置については、**84バランシンググループの177社から申請**がなされ、一般送配電事業者と順次、確認を進めている。
（資源エネルギー庁において、令和2年11月時点で供給実績のある小売電気事業者全520社のうち、みなし小売電気事業者10社を除く全510社に電話でヒアリングを行うとともに、申請の意向等を確認。）

申請を行った理由（事業者からの声）

- ✓ 子BGの支払い分が厳しく、親がそれをかぶるとなるとかなり厳しくなる予測。今回の措置で財政面で安定する見込み。
- ✓ 分割措置で、1億円の債務が分割される予定。この措置の前の話だが、金融機関の融資は拡大でOKをいただいている。この措置があればより一層受けやすいと思う。
- ✓ 内部留保などしており、支払えなくはないが、分割をしてもらえると運用しやすい。

申請を行わなかった理由（事業者からの声）

- ✓ 一括で支払える額だったため。
- ✓ 確定金額が予報値よりもかなり差があるが、まだ数が少ないので支払える。分割措置であって結局は支払わなければならないので一括で支払う。
- ✓ 3月末が決算で、今期のものは今期で処理の大原則に則っている。
- ✓ 今回インバンス料金は発生しなかった。



※2020年11月分の電力調査統計で供給実績のある全520社のうちみなし小売電気事業者10社を除く全510社を対象

新電力ヒアリング

- 前頁の電話ヒアリング※に際しては、可能な範囲で、経営状況についても意見を聴取。
※令和2年11月時点で供給実績のある小売電気事業者全520社のうち、みなし小売電気事業者10社を除く全510社を対象
- 「経営が苦しい」といった事業者からの声とともに、「影響をあまり受けなかった」といった声を確認。
- 4月5日（月）に1月のインバンス料金の支払期日が到来するため、引き続き状況を注視。

事業者からの「苦しい」声

A社：資金繰りの見通しは立たない状況。事業継続はしたい意思はあるが資金面で分からない状況。

B社：電力事業を始めて1年強。単月で3～40万の薄利なのに、今回2000万の赤字。70か月分の利益分が飛ぶ。需要家もいることなので、責任があり、撤退は考えていない。事業の見直しはあるが、事業継続予定。

C社：数千万円の赤字。確報値は、速報値と比べて3割増しであった。経営には大いに影響があったが、今後は経営を立て直し、地産地消で地元の方の期待に応えるようにする。

D社：分割措置は利用しない予定だったが、金額が思ったよりも多く、分割措置の申請についてこれから社内で検討する。

影響をあまり受けなかった事業者の声

E社：余剰が多かったので、インバンスの影響はなかった。

F社：親BGが全て払う契約で、インバンスの影響なし。インバンスの影響はないが、市場調達での影響はある。

G社：親BGに、インバンス料金を固定額で払う契約なので、子には影響がない。

H社：相対取引をしていて、その都度必要な分を調達しているので、影響がない。

(参考) 【論点】1月のインバランス料金の分割措置について

- 今回の確報値と速報値の差異については、新電力の経営にも影響が考えられ、ひいては需要家にも影響があり得ると考えられる。

(1) 制度的対応

- こうした観点からも、②緊急時対策：kWh不足に対するセーフティネットの仕組みを早期導入することが必要と考えられるのではないかと。

(2) 当座の対応

- また、一般送配電業者が受付を開始しているインバランス料金及び事前申入済の事業者の再生可能エネルギー電気卸供給の分割措置の申請は、3月15日（月）が締切とされているところ、3月5日（金）の確報値の公表を踏まえ、新たに分割措置の申し込みを希望する者が出てくることが考えられる。

- このため、需要家への影響を抑制するべく、各一般送配電事業者に対し、3月15日（月）までに分割措置に関してメール等で連絡を行えば申込対象とみなす、柔軟な対応を資源エネルギー庁と協力して行うことを要請することとしてはどうか（※）。

（※）1月のインバランス料金の支払期日が4月5日であることを踏まえた実務の観点から、3月25日（木）までに、小売電気事業者が申請書類一式を提出いただくことが必要。

(3) 更なる検証

- さらに、今般のインバランス料金についてしっかりと検証を行うとともに、今冬の需給逼迫及び市場価格高騰が新電力の経営に与える影響について、丁寧に新電力の置かれた状況について調査を行うこととしてはどうか。

(参考) インバランス料金の分割措置に関する主な問合せ内容について

Q 1. 各要件について、具体的に提出対象となる事業者はどの範囲か。

- A. 本措置はあくまで需要家を保護することを目的としたものです。このため、需要家保護要件はB G全体で措置することをお願いしています。他の要件は、代表契約者のみ御対応いただくものです。

Q 2. B G子が直接申請することは可能か。

- A. 一般送配電事業者からインバランス料金を請求される代表契約者を通じた申請が原則となります。
※BG子からの御相談も受け付けていますので、お気軽に御相談ください。

Q 3. 需要家保護策としてB G全体で実施する必要がある新型コロナウイルス感染症の拡大を踏まえた柔軟な対応について、どの程度の期間実施するべきか。

- A. 本分割措置の趣旨を踏まえ、分割措置を受ける期間中は需要家への柔軟な対応を実施することをお願いしています。

Q 4. 事業継続性要件における契約は4月以前から開始していないと対象とならないか。

- A. 審査においては、契約終了期日が分割払の期間よりも後であることを確認しているため、契約開始日については問わないこととしています。

Q 5. 措置を受けている事業者の情報はどのように公開するのか。

- A. 当庁のHPにおいては、既に料金の支払いの猶予等の柔軟な対応に応じてくださっている事業者を公表させていただいています。これに追記する形での公開を想定しています。

https://www.enecho.meti.go.jp/coronavirus/pdf/list_electric.pdf#zoom=190

Q 6. 申請書にある「違反した場合には、本申請が認められた場合に適用される本供給条件を適用日まで遡って取り消す」場合とは具体的にどのような場合か。

- A. 申請書類に虚偽がある場合など、本措置を不正に利用しようとする場合などを想定しています。

(参考) 市場価格高騰を踏まえたインバランス収支管理の在り方について

第30回 電力・ガス基本政策小委
(2021年2月17日) 資料8より抜粋・一部加工

- インバランス収支については、市場価格高騰による収入増も起こりうる一方、前頁のとおり、市場価格高騰に伴う収益悪化要因も存在。また、インバランス料金の分割支払措置の影響もあり、今年1月の不足インバランス収入が実際に得られるかの確定は今年8月以降※に後ろ倒しとなる。

※ 3月19日に、分割払いを年末まで延長とする追加的措置を実施。この影響により12月以降に後ろ倒し。

- したがって、インバランス収支の扱いについては、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を検討することを基本としつつ、まずは今冬のインバランス収支の実績について、透明性を確保の上、その状況をよく確認することが必要ではないか。
- したがって、インバランス収支の透明性確保のため、
 - ✓ インバランス収支計算書上、インバランス収支における分割支払の影響（インバランスに係る債権に関して発生した貸倒損及び貸倒損引当から貸倒損引当戻入を控除した額）を参照できる様式に変更した上で、
 - ✓ 電力・ガス基本政策小委員会において、分割支払の実績を含めた収支の状況について、フォローアップしていくこととしてはどうか。

1. 今冬の需給逼迫と市場価格高騰の事象概要
2. 事業者、電力広域機関及び政府の対応
- 3. 今回の事象の評価・課題**
 - (1) 電力需給逼迫に係る評価・電力システム上の課題**
 - (2) 卸市場価格高騰に係る評価・電力システム上の課題
4. 今後の対応の方向性

今般の電力需給逼迫状況の検証を通じて見えた電力システム上の課題

- 今冬の需給逼迫は、断続的な寒波による電力需要の大幅な増加とLNG在庫減少によるLNG火力の稼働抑制が主因だが、石炭火力のトラブル停止といった背景事象や石油火力の休廃止などの構造的な事象が存在。
- 今般の事象要因分析を踏まえた検証状況・課題は下記のとおり。

検証状況

- 安定供給は確保し、直ちに問題となる点はなかったものの、電気事業の構造的変化に伴って検討すべき課題が顕在化。
 - ✓ 自由化に伴い、自社設備の最適化を各社進めており、石油火力等の供給力が減少したことに加え、再エネの導入拡大に伴い、調整力としての火力の重要性が増し、特にLNG火力への依存度が増大。経済効率性の観点から、LNG在庫の余剰分が各社で適正化され、変動再エネも導入拡大する中で、kW・kWh双方が不足するリスクが増大。
 - ✓ 自由化前の旧一般電気事業者のような一義的に供給力を担保する主体が存在しなくなっている中で、需要を充足するための供給力の確保について、上記リスクも踏まえた各事業者（発電事業者、小売事業者、一般送配電事業者）の責任や確保の在り方についての検討が必要ではないか。

主要課題

- kWhを評価する仕組みの不足により、事前に需給状況の予測や必要な燃料確保ができなかったことから、これらへの備えが重要【**予防対策**】
- また、kWh逼迫時における情報発信や電力・燃料に係る事業者間連携、需要側対策等の環境整備が必要。【**警戒時・緊急時対策**】
- 中長期的には、カーボンニュートラルの実現に向けた脱炭素電源の導入拡大や化石火力の依存度低減が見込まれる中でも、地域間連系線等の整備により広域的な調整力融通を強化しながら、安定供給確保のために必要な調整力・慣性力といった役割を持つ火力について、段階的に脱炭素化を図りつつ、適切な火力ポートフォリオを構築しながら確保することが課題。【**構造的対策**】

- 今般の電力需給状況を巡る背景としては、以下のような点が考えられる。

(1) 電力システム改革の進捗

- ◆ 電力広域的運営推進機関の設立（2015年）
- ◆ 小売全面自由化（2016年）と電気事業類型の見直し（発電事業：届出制、送配電事業：許可制、小売事業：登録制）
- ◆ 送配電部門の法的分離（2020年）

(2) 電源ポートフォリオの変化

- ◆ 自由化の中で、不採算火力（特に老朽石油火力）の廃止が進展
- ◆ 脱炭素化の潮流の中で、火力発電所の新設は減少傾向
- ◆ 原子力の設備容量は多いが、稼働している発電所は限定的
- ◆ 自然条件により発電量が変動する再エネ（太陽光・風力）が増加
- ◆ 自由化の中で、電力各社内はLNG在庫管理を経済性の観点から最適化

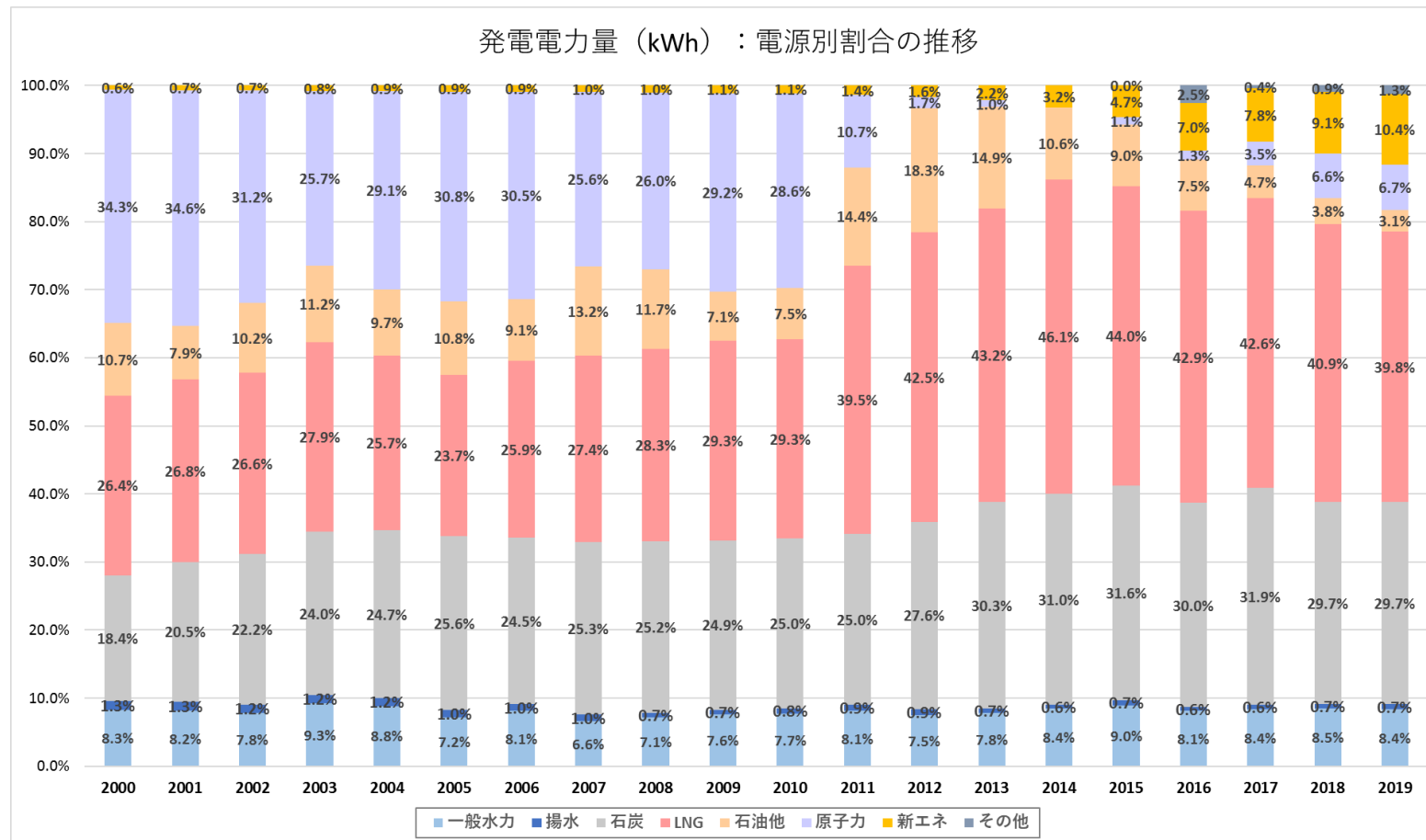
(3) 今冬の需給要因

- ◆ 強い寒波の断続的な流入により、電力需要が大幅に増加
- ◆ こうした中、国際的な需給逼迫や上流液化プラントにおけるトラブルを背景として、在庫の積み増しも困難となり、LNGの在庫水準が低下。
- ◆ 2020年12月～2021年1月でフル稼働していた原発は2基のみであり、ベースの供給力は過去数年に比べて低水準
- ◆ 火力のトラブル停止や渇水による水力の利用率不調、太陽光の発電量変動

(参考) 発電電力量の推移

第28回電力・ガス基本政策小委員会
(2020年10月30日)資料7

- 東日本大震災以降、全国の原子力発電所は順次停止し、**2014年度の原子力発電所の発電電力量の割合は0%**となった。
- 積極的に再エネも導入しているものの、安定供給を確保するためには、これまで休止していた経年火力を再稼働させたり、最新の設備に更新して発電効率を高めるなど、**火力発電所の発電電力量の割合を増加（2009年度約61.4%→2019年度65.7%）し、電力をまかなってきた。**

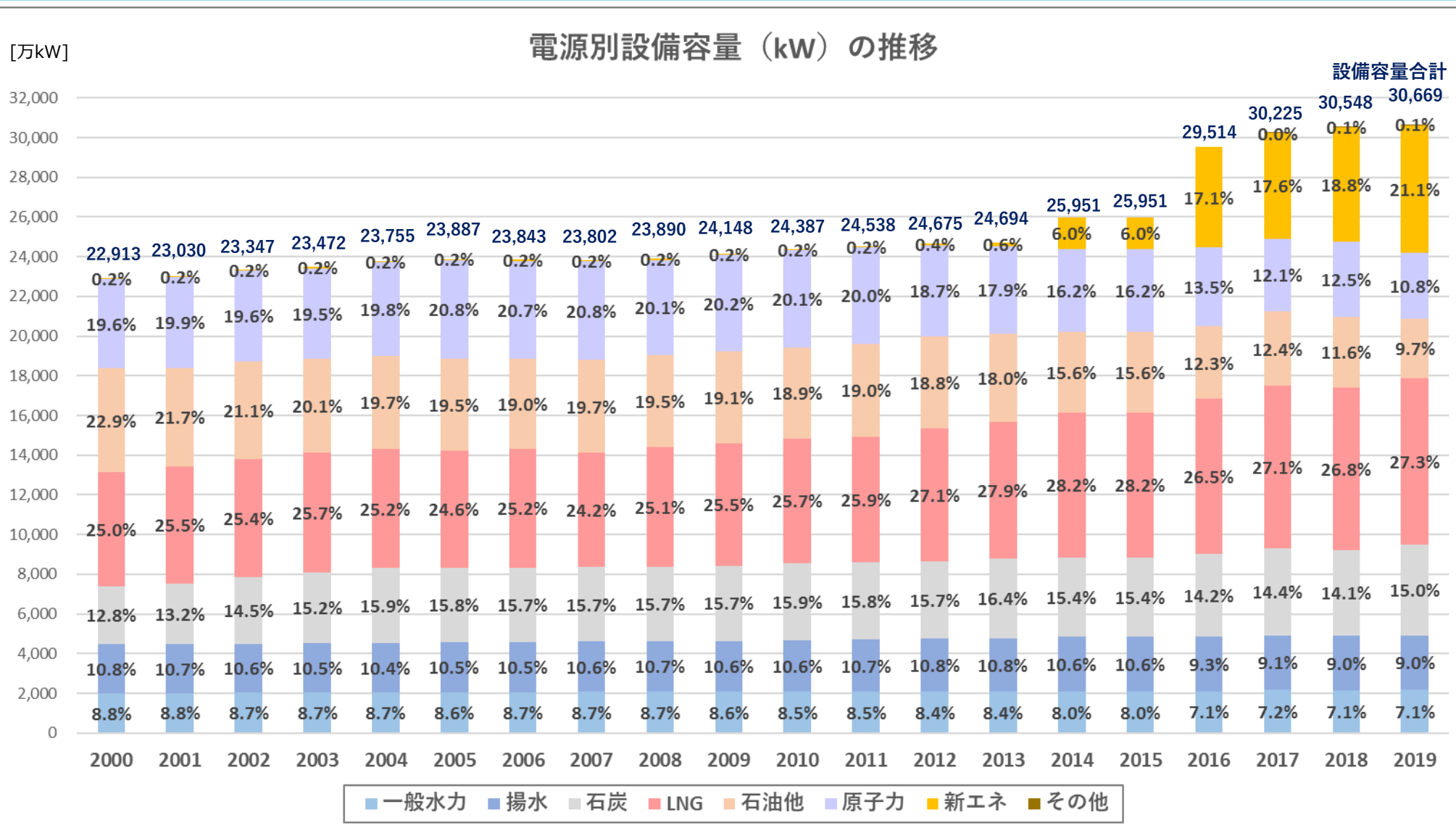


(出所) 2000～2015年度：電源開発の概要、2017年度以降：供給計画とりまとめ（電力広域的運営推進機関）から作成（自家消費分は含まない）

(参考) 設備容量の推移

第28回電力・ガス基本政策小委員会
(2020年10月30日)資料7

- 近年、再エネ設備の導入が増加すると共に、石油火力の廃止や一部原子力の廃炉が進んでいる。



(参考) 火力の新設・休廃止の推移

第28回電力・ガス基本政策小委員会
(2020年10月30日) 資料7 一部修正

- 自由化後、2019年度までの火力電源の廃止実績は増加傾向にある。
- 2020年度供給計画に計上される**火力の休廃止設備量は、前年度と比較し、増加**（2025年度断面で、約570万kWの設備が追加で休廃止計上）している。
- なお、2021年1月8日時点で稼働していた火力電源のうち約500万kW（*）の休廃止が決定している。

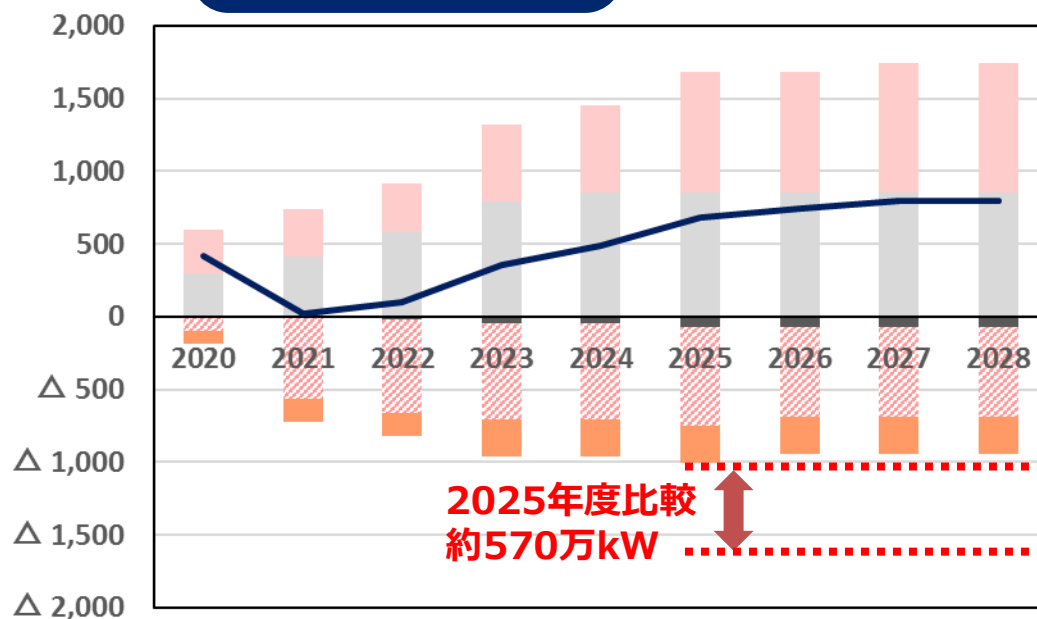
廃止した火力電源の実績

	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度
設備容量（万kW）	49	203	136	669

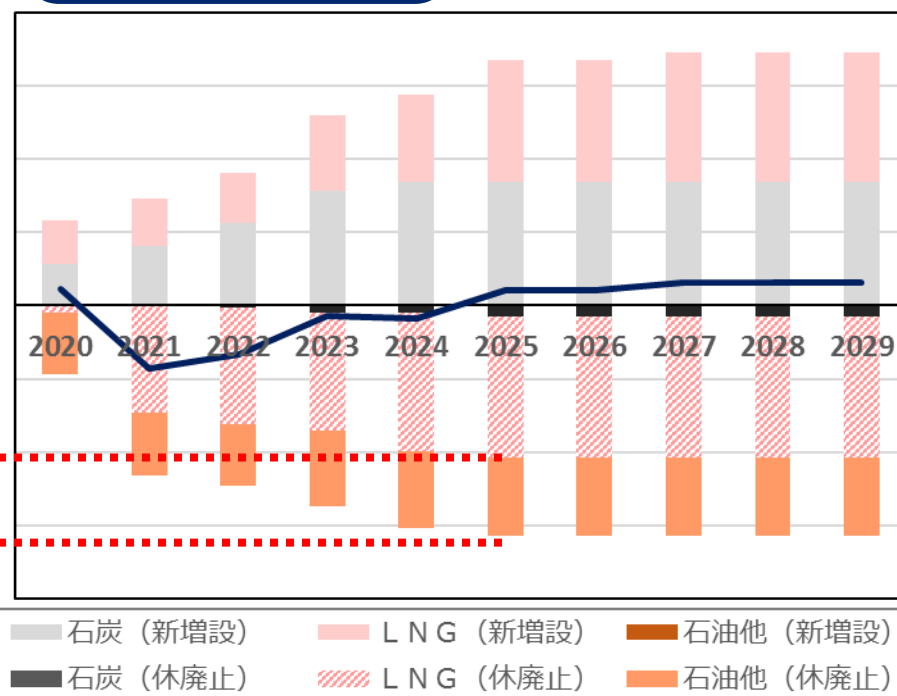
* 2021年1月8日時点で稼働していた旧一般電気事業者・電源開発が保有する火力電源のうち、2024年度までに休廃止する予定の電源を集計。

【万kW】

2019年度供給計画



2020年度供給計画



（出所）供給計画とりまとめ（電力広域的運営推進機関）を加工

1. 今冬の需給逼迫と市場価格高騰の事象概要
2. 事業者、電力広域機関及び政府の対応
- 3. 今回の事象の評価・課題**
 - (1) 需給逼迫に係る評価・電力システム上の課題
 - (2) 卸市場価格高騰に係る評価・電力システム上の課題**
4. 今後の対応の方向性

今般の卸電力市場高騰の検証を通じて見えた電力システム上の課題

- 売り入札の減少により売り切れ状態が継続して発生し、スパイラル的に買い入札価格が上昇。
- 今般の事象要因分析を踏まえた検証状況・課題は下記のとおり。

検証状況

- 市場参加者の行為が適切だったのか、電取委において、各社への報告徴収（2月8日）や、これらの事業者に対する公開のヒアリング（2月25日）を実施した上、制度設計専門会合（3月2日、3月24日）において議論。余剰電力の全量市場供出、自社需要の見積もりの妥当性、燃料制約の実施の妥当性等について検証が行われたが、昨年12月から今年1月までの期間、旧一般電気事業者（9社）及びJERAの取引に関して、相場を変動させることを目的とした売惜しみ等の問題となる行為は確認されなかった。
- また、電取委において、電源Ⅱの事前予約や一般送配電事業者のスポット市場及び時間前市場からの調達といった一般送配電事業者の調整力の運用についても、スポット市場に大きな影響は与えなかったと評価された。

主要課題

- 今回の市場価格の高騰が、一義的には、市場における売り切れが原因であることを踏まえれば、供給力を有する者が供出可能な電源については、適切に市場に供給力が供出される市場環境が重要。【予防対策】
- kWhが不足する場合において、小売事業者によるDRリソース確保のインセンティブ等を削がない範囲内で、セーフティネットの在り方を検討することが必要。【警戒時・緊急時対策】
- また、信頼される市場環境の整備の観点から、適切な情報発信、旧一電の内外無差別な卸売の実効性確保、更に中長期的には、長期から段階的にリスク管理を行うとともに、実需給の直前までの取引を可能とする市場設計も重要。【構造的対策】

(参考) 今冬の価格高騰に係る旧一電・JERAに対する監視・分析結果のまとめ①

電力・ガス取引監視等委員会 提出資料

- 前述の通り、今冬の価格高騰に際しては、売り入札の全てが約定する売り切れ状態となり、買い入札価格によって約定価格が決定されていた。
- そこで、スポット市場の売り札の大きな割合を占める旧一電及びJERAの実質的な売入札量について分析したところ、12月中旬から1月下旬にかけて、通常より少ない量となっていた。また、中には、買い約定量が増えた者もあった。こうしたことから、これらの事業者の売り入札量の減少及び買約定量の増加が、スポット市場において売り切れが継続した原因になっていたと考えられる。
- こうした状況踏まえ、8頁に示したデータやヒアリング結果等を前提として、旧一電及びJERAを対象とし、以下の①～⑥の検証項目について監視・分析を行った。

(検証①：余剰電力の全量市場供出について)

- 各社における実質的な売入札量の合理性を分析したところ、12月及び1月の全日（1日48コマ）において、各社の供給力や自社小売需要等から算出される入札可能量と、各社の売入札量には齟齬はない（スポット市場入札時点の余剰電力の全量が市場に供出されている）ことが確認された。
- さらに、この期間の売入札量の減少について、各社からは、寒波による自社小売需要及び他社相対卸供給の増加と、燃料制約によるLNG及び石油火力の出力抑制等によるものとの説明があった。

(参考) 今冬の価格高騰に係る旧一電・JERAに対する監視・分析結果のまとめ②

電力・ガス取引監視等委員会 提出資料

(検証②：自社需要の見積もりの妥当性について)

- 入札可能量の計算に用いられた諸元のうち、**自社小売需要**については、ヒアリングの結果、各社は、概ね**最新の気象予報**に加えて、**近日の気象類似日**や**事前の顧客への休業調査**等から**需要計画を策定**しており、**意図的にこれを過大にするといった行為は確認されなかった。**

(検証③：燃料制約の実施の妥当性について)

- 燃料制約については、**タンクの運用下限を設定し、在庫量・配船予定日・需要見通しを踏まえて、一定の考え方に基づき燃料制約を実施**していたことが確認された。

なお、自社需要見積もり、燃料制約以外の入札可能量の計算諸元については、以下の通り。

1) **供給力、出力停止等**

- 各社より提出された供給力の内訳（自社の設備容量・出力、他社受電分）及び出力停止等の内訳（出力停止・低下、電源Ⅰ・Ⅰ'等）に基づき分析。各社の供給力変動については、①定期検査等による電源の停止・出力低下、②起動・停止時の起動カーブによる供給力減少、③水力・太陽光など再エネ電源の変動等が主な理由であるとの説明があった（詳細は別冊各社データ編参照）。

2) **その他制約**

- 「その他制約」について、揚水制約の数量及び算定方法、それ以外の制約の内訳（段差制約、供給力変動リスク等）及び変動理由の提出を受け、不合理な点は無いことを確認（詳細は別冊各社データ編参照）。

3) **予備力**

- スポット入札時点の予備力について、自社需要の1%相当以下で設定されていることが確認された。

(参考) 今冬の価格高騰に係る旧一電・JERAに対する監視・分析結果のまとめ③

電力・ガス取引監視等委員会 提出資料

(検証④：買入札価格・量の妥当性について)

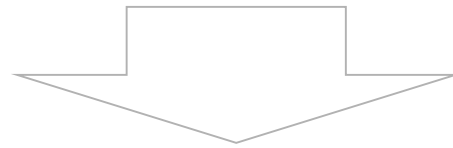
- 買入札価格及び量の妥当性については、旧一電の買入札価格・量が、価格高騰の要因となったとの事実は確認されなかった。

(検証⑤：グロス・ビディングの実施方法について)

- 12月下旬以降、3社（関西電力、中国電力、北陸電力）が、一定期間グロス・ビディングを取りやめていたが、売入札量と買入札量を同程度に減らしていることが確認された。したがって、約定価格への影響は極めて限定的であったと考えられる。

(検証⑥：発電情報公開システム（HJKS）への情報開示について)

- 停止・出力低下について、適切に発電情報公開システムへの情報開示が行われていたかについては、一部事業者の登録漏れが確認されたものの、それ以外では現行ガイドラインに沿った開示が行われていた。



これまでに入手したデータやヒアリング結果（詳細は8頁参照）を前提とした監視・分析によれば、昨年12月から今年1月までの期間、旧一般電気事業者（9社）及びJERAの取引に関して、相場を変動させることを目的とした売惜しみ等の問題となる行為は確認されなかった。

(参考) 一般送配電事業者の調整力の運用等がスポット市場に与えた影響①

電力・ガス取引監視等委員会 提出資料

- 前回、この期間における一般送配電事業者の調整力の運用がスポット市場に与えた影響についてご議論いただき、大きな影響はなかったと評価いただいた。

1. この期間の調整力の稼働状況について

比較的多くの不足インバランスが発生していた1月8日について分析したところ、電源Ⅰが多く指令されていたが、それに加えて、電源Ⅰ'、各種電源のオーバーパワー、自家発なども調整力として活用されていた。また、電源Ⅱが多く指令されたエリアもあった。

この売り切れコマにおける電源Ⅱへの指令は、発電事業者が燃料制約として抑制した（売り入札しなかった）部分への指令であった。したがって、そのコマについては市場に影響は与えていなかったと考えられるが、翌日以降のスポット市場投入可能量には影響があったと考えられる。

これについて、以下①のケースについては、その影響は電源Ⅰに指令する場合よりむしろ小さかったと言え、②のケースについては、このコマの需給調整には不可欠の指令であったことから、致し方ないものと言える。

- ① 電源Ⅰが揚水発電であってその貯水量が十分でない場合に、電源Ⅰの代替として、電源Ⅱの火力を、発電事業者が設定した燃料制約の水準を超過して（燃料の先使いをして）指令するケース
- ② 電源Ⅰでは不足する場合に、電源Ⅱの火力を、発電事業者が設定した燃料制約の水準を超過して（燃料の先使いをして）指令するケース

こうしたことから、この期間の一般送配電事業者の調整力の運用によって、スポット市場への影響が拡大したといったことは確認できなかった。

(参考) 一般送配電事業者の調整力の運用等がスポット市場に与えた影響②

電力・ガス取引監視等委員会 提出資料

- 前回、この期間における一般送配電事業者の調整力の運用がスポット市場に与えた影響についてご議論いただき、大きな影響はなかったと評価いただいた。

2. 電源Ⅱの事前予約について

この期間において、**四国送配電が12月15～17日、中部PGが12月21日に、太陽光等の予測外れによる不足インバランスに対応するため、電源Ⅱの事前予約を行っていた。いずれも決められたルール通り実施されており、12月15日、21日分はスポット市場後の予約であり、12月16日、17日分はスポット市場前であったもののスポット市場の約定総量に占める予約量の割合は多くても0.4%程度であり、市場取引への影響は限定的であったものと考えられる。**

関西送配電からも電源Ⅱ事前予約実施の報告があったが、その詳細を確認したところ、発電事業者が燃料制約として売り入札しなかった部分を確保したものであり、通常の電源Ⅱ事前予約とは異なるもので、そのコマのスポット市場や時間前市場への影響はないと考えられた。

3. 一般送配電事業者のスポット市場及び時間前市場からの調達について

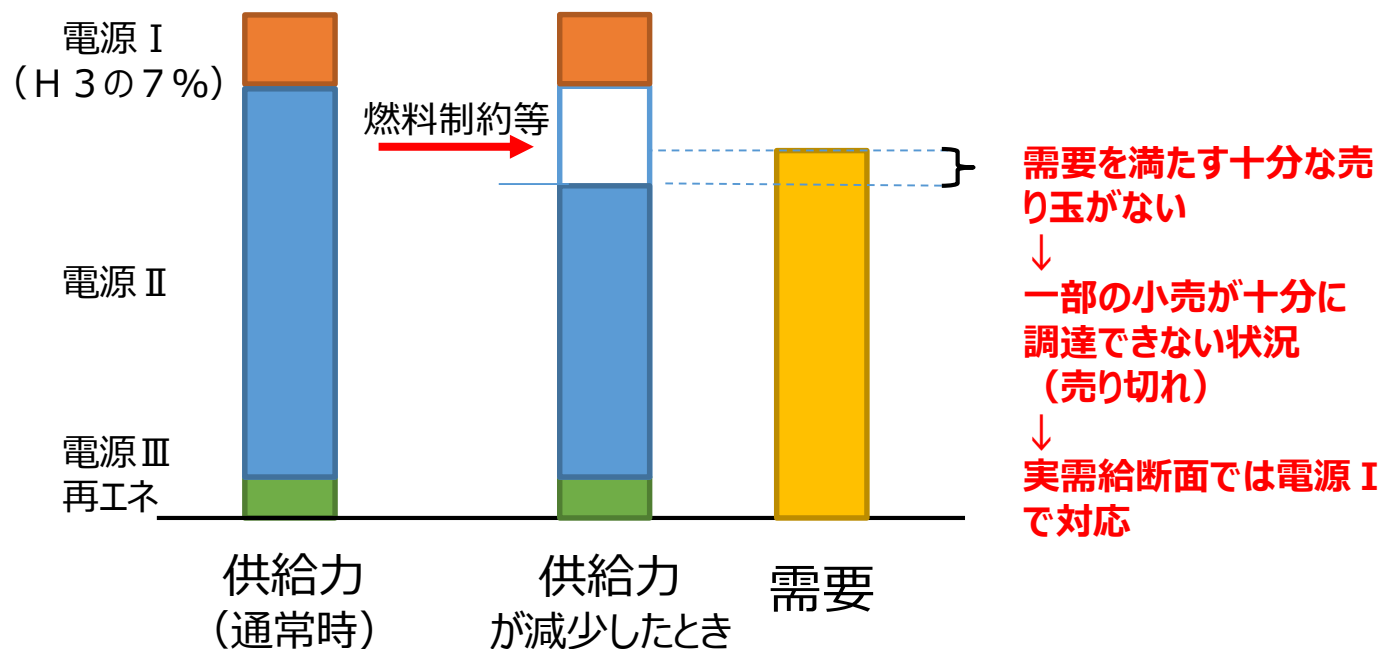
この期間において、**東京PG及び関西送配電が、電源Ⅰの揚水式発電所のポンプアップ原資を確保するため、調整力提供者（発電・小売）にスポット市場からの代理調達を依頼していた。**

この期間においてはエリア内の電源Ⅱに余力がなかったことから、一般送配電事業者が電源Ⅰである揚水のポンプアップのため、スポット市場や時間前市場を活用したkWh調達を依頼することは致し方ないものであり、また過去の審議会で整理された行動であり、問題となるものではなかったと考えられる。

スポット市場において売り切れが継続したことについて

電力・ガス取引監視等委員会 提出資料

- 売り切れ状態が継続したことをもって、市場制度の欠陥であるといった指摘もあるが、何らかの理由により系統全体の供給力が減少し、一般送配電事業者が確保する電源Ⅰを除いた供給力が需要を下回った場合に、スポット市場が売り切れ状態となることはあり得ることである。
- 論点とすべきは、売り切れ状態であったコマを含めて、スポット市場価格の水準がどうであったかであり、売り切れの継続的発生をもって制度に不備があったということにはならないと考えるが、どうか。



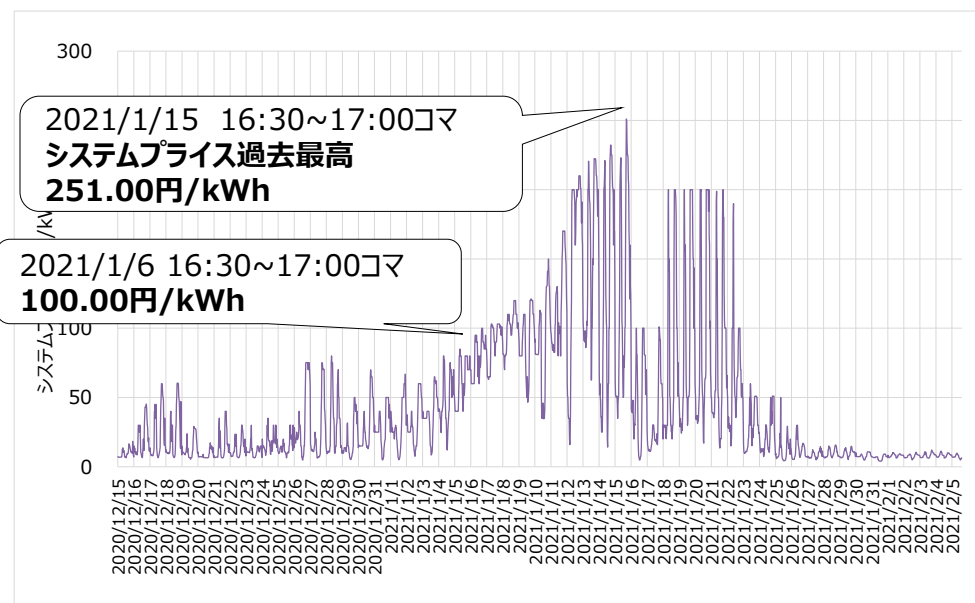
今冬のスポット価格の水準について

電力・ガス取引監視等委員会 提出資料

- 前述の通り、今冬におけるスポット価格の高騰は、売り切れ状態の継続により、限られた玉を奪い合う構造となり、高値買いが誘発され、それがさらなるスポット価格・インバランス価格の上昇をもたらすという、スパイラル的な上昇が発生したものと考えられる。
- この期間のスポット価格の水準については、以下のように評価されるのではないかな。

- ① 今回のスポット価格高騰時には、調整力として、電源Ⅰ'に加えて、自家発の稼働要請や、発電事業者が燃料制約として抑制していた電源Ⅱなども活用されていた。これらは通常の調整力よりは大きな費用を生じさせるとも考えられることから、スポット価格が上昇したことは合理的なものであったとも言えるのではないかな。
- ② 他方で、この期間のスポット価格の動きを見ると、市場における売りと買いが約定した結果であるものの、次ページ以降のように、調整力のコストや需給ひっ迫状況とは異なる動きをしていた面もあったと考えられるのではないかな。

(この期間のスポット価格の評価については引き続き分析が必要)



第58回制度設計専門会合（令和3年
3月24日開催）資料3-2より抜粋

- 前述のとおり、今冬においては、スポット価格やインバランス料金がスパイラル的に上昇し、一部において調整力のコストや需給ひっ迫状況とは異なる動きをしていた面もあった。
- このように、現在の市場関連制度は完璧ではなかったとも言えるが、より望ましい仕組みへの改善はこれまでも検討が進められてきており、2022年度から新インバランス料金を導入することが予定されているなど、制度に不備があったというよりは、未完（完成途上）であったと考えられるのではないかな。
- こうしたことも踏まえて、今回の高騰に際しては、インバランス料金の上限200円を前倒しで導入するといった緊急的措置も講じているところ。
- なお、市場関連制度は全て規程等を通じて公表されており、また、改善に向けた議論は公開で行われている。市場制度は未完であるものの、事業者は現在の制度を前提として参入しており、この制度の下で、相対契約や先物市場の活用等、手間やコストをかけて事前に対策を講じていた事業者もいたことも踏まえれば、こうした対策を講じていなかった事業者のみに着目した遡及的救済を要する制度的不備があったとはいえないのではないかな。

事務局案に対する当日のご意見

- 遡及的救済を要する制度的不備があったとはいえないという事務局の整理については、一部の反対意見を除き、異論はなかった。

（事務局提案に賛同する意見）

- 遡及的な救済を要するような制度的不備があったとはいえないという事務局の分析結果に異論なし。
- 遡及的措置についての結論も事務局案に賛成。

（遡及が必要であるとの意見）

- 制度の欠陥はなかったが市場は未熟だったのであれば、誰もが予測していなかった状況であることを踏まえ、一部の事業者に生じた過剰な利益を遡及的に還元すべき。

(参考) 2022年度以降の新たなインバランス料金の考え方 (とりまとめの概要)

第58回制度設計専門会合
(2021年3月24日) 資料3-2

- インバランス料金は、系統利用者の価格シグナルのベースとなるもの。したがって、
 - ① 実需給の電気の価値（電気を供給するコストや需給の状況）が適切にインバランス料金に反映されるようにするとともに、
 - ② その価格や需給状況に関する情報がタイムリーに公表されるようにする。

インバランス料金
(その時間における電気の価値を反映)

タイムリーな情報発信

(補正)

調整力のkWh価格

インバランスを埋めるため用いられた調整力の限界的なkWh単価

※補助的施策として卸電力市場価格に基づく補正の仕組みを導入

需給ひっ迫による停電リスク等のコスト

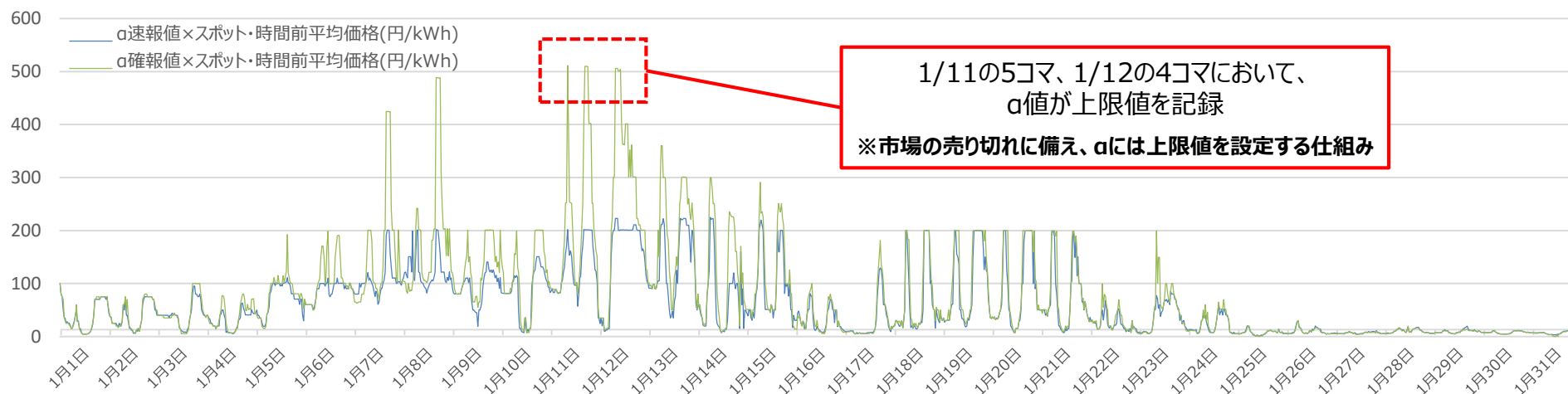
その時間帯における需給ひっ迫状況を踏まえ、インバランスの発生がもたらす停電リスク等のコスト増

(参考) インバランス料金の確報値の公表について

第31回電力・ガス基本政策小委員会
(2021年3月10日) 資料5

- 3月5日にインバランス料金の確報値が公表。1月中の平均値で見ると、**確報値が78円/kWh**であったのに対し、**速報値は59円/kWh**であった。
- **速報値**は、確報値の公表に1～2ヶ月程度を要することを踏まえ、**実務検討の結果**として、**実需給5日後までに取得可能なデータに基づき公表**されることが決定され、運用がなされているもの。
- 速報値はこうした制約の下で算定されるものであるため、確報値とは計算諸元が異なっているところ、両者の間の差異が生ずる原因としては、例えば下記が考えられる。
 - － ①速報値と確報値で用いる**発電・需要実績**の違い (⇒P70参照)
 - － ②速報値と確報値で用いる**発電・需要計画**の違い (⇒P71参照)
- **1月のインバランス料金算定に係るα値は、市場の売り切れに備えて予め設定していた上限値となるコマ**が出現 (9コマ)。現時点で確報値に誤りがあった等の報告はないが、今後、電取委において検証が必要。

<1月のインバランス料金速報値・確報値の推移>



1月のエリアインバランスの速報値にずれが大きかった要因

第58回制度設計専門会合
(2021年3月24日) 資料3-2

- 1月のエリアインバランスの速報値が確報値と差があった要因を整理すると以下のとおりであり、需給ひっ迫によって通常よりも差が大きく発生したと考えられる。
- 速報値の正確性を高める、あるいは速報値のずれの予見性を高める工夫を講じることも考えられるが、2022年度以降、インバランス料金の算定にエリアインバランス量は使用されず、今回のような事象は発生しないことを踏まえると、システム改修等が不要な範囲で検討することとしてはどうか。

速報値と確報値における算定方法の主な違い

1) 需要BGの計画内不一致の取扱い

速報値：各BGにおける計画内不一致は存在しないとして算定

確報値：各BGの計画内不一致をエリアインバランスに反映

2) 電源Ⅰ'、電源Ⅲ及び自家発が一般送配電事業者から指令を受けて出力増・減した部分の取扱い

速報値：発電インバランスor需要インバランスとして計上

確報値：調整指令を受けたものとしてインバランスとは扱わない

3) スマートメーターが設置されていない需要家の需要量・発電機の発電量

速報値：推計値や簡易なメーター値から算定

確報値：正規のメーター値から算定

要因①

スポット市場で売り切れが多く発生したため計画内不一致が多かった

要因②

今冬の需給ひっ迫時には自家発等への指令が多く行われていた

1. 今冬の需給逼迫と市場価格高騰の事象概要
2. 事業者、電力広域機関及び政府の対応
3. 今回の事象の評価・課題
4. **今後の対応の方向性**

- これまでの検証も踏まえ、迅速に効果を発揮できるよう来冬までに実行すべき「短期対策」と、制度改革を含め、検討に着手すべき「中長期対策」に分類して整理。

対応の方向性（案）

		短期対策（来冬までに対応）	中長期対策
① 予防対策	需給検証の拡充	● 需給検証にkWh（燃料）の確認を追加し、定期的にkWh情報をモニタリングする仕組みを導入	● kWh（燃料）不足に備えた燃料調達・確保に関する方策の検討
	燃料確保の体制構築	● kWh不足を考慮した燃料確保の目安を示すガイドラインの整備	
	ヘッジ市場の活性化	● ヘッジ市場の利便性向上（BL市場の開催時期見直し等）	● ヘッジ手段の利用拡大に向けた更なる検討
	供給力が適切に市場に供出される仕組み	● 売り惜しみ行為がないか等の厳格な監視 ● 供給力が適切に市場に供出される仕組みの検討（自社需要予測の精緻化、燃料制約の運用の透明化等）	● 供給力が適切に市場に供出される仕組みの更なる検討（容量市場のリクワイアメントの整理、限界費用の考え方の整理等）
② 警戒時・緊急時対策	警戒対応体制の構築	● kWh不足が懸念される際の電気事業者関係者の警戒対応体制構築の円滑化	● kWh不足が懸念される際の電力事業者関係者の警戒対応体制構築の更なる円滑化
	でんき予報による情報発信の高度化	● 市場参加者のニーズも踏まえた電力各社HPの「でんき予報」の情報拡充（kW情報の精緻化、kWh情報の追加）	● 市場参加者のニーズも踏まえた電力各社HPの「でんき予報」の情報公開の高度化（広域予備率の追加等）
	融通の円滑化	● 事業者相互の燃料融通スキームの整理（在庫情報管理等） ● 円滑な電力融通の実施に向けたルールの明確化（各社の送電可能量・受電必要量や燃料制約解除の考え方等の整理）	● 事業者相互の燃料融通の更なる円滑化
	需要側働きかけ	● 逼迫時におけるデマンド・レスポンス（DR）活用の普及 ● kW逼迫下における政府の節電要請等に関するフローの整理	● デマンド・レスポンス（DR）の更なる普及を促す環境整備 ● kWh逼迫下における政府の節電要請等に関するフローの整理
③ 構造的対策	kWh不足に対するセーフティネット	● kWh不足時における暫定的なインバランス料金の設定 ● 市場参加者が必要な情報へのアクセス確保（発電情報の公開の充実等）	● 需給調整市場や容量市場を踏まえたインバランス料金制度
	供給力維持・確保	● 2021年度オークションに向けた容量市場の見直し ● 安定供給上必要な電源の退出防止策の検討 ● 非効率石炭火力フェードアウトの具体的措置 ● カーボンニュートラル実現と安定供給の両立に向けた新規投資促進のために、長期予見性を付与する仕組みの導入 ● 供給力確保に関する各電気事業者の責任・小売の供給能力確保義務の在り方の整理	
	系統整備	● 電力系統のマスタープラン策定	
	信頼される市場整備	● 旧一電の内外無差別な卸売の実効性の確保 ● 適切な情報公開【再掲】（でんき予報の高度化、発電情報の公開の充実等） ● 長期から段階的にリスク管理を行う市場（先物、先渡、ベースロード市場等）から、再エネ拡大を見据え、時間前市場や需給調整市場（調整力kWh市場）等のより実需給に近い市場を重視した市場設計	

1. 今冬の需給逼迫と市場価格高騰の事象概要
2. 事業者、電力広域機関及び政府の対応
3. 今回の事象の評価・課題
- 4. 今後の対応の方向性**
 - (1) 電力需給逼迫・市場価格高騰予防のための対策**
 - (2) 警戒時・緊急時の対策
 - (3) 構造的課題への対策

① 予防対策：需給検証における更なるリスク評価【短期・中長期】

- 2021年冬季高需要期に間に合うよう事前に行う電力需給検証において、kW評価のみならずkWhに対する評価も確認する仕組みを追加することとしてはどうか。
- また、定期的にkWh情報をモニタリングする仕組みも導入することとしてはどうか。
※kWh情報のうち、燃料情報の公表については、海外の燃料供給事業者の交渉力を強めてしまう可能性や個社の営業秘密情報の扱いの整理が必要である点も鑑みた慎重な検討が必要。
- kWh評価に対する今後の検討に当たって、技術的または実務的な内容を含む詳細検討は、電力広域機関において進めていくこととしてはどうか。

(参考) 電力需給検証の手法

第30回電力・ガス基本政策小委員会（2021年2月17日）資料6

- エリア別、月ごとに**厳気象を想定した最大需要（厳気象H1需要）**に対して、**連系線を考慮した上で、安定供給に最低限必要とされる予備率3%が確保**できるかどうかを検証。
- なお、本検証においては、需要のピーク時に供給力（kW）が確保されているかを評価しているが、電力量（kWh）の余力評価が十分になされていない。

最大需要算定の考え方

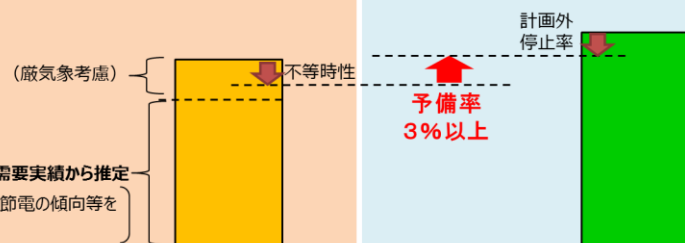
過去10年の需要トレンドを基に、厳気象を想定した最大需要を算定し、最大需要発生時の不等時性を考慮。

過去10年の需要実績から推定
※経済状況、節電の傾向等を
織り込み

供給力算定の考え方

- ① エリア内で小売電気事業者、発電事業者が保有している供給力
- ② 一般送配電事業者が確保している供給力
- ③ エリア間市場取引により他エリアから得られる供給力

①～③を積み上げてエリア全体の供給力を算定し、電源の計画外停止率を考慮。



① 予防対策：kWh不足を考慮した燃料確保【短期・中長期】

- 燃料調達の実態として、各社は自社の経営戦略に基づき、個社別に燃料を調達しており、**在庫余剰を出さぬよう最適な燃料調達を実施**している。
- 一方、今冬においては、調達計画時における需要予測と実績の乖離の発生等による自エリアの燃料消費の増加や他社の燃料(kWh)不足分をカバーする状況が断続的に発生したことで、**個社の在庫量のみではなく、全国大での在庫量も厳しい状況**となり、結果として、**追加的な燃料調達が間に合わない期間でkWh不足のおそれが顕在化**したと考えられる。
- このような燃料調達のリードタイムと燃料確保を必要とするタイミングが合わないケースの発生を予防するため、例えば、将来的なkWh不足の可能性を判断する基準や全国大での需給逼迫が発生した際の必要燃料量等も考慮した燃料在庫量の目安等、**kWh不足を考慮した燃料確保の方向性を示すガイドラインを策定することとしてはどうか。**
※策定に当たっては、事業者毎に燃料の調達環境や設備の使用・運用状況等が異なることに留意する必要。
- また、経済メカニズムの下で、十分な燃料を確保することのリスクテイクの在り方や方策については、引き続き検討することとしてはどうか。

① 予防対策：ヘッジ市場の活性化

電力・ガス取引監視等委員会において、

- 先物市場・先渡市場・BL市場などのヘッジ手段について、その利用拡大が進むよう、政策的にどのような取り組みを行うべきかについての議論が行われるとともに、
- 今般の価格高騰を踏まえ、相対取引や先物・先渡市場取引等のヘッジ取引の状況及び取引ニーズ等について、JEPX・TOCOM・EEXとも連携して、基本的に全会員を対象とした事業者への実態調査を実施に係る検討、
- 先渡市場について、上記の取引ニーズを踏まえた商品設計等（※）の検討について論点提起が行われているところ。

※例えば、夏・冬が必要期に合わせた3ヶ月商品等におけるシングルプライスオークションの導入等について、検討の余地があるか。

① 予防対策：ヘッジ市場の活性化

- 電気事業者からは、①取引機会が不十分、②ヘッジ会計の課題がある、③証拠金や預託金が高い、等の声が寄せられる。
- これらの課題については、以下のように考えられるかどうか。
- また、こうした電気事業者によるリスク管理を進めていく観点から、先物・先渡市場の活性化に向け、更に制度的な課題として、どのようなものが考えられるか。

事業者の意見

①先物・先渡市場の取引機会が不十分



リスク管理手法の現状と今後の対応方針

- 2019年9月に**TOCOM**で、2020年5月に**EEX**で、先物に係る取引やクリアリングサービスが開始。
- ベースロード市場では、多くの売れ残りが発生していることに加え、2021年度以降、オークション時期の見直しを検討。
- 取引所取引のみならず、トレーダー等による相対取引の機会も存在。

②先物市場に参加するに当たり、ヘッジ会計の課題がある



- 上述のベースロード市場や先渡市場の活用に加え、トレーダー経由の取引でも、先物商品だけでなく先渡商品を提供。

③先物市場の証拠金やベースロード市場の預託金が高い



- トレーダー経由の取引を行う場合、証拠金は不要。
- ベースロード市場について、2021年度オークションから預託金の引下げを検討。

① 予防対策：供給力が適切に市場に供出される仕組み

資源エネルギー庁 2021年3月 第31回
電力・ガス基本政策小委員会 資料5

- 電取委による「今冬の価格高騰に係るこれまでの監視・分析結果のまとめ」では、「現時点において、相場を変動させることを目的とする等の問題となる行為は確認されていない。」とされている。
- 他方、今回の市場価格の高騰が、一義的には、市場における売り切れが原因であることを踏まえれば、供給力を有する者が供出可能な電源については、適切に市場に供給力が供出される市場環境が重要。
- この観点から、既に電取委から提起されているとおり、以下の方策が考えられるかどうか。
また、更に考えられる方策はあるか。

短期対策

① 自社需要予測の精緻化

- ・ 自主的取組の実効性を高める観点から、スポット市場入札時に想定する自社需要予測を精緻化

② 燃料制約・揚水制約の運用の透明化

- ・ 自主的取組の実効性を高める観点から、運用下限を設定する際に織り込むべきリスクの考え方等を整理

中長期対策

① 容量市場のリクワイアメントの整理等

※第47回制度検討作業部会事務局資料（抜粋）

「今のリクワイアメントを維持しつつ、免責事項の規定にも一定留意をしながら、今後、具体的なケースの発生を踏まえて、実務的な観点の検討を更に深めていくこととしてはどうか。

なお、電力量（kWh）を確認・確保する体制構築していくのかということの検証や対策が前提にあることにも留意する。」

② 売り入札価格（限界費用）の考え方

- ・ 将来燃料不足が予見される場合に、その価値（機会費用）を反映した価格での入札を行うことで、将来の燃料不足も踏まえた適正な価格シグナルの発信が期待される

① 予防対策：相場操縦となる行為のさらなる明確化

電力・ガス取引監視等委員会 提出資料

- 相場操縦行為については、適正取引ガイドラインにおいて規程されており、「本来の需給関係では合理的に説明することができない水準の価格につり上げるため売惜しみをすること」といった行為は、電気事業法に基づく業務改善命令や業務改善勧告の対象となり得ることとされている。
- 今般の事象を踏まえ、燃料不足が生じた場合における相場操縦行為の考え方等、相場操縦となる行為のさらなる明確化を検討すべきではないか。
- また、過去の制度設計専門会合において、旧一電の自主的取組である、余剰電力の全量の限界費用ベースでの市場供出が適切に実施されている場合は、相場操縦に該当しない（セーフハーバー）との考え方を示しているところ、自主的取組の諸元となる算定方法の明確化も図るべきではないか（次頁で後述）。

公正取引委員会・経済産業省 適正な電力取引についての指針【抜粋】

③ 相場操縦

卸電力市場に対する信頼を確保する観点から、以下に掲げるような市場相場を人為的に操作する行為は、電気事業法に基づく業務改善命令や業務改善勧告の対象となり得る。

- 市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと

上記のうち、「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと」として問題となる具体的な行為には、以下のものがある。

- その他意図的に市場相場を変動させること（例えば、本来の需給関係では合理的に説明することができない水準の価格につり上げるため売惜しみをすること）

① 予防対策：自社需要予測の精緻化、燃料制約・揚水制約の運用基準の明確化

電力・ガス取引監視等委員会 提出資料

- 旧一電各社は、自主的取組により余剰電力の全量を限界費用ベースでスポット市場に供出することとされているところ、その算定諸元となっている自社需要の予測の精緻化や、燃料制約・揚水制約の運用基準を明確化することにより、スポット入札の透明性を高めることが必要。

○ 自社需要予測の精緻化

- 各社がスポット入札時に予測する自社需要の見積もりと実績の乖離については、12月・1月の平均では約1%に収まっているものの、特定の日においては乖離が多く見られた。
- 各社の需要予測の精緻化を図る観点から、例えば、一定の事象が発生した場合（スポット市場価格が一定以上、又は予備率が一定以下になった場合等）において、見積もり値と実績値との比較を公表する仕組みを検討してはどうか。

○ 燃料制約・揚水制約の運用基準の明確化

- LNG・石油の燃料制約について、タンクの運用下限を設定する際のリスク評価の方法等について、明確な基準が定められておらず、今般の価格高騰時における各社の運用に、一部ばらつきが見られた。
- このため、各社のLNG基地の状況等の個別事情も考慮しつつ、旧一電等の燃料制約の運用基準について、明確化することが必要。また、揚水制約についても、どのような諸元を考慮し、どのように算定するかなどについて、考え方を整理し明確化を図ることが必要。
- 上記の点について、今後検討することとしてはどうか。

① 予防対策：燃料不足が懸念される場合における売り入札価格（限界費用）の考え方

電力・ガス取引監視等委員会 提出資料

- 現状、スポット市場においては、旧一電の自主的取組により、余剰電力の全量が限界費用ベースで市場に供出されている。過去の審議会において、この取組は競争市場におけるプライステイカーとしての経済合理的な行動であり、この取り組みが適切に実施されている場合には、相場操縦行為には該当しないとの考え方が示されている。
- 一方で、燃料不足が懸念される場合においては、競争市場におけるプライステイカーであっても、機会費用を考慮した入札を行うことが経済合理的と考えられる。また、その時点での電気の価値を価格シグナルとして発信し、燃料不足の状況における系統利用者の適切な行動を促す観点からも、こうした機会費用の考え方を取り入れることが適当と考えられる。
- 上記を踏まえ、市場支配力のある事業者の相場操縦行為の抑止という観点に十分に留意しつつ、燃料不足が懸念される場合における旧一電の売り入札価格（限界費用）について、機会費用の考え方をどのように取り入れるべきかについて、今後、検討を行うこととしてはどうか。

過去の議論の振り返り

＜燃料不足が懸念される場合における売り入札価格（限界費用）の考え方＞

- 限界費用という考え方に関して、今回のような燃料制約がある場合には、単純にガス代を限界費用と取るわけにはいなくなる。この限界費用の整理ももう一度必要になってくると思います。（1/19 基本政策小委 松村委員）
- 我が国におけるスポットマーケットの価格シグナルのメカニズムがゆがんでいて、今回燃料が不足するというシグナルをうまく発し切れなかったのではないかと。具体的には、限界費用で玉を出すということは、出す電気の限界費用であって、足りるか足りないか、要するに逼迫すれば機会費用も勘案すると価格は徐々に上がっていくので、そうすると石油とか自家発とかが市場に投入できるだけの時間的猶予があるのだと思いますけれども、そういうものが一切表れない市場に現在なっているのではないかと。しっかりシグナルとして働かせるような市場になれば、先物、先渡しも今以上に活用されるようになる。（2/5 制度設計専門会合 大橋委員）

① 予防対策：価格高騰時の監視・公表の仕組み

電力・ガス取引監視等委員会 提出資料

- 今冬のスポット価格高騰に際して、監視等委員会事務局は、旧一電・JERAに対し、①全日・全コマの入札可能量データの取得（1月中旬～）、②報告徴収の実施（2/8）、③公開ヒアリング（2/25）等の監視を実施。監視・分析の結果については、審議会等で随時報告・公表したが、必ずしもタイムリーでなかった面もあった。
- 今後、価格高騰時に電取委員会がよりタイムリーに情報発信を行うよう、事業者からのデータ取得等に速やかに着手し、関連情報をタイムリーに発信する監視・公表の仕組みについて、今後検討すべきではないか。

通常の監視（今冬の価格高騰前）

<監視の内容>

- ・日々の入札状況のモニタリング
- ・旧一電の全量余剰供出の状況について、毎月1日分（特定日）のサンプル調査
- ・上記に加えて、価格高騰時については、JEPXと連携し、特定コマの旧一電のスポット市場への全量余剰供出の状況を随時確認。

（例：昨年8月の高騰時）

<結果の公表>

- ・特定日の全量余剰供出の状況等の調査結果について、四半期モニタリングレポートにより開示（3～6ヶ月後）

今冬の価格高騰時の監視

<監視の内容>

- ・ 高騰コマのサンプル調査（12月下旬～1月上旬）
- ・ 12月中旬以降の全日・全コマ調査（1月中旬～）
併せて、自社需要の実績データ（速報値）を取得し、見積もりとの乖離の確認を開始
- ・ 報告徴収によるデータ取得（2/8）
- ・ 公開ヒアリング（2/25）
旧一電・JERAより、売買入札、自社需要、燃料制約、グロス・ビディング等についての詳細な説明

<結果の公表>

- ・ 監視・分析結果について、制度設計専門会合で随時報告（1/25、2/5、2/25、3/2）
- ・ 公開ヒアリング（2/5）において、各事業者から提出された資料や、事務局の分析データを全て公開

今後の監視

<監視の内容>

- ・市場において一定の価格高騰が生じた場合に、事業者からのデータ取得等に速やかに着手
- ※スポット市場・時間前市場や、先行指標となる先渡・先物市場の価格が一定以上となった場合等

<結果の公表>

- ・上記の監視に基づく分析結果について、タイムリーに情報発信
例）旧一電各社の自社需要見積もりと実績との乖離の状況等

1. 今冬の需給逼迫と市場価格高騰の事象概要
2. 事業者、電力広域機関及び政府の対応
3. 今回の事象の評価・課題
- 4. 今後の対応の方向性**
 - (1) 電力需給逼迫・市場価格高騰予防のための対策
 - (2) 警戒時・緊急時の対策**
 - (3) 構造的課題への対策

②警戒時対策：電力事業関係者の警戒対応体制の構築【短期・中長期】

- 足下のkWh状況が一定の基準を下回る等、将来のkWh不足が懸念される際には、電気事業者間で「警戒対応体制」を構築するスキームを検討することとしてはどうか。
- なお、災害等緊急時に、送配電事業者がグループ内の発電・小売電気事業者へ、やむを得ない一時的な委託をすることは、経済産業省令において行為規制の例外として明確に位置付けられている。今冬の需給逼迫対応のように迅速かつ確実な対応が必要となる緊急時においても、委託する業務の内容次第では、行為規制の例外と解釈できる。

第30回電力・ガス基本政策小委員会
(2021年2月17日) 資料4

災害等緊急時の電気事業者の取組み

- 2020年4月の発送電分離により、送配電事業者に対する行為規制が施行されたが、災害等の緊急時に、送配電事業者がグループ内の発電・小売電気事業者と連携して復旧活動などに取り組むことは、経済産業省令において行為規制の例外として明確に位置付け
- 今回の需給ひっ迫においては、行為規制に配慮しつつ協調して対応

(参考：論点①～1 関係)

災害等緊急時の対応に係る行為規制の例外について

- 本年4月に発送電分離が実施され、送配電事業者に対する行為規制が施行されることとなるが、災害等の緊急時に、送配電事業者がグループ内の発電・小売電気事業者と連携して復旧活動などに取り組むことは、経済産業省令において行為規制の例外として位置付けられている。

○電気事業法(昭和39年法律第170号) ※2020年4月1日施行部分

(一般送配電事業者の禁止行為等)

第二十三条 (略)

2 (略)

3 一般送配電事業者は、その託送供給及び電力量調整供給の業務その他の変電、送電及び配電に係る業務をその特定関係事業者又は当該特定関係事業者の子会社等(特定関係事業者に該当するものを除く。)に委託してはならない。ただし、電気供給事業者間の適正な競争関係を阻害するおそれがない場合として経済産業省令で定める場合は、この限りでない。

4～6 (略)

○電気事業法施行規則(平成7年通商産業省令第77号) ※2020年4月1日施行部分

(業務委託の禁止の例外)

第三十三条の九 法第二十三条第三項の電気供給事業者間の適正な競争関係を阻害するおそれがない場合として経済産業省令で定める場合は、次に掲げる場合とする。

一 災害その他非常の場合において、やむを得ない一時的な委託とする場合

二・三 (略)

2020年3月27日 第23回電力・ガス基本政策小委員会資料5より抜粋



送配電網協議会

Grid Council

(参考) 予備率の考え方

第30回電力・ガス基本政策小委員会
(2021年2月17日) 資料6

- 需給運用においては、瞬間的な電力の需要変動、計画外の電源脱落、中長期的な需要増等への対応のため、**各計画策定断面において安定供給上必要な予備率をあらかじめ確保**している。
- **実需給断面では、需要と供給力を常に一致**させるため、予備率の考え方は潜在的となる。



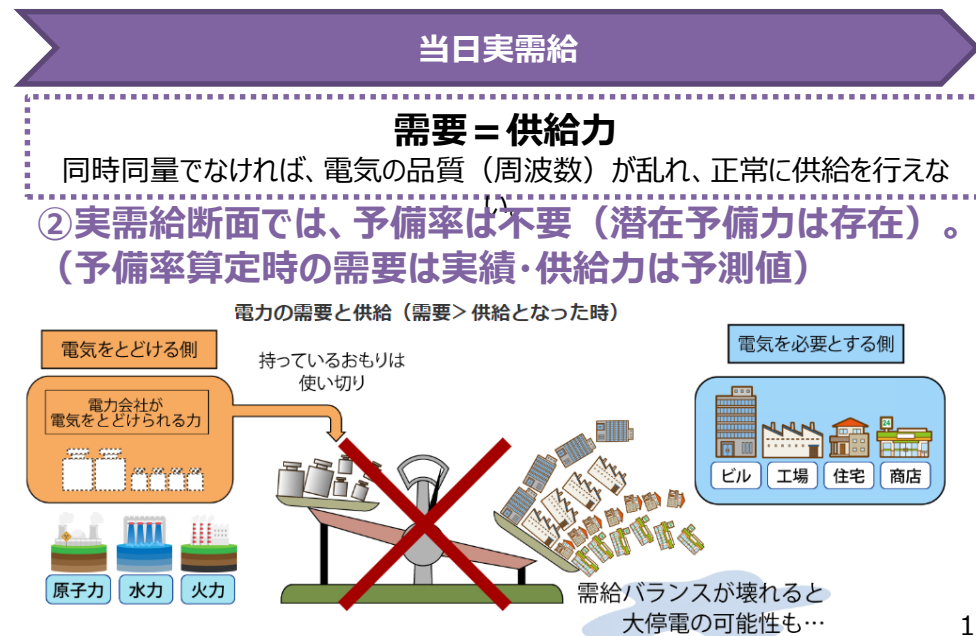
① 計画策定断面では、需給の急な変動に備えた予備率が必要 (予備率算定時の需要・供給力は共に予測値)

⇒ 安定供給上必要な予備率を確保できない見通しとなった場合、

- ① 補修作業の延期、電源入札、調整力の追加確保等 (中長期)。
- ② 発電所の増出力運転の指示や契約に基づく大口需要家の需要抑制
- ③ 電力広域機関による融通指示
- ④ 自家発電買い取り、供給電圧調整等の追加供給力対策
- ⑤ 政府や関係機関が連携し、節電要請や計画停電等の実施を検討

③ 事後検証においては、潜在力を予備力として確認 (予備率算定時の需要・供給力共に実績値)

- ※¹：最大3日平均電力。各月における毎日の最大需要電力 (1時間平均) を上から3日とり、平均した値
※²：電源脱落や急な気温変動等に対応するために必要な供給予備率7% + 景気循環等に対応するために必要な供給予備率1~3%の合計8~10%
※³：過去10年間で最も厳気象であった年度並みの気象条件での最大需要電力
※⁴：時々刻々と変動する電力需要に対応するための予備率 (最大3%程度)



(参考) 今冬最大需要発生日の予備率実績

- 日々の電力需要は、常に上下最大3%程度の間で、時々刻々と変動しており、これに対応するため、計画上、**最低でも3%分の供給予備力をあらかじめ確保**しておくことが必要とされている。
- この考え方にに基づき、各エリアでの予備率を3%確保すべく、不足エリアへの融通指示量等を決めているが、その後の需要の上振れ等により、各エリア単体の実績では、一時的に予備率3%を切る断面もあるが、中西日本全体では下右図のように3%以上の予備率を確保していた。
- 今冬は、最大需要発生日である1月8日についても、**kWh対策として早期の融通対策を実施することで中西日本全体で予備率3%を確保できる見通し**であったことから、政府としての節電要請には至らなかった。

1月8日（金）※1の予備率実績（融通前後）

※1 今冬最大需要発生日

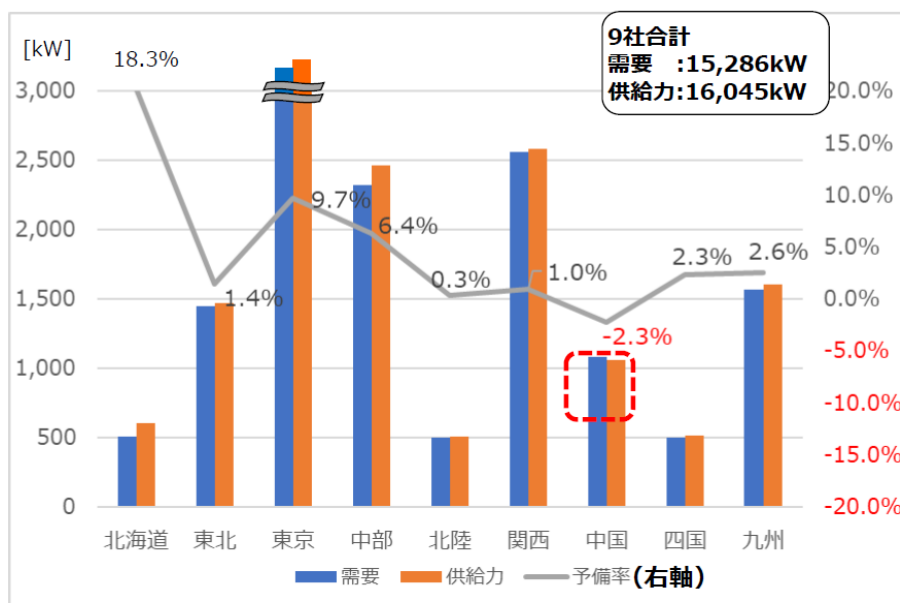


図1.エリア予備率他（融通処理前）

kWh融通
(142万kWh・18時)

第57回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
(2021年2月15日) 資料2 一部加工

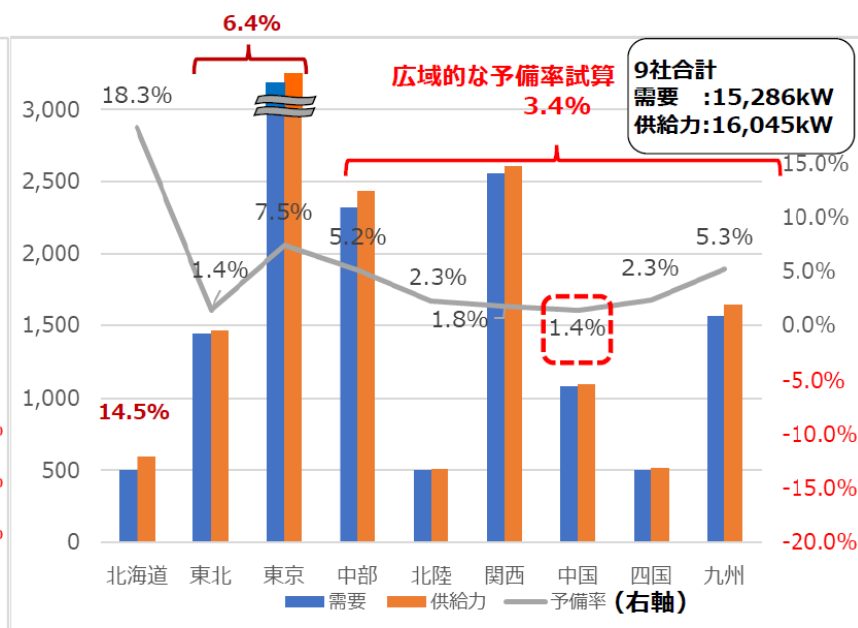


図2.エリア予備率他（実績）

②緊急時対策：電力各社HPの「でんき予報」の情報拡充【短期・中長期】

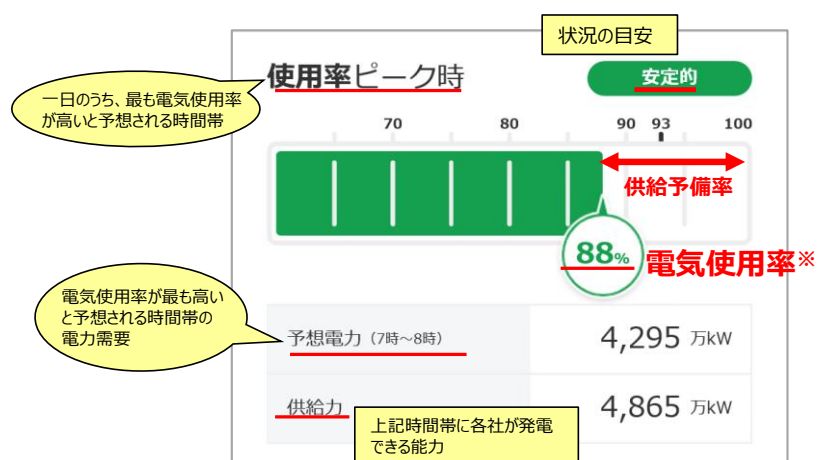
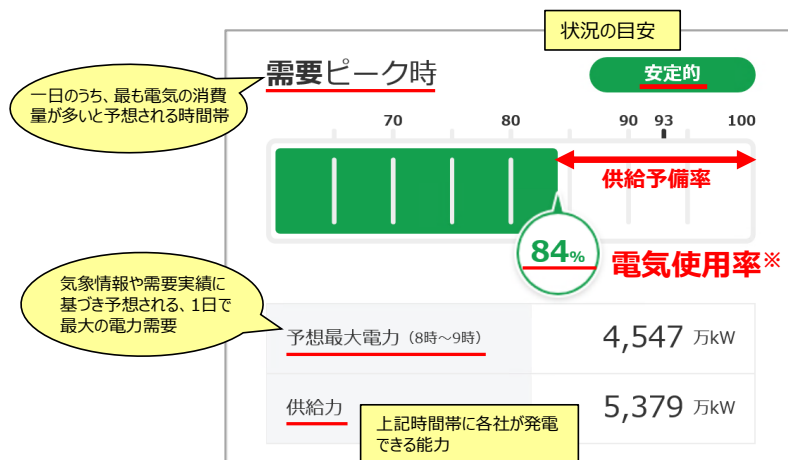
- 2011年の東日本大震災において、複数の発電所が甚大な被害を受け、供給力が不足。震災直後は、需給が逼迫し、計画停電の実施や節電要請など、広く需要家に負担を強いることとなった。
- その際、電力会社は、需要家が節電の加減を考える上で参考にできるよう日々の電力需給の予測と実績をホームページで公表（でんき予報・kWベース）。
- 今般の事象を踏まえた情報発信として、広域予備率やkWh等の情報を拡充することとしてはどうか。その際の情報発信の在り方（対象者や発信方法等）について、基本的な考え方は国で整理し、技術的又は実務的な内容を含む詳細検討は広域機関において進めていくこととしてはどうか。

（参考）でんき予報について①

第29回 電力・ガス基本政策小委
(2021年1月19日) 資料4-1

- でんき予報とは、供給力に対する消費量の割合（電気使用率※）の見通しを示したもので、電力各社がホームページ上で公表。
※電気使用率は、（予想消費電力[kW] / 供給力[kW]）×100 で算出。
- 需要ピーク時と使用率ピーク時、それぞれの電気使用率を表示。見方はそれぞれ以下の通り。

＜東電PGのHPより抜粋＞



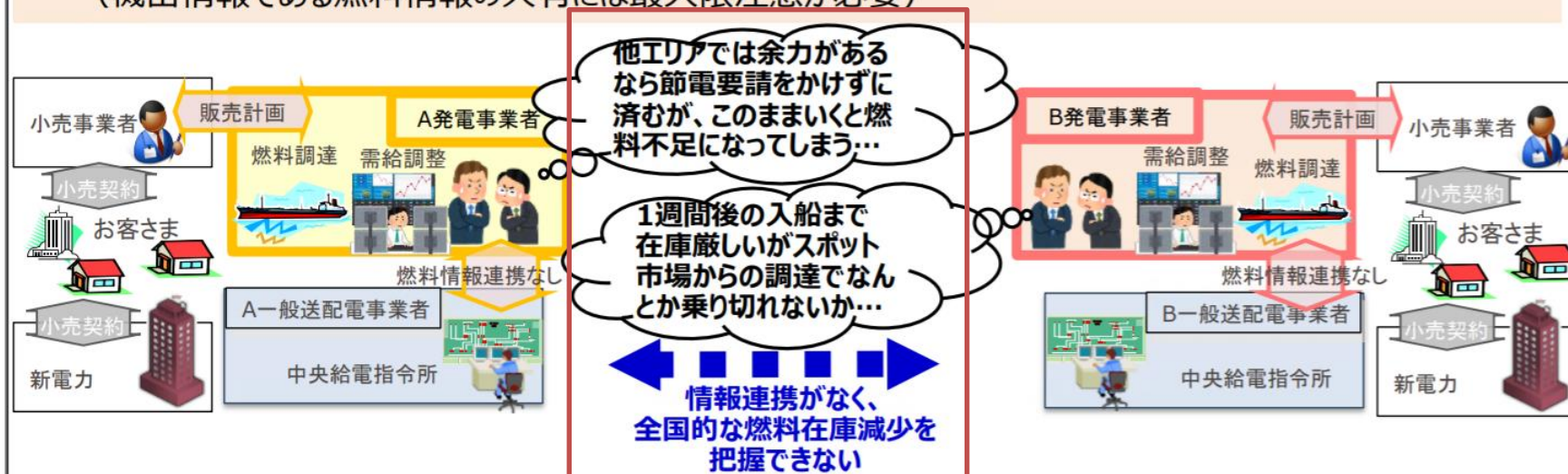
②緊急時対策：事業者相互の燃料融通スキームの整理【短期・中長期】

- kWh逼迫時の事業者相互の燃料融通の仕組みについて、在庫情報管理のスキームや燃料不足の判断に当たっての基準、事後の事業者間の各種処理等について整理することとしてはどうか。
- なお、燃料融通のルールを整理するに当たっては、所有権移転の問題のみならず、LNGの売買単価や仕向け地制限、船主との船舶契約、船の着桟制限など、関係するプレイヤーや調整すべき項目が多く、検討には時間を要すると考えられる。

第30回電力・ガス基本政策小委員会
(2021年2月17日) 資料3を加工

③全国大で燃料不足が発生している状況の把握遅れ

- 全国大での燃料在庫減少の把握が遅れ、追加の燃料調達や供給力対策の遅延
- 全国大での燃料在庫の情報共有方法が未整備
(機密情報である燃料情報の共有には最大限注意が必要)



- L N Gの燃料制約を受け、燃料在庫が少なくなっている電力会社に余剰在庫を融通するよう、経産省からガス会社に要請。
- また、LNGのみでなく、電力会社から石油会社等に対して配船調整や重油の提供を求めた。

<取組例>

電力会社間の燃料融通	□ 東日本エリアから西日本の需給逼迫エリアへ、電力会社間でLNGを融通。
ガス会社からの協力	□ ガス大手4社（東京ガス・西部ガス・東邦ガス・大阪ガス）から電力会社へLNGを融通や配船調整等を実施。
石油元売・商社からの協力	□ 石油元売や商社による配船調整等により、重油を確保。

(参考) 電力広域機関の融通指示・国の供給命令に関する電気事業法の条文

(推進機関の指示)

第二十八条の四十四 推進機関は、小売電気事業者である会員が営む小売電気事業、一般送配電事業者である会員が営む一般送配電事業又は特定送配電事業者である会員が営む特定送配電事業に係る電気の需給の状況が悪化し、又は悪化するおそれがある場合において、当該電気の需給の状況を改善する必要があると認めるときは、業務規程で定めるところにより、会員に対し、次に掲げる事項を**指示することができる**。ただし、第一号に掲げる事項は送電事業者である会員に対して、第二号に掲げる事項は小売電気事業者である会員及び発電事業者である会員に対して、第三号に掲げる事項は送電事業者である会員及び発電事業者である会員に対しては、指示することができない。

- 一 当該電気の需給の状況の悪化に係る会員に電気を供給すること。
- 二 小売電気事業者である会員、一般送配電事業者である会員又は特定送配電事業者である会員に振替供給を行うこと。
- 三 会員から電気の供給を受けること。
- 四 会員に電気工作物を貸し渡し、若しくは会員から電気工作物を借り受け、又は会員と電気工作物を共用すること。
- 五 前各号に掲げるもののほか、当該電気の需給の状況を改善するために必要な措置をとること。

2・3 (略)

(供給命令等)

第三十一条 経済産業大臣は、電気の安定供給の確保に支障が生じ、又は生ずるおそれがある場合において公共の利益を確保するため特に必要があり、かつ、適切であると認めるときは電気事業者に対し、次に掲げる事項を**命ずることができる**。ただし、第一号に掲げる事項は送電事業者に対して、第二号に掲げる事項は小売電気事業者及び発電事業者に対して、第三号に掲げる事項は送電事業者及び発電事業者に対しては、命ずることができない。

- 一 小売電気事業者、一般送配電事業者又は特定送配電事業者に電気を供給すること。
- 二 小売電気事業者、一般送配電事業者又は特定送配電事業者に振替供給を行うこと。
- 三 電気事業者から電気の供給を受けること。
- 四 電気事業者に電気工作物を貸し渡し、若しくは電気事業者から電気工作物を借り受け、又は電気事業者と電気工作物を共用すること。
- 五 前各号に掲げるもののほか、広域的運営による電気の安定供給の確保を図るために必要な措置をとること。

2～5 (略)

②緊急時対策：円滑な電力融通の実施に向けたルールの明確化【短期】

- kWh逼迫時の電力融通について、送電側・受電側それぞれにおける燃料制約解除の考え方等、**電力融通の在り方に関するルールの明確化することとしてはどうか。**
- 具体的には、今冬のようにkWhが逼迫する場合において、**燃料制約を解除し、調整力を事前に確保する仕組み・在り方について整理することとしてはどうか。**
- 今後の検討に当たっては、**基本的な考え方や重要論点に係る議論等は国で行うこととし、技術的又は実務的な内容を含む詳細検討は電力広域機関において進めていくこととしてはどうか。**

需給ひっ迫対応における課題

第30回電力・ガス基本政策小委員会
(2021年2月17日) 資料4

④kWh不足に対するエリア間での融通調整が難航

緊急時の燃料制約解除の考え方・判断主体が不明確であり、融通送電原資として、燃料制約を解除し供給力を供出する仕組みの未整備

⑤節電への協力依頼実施までの時間

需給ひっ迫発生時の需要側対策（節電への協力依頼）の実施に係る考え方が未整備であり、実施検討・調整に時間を要した

⑥複数エリア同時需給ひっ迫への対応の未整備

今回の需給ひっ迫は、複数エリアで同時発生したことから、広域ブロックでの対応を準用して行ったが、業務フローなど詳細は検討中であった

⑦需給ひっ迫中のでんき予報の表示と今後の改修

現状のシステム仕様では、需給情報の算定諸元の更新が自動化されておらず、供給力が見直されてもHP表示へ連動していないため、実際の使用率との齟齬が生じたが、2022年度以降の新たなインバランス制度導入（調整力連動）に伴う情報公表方法の見直しおよびシステム改修により実態に合った表示となる



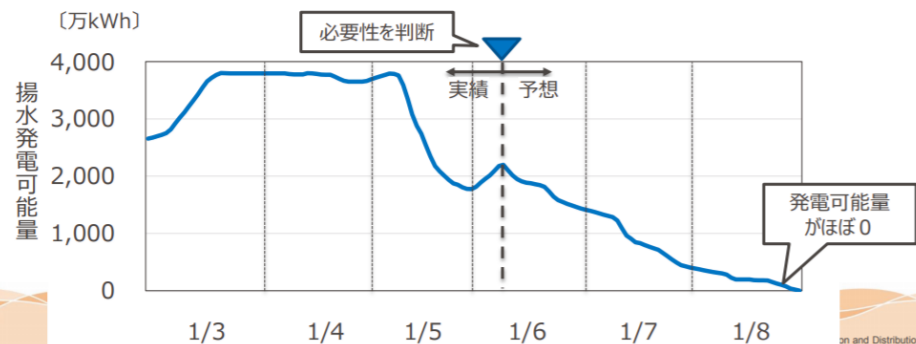
©Transmission & Distribution Grid Council

電源Ⅱ 事前予約準用について

第57回 制度設計専門会合
(2021年3月3日) 資料5-4

- 1月6日朝の需給見通しで1月8日には揚水発電可能量がほぼ0万kWhとなる見込みとなったため、燃料制約に踏み込んだ調整力の供給が必要と判断。
- その期間は1月6日20時～1月7日24時と1月8日0時～24時までとした。
- 必要量は「電源Ⅱ 定格出力とBG計画値との差分の全量」として、電源Ⅱ 事前予約を準用し調整力提供者に供出を要請。
- 調整力提供者への要請はスポット市場後に実施。

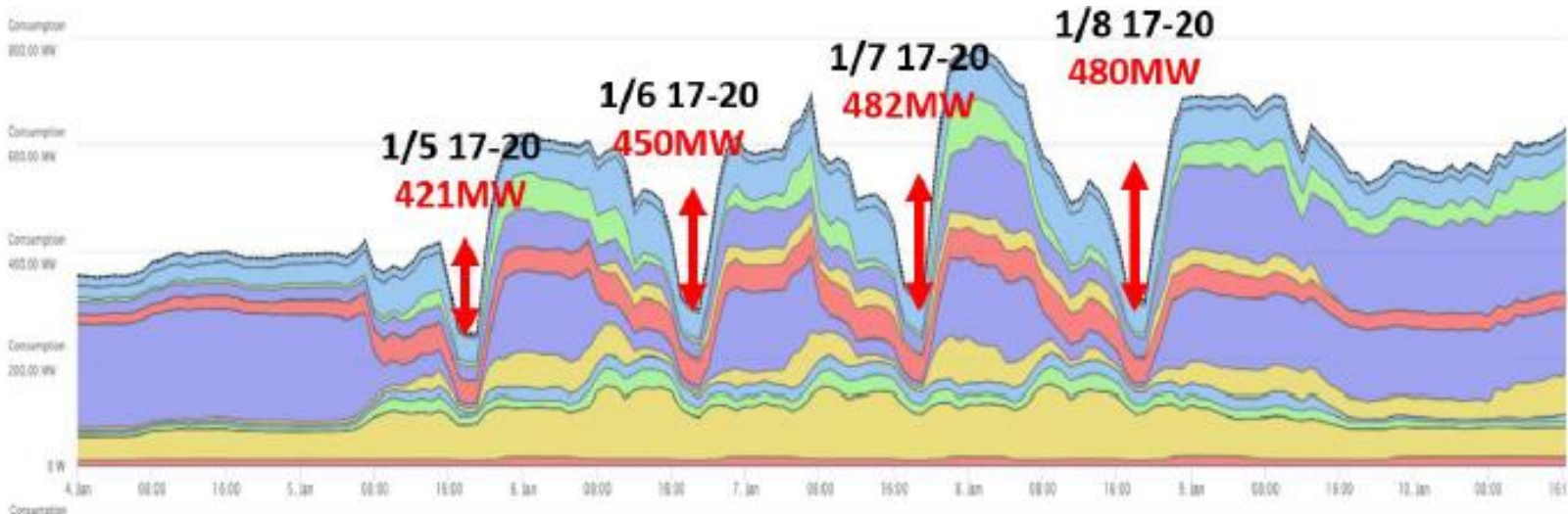
対象日時	要請時間	確保量（実績）
1月6日20時～7日24時	1月6日19:30	2,925万kWh
1月8日0時～24時	1月7日11:50	2,340万kWh



②緊急時対策：デマンドレスポンス(DR)の普及【短期・中長期】

- 一般送配電事業者により調整力（電源Ⅰ'）として確保されていた一部のDRは、電力量（kWh）不足の中、連日の需要抑制が要請された中でも、**必要な需要抑制量(kWh)を確保**。
- このことから、**一般送配電事業者による調整力としてのDRの有効性及び燃料制約等のない利便性が確認できた**と考えられ、**kWh逼迫時の対応として更に活用していくことが考えられる**。詳細については電力広域機関において検討していくこととしてはどうか。
- 加えて、小売電気事業者から自らの需要家に対する、契約に基づく節電要請など、多様な形でDRが活用されるようになれば、多様なDRリソースから、**従来の節電要請よりも確実性の高いkWhを捻出し、今回のような事案において更なる役割を果たせる**ようになると考えられる。
- そのため、**今後、こうした実効性のあるDRの一層の見える化を図りつつ、更なる活用を検討することとしてはどうか。**

電源Ⅰ'で活用されたDRリソース（需要等）の動き 赤字：需要抑制量



電源Ⅰ'が発動される可能性が高いことを前日に需要家に事前通告し、連続発動でも効果を維持することに成功

(参考) 電力小売事業者によるデマンドレスポンス(DR)を促すサービスの評価

- 今般の厳冬による供給力不足の中、2021年1月、(株)エネットは、電力需給改善のため、顧客に対しデマンドレスポンスサービスの活用を周知。
- 今後、省エネ法関連制度である「エネルギー小売事業者の省エネガイドライン」において、こうした取組を推奨するとともに、エネルギー小売事業者の省エネ情報提供に関する評価スキーム（ランキング制度）において評価することで、更なる取組を後押ししていく。

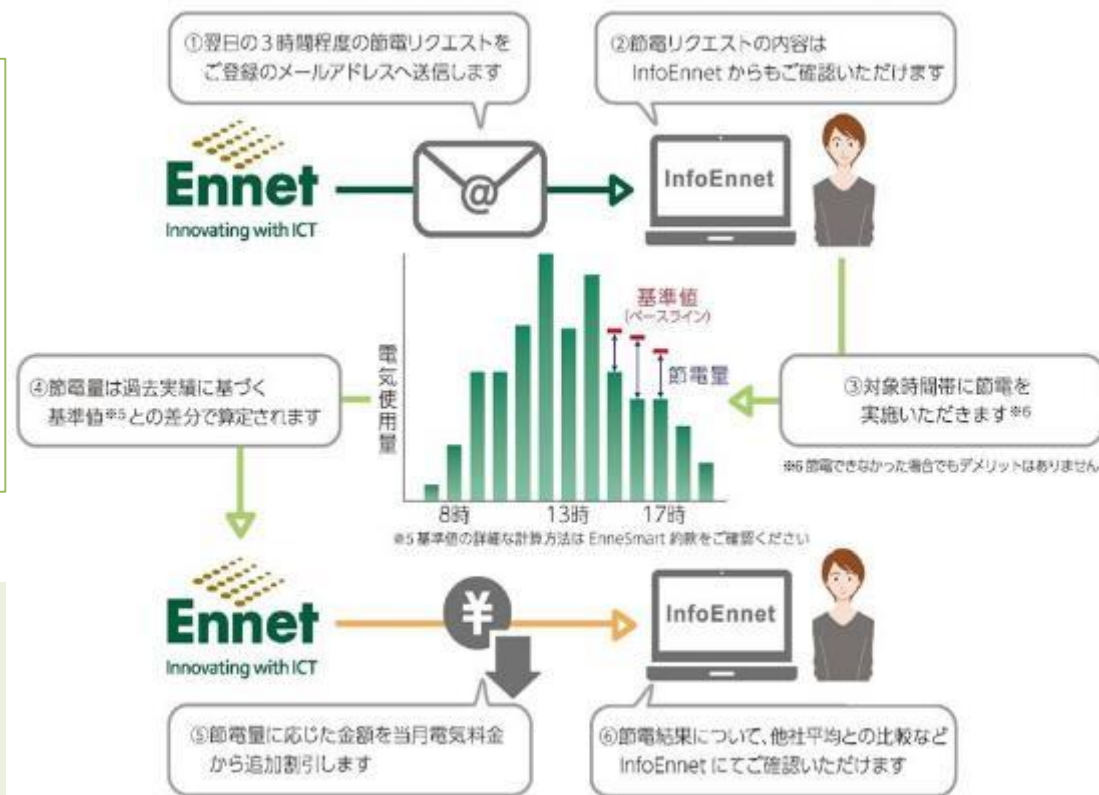
■デマンドレスポンスサービスEnneSmart® 活用による電気料金の割引

- 節電リクエストに応じてタイムリーに節電すると、節電量に応じて電気料金を割引するデマンドレスポンスサービス。
- 節電量を日本卸電力取引所スポット市場の価格高騰時における電力調達の回避やインバランス回避に活用することで、電気料金の追加割引として還元。

● 省エネガイドラインで取組を推奨、ベストプラクティスとして紹介

● エネルギー小売事業者の省エネ情報提供に関する評価スキームにおいて加点

節電リクエストから割引提供までのイメージ

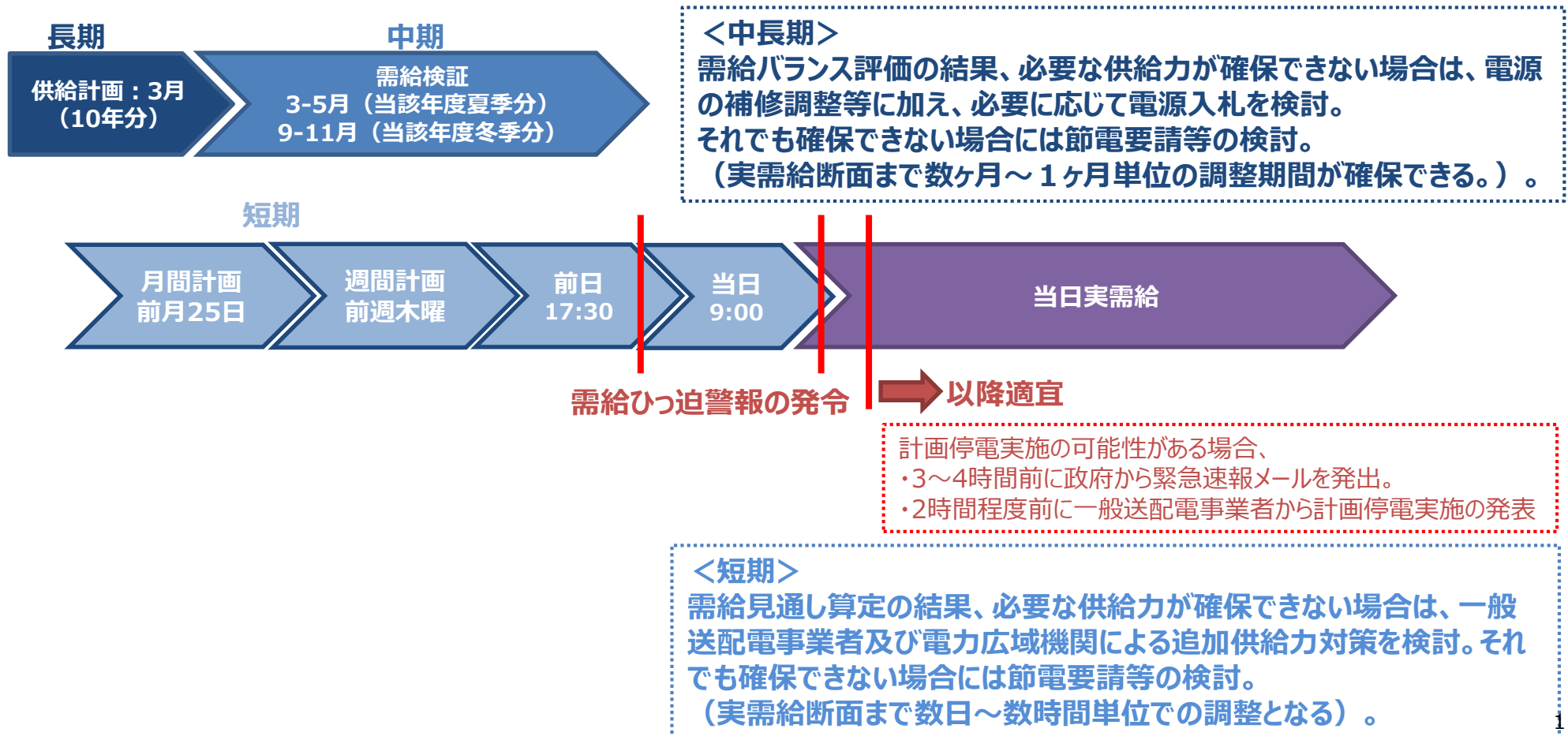


取り組み実績の例

②緊急時対策：政府の節電要請等に関するフローの整理【短期・中長期】

- 節電要請等に関する現行の運用は、東日本大震災による供給力不足の影響により整理されたスキームであることから、基本的にはkWベースの整理となっている。
- 今後、**国及び電力広域機関**においては、**広域予備率運用に向けた詳細の整理を確認していくとともに、kWhベースの検討もあわせて行う**こととしてはどうか。

◆現行のフロー（kWベース）



需給ひっ迫警報発令から計画停電への流れ

参考2

前日18:00目途

■需給ひっ迫警報の発令（第一報）

- ・他社から電力融通を受けても、需給がひっ迫する電力会社の供給予備率が3%を下回る見通しとなった場合、政府から、当該電力会社の管内に対し、警報を発令。
- ・翌日行う可能性のある計画停電について電力会社から公表する。

※当日早朝や午前中に大型発電所の計画外停止が重なった場合等においては、急遽、警報を発令する場合がある。

当日9:00目途

■需給ひっ迫警報の発令（続報）

- ・当日9:00を目途に政府から発令。その後も需給状況の変化を踏まえて、必要に応じ、続報を発令。

※第1グループ(8:30～)から計画停電を実施する場合は、9:00の警報の発令は行わない場合がある。また、必要に応じ、9:00以前に続報を発令する場合がある。なお、需給ひっ迫のおそれが解消されたと判断される場合には警報を解除する。

計画停電開始の
3～4時間前

■「緊急速報メール」発出

- ・引き続き、需給のひっ迫状況が解消されない場合、計画停電を開始する可能性がある時間の3～4時間前に、政府から「緊急速報メール」を発信し、電気の利用を極力控えることを要請。

※緊急速報メールは、早朝・深夜の時間帯等、需要抑制効果が見込めないと判断される場合には送信しない。

計画停電実施の
2時間程度前

■電力会社が計画停電の実施を発表

- ・引き続き、需給のひっ迫状況が解消されず、最大限の融通を受けても中西日本全体若しくは北海道電力管内において供給予備率が1%程度を下回る見通しとなった場合、計画停電を実施する可能性がある時間帯ごとに、その2時間程度前に、電力会社から計画停電の実施を発表。

※大型発電機の計画外停止が重なり短時間に需給がひっ迫した場合等においては、警報や緊急速報メールを発令することなく計画停電を実施する場合がある。

節電協力による停電回避

※北海道電力管内については、北本連系線等が計画外停止した場合等においても、更なる発電機等の計画外停止等が停電（計画停電や場合によっては不測の停電）につながる可能性があるため、その旨を速やかに周知する。万一、不測の停電が起きた場合にも、速やかに計画停電に移行する。

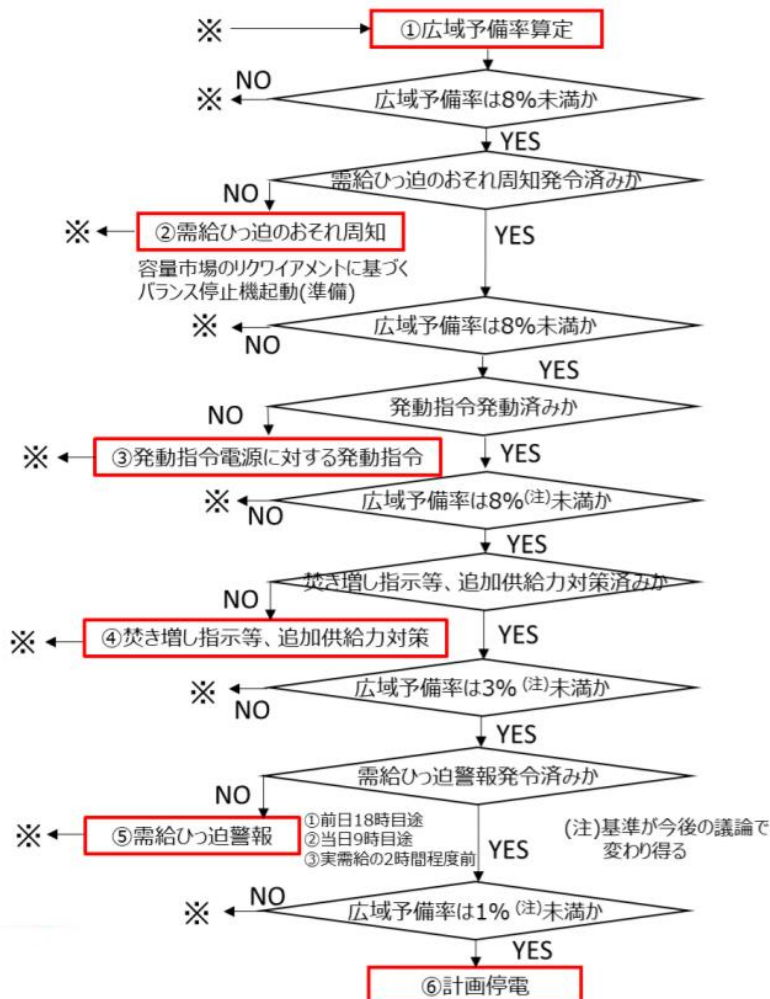
(参考) 2024年度以降の需給逼迫時の対応

第52回 調整力及び需給バランス評価等に関する
委員会（2020年8月7日） 資料2

8

2024年度以降（容量市場開設後）の需給ひっ迫時対応と今後検討すべき課題

広域的な需給ひっ迫は、広域予備率で管理をする。今後、本委員会で検討していく諸課題の全体像は下表のとおり。例えば、⑤需給ひっ迫警報、⑥計画停電など、従来、その実施判断に国の関与があり社会的な影響が大きい検討課題については、本委員会で討議・整理するとともに、国の審議会でも議論されるべきものと考えられる。



需給ひっ迫時対応	今後検討すべき課題
①広域予備率算定	広域的な需給運用
②需給ひっ迫のおそれ周知	DRの予備率換算方法 揚水の運転調整
③発動指令電源に対する発動指令	発動指令電源の発動方法
④焚き増し指示等、追加供給力対策	容量市場落札電源に対する供給指示 火力OPの把握と指示方法 自家発余力受電 (特定自家発・その他自家発)
⑤需給ひっ迫警報	情報発信
⑥計画停電	情報発信 判断方法・判断主体 実施方法・実施主体

② 緊急時対策：kWh不足に対するセーフティネットの仕組み

- **2022年度**からは、インバランス料金が、需給調整市場価格を基礎とした上で、需給逼迫時は一般送配電事業者の「上げ余力」に応じた価格となる仕組みとなり、また、**2024年度**からは更に容量市場の運用が開始され、必要な供給力の確保や、実需給の価値を反映したインバランス料金の形成に資する制度の整備が予定。前回小委では、**2022年度以降**、こうしたインバランス料金制度が市場のセーフティネットとして機能するのではないかとこの点について、御議論いただいた。
- 他方、**2021年度中**においては、
 - － 調整力価格や「上げ余力」によるインバランス料金算定に係るシステムが未整備であることに加え、
 - － 例えば予備率における揚水制約や火力発電の燃料制約の扱いが十分に考慮されていない等、一般送配電事業者の「上げ余力」の考え方に係る整理が必要
 であることから、2022年度と同様のインバランス料金制度を導入することは困難であり、別途暫定的な措置を検討することが必要。

短期対策

① 暫定的なインバランス制度

② 市場参加者が必要な情報にアクセスできる仕組みの整備



中長期対策

① インバランス料金における補正料金算定インデックスの分析・検討

※第57回制度設計専門会合事務局資料（抜粋）

「次回以降、この「補正インバランス料金算定インデックス」が今回の需給ひっ迫期間においてどのような値となっていたか分析し、現行の案で適当かどうか分析を行う。」

② 小売電気事業者の供給能力確保義務の在り方の検討

※第57回制度設計専門会合における委員発言（抜粋）

「小売事業者が今ある供給能力確保義務を果たすため、高いインバランスを避けるために、スポット価格が上昇したという今回の事象を考えると、インバランスの価格自体が、調整力の電源の費用（略）にリンクするものであり、かつ、インバランス発生自体は小売事業者がとがめられることなく、インバランスの精算という形でクリアすることで認められれば、このようなこのパニックは防げるのかな、と思います。（略）私はあくまで需給はしっかり足りるということが、条件として整備された上で、インバランスを小売事業者が出してもいいのではないかと聞いたかった。その条件というのは、おそらく容量市場がしっかり整備されて、容量としてはしっかり足りているということ。また、今回の話は、kWhも燃料も確保されているということが条件であって、容量市場のため、あるいはkWhをしっかりと確保するために、小売事業者もそのために一定の負担をしていく、そういった条件であり、最終的な需給は足りるのであれば、インバランスが発生するのをそこまで激しく、ぎりぎりまで責任を負うというのは違っているのではないかと考えている。」

②緊急時対策：暫定的なインバランス料金上限値の適用条件

- これまでの議論のとおり、現行の各社の「でんき予報」は、ピーク時のkWに注目して情報発信がなされており、kWhベースの情報が必ずしも反映されていない。このため、「でんき予報」で示されている予備率が高いにもかかわらず、市場価格が高騰したことについて、疑問が示されることとなった。
- 「でんき予報」上の予備率に余裕があるにもかかわらず、市場価格が高騰する事象は、①市場参加者にとって予見することが難しく、②かつ、kWh不足によるものである蓋然性が高いと考えられる。
- このため、市場参加者がある程度予見可能な形で、kWh不足時のセーフティネットを構築する観点からは、**暫定的なインバランス料金の適用条件を、「でんき予報」上の予備率に一定程度余裕があること**とすることが考えられるがどうか（逆に、そうでない場合は200円/kWhを適用。）。
- 具体的には、①全事業者が可能な限り早く入手できる情報であることが望ましいこと、②現行の「でんき予報」はエリア単位であること、③他方で、1 エリアのみの評価では、電源トラブル等の異常値の影響を受け得ること、④2022年度のインバランス料金制度における補正料金算定インデックスでは、広域予備率3%となる場合に200円/kWhが設定されていることなどを踏まえ、**前日夕方時点の「でんき予報」の予備率（利用率ピーク時）に基づき、以下のインバランス料金上限を適用すること**としてはどうか※。

（１）複数エリアで予備率が3%以下となる場合：200円/kWh

（２）それ以外の場合：次頁の暫定的な料金

- － なお、この数値はあくまで上限値であり、実際にはこの価格以下となる。
- － これを今冬の実績に当てはめると、**1/8、9、12、13、19の5日間で上限値が200円/kWh、それ以外の日では別途定める上限値となり**、前回小委で提示した事務局案（「売り札切れ」要件に当てはまらない1/17及び予備率3%以下の場合に上限値200円/kWh）に比べ、**より適切に需給状況を反映した条件設定になると考えられるが、どうか。**
- － また、市場参加者においても、「でんき予報」が基準となることで、市場価格の予見性が高まると考えられる。市場参加者においては、前日夕方の「でんき予報」に基づき、時間前市場を通じた調整やDRの活用等を実施することにより、系統全体の需給改善に貢献することが期待される。

※別途「でんき予報」の情報拡充が予定されているところ、本暫定的なインバランス料金上限値の中で活用され得る情報拡充があれば、今後、本暫定措置での活用を検討する。

②緊急時対策：暫定的なインバランス料金の上限值

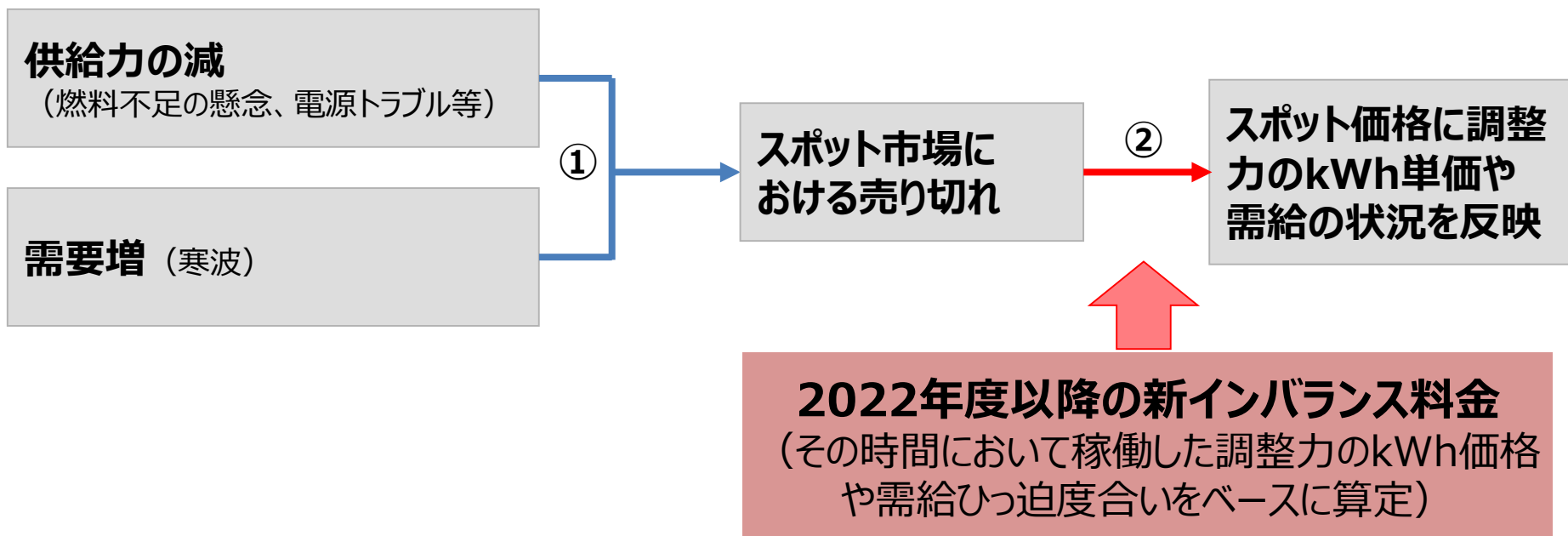
- 前回小委において、暫定的なインバランス料金の上限值については、**45円/kWh～200円/kWhの間で検討する案**を提示させていただいた。これに対し、委員・オブザーバーからは、
 - － セーフティネットの趣旨を踏まえると、**200円/kWhに近い価格は不適當**との御意見の一方で、
 - － **DR確保のインセンティブを妨げないという観点が重要**との御指摘を多数頂いたところ。
- 特にDRについて、今冬のように、**燃料の制約によりkWhが不足する場合には**、供給力が不足するまさにその瞬間のコマの需要抑制でなくとも、その前後の時間帯も含め、ライフスタイルや生産活動に応じた需要抑制でも十分に効果が期待できる点で、**kW不足時のDRとは性格が異なる**と考えられる。
- こうした観点からは、例えば、前回小委で提示したように、今冬、関西エリアで**合計76時間電源I'が発動**したところ（全エリアで最長）、電源I'のkWh価格＋kW価格（各エリア最高価格の全国平均）について、76時間の発動を想定してkWh単価に割り戻すと、81.8円/kWhとなる。
- このため、上記価格を参照し、**暫定的なインバランス料金の上限値は80円/kWhとすることとしてはどうか**。
- このようなセーフティネット措置を講ずることにより、200円/kWhを超えるような市場価格の形成や、500円/kWhを超えるようなインバランス料金（確報値）の発生を防ぎ、**市場参加者の事業予見性確保につながると考えられるのではないか**。
 - － なお、論点①で御提案した条件に基づき、仮に今冬のインバランス料金実績にこれらの上限値を適用した場合※、1月のインバランス料金の平均値は、**55.3円/kWh**となる。

※インバランス料金実績値（スポット・時間前市場加重平均価格にα値を乗じた価格。以下同じ。）が200円/kWhを超えるコマについて、一律200円/kWhとして計算した上で、論点①の適用条件に基づき上限値が80円/kWhとなるコマであって、インバランス料金実績値が80円/kWhを超えるコマについて、一律80円/kWhとして計算したもの。
実際には、市場参加者は、こうしたセーフティネットも踏まえた市場行動を行うと考えられるため、このとおりの額となるわけではない。

②緊急時対策：2022年度に導入される新インバランス料金の効果

電力・ガス取引監視等委員会 提出資料 一部加工

- 今冬においては、スポット価格やインバランス料金がスパイラル的に上昇し、一部において調整力のコストや需給ひっ迫状況とは異なる動きをしていた面もあった。
- 今後も需給がタイトになった場合には、スポット市場で売り切れ状態が起こりえることを考慮すると、こうした場合にもスポット価格が調整力のコストや需給ひっ迫状況を反映する仕組みが重要。
- 2022年度から導入される新インバランス料金制度は、そのコマで用いられた調整力のkWh単価や需給ひっ迫度合いをもとに決定される仕組みとなる。
- スポット価格もインバランス料金の水準に影響を受けることから、2022年度以降は、今冬のように売り切れ状態が継続した場合においても、スパイラル的な高騰は発生せず、需給の状況を離れて上昇することはなくなると考えられるが、どうか。



1. 今冬の需給逼迫と市場価格高騰の事象概要
2. 事業者、電力広域機関及び政府の対応
3. 今回の事象の評価・課題
- 4. 今後の対応の方向性**
 - (1) 電力需給逼迫・市場価格高騰予防のための対策
 - (2) 警戒時・緊急時の対策
 - (3) 構造的課題への対策**

③構造的対策：容量市場の見直し

第47回制度検討作業部会
(2021年3月1日) 資料3

(参考) 今冬の需給逼迫の容量市場への影響に関して

- これまでの電力・ガス基本政策小委員会の検証を踏まえると、今般の逼迫において、石油火力を含めた火力発電や水力・揚水発電等が平均を大きく超える高い設備利用率等で運転された。
- また、第一回の容量市場の結果や火力発電の休廃止の推移を踏まえると、近い将来、必要な供給力の確保が難しくなってくることも十分に考えられる。
 - － 制度的に必要な容量（供給力（kW））をしっかりと確保していくことは重要。
 - － 一方で、今般の逼迫を受けて、容量市場における目標調達量を引き上げることには慎重な意見があった。
- 今回の逼迫については、主な原因としては発電量（kWh）の不足との指摘があった。
- それに関するリクワイアメントについては、現行のものが燃料確保のインセンティブに働き、一定の効果があるとの肯定的な意見があった。また、過度なリクワイアメントについては、コスト上昇につながり、慎重な検討が必要との意見があった。
 - － 今のリクワイアメントを維持しつつ、免責事項の規定にも一定留意をしながら、今後、具体的なケースの発生を踏まえて、実務的な観点の検討を更に深めていくこととしてはどうか。
 - － なお、電力量（kWh）を確認・確保する体制構築していくのかということの検証や対策が前提にあることにも留意する。

③ 構造的対策：電源の退出防止策について

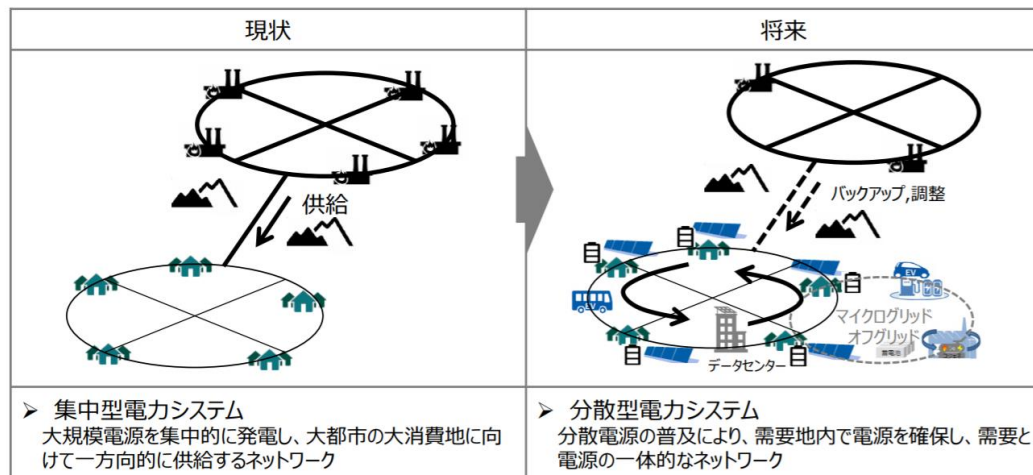
- 電気事業者においては電気事業法第29条に基づき、毎年供給計画を提出することとなっている。発電事業者においては、供給計画の中で発電所の開発・休廃止計画を記載することとなっている。
- 今回、需給状況が厳しい時には、石油火力も設備利用率を上げて対応し、一定の役割を果たしていたが、2014年度からの5年間で約1,000万kWの石油火力が廃止となる等、近年、石油火力の廃止が進んでいることは事実。
- このように、経済合理的な事業者判断の一環として、今後、電源の退出が想定される中で、安定供給の観点から必要な火力等が退出する場合も考え得る※が、こうした電源が経済合理的に維持されるためには、規制・誘導の両面からどのような措置が考えられるか。

※2020年度供給計画において、系統安定上稼働が必要な発電所の休廃止が判明し、潮流調整電源を調達することになった。

本日の論点

第52回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2020年8月7日）資料4-2 一部修正

- 東京エリアの京浜変電所154kV系統において、需要地近傍の電源が休止予定となり、流通設備の運用容量超過(熱容量要因)となる可能性が生じることが判明した。
- 上記については個別事象ではあるものの、今後の「再エネ型経済社会」の創造に向けて、「需要と電源の一体的なネットワーク」が増加し、需要地内の電源が休止した場合、今回のような事象が発生する可能性が低いと考えられることから、今回の事象を踏まえ、特筆すべき論点について整理を行ったため、ご議論いただきたい。



③構造的対策：非効率石炭火力フェードアウトの具体的措置

- 今回の需給逼迫においては、LNG火力への依存度の高まりを背景に、LNG在庫減少に伴う供給面への影響力の大きさが顕著となった。こうした点を踏まえて、適切な火力ポートフォリオも鑑みながら、非効率石炭火力のフェードアウトの議論を進めることが重要ではないか。

非効率石炭火力のフェードアウトに向けた各種施策の検討状況

総合資源エネルギー調査会 第28回電力・ガス基本政策小委（2020.10.30） 資料5 一部修正

- 2030年に向けた非効率石炭火力のフェードアウトを着実に実現するため、規制的措置、誘導措置、基幹送電線利用ルールの見直しそれぞれについて、措置の内容や時間軸の整合性を取りつつ、パッケージで検討を進めているところ。
- 一方、こうした措置の実行性を高めるためには、PDCAサイクルを回し、これらの施策の効果を定期的に確認していくことが重要。その際、フェードアウトに伴う供給力の減少も見込まれることから、日本全体として安定供給が確保されているかどうかについても併せて確認する必要がある。
- このため、一定の石炭火力発電事業者には2030年に向けた非効率石炭火力のフェードアウトに関する計画の定期的な作成を求め、施策の効果や安定供給の確保を確認することとする。

● 規制的措置

- “非効率”を発電方式ではなく発電効率を基本として考えつつ、省エネ法を踏まえた新たな規制的措置を議論。
- 石炭火力のみをターゲットにした新たなベンチマーク目標の創設やアンモニア混焼・水素混焼への配慮措置の新設等、事業者ヒアリング等を実施しながら検討中。

● 誘導措置

- 大規模災害リスクに対応する観点から、非効率石炭の供給能力の価値をどのように評価するかは重要な論点。
- 制度検討作業部会において、来年度以降の容量市場の在り方を検討する中で、非効率石炭のフェードアウトの誘導措置として取りうる措置を検討中。

● 基幹送電線利用ルール

- 現行の先着優先ルールでは、ノンファーム型接続をした再エネは、送電線混雑時に、先に接続した非効率な石炭火力等に劣後して出力制御を受けるといった問題が生じるため、新たな混雑管理の方法について詳細議論中。

措置の実効性を確認、必要に応じて見直し

● フェードアウトに関する計画

- 安定供給を確保しつつ、日本全体での非効率石炭火力のフェードアウトの実効性を確保する観点から、一定の石炭火力発電事業者に対し、2030年に向けたフェードアウトに関する計画の作成を求めていくこととする。
- 計画の作成を求めていくうえで、計画の位置づけ、作成対象となる事業者の考え方、計画の内容等について議論。

③ 構造的対策：カーボンニュートラル実現と安定供給の両立に向けた新規投資促進策

- 新規投資が停滞する中、足下では火力に依存する必要があるものの、2050年カーボンニュートラル実現と安定供給の両立に向けては、中長期的には、LNGを始めとした化石火力への依存度を低減させつつ、火力が担ってきた供給力や調整力を確保する必要。建設リードタイムも踏まえると、**将来必要な供給力・調整力を確保できるよう、新規投資を足下から促していくことが重要**である。
- そのため、現在、別の審議会（持続可能な電力システム構築小委員会）において議論が行われている**長期予見性を付与する仕組みの検討を加速化していくことが重要ではないか**。（3/17の審議会において、制度の方向性を提示。）

＜参考＞ 第29回本小委での今後の電源確保に係る議論

検討課題例：今後の電源確保における課題①

第29回電力・ガス基本政策小委員会
(2021.1.19) 資料5より抜粋

- 先述のとおり、発電コスト（固定費・変動費）は、スポット市場等*と容量市場からの収入により賄われることが基本と考えられる。 ※電源によっては、需給調整市場や非化石市場収入もある。
- 他方、電源建設に当たっては、初期投資が大きいのにに対し、投資回収期間は数十年の期間を要することが一般的。
- また、ここまで議論してきたとおり、今後、スポット市場価格は、0円/kWh近傍となる時間帯と高騰する時間帯への二極化が進むことが見込まれる。
- このため、発電事業者が新規投資を行うとする場合、ファイナンスの観点からも、将来のスポット市場価格が低位に推移する状況を考慮せざるを得ず、**長期的な視点で見れば、本来効率的な投資であっても、投資回収期間に長期間を要する電源等への投資は進まないおそれがある**。
- 2050年カーボンニュートラル実現と安定供給を両立しつつ、電力産業が今後も持続可能な形で発展していくためには、投資回収に長期間を要する電源等への投資が効率的に行われていくことが重要。
- このため、
 - ・ 発電コスト（固定費・変動費）は、スポット市場価格の二極化が進む中でも、引き続き、中長期的にみれば、スポット市場等*と容量市場からの収入により賄われる市場設計を基本としつつ、
 - ・ 別の審議会（構築小委員会）において議論が行われているように、容量市場との整合性を踏まえつつ、**新規の設備投資に対し、長期予見性を付与する仕組みの検討**を深めていくことが重要ではないか。

検討課題例：今後の電源確保における課題②

第29回電力・ガス基本政策小委員会
(2021.1.19) 資料5より抜粋

- 1/15(金)閣議後記者会見においては、「カーボンニュートラル目標と安定供給の両立に向けた電源投資促進のための電力市場の整備」というテーマの検討を進めるよう、大臣から指示があったところ。
- **長期予見性を付与する仕組みの検討に当たっては、こうしたカーボンニュートラル目標と安定供給の両立に資する設備導入に繋がるものとなるように、今後、更に検討を深めていくべきではないか。**

1/15(金)閣議後記者会見における冒頭発言：大臣による「検討指示」抜粋

- 具体的には、電力・ガス小委員会、原子力小委員会、省エネ小委員会、資源・燃料分科会、再エネ大量導入小委員会、持続可能な電力システム構築小委員会において、
 - ① **カーボンニュートラル目標と安定供給の両立に向けた電源投資促進のための電力市場の整備**と次世代型・分散型ネットワーク構築の在り方
 - ② 脱炭素火力や原子力の持続的な利用システムの在り方
 - ③ **カーボンフリー電力の価値が適切に評価される、需要家がアクセスできる環境整備や、2030年に向けた省エネの更なる取組、電化・水素化等を含めた需要側からの非化石化の在り方**
 - ④ **水素供給やCCSと一体となった上流開発の在り方**などのテーマについて、議論を開始、加速化をいたします。
- また、昨年7月から再エネ型の経済社会の構築に向けた検討を進めている再生可能エネルギーについては、カーボンニュートラル目標も踏まえて、ギアチェンジして議論の充実を図ってまいります。
- これらの議論は、基本政策分科会において議論を集約し、エネルギー基本計画の見直しに反映をしてみたいと思います。

③ 構造的対策：カーボンニュートラル実現と安定供給の両立に向けた新規投資促進策

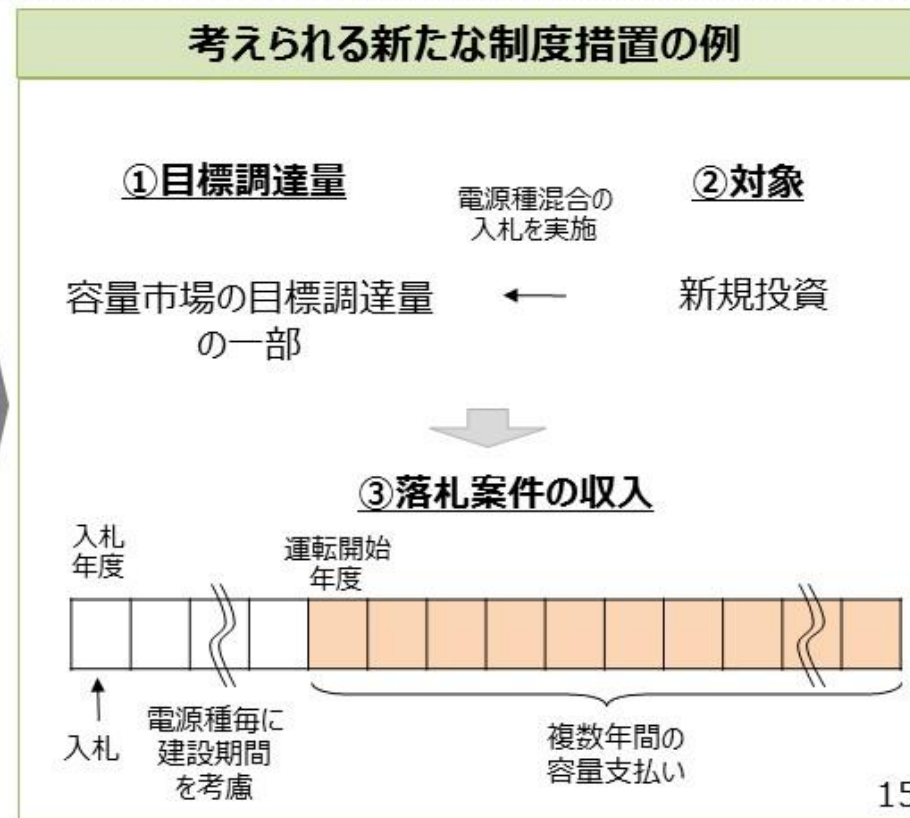
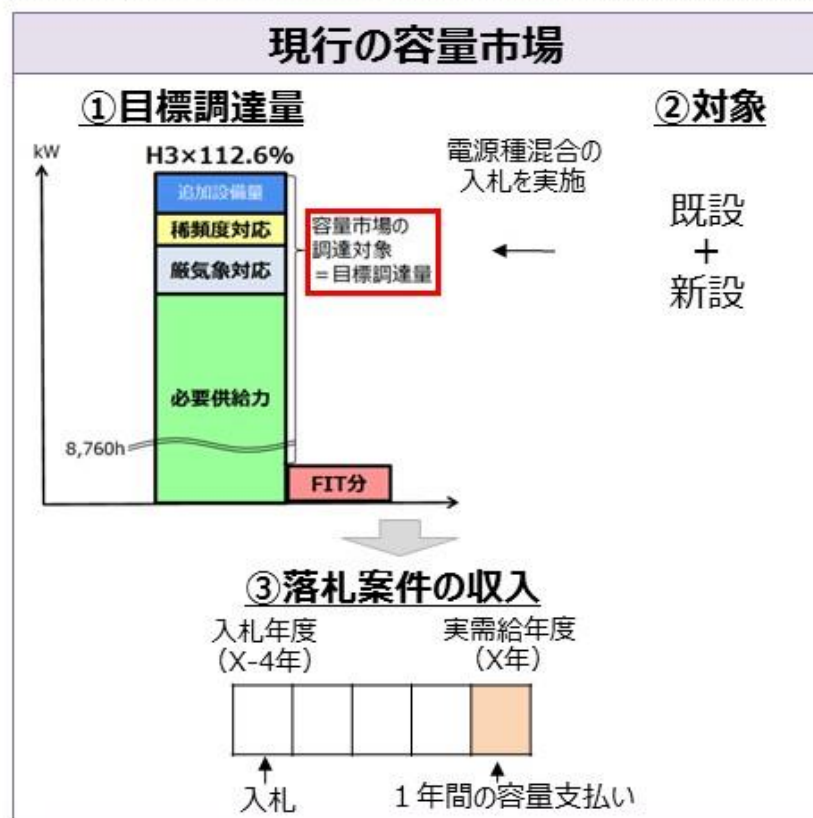
第9回持続可能な電力システム構築小委員会
(2021年3月17日) 資料2

考えられる新たな制度措置の例

- 容量市場の価格を長期固定化する方法としては、例えば、以下のように、現行の容量市場の入札とは別に、入札対象を新規投資に限定した入札を行い、容量収入を得られる期間を「1年間」ではなく「複数年間」とすることで、巨額の初期投資の回収に対し、長期的な収入の予見可能性を付与する方法が考えられるのではないかな。

【第7回会合で頂いたコメント（再掲）】

- 例えば容量市場でも新設や必要量に限った上で、4年後の1年間ではなく、長期間固定収入を得られるようにする方法も一案ではないか。

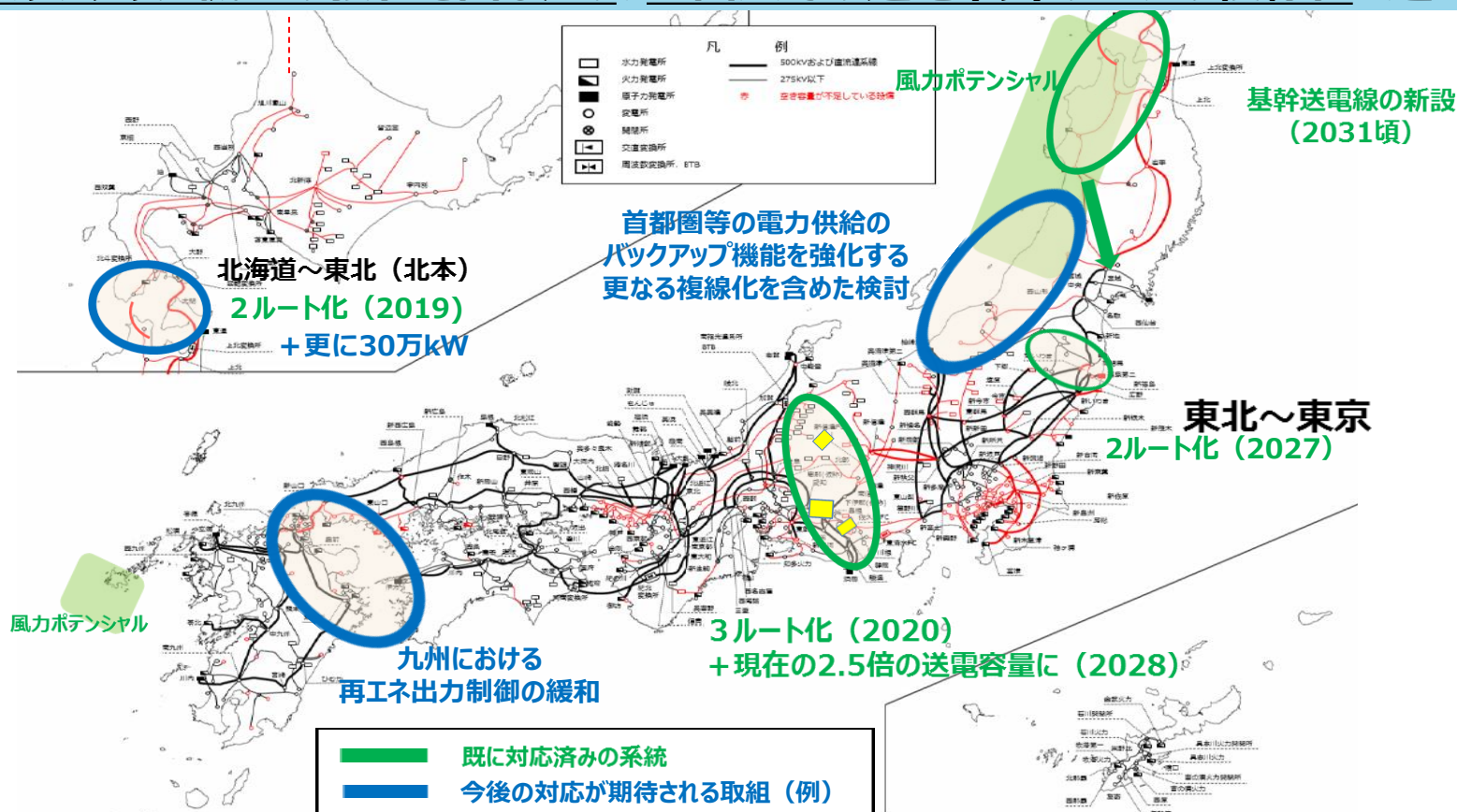


③ 構造的対策：広域的融通の強化に向けた系統整備

第19回 再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会
第7回 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会
合同会議資料（2020年8月31日）

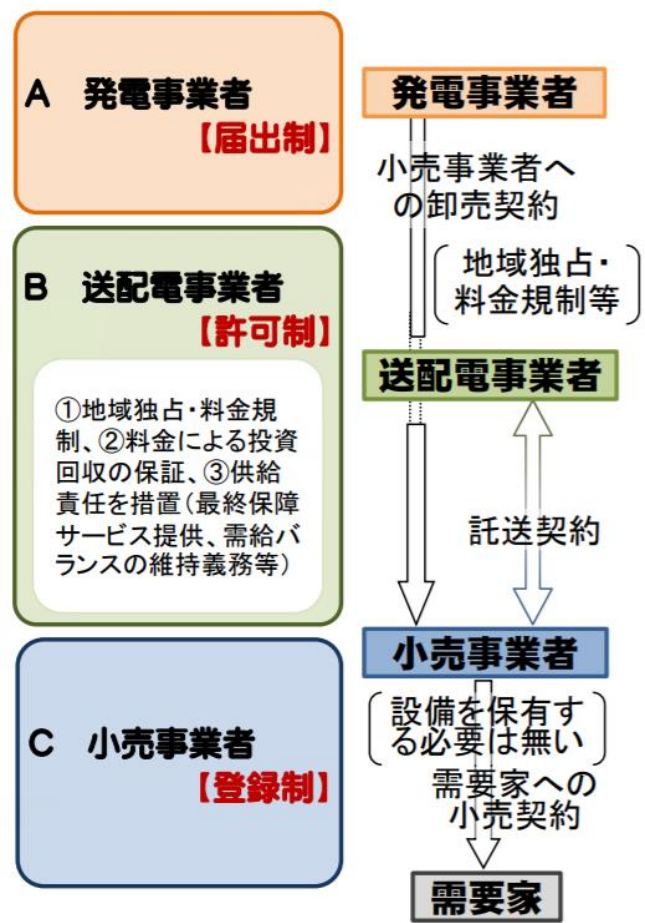
（参考）マスタープランに基づく送電ネットワークの強靱化

- 脱炭素化の要請がより一層強まる一方、首都直下地震等の大規模災害も見込まれる中、全国の送電ネットワークを、**再エネの大量導入等に対応しつつ、レジリエンスを抜本的に強化した次世代型ネットワークに転換していくことが重要。**
- このため、**再エネ適地と需要地を結び、国民負担を抑制して再エネの導入を図るとともに、首都直下地震等により首都圏等に集中立地するエネルギーインフラが機能不全に陥った場合のバックアップ機能の強化を図るため、全国大での送電ネットワークの複線化を進めていく。**



③構造的対策：供給力の確保に関する各電気事業者の責任等の整理

- 現状、各電気事業者求められる義務は以下のとおり。
- 電力システム改革の下で自由化が進む中、電力システム改革の目的（①安定供給の確保、②電気料金の最大限抑制、③需要家の選択肢や事業者の事業機会の拡大）と照らし、改めて各電気事業者にかかる責任等について考えることとしてはどうか。

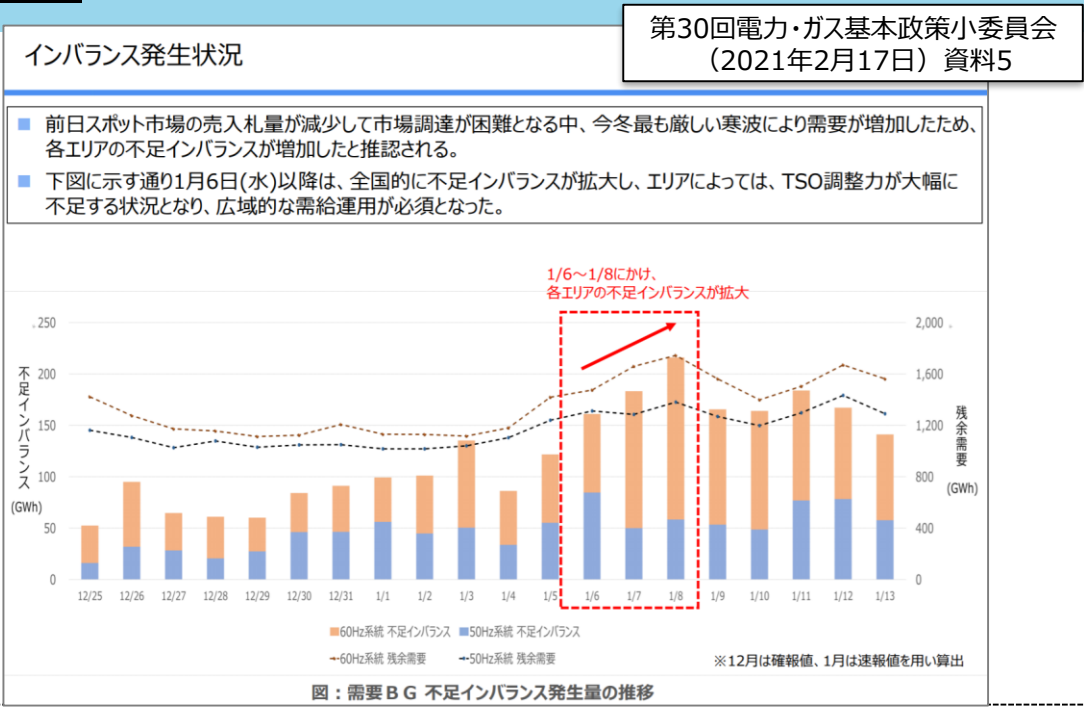


- ◆ 発電事業者
 - ① 経済産業大臣の供給命令に従う義務
 - ② 一般送配電事業者との間で、電気の供給契約を結んでいる場合の供給義務（需要家保護のため、私契約上の義務に委ねず、公法上の義務として位置付け）
- ◆ 一般送配電事業者
 - ① 需給バランス維持を義務付け（電圧・周波数維持義務）
 - ② 送配電網の建設・保守を義務付け
 - ③ 小売電気事業者等への託送供給を義務付け
 - ④ 最終保障サービス（需要家が誰からも電気の供給を受けられなくなることをないよう、セーフティネットとして最終的な電気の供給を実施）を義務付け
 - ⑤ 離島のユニバーサルサービス（離島の需要家に対しても、他の地域と遜色ない料金水準で電気を供給（需要家全体の負担により費用を平準化））を義務付け
- ◆ 小売電気事業者
 - 需要に応ずるために必要な供給力を確保することを義務付け（空売り規制）
 - ※ 参入段階・計画段階・需給の運用段階、それぞれにおいて、国や広域的運営推進機関が確認を行い、実効性を担保。

その他、供給計画の提出義務、広域的運営推進機関への加入義務等、全ての電気事業者にかかる義務もある。

③構造的対策：小売の供給能力確保義務の在り方の整理等

- 需要家保護に万全を期すため、電気事業法においては、小売電気事業者が需要に応ずるために必要な供給力を確保することを義務づけている。
- 供給力の不足については、当該小売電気事業者が一般送配電事業者から電気の供給（いわゆるインバランス供給）を受けることにより顕在化することとなるが、今冬のように全国的に市場調達が困難となる中、供給力確保義務の適用の在り方や、リスク回避のために各小売電気事業者がとるべき行動（相対取引や先物市場、先渡・BL市場の活用等）やそのための方策について、検討することとしてはどうか。



(参考)電気事業法第二條の十二
小売電気事業者は、正当な理由がある場合を除き、その小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力を確保しなければならない。
2 経済産業大臣は、小売電気事業者がその小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力を確保していないため、電気の使用者の利益を阻害し、又は阻害するおそれがあると認めるときは、小売電気事業者に対し、当該電気の需要に応ずるために必要な供給能力の確保その他の必要な措置をとるべきことを命ずることができる。

③構造的対策：旧一電の内外無差別な卸売の実効性の確保

電力・ガス取引監視等委員会
提出資料

- 旧一電各社は、スポット市場への入札において、自主的取組により、余剰電力の全量を限界費用ベースでの市場供出を実施している。具体的には、以下により算定される「入札可能量」相当量について、スポット市場に売り入札を行っている。

※ 「入札可能量」＝「供給力」－「需要見積もり（自社小売分・他社卸分）」－「入札制約」－「予備力」

- 旧一電各社は、上記の自社小売分の需要見積もりについて、スポット入札時点での需要に応じて変動調整を行っているが※、スポット市場・相対卸を含めた新電力の調達機会を確保する観点からは、旧一電の発電・小売間の社内・グループ内取引の透明性を確保することが重要。

※ なお、2月25日の公開ヒアリングにおいて、旧一電・JERAに対し、需要変動に柔軟に対応する変動数量契約についての質問を実施。各社からは、グループ外の他社の求めに応じて変動数量契約を実施している、又は今後の求めに応じて対応する、との回答があった。

- 上記に関して、昨年7月、旧一電各社に対して、社内外の取引条件を合理的に判断し、内外無差別に卸売を行うことのコミットメントを要請。これに対し、各社より、コミットメントを行う旨の回答を受領しているところ。特に、発小一体の各社からは、2021年度からの運用開始に向け、社内取引価格の設定や業務プロセスの整備を進めると回答を受けている。
- 上記のコミットメントや、公開ヒアリングでの回答を踏まえ、今後、旧一電各社の内外無差別な卸売に関する実施状況を確認し、公表していく。

③ 構造的対策：旧一電の内外無差別な卸売の実効性の確保

- また、今般の価格高騰に関し、旧一電のグロス・ビディングのあり方についての議論があり、一部からは、現状のグロス・ビディングは透明性が確保されていないとの指摘があった。
- 現状のグロス・ビディングでは、各社の同一の担当者が、スポット入札時点での自社小売需要を認識した上で、売り札と買い札の双方を入札している（77頁参照）※1。

※1 このため、買い入札担当者は、売り入札の情報を知りうる状況にあるが、各社は、売買入札を限界費用ベース等で行っており、恣意性はないとの説明を実施。

- 上記の指摘も踏まえ、旧一電の内外無差別な卸売の確保をより実効的にするためには、今後のスポット市場への売り札については、原則として発電部門が行うこととして、透明化に向けた体制整備を図るべきではないか。こうした体制整備は、旧一電における発電利潤の最大化の確保や、相対卸や先物・先渡市場等の活用も含めた合理的なリスク管理にも資すると考えられるのではないかと※2。

※2 過去の審議会（第46回制度設計専門会合）においても、発電利潤を最大化する観点から、社外への卸供給や、スポット市場等への入札（グロス・ビディング含む）について、発電部門が自社小売部門から独立した意思決定の上で実施することが望ましいとの考え方が示されている（78頁参照）。

- 上記の議論を踏まえた上で、グロス・ビディングの在り方に関する見直しについても、次回以降引き続きご議論いただくこととしてはどうか。

③構造的対策：適切な情報公開

発電情報開示に関する課題の整理・今後の検討の方向性

<HJKSについて>

- これまでのご議論を踏まえれば、現行のHJKSに係るルールには下記のような点が課題となるのではないかと。
 - ① 出力低下が24時間継続しないと見込まれる場合に、登録対象とならず、市場への影響の大きい燃料制約について開示を要しないケースが生ずること
 - ② 理由の開示が必須ではなく、市場参加者の予見性に影響すること
 - ③ 最終的な停止・出力低下の解消時期の見通しが開示されない場合、市場参加者において時期の見通しを持たないこと
- 市場参加者からのニーズを踏まえれば、HJKSにおける開示範囲を可能な限り拡大することが望ましい。発電事業者（旧一電・JERAに加え、要件に該当する発電所を有する新電力も対象）の実務上の負担や、上流の燃料調達への影響には留意しつつ、HJKSにおける開示範囲の拡大について、引き続き検討していくこととしてはどうか。

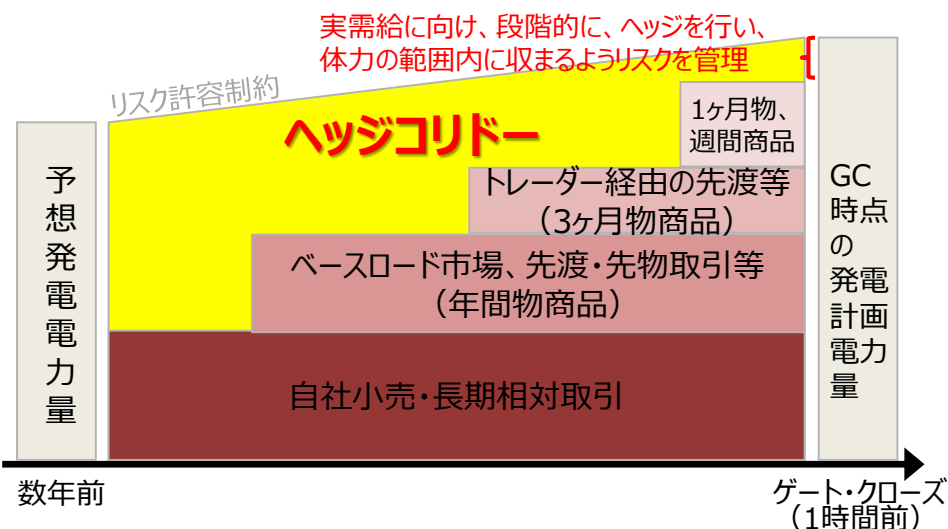
<その他の発電情報の開示について>

- 加えて、発電所の稼働状況・発電実績や燃料在庫の開示についても、引き続き検討が必要。特に、発電所の稼働状況や発電実績について、欧州ではTSO（ENTSO-E）が関連する情報を公開しているところ（次頁参照）、我が国において同様の取組を行う場合の実施主体や公開頻度など、実現に向けた課題について整理していくこととしてはどうか。

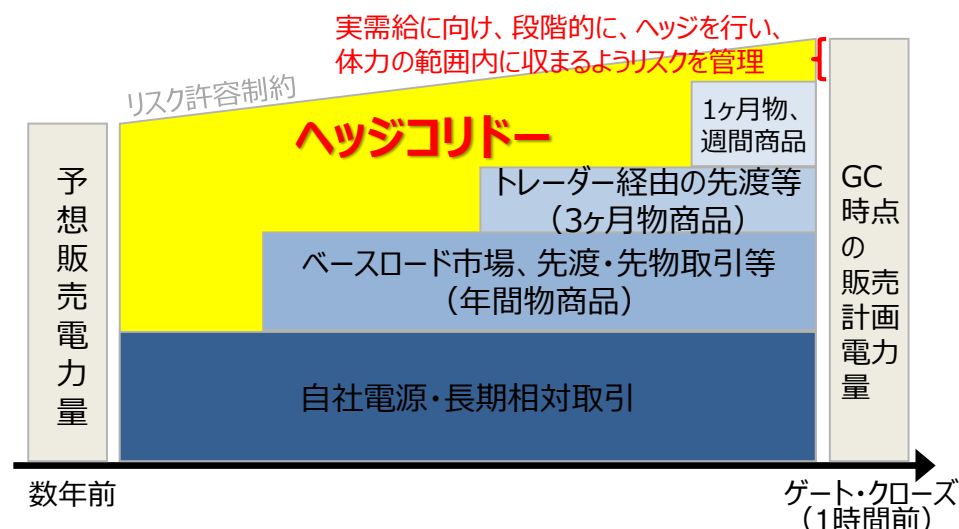
③ 構造的対策：長期から段階的にリスク管理を行う市場設計

- 市場価格の高騰は小売事業者にとって、下落は発電事業者にとって、リスクとなる。
- 需要家に対し、安定的な電力サービスを継続する観点から、電気事業者の経営の安定は極めて重要であり、電気事業者が、それぞれの経営体力を上回るリスクを抱えながら経営を行うことは望ましいとは言えない。
- 例えば、諸外国では、電気の商品の特徴も踏まえ、時系列とともに、市場調達に必要な量をヘッジコリドーの中で段階的にヘッジしていくというリスク管理が行われている例がある。
- こうした事例も踏まえつつ、電気事業者は、それぞれリスクを可視化し、管理していくことが求められるのではないかと。

発電事業者のリスク管理イメージ



小売事業者のリスク管理イメージ



③構造的対策：再エネ拡大を見据え、より実需給に近い市場を重視した市場設計

第30回 電力・ガス基本政策小委
(2021年2月17日) 資料8より抜粋

【論点⑤】新規参入者や自然変動電源の拡大等に伴う市場制度の検討課題

- 論点②については、今後のより詳細な検証を踏まえる必要があるが、構造的には、以下のような環境変化が、その背景として考えられるのではないかと。
 - － 小売への新規参入が拡大する中、TSOは、これらのインバランス調整のための調整力を予め確保しておくことが必要
 - － 多くのFIT電源の需給調整はTSOが実施（※）。自然変動電源が拡大する中、TSOは、これらの需給調整のための調整力を予め確保しておくことが必要
(※) FIT特例①③。前日6時時点の予測値から実需給断面にかけての発電量の差分をTSOが調整。
 - － 現行は、スポット市場が電力取引の太宗を占める一方、時間前市場の取引量は僅少。
- 再エネの主力電源化を見据えれば、今後は、時間前市場や需給調整市場（調整力kWh市場）等、より実需給に近い市場を重視した市場設計が求められるのではないかと。
 - － 2022年度には、FIP制度及びアグリゲーターライセンス制が施行予定であり、時間前市場については、電取委において、シングルプライスオークションを導入する議論が進められている。
 - － 他方、現状、日本は、火力電源に依存した電源構成となっており、その起動にはリードタイムを要するため、原則、前日に起動スケジュールを決めておく必要がある。また、既に約700の小売電気事業者が参入するが、当日まで市場を通じて需給調整を行う経験が浅い事業者も多く存在すると考えられる。
 - － その一方で、需給調整市場により、全国メルिटオーダーの系統運用が行われる予定であり、2022年度には、インバランス料金は基本的に需給調整市場価格とする仕組みとなる。
 - － こうした構造的な課題や導入予定の仕組みも踏まえ、更にどのような対応が考えられるか。

論点①：買い入札と売り入札のマッチングの強化について

- 買い札と売り札のマッチングの強化のため、ザラバに併設する形でシングルプライスオークションを導入するべきではないか。

- ↳ ザラバ方式においては、アイスバーグによる売り入札を実施することが経済合理的な行動であるところ、大量の取引を短時間で行うには必ずしも適していない可能性がある。
- ↳ 諸外国（イギリス・ドイツ等）においても、時間前市場において、ザラバとシングルプライスオークションを併設している事例あり。

- また、シングルプライスオークション導入するには、以下の点を考慮する必要があるか。

- 発電機の起動特性について

- ・ 発電機の起動のためには、燃種に応じて一定の起動時間が必要（実需給までの時間が長いほど多くの発電機の起動が可能になる）。
- ・ 発電機の新たな起動を前提とすると、時間前市場へのブロック入札の導入についても検討が必要。

- 再エネ予測のタイミングについて

- ・ 気象庁からの予測（3時間毎、1日計8回）を受けて、実需給に近くなるほど予測精度が高まる（実需給に近いタイミングの方が再エネ予測誤差は小さくなる）。

- 三次調整力②について

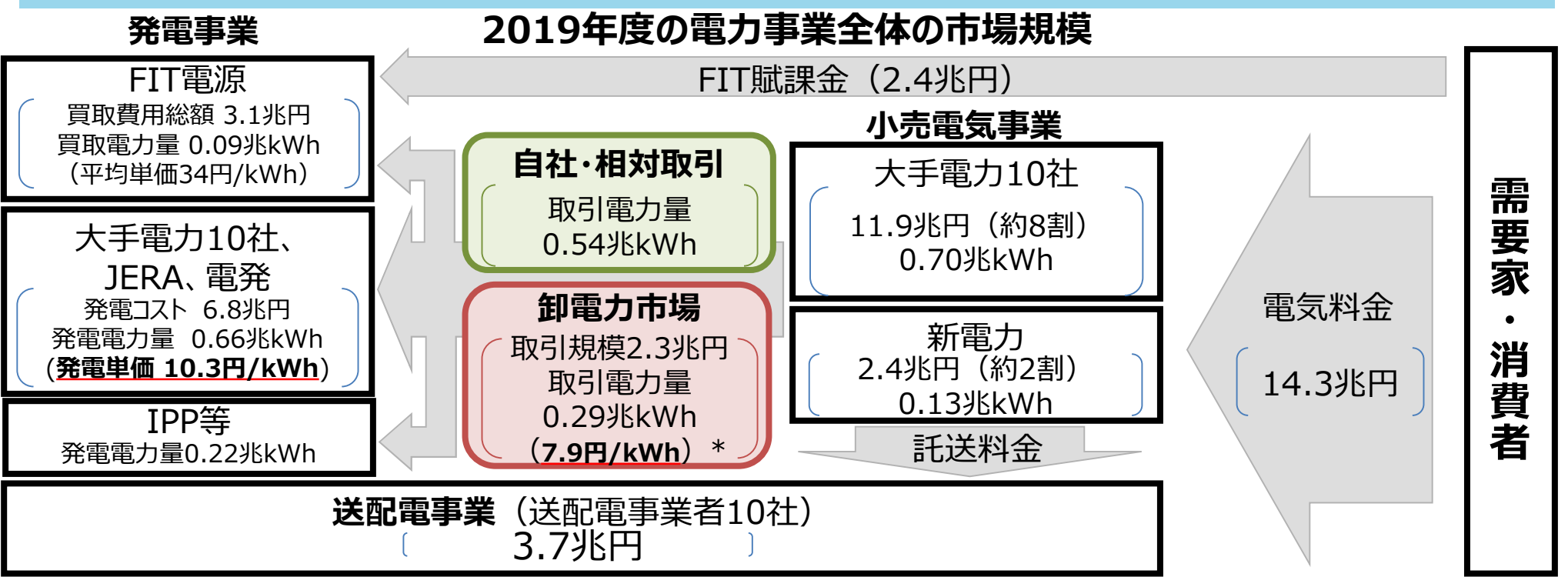
- ・ 2021年度から開始される三次調整力②取引において、前日14時入札、15時開札のタイミングで一定の調整力が取引されることとなる。

- ⇒ このような要素を踏まえた上で、SPAのタイミング・頻度についてどのように考えるべきか（発電機の起動特性については、今後、発電事業者への詳細な実態調査が必要）。

(参考) 電力事業のサプライチェーン全体を俯瞰した検討の必要性

第30回 電力・ガス基本政策小委
(2021年2月17日) 資料8より抜粋

- 再エネの拡大に伴い、電力産業全体では、①FIT賦課金が増加、②発電部門は再エネのバックアップのため火力等は燃料も含めた維持が必要、③送配電分野は設備増強が必要、④他方で、卸電力市場価格は限界費用ゼロ電源の増加の影響が大きくなるという構造が生じている。
- 電気事業は、電気を発電し、送電・配電を経て、需要家に届ける事業。今回の検証においても、一時的な現象への対応だけでなく、再エネの主力電源化を見据え、これらに要する費用が賄われる持続可能な市場設計を目指していく視点が重要と考えられる。



※発電事業における電力量には特定供給等にも供されるものも含むため、小売電気事業における電力量の合計と一致しない。

	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度 (~2/17)
スポット平均価格 (円/kWh)	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9*	11.8