

直近の電力需給・卸電力市場の動向について

2021年12月27日

資源エネルギー庁

本日の御報告内容

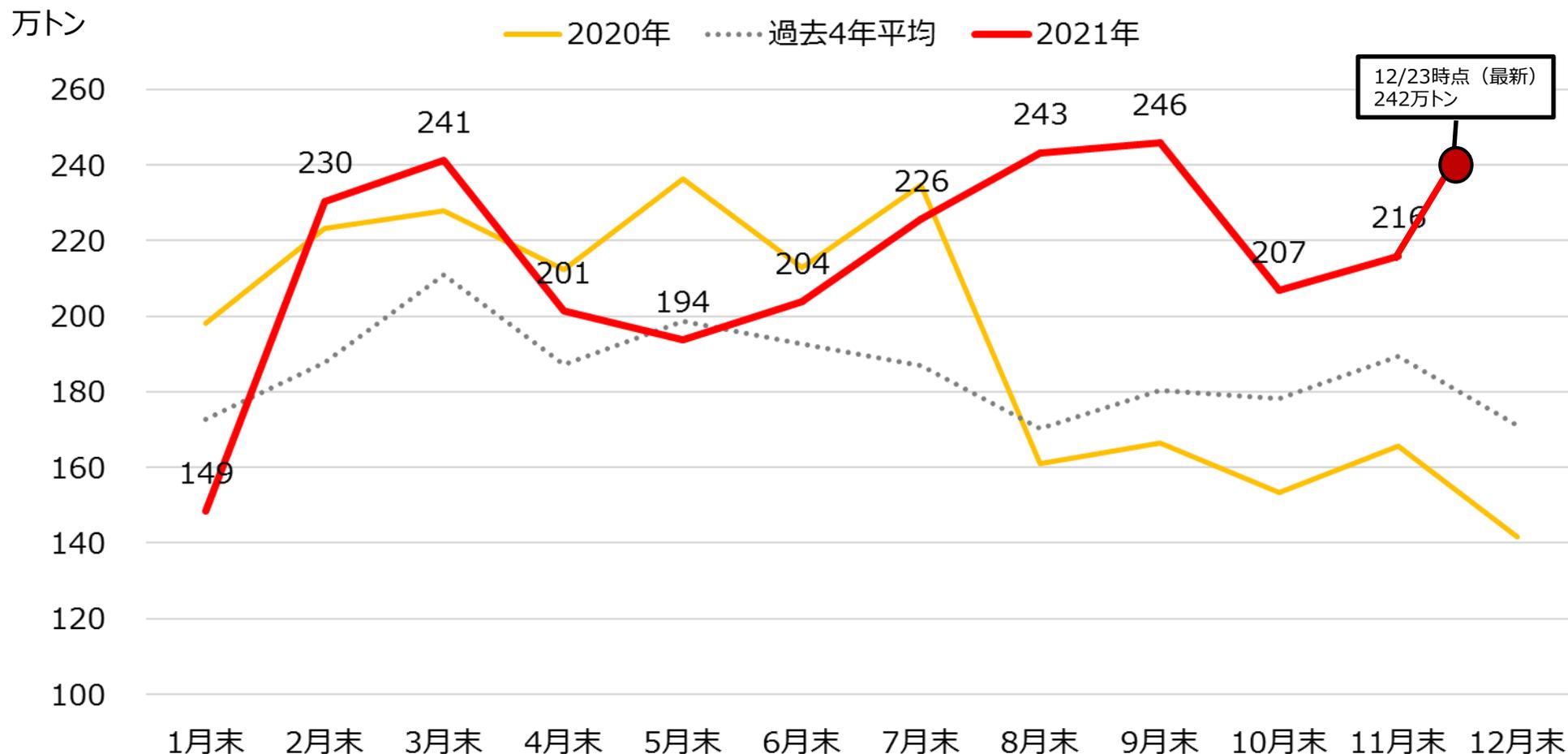
- 本日は、前回の小委員会に引き続き、直近の電力需給や卸電力市場の動向等について、御報告させていただきます。

1. 足元の電力需給状況に関する情報について

2. 直近の卸電力市場の動向について

大手電力会社のLNG在庫の推移（2021年12月23日時点）

- 大手電力会社を対象に、発電用LNGの在庫状況の週1度の調査を実施。
- 最新（12/23時点）の在庫は冬季の高需要期に入り、依然積み上げ傾向であり、過去4年間と比較しても引き続き最高水準を維持。



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

燃料制約の最新状況

<12月の燃料制約登録状況（日本卸電力取引所 発電情報公開システム）>

発電事業者	発電所	ユニット	燃種	最終更新日	認可出力 (kW)	低下量 (kW)	制約期間※1	分類※2
東北電力	秋田火力	4号	石油	12/23	600,000	213,000	12/25~1/31	③
JERA	広野	5号	石炭	12/22	600,000	388,000	12/12~12/13,12/22	③解除済
	広野	6号	石炭	12/21	600,000	388,000	12/12~12/13,12/22~12/23	③解除済
君津共同火力	君津共同火力	5号	副生ガス	12/14	300,000	150,000	12/6~12/9,12/14~16	④解除済
北陸電力	富山新港	1号	LNG	12/6	424,700	246,400	12/4~12/6	①解除済
	富山	4号	石油	12/13	250,000	151,000	12/4~12/13	②
	富山新港	2号		12/2	500,000	425,000	12/4~12/31	
関西電力	赤穂	1号	石油	12/9	600,000	226,000	12/11~1/31	②
		2号			600,000	226,000		
	御坊	1号			600,000	547,000		
		3号			600,000	226,000		
中国電力	玉島	2号	石油	12/10	350,000	314,000	12/1~1/21	②
		3号			500,000	421,000		
	下関	2号	石油	12/10	400,000	298,000	12/7~1/21	②
四国電力	阿南	3号	石油	12/22	450,000	262,000	12/2~12/23	②解除済
	坂出	3号	石油	12/22	450,000	242,000	12/24~1/31	②
	坂出	1号	LNG	12/17	296,000	247,000	12/21~3/10※3	①
		2号			289,000	206,000		
4号		350,000			228,000			

※1 燃料制約要因による停止期間が12月以降の設備を記載。（最終更新日12/24時点）

※2 分類：①LNGタンク容量要因、②石油火力の構造要因、③気象要因や運搬設備等の不良による内航船荷役の遅延、④工場の運転計画における副生ガスの生産要因

※3 売主生産不調により未確定となった配船分について、1月または2月での配船に向け調整中。

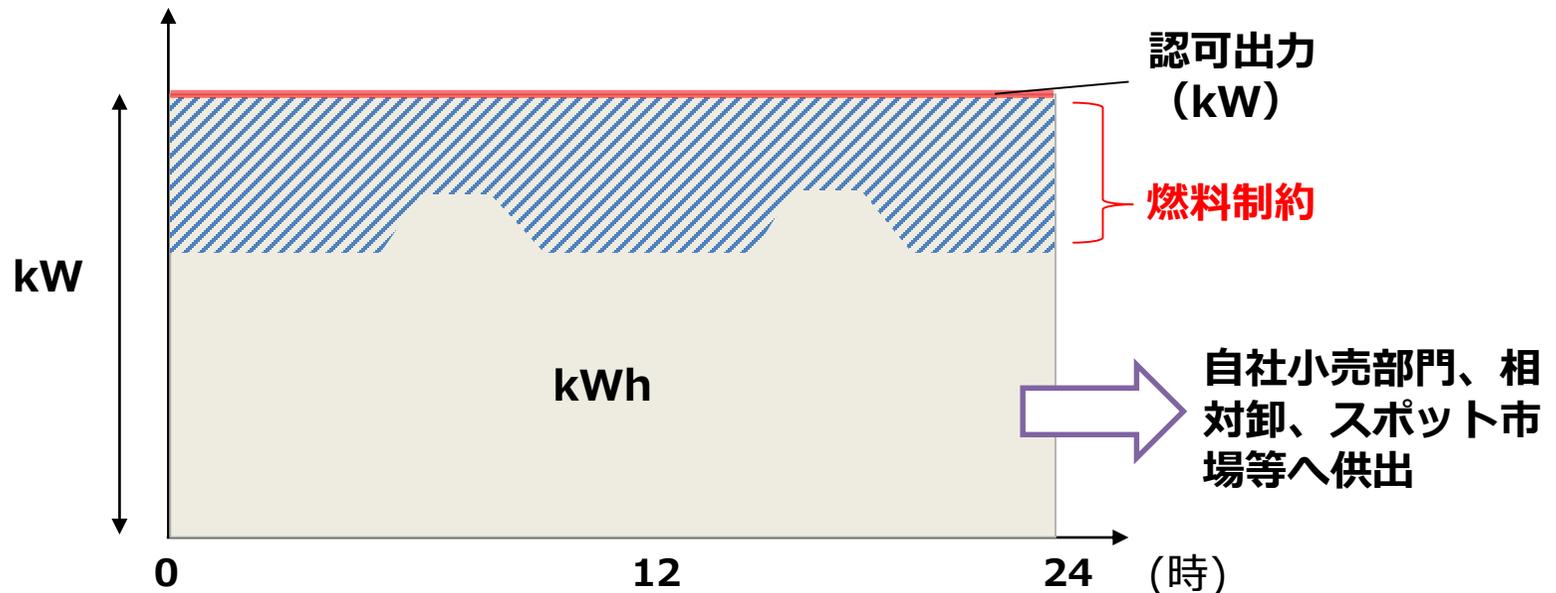
<参考> 燃料制約の運用の妥当性について

第68回制度設計専門会合資料7
(2021年12月21日) 抜粋

- 今秋、需要増や一部の発電所のトラブルによる停止により、一部の旧一電の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、**燃料制約**（発電容量（kW）に余力があっても、発電電力量（kWh）に上限を設けるもの）が生じ、売入札量の一部が減少。
- このため、**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運用について調査**を実施した。
- なお、エネ庁は本年10月25日に、**需給ひっ迫を予防するための発電用燃料に係るガイドライン（燃料GL）を策定・公表しており、これに沿った対応も求められる※点に留意**。

※GL上では、「当然ながら、備蓄のように、明らかに費用や余剰在庫の消費及び転売による損失が見込まれる水準の余剰在庫を持つことを求めるものではないが、必要以上の燃料在庫余力を持たない傾向の中でも、価格変動の過程に人為性が認められる場合など市場支配力の不当な行使がある場合には、「適正な電力取引についての指針」に規定する相場操縦行為に該当するため、消費量の変動可能性を踏まえた適正な在庫水準の確保および燃料調達への努力が求められる。」とされている。

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



- 10/1~11/26の期間において燃料制約を実施した各社に対して、次の事項を中心に確認を実施。
 - ① タンク上下限の設定の考え方
 - ② 入船日の調整、燃料の追加確保といった燃料制約を軽減するための取組
 - ③ 燃料制約に関する情報の適時開示に係る実施状況（HJKSへの登録状況）

- ① 各社の**燃料タンクの運用上下限について、不適切な設定があったとは言えないと考えられるか。**
- ② 燃料制約を軽減するための取組について、**事業者の置かれている状況は各社各様であり、取組の内容にも差が見られたところ、各事業者の行動はベストエフォートであったと考えられるか。**

※事業者の調達行動にあたっては、電力自由化の進展やFIT再エネ導入の拡大により、市場競争が進展する中において、旧一般電気事業者等の燃料確保の予見性が低下している中、燃料調達は企業の競争力そのものであり、経済合理的な行動を過度に制約するのは好ましくないことを燃料GLにも明記していることに留意が必要。
- ③ HJKSへの登録について、**燃料制約の実施の決定後速やかに登録**されており、実際の制約開始まで少なくとも1日は空けられていたところ、**特に問題はなかったと考えられるか。**

- なお、卸売市場における市場支配力を有している事業者の行動が**卸売市場へ及ぼす影響が大きいことを考慮すれば、需給のひっ迫を防止し、燃料制約を発生させないよう、LNGをはじめ各種燃料の調達努力が期待される。**また、**燃料制約を抑制・回避し、ひいてはスポット市場における売り札切れを抑制・回避することは、相場操縦を行っていないことを推認させる考慮要素の一つとなるものと考えられる。**
- こうした中、燃料の追加調達を行う適正なインセンティブを確保する等の観点から、電力スポット市場への供出を行う際の**限界費用を、追加的な調達価格を考慮した単価に見直す**ことも許容されると整理されたところ（次ページ以降で、各社の取組状況を詳述）。
- 監視等委員会としては、こうした各社の限界費用の考え方や電力スポット市場における入札行動の監視とあわせて、燃料の調達状況についても引き続き注視していく。

kWh公募の落札結果

- 厳しい寒さによる需要の増加を見込んだ場合でも、各事業者の直近の燃料在庫及び今後の調達計画を前提とすれば、今冬は、昨年のような燃料制約の発生は回避できる見込みであったものの、今後の需要動向や電源の稼働状況が見込みと大きく異なった場合等に備え、沖縄を除く一般送配電事業者9社によるkWh公募（燃料等の追加調達）を実施した。
- 2021年11月22日から12月6日まで入札を受け付けたところ、応札事業者は12社でそのうち4社が落札。応札電力量は4.96億kWh、落札電力量は4.19億kWhとなっている。今後、追加性の確認を実施していくこととなる。

<落札結果>

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

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

- 電力広域機関が行った2021年度冬季のkWh余力率の試算によると、厳しい寒さによる需要の増加を見込んだ場合でも、各事業者の直近の燃料在庫及び今後の調達計画を前提とすれば、今冬は、昨年のような燃料制約の発生は回避できる見込みである。
- 他方、各事業者による燃料調達が当初計画から大きく乖離したり、今後の需要動向や電源の稼働状況が見込みと大きく異なった場合には、電源の燃料制約が発生するリスクもある。
- こうした中で、国際的には、コロナからの経済回復による電力需要の増大等の影響で、LNGや石炭等の発電用燃料の需給がひっ迫しており、足元では市場価格が過去に例を見ないほど高騰している。
- このような状況を踏まえ、万が一、現時点で見込まないリスクが将来的に顕在化した場合に備え、各事業者が自らの判断で行う燃料調達等とはまったく異なる一種の社会的保険として、一般送配電事業者によるkWh公募（燃料等の追加調達）を行うこととしてはどうか。
- 今回初めて実施するkWh公募は、社会費用を最小化する観点から調達量を保守的に見積もることとした上で、今後の燃料及び電力需給を取り巻く状況変化に応じ、機動的に追加的な公募について検討することとしてはどうか。

<参考> 足元の電力需要実績の変化率【気象補正無、速報値】

- 11月、12月の電力需要実績において、**今年度と昨年度（2020年度）を比較すると11月は増加、12月は減少**。2019年度と今年度を比較すると、若干の増加がみられる。

<昨年度から今年度の電力需要実績の変化率>

11月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	東エリア	西エリア	10エリア計
1日～7日	0%	0%	-2%	-3%	-3%	-2%	-1%	-1%	-3%	-5%	-2%	-2%	-2%
8日～14日	-7%	-3%	-3%	-2%	0%	-1%	2%	1%	4%	-5%	-4%	0%	-1%
15日～21日	-2%	5%	4%	4%	6%	3%	8%	5%	3%	-10%	3%	4%	4%
22日～28日	-2%	7%	4%	6%	9%	5%	8%	9%	6%	-4%	4%	6%	5%
29日～30日	-2%	11%	13%	21%	15%	11%	9%	14%	4%	7%	11%	13%	12%
月合計	-3%	3%	1%	3%	4%	2%	5%	4%	3%	-5%	1%	3%	2%

12月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	東エリア	西エリア	10エリア計
1日～7日	-4%	2%	-3%	5%	7%	4%	3%	5%	4%	-4%	-2%	5%	1%
8日～14日	-5%	-2%	1%	0%	1%	-1%	-2%	0%	-4%	2%	0%	-1%	-1%
15日～23日	-3%	-7%	-5%	-5%	-7%	-7%	-7%	-7%	-8%	-4%	-6%	-7%	-6%
月合計	-4%	-3%	-3%	-1%	-2%	-2%	-2%	-2%	-3%	3%	-3%	-2%	-2%

<2019年度から今年度の電力需要実績の変化率>

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	東エリア	西エリア	10エリア計
11月	-4%	2%	-2%	2%	2%	1%	1%	1%	2%	-4%	-1%	1%	0%
12月	-2%	4%	1%	4%	5%	1%	-1%	1%	3%	-2%	1%	2%	1%

（出典）系統情報サービス
 ※12月については23日までの情報で比較

<参考> kWhモニタリング（対象期間:12/25～2/24）の結果

- kWhモニタリングにおいて2か月先の見通しを集計した結果、**kWh余力は厳気象を想定した場合に9,771GWh**となった。
- このkWh余力は対象期間の**平均電力消費量の3.6日分に相当**。
- 前回（厳気象想定：11,803GWh 12月10日公表）に比べkWh余力は低い水準となった。これは高需要期終盤の2月後半に燃料調達が減少し低下したものの、2月前半までのkWh余力には大きな変動はない。
- 引き続き電源の計画外停止や需要の変動、LNGなどの調達状況により、大きく変動することに注意が必要。

※ 例えば、大規模なベースロード電源（100万kW）が停止することで1,350GWh程度、太陽光、風力の出力が10%低下すると1,200GWh程度の余力減少が見込まれる（ほかにもCO2目標の停止または出力低下で換算）

対象期間	想定	余力(GWh)
12/25～2/24	基準線（平年並）	12,034
	リスク線（厳気象）	9,771

注1: 対象期間開始時の調達計画を前提としたものであり、今後の調達計画の変更等によって在庫が増減する場合がある。

注2: 電源の計画外停止が生じた場合の影響などは考慮していない。

注3: 基準線及びリスク線の燃料在庫が最小となる日(余力算定対象の日)はそれぞれ異なる場合がある。

注4: 余力は全国の合計値であり、エリア毎の偏りが大きくなった場合に連系線を通じた電力の融通には限界があることに留意。

<参考> kWh余力率の結果について

第1週（12月25日～12月31日）・ 第2週（1月1日～1月7日）

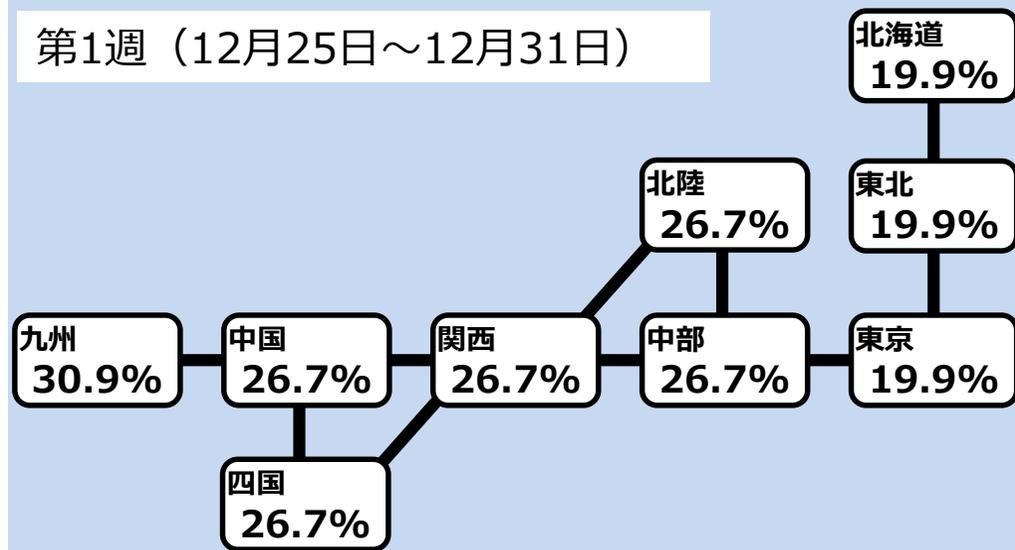
■ kWh余力率は第1週は3ブロック（北海道～東京が19.9%、中部～四国が26.7%、九州が30.9%）、第2週は1ブロック（北海道～九州が34.3%）であった。

■ このため、直ちに追加の需給対策を実施する状況にはないが、冬季は気象条件によりkWh余力が低下することや大規模ベース電源脱落が重なると厳しくなる傾向にあることから、今後も注視が必要である。

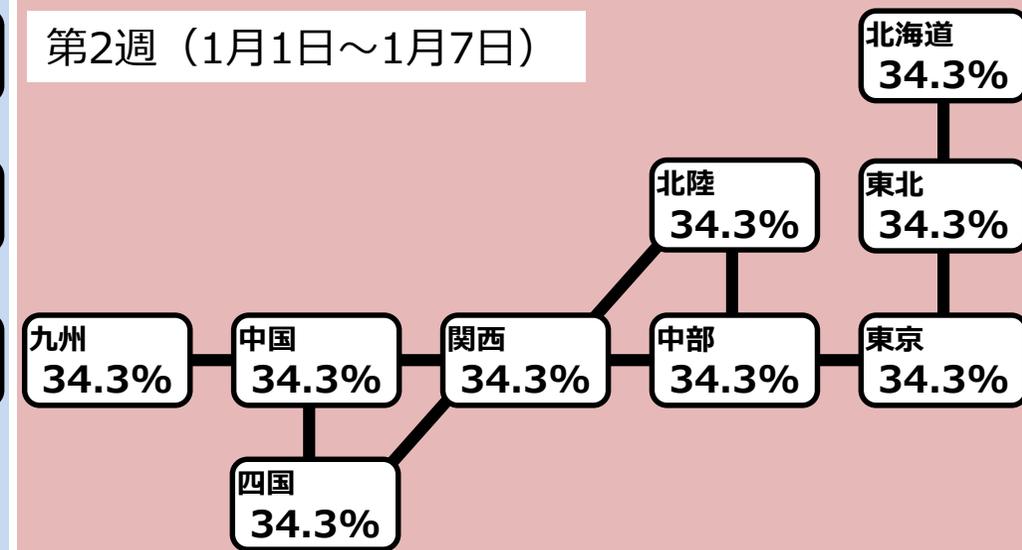
■ また、電源の計画外停止（特に大規模なベースロード電源）、需要・再エネ出力の変動、燃料調達状況により、kWh余力率は変動することに留意が必要である。

※例えば、大規模なベースロード電源（100万kW）が停止すると、全国の1週間の需要の1.0%（168GWh）程度、太陽光・風力の出力が10%低下すると、全国の1週間の需要の0.8%（135GWh）程度の電力量の減少となる（7日間の停止又は出力低下で換算した。）

第1週（12月25日～12月31日）



第2週（1月1日～1月7日）



・ kWh余力率は連系線の空容量の範囲で、極力同一の余力率となる電力融通の実施を想定したものであり、空容量が十分にあれば、同一のkWh余力率となる。

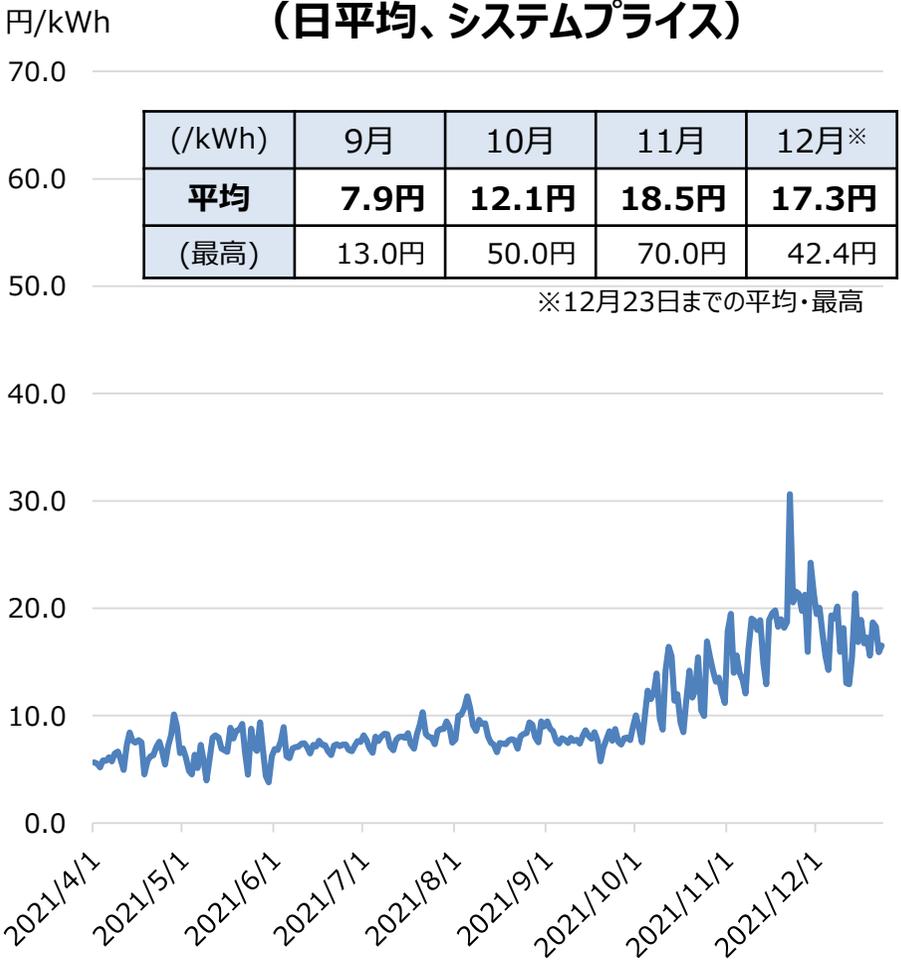
1. 足元の電力需給状況に関する情報について

2. 直近の卸電力市場の動向について

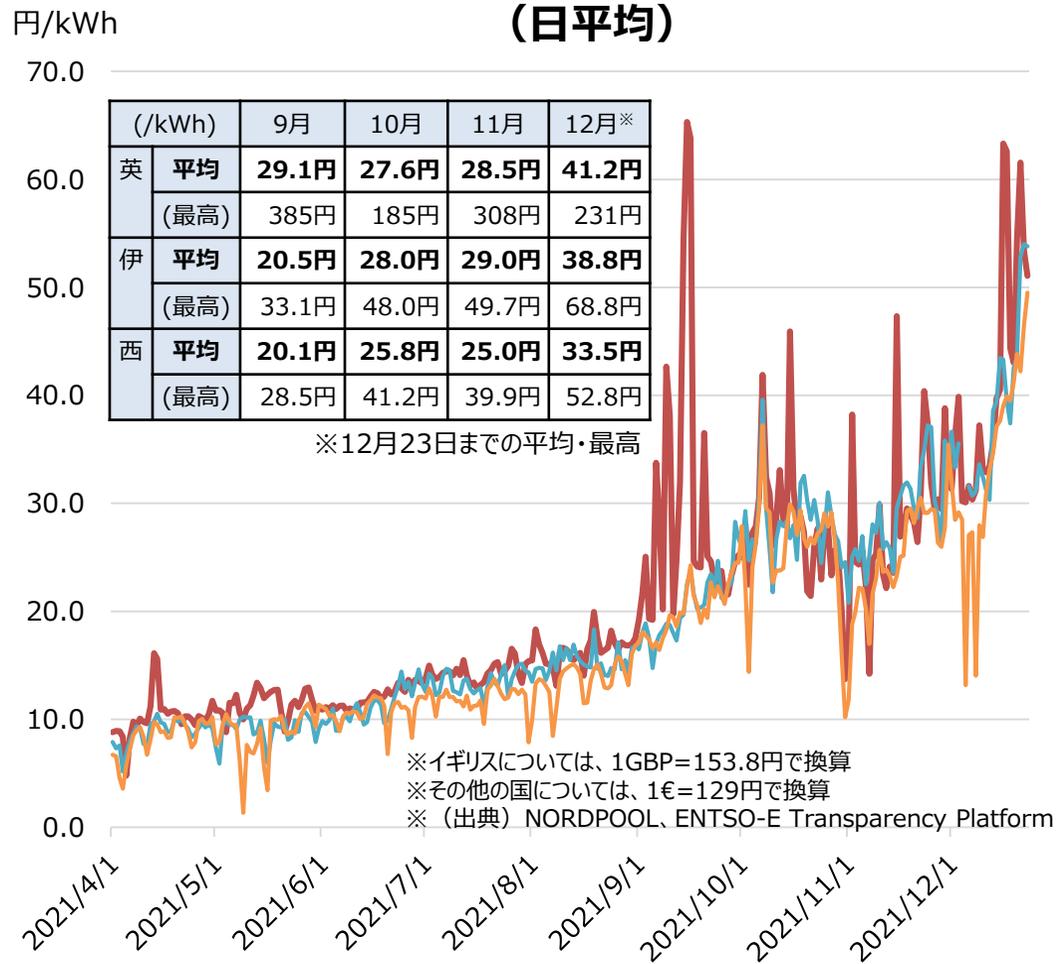
足元の電力市場（スポット市場）の価格推移

- 秋口以降、諸外国の電力市場価格は高騰。日本は諸外国に比べれば相対的に低いものの、7.9円/kWh（9月）→12.1円/kWh（10月）→18.5円/kWh（11月）→17.3円/kWh（12月）と推移。

日本のスポット市場の価格推移 （日平均、システムプライス）



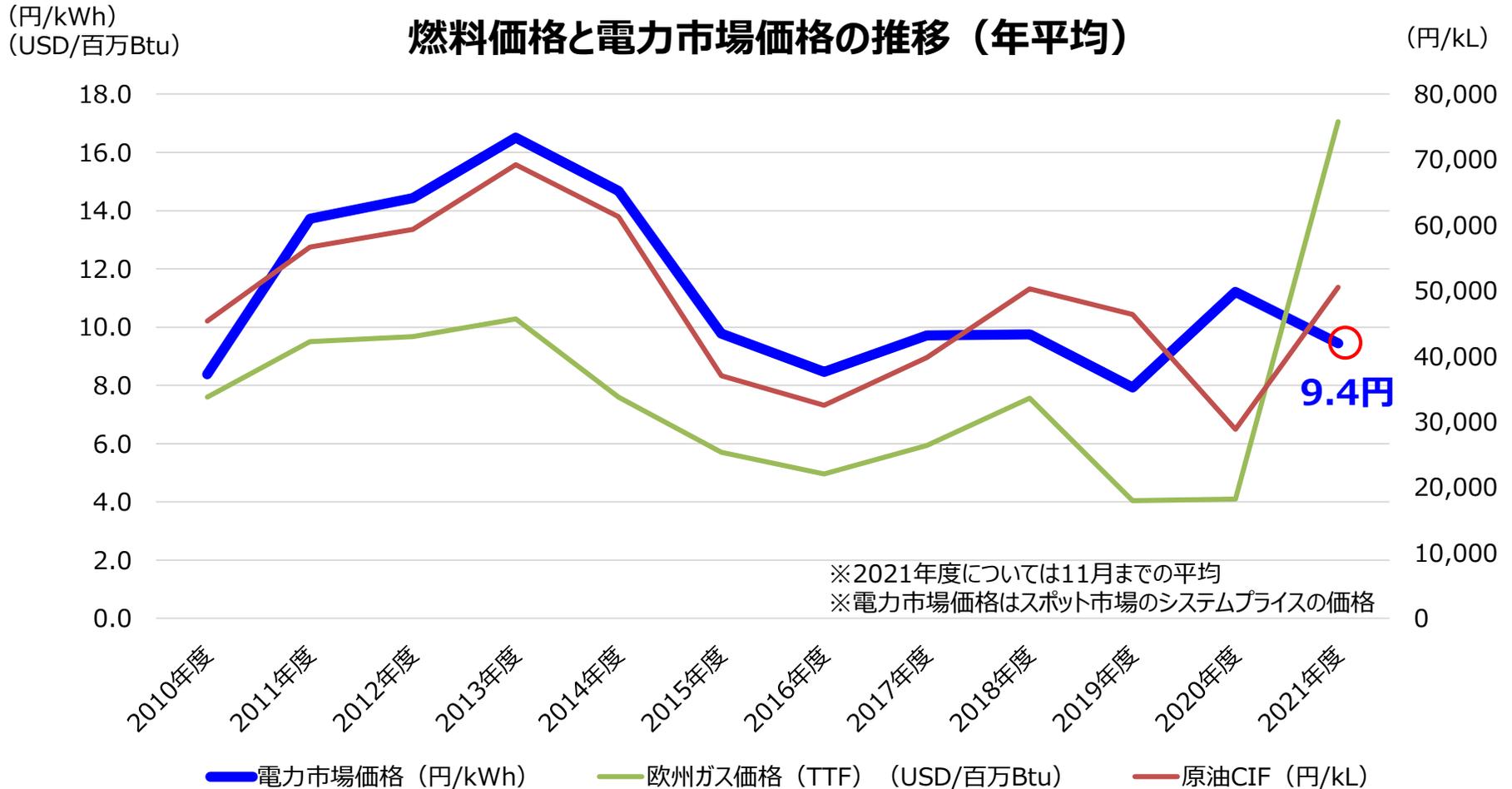
欧州各国のスポット市場の価格推移 （日平均）



— イギリス — イタリア — スペイン

(参考) 燃料価格と電力市場価格の関係 (年平均の推移)

- 日本の電力市場価格は、従前より、燃料価格と強く相関。

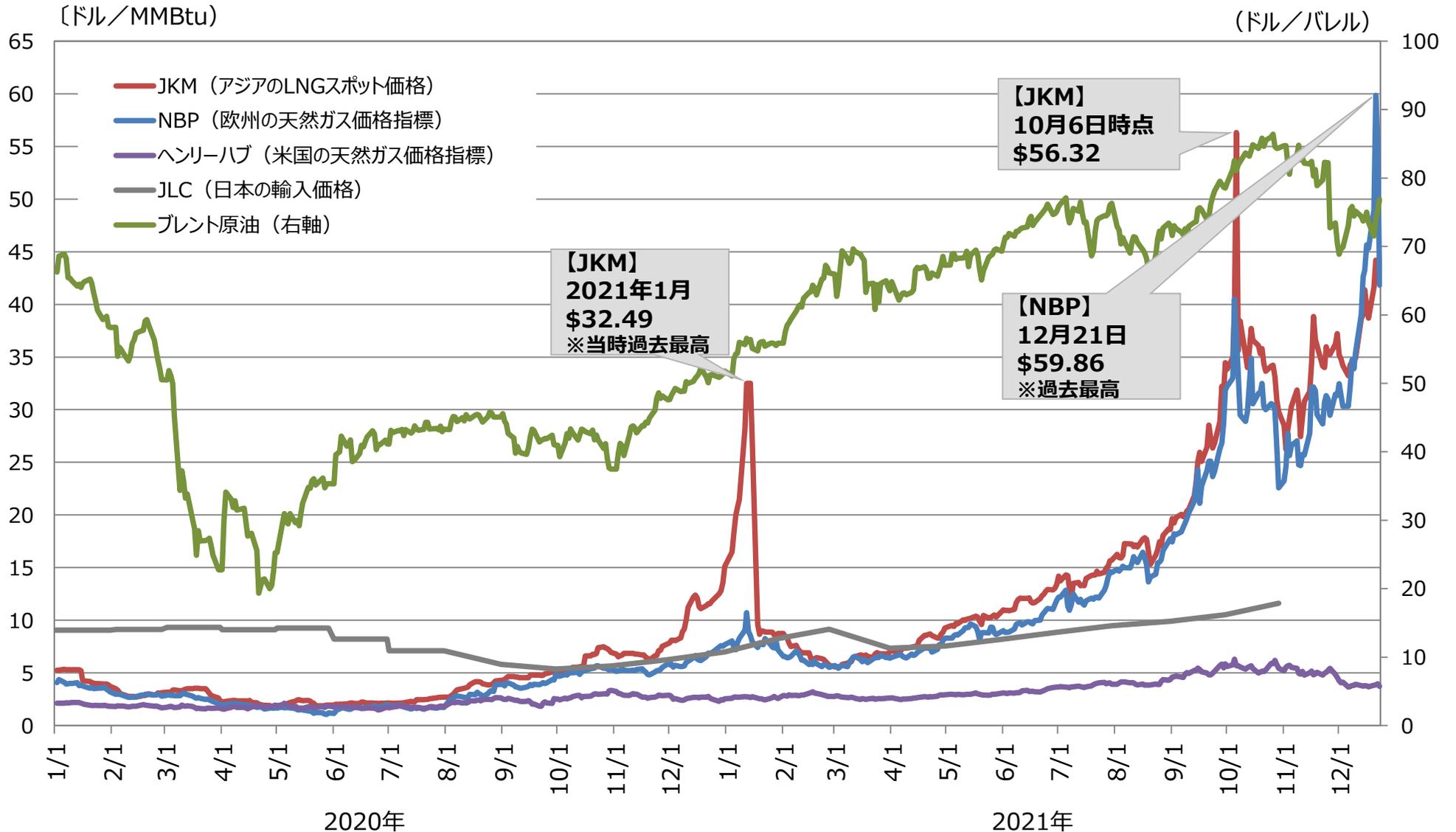


	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度
電力市場価格 (円/kWh)	8.4	13.7	14.4	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.2	9.4 (10.1)

※2021年度については、11月までの平均。括弧内は12月23日までの平均

(参考) 直近のLNG価格の推移

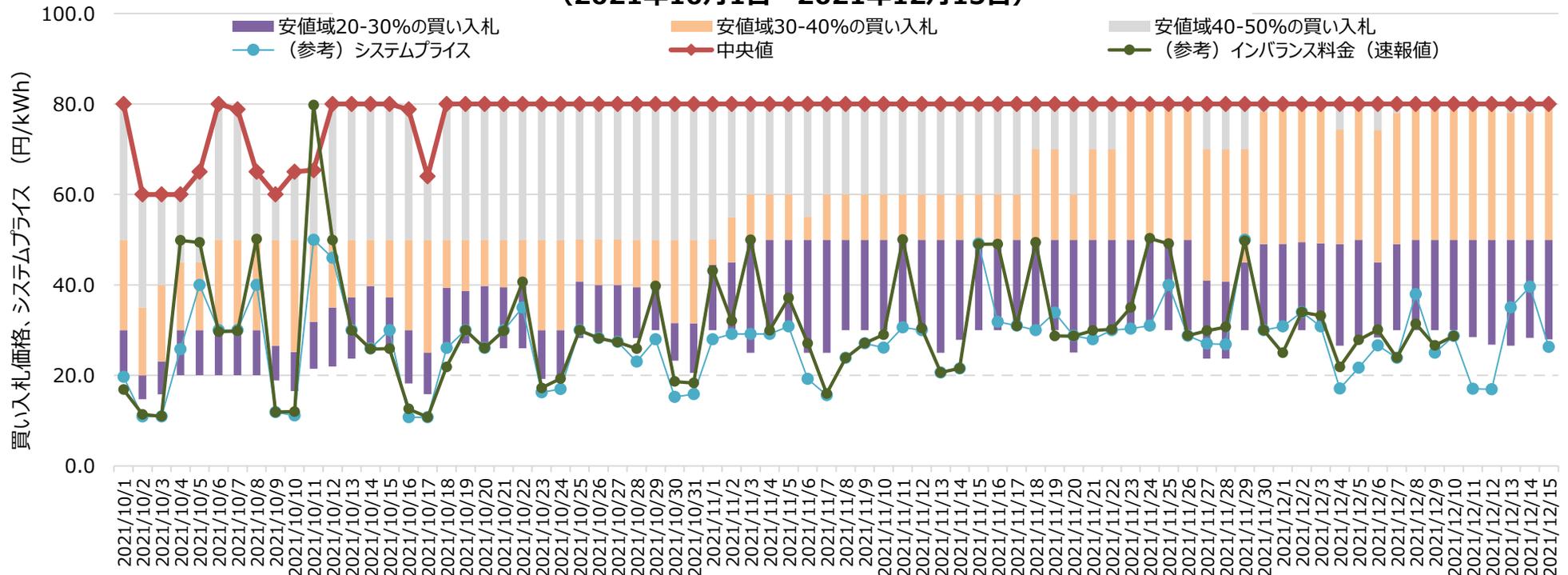
- LNGのコモディティー化の進展により、2018年以降、世界のガス・LNG価格は相関を強めており、足元では、米欧アジア各地域でLNG価格が高騰している。



(参考) 高値での買い入札の合理性について

- 80円/kWhでの買い入札を行っている新電力に理由をヒアリングしたところ、「インバランス料金の上限値(80円/kWh)を考慮した経済合理的な入札」との回答であった。
- 一方、同期間においてインバランス料金(速報値)が実際に上限に到達したケースは殆どなかった。この状況を踏まえ、高値での買い入札の合理性について、どう考えるべきか。

各日の17:30-18:00コマにおける、新電力による買い入札価格水準の推移
(2021年10月1日～2021年12月15日)

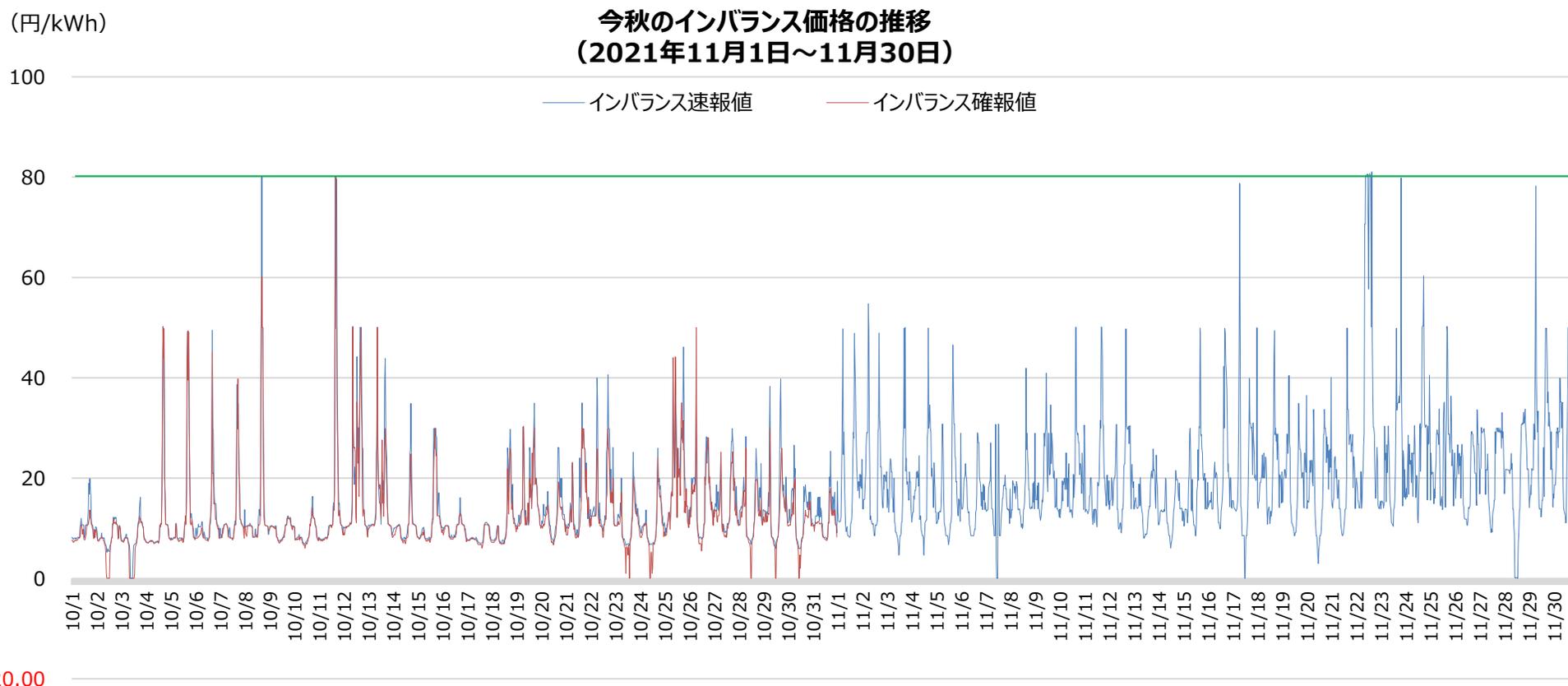


※ JEPX提供データより事務局にて作成。

※ 各日の17:30-18:00コマについて、新電力の買い札を価格の低い順に並べたとき、価格の低い方から安値域20-30%、30-40%、40-50%、中央値に当たる水準の推移を示したものの。

(参考) 今秋のインバランス価格

- 今秋（10/1～11/30）の全2,880コマにおいて、インバランス料金の速報値が80円/kWhに達したのは13コマ（10/8 1コマ、10/11 2コマ、11/22 10コマ、全体の0.5%）のみ。
- 確報値が公表されている10月について、確報値が80円/kWhを超えたのは1コマのみ。



※ インバランス確報値は翌々月の第5営業日に公開されるため、確報値は10月分のみ記載。

※ 80円/kWhの上限値は最後の精算段階で適用されるため、速報値、確報値の段階では80円/kWhを超える場合がある。

(参考) 現行インバランス料金の算定方法

- インバランス料金は、主にスポット市場価格を基準として決定されることから、高値のインバランス料金を警戒した高値の買い入札が増加し、その結果として約定価格が高くなった場合、かえって高いインバランス料金を招くこととなる点に留意が必要。

第9回制度設計WG(2014.10)
事務局資料 一部抜粋

$$\text{インバランス精算単価} = \text{スポット市場価格と時間前市場価格の30分毎の加重平均値} \times \alpha + \beta + \kappa - \iota$$

α : 系統全体の需給状況に応じた調整項

β : 地域ごとの市場価格差を反映する調整項 (精算月の全コマにおけるエリアプライスとシステムプライスの差分の中央値)

κ, ι : インセンティブ定数 (系統全体が不足の場合加算、余剰の場合減算)

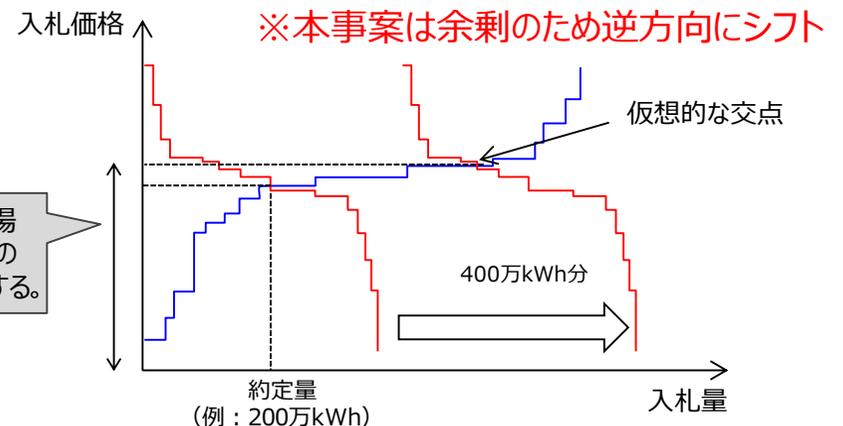
スポット市場での入札曲線を利用した α の決定

- 実際に発生したインバランス相当量が仮にスポット市場で取引されていたと想定した上で、仮想的な入札曲線の交点を求め、市場価格から補正すべき加算・減算額を計算する方法を採用。
- これにより、系統全体で生じるインバランスの発生量が僅かである場合には、市場価格から大きく異なる料金でインバランス料金精算が行われることとなる。

※インバランス料金の算定にスポット市場価格を用いる際には、連系線制約による市場分断を行わずに算定することが適当 (地域間の差異については β により調整するという考え方)。

前日スポット市場
価格に対するこの
値の比率を α とする。

例：系統全体で不足インバランスが400万kWh
発生した場合



(参考)【まとめ】今後の供給能力確保義務の運用の考え方(案)

第42回電力・ガス基本政策小委員会
(2021年12月14日) 資料3-1より抜粋

- 以上の整理を踏まえ、今後の供給能力確保義務については、以下の考え方を基本として、運用を行うこととしてはどうか。
- また、本運用において、問題が生じた場合には、速やかに再検討を行うこととしてはどうか。

● 電気事業法

第二条の十二 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、電気の利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。

● 運用の考え方

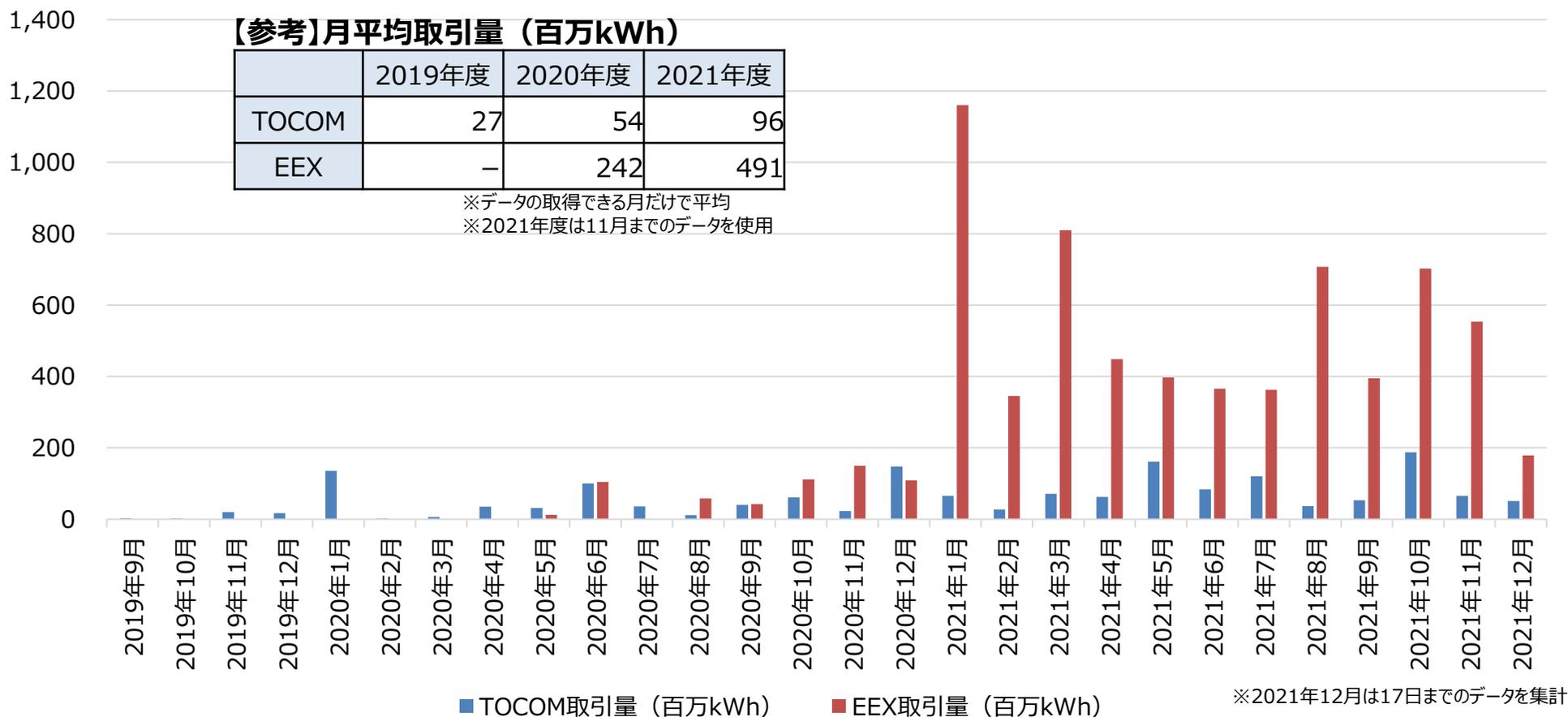
- スポット市場に入札したにもかかわらず「スポット市場の売り切れが生じる」ことによりインバランスが発生する場合には、以下の条件を満たす場合、法第2条の12第1項の「正当な理由がある」と考えられる(セーフハーバー)。
 - ✓ 広域予備率(※1)が3%を越える場合であって、スポット市場において、ブロック入札の売れ残りを控除した後の売残量が0となる場合に、
 - ✓ スポット市場(※2)及び時間前市場において、小売電気事業者が市場調達を合理的に行おうとしているにもかかわらず(※3)、取引が成立しない場合であって、
 - ✓ 当該小売電気事業者が、事後的にインバランス料金の支払いを行う場合
 - (※1) 2021年度は、当該インバランスを発生させた小売電気事業者のエリアの予備率
 - (※2) 2021年度に限る
 - (※3) 市場において買い応札を行わない、常に市場の約定価格と比較して著しく安価な価格で買い入札を続ける等でない場合
- なお、上記の条件に該当しない場合であっても、個別具体的な状況によって、供給能力確保義務違反とならない場合もあり、直ちに法第2条の12第2項の供給能力確保命令が発出される訳ではない。
- 他方、上記の条件に該当しない場合であって、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、電気の利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、措置命令の対象となり得る。

日本の電力先物市場の取引量

- 昨冬の市場価格高騰等を踏まえ、価格高騰リスクをヘッジするため、ヘッジ市場における電力取引が活性化。

先物市場における取引量

(百万kWh)



市場価格対策

- 資源エネルギー庁では、小売電気事業者向けに情報提供等を実施。
- 加えて、監視の強化や市場のセーフティネット措置などを実施。

1. 新電力向けの情報提供等

(1) 資源エネルギー庁HPでの対策の周知

- 資源エネルギー庁HPにおいて、2021年度冬季の電力需給見通しを踏まえた需給・市場価格対策をまとめた特設ページ※を公開。
※https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electricity_measures/winter/

(2) 小売電気事業者向けの要請

- 小売電気事業者に対し、相対契約や先物市場等を活用した供給力確保やリスクヘッジ、ディマンDRISPOンス契約の拡充等の検討を要請（6月、11月）。

(3) 小売電気事業者向け勉強会の実施

- 小売電気事業者向けに電力需給の見通しや市場価格の変動に対する具体的なリスクヘッジ手法等に関する勉強会を実施（6月、11月）。

(4) 市場の価格変動リスクに対する指針・参考事例集の策定

- 市場の価格変動リスクに対する定量的な評価や具体的なリスクヘッジ手法をまとめた指針と事例集※を作成。

※地域や需要家への安定的な電力サービス実現に向けた市場リスクマネジメントに関する指針及び参考事例集

2. 市場監視等

(1) 電力市場監視の強化

- 電力・ガス取引監視等委員会において、市場価格が「30円/kWh以上」となった場合、
 - ① 旧一般電気事業者に対して、入札等のデータの提供を求め、これを確認。
 - ② 確認結果を速やかに委員会ホームページにおいて公表。

(2) 市場のセーフティネット

- インバランス料金※に2段階の上限価格を導入。
(80円/kWh、200円/kWh)

※小売電気事業者が市場等で電気を調達できなかったときに、一般送配電事業者に電気を補給してもらう際の精算金

