

直近の卸電力市場の動向について

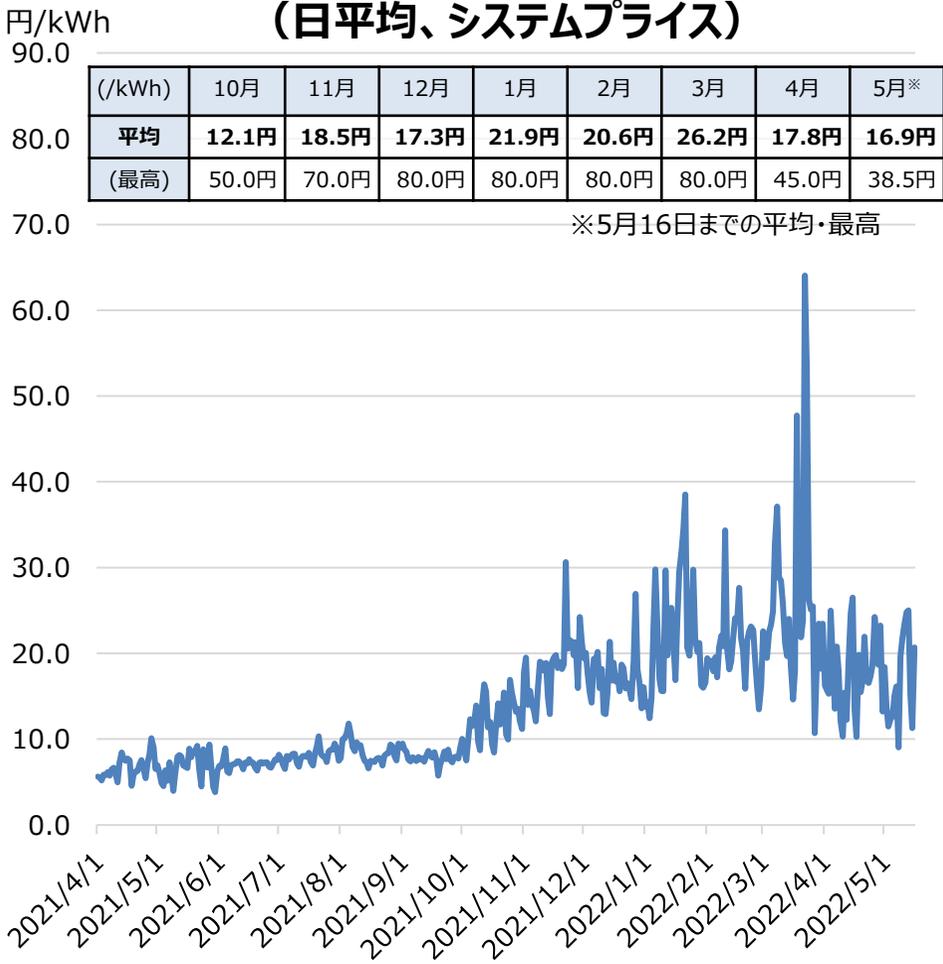
2022年 5月17日

資源エネルギー庁

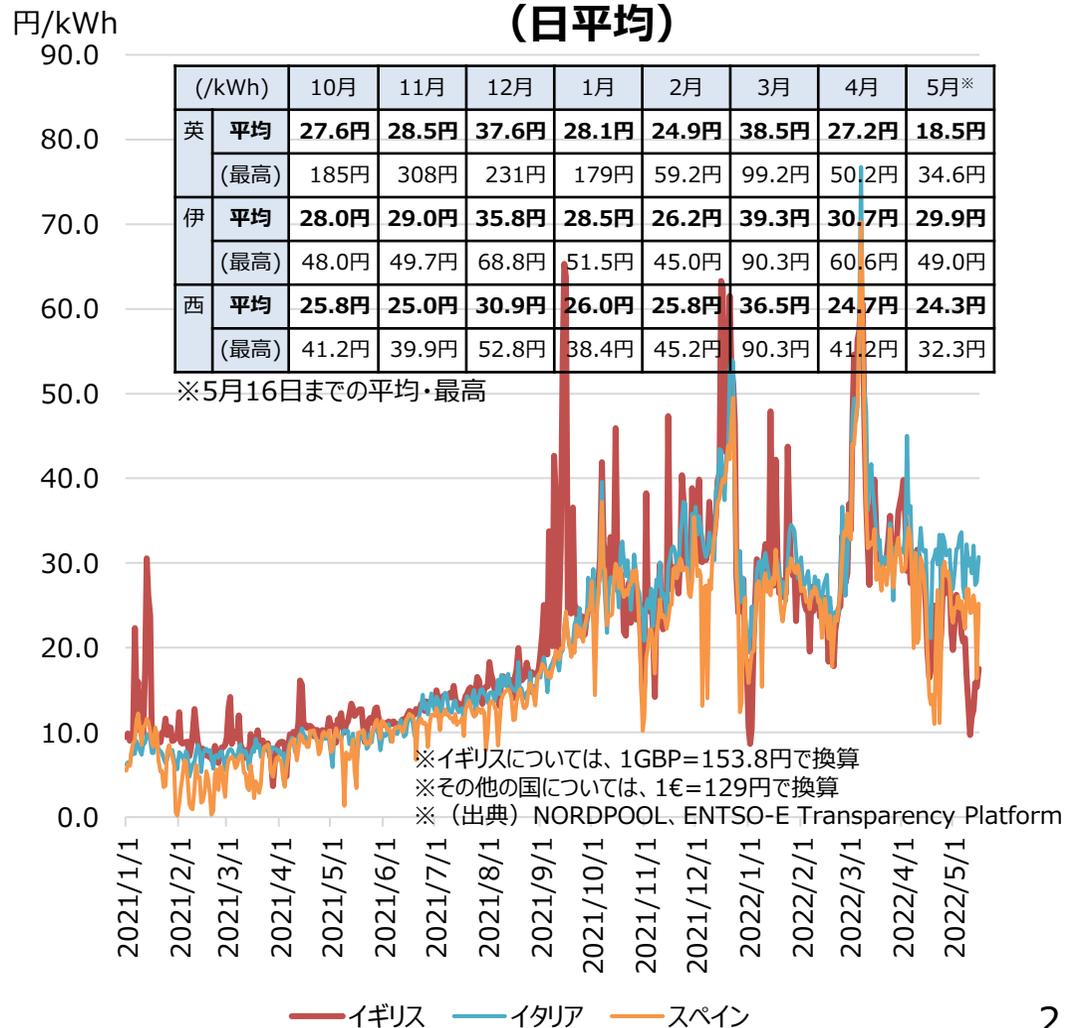
足元の電力市場（スポット市場）の価格推移

- 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、12.1円/kWh（10月）→18.5円/kWh（11月）→17.3円/kWh（12月）→21.9円/kWh（1月）→20.6円/kWh（2月）→26.2円/kWh（3月）→17.8円/kWh（4月）→16.9円/kWh（5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）



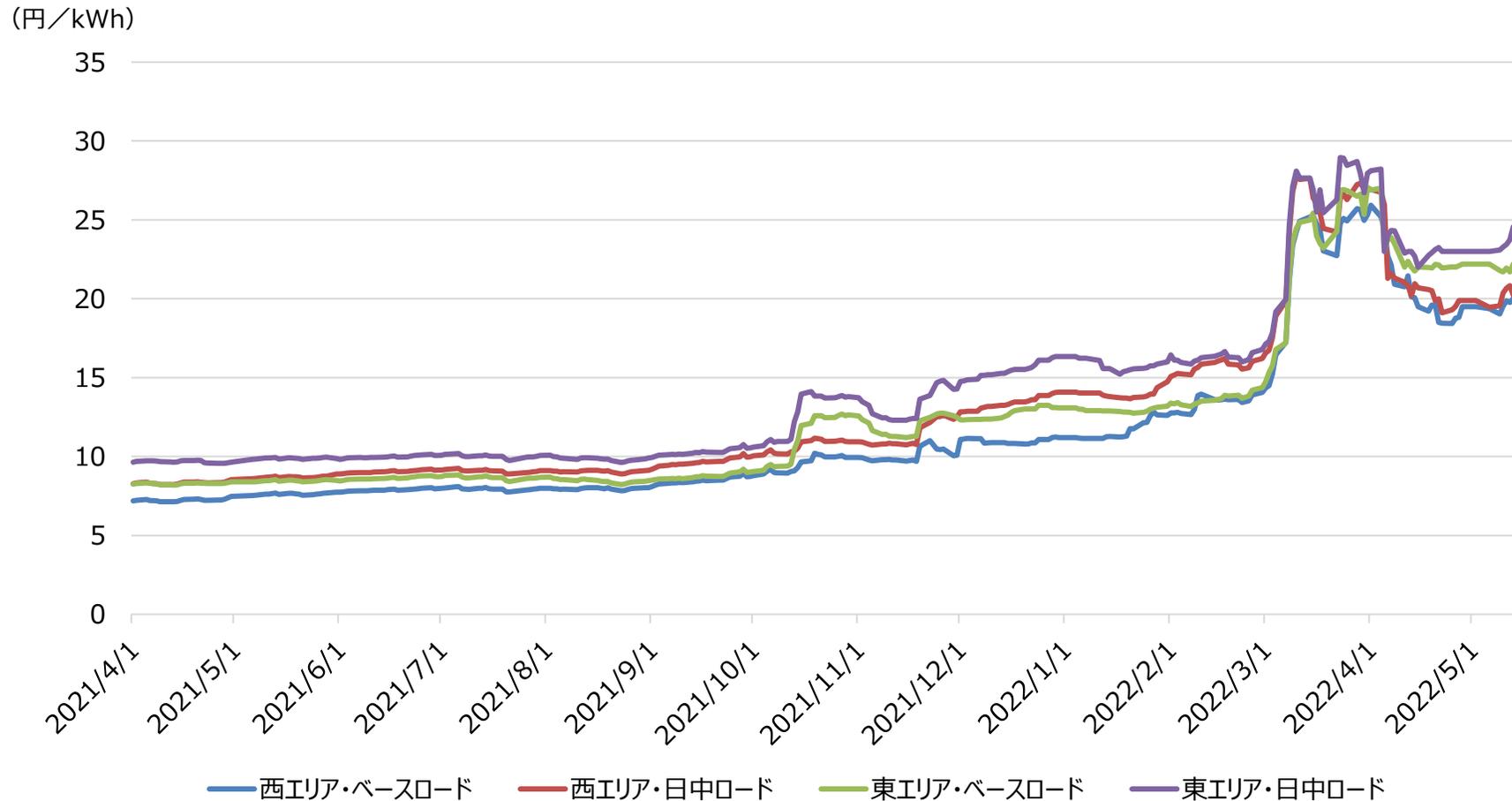
欧州各国のスポット市場の価格推移 （日平均）



(参考) 電力先物価格の推移 (2022年5月限)

- 3月に入り、電力先物価格は高騰。

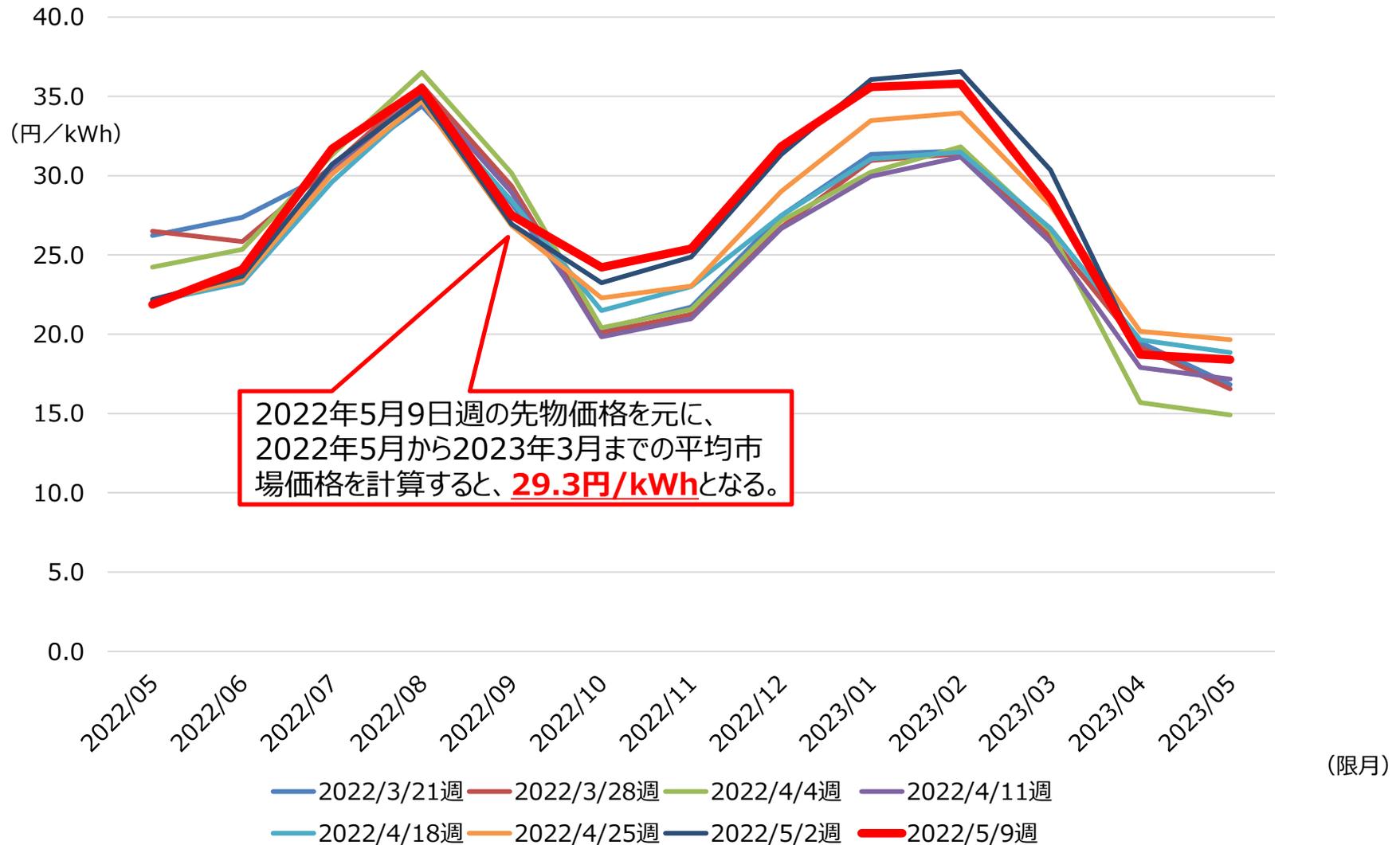
電力先物価格の推移 (2022年5月限の商品、TOCOM)



※2022年5月13日までのデータ

(参考) 電力先物価格の推移 (各限月)

電力先物価格の推移 (各限月週平均、東エリア・ベースロード、TOCOM)



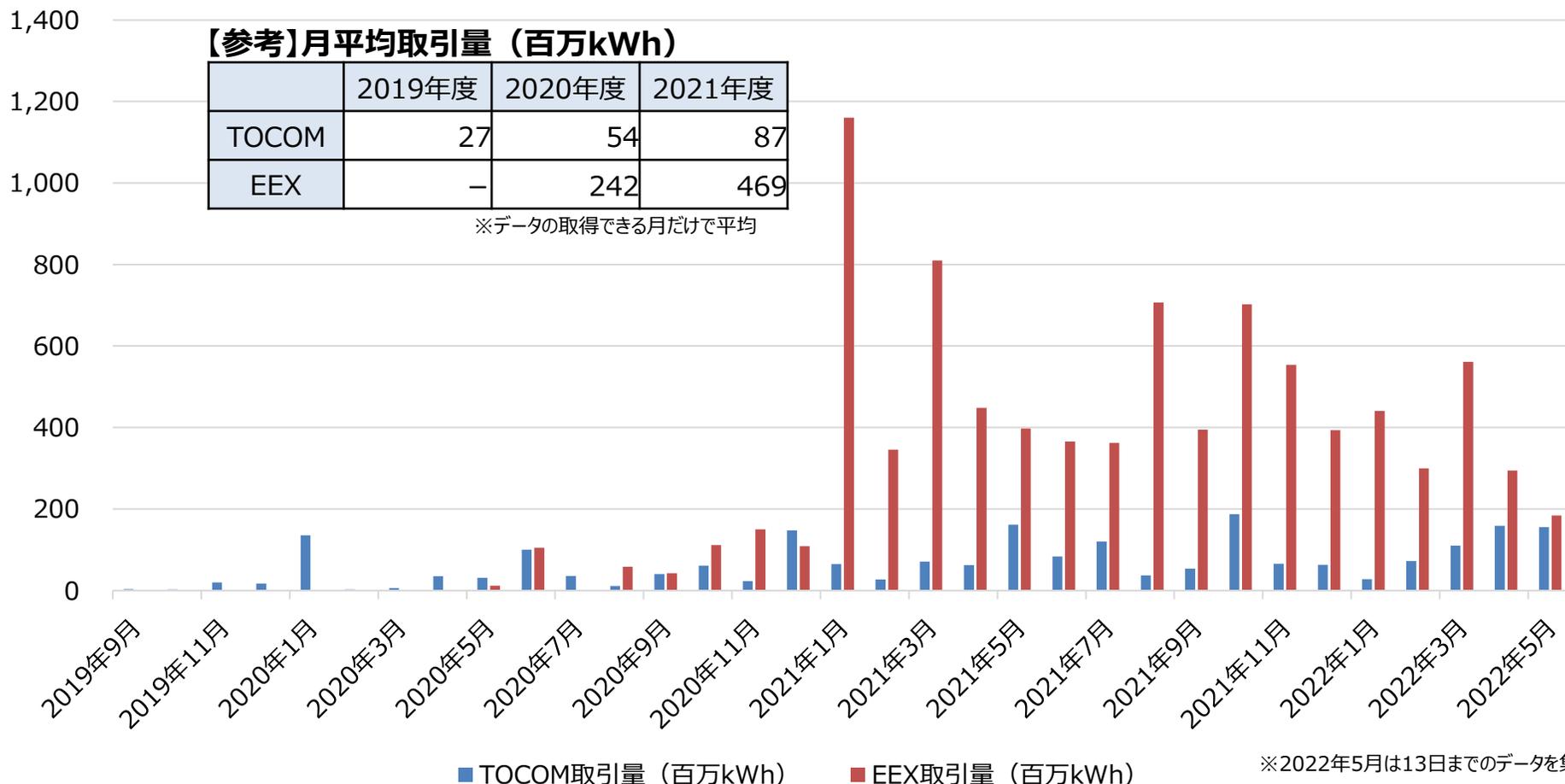
※2022年5月13日までのデータ

(参考) 日本の電力先物市場の取引量

- 2020年度冬季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。

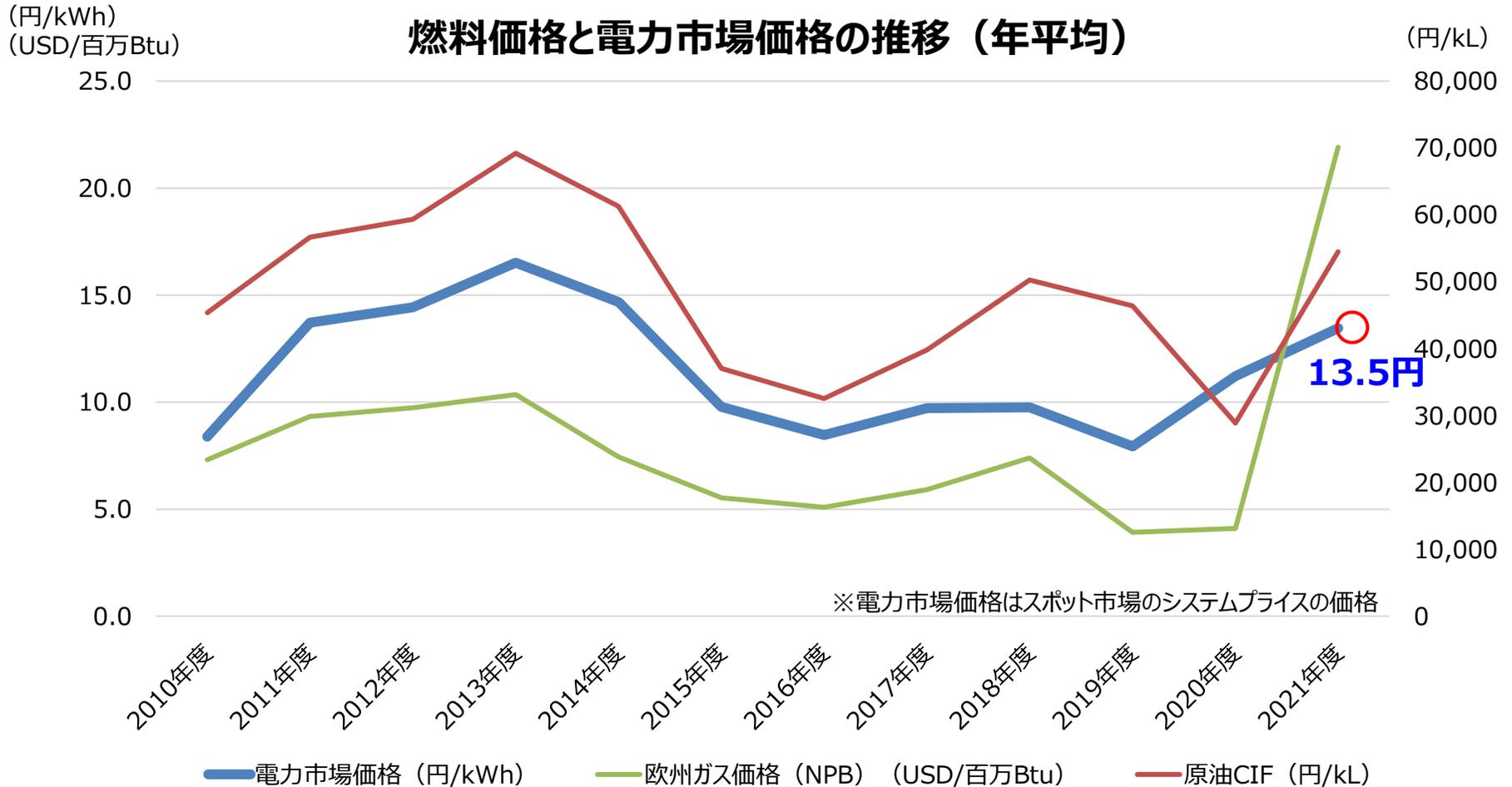
先物市場における取引量

(百万kWh)



(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。

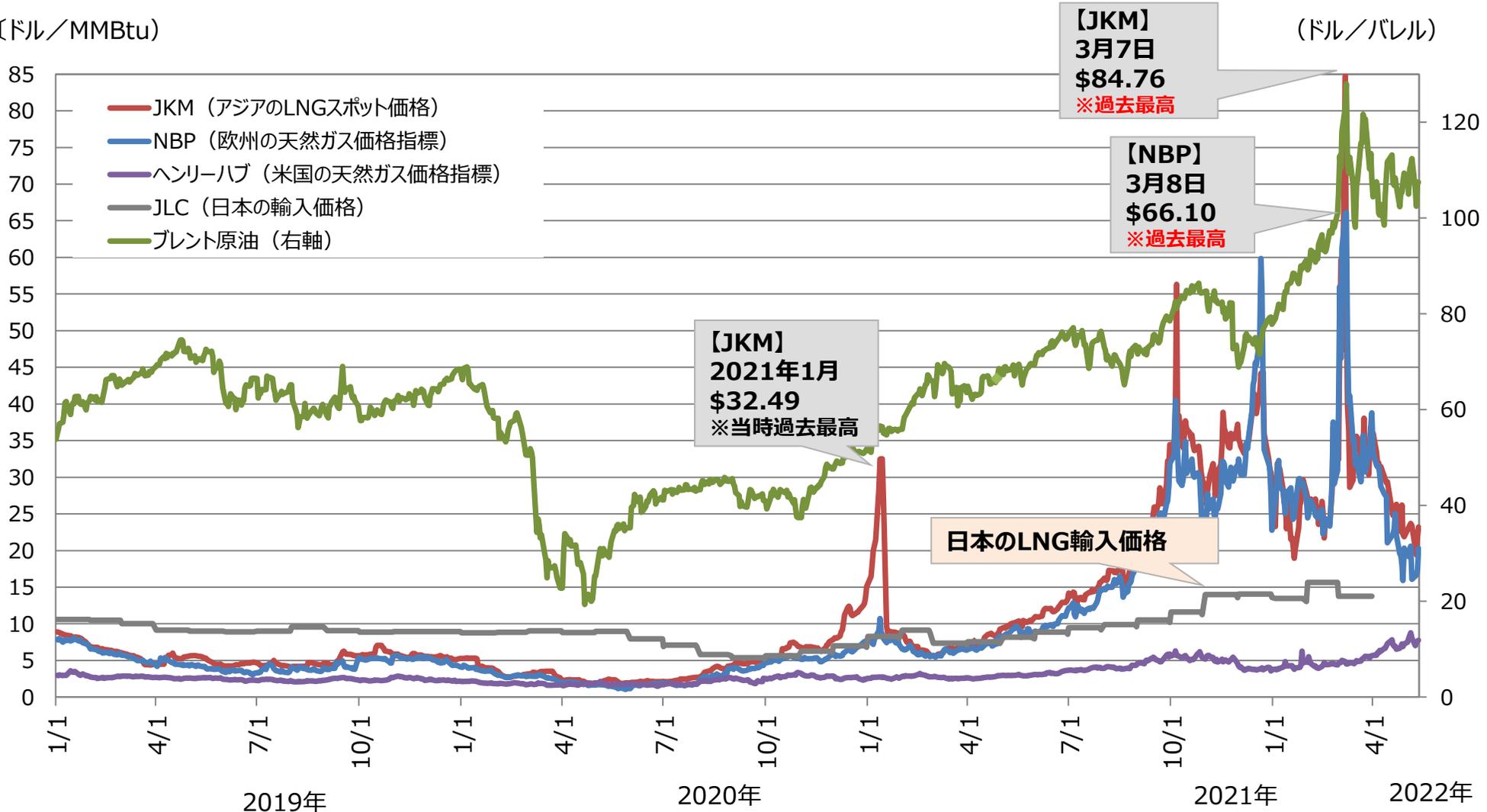


	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度
電力市場価格 (円/kWh)	8.4	13.7	14.4	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.2	13.5

(参考) 直近のLNG価格の推移

- 世界のLNG・天然ガス価格の動向は相互に相関を強めており、足元では、**米欧アジア各地域でLNG・天然ガス価格が、例年に比して高騰している。**

〔ドル/MMBtu〕

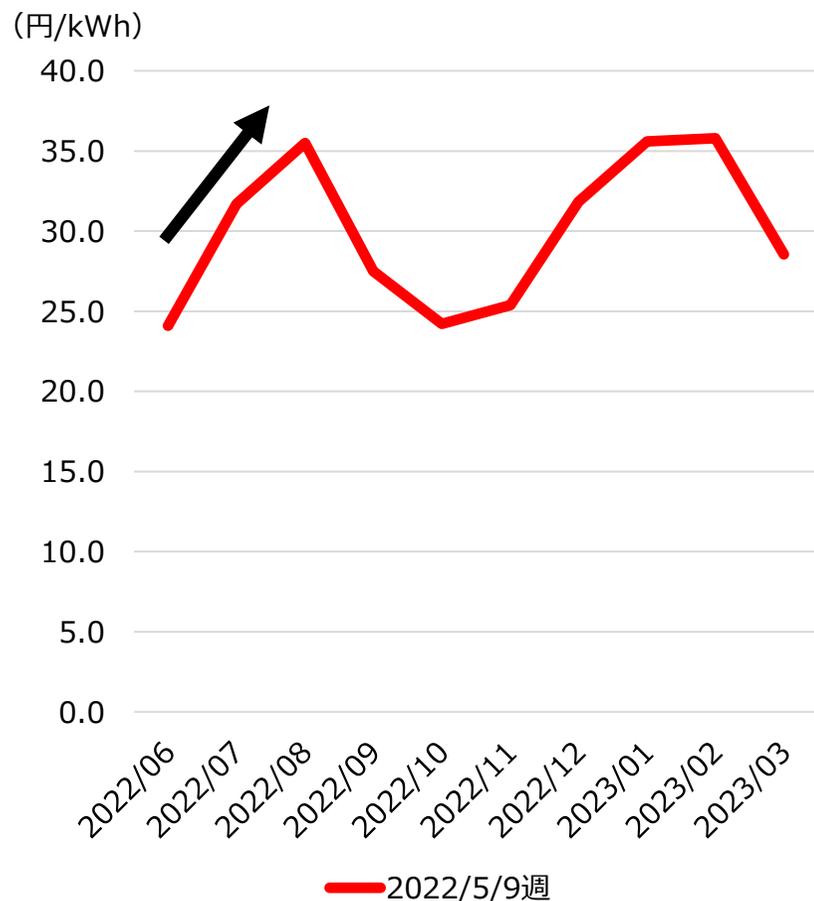


電力先物と燃料先物の推移

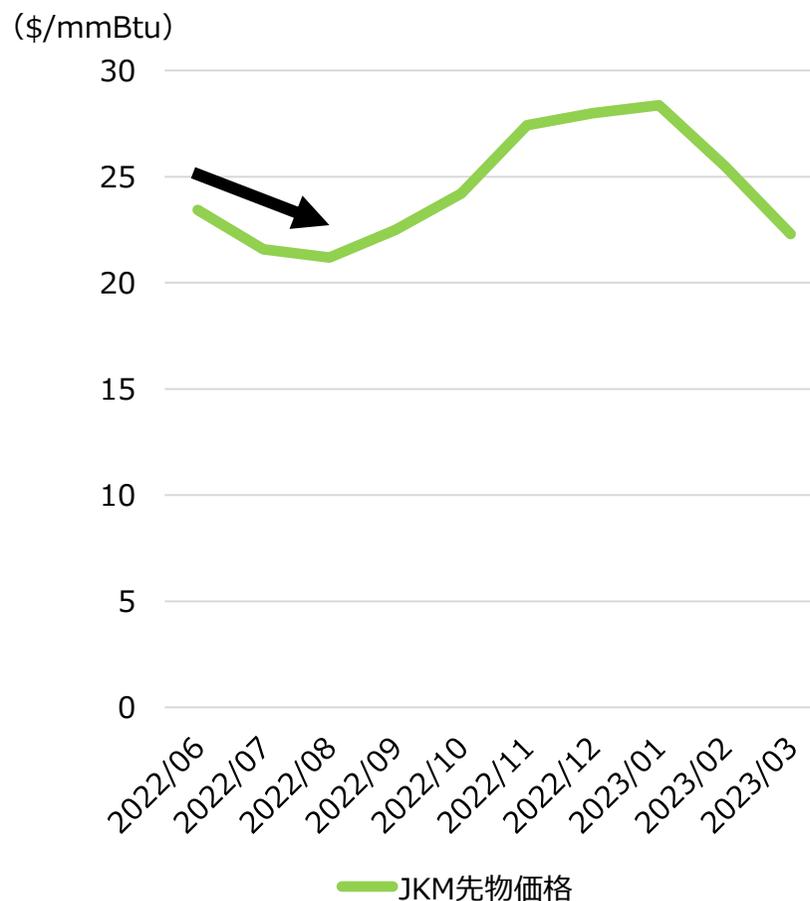
- 今夏に向けて、電力先物価格は上昇。一方、JKM（アジアのLNGスポット価格）の先物価格は下落。

電力先物価格の推移

(各限月週平均、東エリア・ベースロード、TOCOM)



JKM（アジアのLNGスポット価格）の先物価格の推移

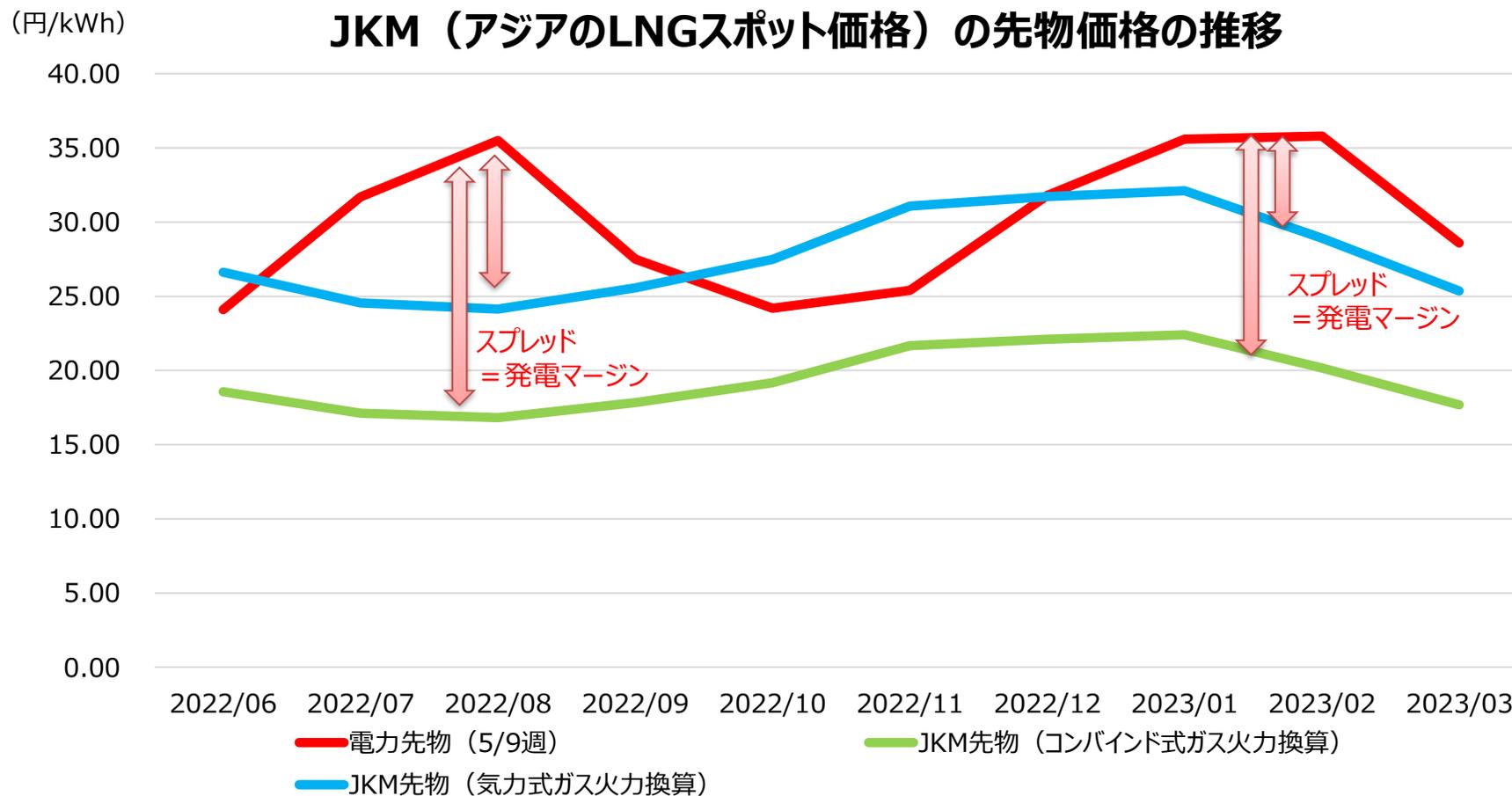


※CME GroupにおけるJKM Futuresの価格（2022/5/16）を参照

電力先物と燃料先物の比較

- 2022年度夏季・冬季ともに、スプレッド（＝発電マージン）が生じており、発電事業者にとっては、リスクを軽減して燃料調達ができる状況。

電力先物価格（各限月週平均、東エリア・ベースロード、TOCOM）と
JKM（アジアのLNGスポット価格）の先物価格の推移



※ LNG価格（発電単価換算）はS&P Global Platts社JKM指標から「発電コスト検証ワーキンググループ 令和3年9月報告書」の諸元に基づき、以下の方法で計算。
 $LNG価格(¥/kWh) = (JKM価格(\$/MMbtu) \times 為替レート(¥/\$) \times 単位換算係数(MJ/MMbtu) + 燃料諸経費(¥/MJ)) \times 単位換算係数(kWh/MJ) \times 熱効率係数 \times 所内変換効率係数$
 ※為替レートは5月16日時点における通貨レートを使用。
 ※汽力式ガス火力の熱効率は38%、コンバインド式ガス火力の熱効率は54.5%として計算。
 ※CME GroupにおけるJKM Futuresの価格（2022/5/16）を参照

発電事業者の望ましい行為

- 「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」において、**先物市場等の動向も見据えたリスク管理が望ましい行為として規定されており、足元のような市況においては、発電事業者による積極的な先物市場の活用などが期待される。**

(参考) 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 (2022年3月31日改定、経済産業省) (抄)

(2) 発電事業者における望ましい行為

① リスク評価・管理における望ましい行為

小売電気事業者が安定的な電力サービスを実現するためには、電力システム全体で必要な供給力が確保されていることが必要である。このためには、発電設備設置者を含む**発電事業者** (以下、「発電事業者等」という。) **においても、複数の小売電気事業者が提示する条件を比較し、電源の最適運用に資する相対契約を追求することや、先物市場・相対取引の市況 (その時点での電気の価値) 及びスポット市場価格の動向も見据え、電源の起動停止も含めた最適運用を行うこと等、電源アセット運用の最適化を目指すことが、①発電事業者等にとって収益確保につながり、②小売電気事業者にとっては電源アクセス機会をもたらし、③加えて、電力システム全体の需給バランスの平準化にも資することとなる。** 電源アセット運用の最適化を行うには、運用における不確実性 (リスク) を把握した上で、収益確保のために、リスクテイクをするのか、リスクヘッジをするのかといった意思決定を行うことが重要である。

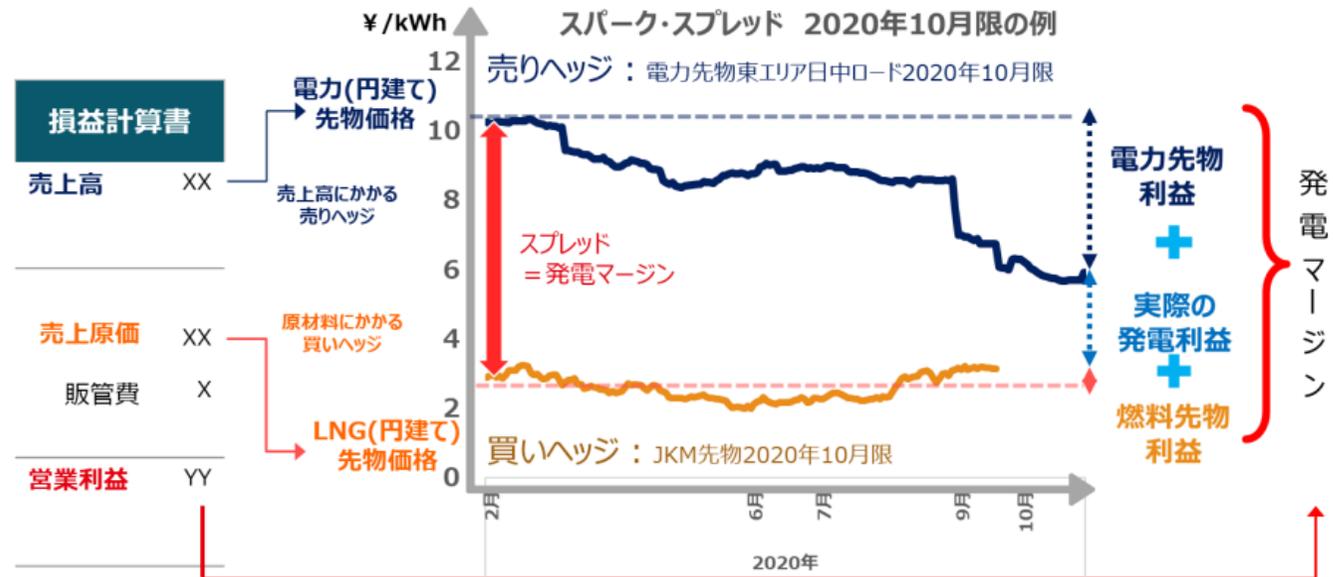
(中略)

したがって、**発電事業者等においては、発電事業における自社のリスクの所在を明らかにした上で、各々のリスクに対してリスク評価・管理を実施し、最適な電源アセット運用を目指すことが望ましい。**



発電事業者にとっての電力・燃料先物市場

- 発電事業者にとって、電力先物と燃料先物（LNG、石炭、原油）は、発電事業者が、電力（製品）と燃料（原料）の価格を事前に固定し、将来の発電マージン（＝製品価格－原料価格）を事前に固定するためのツール。
- 先物市場は基本的に現物調達の場合ではないものの、必要量について価格を固定して発電マージンを確定させることで、原料についても価格と数量の不確実性を排除して調達リスクを軽減。
- 欧州の発電事業者は、電力、燃料に加えて排出権もセットで取引。



欧州におけるスパーク・スプレッドの計算式 (MWh換算)

- ・ スパーク・スプレッド = 電力デリバティブ価格 - (ガスデリバティブ価格/燃料効率)
 - ・ クリーン・スパーク・スプレッド = 電力デリバティブ価格 - (ガスデリバティブ価格/燃料効率) - (CO₂価格 × CO₂調整)
- 燃料効率 : 0.49131
CO₂調整 : 0.42