

他社購入電源費 他社販売電源料

2022年12月26日
東北電力株式会社

1. 他社購入電源費、他社販売電源料の内訳

1-1. 他社購入電源費（概要）

2

- 他社購入電源費は、市場取引の量の増加や価格の高騰、新エネ購入量の増加、燃料高騰に伴う火力購入費用の増加等により、8,963億円（前回比+5,423億円）となっております。

（単位：億kWh，億円）

持株 NW		今 回 (2023～2025) A		前 回 (2013～2015) B		差 A－B		主な差異理由等	
		電力量	金額	電力量	金額	電力量	金額		
合 計		327	8,963	356	3,540	▲29	+5,423		
内 訳	市場取引	94	2,923	1	18	+93	+2,905	取引量増加・単価上昇による増加 間接オークション導入による増加	
	新 エ ネ	FIT	61	2,248	21	151	+40	+2,097	新エネ電源拡大に伴う購入量増加
		ほか	7	56	0	14	+7	+42	新エネ電源拡大に伴う購入量増加
	火 力	147	3,286	188	1,621	▲41	+1,665	燃料価格高騰に伴う購入単価上昇	
	原子力	－	278	23	341※	▲23	▲63	他社原子力からの受電量差による減少	
	その他	18	173	38	307	▲20	▲134	公営水力からの購入量減少	
	系統運用	－	－	85	1,089	▲85	▲1,089	ネットワーク分社化に伴い託送原価に移管	

※前回の地帯間購入（原子力）と他社購入の原子力の合計

1-2. 他社販売電源料（概要）

3

- 他社販売電源料は、域内外卸や市場取引の取引量の増加・価格の上昇等により、7,107億円（前回比+5,042億円）となっております。

（単位：億kWh, 億円）

持株 NW	今 回 (2023~2025) A		前 回 (2013~2015) B		差 A - B		主な差異理由等
	電力量	金額	電力量	金額	電力量	金額	
合 計	240	7,107	169	2,065	+71	+5,042	
内 訳	域内外卸	97	2,952	3	30	+94	<u>+2,922</u> 卸販売実施、常時バックアップの 販売量増による増加
	市場取引	73	2,262	1	15	+72	<u>+2,247</u> 販売単価の上昇 女川2再稼働等による販売量増
	火 力	68	1,524	68	542	0	+982 燃料高騰に伴う販売単価の上昇
	原子力	—	329	11	397	▲11	▲68 発電量の減少
	新市場	—	22	—	—	—	+22 需給調整市場
	その他	2	18	2	20	0	▲2 水力、FIT売電
	系統運用	—	—	84	1,061	▲84	▲1,061 ネットワーク分社化に伴い 託送原価に整理

注) 非化石価値市場は原価外

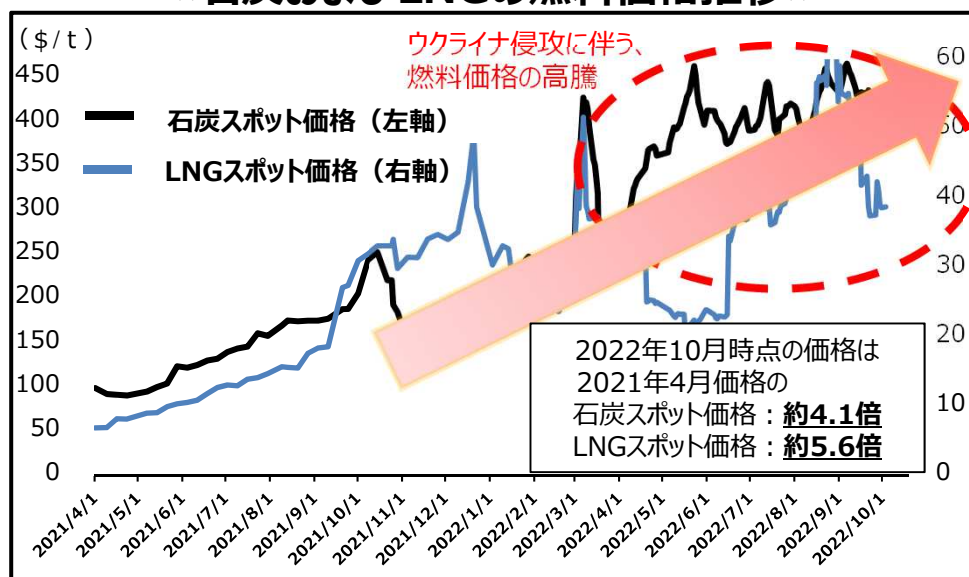
2. 市場価格の考え方

2-1.燃料・電力市場取引と調整のしくみ

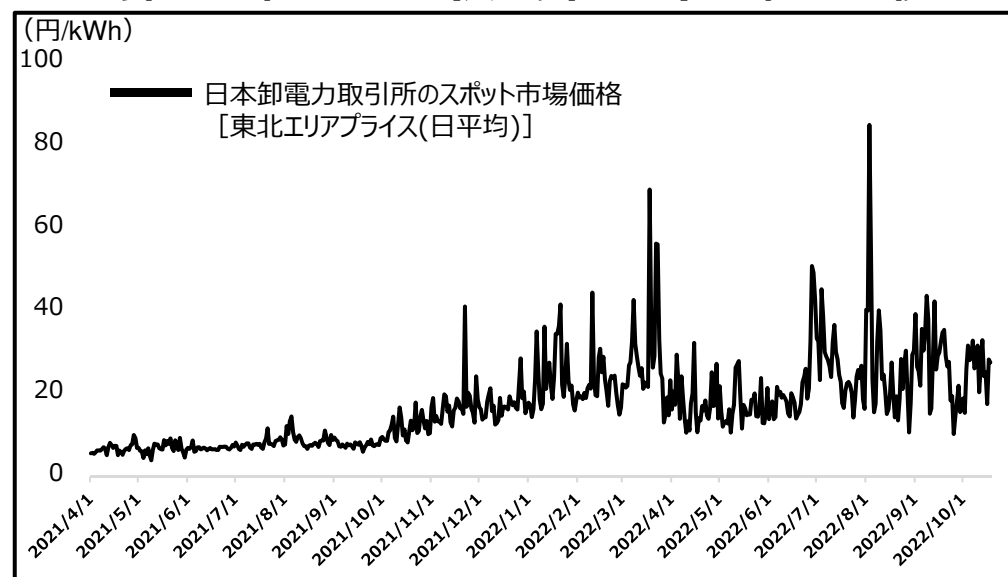
5

- 将来的なカーボンニュートラルに向けた上流投資の鈍化に加え、2022年2月のロシアによるウクライナ侵攻に伴い、燃料価格は高騰しております。加えて、電力需給ひっ迫の影響などから、卸電力取引市場の価格も高値が継続しています。
- 燃料価格の増減については「燃料費調整制度」により、収入側で調整されることとなりますが、電力市場調達および実質的に市場価格での買取となるFIT再エネについては、費用変動を調整する仕組みは現状ありません。
- 電力システム改革の進展により市場化が進む中で、市場連動部分の対象電力量が増加しており、収支にも大きな影響を与えています。

「石炭およびLNGの燃料価格推移」



「卸電力取引市場（スポット市場）の価格推移」



➤ 燃料費調整制度により収入側で調整される (上限の範囲内)

＜今回原価織り込み（3ヶ年平均）＞

原油：約**11**億kWh

ガス：約**249**億kWh

石炭：約**255**億kWh

➤ 調整の仕組みなし

(単位：送電端)

＜今回原価織り込み3ヶ年平均＞

対象：約**76**億kWh

(JEPX購入[15億]※ + FIT再エネ[61億])

※購入30億 - 販売15億

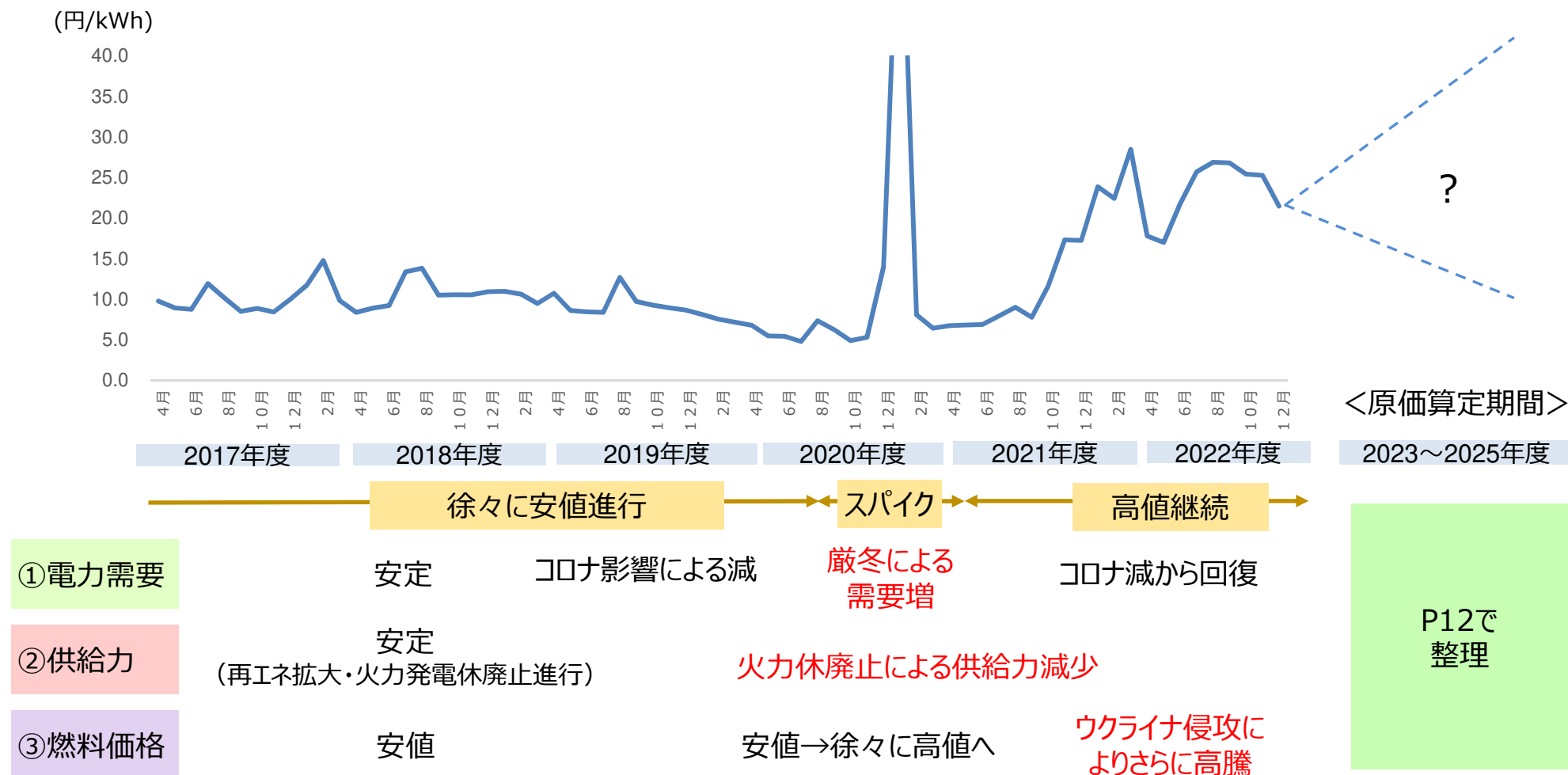
電力システム改革の進展により、電源の流動化・市場化が進む中、市場価格の水準が収支に大きな影響を与える状況に。

2-2.電力市場価格決定の構成要素

6

- 前回改定において、当社は過去実績値を用いて市場価格を設定しましたが、小売全面自由化、再エネ電源大幅増加による電源構成の変化等を受けて需給構造は大きく変化し、電力市場価格も大きく変動するようになってきております。
- 電力市場においては、①電力需要、②供給力、③燃料価格の影響を受け、価格が決定されます。

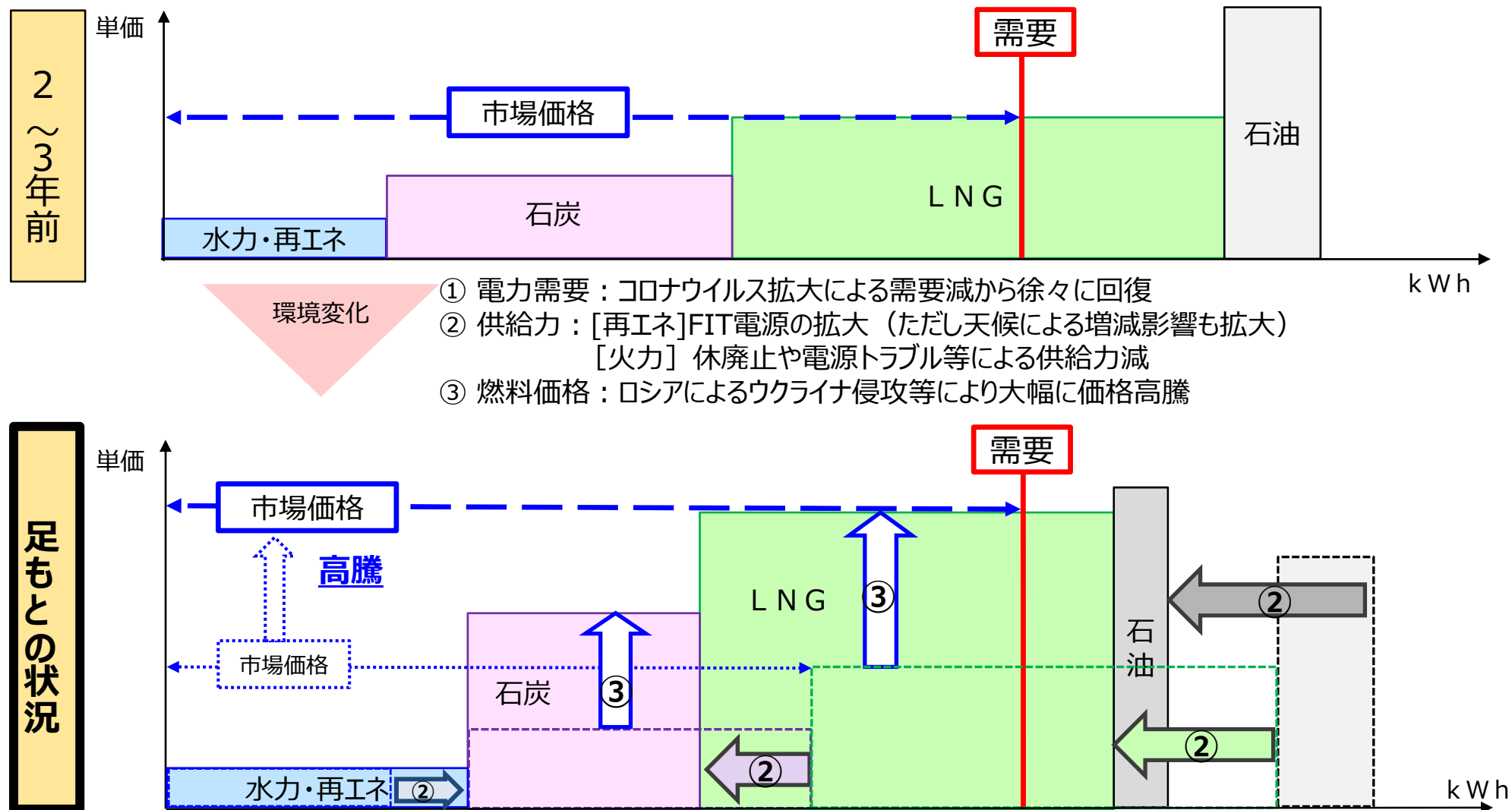
＜卸電力取引市場（スポット市場）の価格推移＞



2-3.電力市場価格高騰の背景（イメージ）

7

- 市場価格は理論的には、①需要と②供給の交点により決定され、現状では交点となる限界電源は殆どがLNG電源となっております。
- 足元では電源休廃止や電源トラブル等により、①需要に対し②供給力が不足する懸念が高まっている一方、限界電源の発電単価を決める③燃料価格も高騰し、電力市場価格が高騰している状況です。



2-4.電力市場価格の想定方法

8

- 市場価格については、原価織り込みにあたっての明確な算定方法がないことから、(1) 過去実績を参照、(2) フォワード
ルックで想定、(3) 先物価格を活用の3つの方法を選択肢として考えました。
- 需給構造や燃料市況が大きく変化する中で、電力市場価格は過去実績から大きく乖離するようになっており、変動リスクが高くなっております。
- そのような中、当社は実際の事業活動において、この分野に知見のある(株)MPXの提供する市場価格想定（フォワードカーブ）を用いており、(2) による方法に一定の蓋然性があるものと考えております。したがって(2) フォワードルックで想定する方法を志向します。

	(1) 過去実績を参照	(2) フォワードルックで想定	(3) 先物価格で想定
算定方法	JEPXスポット価格の過去一定期間の価格をそのまま適用。	需要・供給・燃料価格に一定の前提を置き、市場価格を想定。	EEX※¹やTOCOM※²の約定価格をそのまま適用。
メリット	- 採録，説明が容易・明快。 - 市場で決められた価格につき、一定の恣意性を排除できる。	一定の確度で需要と供給のバランスにより理論的な価格の想定は可能。	市場で決められた価格につき、一定の恣意性を排除できる。
懸念点	前提となる電力需給や燃料価格が大幅に乖離しており、変動リスクを負う。	想定する部分が複数あり、不確定要素は多い。	3か月を超える先物取引は市場の厚みが少なく、また、取引可能な限月が限定的である。

※ 1 EEX : European Energy Exchange AGの略。ドイツのライプツィヒにある中央ヨーロッパの電力および関連商品取引所。

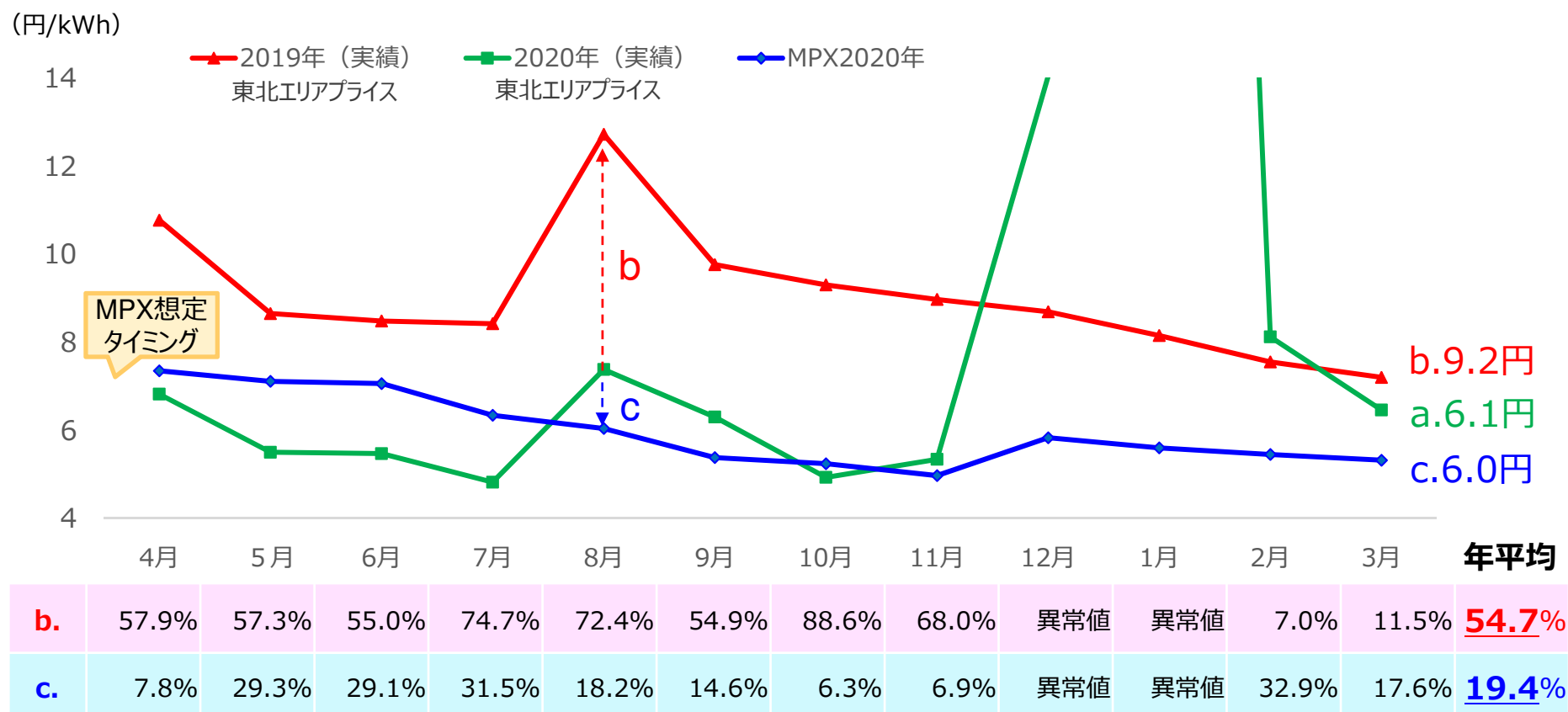
※ 2 TOCOM : (株)東京商品取引所。株式会社日本取引所グループの子会社。電力先物取引も取り扱う。

【参考】過去実績とMPXを用いた算定の実績差異（2020年度）

9

- a.2020年度の実績（東北エリアプライス）に対する、b.前年同月（2019年東北エリアプライス）と、c.MPXを用いた当社想定値（2020年3月想定）を比較した場合、**c.（MPXの想定）の方が価格も低く、2020年度実績に近い結果**となっております。

	価格（円/kWh）	乖離率（%）	乖離率（%/絶対値）
a.2020年度実績	6.1	—	—
b.前年同月	9.2（+3.0）	+50.2%	54.7%
c.MPX想定値	6.0（▲0.2）	▲1.4%	19.4%

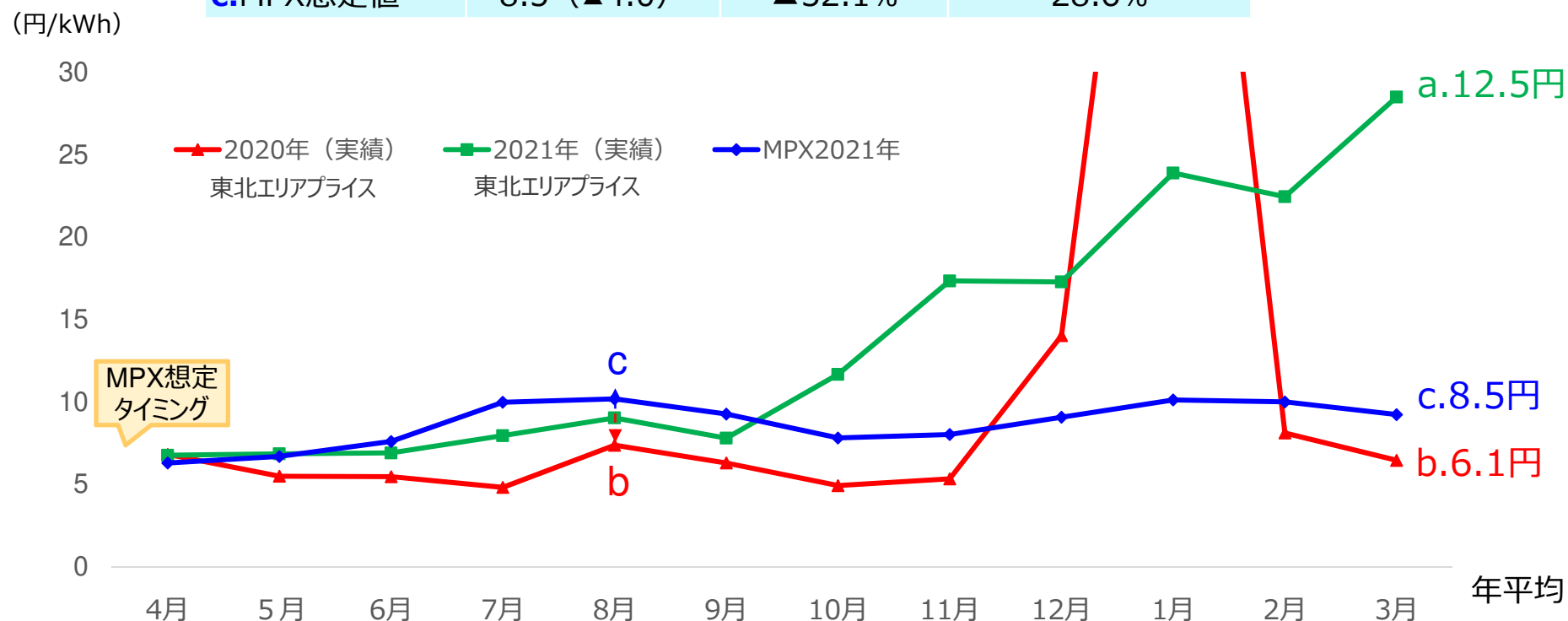


【参考】過去実績とMPXを用いた算定の実績差異（2021年度）

10

- a.2021年度の実績（東北エリアプライス）に対する、b.前年同月（2020年東北エリアプライス）と、c.MPXを用いた当社想定値（2021年3月想定）を比較した場合、**c.（MPXの想定）の方が2021年度実績に近い結果**となっております。

	価格（円/kWh）	乖離率（%）	乖離率（%/絶対値）
a.2021年度実績	12.5	—	—
b.前年同月	6.1（▲6.4）	▲51.2%	38.7%
c.MPX想定値	8.5（▲4.0）	▲32.1%	28.6%



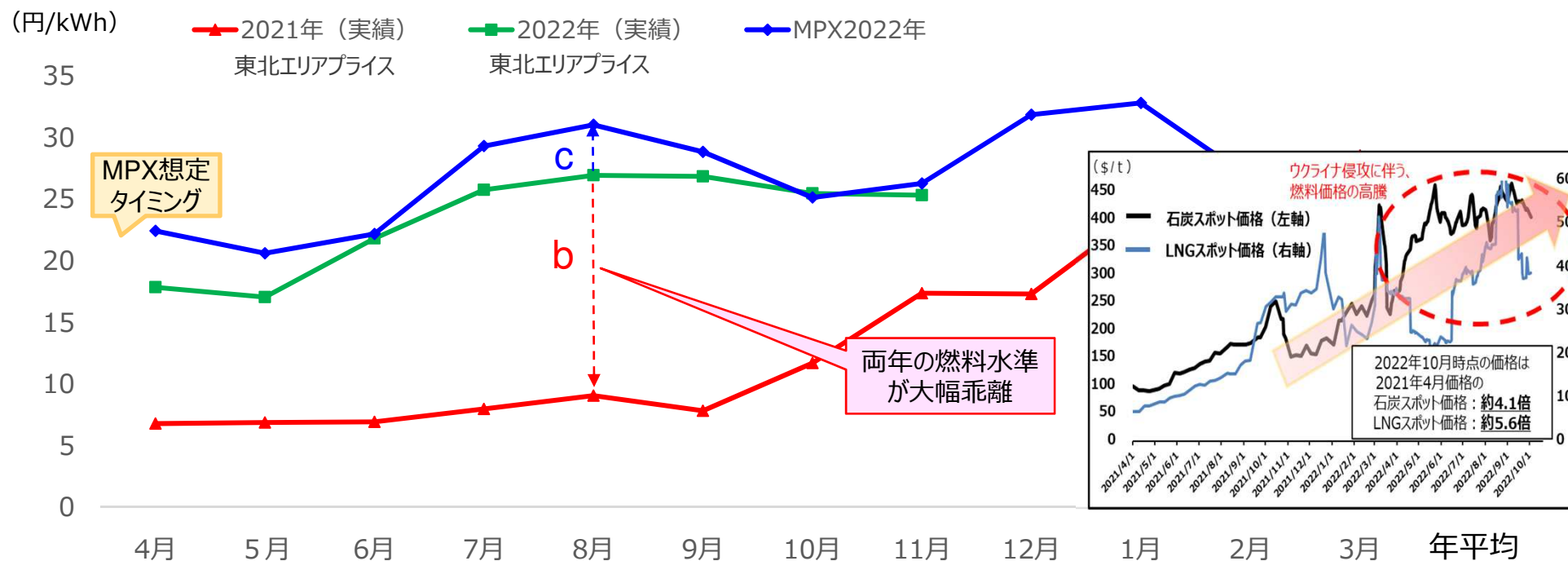
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年平均
b.	0.7%	19.8%	20.8%	39.4%	18.4%	19.3%	57.8%	69.2%	異常値	異常値	63.8%	77.3%	38.7%
c.	6.9%	2.3%	10.1%	25.5%	12.7%	18.7%	33.0%	53.7%	異常値	異常値	55.4%	67.6%	28.6%

【参考】過去実績とMPXを用いた算定の実績差異（2022年度）

11

- a.2022年度の実績（東北エリアプライス）に対する、b.前年同月（2021年東北エリアプライス）と、c.MPXを用いた当社想定値（2022年3月想定）を比較した場合、**c.（MPXの想定）の方が2022年度実績に近い結果**となっております。

	価格（円/kWh）	乖離率（%）	乖離率（%/絶対値）
a.2022年度実績	23.4	—	—
b.前年同月	9.3（▲14.1）	▲60.2%	60.2%
c.MPX想定値	25.7（+2.3）	10.0%	11.2%



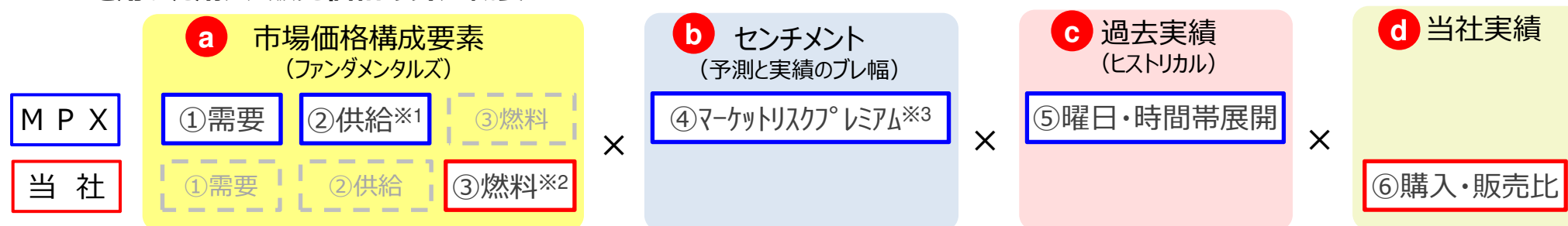
b.	62.0%	59.7%	68.3%	69.1%	66.4%	70.9%	54.1%	31.4%	-	-	-	-	60.2%
c.	25.7%	20.9%	1.7%	13.8%	15.2%	7.4%	1.3%	3.8%	-	-	-	-	11.2%

2-5. MPXを活用した想定方法の具体的解説

12

- MPXでは、東日本市場の①需要・②供給に、③燃料価格を織り込み算定された **a** 市場価格構成要素に、一定の④ブレ幅を織り込むとともに、⑤過去実績を参考にした曜日・時間帯別の東日本市場価格を想定します。このうち、当社の前提を用いるのは③燃料のみとなります。また、具体的な購入・販売価格については、上記の想定東日本市場価格に対し、購入・販売の⑥当社実績比（購入：0.9倍、販売1.1倍）を反映し、原価算定期間における想定値としております。

「MPXを用いた購入・販売価格の算定概要」



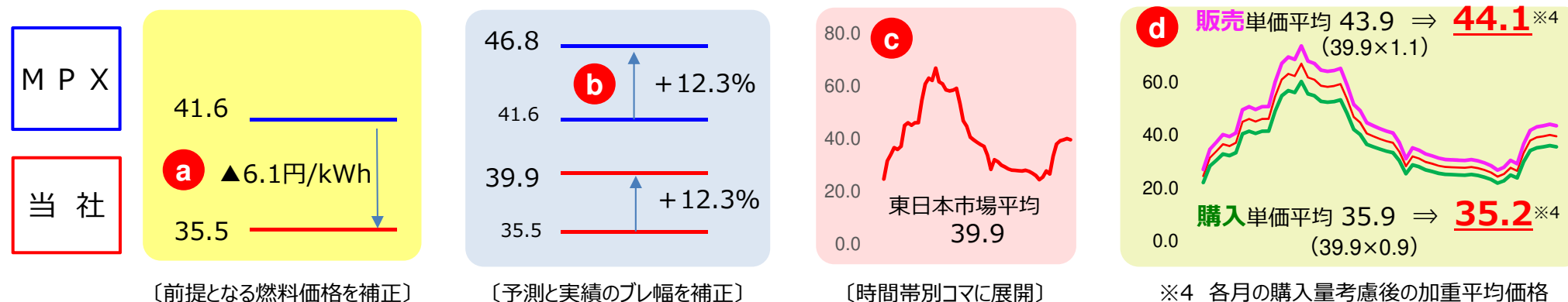
※1 発電情報公開システム等情報を反映

※2 今回の原価算定期間における「燃料価格の前提」（直近の三月）となる原油・石炭・LNGに基づく。
なお、LNGは2022年12月の「再調達価格による入札開始」を反映し、LNGスポット価格を織り込み。

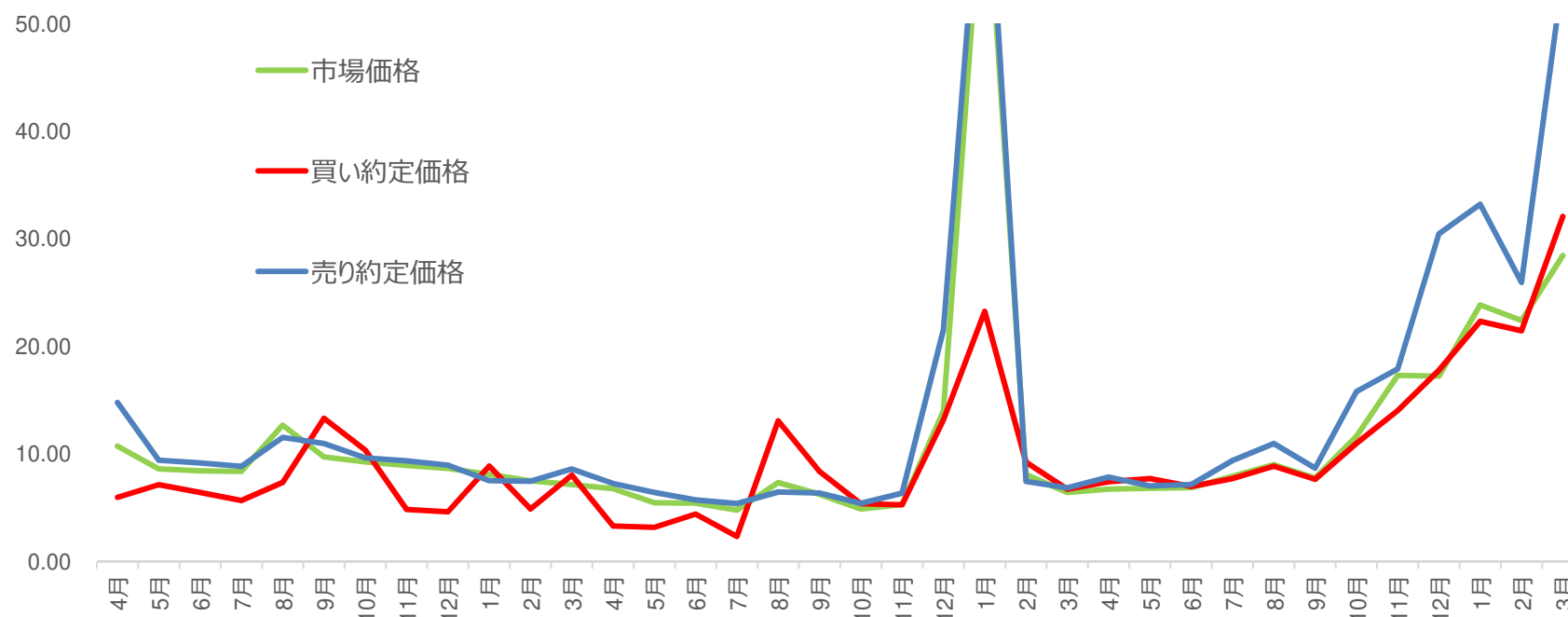
※3 想定外の燃料・為替・気候の変動による需給逼迫時の需要側の行動や、燃料余剰による販売側の行動等、確率的にしか捉えられない要素（ブレ幅）を反映。

「具体的な価格水準（2023年度の場合）」

（単位：円/kWh）



- 2019～2021年度において、当社の取引実績は東日本市場の価格に対して、購入で0.9倍、販売で1.1倍となっております。
- これを踏まえ、各年の想定市場価格に対し購入0.9・販売1.1を乗じた価格としております。



「各月の市場価格に対する約定比」

【2019年度】※

①買い：0.82

②売り：1.08

【2020年度】※

①買い：0.92

②売り：1.10

【2021年度】※

①買い：1.00

②売り：1.28

【3ヶ年計】※

①買い：0.9

②売り：1.1

※ 各月の購入量を考慮した加重平均比率

- 原価申請時点（11/24）の次年度向けベースロード価格平均値は ① 35.4円/kWh。
- 最新の約定結果（11/30）を織り込んでも ② 33.9円/kWh。
- これを踏まえ、市場の買い手目線は34～35円程度と想定されます。



一般社団法人
日本卸電力取引所

2023 年度分 ベースロード取引市場 取引結果通知

取引規程第 61 条の規程により、以下のとおり取引結果を公開します。

商品	BY2301 約定日 7 月 29 日	BY2302 約定日 9 月 30 日	BY2303 約定日 11 月 30 日	BY2304 約定日 1 月 31 日	合計
北海道 (B1)	29.90 0.1	約定なし 約定なし	29.95 0.3		
東京 (B3)	33.06 2.1	37.67 3.1	31.00 40.0		
関西 (B6)	① 35.4円/kWh (1～2回目平均)	25.11 207.0	② 33.9円/kWh (1～3回目平均)		

上段:約定価格(円/kWh)

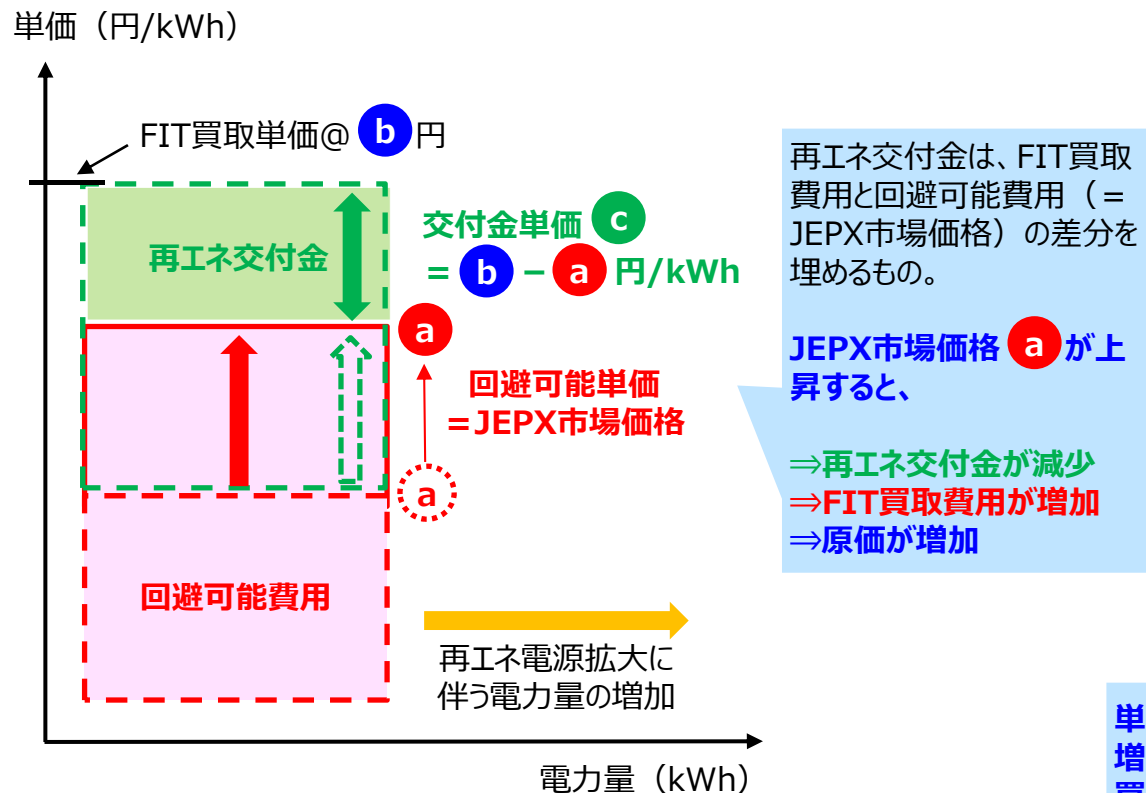
下段:約定量(MW)

2-6.FIT買取費用

15

- FIT制度における「回避可能費用」は、制度開始当初は発電コストベースでしたが、2016年の小売全面自由化、総括原価方式の廃止を踏まえ、2021年度から全量市場価格連動に移行しております。
- 再エネ交付金はFIT買取費用と回避可能費用（＝JEPX市場価格）の差分を埋めるもので、市場価格が上昇すると交付金は減少します。
- 実質のFIT買取費用は、前回比で単価上昇・電力量増加により、大幅に増大しております。

<FIT買取費用の構造（イメージ）>



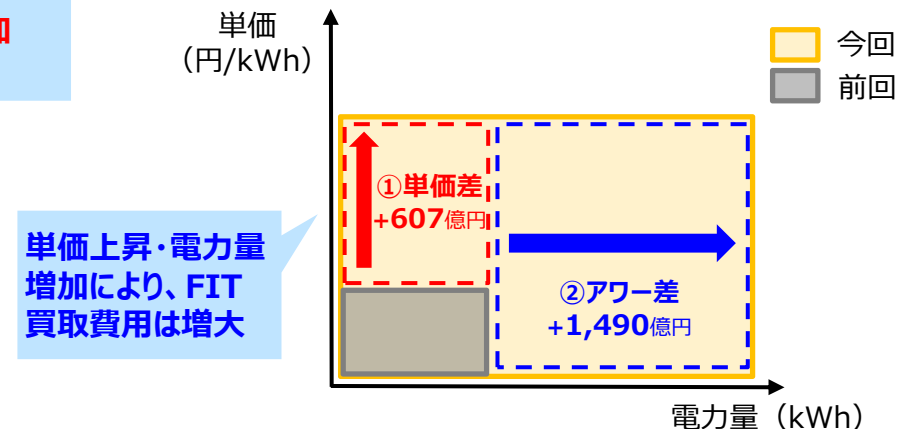
$$\text{FIT買取費用} = (\text{FIT買取単価} - \text{交付金単価}) \times \text{電力量}$$

<FIT買取費用の前回比較>

	金額 (億円)	電力量 (億kWh)	単価 円/kWh
①今回	2,248	61	36.95※
②前回	151	21	7.38
差(①－②)	2,097	40	29.57

※太陽光は発電時間の特徴に応じて8-16時の単価を設定していることから、JEPX想定価格と合致しない。

<前回比較（単価差・アワー差）>



3. 新市場の織り込み

3-1.新市場の原価織り込み

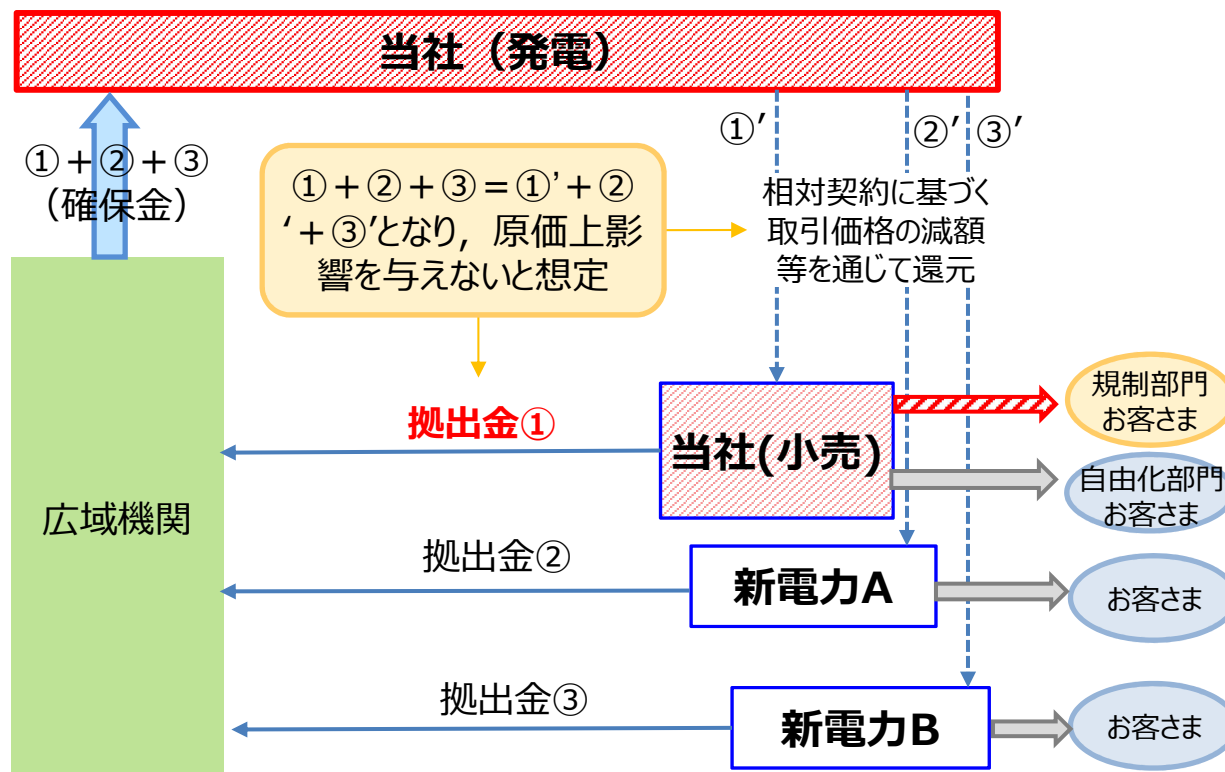
17

- ・ 新市場（ベースロード市場、容量市場、非化石価値取引市場、需給調整市場）に係る原価の織り込みは、以下のとおりです。
- ・ 容量市場、非化石価値取引市場および需給調整市場の詳細は、次頁以降を参照ください。

				(単位：億円)			
算定規則の項目		原価織り込みの考え方		2023	2024	2025	3カ年平均
ベースロード	市場収入	他社販売 電源料	約定結果に基づき織り込み	非開示			
容量	拠出金	なし	容量市場における収入（確保金）は、相対契約に基づく取引価格の減額等を通じて小売事業者に還元されるため、原価には影響を与えない、という考えに基づき、織り込んでいない	制度 開始前	織り込みなし		—
	確保金						
非化石	証書購入費用	非化石証書 購入費 (その他経費)	・ 購入費用は、高度化法目標達成値（前年度+2.5%）に基づき織り込み	41	53	65	53
	証書販売収入	なし	・ 販売収入は、再投資に回すルール及び制度設計であることから織り込んでいない	織り込みなし		—	
需給調整	市場収入	他社販売 電源料	既に取り引が開始されている三次調整力①・②のみ織り込み (一次調整力、二次調整力①・②は、必要量や単価の想定が現時点では出来ないため織り込んでいない)	64	1	1	22

- 容量市場に関する料金原価織り込みについては、会計整理および料金算定規則上、現時点で定めはなく、今後の議論と考えております。
- そのうえで、容量市場導入後は、小売事業者が支払う容量市場拠出金（以下、「拠出金」）は広域機関を経由して発電事業者が受け取り、「容量市場に関する既存契約見直し指針」に基づき、小売事業者との相対契約に反映されます。今回原価では、当社が小売として支払う「拠出金」を含めた発電にとっての収入（確保金）は、相対契約に基づく取引価格の減額等を通じて還元されるため、収支には影響を与えない、という考えに基づき、織り込みをしておりません。

<容量市場のお金の流れ（イメージ）>



● 容量市場に関する既存契約見直し指針 2. 基本的な考え方 より

具体的には、容量市場創設の趣旨を踏まえ、適切な時期に以下の内容の措置を講ずることが望ましい。<略>

- 容量市場に入札して落札された容量（kW 価値）について、発電事業者等が容量市場から収入を得ており、既存相対契約において kW 価値に係る費用が支払われている場合は、既存契約を見直して、相対契約に基づく取引価格から容量市場から得られる収入額を差し引いた上で、発電事業者等が差額分を受け取る等の精算が行われるよう、当事者間で協議の上、既存契約の見直しを行う。

3-3.非化石価値取引市場①

19

- 非化石価値取引については、算定規則に則り原価に織り込みました。
- なお、将来目標比率に関する定めがないため、以下の前提に基づき織り込みました。
 - **購入分は、高度化法目標達成値（前年度+2.5%）に基づき原価に織り込み。**
 - **販売分は、再投資に回すルール及び制度設計であることから、原価に織り込まない。**

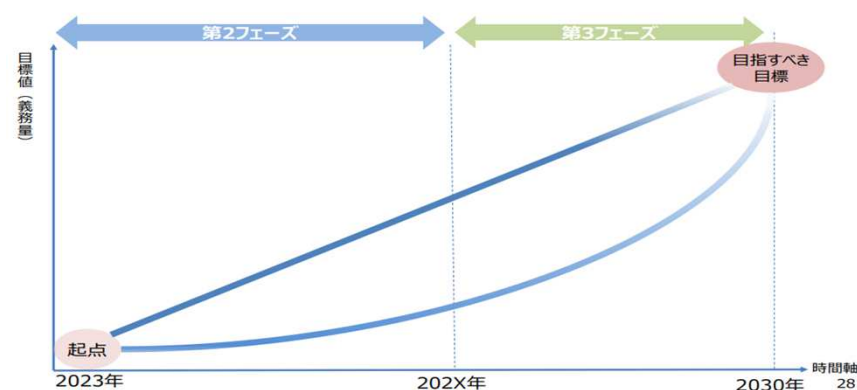
高度化法目標達成値：前年度+2.5%（第1フェーズ直近の延長）

選択肢としては以下①～③があるが、当面は現状高度化法の「44%維持」とされていること、第2フェーズ議論(GF等)が見えないことから、①を志向。

- ①前年度+2.5%
- ②2030年44%へ直線近似
- ③同59%へ直線近似

【参考】2030年の目標に向けた今後のフェーズにおけるイメージ（例）

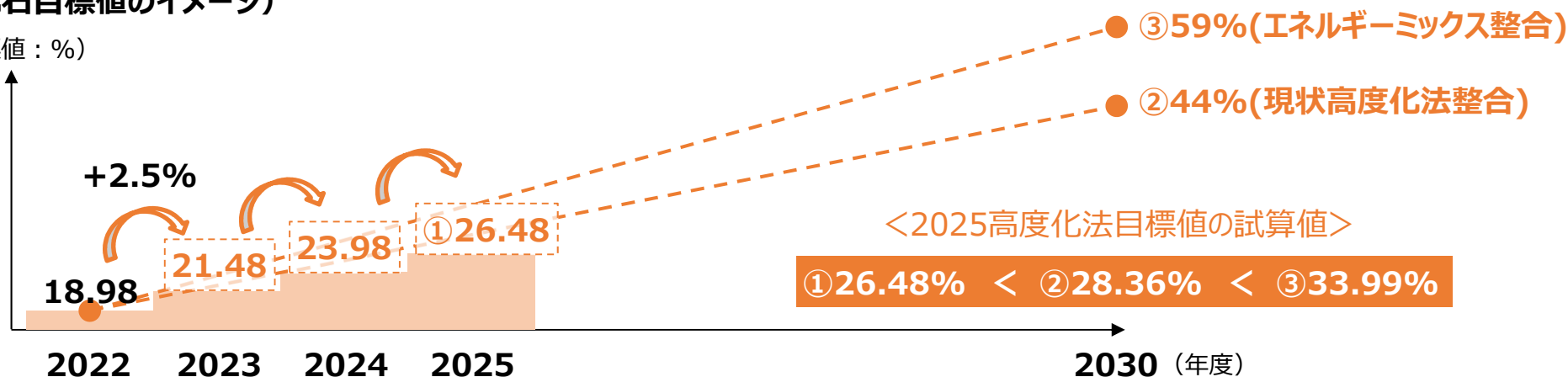
- 今後のフェーズを経由して目指すべき目標値へと至るイメージ例。



（出典：TF 2022.6.22 資料6）

（非化石目標値のイメージ）

（目標値：％）



3-3.非化石価値取引市場②

20

- 各年度の非化石証書購入量は、**非化石電源比率の中間目標値（前年度+2.5%）と各年度見通し（販売量除き）の差分**をもとに算定いたしました。
- 非化石証書単体での購入費用は、44億円（3ヶ年平均）です。
- 相対取引での購入費用を含めた**全体での非化石証書購入費用として、53億円（3ヶ年平均）を原価に織り込みました。**

〔非化石証書購入費の算定諸元〕

			単位	2023	2024	2025	(平均)
非化石電源比率の中間目標値	①		%	21.48	23.98	26.48	
非化石電源比率の見通し※1	②		%	13.69	14.04	14.18	
小売販売電力量※2	③		億kWh	728	726	725	
非化石証書購入量	④	(①-②)/100*③	億kWh	57	72	89	
購入単価※3	⑤		円/kWh	0.6	0.6	0.6	
証書単体での購入費用	⑥	④*⑤	億円	35	44	54	44
相対取引での購入費用※4	⑦		億円	7	9	11	
全体費用	⑧	⑥+⑦	億円	41	53	65	53

※1 各年度の非化石電源比率から、グループ外へ販売する相当分を控除した比率。

※2 送電端の電力量

※3 非FIT証書の直近取引実績

※4 電気と非化石証書が一体の取引での証書購入費用（電源開発および卒FIT）

3-4.需給調整市場

21

- 取引開始済の三次調整力①・②について、以下のとおり織り込みました。（ ΔkW による固定費取引）
 - 2023年度は、2022年度見通しと同等と想定
 - 2024年度、2025年度については至近1年間の約定実績をもとに算定
- 一次調整力および二次調整力①・②は、2024年度より取引開始であり、必要量や単価の想定が現時点では出来ないため、織り込んでおりません。

【需給調整市場の原価織り込み】

（単位：百万円）

		2023	2024	2025	3ヶ年平均
三次調整力② (2021年度~)	応動時間：45分以内 継続時間：3時間	6,245	133	132	2,170
三次調整力① (2022年度~)	応動時間：15分以内 継続時間：3時間	187	4	4	65
二次調整力② (2024年度~)	応動時間：5分以内 継続時間：30分以上	市場設計途上であり，想定困難であることから 今回原価には織り込んでいない			-
二次調整力① (2024年度~)	応動時間：5分以内 継続時間：40分以上				-
一次調整力 (2024年度~)	応動時間：10秒以内 継続時間：5分以上				-