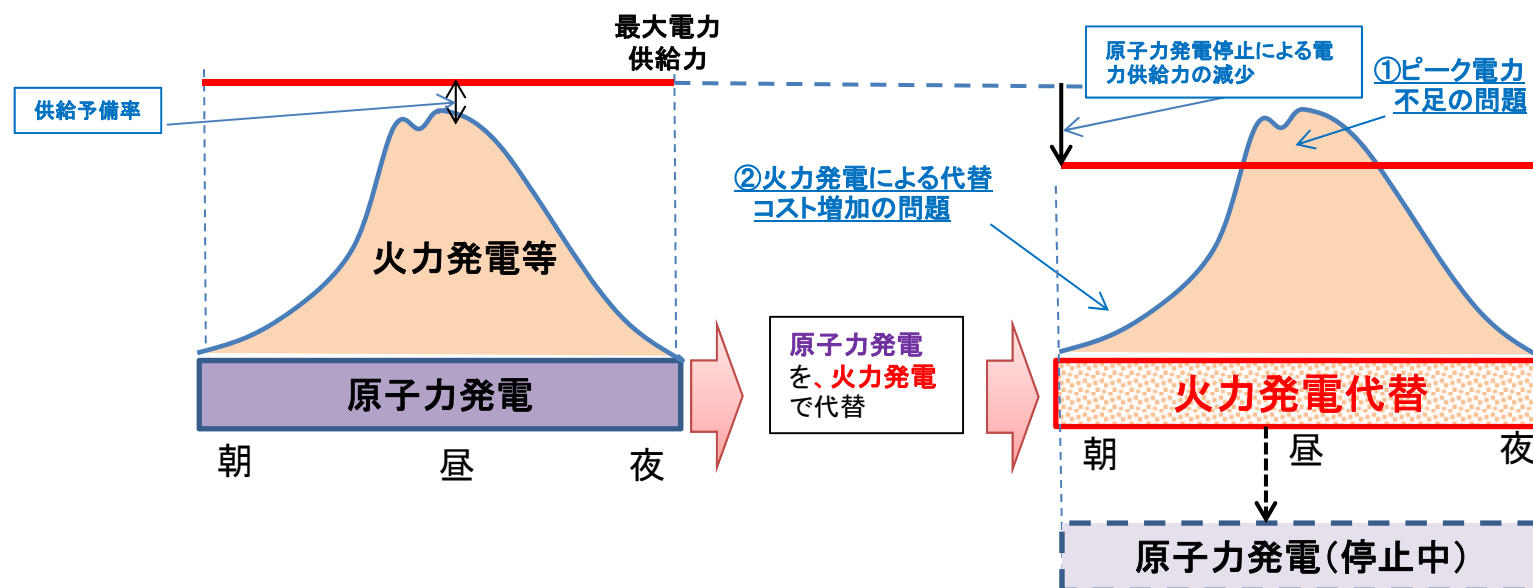


電力コストの抑制策について

電力コストの抑制について

【論点10】 11月のエネルギー需給安定行動計画の実行状況を確認すべきではないか。



火力発電による代替の結果として、原子力発電所が2009年度並みに稼働した場合の発電電力量(約2,800億kWh)を全てLNG火力と石油火力でカバーした場合の追加的な燃料コストを試算

- 約3兆円超(約15兆円の日本の電気代の約2割)の燃料費上昇のリスク
- 燃料代替によるコスト増以外でも、需要家による自家発電導入、緊急設置電源設置など、社会全体でのコスト上昇要因

燃料費増加の見通し

24年度の燃料費の増加によるコストの上昇については以下の通り推計。

電力9社計	22年度実績	23年度実績	24年度推計	
			燃料価格横ばい	油価上昇の場合
総コスト	約14.6兆円	約16.8兆円	約17.6兆円±α	約18.3兆円±α
燃料費	約3.6兆円	約5.9兆円	約6.7兆円±α	約7.4兆円±α
うち原発停止による燃料費増	—	+2.3兆円 内訳 LNG +1.2兆円 石油 +1.2兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.2兆円 ※発電実績に基づく試算	+3.1兆円 内訳 LNG +1.4兆円 石油 +1.9兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.3兆円	+3.8兆円 内訳 LNG +1.7兆円 石油 +2.3兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.3兆円
燃料増が総コストに占める割合(%)	—	約14%	約18%	約21%
原子力利用率	66.8%	25%	0.2%	

※油価及び為替については、22年度が1バレル=84ドル、86円/ドル、23年度実績及び横ばいのケースは1バレル=114ドル、79円/ドル。油価上昇ケースでは、23年度実績からLNG、石油価格が2割上昇すると仮定。

(参考)原子力代替コストの諸元に用いた燃料単価について

火力燃料単価

燃料(LNG、石油、石炭)を燃焼させたときに得られる理論上の熱量、各火力発電の熱効率と平成23年度の燃料の平均価格から、1kWh当たりの燃料単価を算出。

$$\text{LNG燃料単価} = 10 \text{ 円/kWh}$$

$$\frac{1\text{kWh 当たりの熱量}(3.6\text{MJ/kWh})}{\text{LNG熱量}(54,600\text{MJ/t})^{*1} \times \text{LNG火力の熱効率}(43.41\%)^{*3}} \times (\text{LNG価格}(64,943\text{円/t}) * + \text{石油石炭税}(1,080\text{円/t})) \doteq 10 \text{ 円/kWh}$$

* LNG価格(64,943円/t) 2011年4月～2012年3月までの平均CIF価格(財務省公表速報値)

$$\text{石油燃料単価} = 16 \text{ 円/kWh}$$

$$\frac{1\text{kWh 当たりの熱量}(3.6\text{MJ/kWh})}{\text{重油熱量}(41,200\text{MJ/kL})^{*1} \times \text{石油火力の熱効率}(37.27\%)^{*2}} \times \text{重油価格}(69,016\text{円/kL}) * \doteq 16 \text{ 円/kWh}$$

* 重油価格(69,016円/kL) 2011年4～2012年3月までの低硫黄C重油の事業者間指標価格の平均(石油石炭税込み価格)

$$\text{石炭燃料単価} = 4 \text{ 円/kWh}$$

$$\frac{1\text{kWh 当たりの熱量}(3.6\text{MJ/kWh})}{\text{石炭熱量}(25,700\text{MJ/t})^{*1} \times \text{石炭火力の熱効率}(40.20\%)^{*2}} \times (\text{石炭価格}(11,300\text{円/t}) * + \text{石油石炭税}(700\text{円/t})) \doteq 4 \text{ 円/kWh}$$

* 石炭価格(11,300円/t)2011年4～2012年3月までの一般炭の平均CIF価格(財務省公表速報値)

※1 熱量 「総合エネルギー統計」標準発熱量 より <http://www.enecho.meti.go.jp/info/statistics/jukyuu/index.htm>

※2 熱効率 一般電気事業者の平成21年度実績

$$\text{原子力燃料単価} = 1 \text{ 円/kWh}$$

一般電気事業者9社(沖縄除く)の平成20～22年度実績の原子力燃料単価の3ヶ年平均値から1kWh当たりの原子力燃料単価を算出。

注)コスト等検証委員会で報告された発電単価は、モデルプラントが一定期間稼働した場合に、各年で発電に要する費用(燃料費、運転維持費、社会的費用(CO₂対策費、原子力の事故リスク対応費、政策経費)を現在価値に換算して合計した総費用を総発電電力量で除して平均発電単価を求めている。上記で示している燃料単価は燃料費のみにて単価を求めている。

(参考)原子力代替コストの諸元に用いた電力量について

○原子力代替となる追加の火力発電の電力量についての試算方法は、以下のとおり。

①23年度については、当初見込んでいた原子力発電量(合計3258億kWh)から減少する発電量(合計2102億kWh)について、各社で焼き増した火力発電量(石炭・石油・LNG)の増加分の比率(22年度→23年度の増分)から算出。

<内訳>

石炭: 153億kWh(7%)
石油: 768億kWh(37%)
LNG: 1181億kWh(56%)

②24年度については、20～22年度平均の原子力発電量分(合計2748億kWh)を火力発電で代替したとして、各社ごとに焼き増し分を試算。

(注)石炭については、上記23年度の焼き増し分が維持されると仮定。石油とLNGについては、23年度における各社ごとの増加分の比率を用いて試算。

<内訳>

石炭: 153億kWh(6%)
石油: 1194億kWh(43%)
LNG: 1401億kWh(51%)

原子力発電所が停止し続けた場合の電力9社の財務状況<試算>

※公表資料を基に、一定の仮定をおいて試算したもの

(単位:億円)

	22年度 純損益 (A)	追加コスト(試算)		22年度末		23年度 純損益 (F)	23年度末 純資産額 (G) (注4)	23年度純損 益を原変・別 途積立金によ り対応した場 合の残高 (E)+(F)	24年度 純損失額 (試算) (注6) F-(C-B)-H	23年度 特別損失 等 (H)
		23年度 (B)	24年度 (C)	純資産額 (D)	うち原変・ 別途積立金 (E) (注2)					
北海道	93	500	1,500	3,659	1,485	▲745	2,797	740	▲1,146	▲599
東北	▲331	2,600	(注1)2,300	6,970	3,324	▲2,102	4,769	1,222	▲1,542	▲260
東京	▲12,585	8,800	9,000	12,648	—	(注3) ▲6,650	(注5)5,998	—	▲10,594	
中部	758	2,500	(注1)2,000	14,856	7,060	▲946	13,447	6,114	▲274	▲172
北陸	166	800	1,100	3,362	1,275	▲66	3,197	1,209	▲322	▲44
関西	1,033	4,200	8,200	14,948	7,270	▲2,576	11,835	4,694	▲7,020	444
中国	▲30	0	900	5,358	2,340	▲13	5,146	2,327	▲697	▲216
四国	208	700	1,900	3,098	940	▲116	2,830	824	▲1,285	▲31
九州	204	2,500	4,100	9,675	5,563	▲1,749	7,667	3,814	▲3,885	536
9社計	▲10,484	22,600	31,000	74,578	29,257	▲14,963	57,686	20,944	▲26,765	

(注1)東北、中部について、大きな状況変化がない中で23年度と24年度の追加コスト試算額が一致していないのは、24年度の追加コストについて、平成20～22年度の原子力発電量をもとに試算を行っているため。

(注2)22年度末原変・別途積立金は、株主総会を反映したもの。

(注3)東京電力は、23年度決算未発表のため、平成24年2月13日発表の第三四半期決算における23年度業績予想の数値を記入。

(注4)23年度末純資産額は、配当前のもの。

(注5)東京電力の23年度末純資産額は、22年度末純資産額(D)から23年度純損益(F)を差し引いた額を記入。

(注6)24年度純損失額は、23年度純損益(F)に23年度と24年度の追加コストの差分(C-B)を反映し、23年度特別損失等(H)を反映し、機械的に計算したもの。ただし、東京電力は緊急特別事業計画に記載されている純損失見込額を記入。

11月1日「エネルギー需給安定行動計画」の 「電力会社の需給対策アクションプランと政府の対応」

→これまでの電力会社の経営努力について精査が必要。

コストアップ抑制策

調達コストの低減

- ・燃料、工事、修繕等の調達コストの低減に向けた効率化 → P 8～P 9
- ・夜間・休日等における卸電力取引所経由での電源調達 → P 10

経営効率化

- ・「東京電力の経営・財務に関する調査委員会」報告の指摘の趣旨を踏まえつつ、全ての電力会社における更なる経営効率化を推進 → P 8～P 9
- ・火力新規電源に係る入札の実施や調達物品等の仕様の統一化、電力会社による上流権益プロジェクトへの参画など燃料調達コストの低減に向けた取組 → P 11～P 12

政府の対応

- ・「東京電力の経営・財務に関する調査委員会」報告を踏まえ、電気料金の制度・運用に関する見直しを速やかに行う。「電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議」での議論を進め、年明け以降、可能な限り早期に結論 → P 13
- ・個別電力会社の料金の妥当性については、電力会社の経営効率化を大前提として、規制当局においてチェック → P 13

電力各社のコストアップ抑制策への取組

電力各社のコスト(22年度実績)

経常費用	約14.6兆円
設備投資	約1.9兆円



11月エネルギー需給安定行動計画

調達コスト低減等に向けた効率化

	削減額(9社計)	主な取組の例
修繕費・諸経費	▲3,700億円	<ul style="list-style-type: none"> ○給与・賞与の削減(東京) ○修繕工事の効率化(中国) ○経済的な燃料調達(東京、中部、関西、北陸、中国、四国)
設備投資等	▲2,300億円	<ul style="list-style-type: none"> ○新技術・新工法の導入等による効率化(北海道、関西) ○工法の見直し、工事の実施時期等の見直しによる抑制(東北、中部、九州)



11月以降の更なる削減の結果

調達コスト低減等に向けた効率化

	削減額(9社計)	主な取組の例
修繕費・諸経費	▲5,200億円(▲1,500億円)	<ul style="list-style-type: none"> ○広告宣伝費・研究費等の削減(東北) ○賞与などの人件費の削減(東北) ○その他経費の実行中止、附帯事業営業費用の削減(東京) ○機器の仕様見直し・共通化によるコスト削減(北海道) ○運用による燃料費の削減(中部)
設備投資等	▲3,500億円(▲1,200億円)	<ul style="list-style-type: none"> ○必要工事の厳選や仕様の見直し(四国)

(参考) 各社のコストアップ抑制への具体的内容

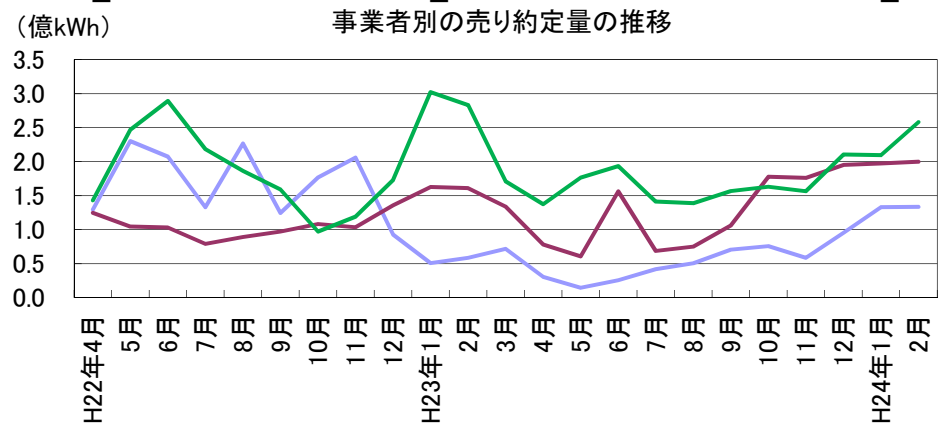
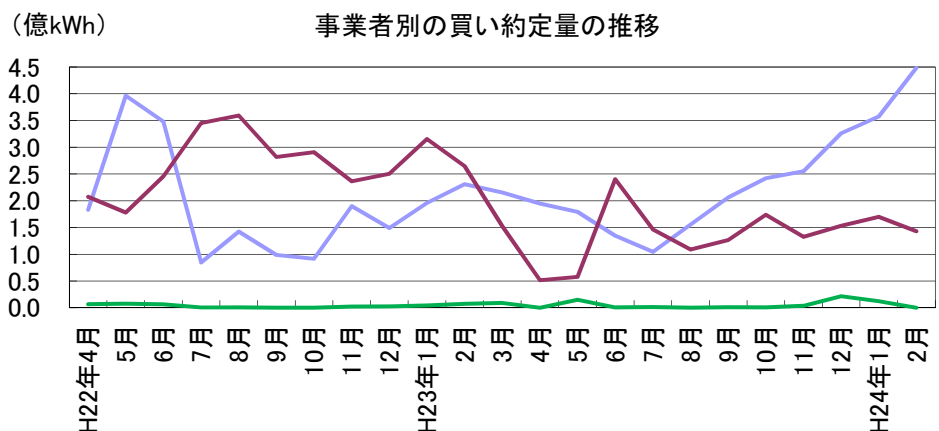
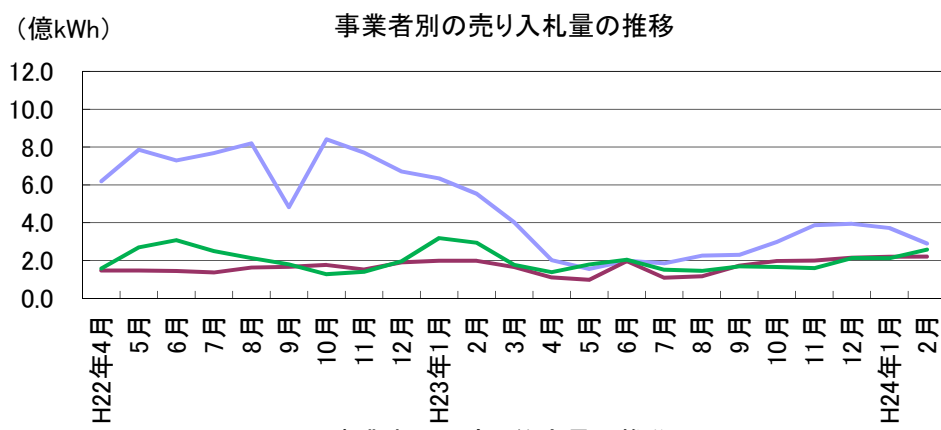
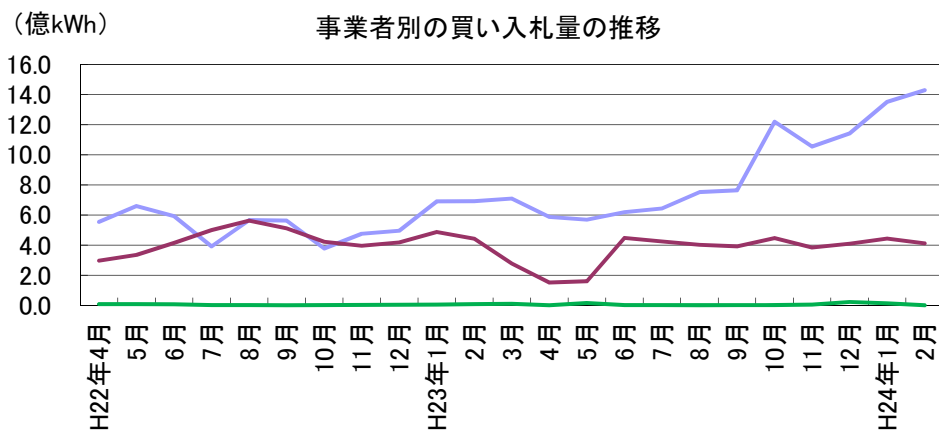
昨年11月のエネ環会議からの変更点を赤字で記載
24年度の取組は青字で記載

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
経常費用 (23年度決算)	6,334億円	1兆6,749億円	3兆9,276億円 ※第3四半期決算	2兆3,924億円	2兆8,342億円	4,892億円	1兆1,082億円	5,546億円	1兆6,429億円
①調達コスト 低減等に向けた効率化 (具体的削減額)	<ul style="list-style-type: none"> ・修繕費・諸経費で約55億円削減。 ・設備投資で約50億円削減。 ・国内炭の消費量増加で、約85億円削減。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成23年度は、修繕費と一般経費を合わせて960億円、設備工事費を900億円削減。 ※ただし、東日本大震災による災害復旧分を除く。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成23年度は、緊急特別事業計画(11/4認定)に基づき、2,374億円の費用削減を目指す。 (平成23年12月9日公表済み) 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成23年度は、投資削減750億円、費用削減750億円、総額1,500億円削減。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成23年度は、設備投資は1,100億円、費用500億円削減。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成23年度は、修繕費と諸経費で約50億円を削減。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成23年度の効率化は以下のとおり。 投資低減: 90億円 費用低減: 100億円 LNGの追加調達による燃料費削減: 70億円 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成23年度は、費用を24億円、設備投資を20億円削減。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成23年度の効率化については、投資で540億円、費用で240億円削減。
(11月エネ環会議からの追加削減額)	<ul style="list-style-type: none"> ・修繕費・諸経費で約55億円の追加削減。 ・設備投資で約50億円の追加削減。 ・国内炭で約45億円の追加削減。 	<ul style="list-style-type: none"> ・修繕費と一般経費で260億円、設備工事費で300億円の追加削減。 	<ul style="list-style-type: none"> ・507億円の追加の費用削減。 	<ul style="list-style-type: none"> ・費用で200億円の追加削減。 	<ul style="list-style-type: none"> ・設備投資で500億円、費用で200億円の追加削減。 		<ul style="list-style-type: none"> ・投資で90億円、費用で50億円、燃料費で60億円、総額200億円の追加削減。 	<ul style="list-style-type: none"> ・費用で4億円、設備投資で20億円の追加削減。 	<ul style="list-style-type: none"> ・280億円の追加削減。
(取組み状況)	<ul style="list-style-type: none"> ・コストダウン良好事例の水平展開。 ・新技術・新工法の採用によるコストの削減。 ・機器の仕様見直し・共通化によるコストの削減。 ・資材の特性に応じた発注方式の多様化による資材調達コストの低減。 ・平成24年度は、計画段階において設備投資で90億円程度、費用で40億円程度のコスト削減を織込み。工事の実施段階等においても更なるコスト削減に努める。(4/27公表) 	<ul style="list-style-type: none"> ・社長を議長とする「経営効率化推進会議」のもと、一層の経営効率化策を推進。 ・工法の見直し、工事や施策の取り止め、実施時期・内容の見直しによる工事費の抑制。 ・広告宣伝費・研究費をはじめとした諸経費全般に亘る削減、支出抑制。 ・賞与など人件費の削減。 	<ul style="list-style-type: none"> ・設備投資・点検工事の実行中止・見直し ・関係会社取引における競争的発注方法の拡大 ・給与・賞与の削減 ・利用燃料転換等 ・その他経費の実行中止・見直し、附帯事業営業費用の削減 	<ul style="list-style-type: none"> ・経営効率化会議を設置し、コストダウンを推進。 ・工事の実施時期、範囲、工法の見直し。当面の支出を必要最小限に抑制。 ・経済的な燃料調達や運用による燃料費の削減。 ・広報・販売活動や研究開発等の諸経費削減。 	<ul style="list-style-type: none"> ・社内委員会において収支改善の取り組み目標額を設定。 ・建設費抑制、新技術導入等による効率化。 ・サプライチェーンの全体最適化。 ・燃料調達の価格交渉における工夫や輸送効率の向上。 	<ul style="list-style-type: none"> ・これまでの取組みを継続し、それらをベースに更なる効率化に全社で取り組む。 ・新技術・新工法の導入、設備仕様の見直し等による効率化。 ・経済性に配慮した燃料・資金調達。 ・平成24年度は、資機材調達コストの低減や経費全般の削減等の実施により、30億円程度の効率化を計画。 	<ul style="list-style-type: none"> ・これまでの効率化の取り組み(設備投資・修繕工事の効率化、従業員数の削減、SCM活動等)に加え、目標額を設定し、施策の中止・規模縮小等の費用低減を実施。 ・経済性に配慮した燃料調達。 ・平成24年度は、請負・資機材等の調達コスト低減や工事・施策の内容見直し、LNGの追加調達による燃料費の削減などにより、200億円程度(設備投資・費用計)の効率化を計画。 	<p><費用></p> <ul style="list-style-type: none"> ・必要工事の厳選や仕様の見直しによる修繕費の削減。 ・経済性に配慮した燃料調達の実施(石油代替としてLNGを追加調達)。 ・その他諸経費の削減。 <p><設備投資></p> <ul style="list-style-type: none"> ・必要工事の厳選や仕様の見直し。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成23年度は、計画の中止・繰延べ、規模縮小などを実施。 ・平成24年度は、「緊急経営対策」として、徹底した効率化に加え、当面の繰延べなどの短期的対策を含むコスト削減を計画。 ・平成24年度は、前年計画から費用550億円、投資650億円、合わせて1,200億円規模の削減を計画。(3/28公表)

卸電力取引所の活用状況について

○卸電力取引所のスポット市場の取引の動向をみると、震災以降、一般電気事業者による買い入札及び買い約定量ともに増加傾向にある。特に、昨年11月のエネルギー需給安定行動計画の策定後、増加が顕著になっている。

○売り入札については、震災以降減少しているが、売りの約定量は昨年秋以降、回復傾向にある。



— 一般電気事業者 — 特定規模電気事業者 — その他

火力発電の入札

- 電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議報告書を受けて、一般電気事業者が今後、火力電源を新設・増設・リプレースする場合は、原則全て入札を経ることが事実上義務づけられることとなっている。また、エネルギー分野の規制・制度改革に係る閣議決定において、入札ルールの詳細については本年度中に定めることとなっている。
- 本件は、短期的に大きなコスト引き下げ効果を実現するものではないが、中長期的なコストの引き下げに資するものと考えられる。

電気料金制度・運用の見直しに係る 有識者会議報告書(火力入札部分:抜粋)

「…合理的な経営効率化努力を織り込んだ適正な原価の形成を促すためにも、今後、一般電気事業者が火力電源を自社で新設・増設・リプレースする場合は、(中略)…原則全ての火力電源についてIPP入札を実施することが適当である。

電気料金算定に当たっては、入札対象電源の料金認可プロセスにおいて、入札を経たものは、落札価格を適正な原価とみなし、入札を経ないものは、何らかの基準に基づき査定を行うこととすべきである。具体的な基準については、入札された場合に想定される価格等を参考にしつつ設定することが適当である。

…(中略)…今後、本会議でのとりまとめを踏まえ、競争性の確保や環境面、安定供給等の観点も十分に勘案しつつ、行政において新しい火力入札の実施に当たっての指針を策定し、公表するべきである。」

「エネルギー分野における規制・制度改革に係る方針」 (平成24年4月3日閣議決定)

◆新規電源設置におけるIPP入札の実施(入札スケジュール)

新しい火力入札の導入に当たっては、一般電気事業者に対して電源建設計画をベースとした短中長期のIPP入札スケジュールを公表するよう、指針を策定・公表する。

(平成24年度措置)

上流への参画(電力各社の天然ガス権益獲得状況について)

1. これまでの権益獲得状況

会社名	プロジェクト名 (国名)	参画比率	売買契約概要 1. 契約数量、2. 契約期間
東京電力(株)	ダーウィンLNGプロジェクト (豪州・東ティモール)	6.72%	1. 200万トン／年 2. 2006年から17年間
中部電力(株)	ゴーンプロジェクト (豪州)	0.417%	1. 144万トン／年 2. 2014年から25年間
	カナダシェールガス開発 プロジェクト (カナダ)	3.75%	(プロジェクト概要) コルトバ堆積盆地のシェールガスを中 心とした天然ガス開発プロジェクト。
関西電力(株)	プルートLNGプロジェクト (豪州)	5%	1. 175～200万トン／年 2. 2010年末から15年間
九州電力(株)	ウィートストーンプロジェクト (豪州)	1.83%(鉱区) 1.464% (液化施設等)	1. 70万トン／年 2. 2017年度から最長20年間

(出所)各社プレスリリースから作成

2. 今後の取組み

○豪州イクシスLNGプロジェクト等の権益獲得を検討している会社がある。

電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議 報告書について

1. 「東京電力に関する経営・財務に関する調査委員会」において、現行の電気料金制度とその運用についての問題点が指摘されたことも受け、経済産業大臣が主催する有識者会議を昨年11月に設置。
2. 規制料金として行政による原価の適正性確保と事業者の経営効率化インセンティブをどのようにバランスさせるかといった観点から、現行の総括原価方式に基づく電気料金制度下において実施すべきものを中心に検討。
3. 有識者会議は、計6回の議論とパブリックコメントを経て、3月15日に報告書を取りまとめ。平成23年度中に、料金算定規則、料金審査要領等を改正済み。

<報告書の概要>

(1)原価の適正性の確保

値上げ認可時には、広告宣伝費、寄付金、団体費については原価算入を認めない。また、人件費、修繕費等はメルクマール等により査定。

※人件費の例：一般企業の平均値を基本に、他の公益企業の平均値とも比較

(2)新しい火力入札

火力電源を自社で新設・増設・リプレースする場合は、原則全て入札。

(3)公正かつ適正な事業報酬

正当な理由なく著しく低い稼働率となっている設備はレートベース対象資産(事業報酬の算定の基礎となる資産)の対象外。

(4)原価算定期間及び電源構成変動への対応

経営効率化を織り込む等の観点から認可時は3年を原則。また、当該期間に電源構成が大きく変動した場合には、変動分のみを料金に反映。

(5)託送料金(※送配電線の利用料)の適正化

託送料金について第三者が適切性・妥当性を確認。

(6)デマンド・レスポンス料金とスマートメーターの導入

時間帯別料金の多様化や三段階料金の見直し、季節別料金の導入などの検討、スマートメーターの導入に当たっては入札を原則。

(7)事後評価

原価算定期間終了後には、原価と実績値、算定期間終了後の収支見直し、利益の用途等について評価。

電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議委員

(座長)安念 潤司	中央大学法科大学院 教授
秋池 玲子	ポストン コンサルティング グループ パートナー&マネージング・ディレクター
大西 正一郎	フロンティア・マネジメント代表取締役 (弁護士) 前・東京電力に関する経営・財務調査委員会事務局次長
永田 高士	公認会計士
八田 達夫	大阪大学 招聘教授
松村 敏弘	東京大学社会科学研究所 教授
山内 弘隆	一橋大学大学院商学研究科 教授

9 電力会社の総括原価の内訳

1. 原子力発電所の停止に伴い、火力発電が増加している結果、燃料費(現在の料金原価ベースで4.7兆円)が大幅に増加しているが、燃料価格が国際市況にリンクしていたり、10年を超える長期契約によるものが大部分を占めていることなどから、短期的には自助努力による効率化効果は限定的。
2. 設備関係費用(減価償却費(2.1兆円)、修繕費(1.6兆円)、事業報酬(0.9兆円))については、過去の設備投資による費用であり、また、安定供給のための設備投資確保の観点からも効率化効果は限定的。固定資産税、電源開発促進税などの公租公課(1.1兆円)は効率化が困難。
3. 人件費(1.4兆円)及び委託費等のその他経費(2.2兆円)については、安定供給のための費用の直接的な優先度の観点から、徹底的な見直しを行うべきであるが、全体の総括原価に占める割合は小さい。(人件費における法定厚生費や使用済燃料再処理等既発電費、補償費、損害保険料など、効率化困難なものも含まれる。)

《電気料金の総原価等》 (9社計平成20年料金改定ベース)

