

2013年度第2四半期 決算説明会資料

2013年11月



目次

I 2014年3月期 第2四半期決算概要

決算概要①	1
決算概要②	2
販売電力量	3
発電電力量	4
個別収支比較表①	5
個別収支比較表②	6
個別収支比較表③	7
連結収支比較表	8
セグメント情報	9
連結財政状態の概要	10
連結キャッシュ・フロー比較表	11
2013年度 業績見通しの概要	12
2013年度 個別業績見通し（対 前期）	13
配当予想について	14

II 経営状況

1 浜岡原子力発電所における安全対策①： 3,4号機の新規制基準を踏まえた追加対策の実施	15
3 浜岡原子力発電所における安全対策②： 3,4号機の地震対策の実施	16
4 浜岡原子力発電所における安全対策③： 安全性向上対策工事の工程	17
6 需給①；今夏の電力需給実績	18
7 需給②；今冬の電力需給見通し	19
8 燃料調達見通し	20
9 資金調達実績および調達計画について	21
10 2013年度 経営効率化の取り組みについて	22
11 電気料金の値上げ申請の概要	23
14 III 参考データ	24~55

I 2014年3月期 第2四半期決算概要

(注) 資料内の「年度」表記は4月から翌年3月までの期間を指します。

(例：2014年3月期は「2013年度」と表記)

資料内の「2Q」表記は4月から9月までの期間を指します。

決算概要①

■ 連結

- ・売上高（2.3%増）は、2010年度第2四半期以降、4年連続の増収
- ・2011年度第2四半期以降、3年連続の経常損失および四半期純損失

(億円, %)

	2013/2Q (A)	2012/2Q (B)	増減	
			(A-B)	(A-B)/B
売上高	13,674	13,361	313	2.3
営業損益	△ 119	169	△ 289	-
経常損益	△ 270	△ 2	△ 268	-
四半期純損益	△ 167	△ 7	△ 160	-

■ 個別

(億円, %)

	2013/2Q (A)	2012/2Q (B)	増減	
			(A-B)	(A-B)/B
売上高	12,826	12,656	169	1.3
営業損益	△ 192	114	△ 307	-
経常損益	△ 320	△ 32	△ 287	-
四半期純損益	△ 180	△ 13	△ 167	-

■ 主要諸元

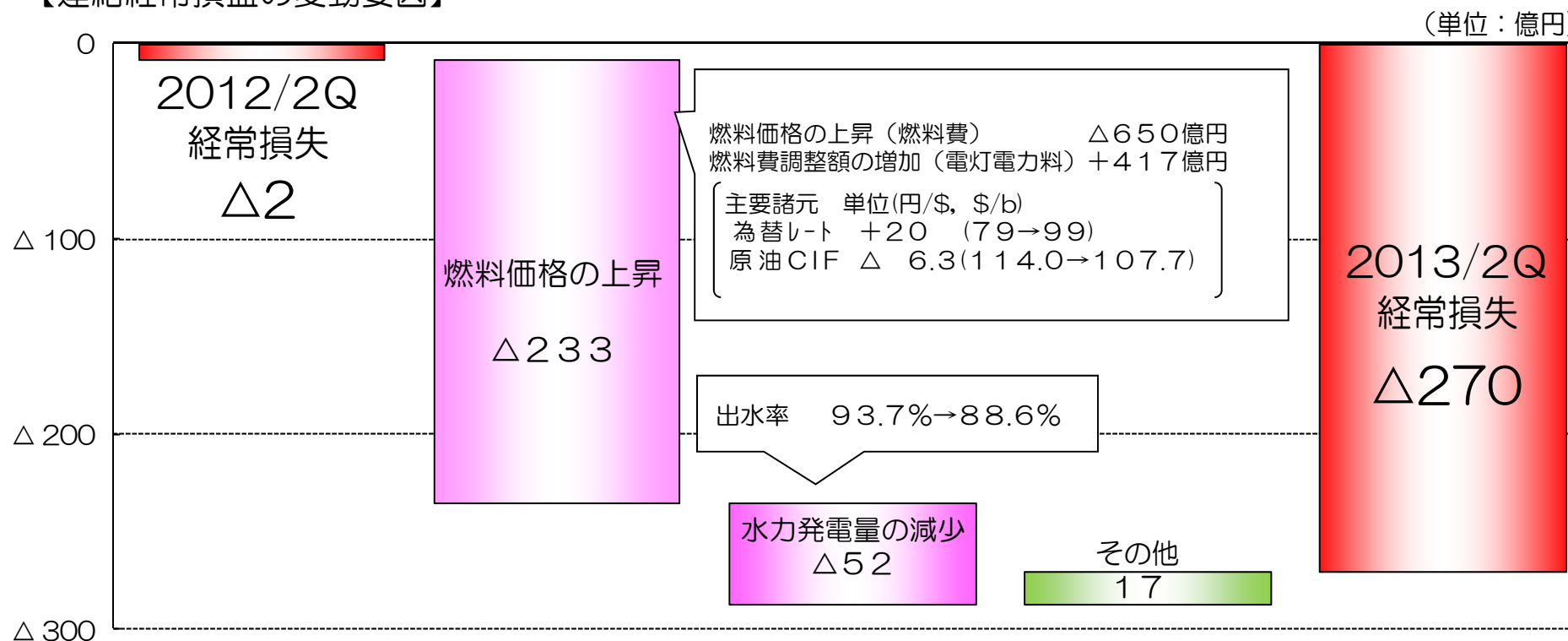
項目	2013/2Q (A)	2012/2Q (B)	増減 (A-B)
販売電力量 (億kWh)	628	633	△ 5
原油CIF価格 (\$/b)	107.7	114.0	△ 6.3
為替レート(円/\$)	99	79	20

※ 2013年度第2四半期の原油CIF価格は速報値

＜前年同期比較 連結経常損益の主な変動要因＞

- ・ 燃料価格の上昇 △ 233億円
- ・ 水力発電量の減少 △ 52億円
- ・ その他 17億円

【連結経常損益の変動要因】



<規制対象需要>

- 電灯 節電の定着などから1.1%減少し 162億kWh
- 電力 契約数の減少などから3.5%減少し 30億kWh

<自由化対象需要>

- 業務用 前年同期並みの 114億kWh
- 産業用 素材型産業の生産減などから0.9%減少し 322億kWh

(億kWh, %)

		2013/2Q (A)	2012/2Q (B)	増減	
				(A-B)	(A-B)/B
規制対象 需要	電灯	162	164	△ 2	△ 1.1
	電力	30	31	△ 1	△ 3.5
	計	192	195	△ 3	△ 1.5
自由化対象 需要	業務用	114	114	0	0.2
	産業用他	322	324	△ 2	△ 0.9
	計	436	438	△ 2	△ 0.6
合計		628	633	△ 5	△ 0.9

- 水力発電量 湧水(出水率 2013/2Q : 88.6%、2012/2Q : 93.7%)により、2億kWh減少
- 火力発電量 上記に加え、融通・他社受電量の減少などにより、37億kWh減少

(億kWh, %)

		2013/2Q (A)	2012/2Q (B)	増減	
				(A-B)	(A-B)/B
自 社	水力 (出水率)	46 (88.6)	48 (93.7)	Δ 2 (Δ 5.1)	Δ 3.9
	火力	582	619	Δ 37	Δ 6.0
	原子力 (設備利用率)	— (—)	— (—)	— (—)	—
	新エネルギー	0	0	0	2.3
融通・他社受電		59	23	36	147.8
揚水用		Δ 7	Δ 7	0	Δ 2.9
合計		680	683	Δ 3	Δ 0.5

個別収支比較表①

5

(億円, %)

	2013/2Q (A)	2012/2Q (B)	増減		主な増減要因
			(A-B)	(A-B)/B	
電灯電力料	11,676	11,221	455	4.1	燃料費調整額 +417
販売電力料・ 託送収益等	406	996	△ 590	△ 59.2	地帯間販売電力料の減
再エネ特措法交付金	280	44	236	532.5	再生可能エネルギーの買取増
その他収益	112	109	3	2.8	
電気事業営業収益	12,476	12,372	104	0.8	
附帯事業営業収益	350	284	65	23.0	ガス供給事業の増
営業収益計 (売上高)	12,826	12,656	169	1.3	

(億円未満切り捨て)

個別収支比較表②

6

(億円, %)

	2013/2Q (A)	2012/2Q (B)	増減		主な増減要因
			(A-B)	(A-B)/B	
人件費	948	916	31	3.5	退職給与金 +41 (数理計算上の差異 +51)
燃料費	6,209	6,102	106	1.7	火力燃料費 +106 (数量減 Δ 458、燃料価格上昇 +650 ほか)
原子力バックフィット費用	74	77	Δ 3	Δ 4.0	
購入電力料・託送料等	1,326	1,070	255	23.9	再生可能エネルギーの買取増
修繕費	969	1,153	Δ 184	Δ 16.0	火力 Δ 132
減価償却費	1,269	1,267	1	0.1	
公租公課	631	635	Δ 4	Δ 0.7	
再エネ特措法納付金	187	45	141	309.7	
その他費用	1,037	992	44	4.5	
電気事業営業費用	12,653	12,263	390	3.2	
附帯事業営業費用	366	279	86	31.1	ガス供給事業の増
営業費用計	13,019	12,542	476	3.8	

(億円未満切り捨て)

個別収支比較表③

(億円, %)

	2013/2Q (A)	2012/2Q (B)	増減		主な増減要因	
			(A-B)	(A-B)/B		
営業損益	△ 192	114	△ 307	—		
営業外収益	109	75	33	44.6		
営業外費用	237	222	14	6.6		
経常損益	経常収益	12,936	12,732	203	1.6	
	経常費用	13,256	12,765	491	3.9	
		△ 320	△ 32	△ 287	—	
湯水準備金	△ 79	△ 29	△ 49	—		
特別利益	—	71	△ 71	—	(2012) 浜岡原子力発電所1,2号機に関する「原子力発電所運転終了関連損失引当金戻入額」	
法人税等	△ 60	81	△ 141	—		
四半期純損益	△ 180	△ 13	△ 167	—		

(億円未満切り捨て)

連結収支比較表

8

(億円, %)

		2013/2Q (A)	2012/2Q (B)	増減	
				(A-B)	(A-B)/B
電気事業	営業収益 (売上高)	12,469	12,363	105	0.9
	営業費用	12,609	12,216	392	3.2
	営業損益	△ 139	146	△ 286	—
その他事業	営業収益 (売上高)	1,204	997	207	20.8
	営業費用	1,184	974	209	21.5
	営業損益	20	22	△ 2	△ 10.4
合計	営業収益 (売上高)	13,674	13,361	313	2.3
	営業費用	13,794	13,191	602	4.6
	営業損益	△ 119	169	△ 289	—
営業外	営業外収益	91	61	30	50.3
	営業外費用	242	232	9	4.1
経常損益		△ 270	△ 2	△ 268	—
濁水準備金		△ 79	△ 29	△ 49	—
特別利益		—	71	△ 71	—
法人税等		△ 30	107	△ 137	—
少数株主利益又は損失 (△)		7	△ 1	8	—
四半期純損益		△ 167	△ 7	△ 160	—

内部取引相殺消去後

(億円未満切り捨て)

(億円)

		2013/2Q (A)	2012/2Q (B)	増減 (A-B)
電気事業	外部売上高	12,469	12,363	105
	営業損益*	△ 176	109	△ 285
エネルギー事業	外部売上高	391	301	90
	中電附帯	267	183	84
	子会社	123	117	5
	営業損益*	△ 10	△ 4	△ 6
	中電附帯	△ 13	△ 9	△ 3
	子会社	2	5	△ 3
	(ガス販売量：万t)	(40)	(33)	(7)
その他	外部売上高	813	696	117
	中電附帯	9	36	△ 27
	子会社	804	659	144
	営業損益*	68	65	3
	中電附帯	△ 2	14	△ 17
	子会社	71	50	20
内部取引(セグメント間ほか) 相殺消去	営業損益	△0	△0	0
合 計	外部売上高	13,674	13,361	313
	営業損益	△ 119	169	△ 289

※各事業の営業損益は内部取引（セグメント間ほか）相殺消去前

(億円)

	2013/9末 (A)	2013/3末 (B)	増減 (A-B)
総資産	58,070	58,827	△ 757
負債	43,313	43,916	△603
純資産	14,756	14,911	△ 154

自己資本比率(%)	24.8 (22.6)	24.7 (22.8)	0.1 (△ 0.2)
有利子負債残高	32,773 (33,196)	32,605 (32,969)	168 (227)
期末金利	(1.28)	(1.28)	(0.00)

()内は個別

(億円未満切り捨て)

連結キャッシュフロー比較表

11

(億円)

	2013/2Q (A)	2012/2Q (B)	増減 (A-B)
営業活動による キャッシュ・フロー (a)	525	700	△ 175
投資活動による キャッシュ・フロー (b)	△ 1,277	△ 1,743	466
財務活動による キャッシュ・フロー	△ 50	2,263	△ 2,313
フリー・キャッシュ・ フロー (a+b)	△ 751	△ 1,042	291
	2013/9末 (A)	2013/3末 (B)	増減 (A-B)
現金及び現金同等物の 期末残高	5,423	6,219	△ 796

(億円未満切り捨て)

2013年度 業績見通しの概要

12

■ 連結

(億円)

	2013年度予想 今回公表 (A)	2013年度予想 9/17公表 (B)	増減 (A)-(B)
売上高	27,500	27,200	300
営業損益	△ 650	△ 650	-
経常損益	△ 1,000	△ 1,000	-
当期純損益	△ 650	△ 650	-

[連結経常損益の主な変動要因] (億円)

販売電力量の増 (燃料費差引後)	+ 40
委託費の増 など	△ 40
経常損益への影響	—

■ 個別

(億円)

	2013年度予想 今回公表 (A)	2013年度予想 9/17公表 (B)	増減 (A)-(B)
売上高	25,700	25,600	100
営業損益	△ 800	△ 800	-
経常損益	△ 1,100	△ 1,100	-
当期純損益	△ 700	△ 700	-

■ 主要諸元

	2013年度予想 今回公表 (A)	2013年度予想 9/17公表 (B)	増減 (A)-(B)	変動影響額 (億円)
販売電力量 (億kWh)	1,256程度	1,241 程度	15程度	1% 30
原油C I F 価格 (\$/b)	111程度	113 程度	△ 2程度	1\$/b 90 ※1,2
為替レート(円/\$)	98程度	98 程度	同程度	1円/\$ 120 ※1

※1 燃料費に対する変動影響額を記載しています。なお、原油CIF価格および為替レートの変動については、平均燃料価格が変動する場合に燃料費調整制度が適用され、収入に反映されます。

※2 LNG価格は原油価格の影響を受けることから、影響度合いを考慮して算定しています。

2013年度 個別業績見通し（対前期）

13

(億円)

	2013年度 予想 (A)	2012年度 実績 (B)	増減 (A)-(B)
売上高	25,700	24,856	840程度
営業費用	26,500	25,145	1,350程度
営業損益	△ 800	△ 289	△ 510程度
経常損益	△ 1,100	△ 521	△ 580程度
当期純損益	△ 700	△ 353	△ 350程度

[経常損益の主な変動要因]

(億円)

販売電力量の減 (燃料費差引後)	△ 60
燃料価格の上昇 (燃料費調整額考慮後)	△ 310
その他（水力発電量の減 など）	△ 210
<hr/>	
経常損益への影響	△ 580

■ 主要諸元

	2013年度 予想 (A)	2012年度 実績 (B)	増減 (A-B)
販売電力量 (億kWh)	1,256程度	1,266	△ 10程度
原油CIF価格 (\$/b)	111程度	113.9	△ 3程度
為替レート(円/\$)	98程度	83	15程度
原子力利用率 (%)	—	—	—

2014年3月期の中間配当につきましては、厳しい経営状況などを総合的に勘案した結果、大変申し訳なく存じますが、見送らせていただきました。
 また、期末配当につきましても、見送らせていただく予定です。

■配当の状況（個別）

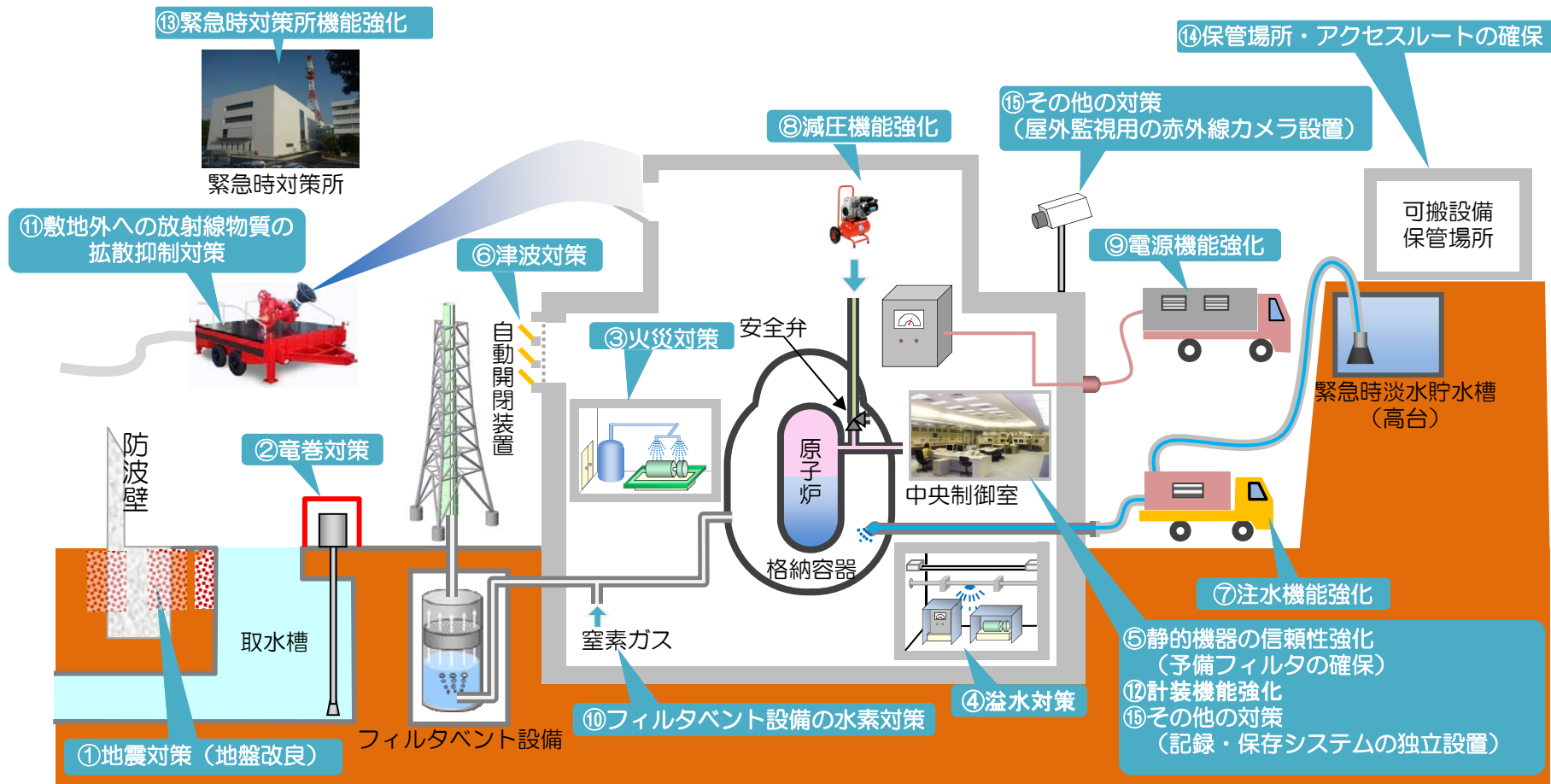
	1株当たり配当金		
	中間	期末	年間
2013年度	0円 (実績)	0円 (予想)	0円 (予想)
2012年度	25円	25円	50円

Ⅱ 経営状況

浜岡原子力発電所における安全対策①： 15

3,4号機の新規制基準を踏まえた追加対策の実施

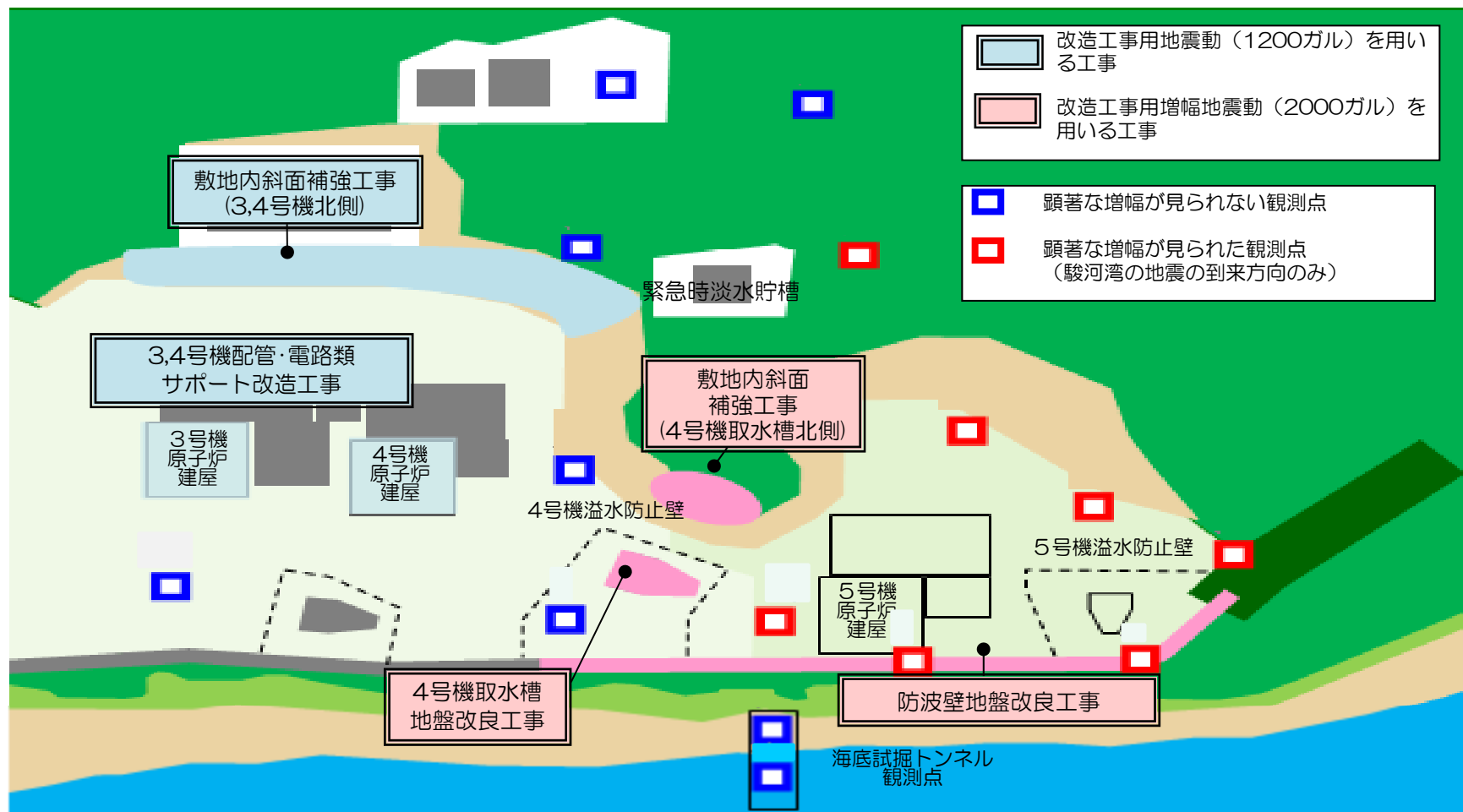
- (2013年9月25日公表) 新規制基準に速やかに適合するための必要な対応として、これまで自主的に取り組んできた津波対策や重大事故対策の他に、地震対策、竜巻対策、火災対策および重大事故への対応としての注水機能強化などの追加対策を実施。



浜岡原子力発電所における安全対策②： 16

3,4号機の地震対策の実施

- (2013年9月25日公表) 耐震設計上重要な施設等を対象に、下記の改造工事用地震動および改造工事用増幅地震動を設定したうえで、配管・電路類サポート等について工事を実施。
3,4号機：1200ガル、5号機周辺の防波壁や4号機取水槽等：2000ガル



浜岡原子力発電所における安全対策③： 安全性向上対策工事の工程

- 今回実施を決定した追加対策については、設計進捗や工事物量等を勘案して、4号機、3号機の順に工事に着手する。
- 現場の作業輻輳等により工事期間が必要なことから、4号機は2015年9月末、3号機は2016年9月末の完工を目標に進める。
- 現在実施中の津波対策および重大事故対策についても、追加対策の設計等を反映し、追加対策の完工目標までに工事を終える予定。
- 緊急時制御室などの特定重大事故等対処施設および5号機については、引き続き検討を進めていく。

		2013年度	2014年度	2015年度	2016年度
4号機	津波対策	追加対策の設計等を反映			
	重大事故対策	追加対策の設計等を反映			
	新規制基準を踏まえた追加対策	地震対策、竜巻対策、火災対策および重大事故への対応としての注水機能強化等			
3号機	津波対策	追加対策の設計等を反映			
	重大事故対策	追加対策の設計等を反映			
	新規制基準を踏まえた追加対策		地震対策、竜巻対策、火災対策および重大事故への対応としての注水機能強化等		

■今夏の需要実績

- 2010年並みの猛暑を上回る気象条件となったものの、多くのお客さまによる節電のご協力。
⇒最大電力は2010年実績を134万kW下回り、2,564万kWとなった。

最大3日平均電力		差(A-B)	差の内訳	
2013年8月(A)	2010年8月(B)			
2,564万kW	2,698万kW	△134万kW	節電効果	△140万kW程度
			気象影響	31万kW程度
			景気影響等	△25万kW程度

■供給力

- 2013年7月に上越火力発電所2-1号（出力：57.6万kW）が営業運転開始。
 - 供給余力の範囲内で電力需給が厳しい関西電力および九州電力の要請に対して最大で125万kWの応援融通を実施。
- ⇒供給力は2,766万kWとなり、安定供給を確保

（参考）最大3日平均電力バランス（発電端）

項目	2013年度	2012年度	2010年度
最大電力	2,564万kW	2,457万kW	2,698万kW
供給力	2,766万kW	2,729万kW	3,002万kW
予備力	202万kW	271万kW	304万kW
予備率	7.9%	11.0%	11.3%

※四捨五入の関係で合計が合わないことがある

需給②：今冬の電力需給見通し

19

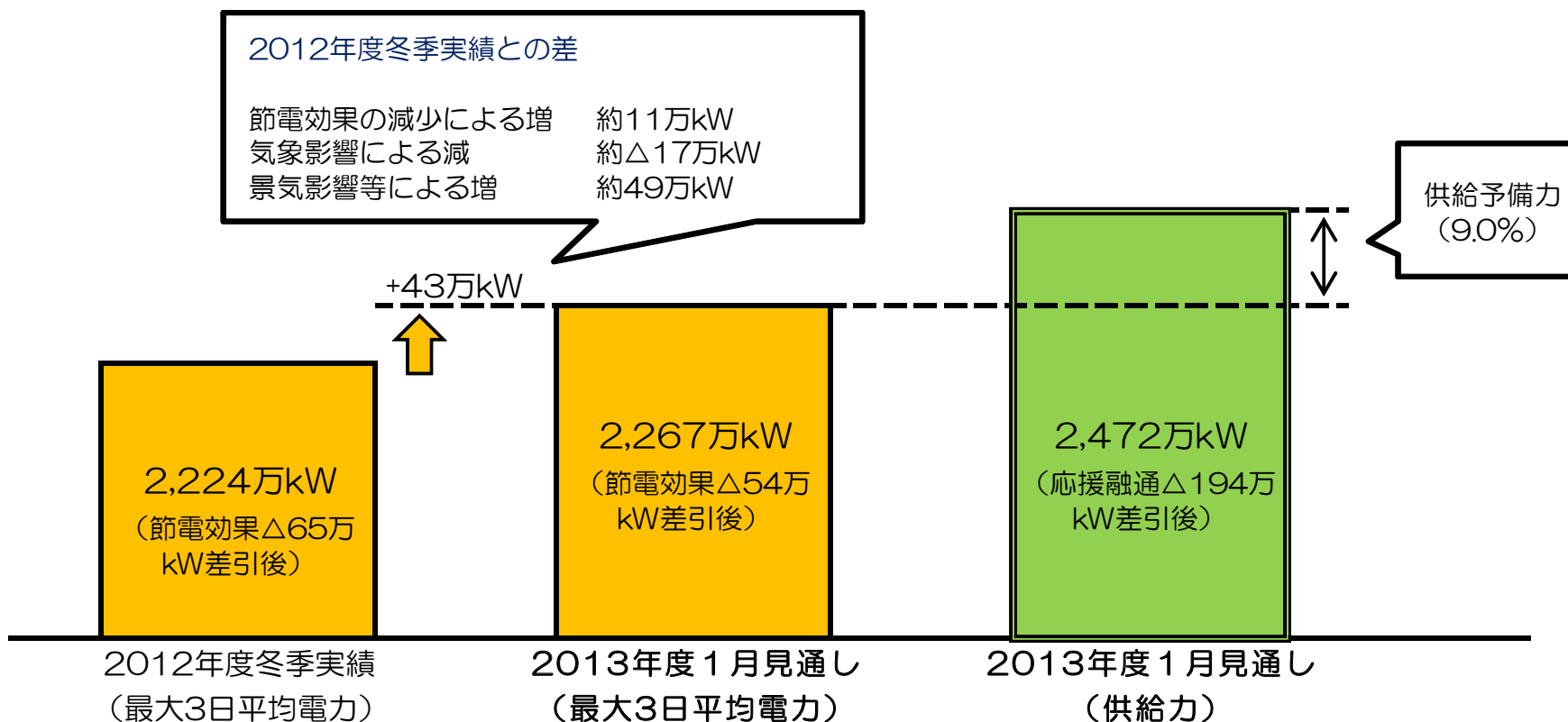
■最大電力（最大3日平均電力）

- 2012年度冬季実績値に、お客さまの節電や気象・景気影響等の差分を含み、2,267万kWと想定。
（節電効果は、今夏の節電実績やアンケート調査等の結果に基づき54万kW程度と見込む。）

■供給力

- 中部地域の安定供給に必要な供給力を確保したうえで、需給ひっ迫が見込まれる他電力会社の要請を受けて実施する平日昼間帯194万kW程度の応援融通を見込み、2,472万kWと想定。

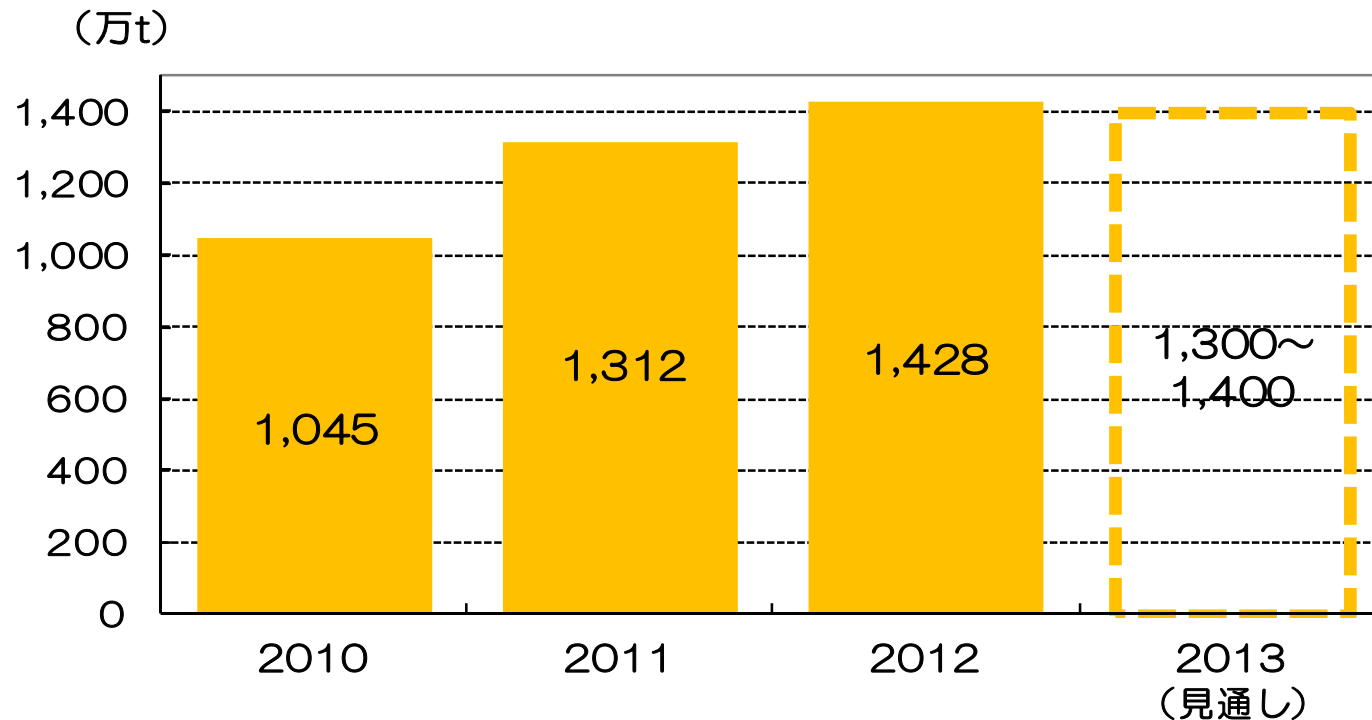
⇒期間を通して、安定供給を確保できる見通し



■燃料調達の見通し（LNG）

- 浜岡原子力発電所停止以降、原子力発電量の減少分の多くをLNG火力で代替。
- 需給状況にもよるが、2013年度については、2011年度、2012年度と同水準の所要量が必要となった場合でも、対応可能なように売主と交渉を開始しており、所要量を確保できる見通し。

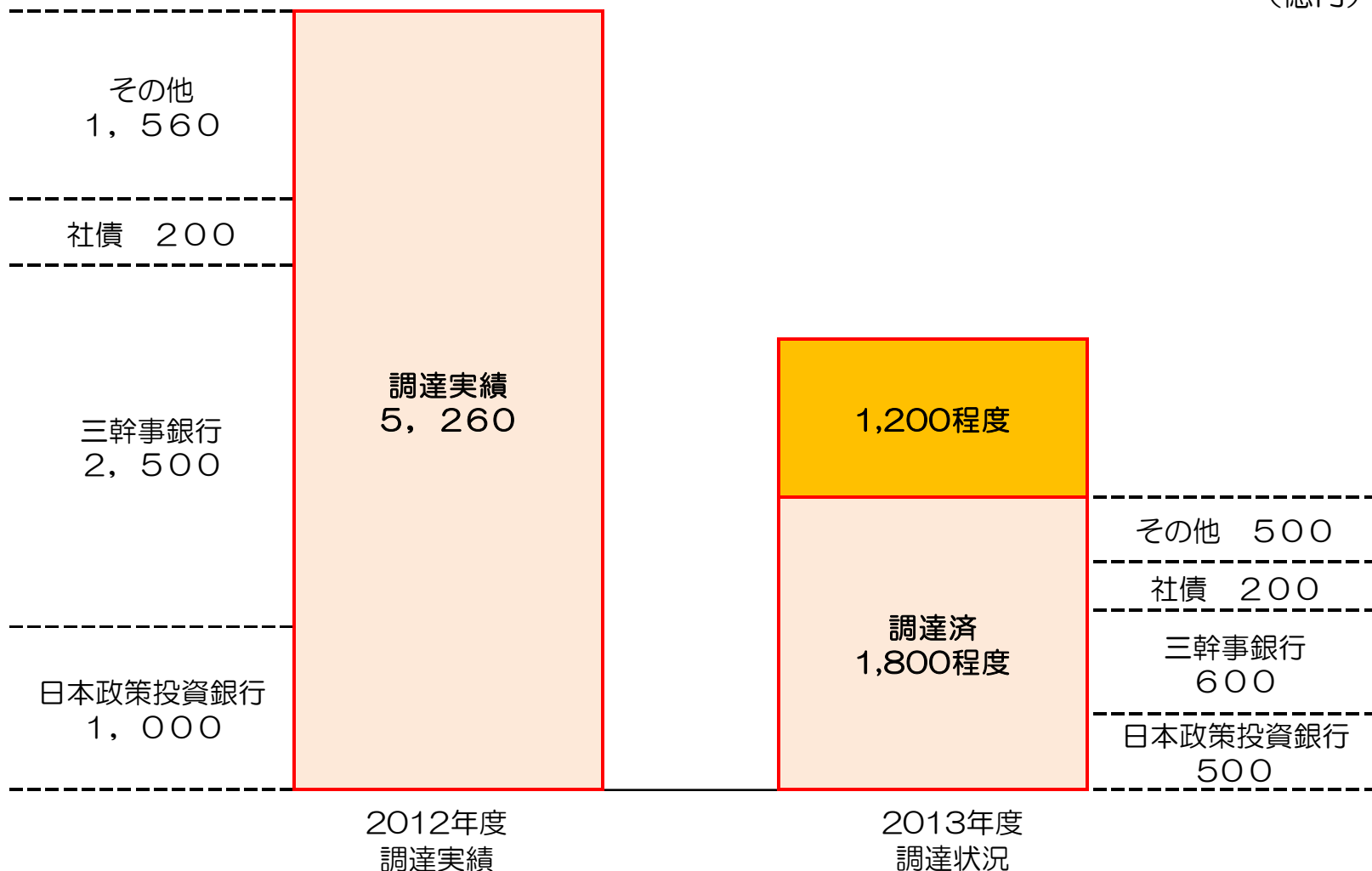
（参考）LNGの調達実績について



■2013年度の資金調達計画と調達状況について

- 2013年度の長期資金の調達計画は、3,000億円程度
- なお、第2四半期末(9月末)までに、1,800億円程度の調達を実施

(億円)



■2013年度経営効率化額

(億円)

項目		2013年度	内容	2012年度 (参考)
投資の削減		700 程度	【設備投資】 ・工事の実施時期、範囲、工法等の見直し ・資機材・役務調達コストの削減 【海外投資】 ・新規投資の厳選	600程度
費用の削減	修繕費	200	・工事の実施時期、範囲、工法等の見直し ・資機材・役務調達コストの削減 ・グループ会社と一体となった効率化	100
	諸経費	170	・広報・販売活動や研究開発・システム開発などの内容・規模の見直し	150
	燃料費	170	・経済的な燃料調達（LNGの安価な調達） ・火力燃料費の削減	150
	人件費	40	・賞与の削減 ・時間外労働の削減	20
	小計	600 程度		400 程度
計		1,300 程度		1,000 程度

- 2013年10月29日に、2014年4月1日から規制部門で4.95%の値上げを経済産業大臣に申請（自由化部門は8.44%）
- 今後、申請原価に織り込んだ経営効率化の取り組みを着実に実施し、早期に収益基盤の再構築を図る

【 原価算定の主要諸元 】

	今回 (2014~2016平均) A	前回 (2008) B	増減 A-B
販売電力量 (億kWh)	1,262	1,357	△ 95
原油価格 (\$/b)	105.5	82.9	22.6
為替レート (円/\$)	99.0	113.0	△ 14.0
原子力利用率 (3~5号機利用率) (%)	12.4 (12.4)	59.6 (83.0)	△47.2 (△70.6)
事業報酬率 (%)	2.9	3.2	△ 0.3
経費対象人員 (人)	17,975	16,057	1,918

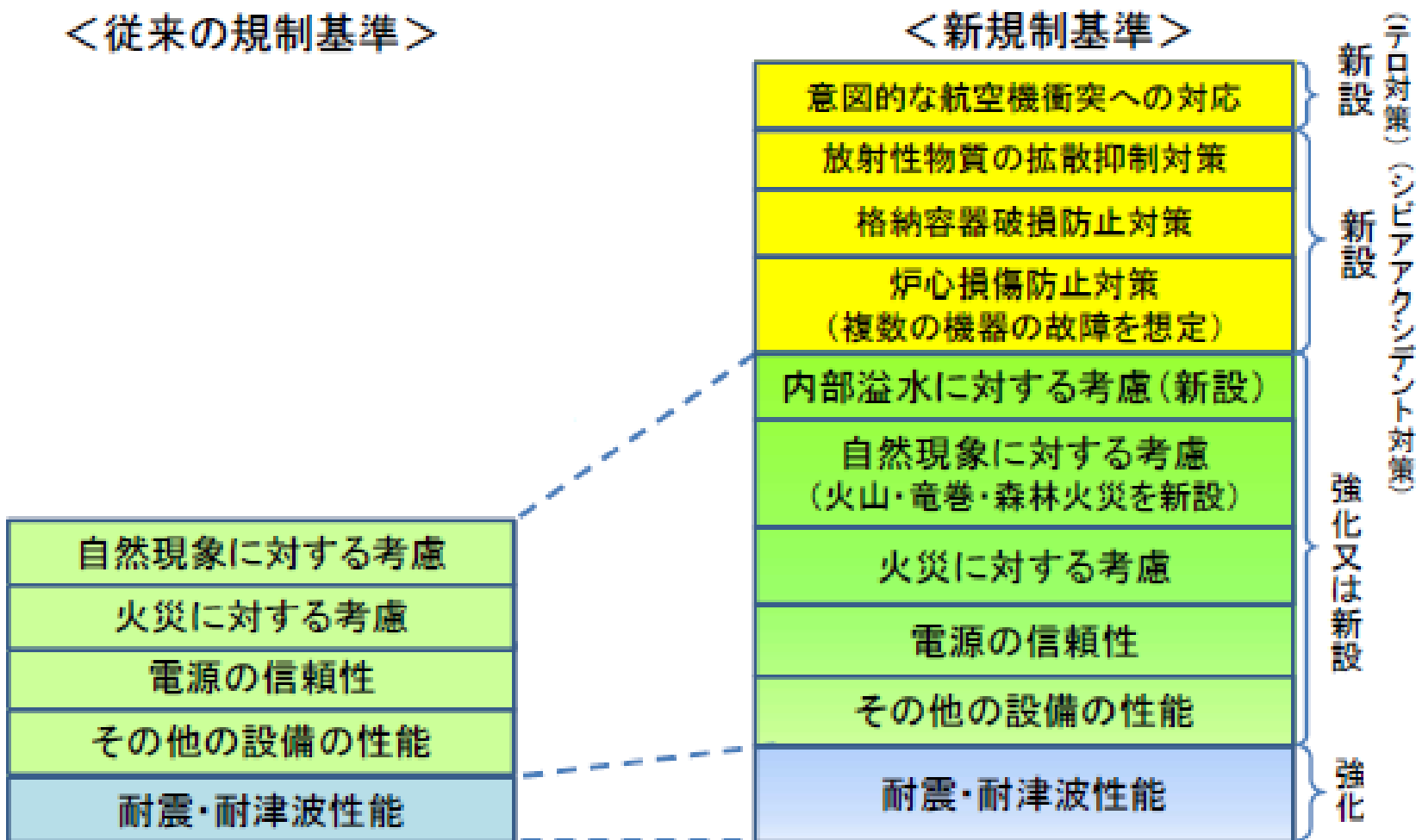
- ・ 原油価格・為替レートは直近3ヶ月の貿易統計価格（2013年6~8月の平均値）を参照
- ・ 原価算定上の前提条件として、浜岡原子力発電所4号機は2016年1月、3号機は2017年1月から発電電力量を織り込み。なお、5号機については、原価算定期間中（2014~2016年度）の発電電力量は未織り込み。
また、原子力利用率の下段()内は2009年1月に運転終了した浜岡1・2号機を除いた値を表示

III 参考データ

新規制基準①：新規制基準の概要	24	燃料調達①：LNG契約の状況	38
新規制基準②：新規制基準施行後の審査・ 検討の進め方（イメージ）	25	燃料調達②：LNG船定期傭船契約の概要	39
新規制基準③：40年規制の影響	26	燃料調達③：石炭トレーディングの推進	40
浜岡原子力発電所①：重大事故対策 （フィルタベント設備の設置）	27	燃料調達④：エネルギー資源の権益取得	41
浜岡原子力発電所②：5号機 主復水器細管損傷による 海水流入	28	燃料調達⑤：燃料調達の状況（2012年度）	42
浜岡原子力発電所③：防災対策の強化について	29	再生可能エネルギー①：固定価格買取制度	43
電力システム改革①：電力システム改革の工程	30	再生可能エネルギー②：当社の取り組み	44
電力システム改革②：スマートメーター	31	成長事業①：販売戦略	45
需給①：全国の電力需給見通し（1月）	32	成長事業②：東京電力とのビジネスアライアンス	46
需給②：電力会社相互応援能力の強化	33	成長事業③：ダイヤモンドパワー株式会社の株式取得	47
需給③：電源設備構成・発電電力量構成	34	成長事業④：海外エネルギー事業	48
火力発電設備①：高効率LNG火力発電所の開発	35	決算①：燃料費調整制度と火力燃料費について	49
火力発電設備②：LNG設備増強計画	36	決算②：退職給与金（個別）	50
火力発電設備③：火力設備等における大規模地震対策	37	決算③：キャッシュフローの推移（個別）	51
		決算④：自己資本比率・D/Eレシオの推移	52
		値上げ申請①：料金改定時の原価の推移	53
		値上げ申請②：今回改定における料金原価	54
		値上げ申請③：経営効率化への取り組み	55

新規制基準①：新規制基準の概要

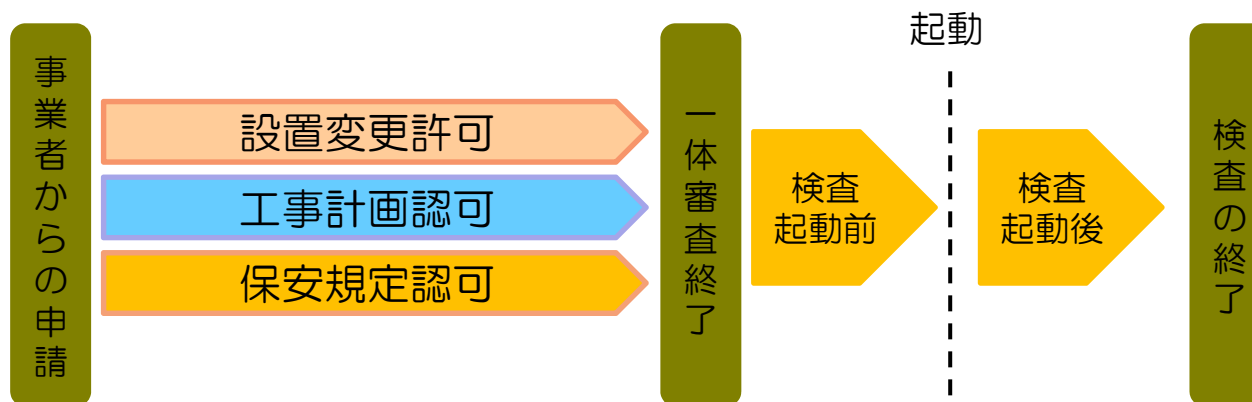
- ▶ 従来と比較すると、シビアアクシデントを防止するための基準を強化するとともに、万一シビアアクシデントやテロが発生した場合に対処するための基準を新設



新規制基準施行後の審査・検査の進め方（イメージ）

- 新規制基準への適合性に係る申請では、設備の設計や運転管理体制等、ハード・ソフトの両面の実効性を一体的に審査することとし、設置許可、工事計画認可、保安規定認可について、事業者から同時期に申請を受け付け、同時並行的に審査を実施。

【新規制基準への適合性に係る申請】



＜原子炉等規制法 第43条の3の31＞

- 発電用原子炉を運転できる期間を、運転開始から40年とし、その満了までに認可を受けた場合には、1回に限り延長することを認める。
- 延長期限の上限は20年を超えない期間を政令で定める。

■当社原子力の状況

当社の原子力は、経年の少ないものが多いため、最も建設年次の古い浜岡3号機でも経年40年を迎えるのは2027年であり、それまでに対応を検討していくこととなる。

	出力 (万kW)	運転開始日	2013年9月末 における経過年数
浜岡3号機	110.0	1987年8月28日	26年
浜岡4号機	113.7	1993年9月 3日	20年
浜岡5号機	138.0	2005年1月18日	8年

重大事故対策（フィルタベント設備の設置）

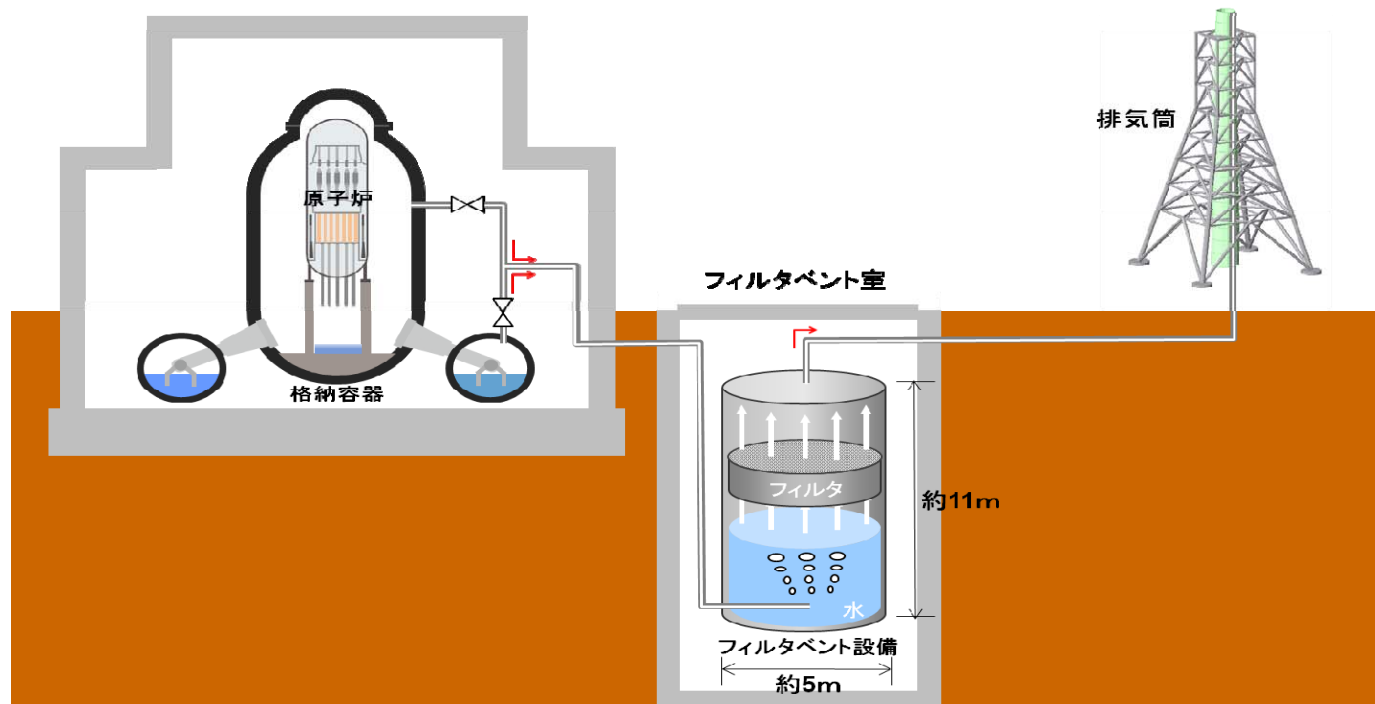
放射性物質の大規模な放出の防止対策

- 格納容器の破損防止のため格納容器ベントが必要となる。この際に粒子状の放射性物質（セシウム等）の放出を低減して土地の汚染を防止するため、フィルタベント設備を設置する。
- これにより、粒子状放射性物質の放出を1/1000以下に抑えることができる。

格納容器の破損防止対策

- 格納容器の圧力を減圧し、過圧による破損を防止する。

対策完了目標：2015年9月末（4号機）、2016年9月末（3号機）



浜岡原子力発電所②： 5号機 主復水器細管損傷による海水流入

28

経緯

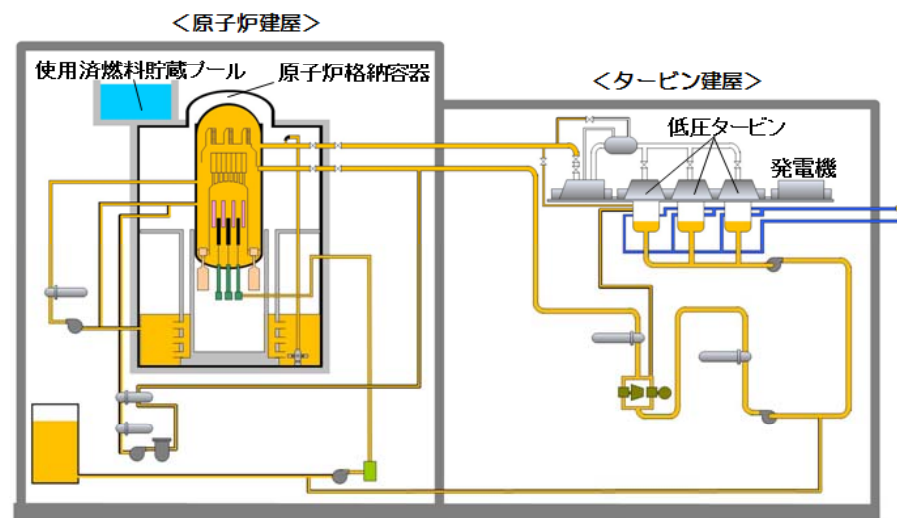
- 2011年5月14日、5号機の原子炉停止後、冷温停止に向け操作を実施中、蒸気冷却用の海水が流れる主復水器内の細管が一部損傷。主復水器に400トン、原子炉に5トンの海水が流入する事象が発生。

設備への影響調査状況

- 海水流入環境を再現した模擬試験および、実機の分解・開放点検等による機器の腐食影響調査を実施中。
- これまでの点検状況は以下のとおり。
 - ・原子炉圧力容器の内張り材などで腐食等を確認したが、現在の状態における原子炉およびタービン設備の安全性に影響をおよぼすものではないと考えている。
 - ・海水流入時に装荷されていた燃料の外観観察の結果、燃料部材に異常は見られなかった。

今後の予定

- 原子炉圧力容器および炉内構造物は、2014年9月を目途に点検・評価を完了する予定。
- 上記以外の設備、燃料の点検・評価については、2013年度中に完了する予定。
- 点検・評価の状況については、適宜、国の検討会に報告し、確認をいただく予定。



黄色の着色部が海水流入影響範囲

■ 原子力防災体制の見直し・強化

- 防波壁の設置などのハード面の対策に加え、ソフト面の対策として、万が一、原子力災害が発生した場合にも、早期に事態を収束するために、グループ会社も含めた防災体制を強化する。
- 地震・津波を起因とした原子力災害に対応するため、教育・訓練・手順書の充実を図り、災害時対応能力の向上を図る。

■ 防災資機材および設備の整備・強化

- 社内外の情報伝達に必要な通信機材（TV会議システムなど）、事故時に使用する放射線測定機材などを充実させるとともに、各種資機材を確実に輸送するための輸送手段を整備する。

■ 国・自治体などとの連携強化

- 自治体の地域防災計画改正に積極的に協力していく。また、万が一、原子力災害が発生した場合にも一体となった対策がとれるよう、国・自治体が計画する防災訓練に積極的に参加し、連携を強化していく。



<社内訓練>

発電所構内の50万V開閉所で、退避する現場作業員の汚染レベルをサーベイメーターで測定する訓練の様子



<静岡県主催の訓練における連携>

派遣した配電巡視要員が使用する作業車両を自衛隊ヘリコプターで空輸する訓練の様子

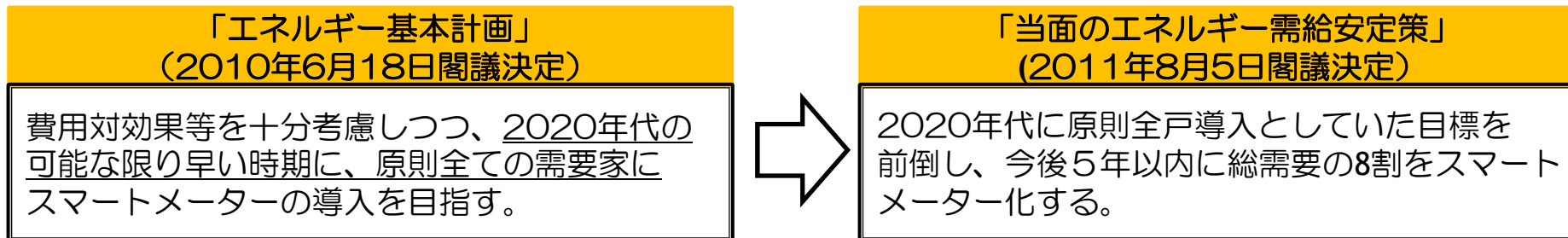
- 2013年通常国会 電気事業法改正案が提出されるも廃案
- 2013年秋の臨時国会 法案再提出

(参考) 電気事業法改正案 (2013年10月15日 閣議決定)

	実施時期	法案提出時期
【第1段階】 広域的運営推進機関の設立	2015年を目途に設立	本年通常国会に法案提出、廃案。 秋の臨時国会に再度提出 (第2段階、第3段階の改正につ いてのプログラム規定を置く)
【第2段階】 電気の小売業への参入の全面自由化	2016年を目途に実施	2014年通常国会に法案提出
【第3段階】 法的分離による送配電部門の中立性 の一層の確保、電気の小売料金の 全面自由化	2018年から2020年までを 目途に実施	2015年通常国会に法案提出 することを目指すものとする

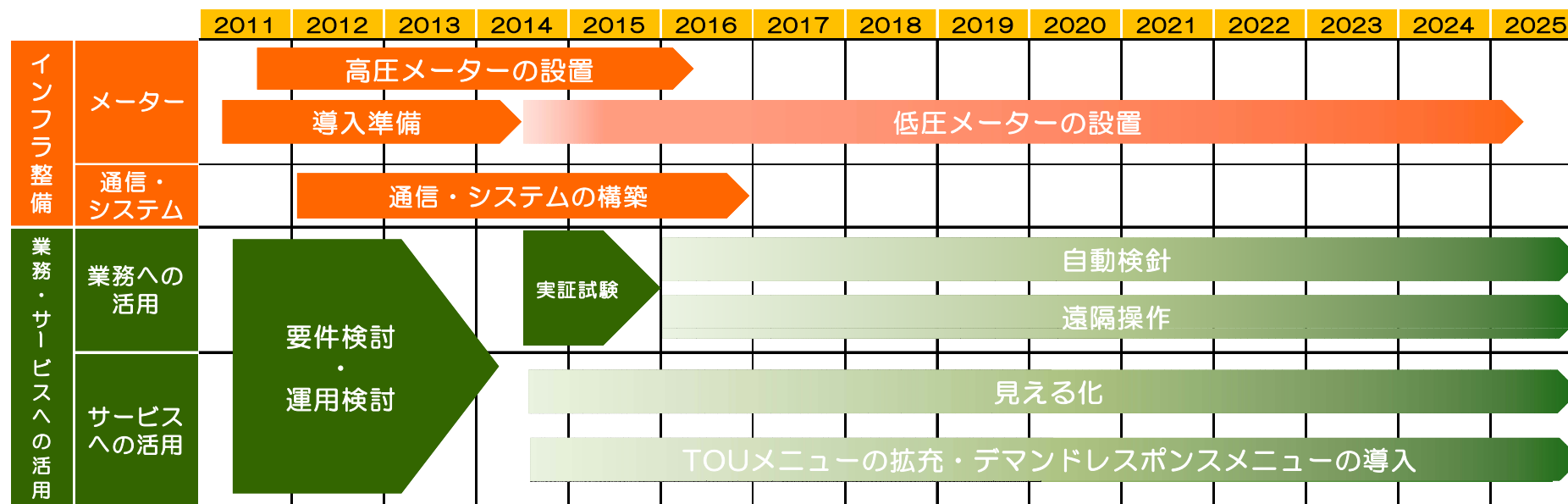
出所：経済産業省公表資料 (2013年10月)

■スマートメーター導入を巡る国の議論動向

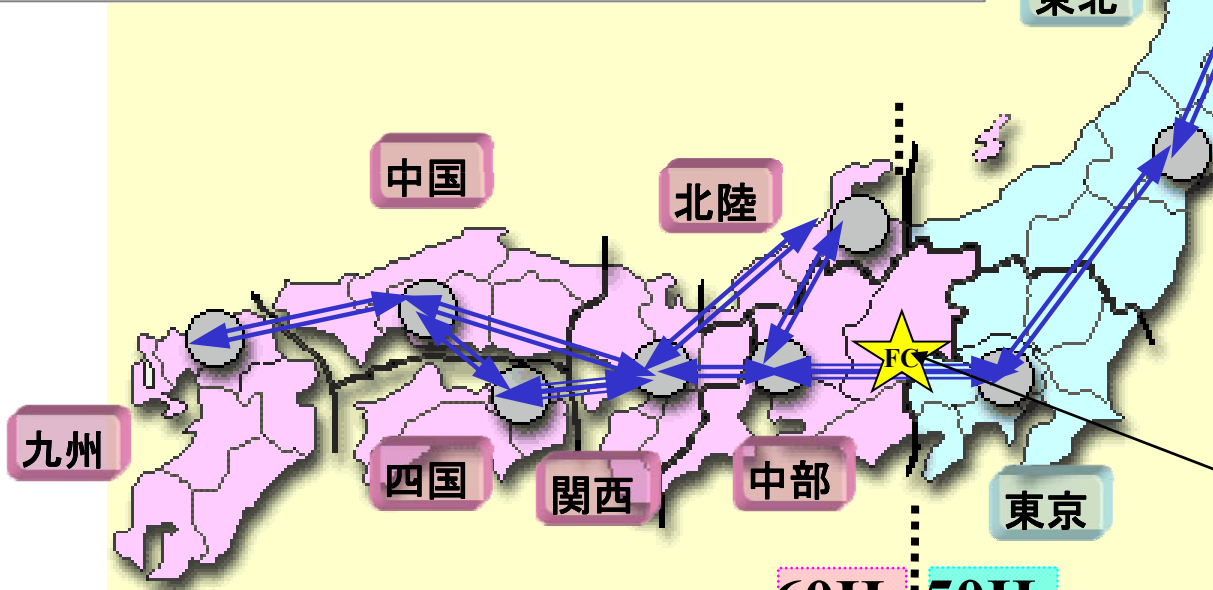
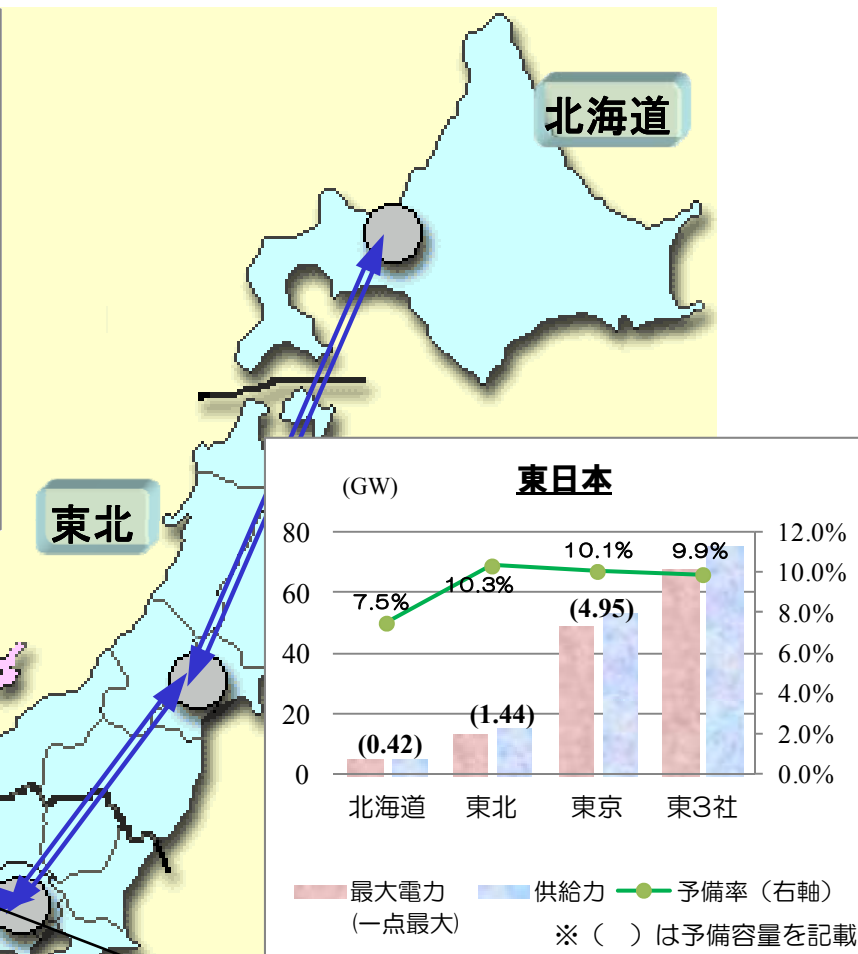
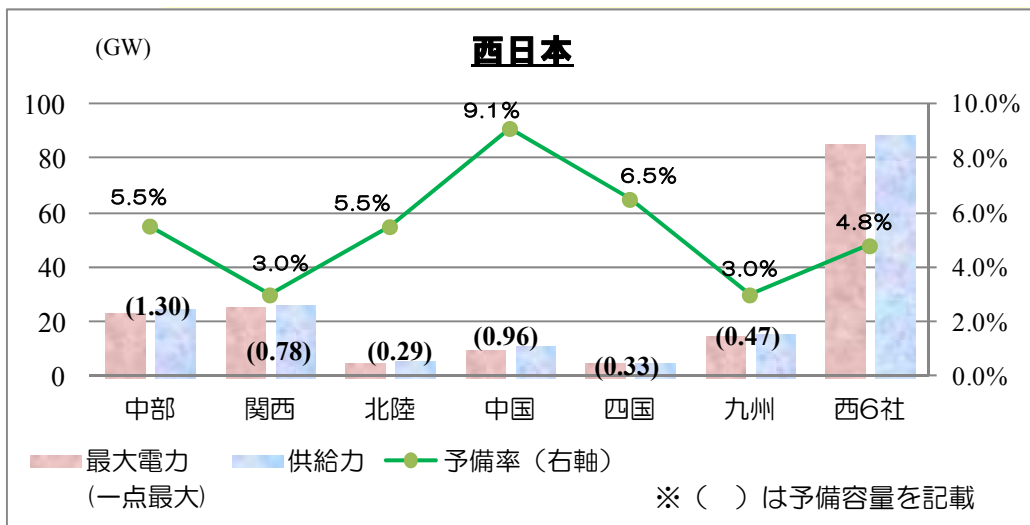


■スマートメーター導入計画

「2016年度末に総需要の8割をスマートメーター化する」との閣議決定内容の実現を目指していく。



需給①：全国の電力需給見通し（1月）



周波数変換装置の容量

◇新信濃（東京）×2	: 60万kW
◇佐久間（電発）	: 30万kW
◇東清水（中部）	: 30万kW

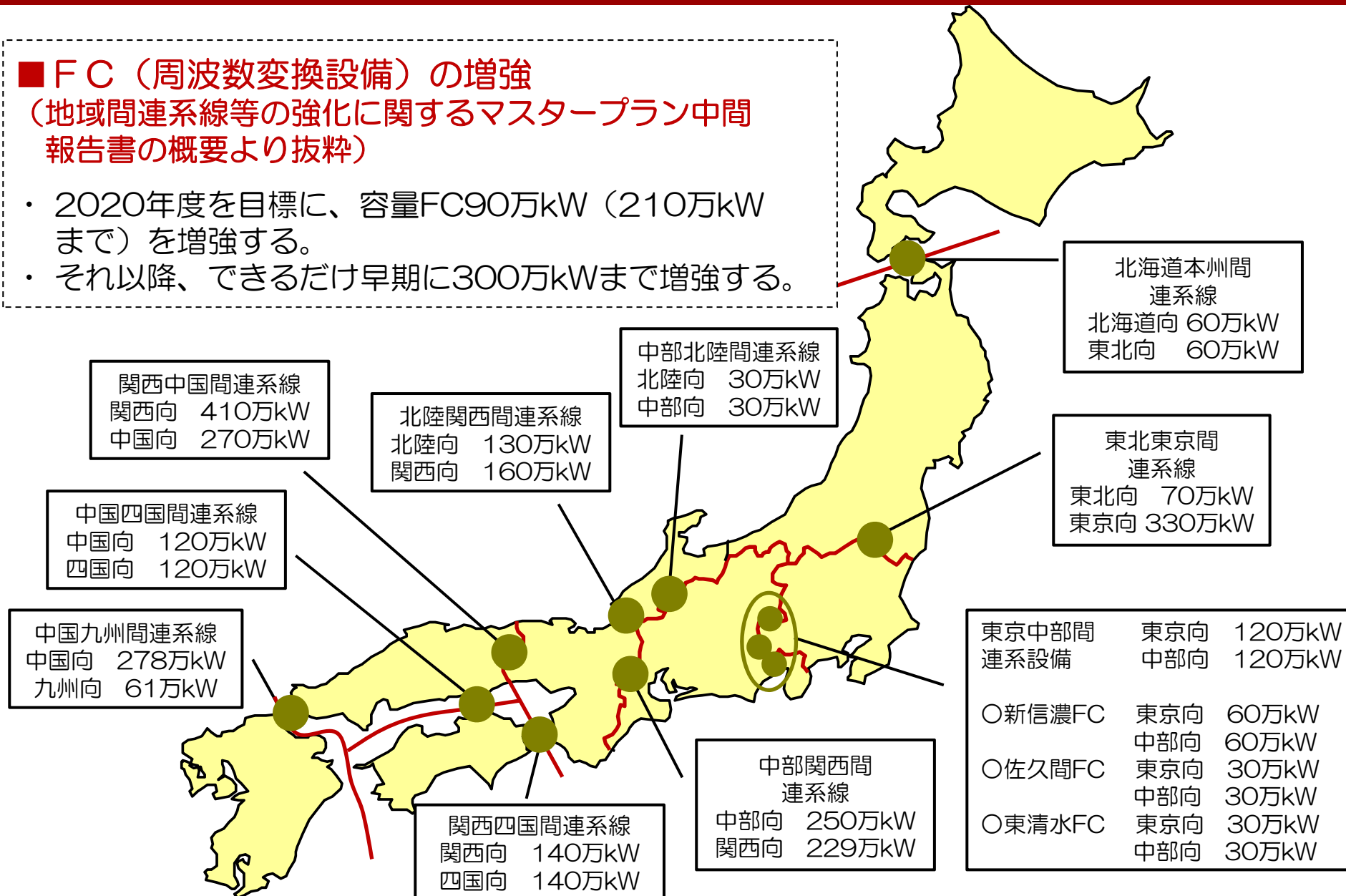
60Hz:50Hz

〔出所〕「需給検証委員会」資料

1月の見通し（2011年度並の厳寒を想定し、直近の経済見通し、2012年度冬季の節電の定着を織り込み想定）

■ FC（周波数変換設備）の増強
 （地域間連系線等の強化に関するマスタープラン中間報告書の概要より抜粋）

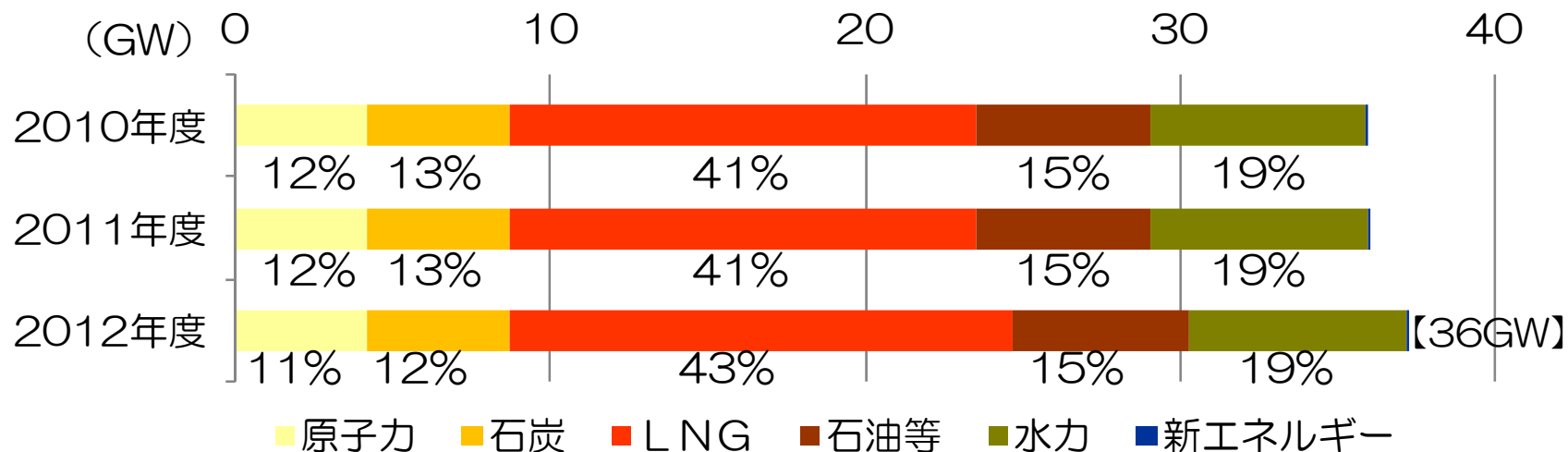
- ・ 2020年度を目標に、容量FC90万kW（210万kWまで）を増強する。
- ・ それ以降、できるだけ早期に300万kWまで増強する。



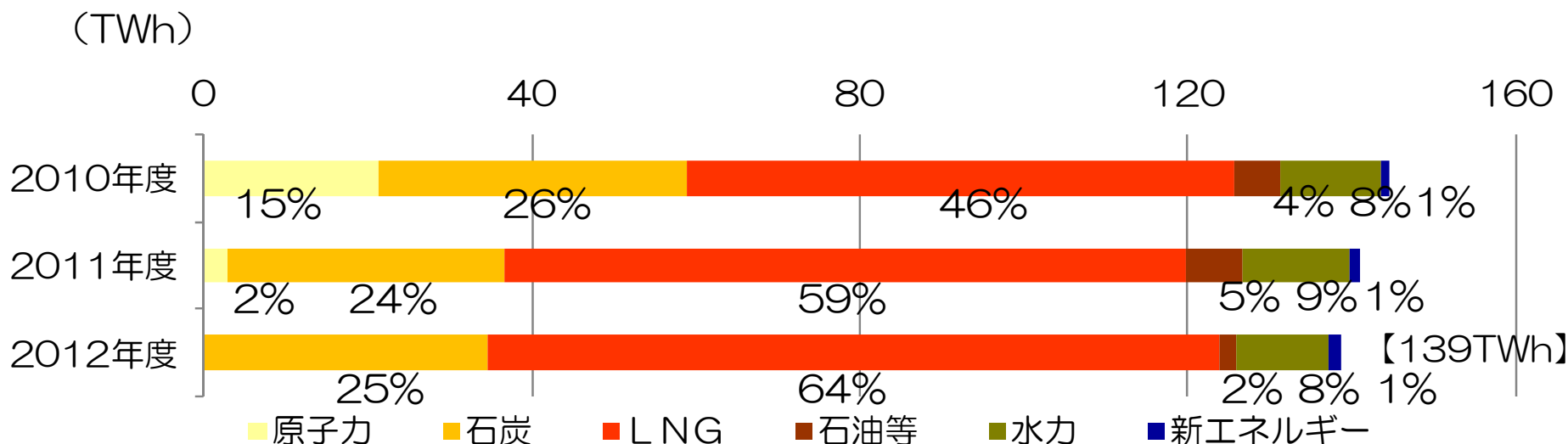
(注) 電力系統利用協議会が公表した1月平日昼間帯（8～20時）の運用容量を記載 © 2013 Chubu Electric Power Co., Inc. All rights reserved.

需給③：電源設備構成・発電電力量構成

■電源設備構成



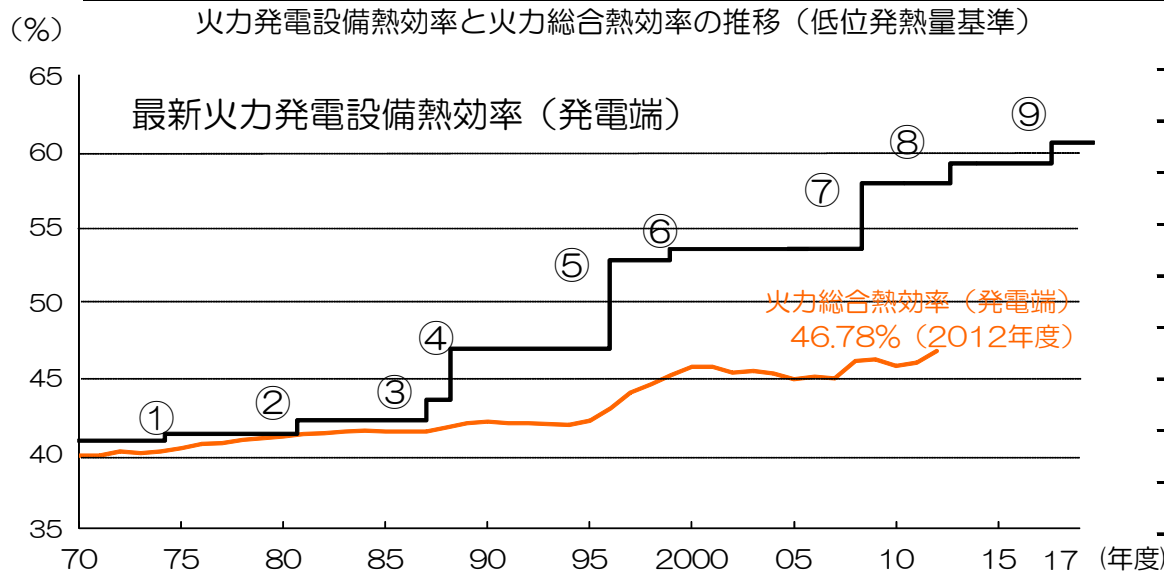
■発電電力量構成



(※) 融通・他社受電を含む

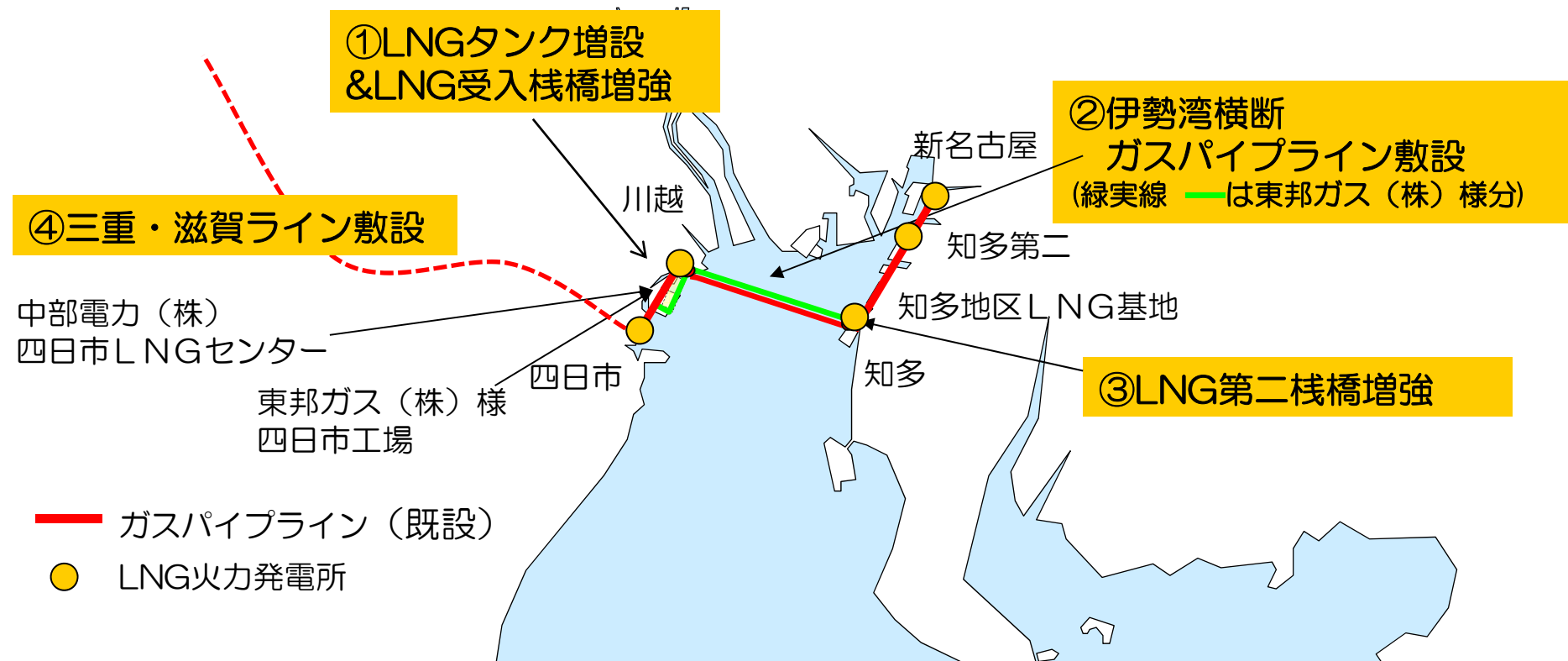
火力発電設備①：高効率LNG火力発電所の開発

■高効率LNG火力発電所開発



ユニット	熱効率 (%)	主な燃料
① 知多4	41.7	重原油
② 渥美3	42.5	重原油
③ 尾鷲三田3	44.0	重原油
④ 四日市4	47.3	LNG
⑤ 川越3	53.9	LNG
⑥ 新名火7	54.0	LNG
⑦ 新名火8	58.0	LNG
⑧ 上越1, 2	58.5	LNG
⑨ 西名古屋7	62程度	LNG

- 安定的かつ柔軟なLNG調達を支える設備の強化

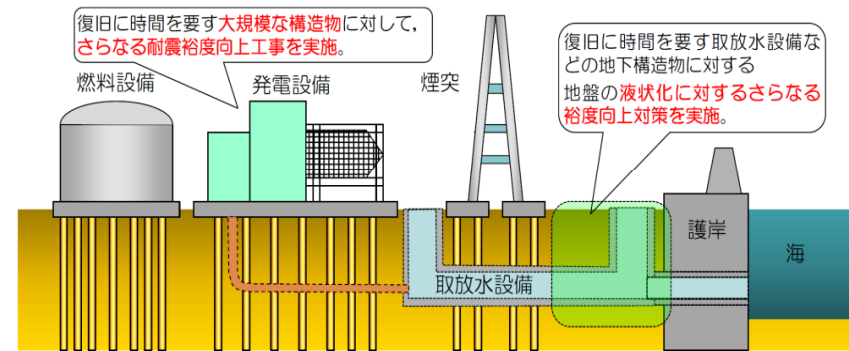


	件名	概要	着工時期	完工時期
①	川越LNGタンク増設	タンク容量18万m ³ 2基	2007年度	2012年度
	川越LNG受入棧橋増強	20万m ³ 超級LNG船が接岸可能	2009年度	2010年度
②	伊勢湾横断 ガスパイプライン敷設	川越火力発電所～知多地区LNG基地間 約13.3km	2008年度	2013年度(9月完工)
③	知多LNG第二棧橋増強	20万m ³ 超級LNG船が接岸可能	2008年度	2009年度
④	三重・滋賀ライン敷設	四日市火力発電所～大阪ガス様 多賀ガバナステーション間 約60km	2004年度	2013年度(1月予定)

■火力設備

今後、全ての発電所に対して公衆保安上の信頼性を一層向上するため、防消火設備や燃料設備などの耐震性と災害時の機能性確保に必要な対策を進める。

また、被災後の早期供給力確保の観点から重要な火力発電所やLNG基地の耐震裕度向上を図っていく。



■水力設備

ダム本体の安全上、問題となる被害が発生しないことを確認している。また、ダム関連構造物（水圧鉄管、ダム水門柱）についても耐震性能を順次確認し、必要に応じ対策を実施しており、2012年度に工事を完了した。

■流通設備

供給支障が長期化することがないように、拠点変電所（超高压変電所、一次変電所、二次変電所）を対象に、変電所内主要機器の高上げや防水壁の設置、移動用変電設備の増強などの対策を進めている。設備故障時に供給支障が長期間継続する拠点変電所、一次変、二次変について優先的に対策を実施中。

■LNG主要契約の状況

プロジェクト（引渡条件）		契約期間		契約量（概数） (千t/年)
現行契約	カタール1 (Ex-ship)	1997年～2021年	(約25年間)	4,000
	オーストラリア延長 (Ex-ship)	2009年～2019年	(約10年間)	500
	オーストラリア拡張 (Ex-ship)	2009年～2029年	(約20年間)	600
	マレーシア (Ex-ship)	2011年～2031年	(約20年間)	最大 540
	サハリンII (Ex-ship)	2011年～2026年	(約15年間)	500
	インドネシア再延長(Ex-ship)	2011年～2015年	(約5年間)	630
		2016年～2020年	(約5年間)	320
	インドネシア再延長(FOB)	2011年～2020年	(約10年間)	320
	BPシンガポール (Ex-ship) ※1	2012年～2028年	(約16年間)	※2
	ENI (Ex-ship)	2013年～2017年	(約5年間)	※3
カタール3 (Ex-ship)	2013年～2018年	(約5年間)	1,000	
	2018年～2028年	(約10年間)	700	
将来契約	ゴーゴン(FOB/Ex-ship)	2014年～2038年	(約25年間)	最大 1,440
	ドンギ・スノロ (Ex-ship)	2014年～2027年	(約13年間)	1,000
	BGグループ (Ex-ship) ※1	2014年～2035年	(約21年間)	※4
	ウィートストーン(FOB)	2017年～2037年	(約20年間)	1,000
	イクシス (FOB)	2017年～2032年	(約15年間)	490

※1 複数の供給源から購入する契約

※2 契約期間を通じて、約800万t

※3 KOGASと共同購入。契約期間を通じて、2社で約170万t

※4 契約期間を通じて、最大122隻（1隻7万tの船舶を使用した場合、最大854万t程度）

■当社のLNG船定期傭船契約の概要

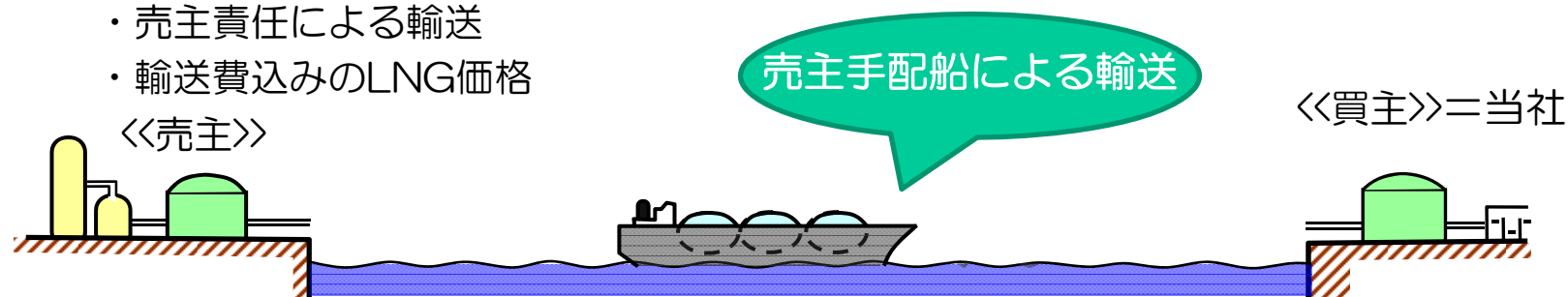
- ・ 輸送コストの管理による経済性の向上や輸送における柔軟性の確保を期待し、3隻の定期傭船契約を締結
- ・ 今後、フリーポート・プロジェクト向けに5隻程度の手配が必要

	1隻目	2隻目	3隻目
船主	三菱商事/日本郵船が株式保有する海外法人	三菱商事/商船三井が株式保有する海外法人	川崎汽船が株式保有する海外法人
傭船者	当社		
傭船期間	約15~20年間		

<輸送スキーム>

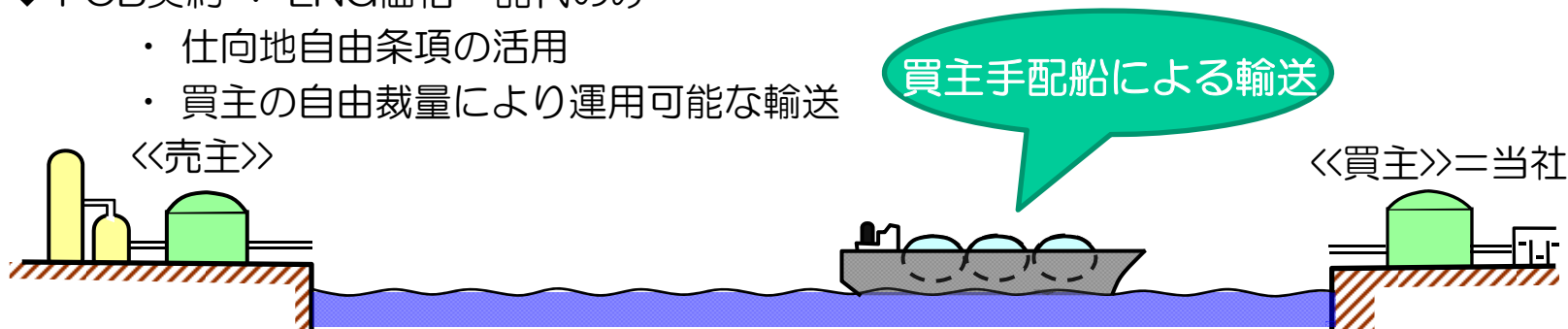
◆ Ex-ship契約：LNG価格＝品代＋輸送費

- ・ 売主責任による輸送
- ・ 輸送費込みのLNG価格



◆ FOB契約：LNG価格＝品代のみ

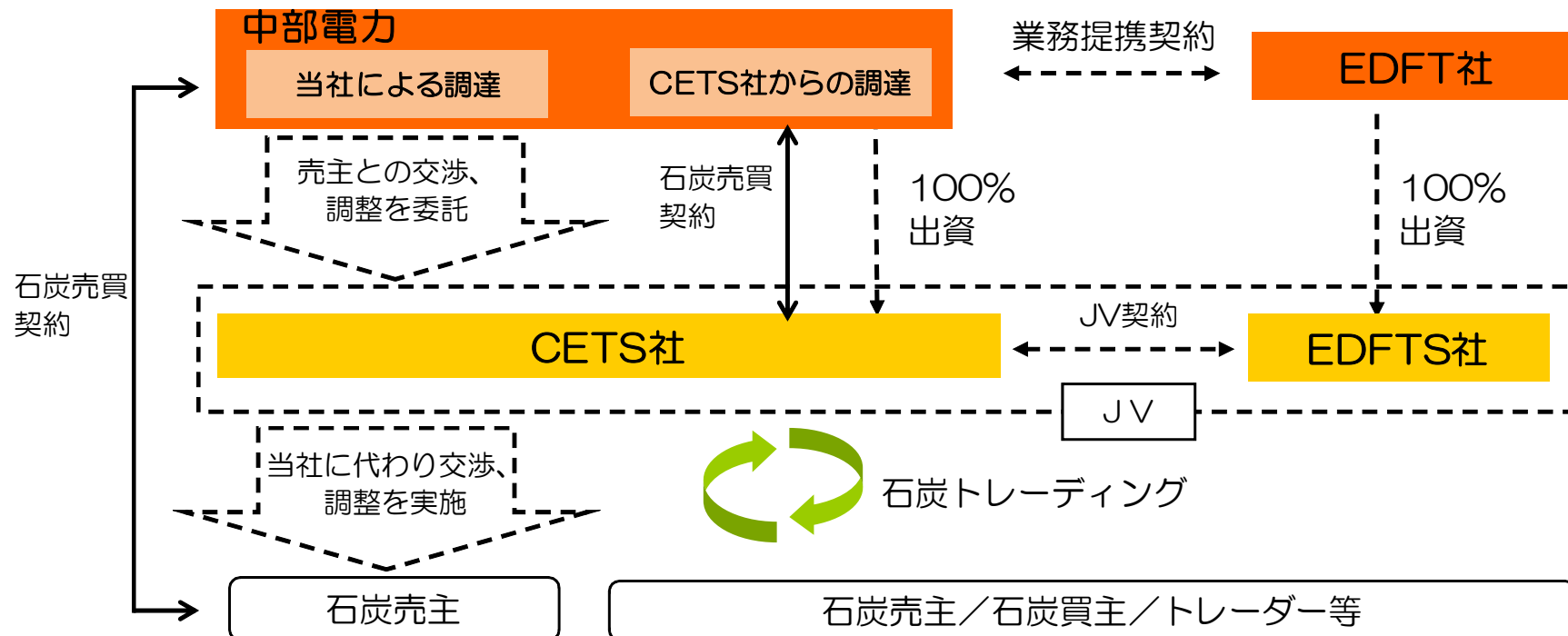
- ・ 仕向地自由条項の活用
- ・ 買主の自由裁量により運用可能な輸送



■石炭トレーディング事業

- 当社とフランス電力会社(EDF)の子会社であるEDFT社は、それぞれ100%出資の子会社を日本に設立し、共同で燃料トレーディング事業を2008年度開始
- 2010年4月より、中電エネルギートレーディング社(CET社)が、当社石炭調達全量を一元的に管理
- 2012年4月より、新たにシンガポールに設立した当社子会社Chubu Energy Trading Singapore Pte Ltd (CETS社)がその役割を継承

→豊富な石炭取引情報へのアクセスやスキルを有する人材の確保等を通じて、当社の石炭需要に合わせた、適時適切な取引をより効率的、経済的に実施



[上流権益の取得状況など]

イクシス・プロジェクト (LNG)

生産数量:840万t/年
権益取得比率:0.735%
2016年度生産開始予定



ゴーゴン・プロジェクト (LNG)

生産数量:1,500万t/年
権益取得比率:0.417%
2014年度生産開始予定

インテグラ・プロジェクト (石炭)

生産数量:330万t/年
権益取得比率:5.95%
現在、生産中

コルドバ・プロジェクト (シェールガス)

生産数量:350万t/年 (LNG換算、計画値)
権益取得比率:3.75%※
2011年生産開始

フリーポートLNG基地

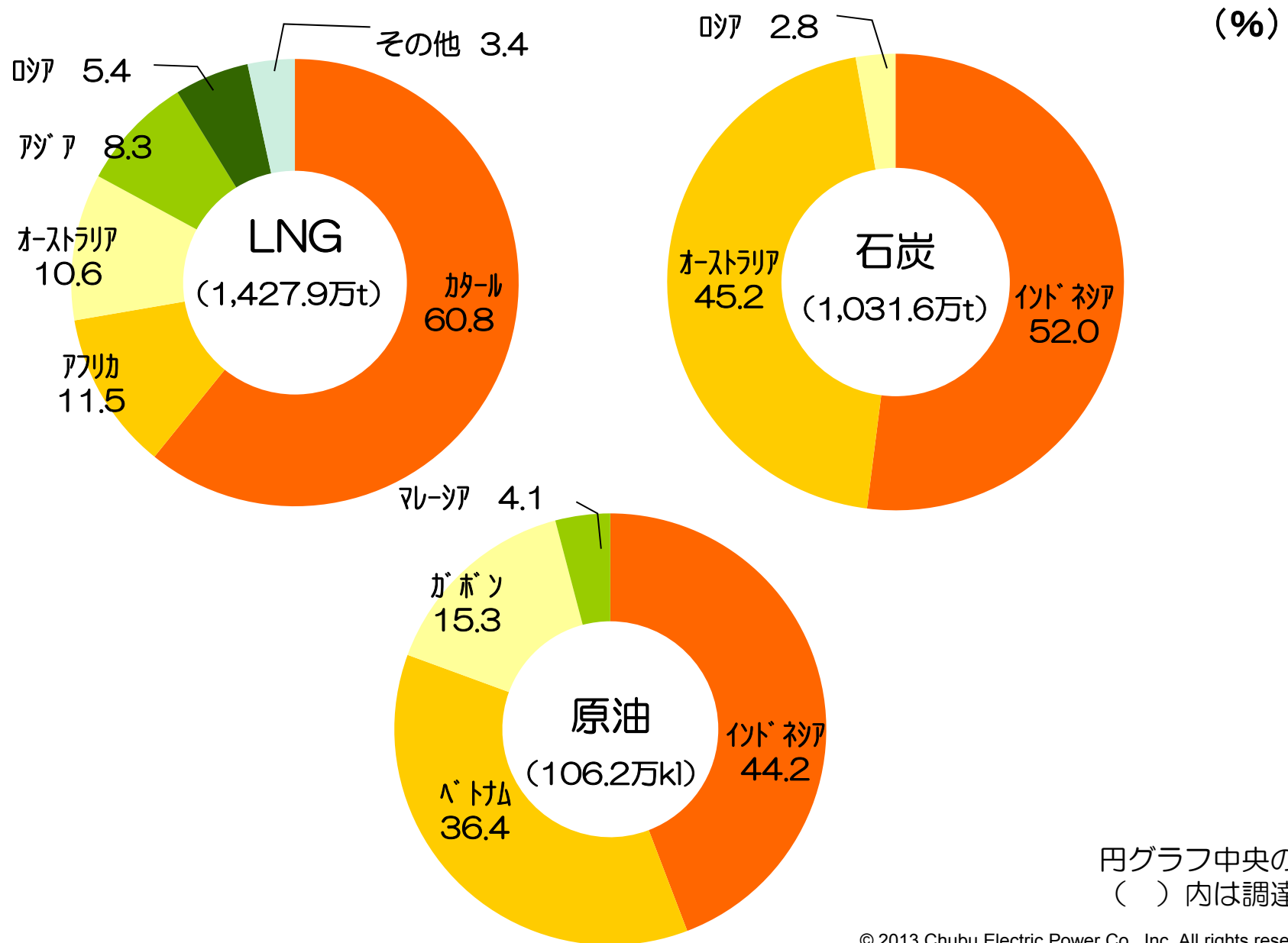
液化設備:設備容量440万t/年×3系列
(当社確保分:220万t/年)
2017年度液化加工開始予定

⇒2013年5月 米国DOEが日本向けLNG
輸出事業として初めて、FTA未締結国
向けの輸出許可を発行



※コルドバ・プロジェクトの権益を50%保有する三菱商事株式会社Cordova Gas Resourcesに7.5%出資

燃料調達⑤：燃料調達の状況（2012年度）



■国の再生可能エネルギー推進に向けた取組み

再生可能エネルギーの固定価格買取制度 (2012年7月1日施行)

買取対象

○太陽光、風力、中小水力、地熱、バイオマスを用いて発電された電気の全量※
※住宅用の太陽光発電は引き続き余剰電力の買取

買取価格 買取期間

○2012年度の買取価格
太陽光 10kW未満 42.00円/kWh (10年間)
 10kW以上 42.00円/kWh (20年間)
風力 20kW未満 57.75円/kWh (20年間)
 20kW以上 23.10円/kWh (20年間)



○2013年度の買取価格
太陽光 10kW未満 38.00円/kWh (10年間)
 10kW以上 37.80円/kWh (20年間)
風力 20kW未満 57.75円/kWh (20年間)
 20kW以上 23.10円/kWh (20年間)

○平均モデルの家庭負担額 (300kWh/月の場合)
⇒1月あたり66円 (税込) のご負担

○平均モデルの家庭負担額 (300kWh/月の場合)
⇒1月あたり105円 (税込) のご負担

費用負担

○買取りに要した費用は、賦課金として、使用量に応じて全ての需要家にご負担いただく (一部減免あり)
○賦課金が全国一律になるよう調整を行う

■当社の再生可能エネルギー推進の具体的な取り組み

		具体的取り組み	出力(千kW)	運開時期	
太陽光	自社開発	メガソーラー-いいだ	1	2010年度	
		メガソーラー-たけとよ	7.5	2011年度	
		メガソーラー-しみず	8	2014年度予定	
風力	自社開発	御前崎	22	(1期) 2009年度 (2期) 2010年度	
水力	自社開発	新規開発	須砂渡	0.24	2010年度
			徳山1号機	131.0	2015年度予定
			徳山2号機	22.4	2014年度予定
			阿多岐	0.19	2015年度予定
			丹生川	0.35	2016年度予定
			新串原	0.22	2015年度予定
			一般水力	5.0	2020年度予定
				7.3	2022年度予定
		維持流量発電	0.29	2015年度予定	
			0.32	2018年度予定	
		既設設備改修	和合	0.2 ^{※1}	2012年度
			奥矢作第一発電所3号機	2.0 ^{※1}	2012年度
			奥泉	5.0 ^{※1}	2012年度
			奥矢作第一発電所1号機	3.0 ^{※1}	2013年度
横川	0.02 ^{※1}		2013年度		
三重県企業庁より譲渡(10地点)			98		
バイオ	自社開発	木質バイオマス混焼	—	2010年度	
		下水汚泥炭化燃料混焼	—	2012年度	

※1 出力向上分

■エネルギーソリューションサービスのご提案

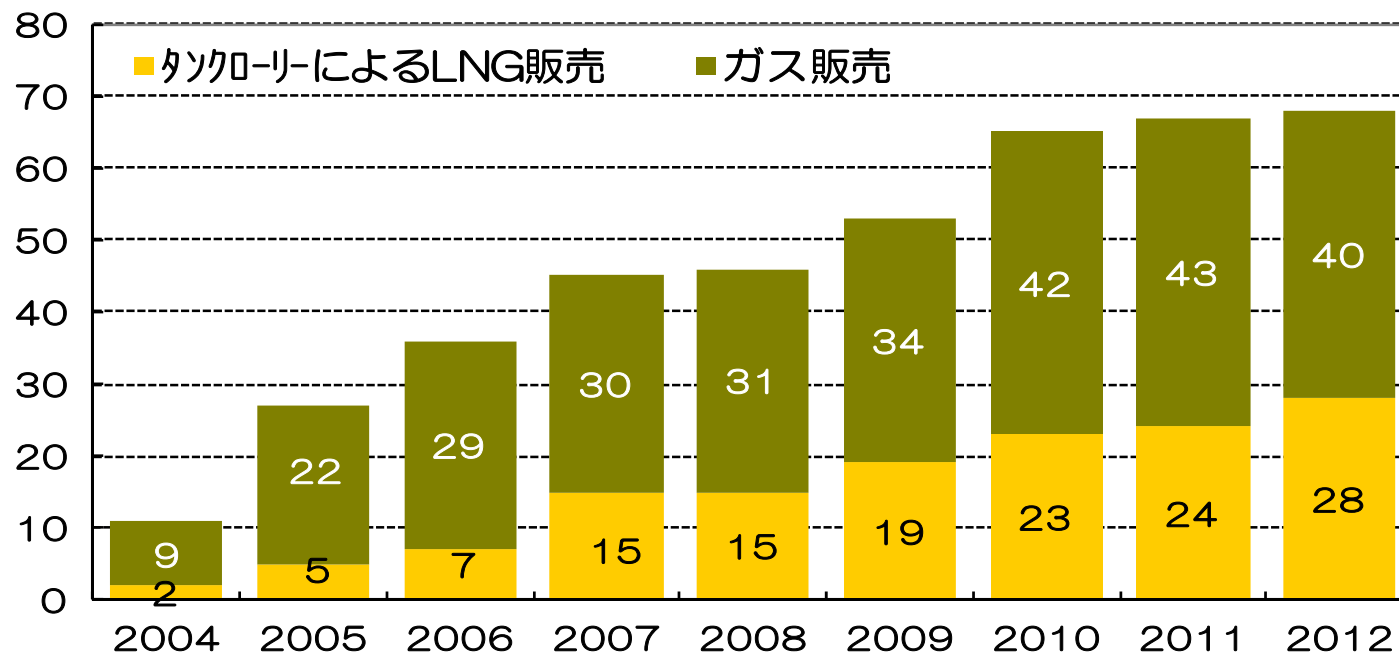
多様化・高度化するお客さまのニーズにお応えするため、当社およびグループ会社が一体となり、電気・ガスそれぞれの強みを活かしたソリューションサービスを提供

■ガス・LNGおよびオンサイトエネルギーのご提供

ビジネス向けにガス・LNGやオンサイトエネルギーサービスをグループ一体となってお提供し、お客さまの省エネ・省CO₂やコスト削減、信頼性の高いエネルギー供給システムの実現をサポート

【ガス・LNG販売数量の実績】

(万t)



成長事業②：東京電力とのビジネスアライアンス 46

- 当社は、東京電力管内の電力安定供給への協力、当社の収益基盤の強化のため、東京電力とのビジネスアライアンスに応募。同社と共同で石炭火力を開発することを前提に、同社の電力卸供給入札に参加した。

■東京電力の電力卸供給入札の概要

東京電力（カスタマーサービス・カンパニー）は、2019～21年度に供給開始するベース電源を260万kW募集

上限価格：9.53円/kWh（電源線コスト、CO2対策コスト等含む）

契約期間：原則15年（10～30年間の範囲で入札参加者が選択可能）

■当社と東京電力とのアライアンスの概要

東京電力（フュエル&パワー・カンパニー）は資金不足等により、単独での電源開発は困難であり、他社とのアライアンスが不可欠であった。

⇒当社と東京電力（フュエル&パワー・カンパニー）は共同で石炭火力1基を開発することを前提に入札に参加。

■電力卸供給入札の結果

<公表結果>

落札件数
[3件 68万kW]

[落札者]
中部電力株式会社
新日鐵住金株式会社
電源開発株式会社

[燃料別内訳]	件数
石炭	3件

[運開別内訳]	件数
2020年度	3件

成長事業③：ダイヤモンドパワー株式会社の株式取得 47

- 当社は、50Hz地域（東日本）における電力販売事業の展開に向け、ダイヤモンドパワーの株式を取得するとともに、発電事業会社の設立に参画することとした。
- 本プロジェクトは、将来の収益基盤拡大への第一歩であり、まずはダイヤモンドパワーがこれまで展開してきた電力販売事業を継続し、域外販売のノウハウ獲得を目指す。

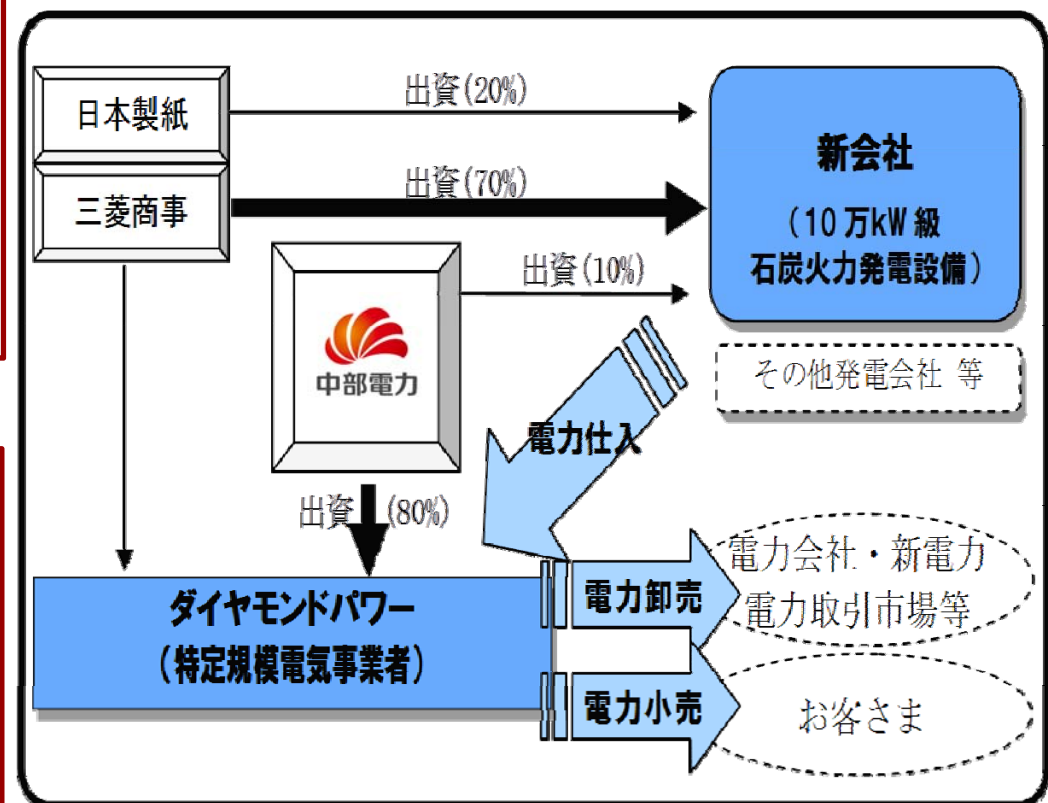
■プロジェクトの概要

- 当社は、2013年10月1日、三菱商事の100%子会社であるダイヤモンドパワー株式の80%を取得した
- また、三菱商事および日本製紙と石炭火力発電設備を建設・運営する発電事業会社（新会社）を設立した

■プロジェクトの狙い・スキーム

- 50Hz地域における電力販売事業の展開に必要なノウハウ・インフラ（電源・顧客基盤・電力需給管理手法）を効率的に確保
- ダイヤモンドパワーは、新会社から調達した電気をベースに、電力卸売および小売を実施

【本プロジェクトスキーム図】



成長事業④：海外エネルギー事業

48

■海外エネルギー事業への取り組み

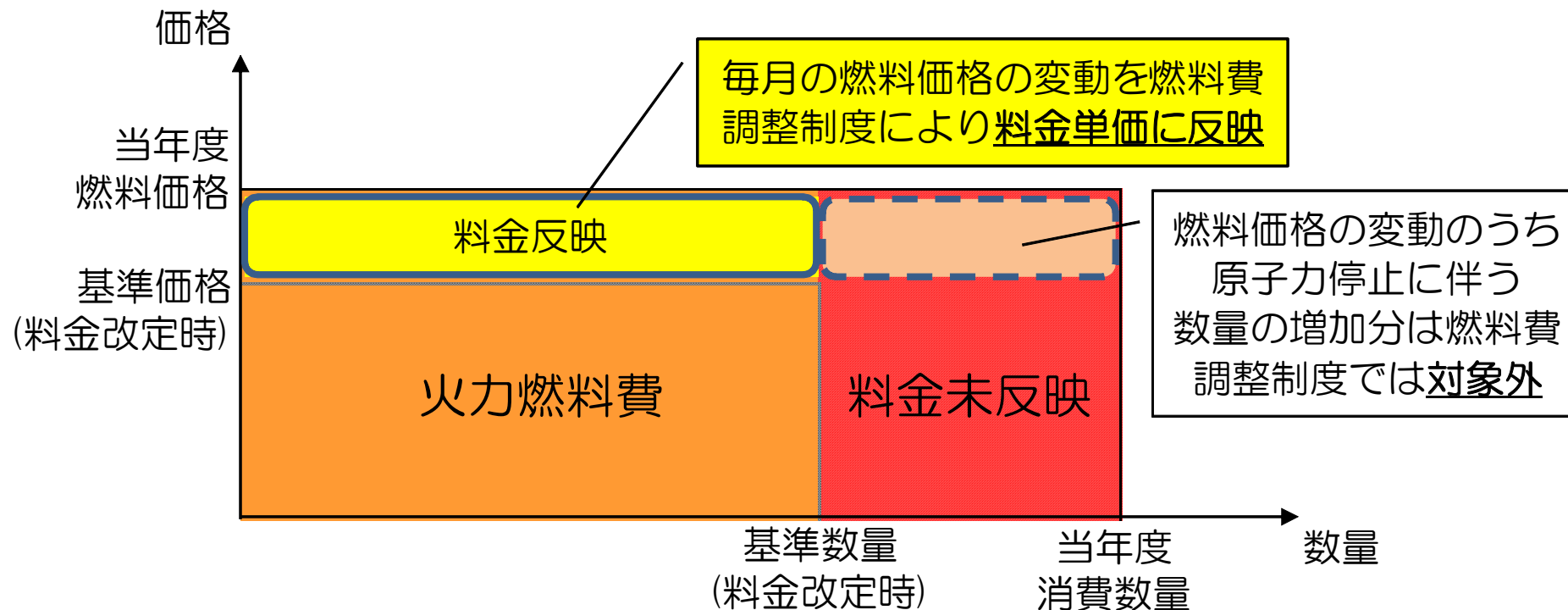
	投資規模	持分出力*
2013年度2Q時点	累計1,000億円程度	累計326万kW

※ 各プロジェクトの総出力に占める当社出資分

■参画中のプロジェクト

	地域	プロジェクト	総出力 (千kW)	当社出資 割合	参画時期	運開時期
発電事業	北米	米国 テナスカ ガス火力IPP事業（5発電所）	4,780	約11%～約18%	2010年度	2001年～2004年
		カナダ ガス火力IPP発電事業	875	50%	2009年度	2009年6月
		メキシコ ガス火力IPP事業（バジャドリド）	525	50%	2003年度	2006年6月
		メキシコ ガス火力IPP事業（ファルコン社、5発電所）	2,233	20%	2010年度	2001年～2005年
	アジア	タイ ガス火力IPP事業	1,400	15%	2001年度	2008年6月
		タイ 工業団地内コジェネレーション事業（3地点）	120×3	19%(2地点) 24%(1地点)	2011年度	2015～2016年(予定)
		タイ 風力発電事業	90×2	20%	2011年度	2012年11月（第一サイト） 2013年2月（第二サイト）
		タイ 太陽光発電事業	30.9	49%	2012年度	2011年～2013年
	中東	カタール ラスラファンB 発電・海水淡水化事業	1,025	5%	2004年度	2008年6月
		カタール メサイド発電事業	2,007	10%	2008年度	2010年7月
		カタール ラスラファンC 発電・海水淡水化事業	2,730	5%	2008年度	2011年4月
		オマーン スールガス火力IPP発電事業	2,000	30%	2011年度	2014年(予定)
	環境関連事業	アジア	タイ 糶殻発電事業	20	34%	2003年度
マレーシア パーム椰子房バイオマス発電事業			10×2	18%	2006年度	2009年1月（第一地点） 2009年3月（第二地点）
アジア 環境ファンド			-	26%	2003年度	2004年～2014年 (ファンド運営期間)

＜火力燃料費の燃料費調整制度に対する影響概略図＞



＜料金反映の仕組み＞3ヶ月分の平均燃料価格を各月に反映

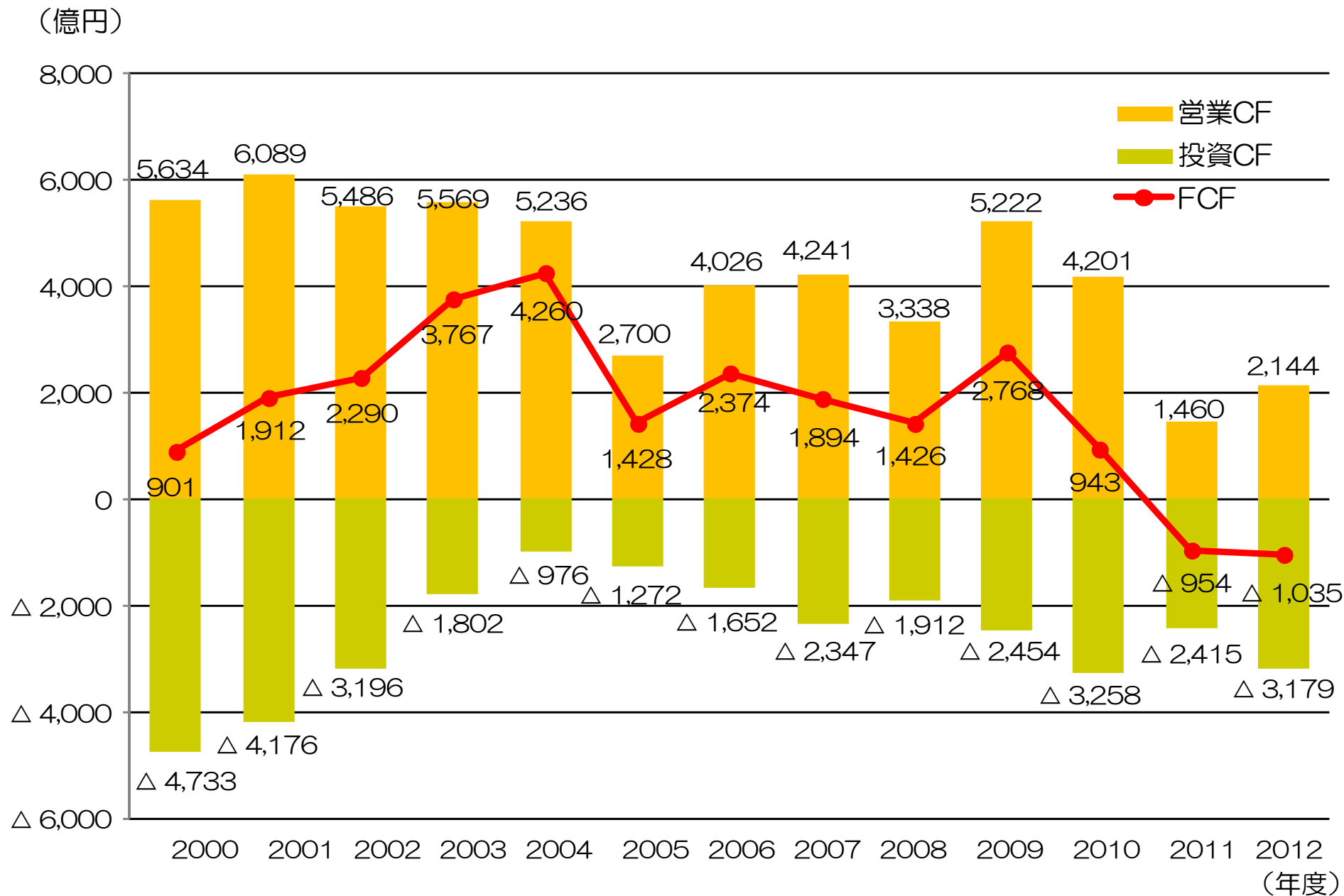
1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月
平均燃料価格			→			料金反映		
平均燃料価格				→		料金反映		
平均燃料価格					→		料金反映	

■ 数理計算上の差異

(億円)

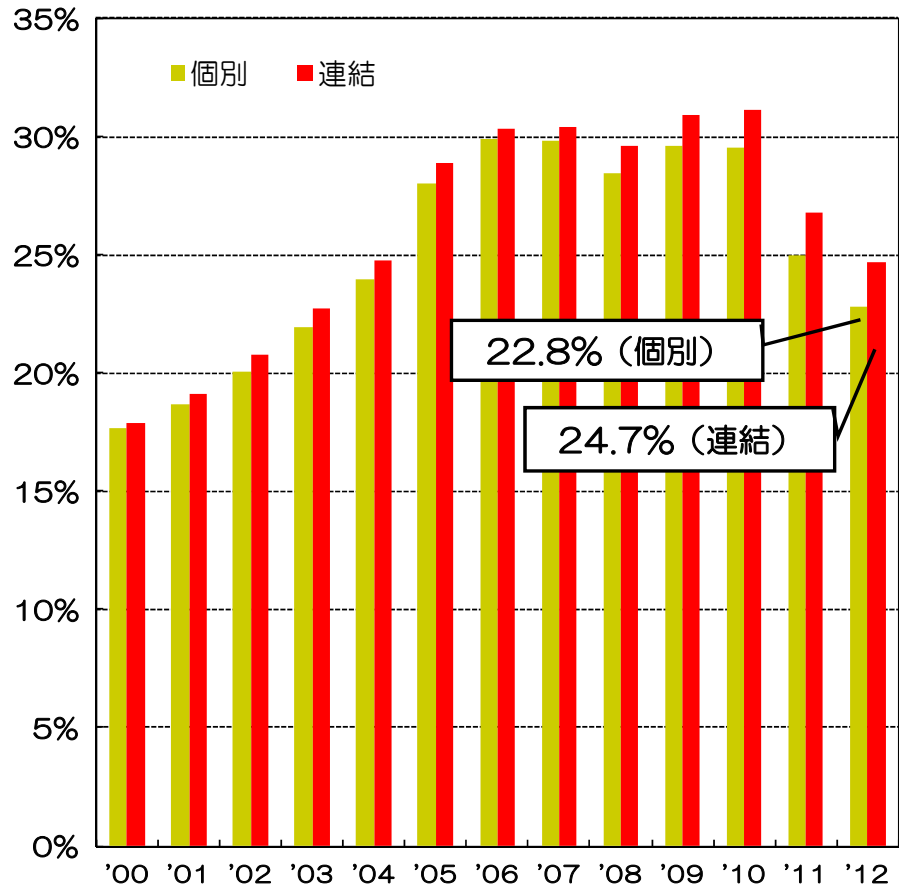
発生年度	発生額 (△積立超過)	費用処理額		増減
		2012年度(A)	2013年度(B)	(B) - (A)
2009年度	△ 293	△ 85	—	85
2010年度	122	34	34	—
2011年度	△ 35	△ 11	△ 11	—
2012年度	54	—	18	18
合計		△ 62	41	103

決算③：キャッシュフローの推移（個別）



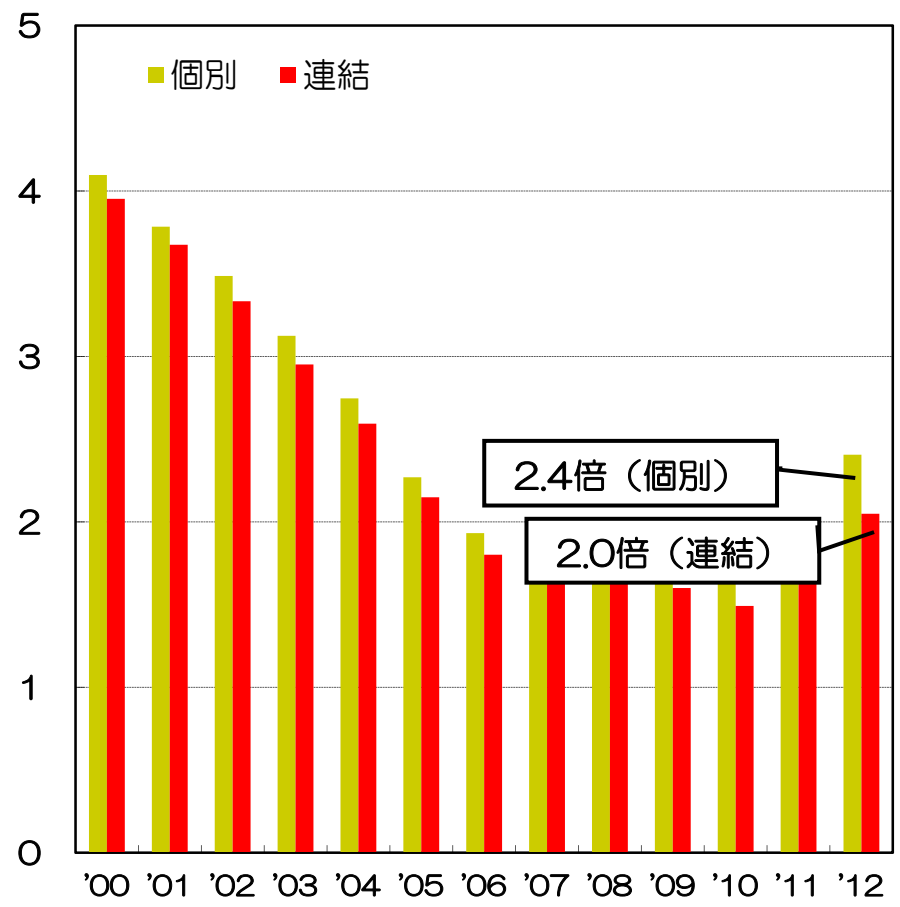
決算④：自己資本比率・D/Eレシオの推移

■自己資本比率



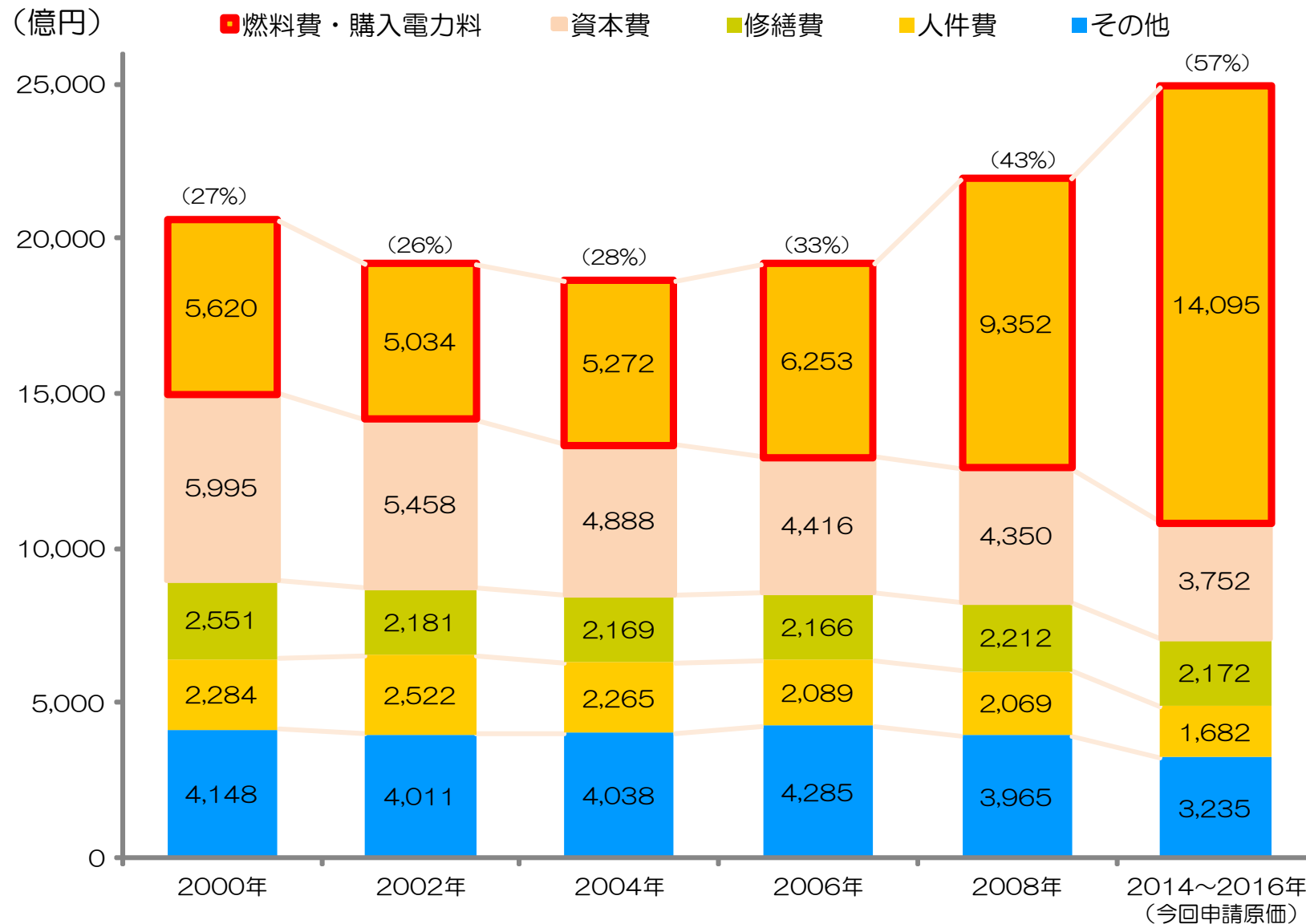
(年度)

■D/Eレシオ
(倍)



(年度)

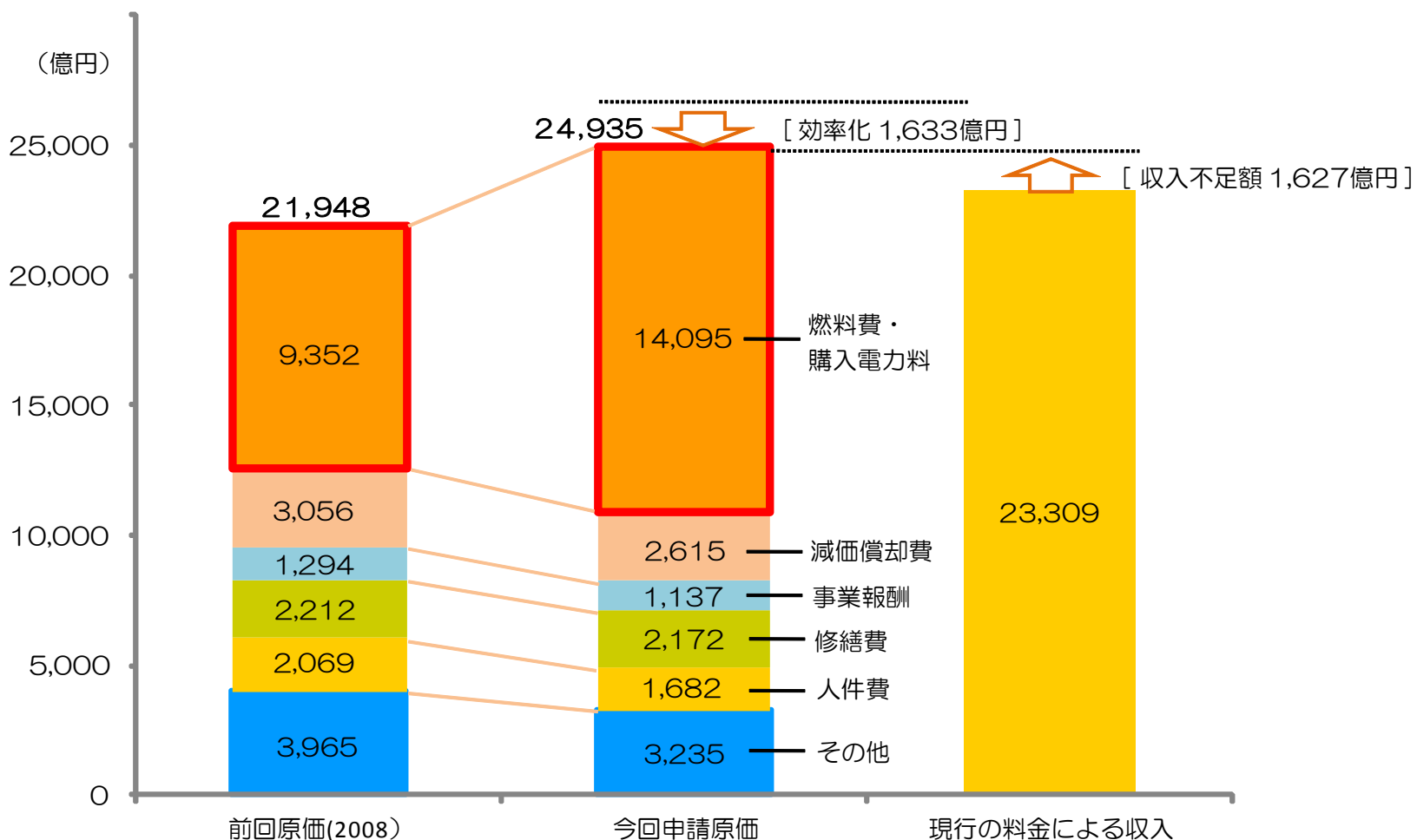
値上げ申請①：料金改定時の原価の推移



※ () 内は総原価に占める燃料費・購入電力料の割合を示す

値上げ申請②：今回改定における料金原価

- 申請原価の算定にあたっては、最大限の経営効率化による1,633億円のコスト削減を反映しているものの、火力燃料費の大幅な増加により、その総額は3か年平均で2兆4,935億円。
- 一方で、現行料金を継続した場合の収入見込みは2兆3,309億円であることから、収入不足額は1,627億円。



- 当社は、2011年5月の浜岡原子力発電所の全号機停止以降、徹底した経営効率化に努めており、2013年4月からは「経営効率化緊急対策本部」を設置し、これまで以上に踏み込んだ経営効率化に取り組んでいる。
- 今回の電気料金原価算定にあたっては、2014～2016年度の3か年平均で1,633億円のコスト削減を反映し、値上げ幅を最大限抑制している。

	2014～2016 平均	主な内容
人件費	460	<ul style="list-style-type: none"> ・役員給与の削減 ・基準賃金の削減をはじめとした社員年収水準の引き下げ ・保養所の全廃等による厚生費の削減 等
燃料費・ 購入電力料	580	<ul style="list-style-type: none"> ・上越火力発電所運転開始による熱効率向上（燃料費の低減） ・安価な燃料調達による燃料費の削減 ・購入電力料の削減 等
設備投資 関連費用	83	<ul style="list-style-type: none"> ・競争発注の拡大等による調達価格の削減 ・新技術・新工法の採用による投資額の削減
修繕費	331	<ul style="list-style-type: none"> ・競争発注の拡大等による調達価格の削減 ・新技術・新工法の採用、仕様の見直し、設備の効率運用等による削減
その他	179	<ul style="list-style-type: none"> ・競争発注の拡大等による調達価格の削減 ・販売拡大活動やイメージ広告等の普及開発関係費の削減 ・寄付金・団体費等の諸費の削減 ・販売に係る研究費の削減 等
合計	1,633	

当資料取扱上のご注意

当資料に記載の将来の計画や見通し等は、現在入手可能な情報に基づき、計画のもとになる前提、予想を含んだ内容を記載しております。

これらの将来の計画や見通し等は、潜在的なリスクや不確実性が含まれており、今後の事業領域を取りまく経済状況、市場の動向等により、実際の結果とは異なる場合がございますので、ご承知おきいただきますようお願い申し上げます。

また、当資料の内容につきましては細心の注意を払っておりますが、掲載された情報の誤りおよび当資料に掲載された情報に基づいて被ったいかなる損害についても、当社は一切責任を負いかねます。