

2013年3月期 決算説明会資料

2013年 5月



目次

I 2013年3月期 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
株主還元方針	14

II 経営状況

浜岡原子力発電所における安全対策①	15
新規制基準への対応に向けた取り組み	15
浜岡原子力発電所における安全対策②	16
地震動の影響評価および地震対策の検討状況	16
需給①：2012年度 冬季の電力需給実績 （発電端）	17
需給②：2013年度 夏季の電力需給見通し （発電端）	18
需給③：最大電力・販売電力量の見通し （供給計画）	19
燃料調達見通し	20
資金調達実績および調達計画について	21

III 参考データ	22~49
-----------	-------	-------

I 2013年3月期 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：2013年3月期は「2012年度」と表記)

決算概要①

1

売上高は3年連続の増収
2011年度に続き、2年連続の営業損失、経常損失および当期純損失

■ 連結

(億円, %)

	2012年度 (A)	2011年度 (B)	増減	
			(A-B)	(A-B)/B
売上高	26,489	24,492	1,997	8.2
営業損益	△144	△376	231	—
経常損益	△435	△678	243	—
当期純損益	△321	△921	600	—

■ 個別

(億円, %)

	2012年度 (A)	2011年度 (B)	増減	
			(A-B)	(A-B)/B
売上高	24,856	22,951	1,905	8.3
営業損益	△289	△504	215	—
経常損益	△521	△774	252	—
当期純損益	△353	△946	593	—

■ 主要諸元

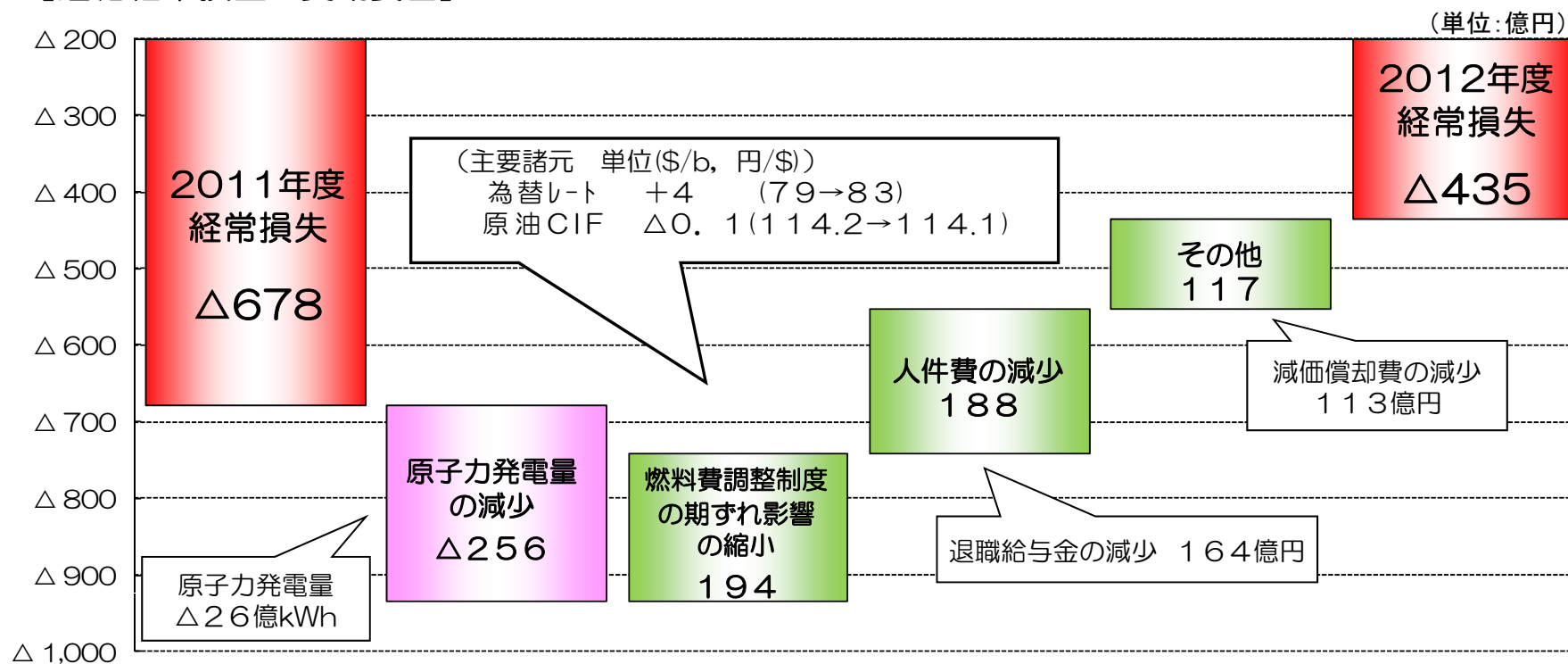
項目		2012年度 (A)	2011年度 (B)	増減 (A-B)
販売電力量	(億kWh)	1,266	1,279	△13
原油CIF価格	(\$/b)	114.1	114.2	△0.1
為替レート(円/\$)		83	79	4
原子力利用率	(%)	-	8.2	△8.2

※ 2012年度の原油CIF価格は速報値

<前期比較 連結経常損益の主な変動要因>

■収支向上要因	・燃料費調整制度の期ずれ影響の縮小	194億円
	・人件費の減少	188億円
	・減価償却費の減少	113億円
■収支悪化要因	・原子力発電量の減少	△256億円

【連結経常損益の変動要因】



<規制対象需要>

- 電灯 冬季の気温が前年に比べ低めに推移したことによる空調設備の稼働増はあったものの、節電の影響などから 1.1%減少し 355億kWh
- 電力 気温影響による空調設備の稼働増はあったものの、契約数の減少などから 3.7%減少し 62億kWh

<自由化対象需要>

- 業務用 気温影響による空調設備の稼働増などから 0.3%増加し 223億kWh
- 産業用 年度前半の自動車関連の生産増はあったものの、年度後半の鉄鋼などの生産減から 1.3%減少し 626億kWh

(億kWh, %)

		2012年度 (A)	2011年度 (B)	増減	
				(A-B)	(A-B)/B
規制対象 需要	電灯	355	359	△ 4	△ 1.1
	電力	62	64	△ 2	△ 3.7
	計	417	423	△ 6	△ 1.5
自由化対象 需要	業務用	223	222	1	0.3
	産業用他	626	634	△ 8	△ 1.3
	計	849	856	△ 7	△ 0.9
合計		1,266	1,279	△ 13	△ 1.1

- 水力発電量 湧水(出水率 2012年度：94.8%、2011年度：112.0%)により 15億kWh減少
- 原子力発電量 浜岡原子力発電所全号機の運転停止の影響により 26億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 69億kWh増加

(億kWh, %)

		2012年度 (A)	2011年度 (B)	増減	
				(A-B)	(A-B)/B
自 社	水力 (出水率)	78 (94.8)	93 (112.0)	△ 15 (△17.2)	△ 15.6
	火力	1,229	1,160	69	6.0
	原子力 (設備利用率)	— (—)	26 (8.2)	△ 26 (△8.2)	—
	新エネルギー	1	1	△ 0	△ 1.1
融通・他社受電		75	123	△ 48	△ 39.5
揚水用		△ 12	△ 13	1	△ 12.9
合計		1,371	1,390	△ 19	△ 1.3

個別収支比較表①

5

(億円, %)

	2012年度 (A)	2011年度 (B)	増減		主な増減理由
			(A-B)	(A-B)/B	
電灯電力料	22,544	21,616	928	4.3	燃料費調整額の増加 +924
販売電力料・ 託送収益等	1,345	652	693	106.3	地帯間販売電力料の増加 +653
その他収益	408	217	191	88.0	再エネ特措法交付金 +183
電気事業営業収益	24,298	22,485	1,812	8.1	
附帯事業営業収益	558	466	92	19.8	ガス供給事業 +65
営業収益計 (売上高)	24,856	22,951	1,905	8.3	

(億円未満切り捨て)

個別収支比較表②

6

(億円, %)

	2012年度 (A)	2011年度 (B)	増減		主な増減理由
			(A-B)	(A-B)/B	
人件費	1,825	2,013	△ 188	△ 9.4	退職給与金 △164 (数理計算上の差異 △160)
燃料費	11,948	10,409	1,538	14.8	火力燃料費 +1,550 (数量増 +808 単価増 +742)
原子力バックフィット費用	176	191	△ 15	△ 8.0	
購入電力料・託送料等	2,155	2,181	△ 26	△ 1.2	
修繕費	2,200	2,160	39	1.8	
減価償却費	2,602	2,716	△ 113	△ 4.2	
公租公課	1,262	1,255	7	0.6	
再工ネ特措法納付金	171	—	171	—	
その他費用	2,228	2,045	183	9.0	
電気事業営業費用	24,571	22,973	1,597	7.0	
附帯事業営業費用	574	482	92	19.1	
営業費用計	25,145	23,456	1,689	7.2	

(億円未満切り捨て)

個別収支比較表③

(億円, %)

	2012年度 (A)	2011年度 (B)	増減		主な増減要因
			(A-B)	(A-B)/B	
営業損益	△ 289	△ 504	215	—	
営業外収益	200	198	2	1.2	
支払利息	408	360	48	13.4	
その他費用	25	107	△ 82	△ 76.7	
営業外費用	433	467	△ 34	△ 7.3	
経常損益	△ 521	△ 774	252	—	
濁水準備金	△ 38	83	△ 121	—	出水率の低下 (112.0% → 94.8%)
特別利益	74	90	△ 15	△ 17.8	(2012)原子力発電所運転終了関連損失引当金 戻入額 74 (2011)浜岡5号機タービン訴訟の受取和解金 90
特別損失	—	172	△ 172	—	(2011)確定拠出年金移行時差異 172
法人税等	△ 56	5	△ 62	—	
当期純損益	△ 353	△ 946	593	—	

(億円未満切り捨て)

連結収支比較表

8

(億円, %)

		2012年度 (A)	2011年度 (B)	増減	
				(A-B)	(A-B)/B
電気事業	営業収益 (売上高)	24,277	22,469	1,808	8.0
	営業費用	24,464	22,886	1,577	6.9
	営業損益	△ 186	△ 417	230	—
その他事業	営業収益 (売上高)	2,212	2,023	188	9.3
	営業費用	2,170	1,982	187	9.5
	営業損益	42	41	0	2.4
合計	営業収益 (売上高)	26,489	24,492	1,997	8.2
	営業費用	26,634	24,869	1,765	7.1
	営業損益	△ 144	△ 376	231	—
営業外	営業外収益	189	209	△ 19	△ 9.5
	営業外費用	479	511	△ 31	△ 6.1
経常損益		△ 435	△ 678	243	—
渴水準備金		△ 38	83	△ 121	—
特別利益		74	90	△ 15	△ 17.8
特別損失		—	172	△ 172	—
法人税等		△ 4	82	△ 86	—
少数株主利益又は損失 (△)		3	△ 5	8	—
当期純損益		△ 321	△ 921	600	—

内部取引相殺消去後

(億円未満切り捨て)

		(億円)			
		2012年度 (A)	2011年度 (B)	増減 (A-B)	主な増減要因
電気事業	外部売上高	24,277	22,469	1,808	
	営業損益※	△ 272	△ 488	215	
エネルギー事業	外部売上高	618	549	68	附帯ガス供給事業の収入単価の上昇
	中電附帯	372	325	46	
	子会社	246	223	22	
	営業損益※	△ 19	△ 11	△ 7	
	中電附帯	△ 26	△ 19	△ 6	
子会社	7	8	△ 0		
	(ガス販売量：万t)	(68)	(67)	(1)	
その他の事業	外部売上高	1,594	1,473	120	建設関連子会社における太陽光発電関連工事の増加
	中電附帯	47	21	25	
	子会社	1,547	1,452	94	
	営業損益※	156	135	21	建設関連子会社の売上増加に伴う利益増加
	中電附帯	9	3	6	
子会社	147	131	15		
内部取引(セグメント間) 相殺消去	営業損益	△ 10	△ 11	1	
合計	外部売上高	26,489	24,492	1,997	
	営業損益	△ 144	△ 376	231	

※各事業の営業損益は内部取引（セグメント間）相殺消去前

(億円未満切り捨て)

(億円)

	2013/3末 (A)	2012/3末 (B)	増減 (A-B)	主な増減要因
総資産	58,827	56,471	2,356	譲渡性預金の増加
負債	43,916	40,988	2,928	有利子負債の増加
純資産	14,911	15,483	△ 572	配当支払い、当期純損失計上

(億円, %)

自己資本比率	24.7 (22.8)	26.8 (25.0)	△ 2.1 (△ 2.2)
有利子負債残高	32,605 (32,969)	29,658 (30,045)	2,946 (2,923)
期末金利	(1.28)	(1.30)	(△0.02)

()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)

	2012年度 (A)	2011年度 (B)	増減 (A-B)	主な増減理由
営業活動による キャッシュ・フロー	2,276	1,768	507	電灯電力料収入の増加 法人税の支払いの減少
投資活動による キャッシュ・フロー	△ 3,306	△ 2,470	△ 835	固定資産取得支出の増加
財務活動による キャッシュ・フロー	2,495	4,220	△ 1,724	長期借入れによる収入の減少
フリー・キャッシュ・ フロー	△ 1,029	△ 702	△ 327	

	2013/3末 (A)	2012/3末 (B)	増減 (A-B)	主な増減理由
現金及び現金同等物の 期末残高	6,219	4,731	1,487	

(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 (A)	2012年度 実績 (B)	増減 (A)-(B)
売上高	27,100	26,489	610 程度
営業損益	△ 850	△ 144	△ 700 程度
経常損益	△ 1,200	△ 435	△ 760 程度
当期純損益	△ 850	△ 321	△ 530 程度

■ 個別

(億円)

	2013年度 予想 (A)	2012年度 実績 (B)	増減 (A)-(B)
売上高	25,500	24,856	640 程度
営業損益	△ 1,000	△ 289	△ 710 程度
経常損益	△ 1,300	△ 521	△ 780 程度
当期純損益	△ 900	△ 353	△ 550 程度

■ 主要諸元

(億円)

	2013年度 予想 (A)	2012年度 実績 (B)	増減 (A)-(B)	変動影響額	
販売電力量 (億kWh)	1,241 程度	1,266	△ 25 程度	1%	30
原油C I F 価格 (\$/b)	115 程度	114.1	1 程度	1\$/b	90 ※1,2
為替レート(円/\$)	98 程度	83	15 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)

[経常損益の主な変動要因]

	2013年度 予想 (A)	2012年度 実績 (B)	増減 (A)-(B)		
売上高 (営業収益)	25,500	24,856	640 程度	販売電力量の減 (燃料費差引後)	△ 170
営業費用	26,500	25,145	1,350 程度	燃料価格の上昇 (燃料費調整額考慮後)	△ 370
営業損益	△ 1,000	△ 289	△ 710 程度	人件費の増 (退職給与金の増 など)	△ 60
経常損益	△ 1,300	△ 521	△ 780 程度	減価償却費の増	△ 70
当期純損益	△ 900	△ 353	△ 550 程度	支払利息の増 など	△ 110
				経常損益への影響	△ 780程度

■ 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)	1,241程度	1,266	△ 25程度
原油CIF価格	(\$/b)	115程度	114.1	1程度
為替レート(円/\$)	(円/\$)	98程度	83	15程度
原子力利用率	(%)	—	—	—

■当期・次期の配当

当期の業績は、浜岡原子力発電所全号機の運転停止に伴う燃料費の増加などにより当期純損益は大幅な損失となりましたが、期末配当金につきましては、中間配当金と同様1株につき25円を予定しております。

また、2013年度の配当予想につきましては、「未定」としております。

■配当の状況（個別）

	1株当たり配当金		
	第2四半期末	期末	年間
2013年度 (予想)	未定	未定	未定
2012年度	25円	25円	50円

■株主還元に関する考え方（2012年7月30日公表）

株主還元につきましては、電力の安全・安定的な供給に不可欠な設備の形成・運用のための投資を継続的に進めつつ、財務状況などを勘案したうえで、安定配当に努めていくことを基本といたします。

Ⅱ 経営状況

浜岡原子力発電所における安全対策①： 新規制基準への対応に向けた取り組み

15

■新規制基準への対応

●これまでの当社の取り組み

津波対策の強化やシビアアクシデント対策の決定等、継続的な安全性の向上を目指して、自主的に対策を推進。

●新規制基準の規則条文案の公表

新規制基準の規則条文案には、当社が現在取り組み中の安全対策に加えて、更なる対策や具体的な対応について検討を要する事項が記載。

●今後の取り組み

新規制基準に速やかに適合することを目指し、順次対応を検討。

■新規制基準に対する検討状況

シビアアクシデント対策（2012年12月公表：フィルタベント設備の設置等）

- ・3,4号機：2014年度末の完工を目指す。
- ・5号機：海水流入事象への対応等を考慮しつつ、具体的な検討を進めている。

対津波機能（取水槽他の溢水対策の実施）

- ・2014年度末の完工を目指す。

浜岡原子力発電所における安全対策②： 地震動の影響評価および地震対策の検討状況

16

■内閣府モデルに基づく地震動の評価

2～5号機：「内閣府地震動」（最大で1,000ガル程度）

※ 5号機：「内閣府モデルを用いた仮想的増幅地震動」（最大1,900ガル程度）

（現状の停止状態において、浜岡原子力発電所2～5号機の耐震安全性が確保されていることを確認。）

■地震対策の検討状況と今後の対応

●5号機およびその周辺の更なる耐震性の向上

●長周期地震動等の検討および新規制基準への対応

⇒ 3～5号機の施設全般を対象に、工事計画を取りまとめ、早期の着工を目指す

●防波壁を含む津波対策についての、耐震性の精査等

⇒ 対策完了目標を2013年12月から2014年度末に見直し

需給①：2012年度 冬季の電力需給実績（発電端） 17

■2012年度冬季の需要実績

- 昨年に引き続き、多くのお客さまによる節電のご協力
 - 昨年のような厳寒にならなかった
- ⇒最大電力は2011年度に比して低く推移

最大3日平均電力		差(A-B)	差の内訳	
2013年2月(A)	2012年2月(B)			
2,224万kW (節電効果△65万kW)	2,329万kW (節電効果△63万kW)	△105万kW	節電効果	△ 2万kW程度
			気象影響	△48万kW程度
			景気影響他	△55万kW程度

■供給力

- 当社は上越火力発電所1-2号機の営業運転を開始し、安定供給に必要な供給力を確保
 - その上で、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
 応援融通を実施
- ⇒この結果、冬季を通じて安定供給を果たすことができた

需給②：2013年度 夏季の電力需給見通し(発電端) 18

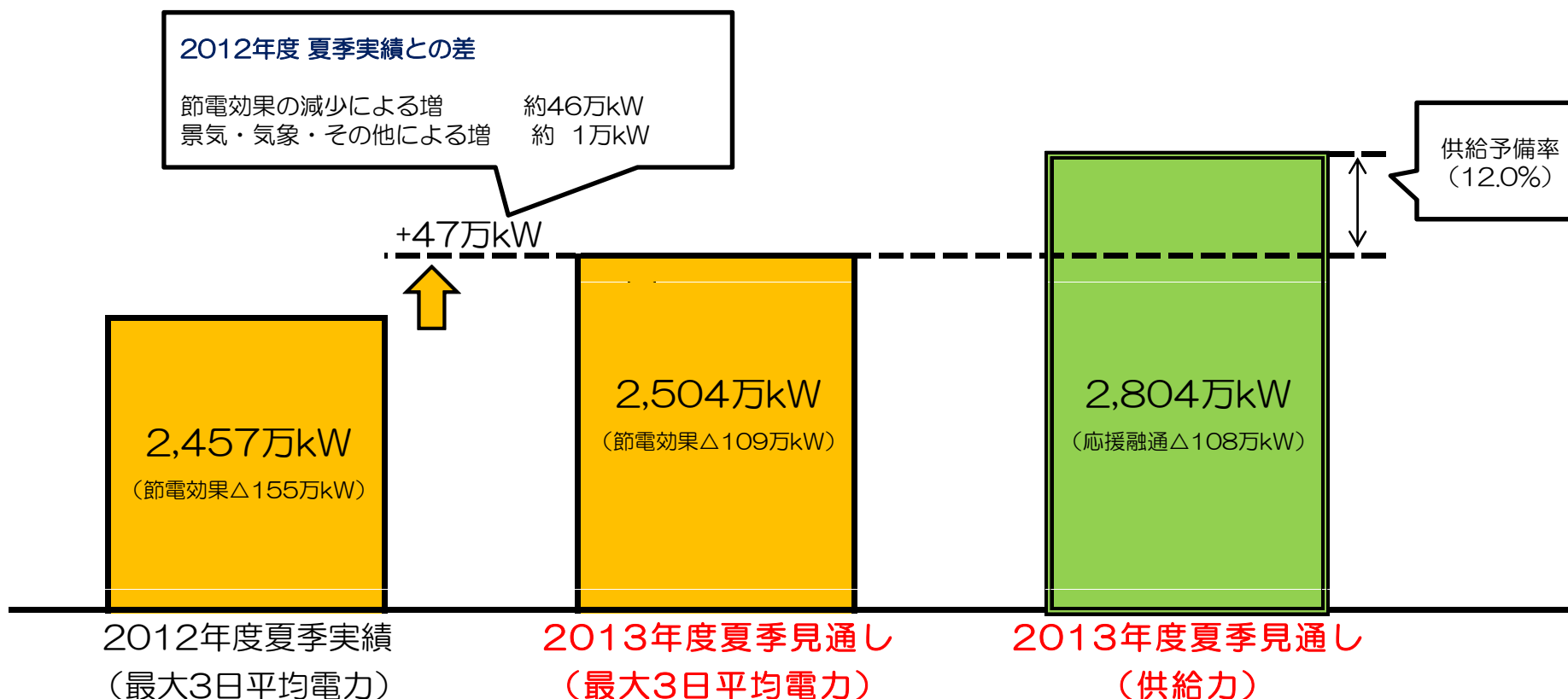
2013年4月23日 第4回電力需給検証小委員会への報告値

■最大電力（最大3日平均電力）

- 今夏の節電効果を109万kW程度と見込み、2,504万kWと想定。

■供給力

- 上越火力発電所2-1号の営業運転開始（2013年7月予定）や、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電力融通（108万kW程度）を反映し、2,804万kWと想定。



需給③：最大電力・販売電力量の見通し（供給計画） 19

2013年3月26日届出 平成25年度電力供給計画

■販売計画の概要

- 販売電力量は2022年度で1,327億kWhと計画、年平均伸び率は0.4%（気温うるう補正後）
- 最大電力（最大3日平均電力、送電端）は2022年度で2,533万kWと計画、年平均伸び率は0.3%（気温補正後）

■電力需要見通し

	2011年度 (実績)	2012年度 (実績)	2013年度 (計画)	2017年度 (計画)	2022年度 (計画)	(億kWh,万kW,%) 年平均増加率 [2011-22年度]
電 灯	358	355	347	355	361	0.1 <0.2>
低压電力	48	47	43	39	39	▲1.9 <▲1.6>
其他電力	16	15	15	13	12	▲2.3 <▲2.2>
特定規模需要以外の需要	422	417	405	407	412	▲0.2 <▲0.1>
特定規模需要	857	849	836	867	915	0.6 <0.7>
販売電力量合計	1,279	1,266	1,241	1,274	1,327	0.3 <0.4>
最大電力（最大3日平均電力、送電端）	2,427	2,385	2,414	2,467	2,533	0.4 (0.3)

前回計画との差 (2021年度時点)		
	今回	前回
販売電力量	1,316 億kWh	1,368 億kWh
	前回差 ▲51億kWh 前回比 ▲3.8%	
最大電力	2,520 万kW	2,636 万kW
	前回差 ▲116万kW 前回比 ▲4.4%	

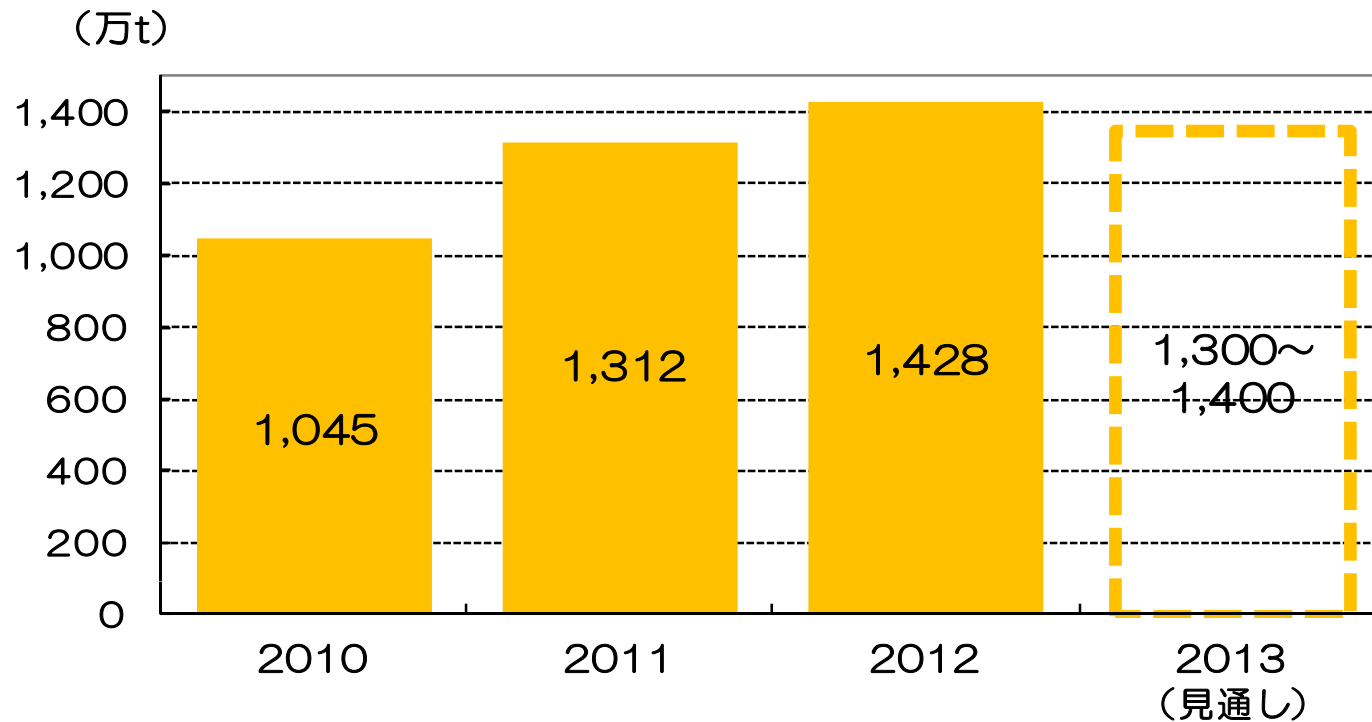
(注) 項目ごとに端数処理をしているため、計算が合わないことがある。

(注) () 内は気温補正後、< >内は気温うるう補正後

■燃料調達の見通し（LNG）

- 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

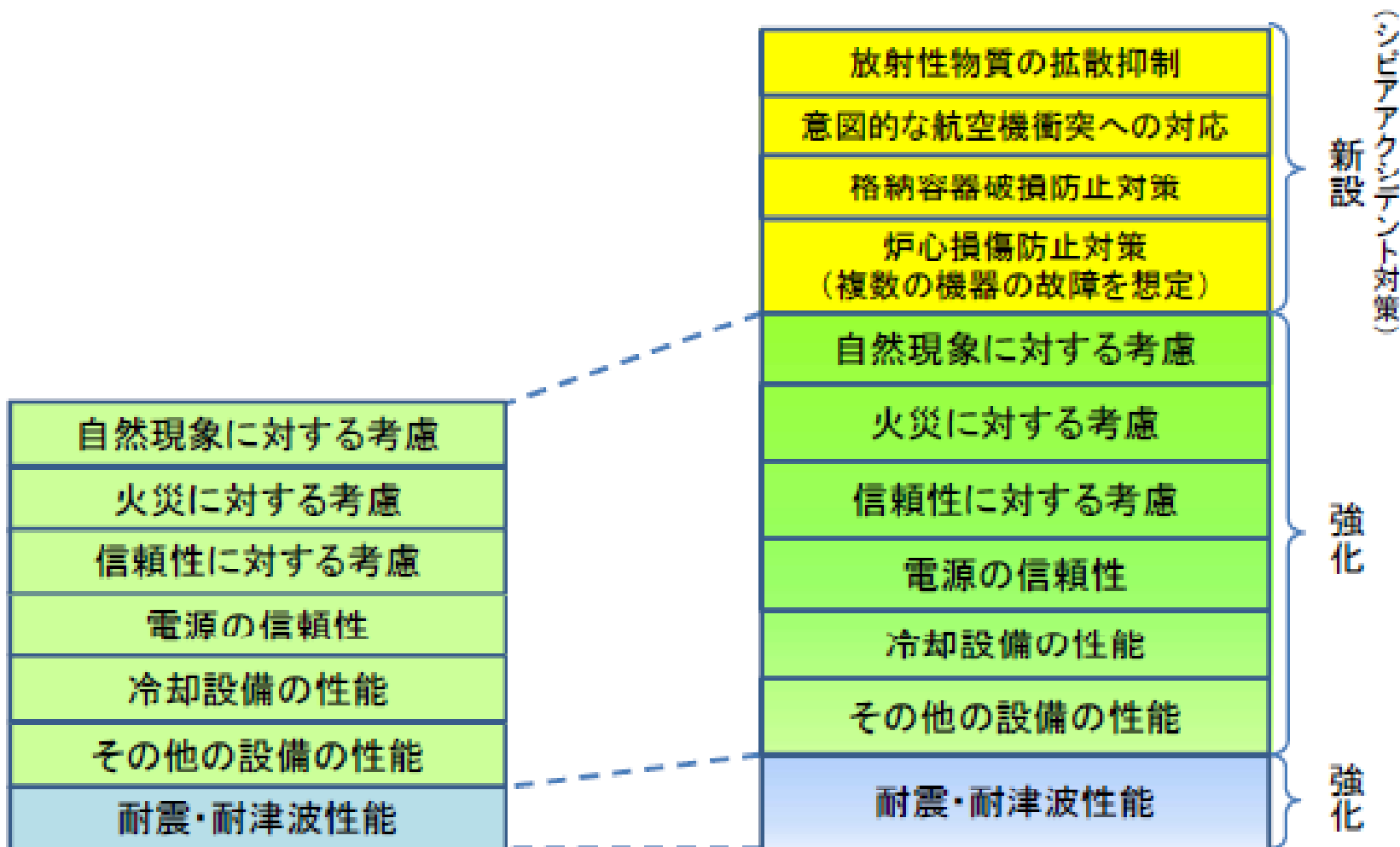


III 参考データ

原子力規制委員会の動向①：新規制基準の概要	22	燃料調達①：LNG契約の状況	36
原子力規制委員会の動向②：新規制基準の要求事項と適用時期（案）	23	燃料調達②：石炭トレーディングの推進	37
原子力規制委員会の動向③：新規制基準の策定の流れ	24	燃料調達③：エネルギー資源の権益取得	38
浜岡原子力発電所①：安全対策工事の工程	25	燃料調達④：燃料調達の状況（2012年度）	39
浜岡原子力発電所②：フィルタベントの設置について	26	再生可能エネルギー①：固定価格買取制度	40
浜岡原子力発電所③：5号機 主復水器細管損傷による海水流入	27	再生可能エネルギー②：当社の取り組み	41
浜岡原子力発電所④：防災対策の強化について	28	販売戦略	42
電力システム改革の工程表	29	海外エネルギー事業	43
需給①：全国の電力需給見通し（8月）	30	スマートメーター	44
需給②：電力会社相互応援能力の強化	31	決算①：燃料費調整制度と火力燃料費について	45
需給③：電源設備構成・発電電力量構成	32	決算②：退職給与金（個別）	46
火力発電設備①：高効率LNG火力発電所の開発	33	決算③：部門別収支	47
火力発電設備②：LNG設備増強計画	34	決算④：フリーキャッシュフローの推移（個別）	48
火力発電設備③：火力設備等における大規模地震対策	35	決算⑤：自己資本比率・D/Eレシオの推移	49

<従来の基準>

<新規制基準>



出典：原子力規制委員会資料（2013年2月6日）

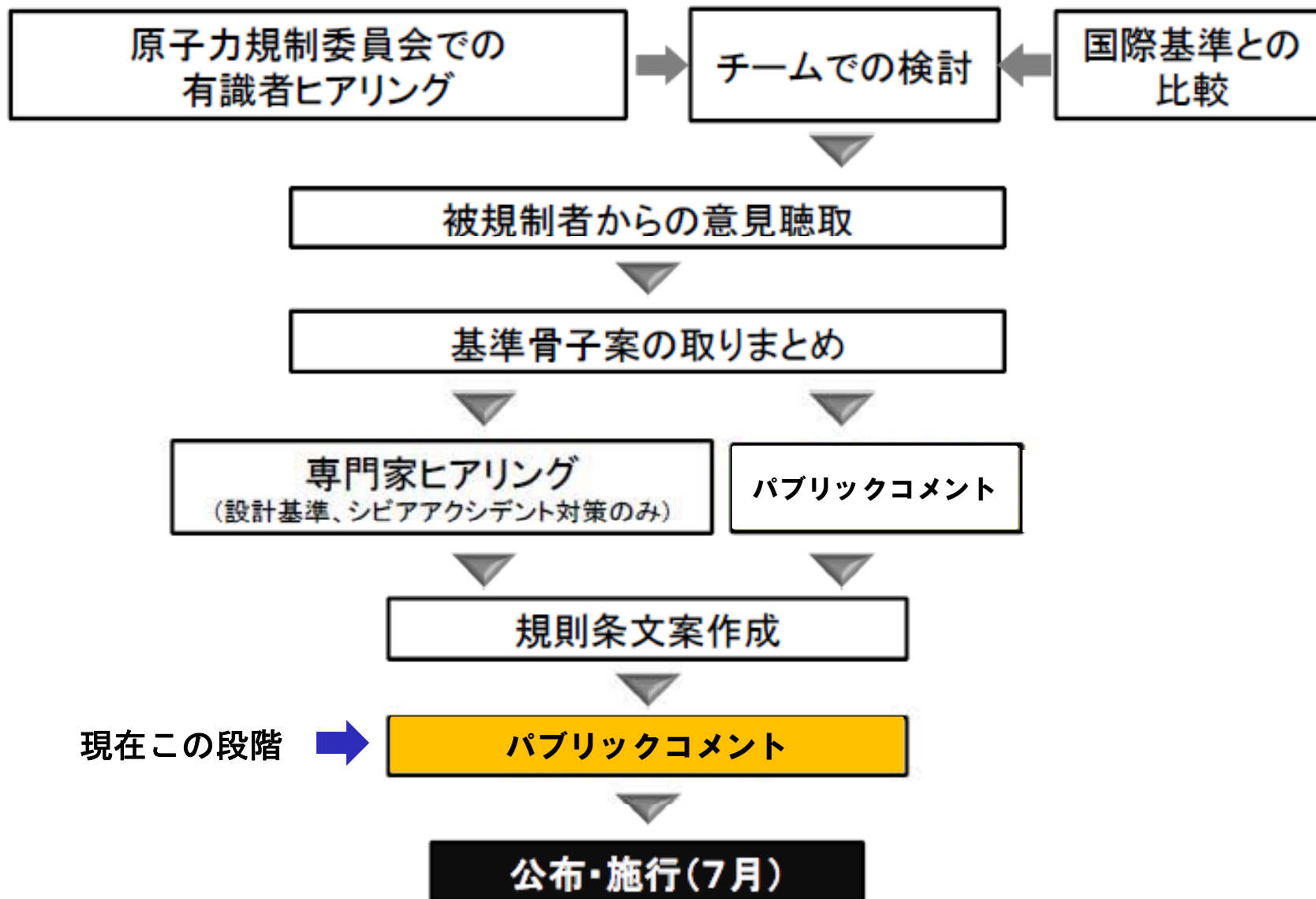
原子力規制委員会の動向②： 新規制基準の要求事項と適用時期（案）

23

赤字は、新規制基準の施行後5年間は適用猶予

新たな要求事項（主なもの）		対策の例示 （これと同等以上の効果を有する措置が求められる）	
耐震・対津波機能 （強化される事項）	基準津波により安全性が損なわれないこと	基準津波の策定、防波壁や防水扉の設置	
	津波防護施設等は高い耐震性を有すること	防波壁や敷地内の津波監視施設の耐震性確保	
	活断層評価にあたり必要な場合は40万年前まで遡ること	必要な場合には断層の活動性を詳細に調査	
設計基準 （強化される事項）	内部溢水により安全性が損なわれないこと	内部溢水による影響評価、必要な改造、訓練 等	
	内部火災により安全性が損なわれないこと	火災発生防止、影響軽減に必要な改造 等	
	安全上重要な機能の信頼性確保	安全上重要な配管等の多重化	
バックアップ 対策基準 （全て新規要求）	炉心損傷防止	原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧機能 <small>（バックアップ対策として、特定安全施設（仮称）を設置）</small>	
		原子炉冷却材低圧時の冷却機能 <small>（バックアップ対策として、特定安全施設（仮称）を設置）</small>	
	炉心損傷後の 影響緩和策	格納容器の過圧破損防止機能 <small>（バックアップ対策として、特定安全施設（仮称）を設置）</small>	
		制御室機能 <small>（バックアップ対策として、特定安全施設（仮称）を設置）</small>	
	原子炉建屋等の水素爆発防止対策		水素濃度制御又は排出設備、濃度監視設備の設置 等
	使用済燃料貯蔵プールの冷却、遮へい、未臨界確保機能		可搬式代替注水設備、可搬式スプレイ設備の設置 等
	緊急時対策所機能		地震・津波の影響を受けない緊急時対策所の確保 等

原子力規制委員会の動向③：新規制基準の策定の流れ 24



現在この段階



パブリックコメント

浜岡原子力発電所①：安全対策工事の工程

25

■津波対策

主な対策	2011年度				2012年度				2013年度				2014年度			
	4~6月	7~9月	10~12月	1~3月	4~6月	7~9月	10~12月	1~3月	4~6月	7~9月	10~12月	1~3月	4~6月	7~9月	10~12月	1~3月
浸水防止対策① ・防波壁の設置等 ・取水槽他の溢水対策 (新規制基準対応)					▼11/11着手 本体工事(基礎工事・壁工事)				▼海抜18mまで設置完了 嵩上げ工事				2014年度末までの完工を目指す(※)			
									取水槽他の溢水対策							
浸水防止対策② ・防水構造扉の信頼性強化 ・緊急時海水取水設備(EWS)の設置等					▼1/7着手 防水構造扉の信頼性強化工事等				2014年度末までの完工を目指す(※)							
					▼10/13着手 EWS設置工事								2014年度末までの完工を目指す(※)			
緊急時対策の強化 非常用交流電源装置(ガスタービン発電機)の高台設置					ガスタービン発電機の手配、高台設置など								2014年度末までの完工を目指す(※)			
					▼11/21着手 高台整備、電源盤の上層階・高台への設置								2014年度末までの完工を目指す(※)			

(※) 耐震性の精査等を行った上で詳細工程を決定

■シビアアクシデント対策

シビアアクシデント対策 ・3,4号機 ・5号機									フィルタベント設備設置							
									実施への具体的な検討を進めている (工期:2~3年程度)							

■地震対策

地震対策									今年度の出来るだけ早い段階で工事計画をまとめ、 早期の着工を目指す							
------	--	--	--	--	--	--	--	--	--------------------------------------	--	--	--	--	--	--	--

浜岡原子力発電所②：フィルタベントの設置について 26

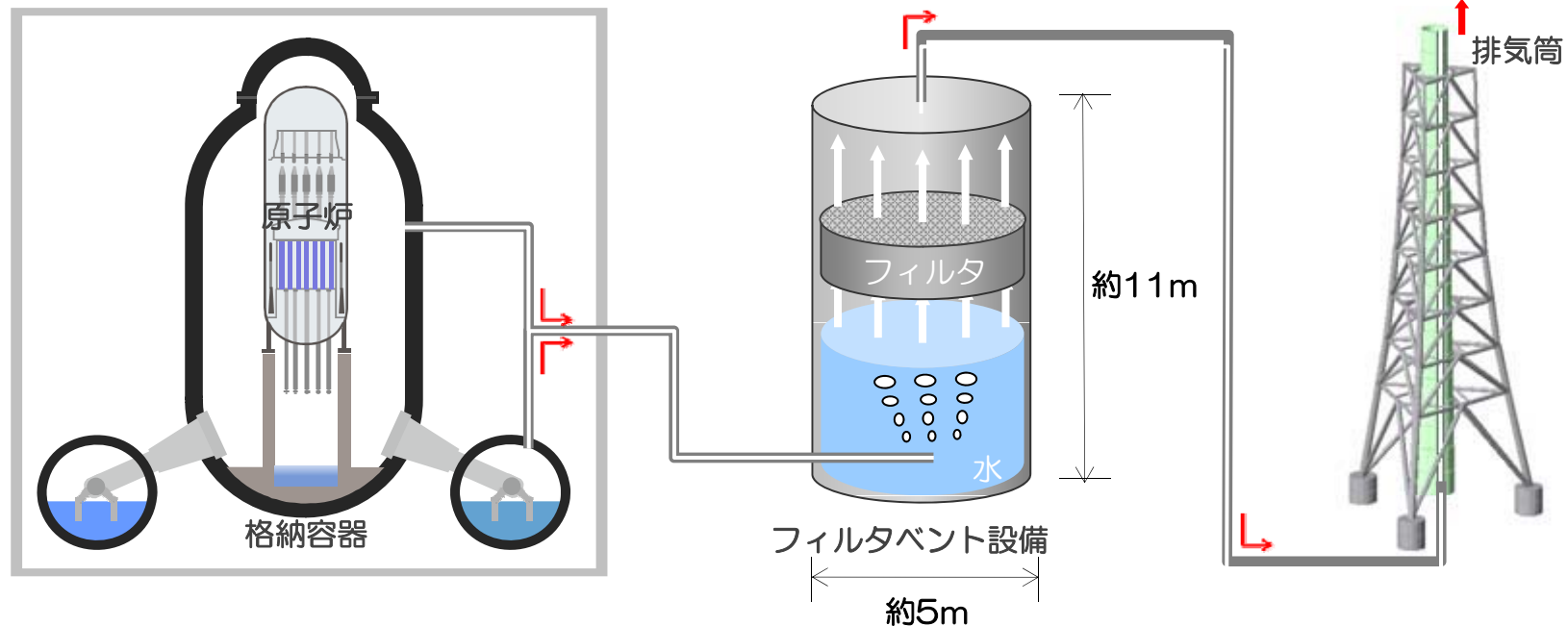
放射性物質の大規模な放出の防止対策

- 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：2014年度末（3,4号機）



浜岡原子力発電所③：5号機 主復水器細管損傷による 海水流入

27

経緯

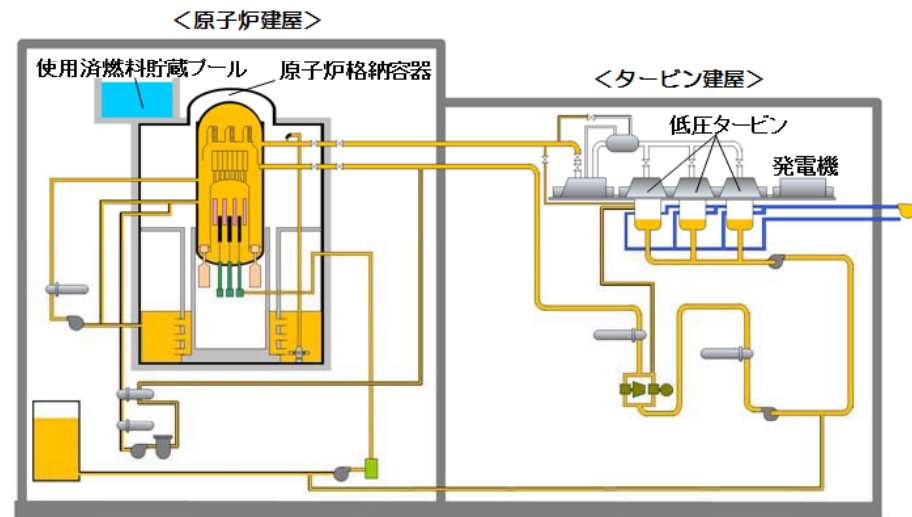
- 2011年5月14日、5号機の原子炉停止後、冷温停止に向け操作を実施中、蒸気冷却用の海水が流れる主復水器内の細管が一部損傷。主復水器に400トン、原子炉に5トンの海水が流入する事象が発生

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。
 - ・海水混入時に装荷されていた燃料の点検の結果、外観上、海水混入の影響は確認されなかった。

今後の予定

- 5号機は、1号機および2号機の使用済燃料の受け入れのため、原子炉圧力容器および炉内構造物の点検を2013年度末まで一次中断中であるが、2014年9月を目途に点検・評価を完了する予定。
- 原子炉圧力容器および炉内構造物以外の設備および燃料の点検・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。



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

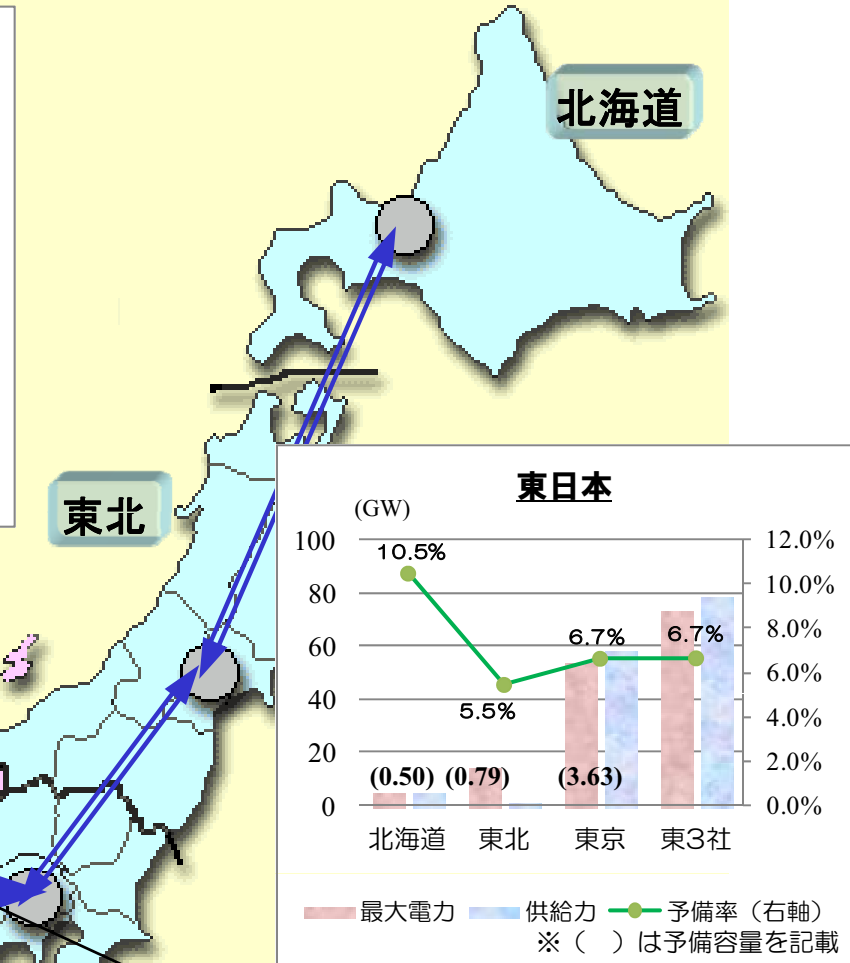
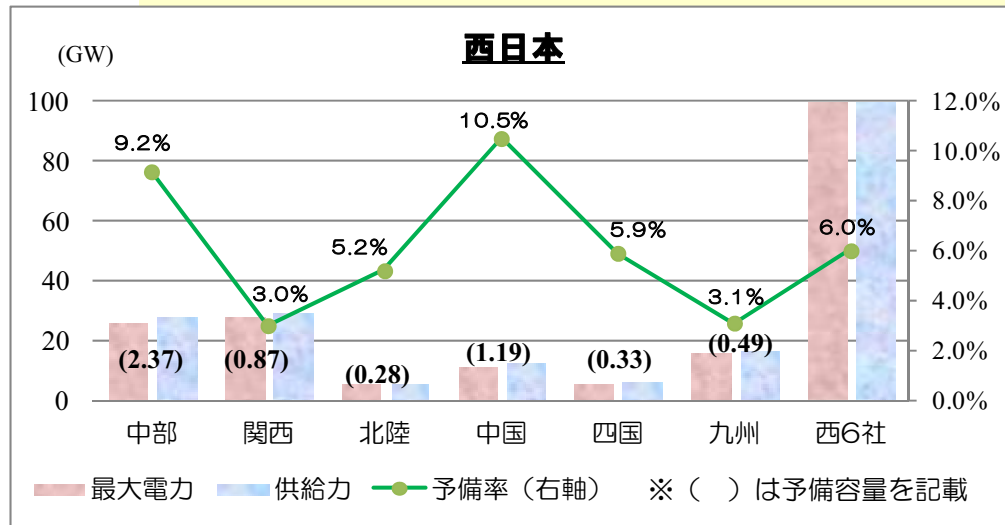
© 2013 Chubu Electric Power Co., Inc. All rights reserved.

●2013年4月12日 電気事業法改正案が閣議決定

	実施時期	法案提出時期
【第1段階】 広域系統運用機関（仮称）の設立	2015年を目途に設立	今国会に法案提出 （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：2013年4月12日 経済産業省公表資料

需給①：全国の電力需給見通し（8月）



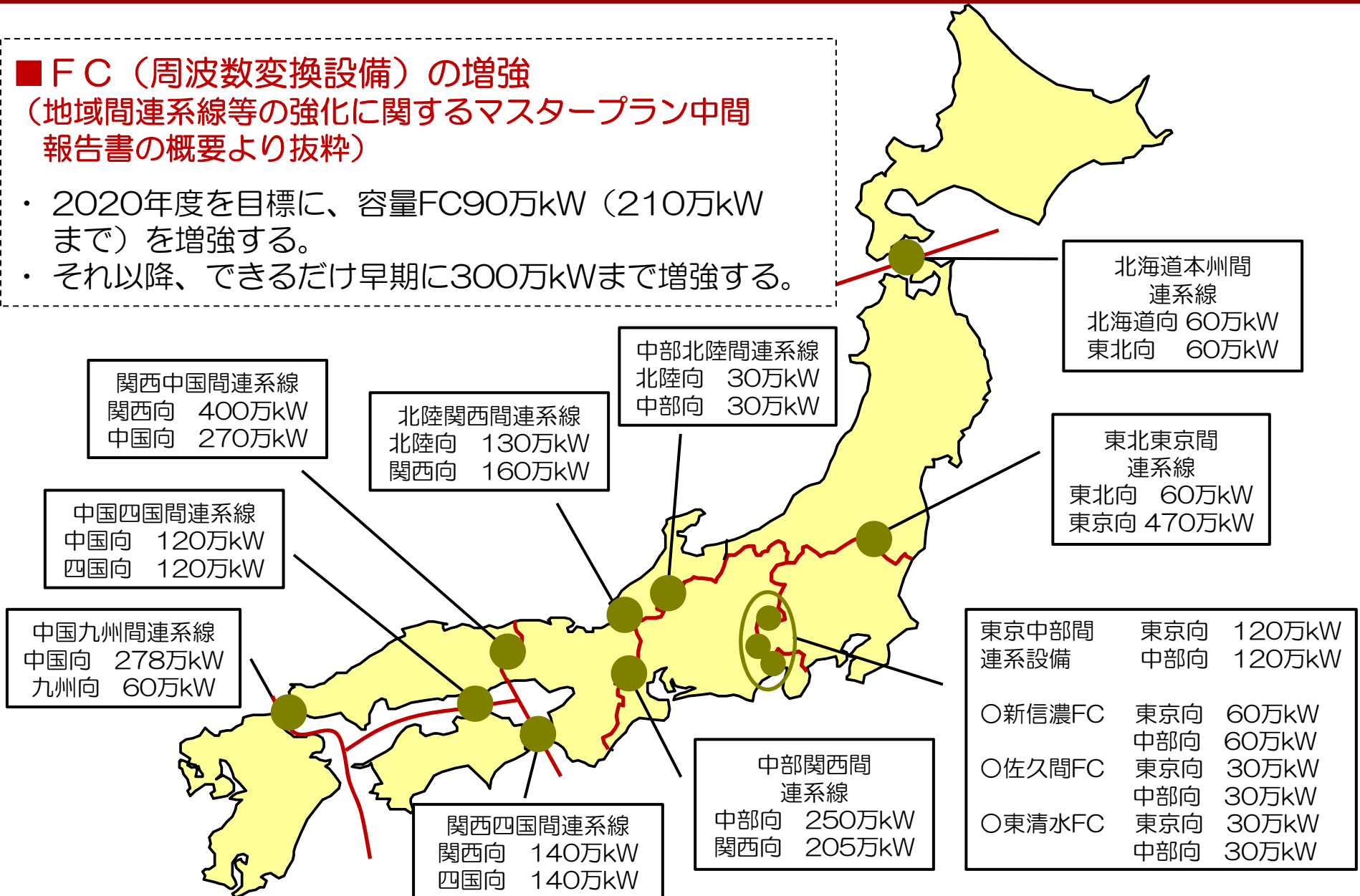
周波数変換装置の容量

◇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

〔出所〕「需給検証委員会」資料
8月の見通し（2012年度冬季の節電の定着を折り込み、最新の経済状況等を踏まえ想定）

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）

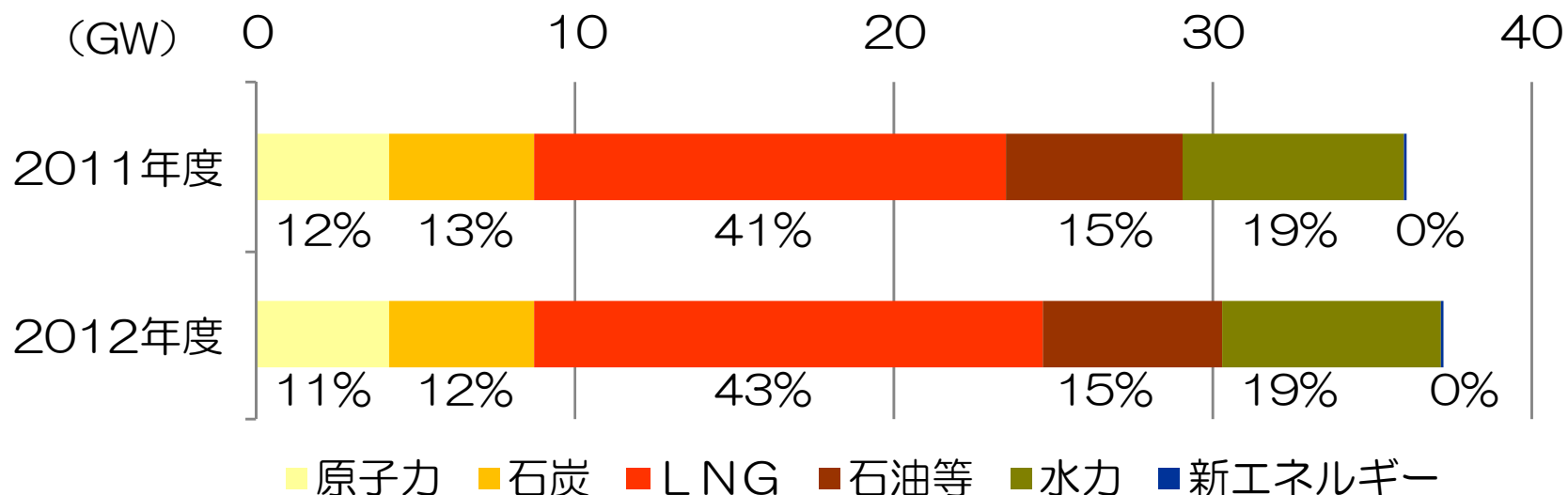
- ・ 2020年度を目標に、容量FC90万kW（210万kWまで）を増強する。
- ・ それ以降、できるだけ早期に300万kWまで増強する。



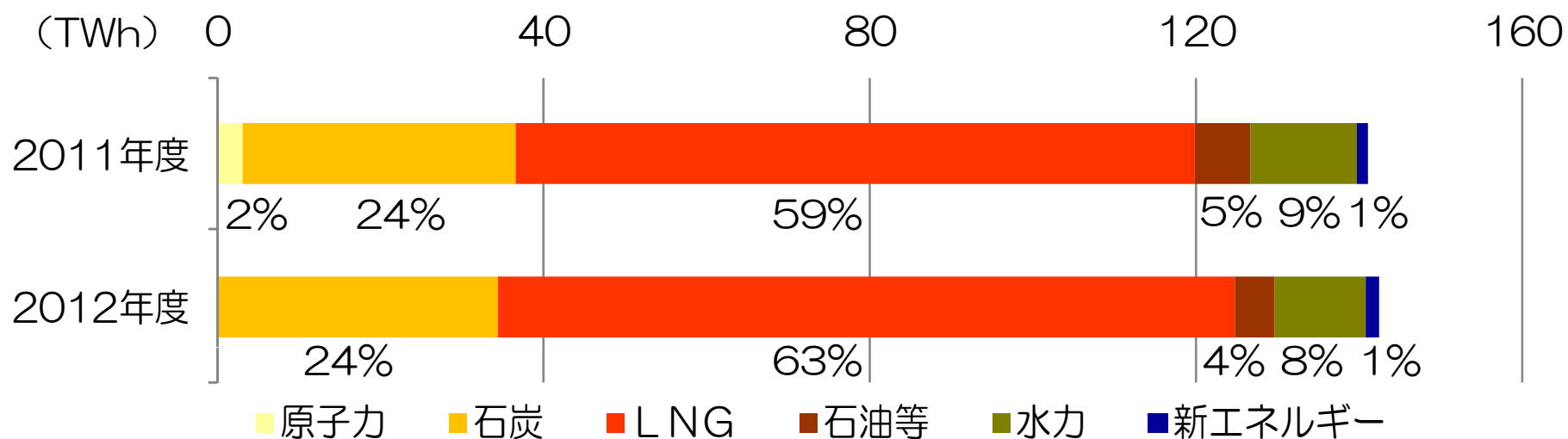
（注）電力系統利用協議会が公表した8月平日昼間帯（8～20時）の運用容量を記載 © 2013 Chubu Electric Power Co., Inc. All rights reserved.

需給③：電源設備構成・発電電力量構成

■電源設備構成



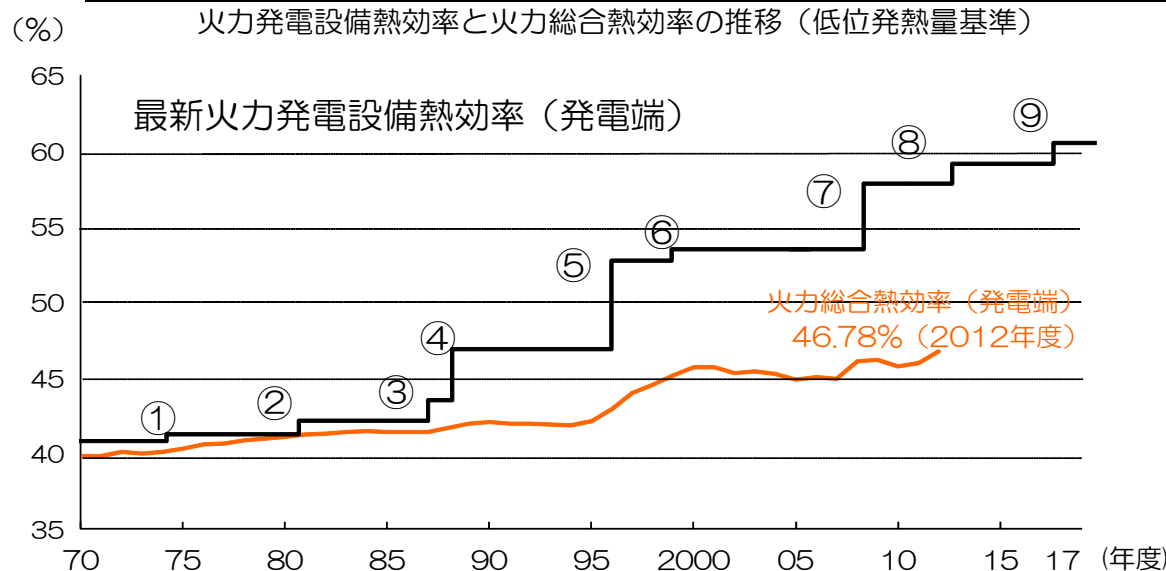
■発電電力量構成



※2012年度の発電電力量構成は推定実績値

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以上	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

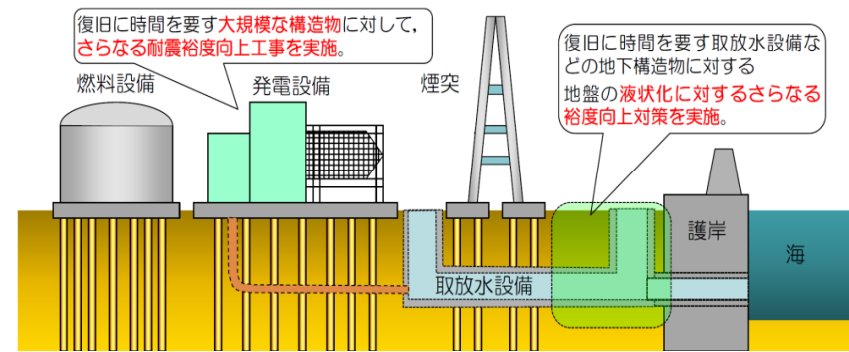


	件名	概要	着工時期	完工時期
①	川越LNGタンク増設	タンク容量18万m ³ 2基	2007年度	2012年度
	川越LNG受入棧橋増強	20万m ³ 超級LNG船が接岸可能	2009年度	2010年度
②	伊勢湾横断 ガスパイプライン敷設	川越火力発電所～知多地区LNG基地間 約13.3km	2008年度	2013年度(秋予定)
③	知多LNG第二棧橋増強	20万m ³ 超級LNG船が接岸可能	2008年度	2009年度
④	三重・滋賀ライン敷設	四日市火力発電所～大阪ガス(株)様 多賀ガバナステーション間 約60km	2004年度	2013年度(冬予定)

■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。

燃料調達①：LNG契約の状況

■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）
現行契約	カタール (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～2016年 (約7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(FOB/Ex-ship)	2011年～2015年 (約5年間)	630
		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 (Ex-ship)	2013年～2017年 (約5年間)	1,000	
将来契約	カタール (Ex-ship)	2018年～2028年 (約10年間)	700
	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
	インドネシア再延長(Ex-ship)	2016年～2020年 (約10年間)	320
	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）

■LNG船定期傭船契約

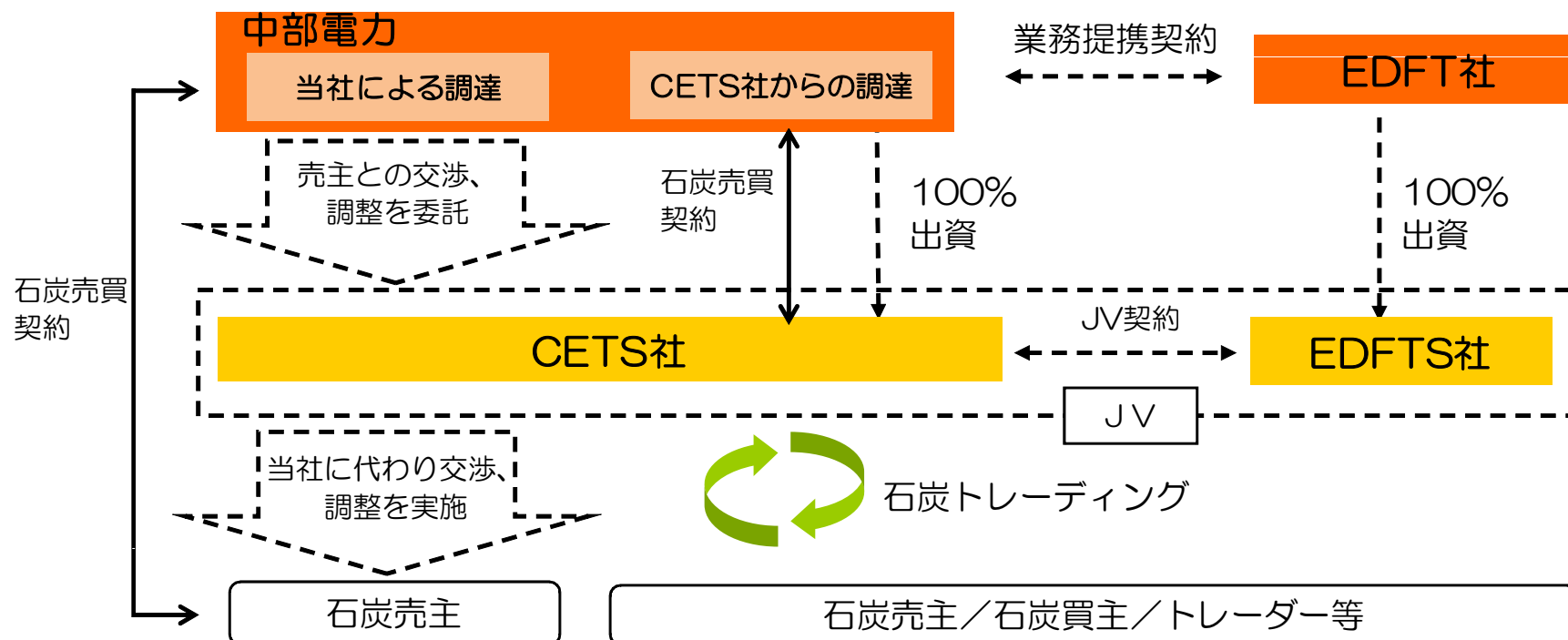
・ 輸送コストの管理による経済性の向上や輸送における柔軟性の確保を期待し、3隻の定期傭船契約を締結

	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		

■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)
 権益取得比率:3.75%※
 現在、生産中

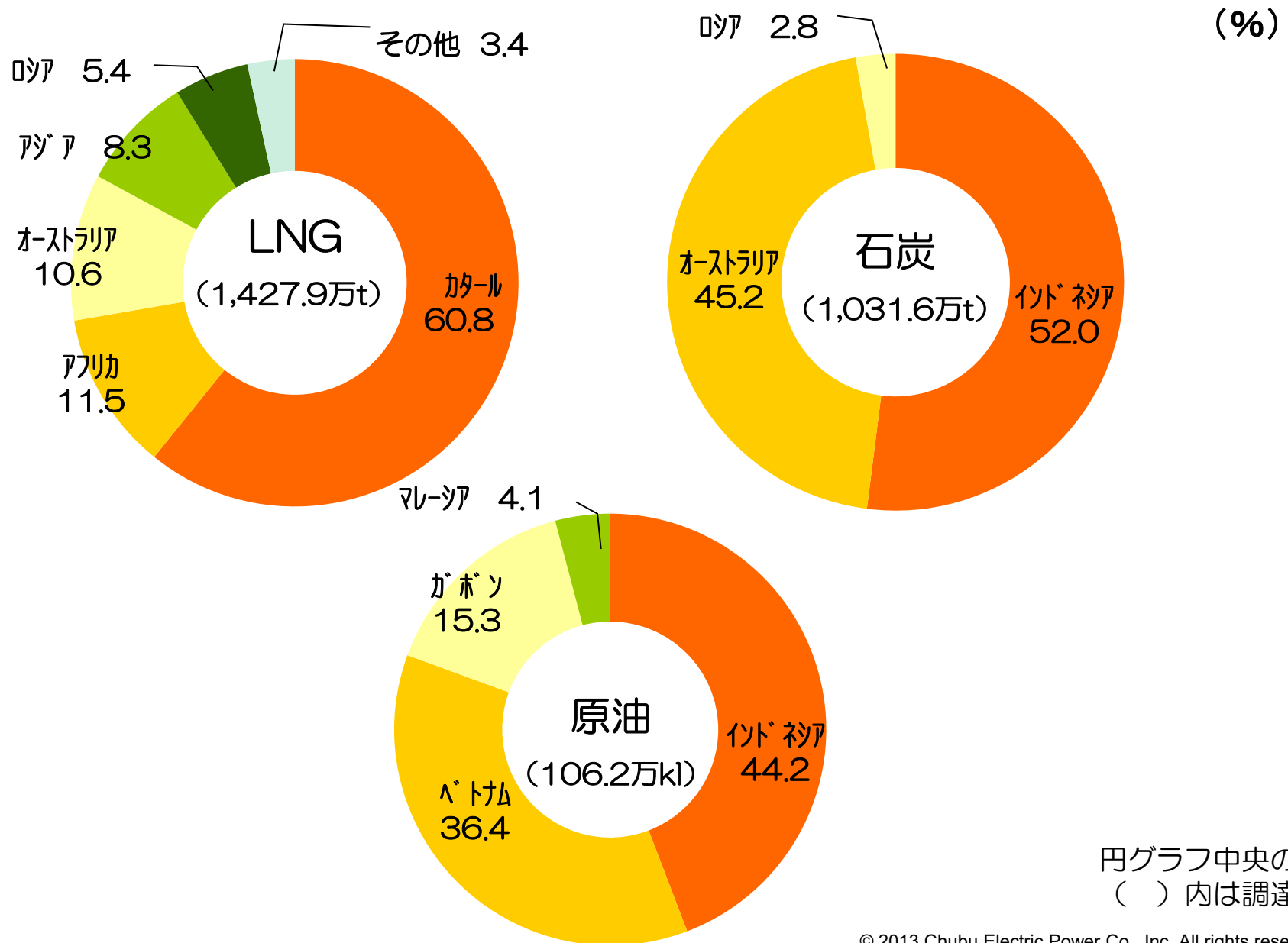
フリーポートLNG基地

液化設備:契約容量440万t/年×2系列
 (最大4系列)
 当社確保分:220万t/年
 2017年度液化加工開始予定



※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④：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（主なもの）		出力(千kW)	CO ₂ 削減効果 ^{※1} (t-CO ₂ /年)	運開時期		
太陽光	自社開発	メガソーラーいいだ	1	400	2010年度	
		メガソーラーたけとよ	7.5	3,400	2011年度	
		メガソーラーしみず	8	4,000	2014年度予定	
風力	自社開発	御前崎	22	29,000	(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	600	2010年度
			徳山(1号機、2号機)	153.4	150,000	2014年度～2015年度予定
			阿多岐	0.19	700	2015年度予定
			丹生川	0.35	1,000	2016年度予定
			一般水力	5.0	13,000	2020年度予定
				7.3	19,000	2022年度予定
			維持流量発電	0.22	900	2015年度予定
				0.29	500	2015年度予定
				0.32	500	2018年度予定
			既設設備改修	和合	0.2 ^{※2}	200
奥矢作第一発電所3号機	2.0 ^{※2}	600		2012年度		
奥泉発電所	5.0 ^{※2}	—		2012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	—	200,000	2010年度	
		下水汚泥炭化燃料混焼	—	4,000	2012年度	

※1 計画公表時の概算値

※2 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

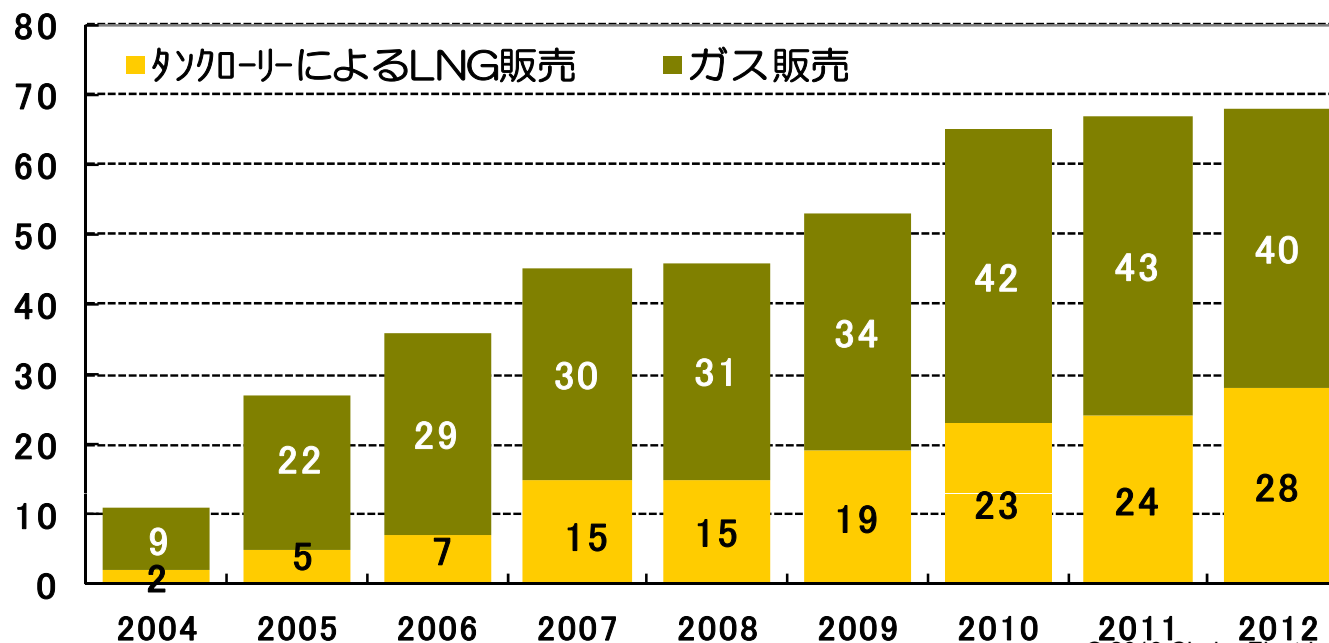
多様化・高度化するお客さまのニーズにお応えするため、当社およびグループ会社が一体となり、電気・ガスそれぞれの強みを活かしたソリューションサービスを提供

■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)



■海外エネルギー事業への取り組み

	投資規模	持分出力 [※]
2012年度末時点	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

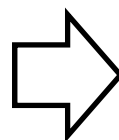
■参画中のプロジェクト

	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)	約110×3	19%(2地点) 24%(1地点)	2011年度	2014年(予定)
		タイ 風力発電事業	90×2	20%	2011年度	2013年(予定)
		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 メサイード発電事業	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 糞殻発電事業	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)

■スマートメーター導入を巡る国の議論動向

「エネルギー基本計画」
(2010年6月18日閣議決定)

費用対効果等を十分考慮しつつ、
2020年代の可能な限り早い時期に、
原則全ての需要家にスマートメーター
の導入を目指す。



「当面のエネルギー需給安定策」
(2011年8月5日閣議決定)

2020年代に原則全戸導入としていた
目標を前倒し、今後5年以内に総需要
の8割をスマートメーター化する。

■当社における主な取り組み

＜春日井市における「新型電力量計」による遠隔検針の実地試験（2011年度）＞

新型電力量計約1,500台を設置し、遠隔検針機能やインターネット経由での電気利用状況の「見える化」効果を検証

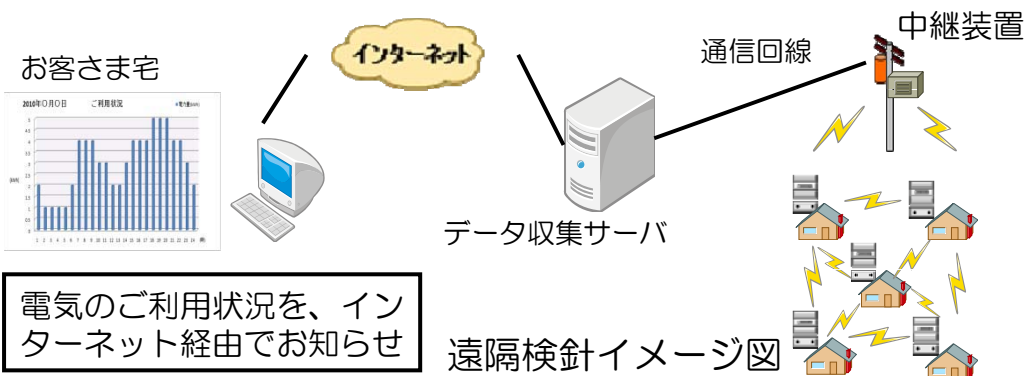


上段：通信ユニット
・計量データを伝送

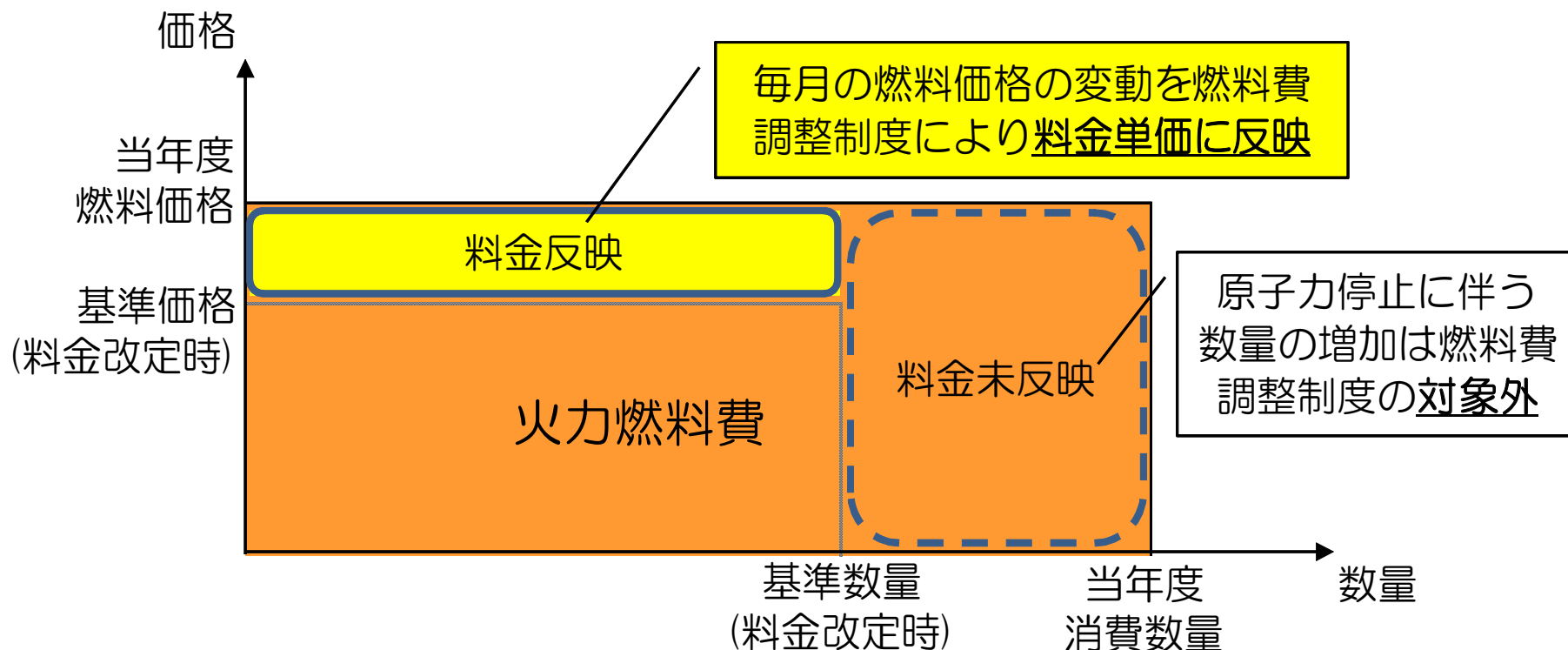
中段：計量ユニット
・電気使用量を計量

下段：開閉ユニット等

新型メーターイメージ図



＜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		
		2011年度期首 特別損失負担額 (※)	2011年度(A)	2012年度(B)	2013年度(C)	(B)－(A)	(C)－(B)
2008年度	523	25	148	－	－	△ 148	－
2009年度	△ 293	△ 24	△ 85	△ 85	－	－	85
2010年度	122	18	34	34	34	－	－
2011年度	△ 35	－	－	△ 11	△ 11	△ 11	－
2012年度	38	－	－	－	12	－	12
合計		19	98	△ 62	35	△ 160	98

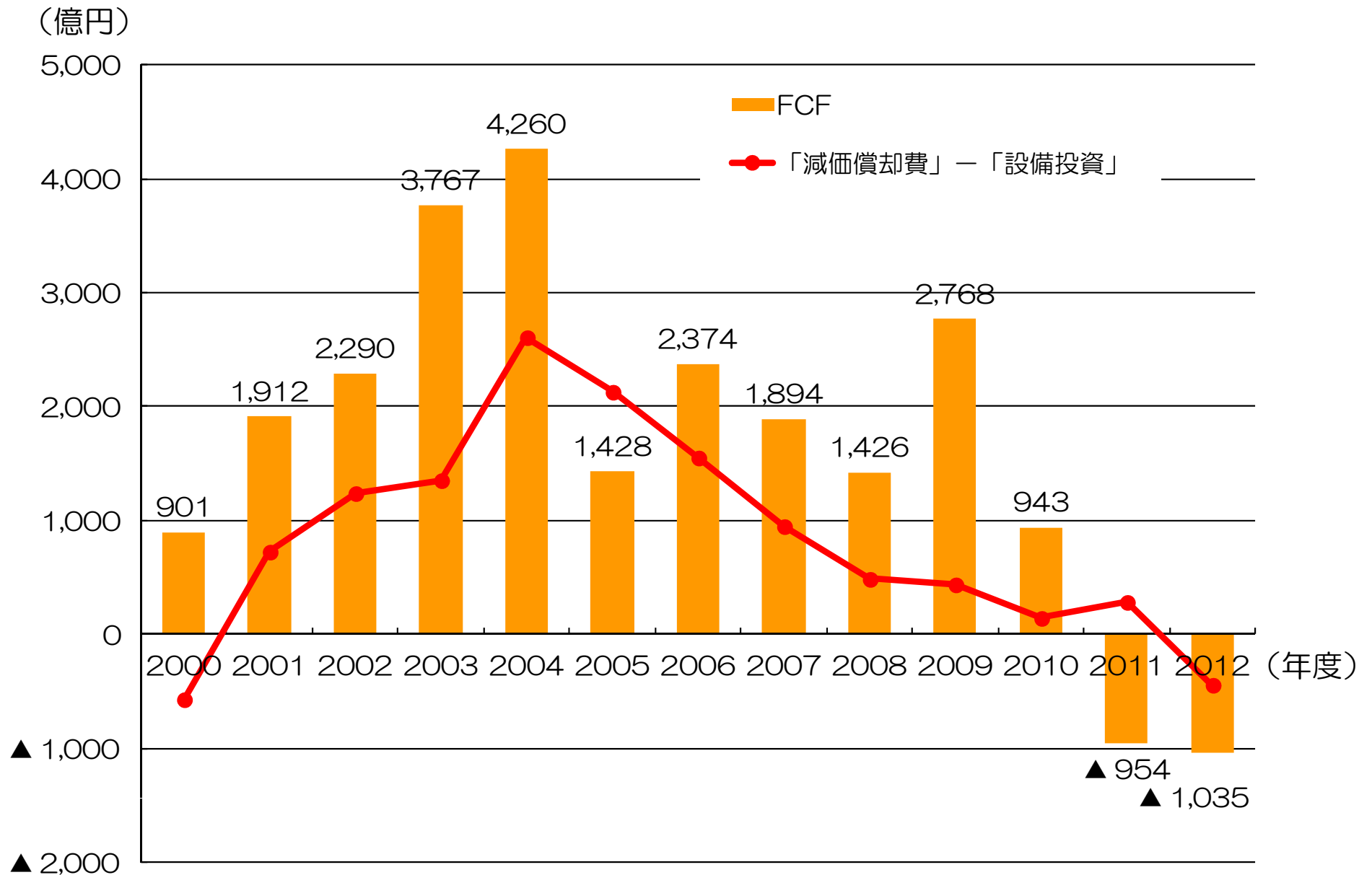
※ 退職給付制度改定による特別損失負担額。制度改定時点における数理計算上の差異残高のうち、終身廃止・DC移行部分に対応する額を特別損失計上

■2011年度 部門別収支実績

(億円)

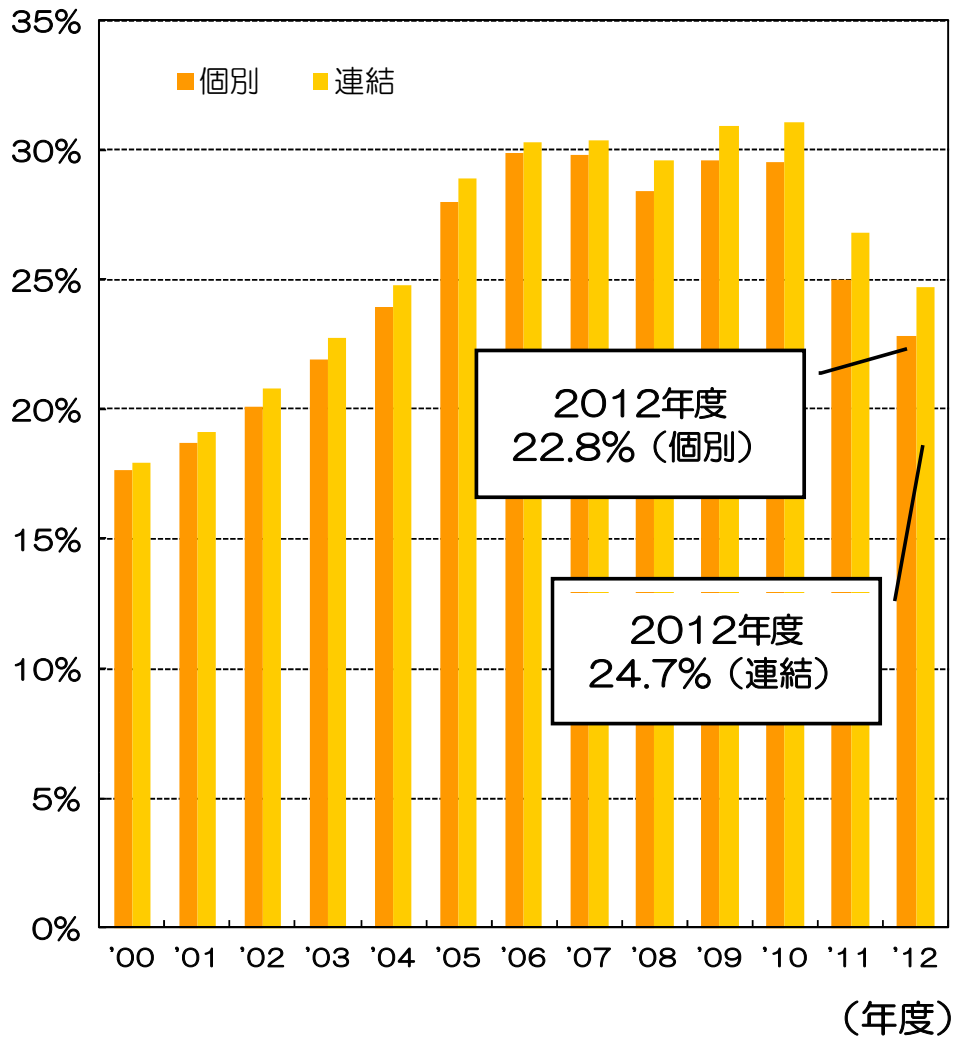
項目	一般需要部門 (8)	特定規模 需要部門 (9)	一般需要・特定 規模需要外部門 (10)	合計 (11) = (8) + (9) + (10)
電気事業収益 (1)	9,473	12,475	77	22,026
電気事業費用 (2)	9,467	13,155	152	22,775
電気事業外収益 (3)	—	—	657	657
電気事業外費用 (4)	28	54	765	848
税引前当期純利益又は純損失 (5) = (1) - (2) + (3) - (4)	▲ 22	▲ 734	▲ 183	▲ 940
法人税 (6)	▲ 7	▲ 236	249	5
当期純利益又は純損失 (7) = (5) - (6)	▲ 15	▲ 498	▲ 432	▲ 946

決算④：フリーキャッシュフローの推移（個別） 48



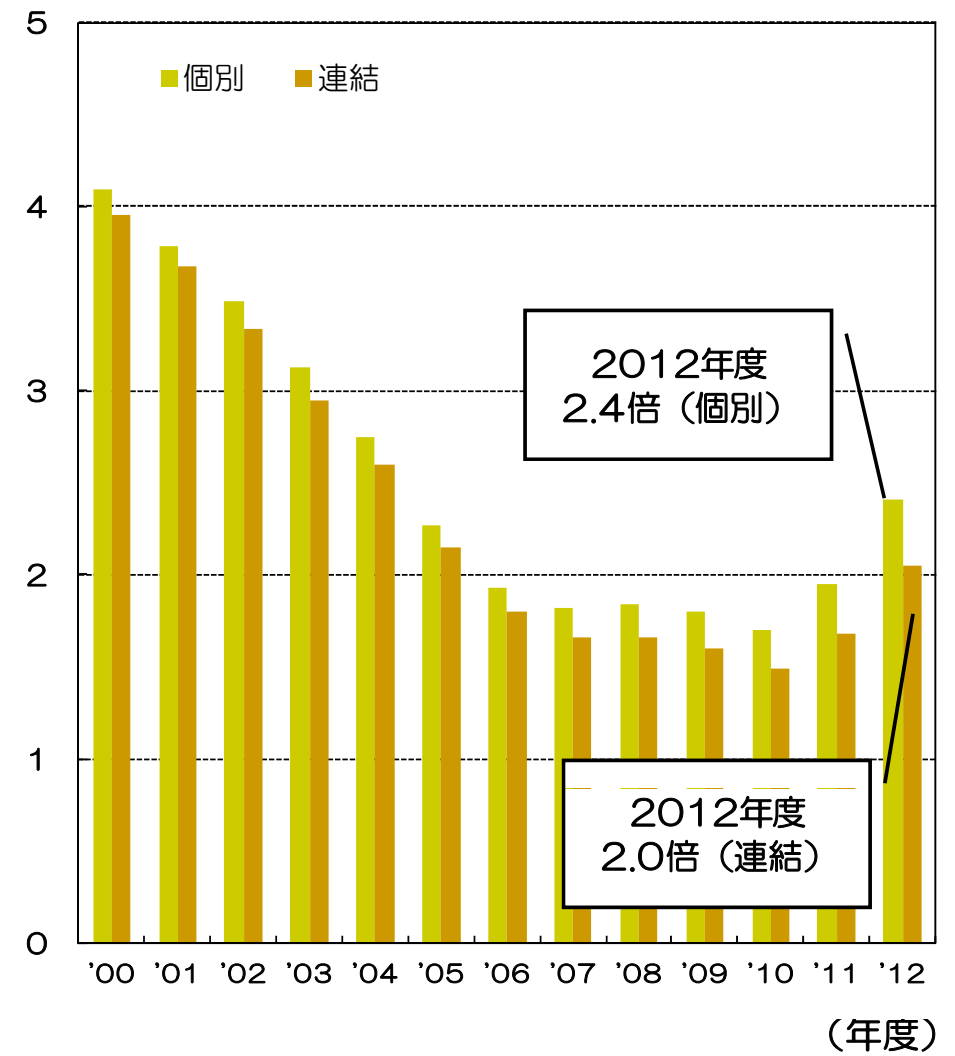
決算⑤：自己資本比率・D/Eレシオの推移

■自己資本比率



■D/Eレシオ

(倍)



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。