

2012年度第1四半期 会社説明会資料

2012年8月



目次

I 経営状況

浜岡原子力発電所における 津波対策の進捗状況	1
浜岡原子力発電所における 津波対策の工期延長について	2
震源モデルの見直しを踏まえた 今後の取り組みについて	3
電力供給計画の変更について	4
今夏の電力需給見通し(8月)	5
燃料調達見通し	6
資金調達状況について	7

II 2013年3月期 第1四半期決算概要

決算概要①	8
決算概要②	9
連結財政状態の概要	10
2012年度 業績見通しについて	11
株主還元方針	12

III 参考データ

13~46

I 経営状況

浜岡原子力発電所における津波対策の進捗状況

当社は、2011年7月に策定した浜岡原子力発電所の津波対策について、2012年12月の工事完了を目標に進めてきたが、2012年3月に見直しを公表した対策の一部において、工事量が大幅に増加したことに伴う作業の輻輳等により、1年程度の工期延長が必要となった。

■ 津波対策の全体工程および対策費用について

主な津波対策	2011年度				2012年度				2013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
浸水防止対策① 防波壁の設置等	▼4/5着 調査・準備工事				▼9/22 本体準備工事				▼11/11着 本体工事(基礎工事・壁工事)		
浸水防止対策② 緊急時海水取水設備(EWS)の設置等	▼10/13着				EWS設置工事				試運転		
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				▼11/21 高台整備				電源盤の上層階・高台への設置 試運転		

対応期間

2013年12月まで(1年延長)

対策費用

1,400億円程度(変更なし)

浜岡原子力発電所における津波対策の工期延長について 2

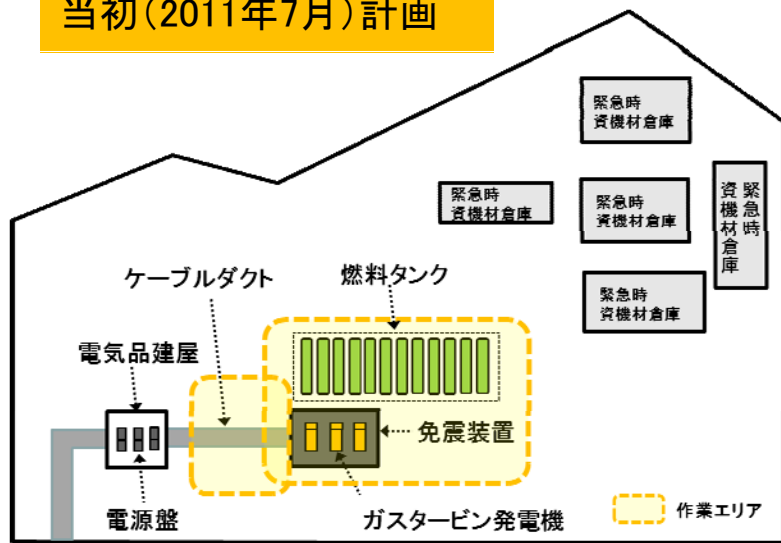
■津波対策工事費用増額について(2012年3月公表)

- 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設置台数の増(3台から6台へ増加)
- 電源盤および配電盤の上層階または高台への設置
⇒電源盤・配電盤設置数の増(約100台から約300台へ増加)、
それに伴う切替盤の新規設置(約150台)



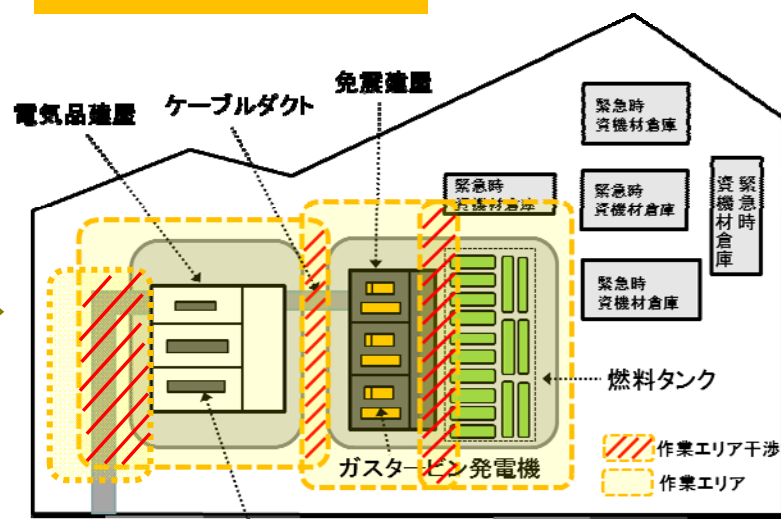
■津波対策の工期延長について

当初(2011年7月)計画



↓
原子炉建屋へ電源供給

現行計画



↓
電源盤
原子炉建屋へ電源供給

物量増、建屋大型化に伴う作業の輻輳等により、1年程度の工期延長が必要となった。

震源モデルの見直しを踏まえた今後の取り組みについて 3

■「南海トラフの巨大地震モデル検討会」第一次評価(御前崎市の震度および津波高)

- 震度分布・津波高は、「あらゆる可能性を考慮した最大クラスの巨大な地震・津波」を推計したものの。

項目	中央防災会議(2003) (敷地周辺)	南海トラフの巨大地震モデル検討会(第一次評価 2012年3月公表) (市町村別一覧表による御前崎市の値)
震度(地表)	6弱 ^{※1}	最大震度7(検討ケースにより震度6強または震度7となっている)
最大加速度 (岩盤)	395ガル ^{※2}	示されていない
津波高	6~7m	最大21.0m(検討ケースにより7.8mから21.0mとなっている)

※1:中防から提供を受けたデータによる

※2:当社耐震バックチェック評価(報告値)は、基準地震動800ガル(岩盤)、津波遡上高8m程度

■今後の取り組みについて

- 内閣府は、南海トラフ沿いの巨大地震による震度分布や津波高等の推計について、今後、8月下旬には追加検討の結果を公表予定。
- 当社は、これら推計に関するデータ提供を受けた上でその内容を確認し、浜岡原子力発電所において想定すべき地震動および津波について検討を行い、同発電所への影響に関する評価を12月を目途に進める。
- 当社は、これらの評価・検討を踏まえて、浜岡原子力発電所における地震動および津波に対する安全対策等について、さらなる見直しや追加対策の必要性を検討する。

電力供給計画の変更について

■ 販売計画の概要

- 販売電力量は2021年度で1,368億kWhと計画、年平均伸び率は0.5%（気温補正後）
 - ・ 2012年度は節電効果▲20億kWhを想定。
- 最大電力は2021年度で2,636万kWと計画、年平均伸び率は0.3%（気温補正後）
 - ・ 2012年度は節電効果▲60万kWを想定。2013年度以降も同水準の節電が継続すると想定。

■ 電力需要見通し

	2010年度 (実績)	2011年度 (実績)	2012年度 (計画)	2016年度 (計画)	2021年度 (計画)	年平均増加率 [2010-21年度]	前回計画との差 (2020年度時点)	
							今回	前回
電 灯	372	358	357	370	392	0.5 (0.7)	販売電力量 前回差 ▲46億kWh 前回比 ▲3.3%	最大電力 前回差 ▲113万kW 前回比 ▲4.1%
低圧電力	51	48	44	42	39	▲2.3 (▲1.7)		
その他電力	16	16	15	14	13	▲2.2 (▲2.2)		
特定規模需要以外の需要	439	422	416	426	444	0.1 (0.4)		
特定規模需要	870	857	862	898	924	0.6 (0.6)		
販売電力量合計	1,309	1,279	1,278	1,324	1,368	0.4 (0.5)		
最大電力(送電端)	2,621	2,427	2,493	2,576	2,636	0.1 (0.3)		

(注) () 内は気温補正後

今夏の電力需給見通し(8月)

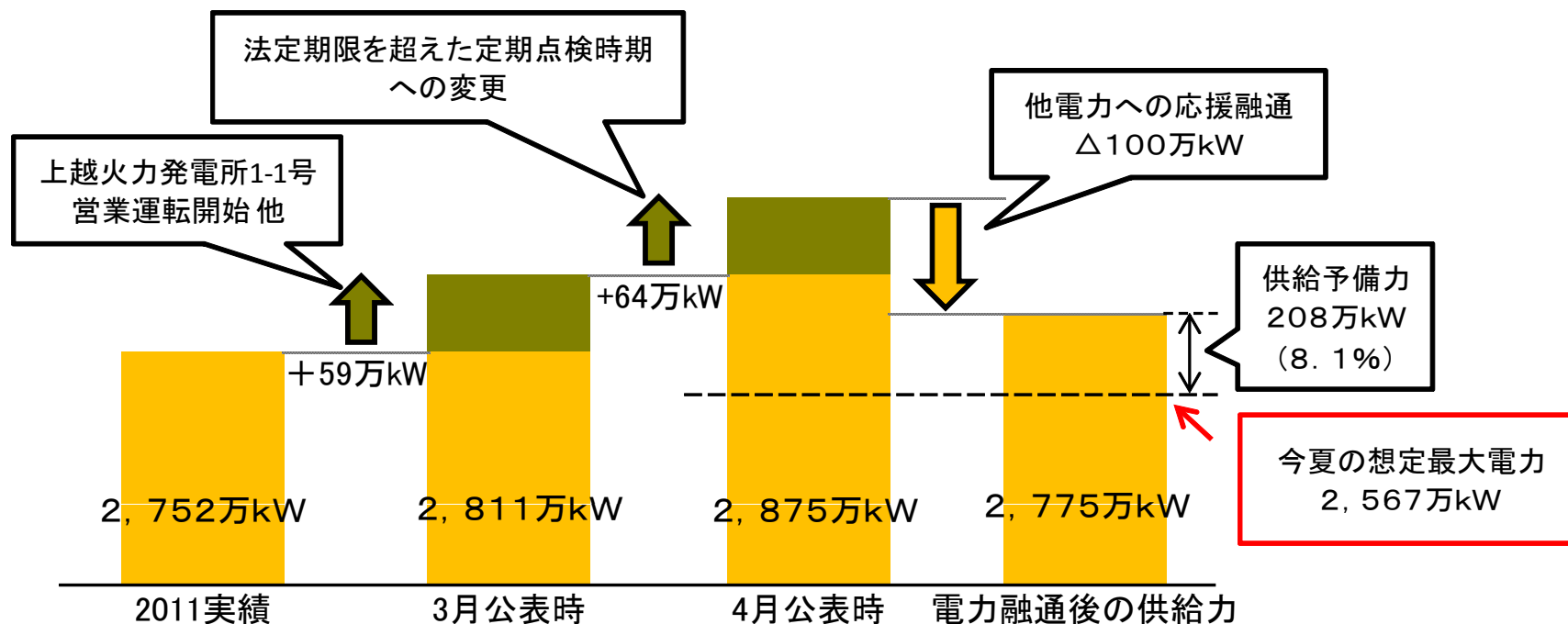
■2012年度 夏の最大電力(発電端)

●お客さまの節電意識の定着等を踏まえたうえで、2011年度から65万kW増加し、2,567万kWと想定

2012年度 計画	2011年度 実績	差	差分内訳			
			節電影響	計画調整 契約等	景気影響	気象補正
2,567万kW	2,502万kW	+65万kW	+40万kW ($\Delta 100 \rightarrow \Delta 60$)	$\Delta 17$ 万kW ($\Delta 20 \rightarrow \Delta 37$)	+30万kW	+12万kW

■2012年度 8月の供給力の推移

●電力融通後の供給力2,775万kWは、最大電力2,567万kWに対し、供給予備率を8.1%確保できる見通し



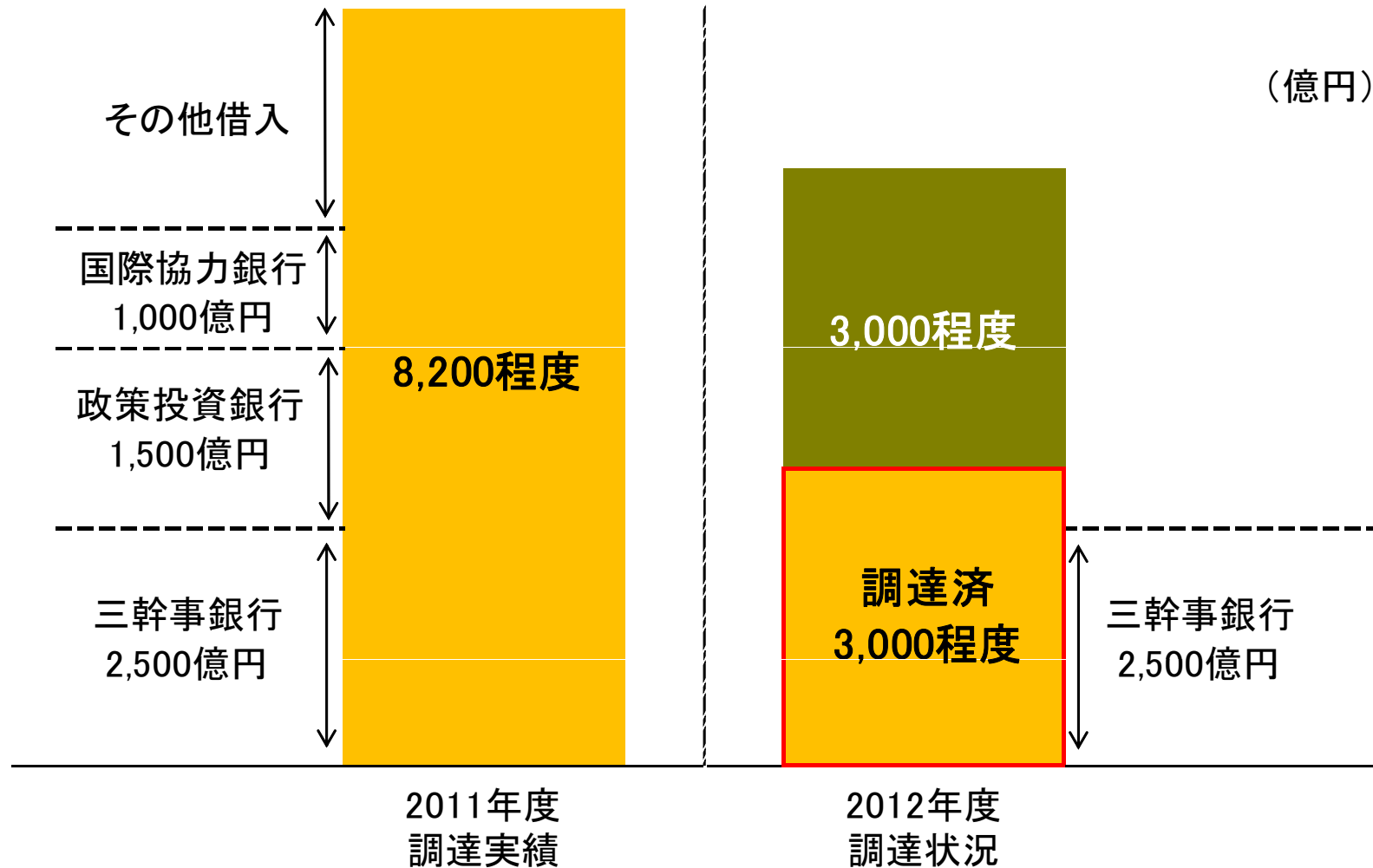
■2012年度 調達見通し

- 2012年度のLNG所要量については、所要量算定の前提条件に未確定の部分も多く、見通しが難しい。
- 仮に2011年度と同程度の約1,300万トン为前提とすると、ほぼ確保できる見通し。

(参考)2011年度 LNGおよび石油の調達実績について

	LNG	石油
2011年度受入量実績	1,312万t	149万kl

■2011年度の資金調達実績および2012年度の資金調達状況について



Ⅱ 2013年3月期 第1四半期決算概要

(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: 2013年3月期は「2012年度」と表記)

資料内の「1Q」表記は4月から6月までの期間を指します。

連結、個別ともに第1四半期決算(2003年度より開始)として初の営業損失、経常損失および四半期純損失

■ 連結

(億円, %)

	2012/1Q (A)	2011/1Q (B)	増減	
			(A-B)	(A-B)/B
売上高	6,295	5,393	901	16.7
営業損益	△ 13	222	△ 236	—
経常損益	△ 97	200	△ 297	—
四半期純損益	△ 125	15	△ 140	—

■ 個別

(億円, %)

	2012/1Q (A)	2011/1Q (B)	増減	
			(A-B)	(A-B)/B
売上高	5,934	5,074	859	16.9
営業損益	△ 35	190	△ 225	—
経常損益	△ 95	192	△ 287	—
四半期純損益	△ 117	12	△ 130	—

■ 主要諸元

項目		2012/1Q (A)	2011/1Q (B)	増減 (A-B)
販売電力量	(億kWh)	301	294	7
原油CIF価格	(\$/b)	122.2	115.0	7.2
為替レート(インターバンク)	(円/\$)	80	82	△ 2
原子力利用率	(%)	—	33.1	△ 33.1

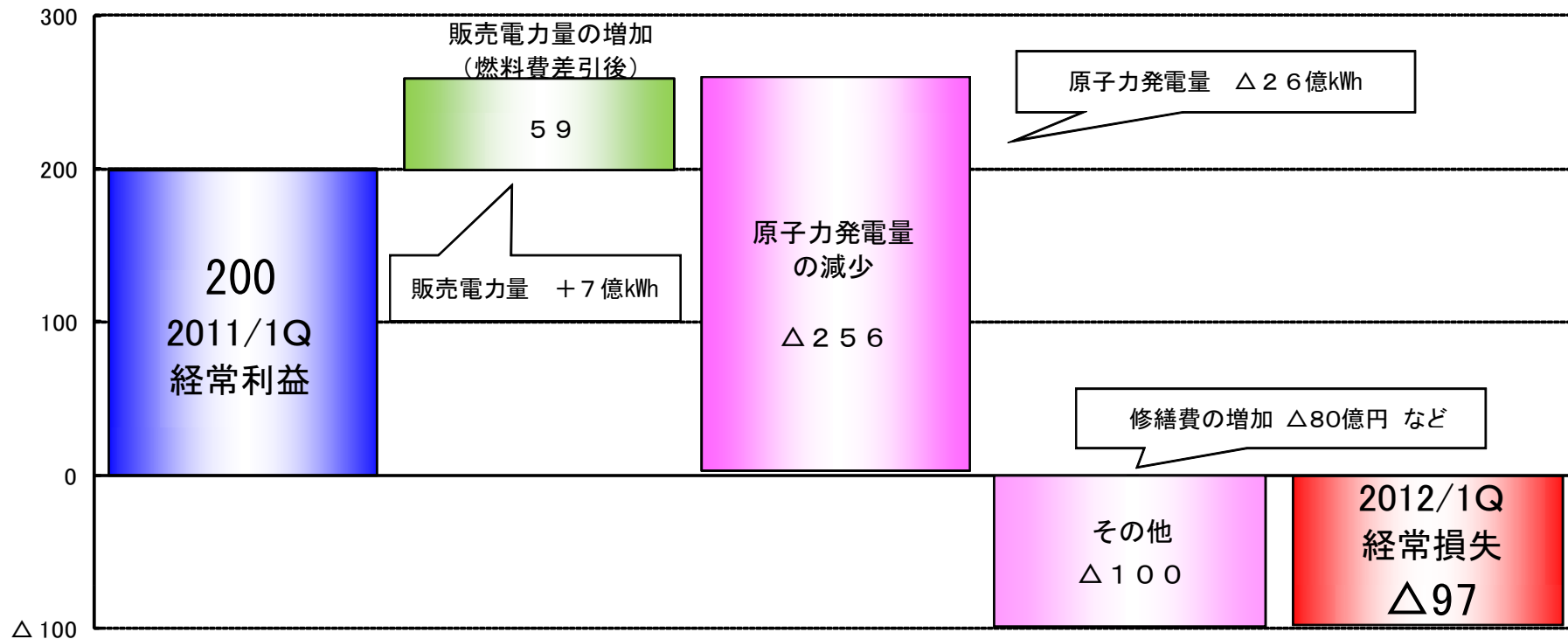
※ 2012年度第1四半期の原油CIF価格は速報値

＜前年同期比較 連結経常損益の主な変動要因＞

- ・販売電力量の増加(燃料費差引後) + 59億円
- ・原子力発電量の減少 Δ 256億円
- ・その他(修繕費の増加など) Δ 100億円

【連結経常損益の変動要因】

(単位:億円)



(億円)

	2012/6末 (A)	2012/3末 (B)	増減 (A-B)	主な増減要因
総資産	56,274	56,471	△ 197	短期投資の減
負債	41,137	40,988	149	有利子負債の増
純資産	15,136	15,483	△ 346	配当支払い、四半期純損失

(億円, %)

自己資本比率	26.3 (24.5)	26.8 (25.0)	△ 0.5 (△ 0.5)
有利子負債残高	30,138 (30,451)	29,658 (30,045)	479 (405)
期末金利	(1.30)	(1.30)	—

()内は個別

(億円未満切り捨て)

2013年3月期の連結決算および個別決算の業績予想につきましては、今後の需給動向を見極めることが困難であることから、一定の前提を置いて合理的に業績を予想することができないため、売上高、営業損益、経常損益、当期純損益を未定としております。

当社は、2012年7月30日開催の取締役会において、「株主還元に関する考え方」および2012年度配当予想を、下記の通り変更することを決定。

■株主還元に関する考え方

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。

(参考)変更前の「株主還元に関する考え方」

株主還元につきましては、電力の安定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、安定的に株主のみなさまのご期待にお応えするため、現行(1株当たり年間60円)の配当水準の維持に努めていくことを基本といたします。

■2012年度配当予想(個別)

変更前(1株当たり)		変更後(1株当たり)	
中間	30円	中間	未定
期末	30円	期末	未定
年間	60円	年間	未定

III 参考データ

浜岡原子力発電所における安全対策	13	燃料調達の状況(2011年度)	31
浜岡原子力発電所における津波対策の概要	14	LNG契約の状況	32
浸水防止対策①	15	石炭トレーディングの推進	33
浸水防止対策②	16	エネルギー資源の権益取得	34
緊急時対策の強化	17	海外エネルギー事業の取り組み状況	35
防波壁の設置工事	18	販売戦略	36
防波壁設置工事の状況	19	電力事業を取り巻く状況①	37
浜岡原子力発電所5号機 主復水器細管損傷による海水流入	20	電力事業を取り巻く状況②	38
安全性に関する総合評価(ストレステスト)	21	電力システム改革の基本方針(案)の概要	39
高効率LNG火力発電所の開発	22	原子力損害賠償支援機構法	40
LNG設備増強計画	23	電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議の概要	41
火力発電設備等における災害対策①	24	燃料費調整制度と火力燃料費について	42
火力発電設備等における災害対策②	25	スマートメーター	43
電力会社相互応援能力の強化	26	退職給与金(個別)	44
再生可能エネルギーの推進に向けた取組み①	27	フリーキャッシュフローの推移(個別)	45
再生可能エネルギーの推進に向けた取組み②	28	自己資本比率・D/Eレシオの推移	46
CO ₂ 排出量の削減	29		
電源設備構成・発電電力量構成	30		

■東北地方太平洋沖地震以前の取り組み

- 目標地震動(岩盤上で約1,000ガル)を設定し、3～5号機に対して耐震裕度向上工事を行うなどの安全対策を実施

■東北地方太平洋沖地震以降の経緯

- 3月11日 東北地方太平洋沖地震発生
- 3月30日 経済産業大臣からの緊急安全対策の指示
- 4月20日 原子力安全・保安院に対して
 - ・「緊急安全対策」対応完了
 - ・防波壁の設置などの防護対策(中長期対策)を報告
- 5月6日 国は、4月20日の当社報告内容について適切と評価するも、浜岡原子力発電所の津波に対する防護対策の確実な実施とその間の運転停止を要請 →運転停止を決定(5月9日)
- 7月22日 既に公表している中長期対策の具体化および新たな対策を追加し、総合的な津波対策を策定

※上記以外にも、東北地方太平洋沖地震による影響を踏まえた国からの指示について、適時適切に対応

■ 浜岡原子力発電所における津波対策(2011年7月22日公表)の概要

- 「浸水防止対策」として、①防波壁の設置等による発電所敷地内浸水防止対策、②敷地内浸水時における建屋内浸水防止対策を実施する。
- 福島第一原子力発電所で発生した「全交流電源喪失」および「海水冷却機能喪失」を仮定しても、冷却機能を確保する対策として「緊急時対策の強化」を図る。

浸水防止対策①

: 発電所敷地内浸水防止

防波壁(T.P.+18m)の設置等による発電所敷地内への浸水防止

浸水防止対策②

: 建屋内浸水防止

敷地内浸水時の海水冷却機能維持
建屋内浸水防止

緊急時対策の強化

: 冷却機能確保

全交流電源・海水冷却機能の喪失を仮定した冷却機能の確保

- 注水・除熱・電源の機能に対し、多重化・多様化の観点から代替手段を講ずることにより、原子炉の安定した高温停止状態を維持し、確実かつ安全に冷温停止状態に導く

■浸水防止対策①(発電所敷地内浸水防止)の概要

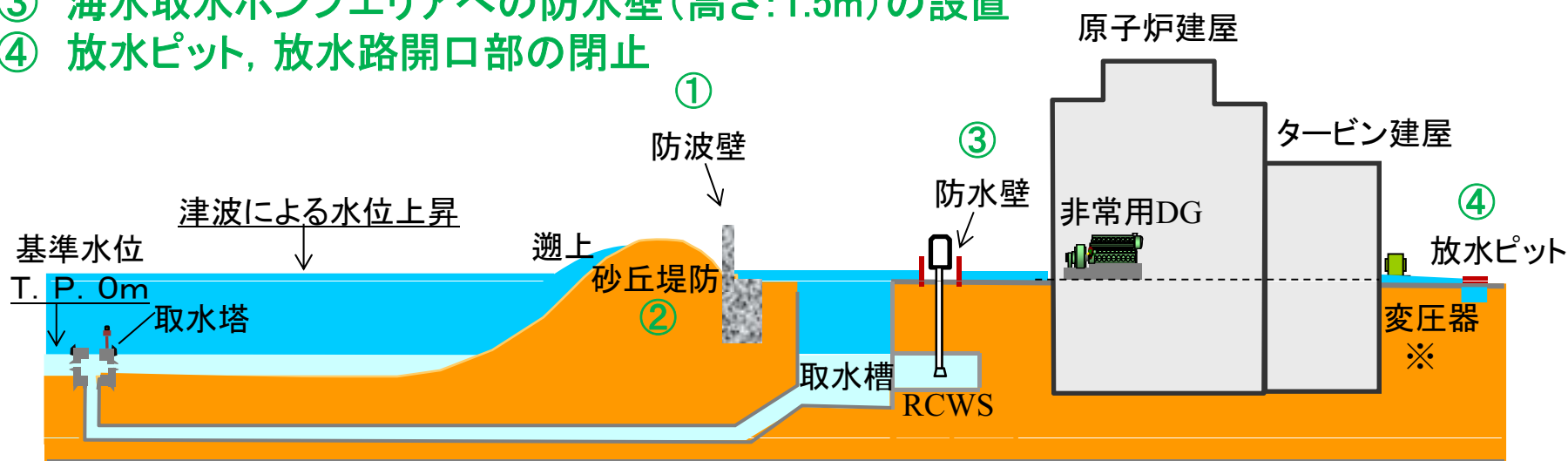
- 津波が発電所敷地内に直接浸入することを防ぐ「浸水対策」を図る。
- 津波による海面上昇により、取水槽等の水位が上昇し、そこから海水が溢れても問題ないよう、「溢水対策」も行う。

「浸水防止」としては、津波が発電所敷地内へ浸入すること自体を防止するため、

- ① 発電所敷地海側へ防波壁(天端高さT.P.+18m)の設置
- ② 発電所敷地前面の砂丘堤防および東側西側盛土の嵩上げ

「溢水対策」として、

- ③ 海水取水ポンプエリアへの防水壁(高さ:1.5m)の設置
- ④ 放水ピット, 放水路開口部の閉止



※ 屋外変圧器は敷地への浸水により、使用不可能となるものとし、外部電源が復旧したとしても屋外変圧器からの早期受電は期待しない。

■浸水防止対策②(建屋内浸水防止)の概要

●津波が防波壁を越え、敷地が浸水した場合を仮定

- ・屋外設置の海水取水ポンプが水に浸かって停止し、海水を利用した原子炉施設の冷却機能が失われる(海水冷却機能喪失)。
- ・また、建屋内が大きく浸水するおそれがある。

→ (1)海水冷却機能の維持、(2)建屋内浸水防止、(3)機器室内浸水防止 の対策を実施

(1) 海水冷却機能の維持

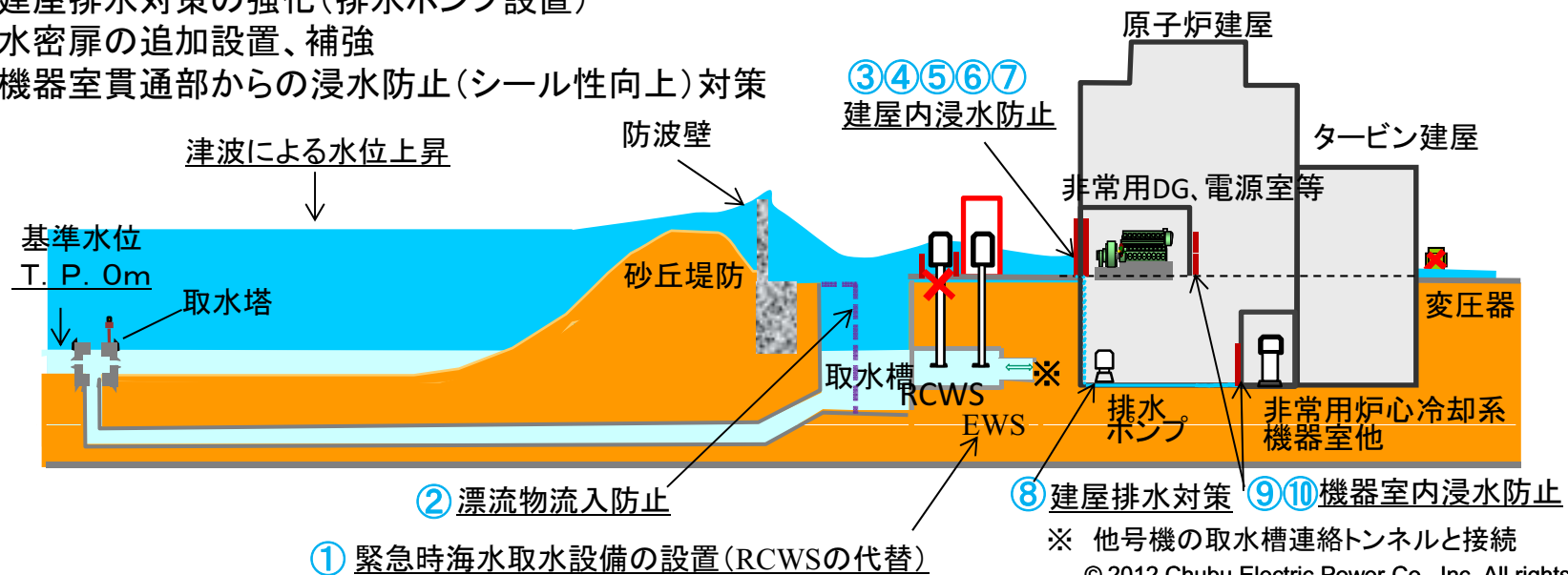
- ① 緊急時海水取水設備(EWS)の設置
(原子炉機器冷却海水系(RCWS)の代替)
- ② 取水槽への漂流物流入防止対策

(3) 機器室内浸水防止

- ⑧ 建屋排水対策の強化(排水ポンプ設置)
- ⑨ 水密扉の追加設置、補強
- ⑩ 機器室貫通部からの浸水防止(シール性向上)対策

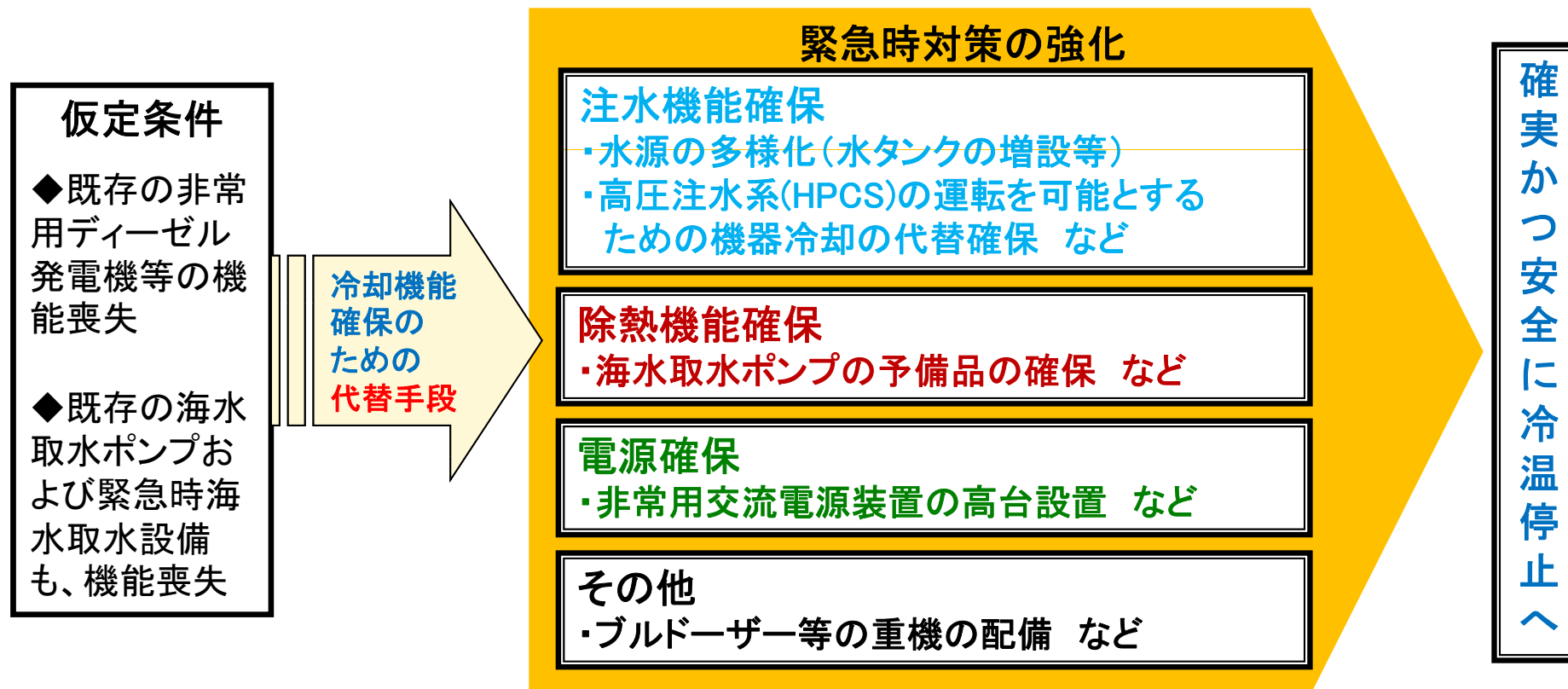
(2) 建屋内浸水防止

- ③ 建屋外壁の防水構造扉の信頼性強化
- ④ 建屋外壁の給排気口(開口部)からの浸水防止対策
- ⑤ 建屋貫通部からの浸水防止(シール性向上)対策
- ⑥ 地下配管ダクト点検口、入口扉等閉止
- ⑦ 建物構造強化(4,5号海水熱交換器建屋)



■緊急時対策の強化(冷却機能の確保)の概要

- 福島第一原子力発電所で発生した「全交流電源喪失」および「海水冷却機能喪失」を仮定した場合にも、「冷却機能を確保」し、確実かつ安全に冷温停止に導くことができるよう、多重化・多様化の観点から対策を実施する。



■防波壁の設置計画

- 発電所敷地海側の砂丘堤防背面および側面の一部に高さT.P.+18m、総延長約1.6kmの防波壁を設置し、その両端部はT.P.+18~20mの盛土をすることにより、T.P.+20m以上の地山に接続

→ 敷地前面および側面からの津波の浸入を防止し、背面への回り込みによる被害も防ぐ



【スケジュール】

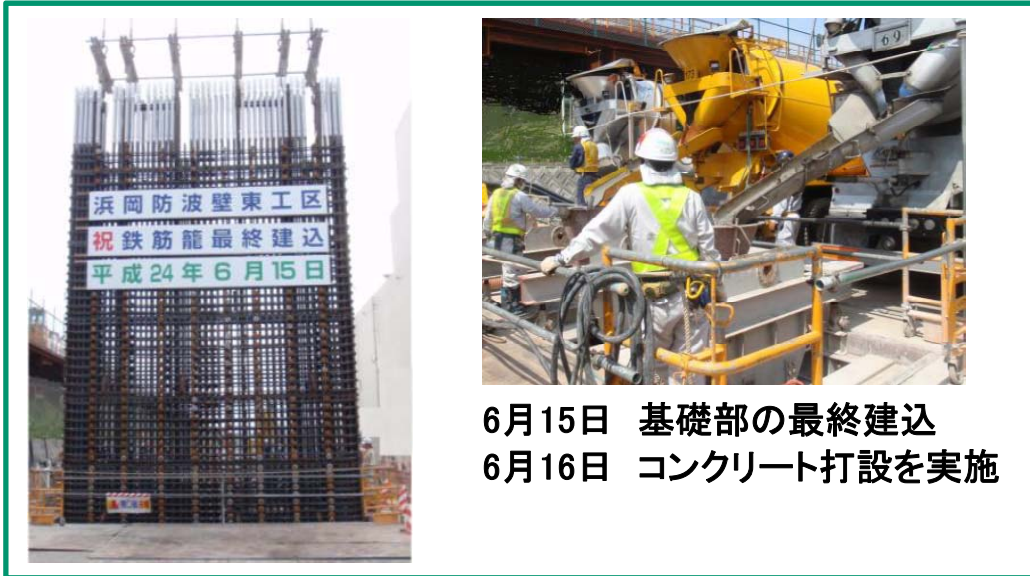
本体準備工事着手：2011年9月22日、本体工事着手：2011年11月11日

完工予定：2012年12月(目標)

防波壁設置工事の状況

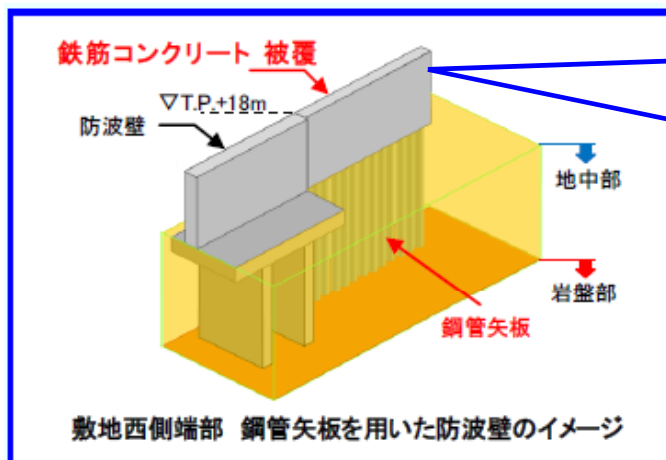
19

- 防波壁の基礎部は、特殊な形状部分を除き、6月16日に工事完了
- 現在、壁部を構成する床版およびたて壁の設置工事を進めている



たて壁設置工事の様子
7月17日現在:18箇所/109箇所 据付中

- 敷地西側端部の防波壁の鋼管矢板の建込工事が6月19日に完了



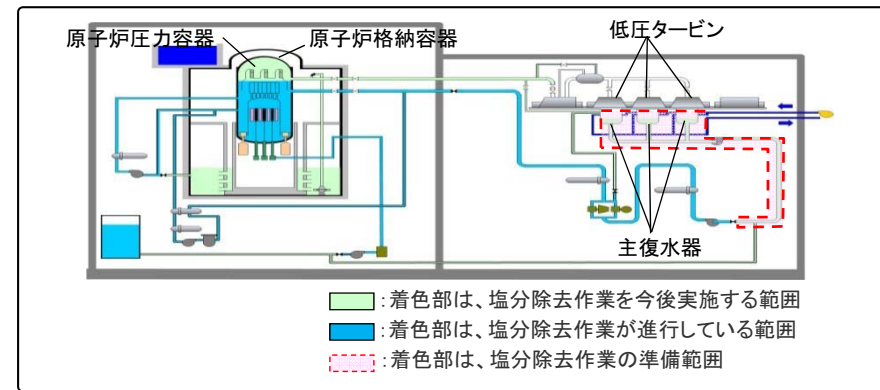
鋼管矢板の建込後の様子
今後、鉄筋コンクリート被覆の
施工を行う

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

塩分除去作業の進行状況

- 原子炉内は、設備へ影響を及ぼさない十分低い値まで 塩化物イオン濃度が低下。現在、原子炉圧力容器を開放し、燃料検査を実施中。
- タービン系については、塩分除去装置の設置工事が完了し、2012年6月より復水系の塩分除去作業を実施中。



今後の予定

- 海水が機器等に与える影響は、専門家の意見も踏まえて確認中であり、2012年12月末までには、各設備の点検および健全性評価を完了予定。

項目	2011年度		2012年度	
	上期	下期	上期	下期
主復水器(A)細管損傷の原因調査	▼気象発生(5/14) 主復水器(A~C)の点検、原因調査 再発防止対策の策定		第5回定期点検開始	
塩分の除去作業	原子炉(炉内と接続する機器・配管等を含む) 給水系 復水貯蔵槽	塩分除去装置の設置	復水系	圧力抑制室
設備の点検・健全性評価			復水貯蔵槽点検・補修 設備の分解点検・評価	
(1) 設備の点検・評価	(1) 設備の点検・評価			
(2) 燃料の点検・評価	(2) 燃料の点検・評価			
(3) 設備健全性評価検討委員会	(3) 設備健全性評価検討委員会			

■安全性に関する総合評価(ストレステスト)の概要

	一次評価	二次評価
対象	定期検査を完了し、起動準備が整った原子炉	全ての既設の発電用原子炉施設(建設中含む)
評価項目	①地震	①地震+その他自然災害(台風、大雪等)
	②津波	②津波+その他自然災害(台風、大雪等)
	③地震と津波の重畳	③地震と津波の重畳
	④全交流電源喪失	④全交流電源喪失
	⑤最終的な熱の逃し場(最終ヒートシンク)の喪失	⑤最終的な熱の逃し場(最終ヒートシンク)の喪失
	⑥アクシデント・マネジメント対策の効果	⑥全交流電源喪失と最終ヒートシンク喪失の重畳 ⑦シビアアクシデント・マネジメント対策のクリフエッジ*の特定と防止措置の効果

※クリフエッジ…プラントに影響を与える事象の厳しさがあるレベルを越えた途端に事象進展の状況が急変すること

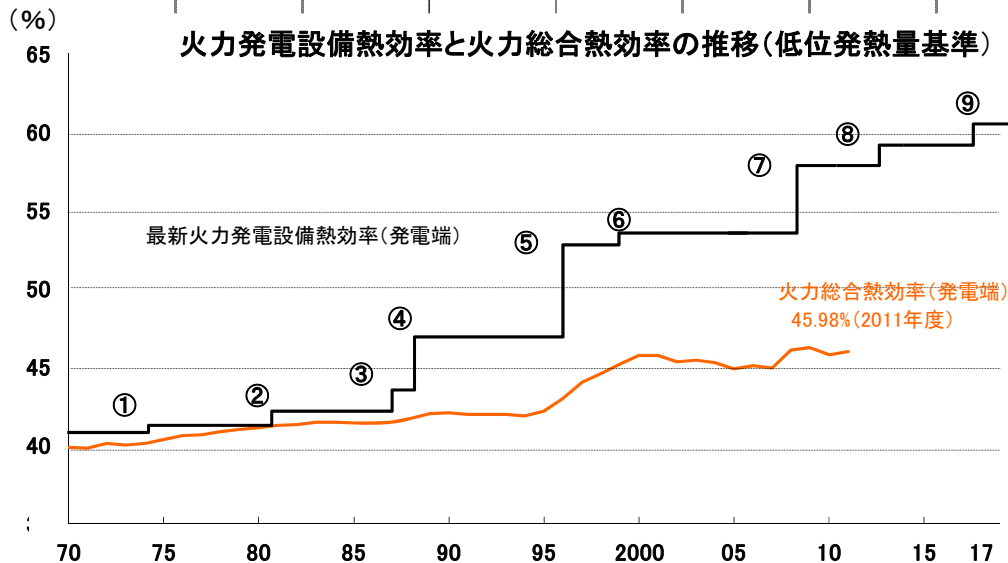
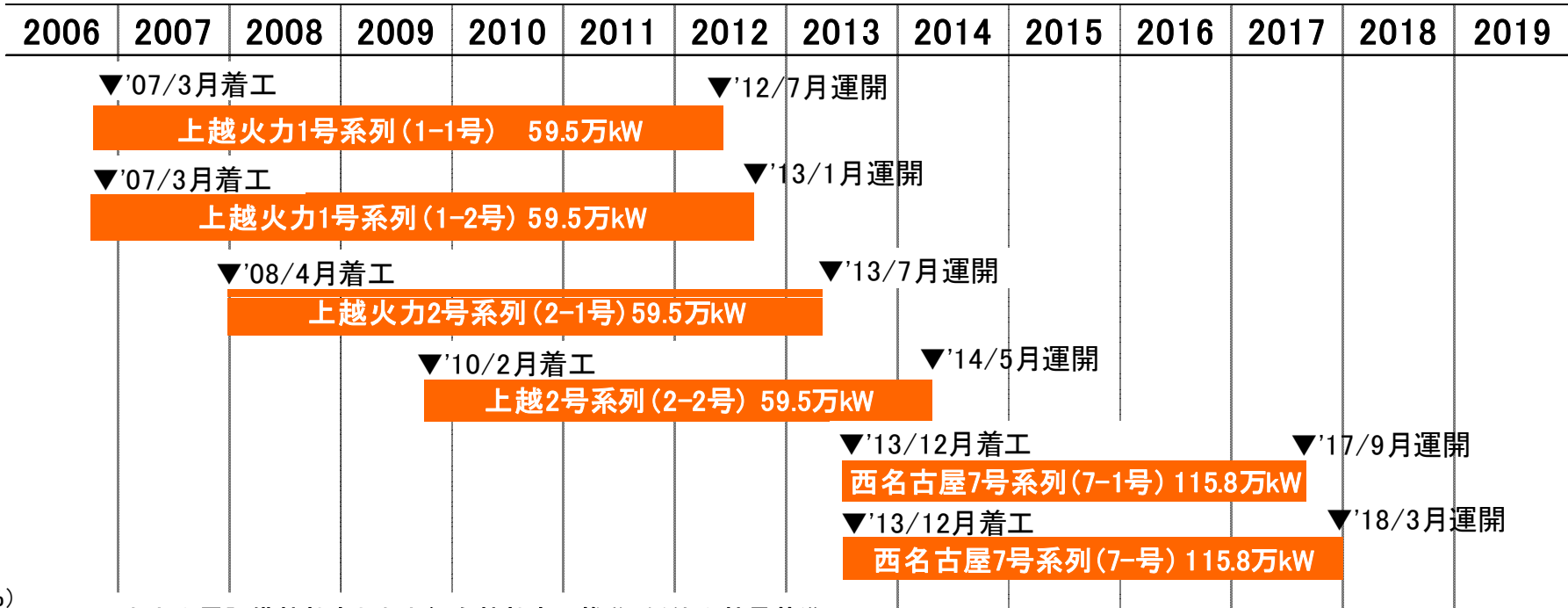
■浜岡原子力発電所の対応

- 浜岡原子力発電所は、1,2号機が廃止措置中、3～5号機は津波対策工事のため停止中である。
- 国の指示文書によれば、一次評価の対象は、定期検査中で起動準備の整った原子炉となっていることから、浜岡原子力発電所は、まずは二次評価を実施し、報告することになると考えている。
- また、1,2号機については、廃止措置中であることから、一次評価は対象外・二次評価は対象となると考えられる。

高効率LNG火力発電所の開発

■高効率LNG火力発電所開発

(年度)



	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	58以上	LNG
⑨	西名古屋	62程度	LNG

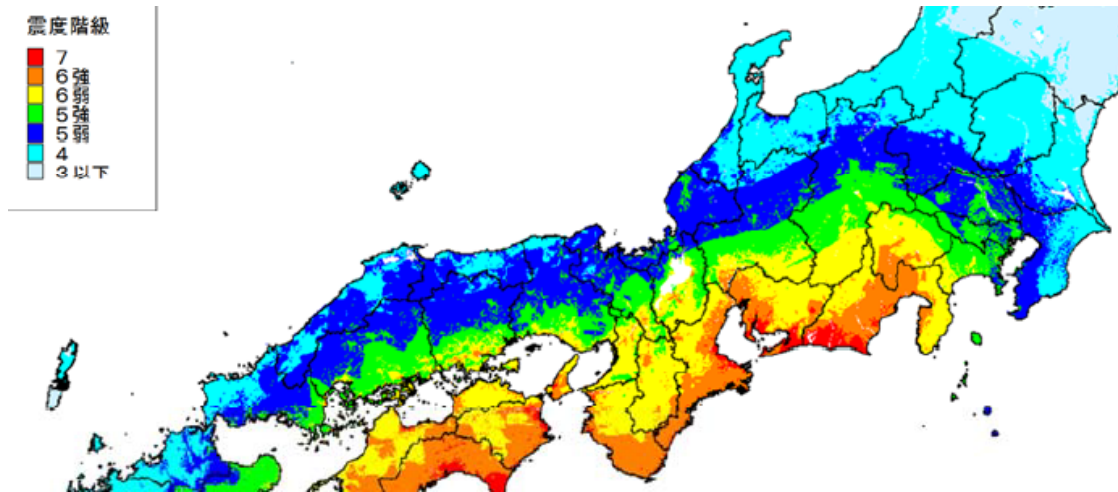
● 安定的かつ柔軟なLNG調達を支える設備の強化



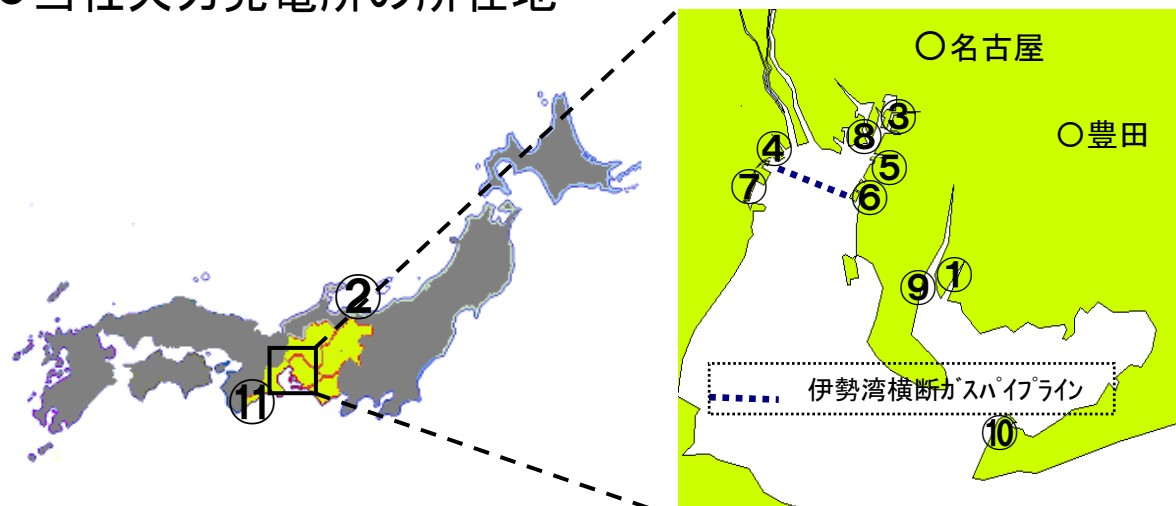
	件名	概要	着工時期	完工時期
①	川越LNGタンク増設	タンク容量18万 m^3 2基	2007年度	2013年1月(予定)
	川越LNG受入棧橋増強	20万 m^3 超級LNG船が接岸可能	2010年度	2010年度
②	伊勢湾横断 ガスパイプライン敷設	川越火力発電所～知多地区LNG基地間 約13.3km	2008年度	2013年度(予定)
③	知多LNG第二棧橋増強	20万 m^3 超級LNG船が接岸可能	2008年度	2009年度
④	三重・滋賀ライン敷設	四日市火力発電所～大阪ガス(株)様 多賀ガバナステーション間 約60km	2004年度	2014年度(予定)

火力発電設備等における災害対策①

- 電気事業法で定める電気工作物の保安維持に則り、地震による設備被害が発生した場合でも、発電所の構内に被害をおさめ、公衆保安を確保するように設計
- 南海トラフの巨大地震による震度分布(南海トラフの巨大地震モデル検討会より)



- 当社火力発電所の所在地



<火力発電所一覧>

番号	発電所	認可最大出力(万kW)	燃種
①	碧南	410	石炭
②	上越<建設中>	<238>	<LNG>
③	新名古屋	305.8	LNG
④	川越	480.2	LNG
⑤	知多第二	170.8	LNG
⑥	知多	396.6	LNG/石油
⑦	四日市	124.5	LNG
⑧	西名古屋 <リフレッシュ計画>	119.0 <231.6>	石油 <LNG>
⑨	武豊	112.5	石油
⑩	渥美	190.0	石油
⑪	尾鷲三田	87.5	石油

■火力発電設備における対策

保安確保対策

・大規模地震により主要設備に被害が発生した場合でも、公衆保安を確保するよう設計

迅速な復旧体制の強化

- ・復旧に時間を要する主要設備の耐震性向上
- ・早期復旧を可能とする補修計画の策定

耐震裕度向上対策

被災後の早期供給力確保のため、供給力のベースを支える電源やLNG基地に対する耐震裕度向上対策に優先的に取り組む



供給力のベースを支える電源やLNG基地
(写真は左から、碧南火力発電所、川越火力発電所・LNG基地)

■その他設備の地震対策

水力発電設備

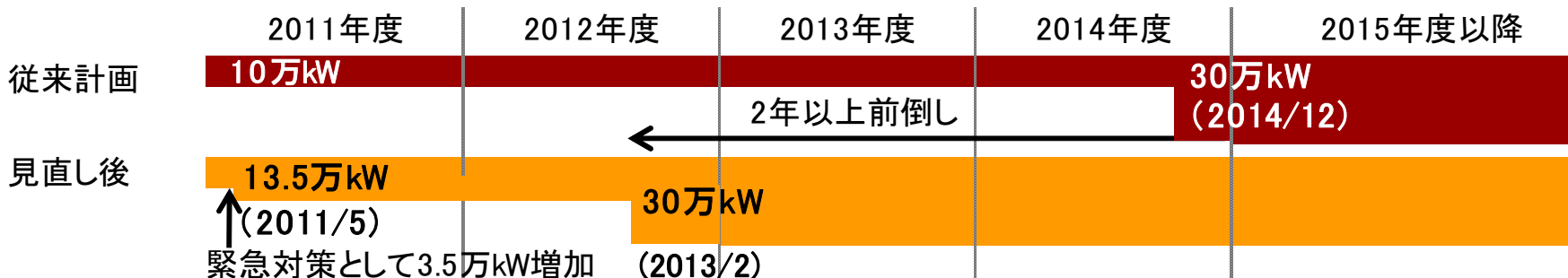
- 三連動地震に対しても、ダム本体の安全上、問題となる被害が発生しないことを確認
- ダム関連構造物(水圧鉄管、ダム水門柱)についても、耐震性能を順次確認し、必要に応じ耐震裕度向上工事を実施

流通設備

- 鉄塔や電柱などの支持物において、地震よりも影響の大きい風荷重を考慮した設計などを実施し耐震性を確保
- 2回線化および系統構成による多重化、代替性の確保
- 3連動地震をはじめとする大規模地震や津波を想定した場合においても、供給支障が長期化することがないように、移動用設備を増強

■東清水FC 30万kW 運用開始時期の前倒しに向けた取り組み

●東北地方太平洋沖地震を踏まえた30万kW運用見直しスケジュールについて



現在、275kV送電線を建設中
暫定措置として、154kV送電線に接続

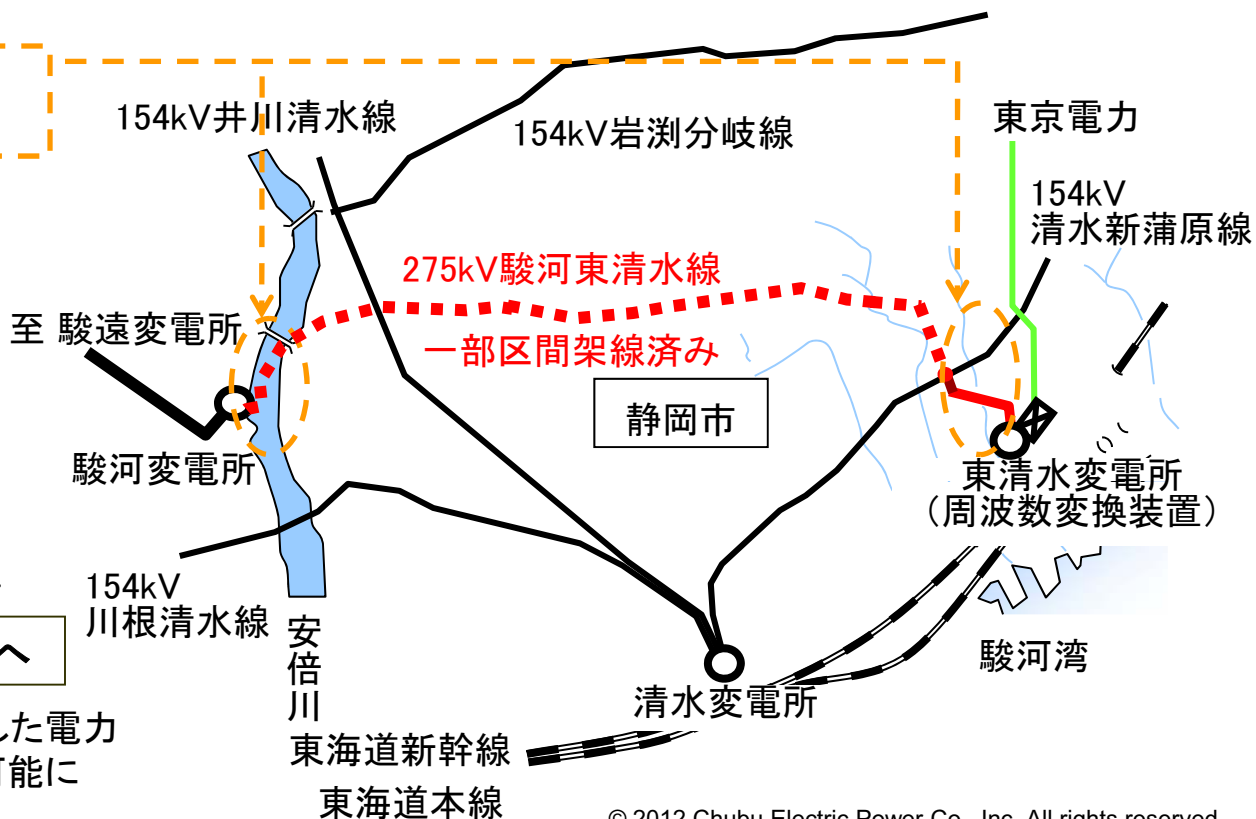
供給・送電できる容量に限界があり
10万kW程度しか融通できない

前倒しに向けた取り組み

・275kV送電線の1号線について、
地中線区間2導体中、1導体を先
行して建設

2013年2月には変換能力を30万kWへ

275kV送電線に連系することで、安定した電力
供給が可能となり、30万kWで融通が可能に



■国の再生可能エネルギー推進に向けた取組み

	太陽光発電の 余剰電力買取制度 (2009年11月1日施行)	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	○太陽光発電設備で発電された電力のうち、自家消費分を除く余剰電力	○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	○2011年度の場合 住宅用：42.00円/kWh（10年間） 非住宅用：40.00円/kWh（10年間）	○2012年6月18日に告示が出され、2012年7月から2013年3月の買取価格が決定。 (参考)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）
費用負担	○買取りに要した費用は、太陽光発電促進付加金として、使用量に応じて全ての需要家にご負担いただく ○太陽光発電促進付加金の回収は電力会社ごとに行う	○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組み

具体的取組み		出力(千kW)	CO ₂ 削減効果 ^{※1} (t-CO ₂ /年)	運開時期	
太陽光	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
	グループ会社開発	ウインドパーク美里	16	213,000	2005年度
		ウインドパーク笠取	38		(1期)2009年度 (2期)2010年度
		ウインドパーク南伊吹(仮称)	32		2017年度予定
		青山高原ウインドファーム	15		2002年度
		80	2014年度～2016年度予定		
水力	新規開発	須砂渡	0.24	600	2010年度
		徳山(1号機)	131.0	150,000	2015年度予定
		徳山(2号機)	22.4		2014年度予定
		一般水力	4.2	12,000	2020年度予定
			7.3	19,000	2021年度予定
		維持流量発電	0.26	500	2014年度予定
			0.19	600	2015年度予定
			0.22	800	2016年度予定
			0.30	900	2017年度予定
			0.32	600	2018年度予定
	既設設備改修	和合	0.1 ^{※2}	200	2012年度予定
三重県企業庁より譲渡(10地点)		98	—		
バイオ	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(3.0千kW→3.1千kW)

■ CO₂排出量削減に向けた具体的な取り組み内容

- ・再生可能エネルギー発電の導入促進
- ・火力発電の熱効率向上
- ・途上国におけるCO₂削減プロジェクトへの参画
- ・省エネルギーに対する意識啓発(エコライフの提唱)
- ・効率的にエネルギーを利用するための提案、技術開発

■ 自社CO₂削減目標(1996年設定)

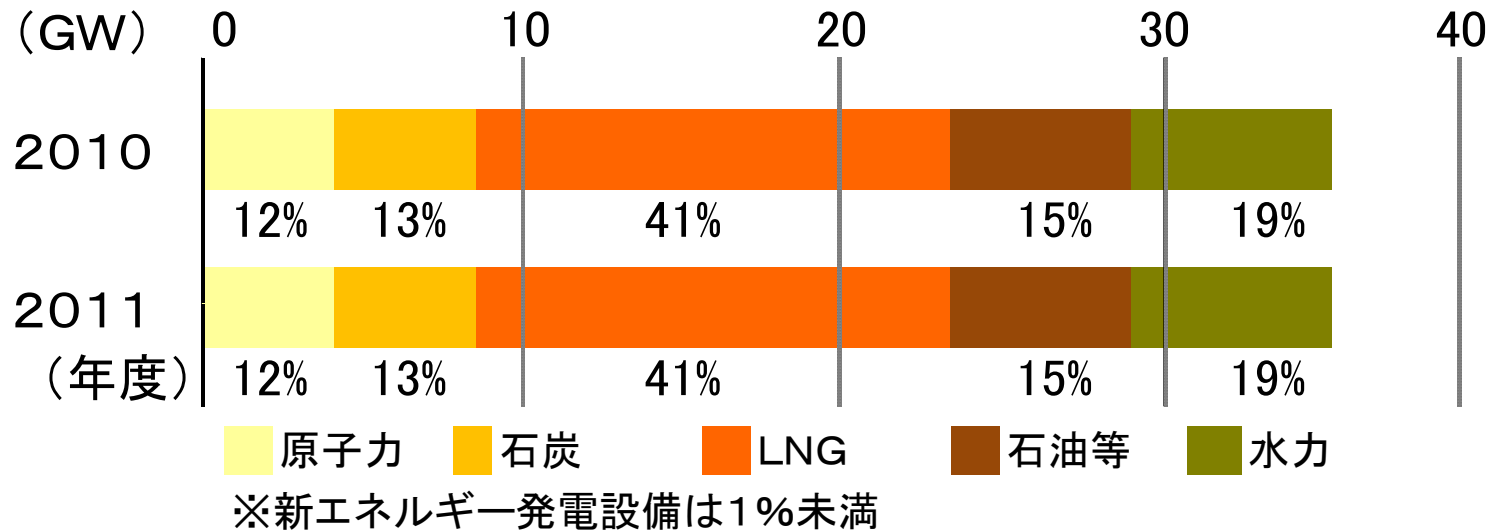
京都議定書第1約束期間(2008年度～2012年度)5か年平均で、CO₂排出原単位20%削減(1990年度比)

■ CO₂排出量、CO₂排出原単位実績

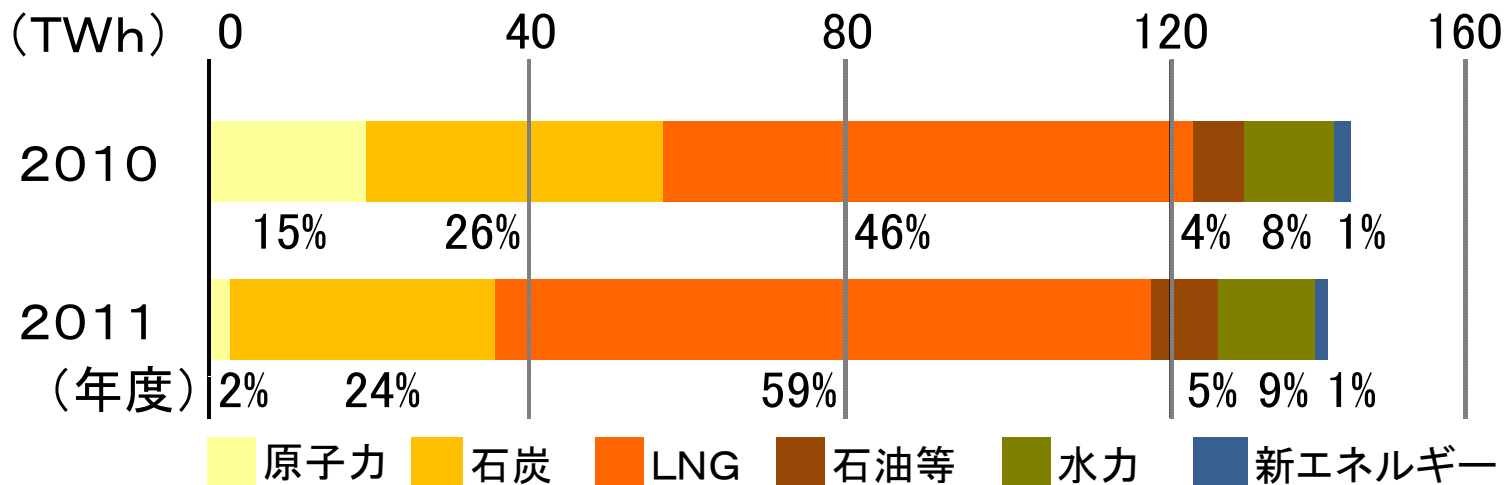
	1990年度	2008年度	2009年度	2010年度	2011年度
CO ₂ 排出量 (万t-CO ₂)	4,631	5,905 [5,506]	5,827 [5,117]	6,194 [4,462]	6,629 [5,991]
CO ₂ 原単位 (kg-CO ₂ /kWh)	0.464	0.455 [0.424]	0.474 [0.417]	0.473 [0.341]	0.518 [0.468]

(注1) []内は京都メカニズムCO₂クレジット反映後の数値

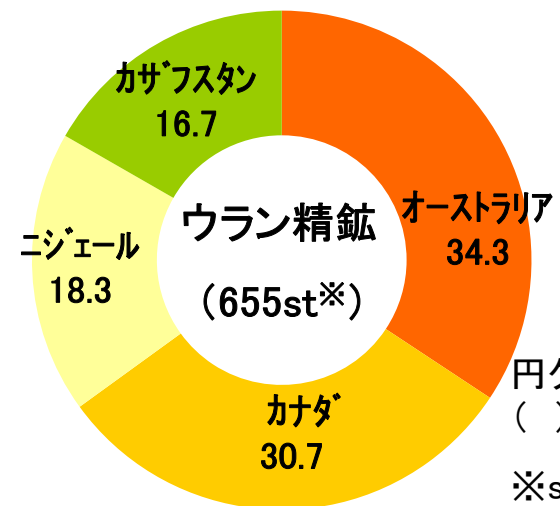
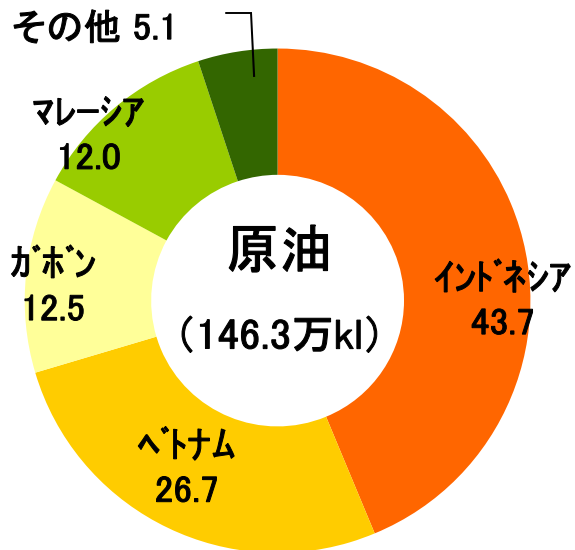
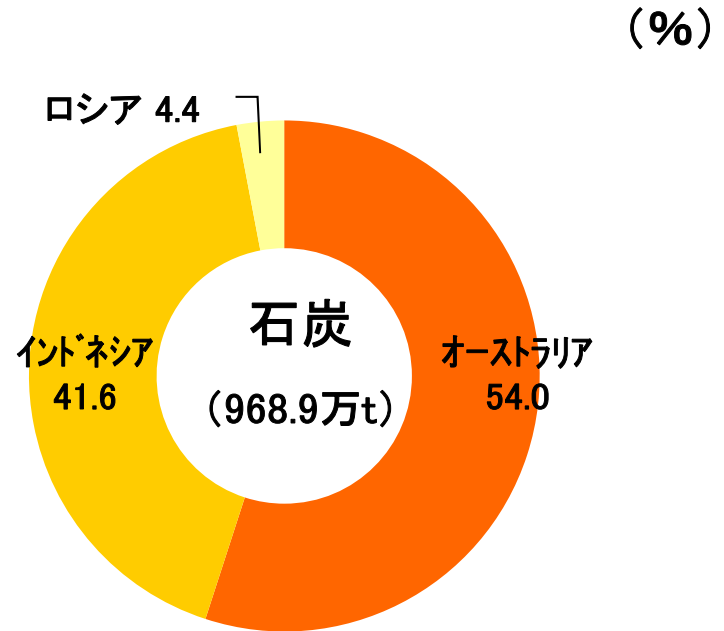
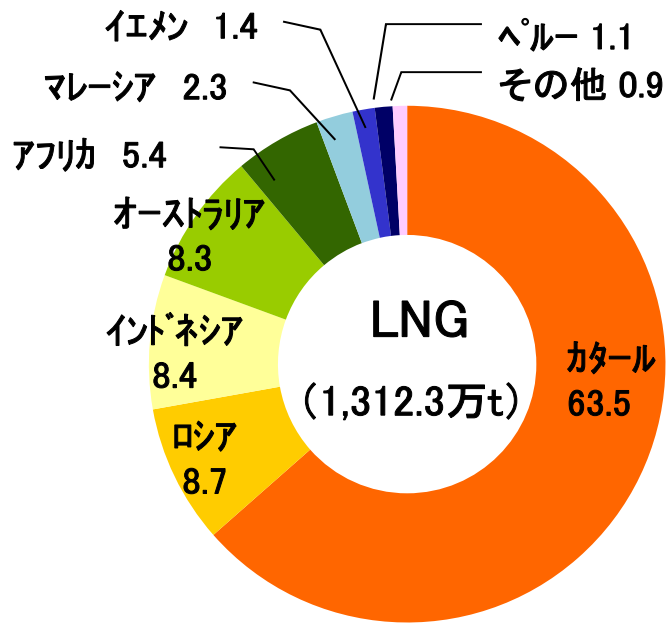
■ 電源設備構成



■ 発電電力量構成



燃料調達状況(2011年度)



円グラフ中央の
()内は調達量

※st = 約0.907t

■LNG主要契約の状況

(千t/年)

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)	950
	BPシンガポール (Ex-ship) ^{※1}	2012年～2028年	(約16年間)	※2
将 来 契 約	インドネシア再延長(FOB/Ex-ship)	2016年～2020年	(約 5年間)	630
	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)	※3
	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 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調達方法の多様化

○米国からのLNG調達に向けた天然ガス液化加工契約の締結について

【フリーポートLNGプロジェクトの概要】

- ・所在地: 米国テキサス州フリーポート市
- ・商業運転開始: 2017年(予定)
- ・液化設備: 約440万t/年の契約容量×3系列
- ・輸出許可: 米国との自由貿易協定未締結国向け
輸出許可を申請中

【フリーポート社子会社との天然ガス液化加工契約の締結】

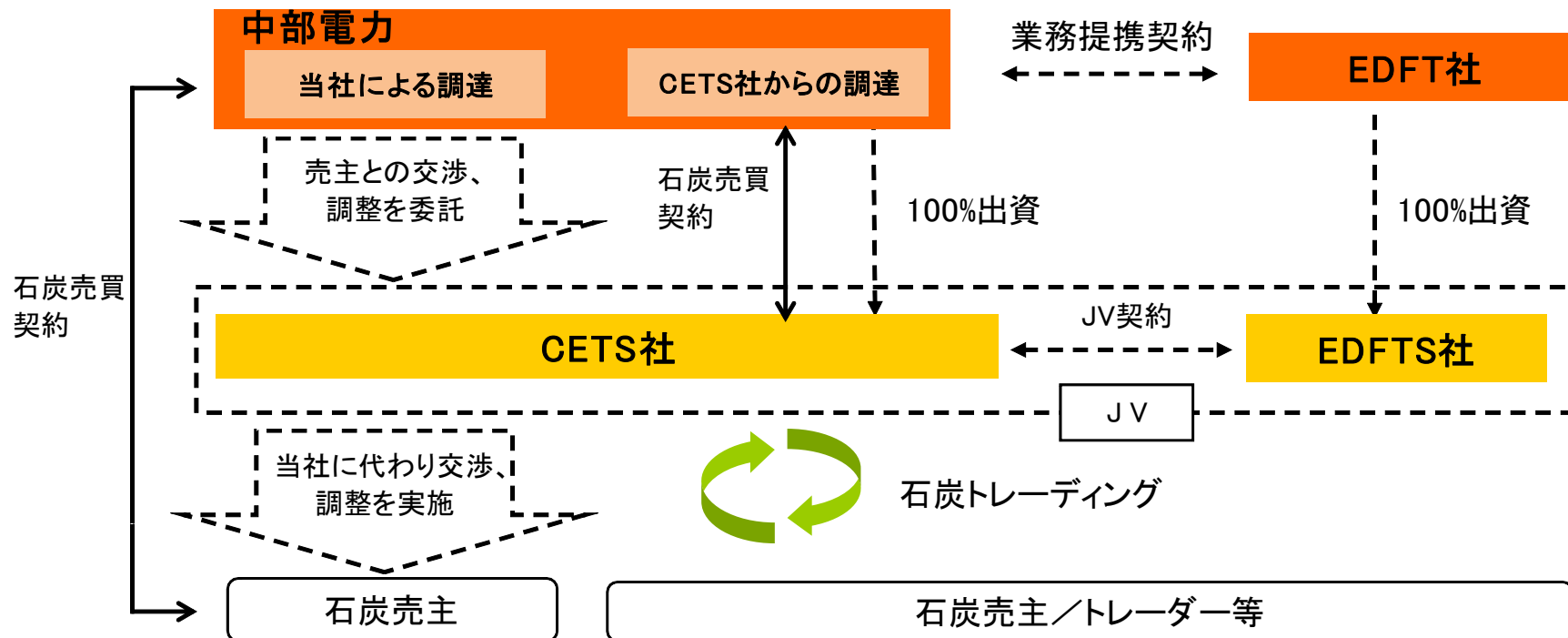
中部電力と大阪ガスは、液化設備3系列のうち第1系列の液化設備から年間約440万tのLNG液化能力を確保。シェールガスを中心とした米国産天然ガスを自ら手当し、精製・液化を経て、LNGとして調達することが可能となる。

⇒調達方法の多様化を図り、

さらなる安定的かつ経済的な原燃料の調達を目指す

■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、より適時適切な取引を実施



	プロジェクト名	プロジェクト・権益の概要	参画内容・目的
LNG	ゴードン プロジェクト (オーストラリア)	○主な権益保有者 シェブロン、シェル、エクソンモービルなど ○プロジェクト生産能力 年間約1,500万tを予定	○参画内容 権益取得割合 0.417% ○目的・効果 ・燃料調達力の強化 ・売主との関係強化
	コルドバ・ シェールガス プロジェクト (カナダ)	○主な権益保有者 三菱商事、独立行政法人石油天然ガス・ 金属鉱物資源機構 など ○プロジェクト生産能力 2014年 日量5億立方フィート(LNG換算:350万t/年)	○参画内容 権益取得割合 7.5% (権益を保有する三菱商事子会社株式の取得割合) ○目的・効果 ・シェールガス開発の知見獲得 ・LNG化による輸入の可能性
	イクス プロジェクト (オーストラリア)	○主な権益保有者 INPEX、TOTAL、東京ガス、大阪ガス、東邦ガス ○プロジェクト生産能力 LNG:840万t/年(420万t/年×2系列)	○参画内容 権益取得割合 0.735% ○目的・効果 ・燃料調達力の強化
石炭	インテグラ プロジェクト (オーストラリア)	○主な権益保有者 ヴァーレ、豊田通商、複数鉄鋼会社 ○生産能力 年間約330万tの規模、埋蔵量は約7,000~8,000万t	○参画内容 権益取得割合 5.95% (権益の比率に応じて建設・操業コストを負担し、石炭販売収益を受け取る) ○目的・効果 ・燃料調達力の強化 ・売主との関係強化 ・新たな収益源の確保
原子燃料	ハラサン鉱山 プロジェクト (カザフスタン)	○主な権益保有者 丸紅、東京電力、カザトプロムなど ○生産能力 年間約5,000tを予定	○参画内容 日本側参画企業における当社出資比率 10% ○目的・効果 燃料の長期安定確保

海外エネルギー事業の取り組み状況

35

■海外エネルギー事業への取り組み

	投資規模	持分出力 [※]
2011年度末時点	累計900億円程度	累計324万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	2015年(予定)
		タイ 風力発電事業	103.5×2	20%	2011年度	2013年(予定)
	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%	2007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 糶穀発電事業	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 (CO ₂ クレジット [※] :約200万t取得見込み)			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)

※ CO₂クレジットは京都議定書第一約束期間に対応する購入量

■ご家庭のお客さまへの提案

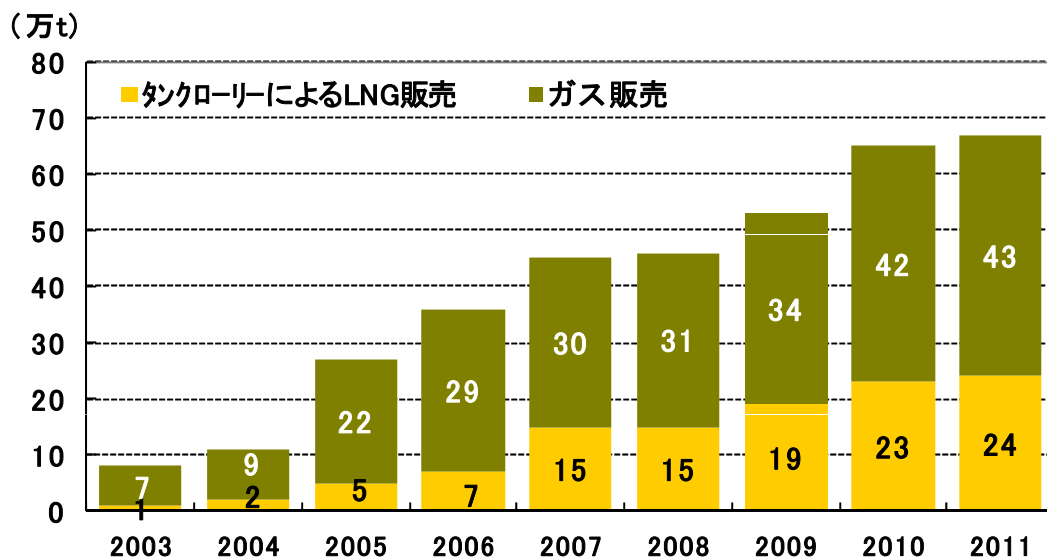
省エネ性の高いエコキュートをはじめとするヒートポンプ機器に太陽光発電や電気自動車などもあわせ、引き続き電気ならではの良さを提案

■ビジネスのお客さまへの提案

多様化・高度化するニーズに対して、エネルギーの最適な組み合わせや運用方法など、電気・ガスそれぞれの強みを活かしたエネルギーソリューションサービスを提案

地域のガス事業者とともに敷設するパイプラインや新規LNG出荷設備を活用しながら、ガス・LNGやオンサイトエネルギーなどを組み合わせた最適なエネルギーサービスを、グループ一体となって提供

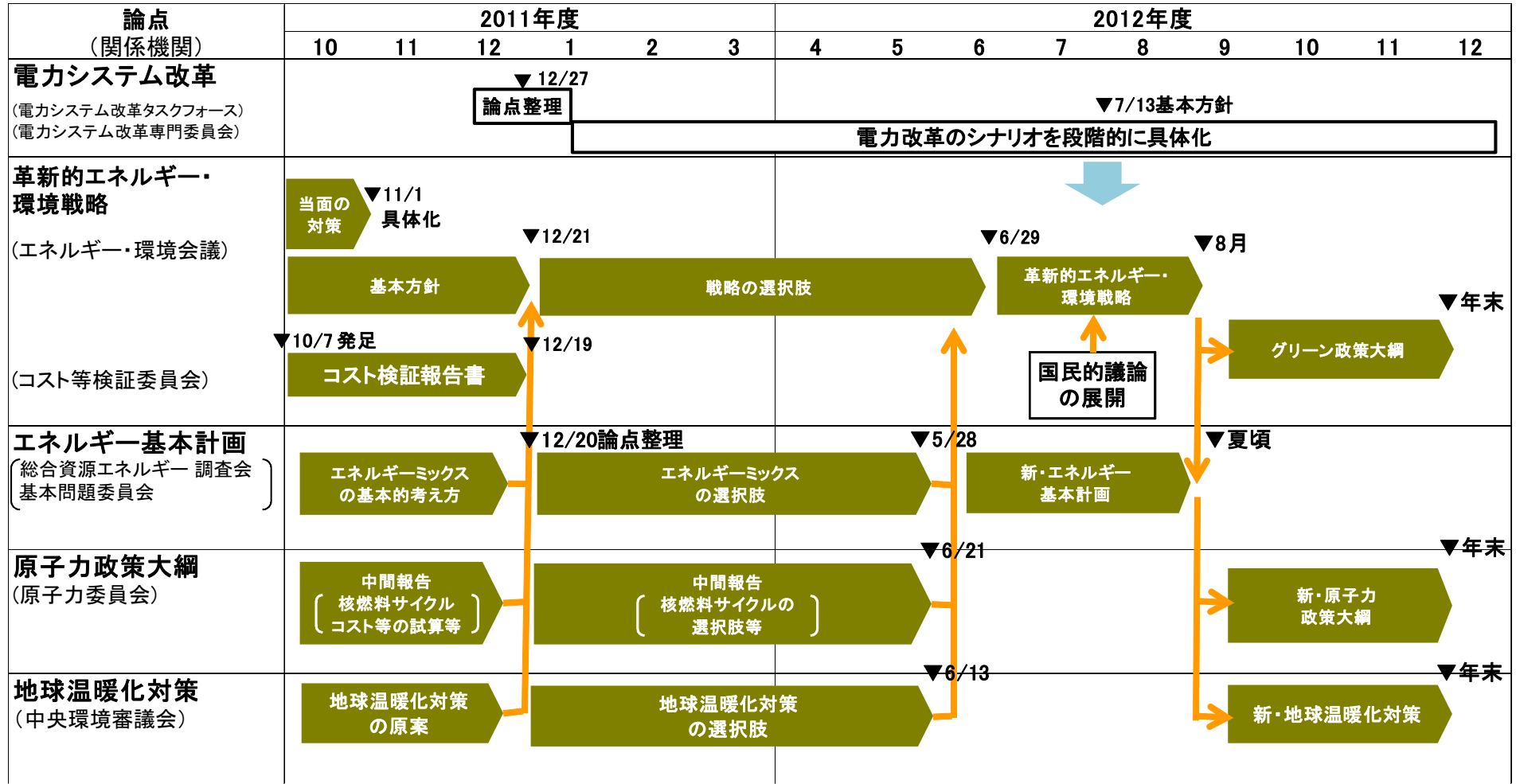
【ガス・LNG販売数量の実績】



【南遠州パイプラインの敷設】



■エネルギー政策の検討スケジュール



■その他の外部環境の状況

	2011年度						2012年度							
	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
東京電力関連	STEP2						中期的課題							
	▲12/16 冷温停止宣言						▼7/23 報告書発表							
	▼12/26 中間報告						東京電力福島原子力発電所における事故調査・検証委員							
東京電力関連	経営・財務評価委員会報告書提出						▼5/9 総合特別事業計画認定							
	▼10/3						▲11/4 緊急特別事業計画承認							
電気料金制度 ・運用の見直し (経済産業省)	▼3/21報告書とりまとめ													
震源モデル見直し (中央防災会議)	9/28													
	▼12/27 中間とりまとめ						▼第二次報告(8月下旬予定)							
	▲3/31 震度分布や津波高の推定結果(第一次報告)													
原子力規制 機関の再編	▼新組織設立(9月予定)													
安全性に関する 総合評価 (ストレステスト)	・一次評価						・定期検査中で、起動準備の整った原子炉に対して実施							
	・二次評価						・事業者からの報告時期は未定							

■電力システム改革の基本方針(2012年7月13日公表)の概要

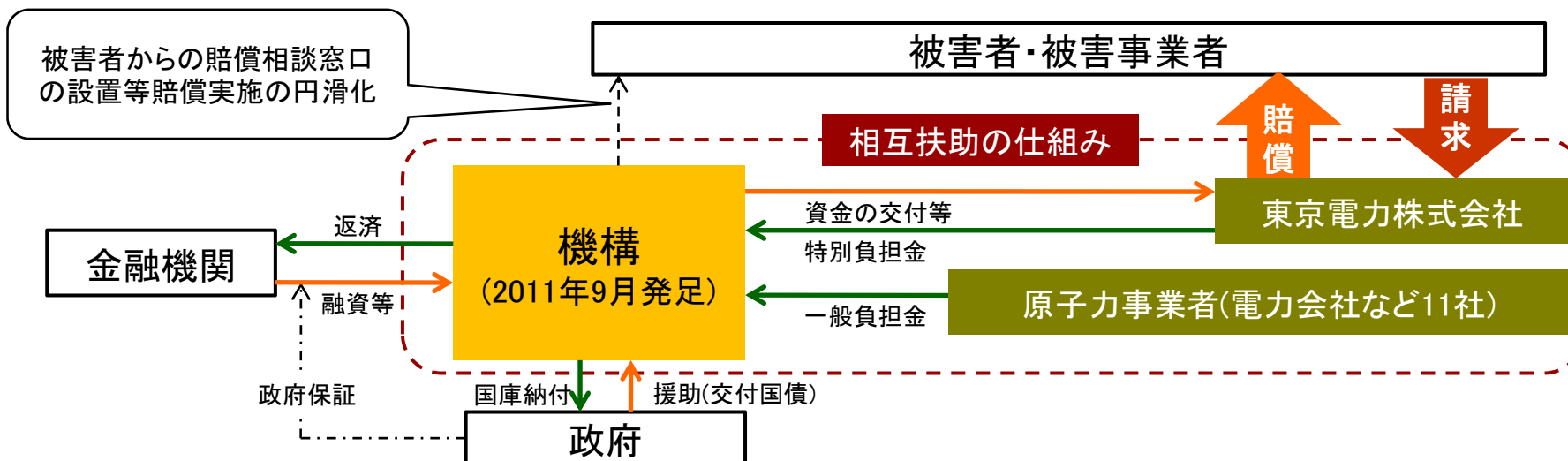
需要サイド(小売分野) の改革	○小売全面自由化 家庭まで含めて電力小売りを自由化し、地域独占を撤廃。
	○規制料金の撤廃 競争の進展に応じて、電力会社への料金規制(総括原価方式)や供給義務を撤廃。
供給サイド(発電分野) の改革	○卸規制の撤廃 卸規制を撤廃し、卸電気事業者の電源を市場や新電力にも活用できるよう売電先を多様化。
	○卸電力市場の活性化 電力会社による市場への積極的な参加。
送配電分野の改革	○広域性の確保 系統計画や系統運用を担い、効率的かつ柔軟な電力供給の安定化を図るための広域系統運用機関を創設。
	○中立性の確保 全ての発電設備、小売事業者への公平性を確保するため、「機能分離型」または「法的分離型」により送配電部門の中立性を確保。
	○地域間連系線等の強化 周波数変換設備(FC)について2020年度を目標に90万kW(120→210万kW)の強化。さらに費用対効果に留意し、できるだけ早期に300万kWまで増強。

■今後のスケジュール

今後、具体的な制度設計を年内を目途にまとめ、2013年の通常国会に電気事業改正案の提出を目指す。

■原子力損害賠償支援機構法の概要

- 巨額の損害賠償が生じる可能性を踏まえ、原子力事業者が損害賠償の支払等に対応するため、
 - ①原子力事業者は「相互扶助」の考え方にに基づき、それぞれ資金を拠出しあって備え、
 - ②必要な場合には政府が損害賠償の支払等に係る援助を行う
 仕組みを構築する。→ 原子力損害賠償支援機構設立(2011年9月12日)
- 機構は、事故収束費用や電力の安定供給のための設備投資等についても融資等の資金援助を行う



■2011年度一般負担金 各社の負担金額

(百万円)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	原電	原燃	合計
負担金額	3,260	5,355	28,370	6,210	3,032	15,762	2,095	3,260	8,460	4,262	1,434	81,500

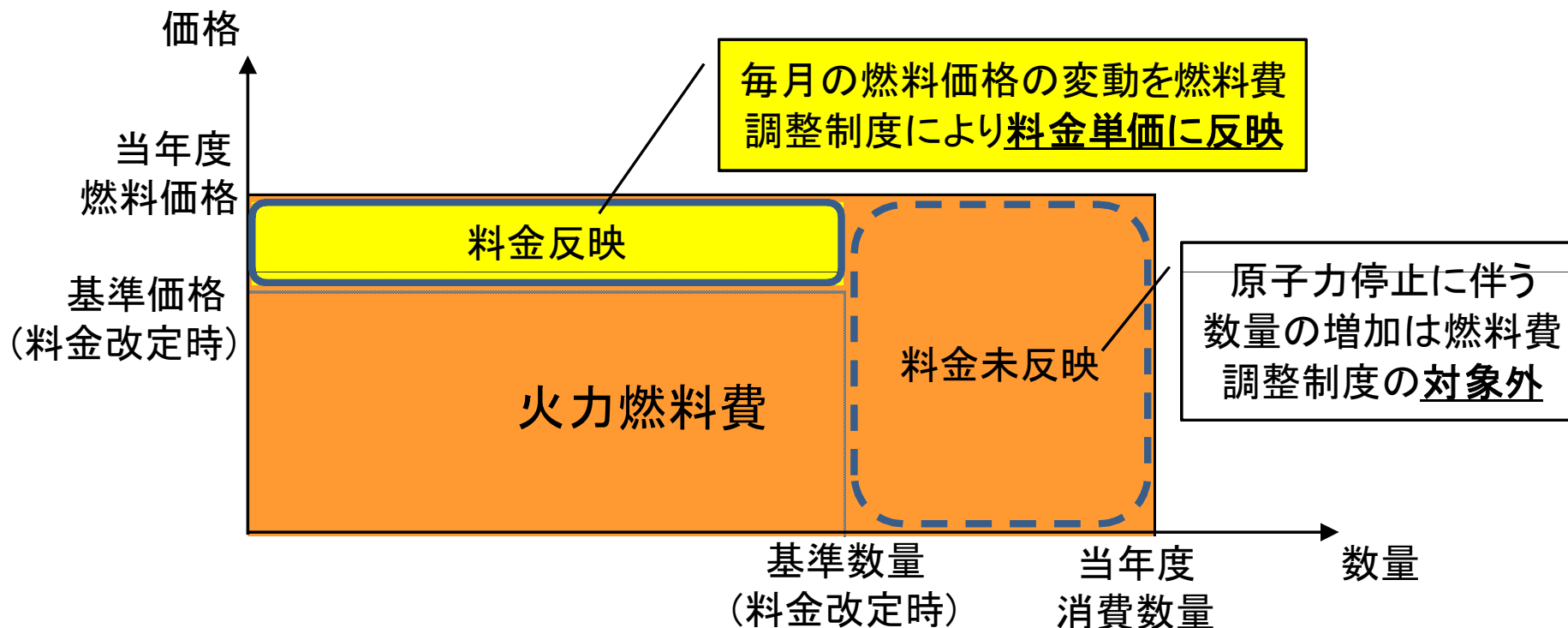
・各年度の負担金は、当該年度終了から3ヵ月以内に納付しなければならない。ただし、負担金額の1/2相当は、当該年度終了の翌日以後6ヵ月を経過した日から3ヵ月以内に納付可能

・各年度の負担金額は、当該年度の損金の額に算入

■報告書の骨子(2012年3月21日公表)

競争の促進	<ul style="list-style-type: none">・火力発電所の新增設・改修時に競争入札を実施・電力会社に卸電力取引所からの調達を促す・電力会社に送電網使用料の算定根拠開示を求める
チェック機能の強化	<ul style="list-style-type: none">・政府が電気料金の認可時などに外部専門家を活用・政府による電力会社への値下げ命令発動も・家庭・企業向け料金の部門別収支を開示
価格決定を柔軟に	<ul style="list-style-type: none">・原価算定期間を1年から3年に延長・原発長期停止など電源構成の変化による値上げ認可を簡易に・値上げ後に原発が再稼働した場合は値下げを促す仕組みも検討
原価の圧縮	<ul style="list-style-type: none">・原価算入できる人件費の範囲に上制限を導入・広告宣伝費・寄付金・団体費は原価算入を原則認めない・燃料費は他社との共同調達で圧縮を求める

＜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	

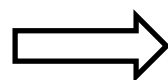
■スマートメーター導入を巡る国の議論動向

「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(案)」
(2011年7月29日エネルギー環境会議決定)

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

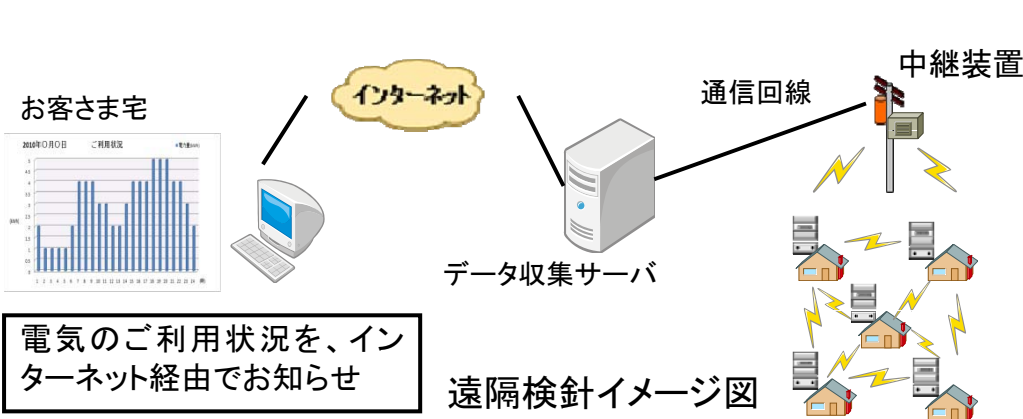


上段: 通信ユニット
・計量データを伝送

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



退職給与金(個別)

44

■ 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	
		2010年度(A)	特別損失 負担額(※)	2011年度(B)	2012年度(C)	(B)－(A)	(C)－(B)
2007年度	639	213	—	—	—	△213	—
2008年度	523	174	25	148	—	△25	△148
2009年度	△293	△97	△24	△85	△85	12	—
2010年度	122	—	18	34	34	34	—
2011年度	△35	—	—	—	△11	—	△11
合計		289	19	98	△62	△191	△160

※ 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

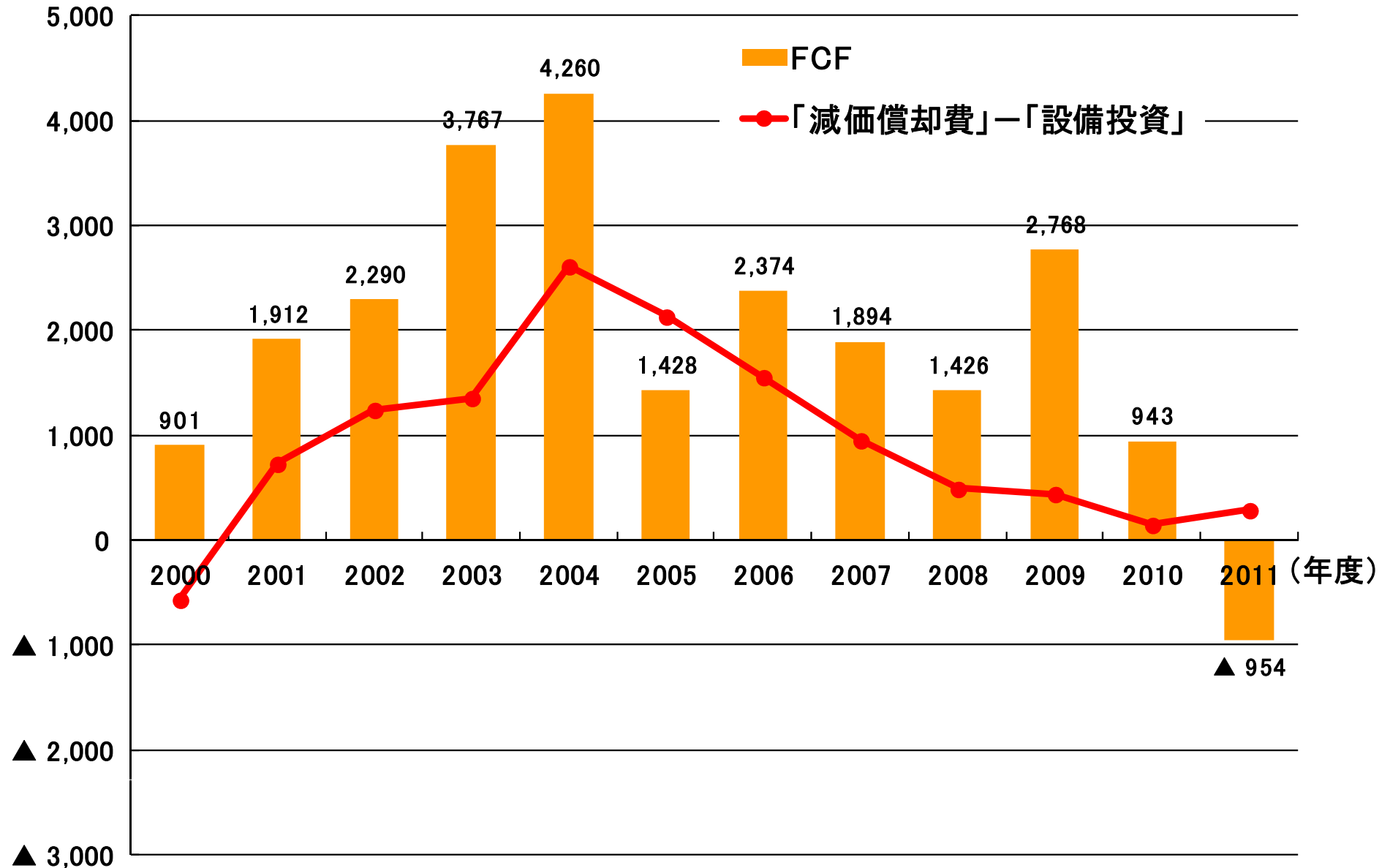
■ 制度改定による収支影響額

(億円)

	改定影響	2011年度	2012年度	2013年度
ポイント制へ変更 (営業費用の減額)	+319	+106	+106	+106
確定拠出年金移行 (特別損失)	△172	△172	—	—
合計	+147	△66	+106	+106

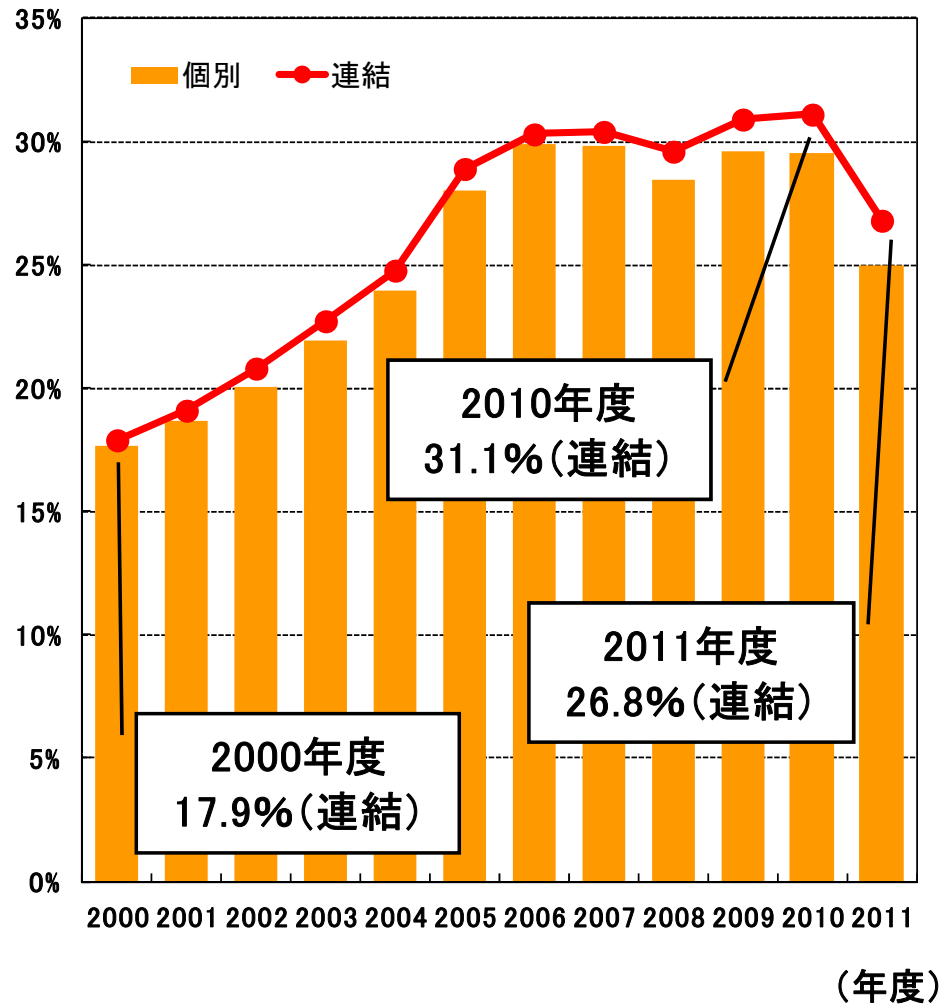
フリーキャッシュフローの推移(個別)

(億円)

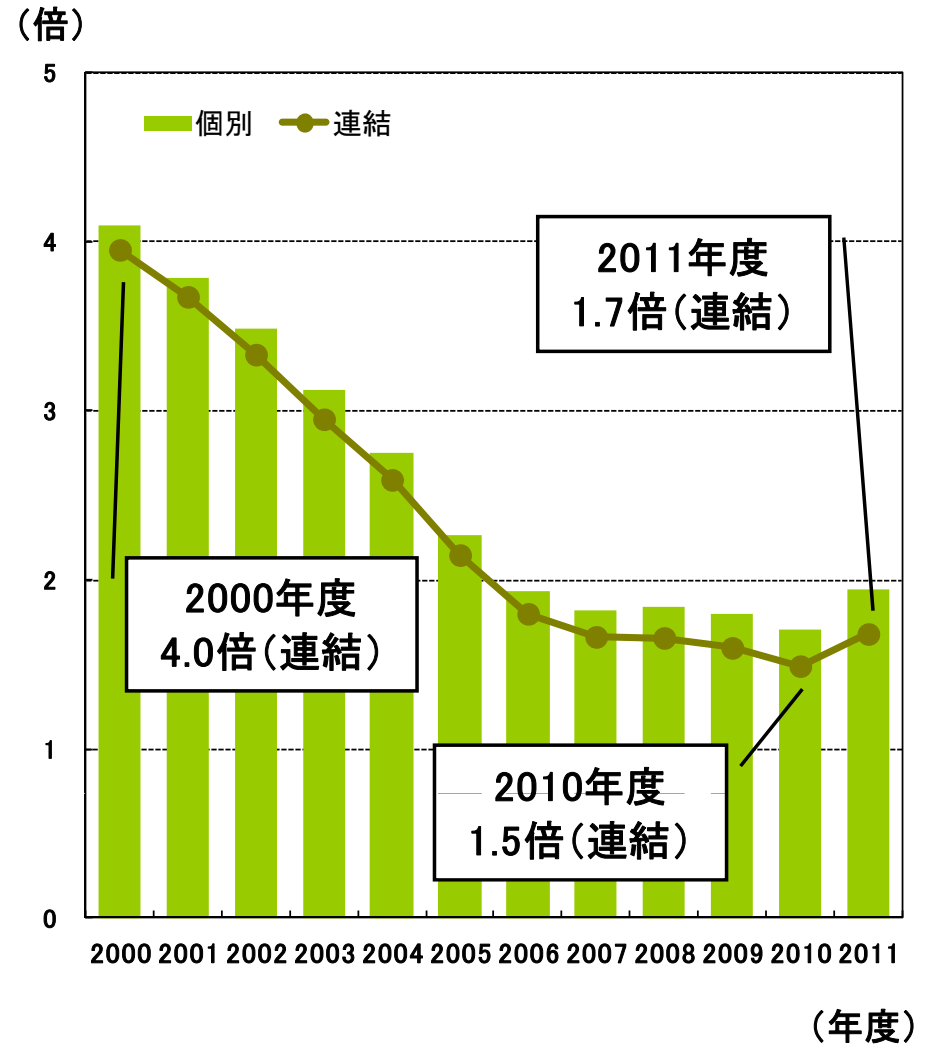


自己資本比率・D/Eレシオの推移

■自己資本比率



■D/Eレシオ



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。