

# 2012年3月期 決算説明会資料

2012年5月



# 目次

## I 2012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
2012年度 業績見通しについて	12
株主還元方針	13

## II 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	14
浜岡原子力発電所における 津波対策工事費用増額について 震源モデル見直しについて (内閣府公表)	15
2011年度 冬の電力需給実績	16
2012年度 夏の電力需給見通し	17
燃料の追加調達	18
資金調達状況について	19
経営効率化の取り組み	20
経済産業省への要請事項	21
	22

## III 参考データ

23～58

# I 2012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:2012年3月期は「2011年度」と表記)

# 決算概要①

■ **連結** 連結決算を開始した1994年度以降、初の営業損失および経常損失  
2008年度以来、3年ぶり2度目の当期純損失 (億円, %)

	2011年度	2010年度	増減	
	(A)	(B)	(A-B)	(A-B)/B
売上高	24,492	23,308	1,183	5.1
営業損益	△ 376	1,742	△ 2,119	—
経常損益	△ 678	1,462	△ 2,141	—
当期純損益	△ 921	845	△ 1,767	—

■ **個別** 1951年当社設立以来、初の営業損失。1979年度以来、32年ぶり2度目の経常損失  
2008年度以来、3年ぶり3度目の当期純損失 (億円, %)

	2011年度	2010年度	増減	
	(A)	(B)	(A-B)	(A-B)/B
売上高	22,951	21,782	1,168	5.4
営業損益	△ 504	1,578	△ 2,083	—
経常損益	△ 774	1,310	△ 2,084	—
当期純損益	△ 946	758	△ 1,704	—

## ■ 主要諸元

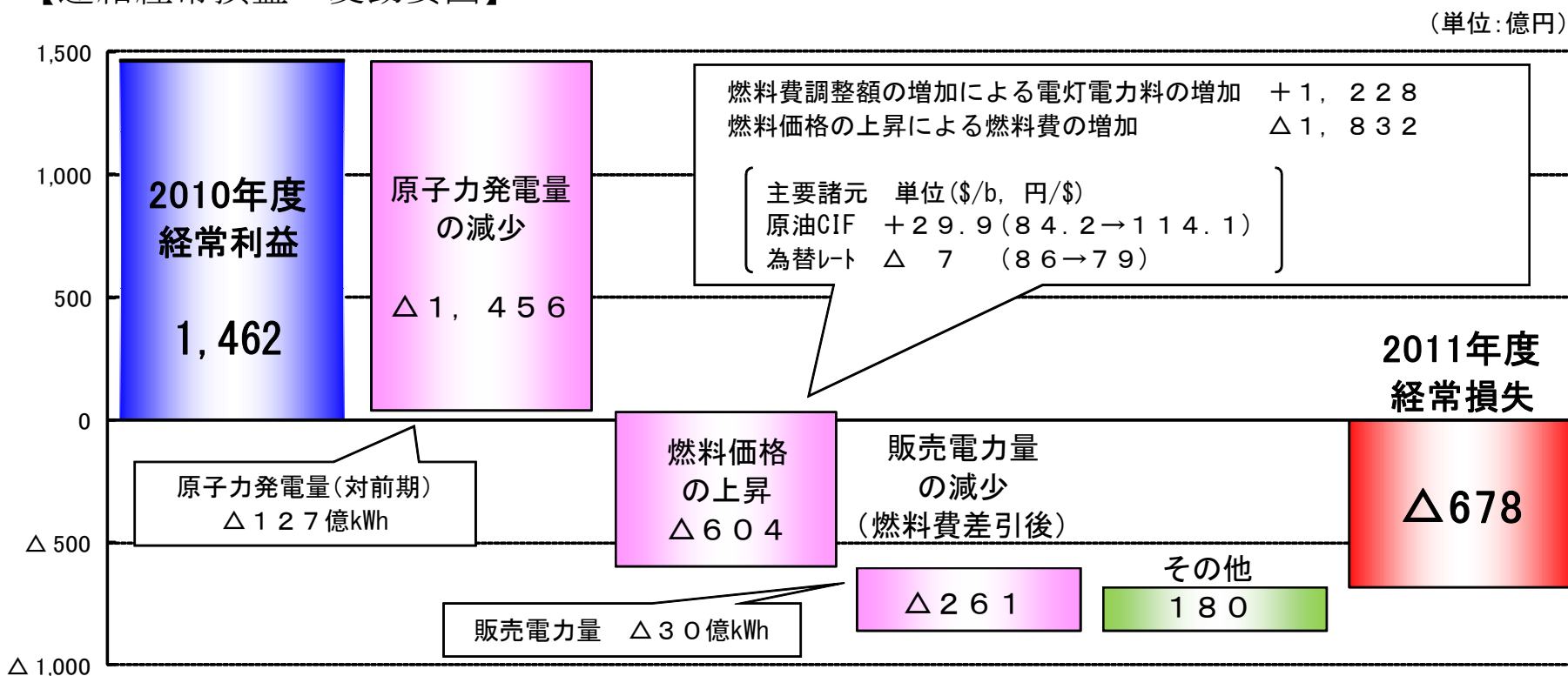
項目	2011年度	2010年度	増減
	(A)	(B)	(A-B)
販売電力量 (億kWh)	1,279	1,309	△ 30
原油CIF価格 (\$/b)	114.1	84.2	29.9
為替レート(インターバンク) (円/\$)	79	86	△ 7
原子力利用率 (%)	8.2	49.7	△ 41.5

※ 2011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>

- ・原子力発電量の減少  $\Delta 1,456$  億円
- ・燃料価格の上昇  $\Delta 604$  億円
- ・販売電力量の減少(燃料費差引後)  $\Delta 261$  億円

### 【連結経常損益の変動要因】



＜規制対象需要＞

- 電灯 夏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動減や節電などから 3.7%減少し 359億kWh
- 電力 契約数の減少や気温影響による空調設備の稼動減などから 5.0%減少し 64億kWh

＜自由化対象需要＞

- 業務用 気温影響による空調設備の稼動減や、節電などから 5.9%減少し 222億kWh
- 産業用他 震災影響による自動車関連の生産減はあったものの、夏以降、震災による減産を取り戻す動きがみられたことなどから 前期並みの634億kWh

		(億kWh, %)			
		2011年度 (A)	2010年度 (B)	増減	
				(A-B)	(A-B)/B
規制対象 需要	電灯	359	373	△ 14	△ 3.7
	電力	64	67	△ 3	△ 5.0
	計	423	440	△ 17	△ 3.9
自由化対象 需要	業務用	222	236	△ 14	△ 5.9
	産業用他 (大口再掲)	634	633	1	0.2
	計	856	869	△ 13	△ 1.5
合計		1,279	1,309	△ 30	△ 2.3

# 発電電力量

4

- **水力発電量** 豊水(出水率 2011年度:112.0%、2010年度:107.6%)により、5億kWh増加
- **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127億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もあり、164億kWh増加

		(億kWh, %)			
		2011年度	2010年度	増減	
		(A)	(B)	(A-B)	(A-B)/B
自 社	水力	93	88	5	5.9
	(出水率)	(112.0)	(107.6)	(4.4)	
	火力	1,160	996	164	16.5
	原子力	26	153	△ 127	△ 82.9
	(設備利用率)	(8.2)	(49.7)	(△ 41.5)	
	新エネルギー	1	0	1	100.0
	融通	△ 8	48	△ 56	-
	他社受電	131	148	△ 17	△ 11.7
	揚水用	△ 13	△ 10	△ 3	36.5
	合計	1,390	1,423	△ 33	△ 2.4

# 個別収支比較表①

5

(億円, %)

	2011年度 (A)	2010年度 (B)	増減	
			(A-B)	(A-B)/B
電灯電力料	21,616	20,931	684	3.3
販売電力料 託送収益等	652	207	444	214.7
その他収益	217	223	△ 6	△ 2.7
電気事業営業収益	22,485	21,362	1,123	5.3
附帯事業営業収益	466	420	45	10.9
営業収益計 (売上高)	22,951	21,782	1,168	5.4

## 【主な増減要因】

販売電力量の減 △481  
燃料費調整額の増 1,228

地帯間販売電力料の増 358

(億円未満切り捨て)



# 個別収支比較表②

6

(億円, %)

## 【主な増減要因】

	2011年度	2010年度	増減	
	(A)	(B)	(A-B)	(A-B)/B
人件費	2,013	2,285	△ 271	△ 11.9
燃料費	10,409	6,784	3,624	53.4
原子力バックエンド費用	191	313	△ 121	△ 38.9
購入電力料・託送料等	2,181	2,179	2	0.1
修繕費	2,160	2,026	134	6.6
減価償却費	2,716	2,662	53	2.0
公租公課	1,255	1,277	△ 22	△ 1.7
その他費用	2,045	2,300	△ 255	△ 11.1
電気事業営業費用	22,973	19,829	3,144	15.9
附帯事業営業費用	482	374	107	28.8
営業費用計	23,456	20,204	3,252	16.1

退職給与金 △284  
(数理計算上の差異 △191)

火力燃料費 3,711  
(数量増 1,879 単価増 1,832)

使用済燃料再処理等費 △70

火力 222

火力 87 原子力 △26

ガス供給事業 115

(億円未満切り捨て)

# 個別収支比較表③

(億円, %)

	2011年度	2010年度	増減	
	(A)	(B)	(A-B)	(A-B)/B
営業損益	△ 504	1,578	△ 2,083	-
営業外収益	198	161	37	23.1
支払利息	360	362	△ 1	△ 0.5
その他費用	107	67	40	59.3
営業外費用	467	429	38	8.9
経常損益	△ 774	1,310	△ 2,084	-
渴水準備金	83	24	58	240.3
特別利益	90	-	90	-
特別損失	172	86	86	100.0
法人税等	5	440	△ 435	△ 98.7
当期純損益	△ 946	758	△ 1,704	-

【主な増減要因】

受取配当金 28

(2011年度) 浜岡5号機タービン  
訴訟の受取和解金 90

(2011年度) 確定拠出年金  
移行時差異 172  
(2010年度) 資産除去債務  
会計基準の適用に伴う  
影響額 86

(億円未満切り捨て)

# 連結収支比較表

8

(億円, %)

		2011年度 (A)	2010年度 (B)	増減	
				(A-B)	(A-B)/B
電 気 事 業	営業収益(売上高)	22,469	21,345	1,123	5.3
	営業費用	22,886	19,703	3,182	16.2
	営業損益	△ 417	1,641	△ 2,059	-
そ の 他 事 業	営業収益(売上高)	2,023	1,963	60	3.1
	営業費用	1,982	1,862	120	6.5
	営業損益	41	100	△ 59	△ 59.2
合 計	営業収益(売上高)	24,492	23,308	1,183	5.1
	営業費用	24,869	21,566	3,302	15.3
	営業損益	△ 376	1,742	△ 2,119	-
営 業 外	営業外収益	209	174	34	20.0
	営業外費用	511	453	57	12.6
経常損益		△ 678	1,462	△ 2,141	-
当期純損益		△ 921	845	△ 1,767	-

内部取引相殺消去後

(億円未満切り捨て)

		(億円)			
		2011年度 (A)	2010年度 (B)	増減 (A-B)	主な増減要因
電気事業	外部売上高	22,469	21,345	1,123	
	営業損益※	△ 417	1,641	△ 2,059	
エネルギー事業	外部売上高	549	467	82	ガスの販売数量の増加や収入単価の上昇影響
	中電附帯	325	263	62	
	子会社	223	204	19	
	営業損益※	△ 11	25	△ 37	燃料価格の上昇に伴う仕入単価の上昇影響
	中電附帯	△ 19	14	△ 34	
	子会社	8	11	△ 2	
		(ガス販売量: 万t)	(67)	(65)	(2)
その他の事業	外部売上高	1,473	1,495	△ 21	附帯不動産事業の売上減少
	中電附帯	21	53	△ 32	
	子会社	1,452	1,441	10	
	営業損益※	135	205	△ 69	建設関連子会社における通信設備工事の減少影響
	中電附帯	3	31	△ 27	
	子会社	131	173	△ 42	
内部取引(セグメント間)相殺消去	営業損益	△ 82	△ 129	47	
合計	外部売上高	24,492	23,308	1,183	
	営業損益	△ 376	1,742	△ 2,119	

※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)			
	2011年度 (A)	2010年度 (B)	増減 (A-B)	主な増減要因
総資産	56,471	53,319	3,152	・現金及び預金、短期投資の増
負債	40,988	36,335	4,652	・有利子負債の増
純資産	15,483	16,983	△ 1,500	・配当支払い、当期純損失計上

	(億円, %)		
自己資本比率	26.8 (25.0)	31.1 (29.5)	△ 4.3 (△ 4.5)
有利子負債残高	29,658 (30,045)	24,951 (25,099)	4,707 (4,946)
期末金利	(1.30)	(1.32)	(△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)

	2011年度 (A)	2010年度 (B)	増減 (A-B)
営業活動による キャッシュ・フロー	1,768	4,497	△ 2,729
投資活動による キャッシュ・フロー	△ 2,470	△ 3,360	889
財務活動による キャッシュ・フロー	4,220	△ 1,050	5,270
フリー・キャッシュ・フロー	△ 702	1,136	△ 1,839

	2012/3末 (A)	2011/3末 (B)	増減 (A-B)
現金及び現金同等物の 期末残高	4,731	1,212	3,518

(億円未満切り捨て)

原子力を取り巻く環境は一層の不透明さを増しており、原子力発電所の運転再開時期について明確に見通すことは困難な状況であることや、全国的に厳しい需給状況が予想されることから、一定の前提を置いて合理的に業績を予想することが困難であるため、「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
2011年度	30円	30円	60円
2012年度 (予想)	30円	30円	60円

## ■ 株主還元の基本方針(2011年5月10日公表)

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 ことを基本とする



## Ⅱ 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 14

## ■津波対策(2011年7月22日公表)の進捗状況

### 主な対策スケジュール

主な津波対策	2011年度				2012年度		
	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着手 調査・準備工事 ▼9/22着手 本体準備工事 ▼11/11着手 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	▼10/13着手 EWS設置工事						
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着手 高台整備 電源盤の上層階・高台への設置						

### 対応期間および対策費用

対応期間

2012年12月まで(目標)

対策費用

1,400億円程度

# 浜岡原子力発電所における津波対策工事費用増額について 15

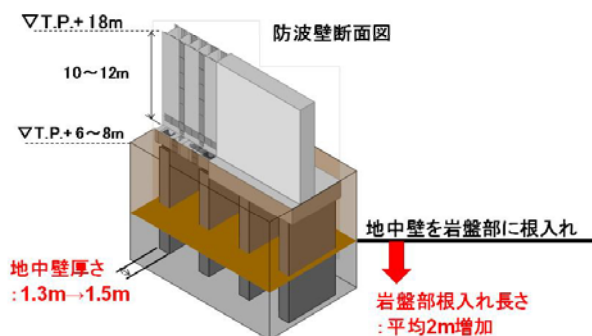
## ■津波対策工事費用増額(2012年3月21日公表)の主な内容

- 詳細設計の進捗や2011年7月公表以降の東京電力(株)福島第一原発の事故などで得られた知見を考慮した結果、工事費用は当初想定していた約1,000億円から約1,400億円に見直し。
- 工期については、引き続き2012年12月の工事完了を目標に工事を進める。

### 浸水防止対策①

#### ○発電所敷地海側への防波壁の設置

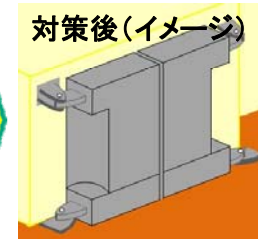
⇒ 防波壁の基礎部構造の確定  
(岩盤部根入長を平均2m増など)



### 浸水防止対策②

#### ○建屋外壁の防水構造扉の信頼性強化

⇒ 二重化仕様の変更(スライド式→観音開きへ変更)



#### ○水密扉の追加設置、補強

⇒ 建屋内水密化対象箇所数の増(約100箇所→約200箇所)

### 緊急時対策の強化

#### ○水源の多様化

⇒ 貯水容量の増(高台の貯水設備を約6,000m<sup>3</sup>から約9,000m<sup>3</sup>へ増加)

#### ○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)

- 公表(2012年3月31日)された内閣府の推計における御前崎市の震度および津波高
  - 今回公表の震度分布・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。

項目	中央防災会議(2003) (敷地周辺)	今回公表内容 (市町村別一覧表による御前崎市の値)
震度(地表)	6弱 <sup>※1</sup>	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 <sup>※2</sup>	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

## ■ 当社スタンス

- 内閣府から公表された御前崎市の最大の津波高は21mとなっているが、津波が防波壁を超えたとしても、建屋内への浸水防止対策を講じるとともに、冷やす機能を確保するための緊急時対策の強化を目的として、多重化・多様化の観点から津波対策工事を実施しており、安全性を確保できている。
- なお当社は、今回公表された内容について詳細データの精査を進め、今後さらに公表される推計結果も踏まえて、必要な対策を講じていく考えである。

## ■2011年度 冬の需給実績

- 節電影響はあるものの、気象影響(厳しい冷え込み)などから、最大3日平均電力は2010年度から2万kW増加し、2,329万kW

最大3日平均電力		差	差の内訳		
2012年2月	2011年1月		節電影響	自家用発電設備の 発電量増加	気象影響等
2,329万kW	2,327万kW	2万kW	△50万kW	△13万kW	+65万kW

## (参考)2011年度 夏の需給実績

- 気象影響(天候不順)や、節電影響および操業調整へのご協力などから、最大3日平均電力は2010年度から197万kW減少し、2,502万kW

最大3日平均電力		差	差の内訳 <sup>※</sup>		
2011年8月	2010年8月		節電影響	お客様の休業など	気象影響など
2,502万kW	2,698万kW	△197万kW <sup>※</sup>	△100万kW	△20万kW	△80万kW

※端数処理の関係で、計算は一致しない

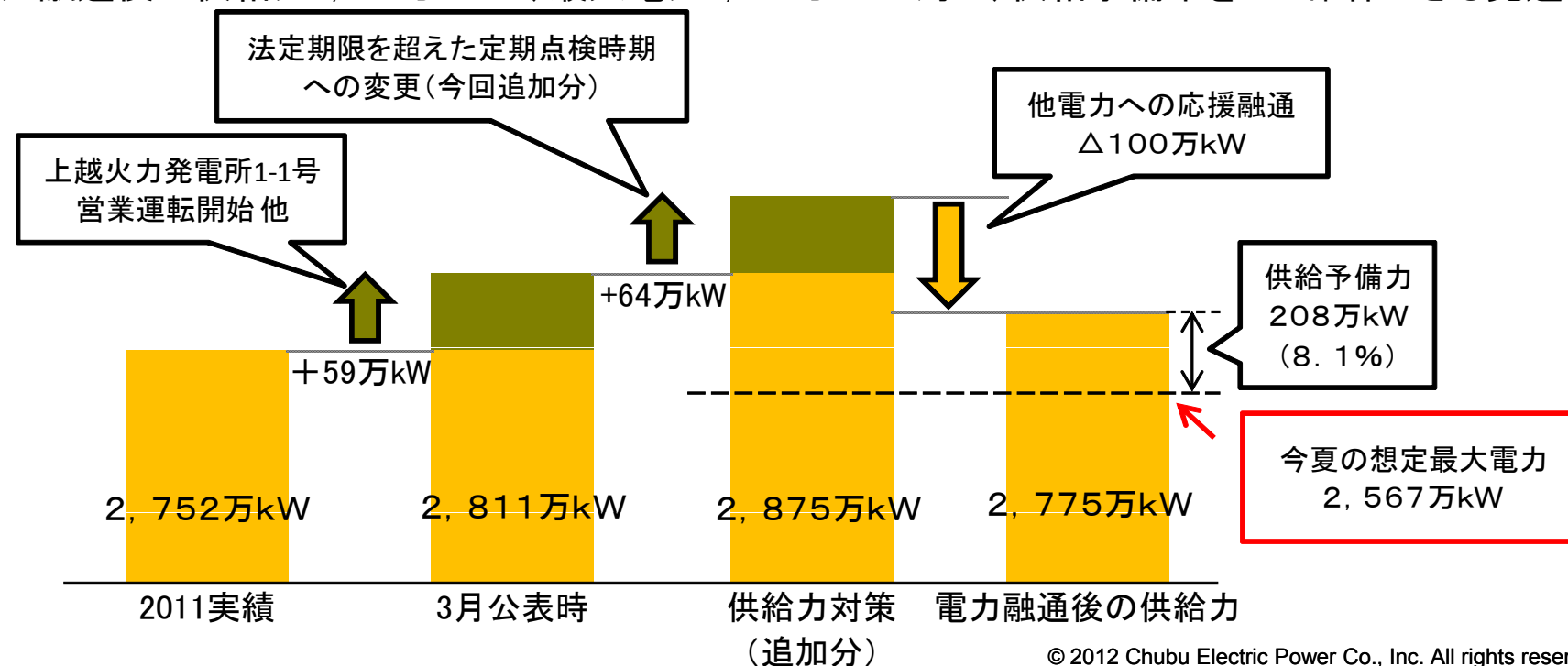
## ■2012年度 夏の最大電力

●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



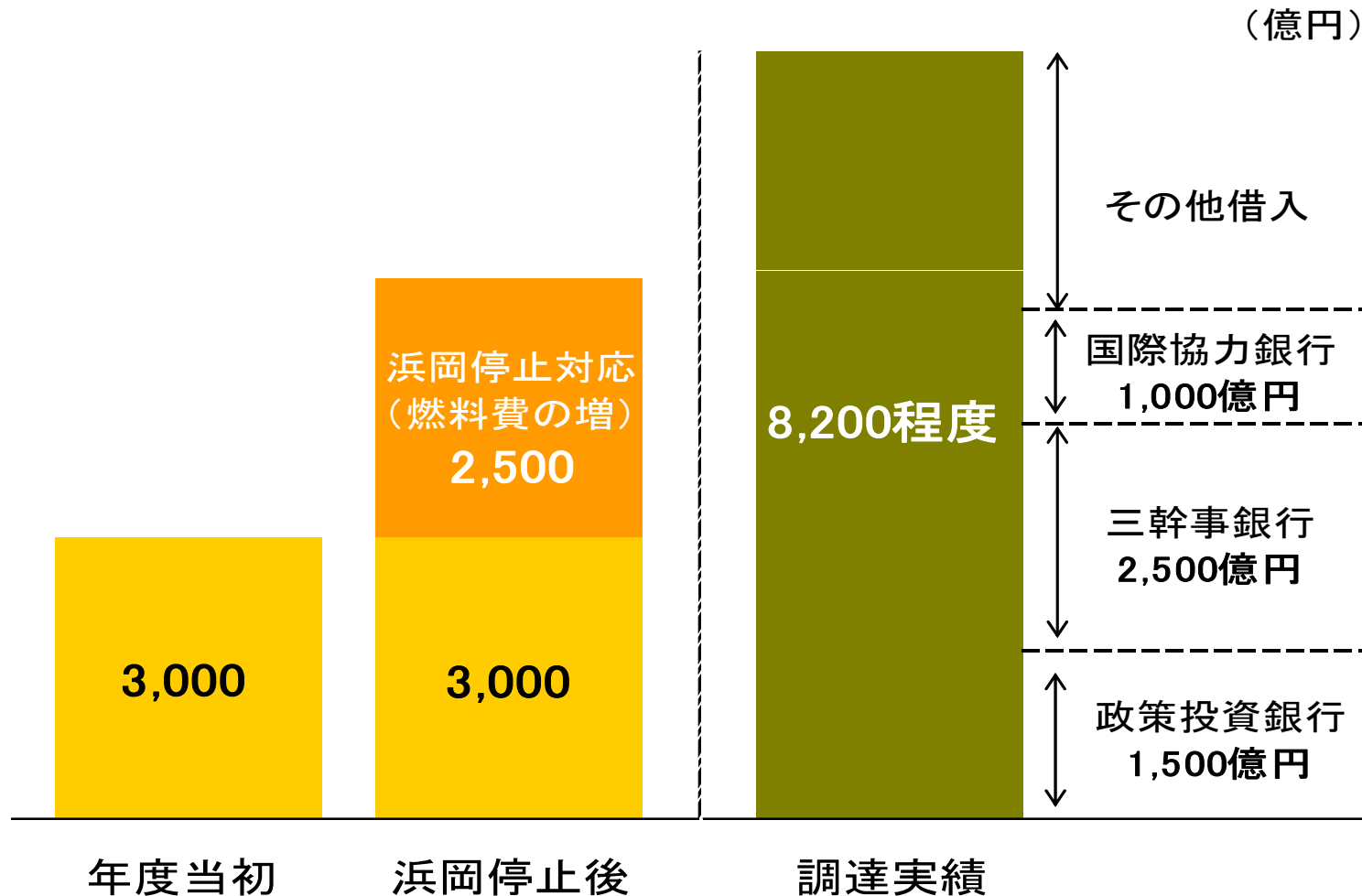
## ■2011年度 LNGおよび石油の追加調達実績について

	LNG	石油
供給計画(2011年3月公表) 年間受入量 ①	842万t	73万kl
2011年度受入量実績 ②	1,312万t	149万kl
差②－①	470万t	76万kl

## ■2012年度 調達見通し

- 所要量については、前提となる需要等が未確定であるため、見通しが難しい。
- 2012年度のLNG所要量については、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。

## ■2011年度 資金調達実績



## ■2012年度 資金調達計画

- 2012年度は6,000億円程度の調達を計画。



## ■2012年度 経営効率化の取り組み

- 2012年度についても、引き続き、2011年度と同様の経営効率化に取り組み、投資および費用の削減に努める

## (参考)2011年度 経営効率化の取り組み

- 2011年度は、浜岡原子力発電所の運転停止に伴い、大幅に燃料費が増加したことから、最大限の経営効率化に取り組んだ。

[浜岡原子力発電所の運転停止による費用の増加]

項目	金額
燃料費の増加（LNGおよび石油火力により代替）	2,580億円
その他費用の増加（長期停止火力機立ち上げ費用等）	150億円
計	2,730億円

[経営効率化の取り組み]

項目	金額
投資の削減	750億円
費用の削減（修繕費・燃料費・諸経費の削減）	750億円
計	1,500億円

## 既にご対応およびご了解いただいた項目

- 浜岡原子力発電所の中長期対策における許認可申請等の手続き迅速化
- 電力需給バランスの確保に向けた支援
  - ・ 火力機の定期事業者検査時期のさらなる延長
- 追加費用負担に係る支援
  - ・ 日本政策投資銀行の危機対応融資制度に基づく貸付
  - ・ 国から格付機関、民間金融機関に対して、浜岡原子力発電所の停止期間が限定的であり、国が最大限の支援をすることを説明
  - ・ 金融機関からの借入に係る利子補給

## 協議を進めている項目

- CO<sub>2</sub>排出量に関する配慮
  - ・ CO<sub>2</sub>クレジット調達およびCO<sub>2</sub>排出係数の算定方法に関する特例措置
  - ・ 環境配慮契約法に基づく官公庁入札参加資格の維持

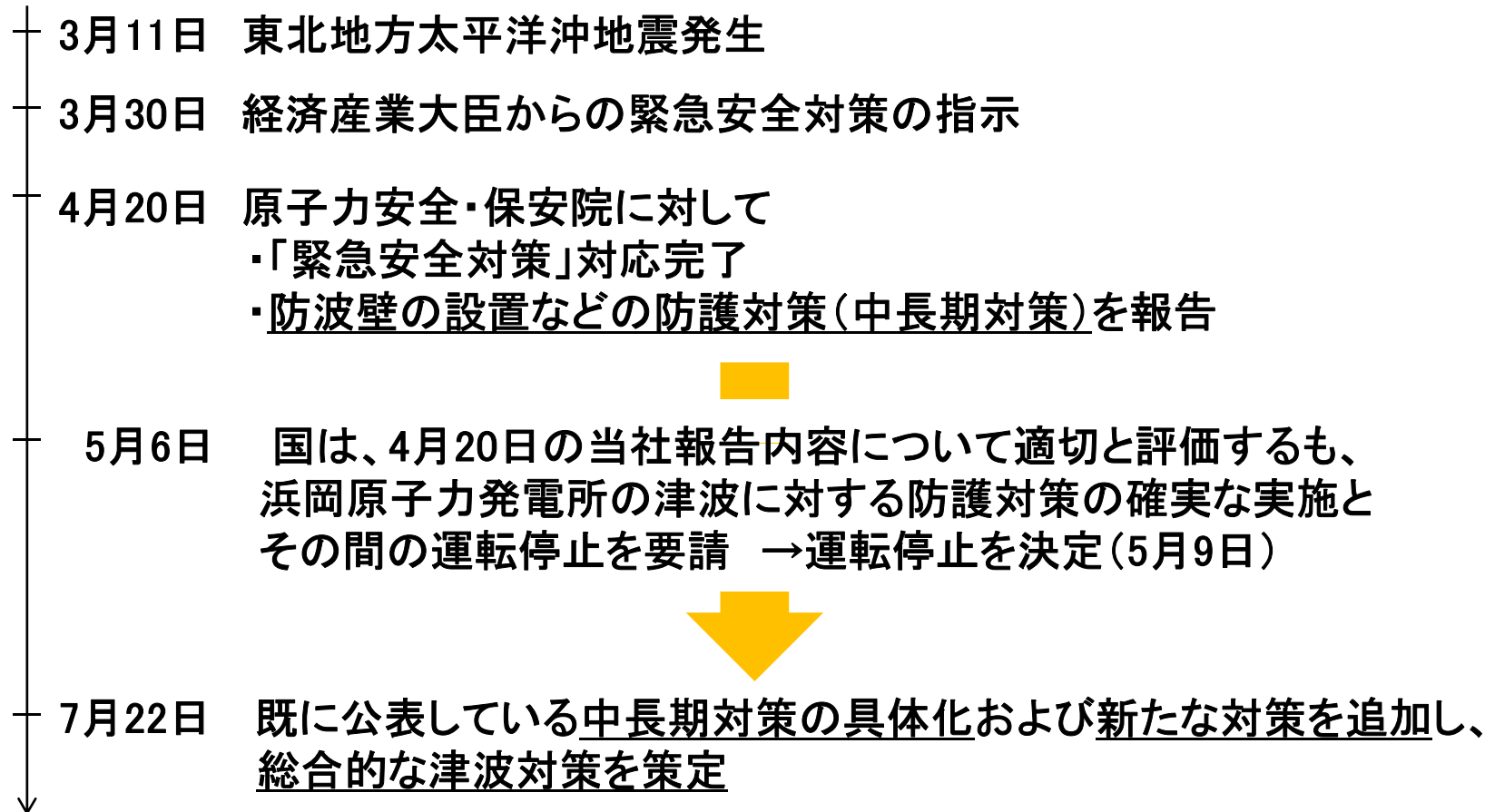
# III 参考データ

浜岡原子力発電所における安全対策	23	電源設備構成・発電電力量構成	42
浜岡原子力発電所における津波対策の概要	24	燃料調達の状況(2011年度)	43
浸水防止対策①	25	LNG契約の状況	44
浸水防止対策②	26	石炭トレーディングの推進	45
緊急時対策の強化	27	エネルギー資源の権益取得	46
防波壁の設置工事	28	海外エネルギー事業の取り組み状況	47
防波壁設置工事の状況①	29	販売戦略	48
防波壁設置工事の状況②	30	電力事業を取り巻く状況①	49
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	31	電力事業を取り巻く状況②	50
安全性に関する総合評価(ストレステスト)	32	電力システム改革に関するタスクフォース	51
高効率LNG火力発電所の開発	33	原子力損害賠償支援機構法	52
LNG設備増強計画	34	電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議の概要	53
火力発電設備等における災害対策①	35	燃料費調整制度と火力燃料費について	54
火力発電設備等における災害対策②	36	スマートメーター	55
電力会社相互応援能力の強化	37	退職給与金(個別)	56
再生可能エネルギーの推進に向けた取り組み①	38	フリーキャッシュフローの推移(個別)	57
再生可能エネルギーの推進に向けた取り組み②	39	自己資本比率・D/Eレシオの推移	58
CO <sub>2</sub> 排出量の削減	40		
2011年度の供給力対策(一覧)	41		

## ■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



※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

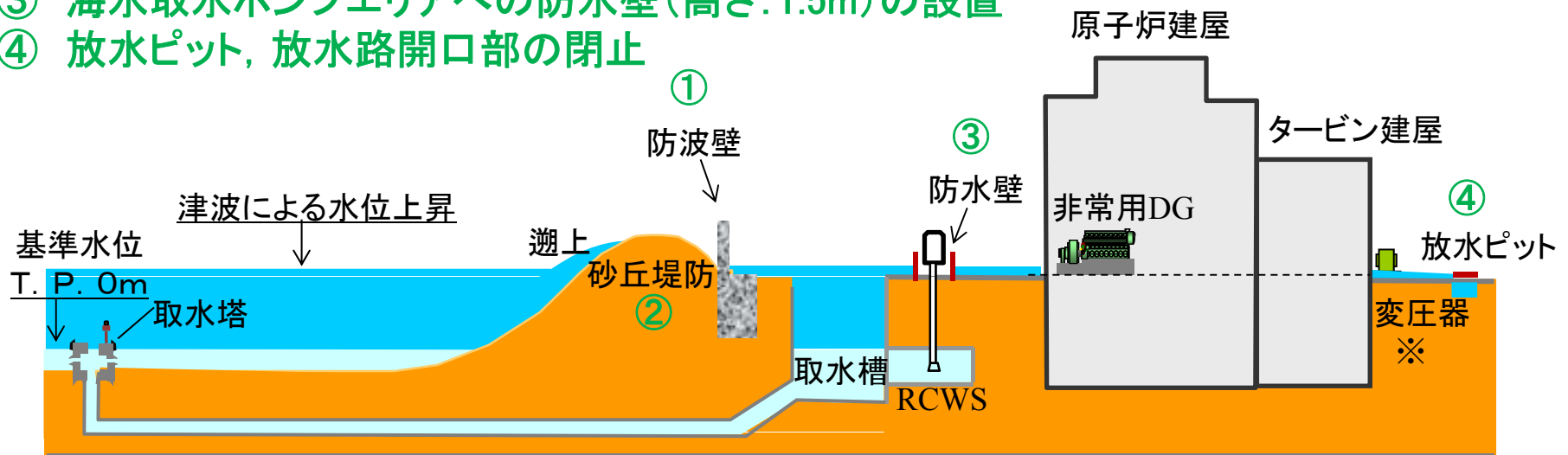
- 津波が発電所敷地内に直接浸入することを防ぐ「浸水対策」を図る。
- 津波による海面上昇により、取水槽等の水位が上昇し、そこから海水が溢れても問題ないよう、「溢水対策」も行う。

「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

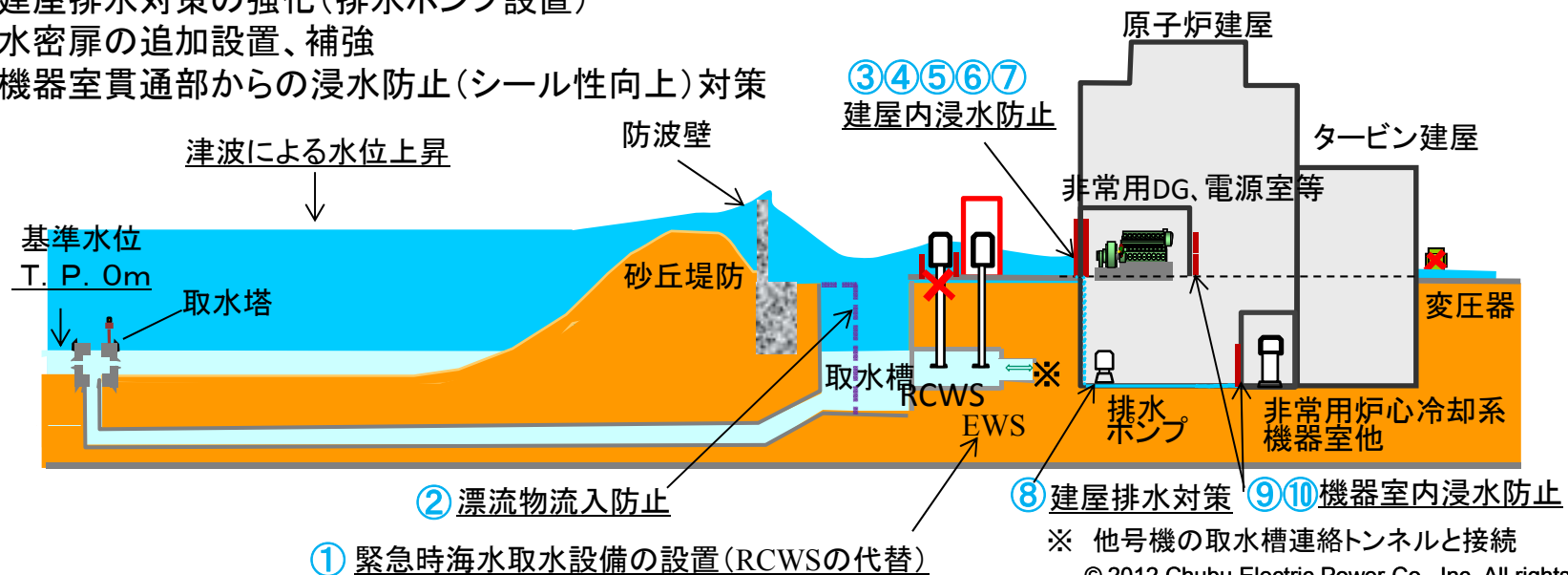
- ① 緊急時海水取水設備(EWS)の設置  
(原子炉機器冷却海水系(RCWS)の代替)
- ② 取水槽への漂流物流入防止対策

### (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

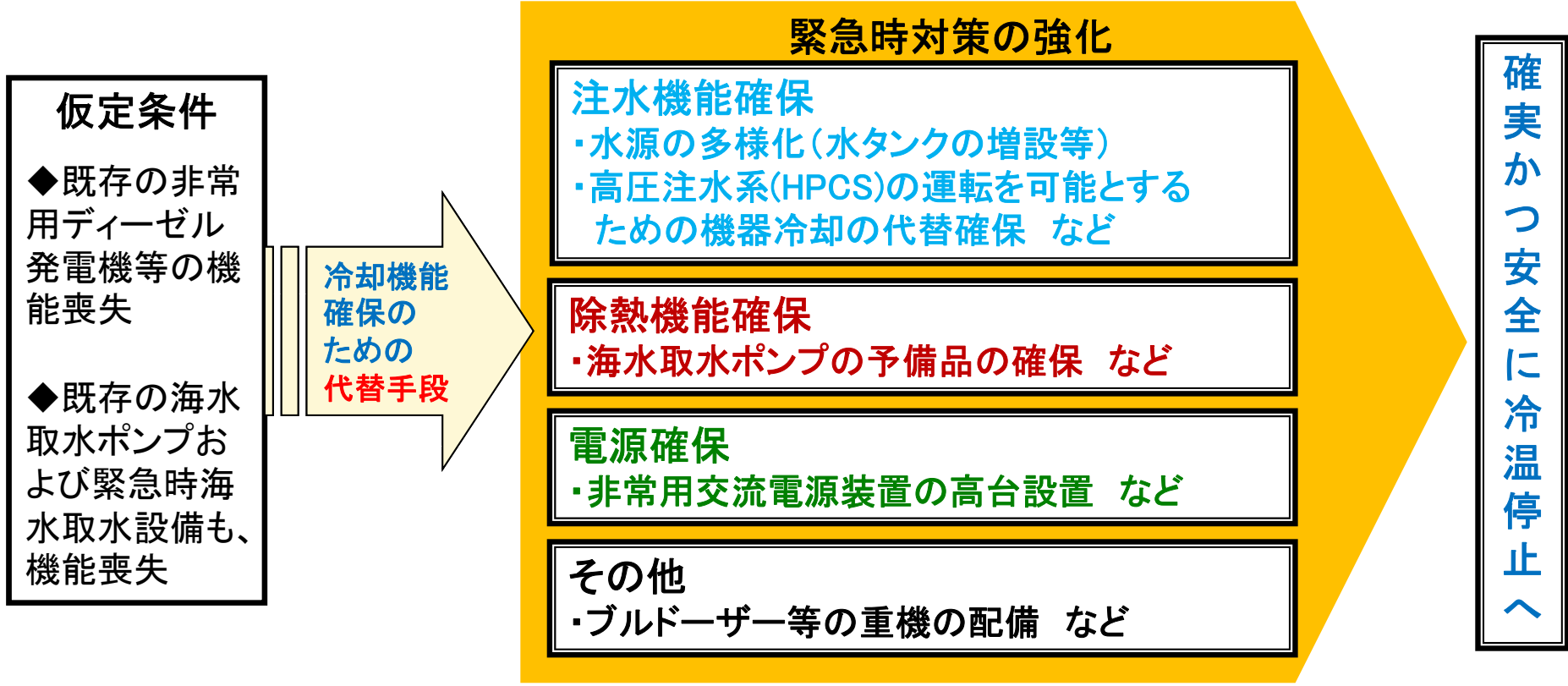
- ③ 建屋外壁の防水構造扉の信頼性強化
- ④ 建屋外壁の給排気口(開口部)からの浸水防止対策
- ⑤ 建屋貫通部からの浸水防止(シール性向上)対策
- ⑥ 地下配管ダクト点検口、入口扉等閉止
- ⑦ 建物構造強化(4,5号海水熱交換器建屋)





## ■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

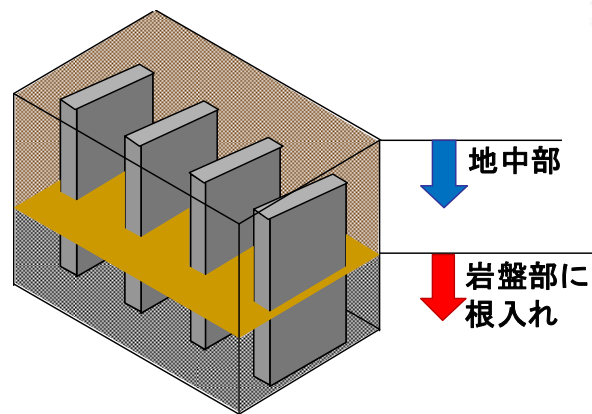
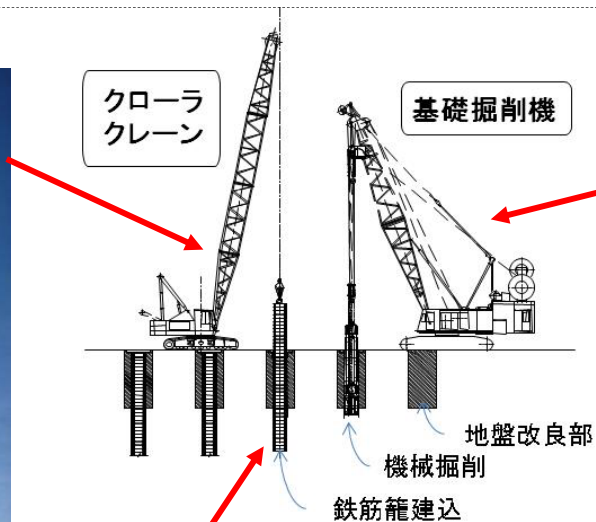
完工予定：2012年12月(目標)

# 防波壁設置工事の状況①

- 基礎工事(鉄筋建て込み・コンクリート打設作業)が 115/218箇所完了(2012年3月末現在)
- 基礎部掘削作業が終了した場所から、順次地中壁の鉄筋建て込み作業・コンクリート打設作業を実施



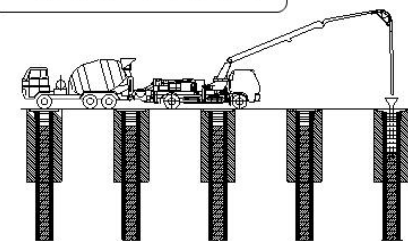
鉄筋建て込み作業



(防波壁基礎部構造イメージ)



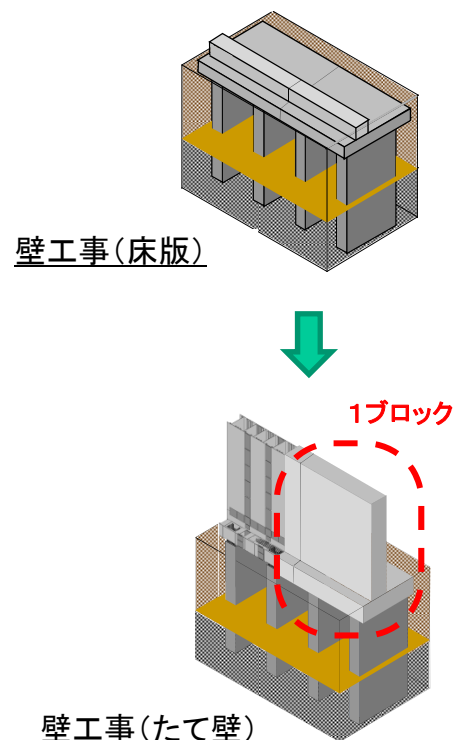
コンクリートポンプ車



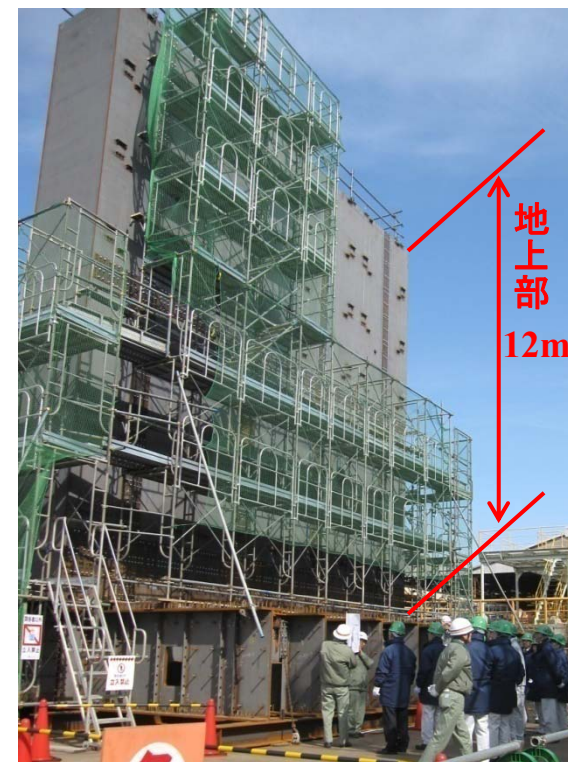
コンクリート打設作業

## ●壁部(床版・たて壁)の工場製作を実施中

防波壁の壁部を構成する床版およびたて壁を工場にて製作。  
壁部は15ピース(床版:5ピース、たて壁:10ピース)を組み合わせて1ブロックとし、防波壁全体で109ブロックを製作。(放水路部および敷地西側端部は除く)  
今後、15ピースに分割した状態で発電所構内へ搬入し、基礎工事が完了した箇所から順次設置



(防波壁壁部構造イメージ)



工場で仮組みした壁部(床版およびたて壁)の全景写真(1ブロック)  
2012年2月28日撮影

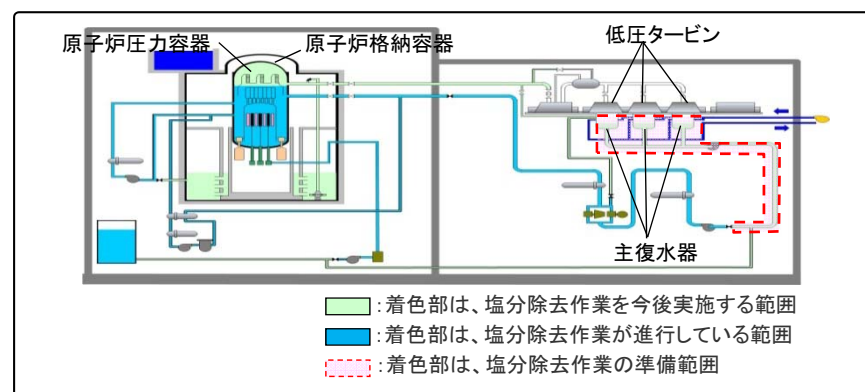


## 経緯

- 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
- タービン系については、塩分除去装置の設置工事を進めており、設置が完了する2012年5月頃より復水系の塩分除去を行う予定



## 今後の予定

- 未点検機器(海水が流入した範囲)の点検および原子炉開放・炉内点検・燃料検査・塩分除去作業を実施予定
- 海水が機器等に与える影響は、専門家の意見も踏まえ、2012年度上期末までに確認予定
- 2012年12月末には、設備の点検・健全性評価を含む全ての作業が完了予定

	2011 年度		2012 年度
	上期	下期	上期
主復水器(A)細管損傷の原因調査	▼事象発生(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回定期検査開始
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		圧力抑制室 復水系
設備の点検・健全性評価 (1)設備の点検・評価	復水貯蔵槽点検・補修 設備の分解点検・評価		
(2)燃料の点検・評価	燃料の点検・評価		
(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

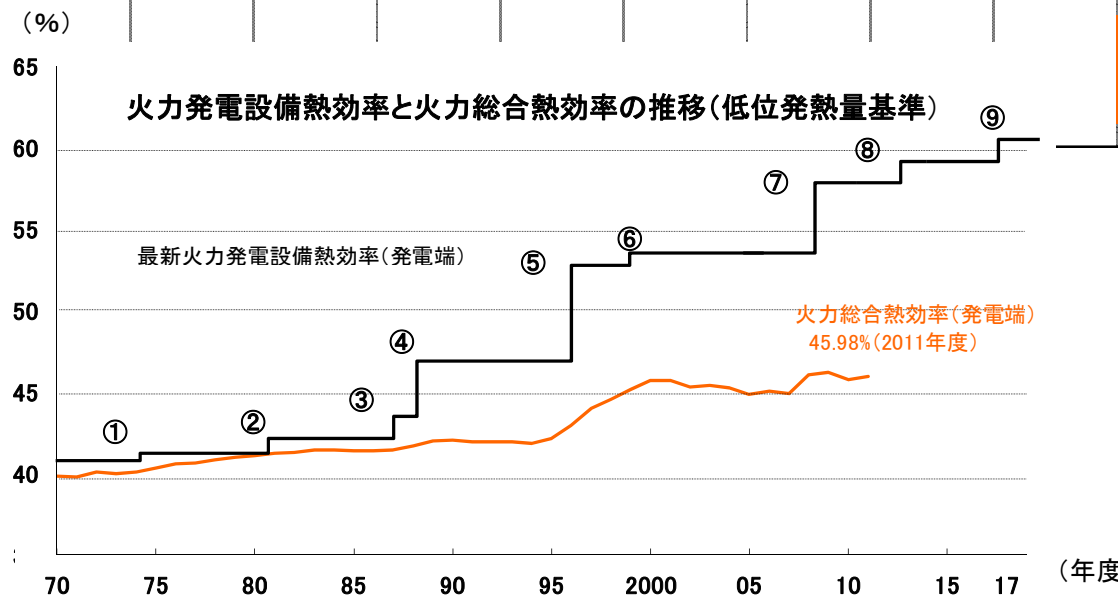
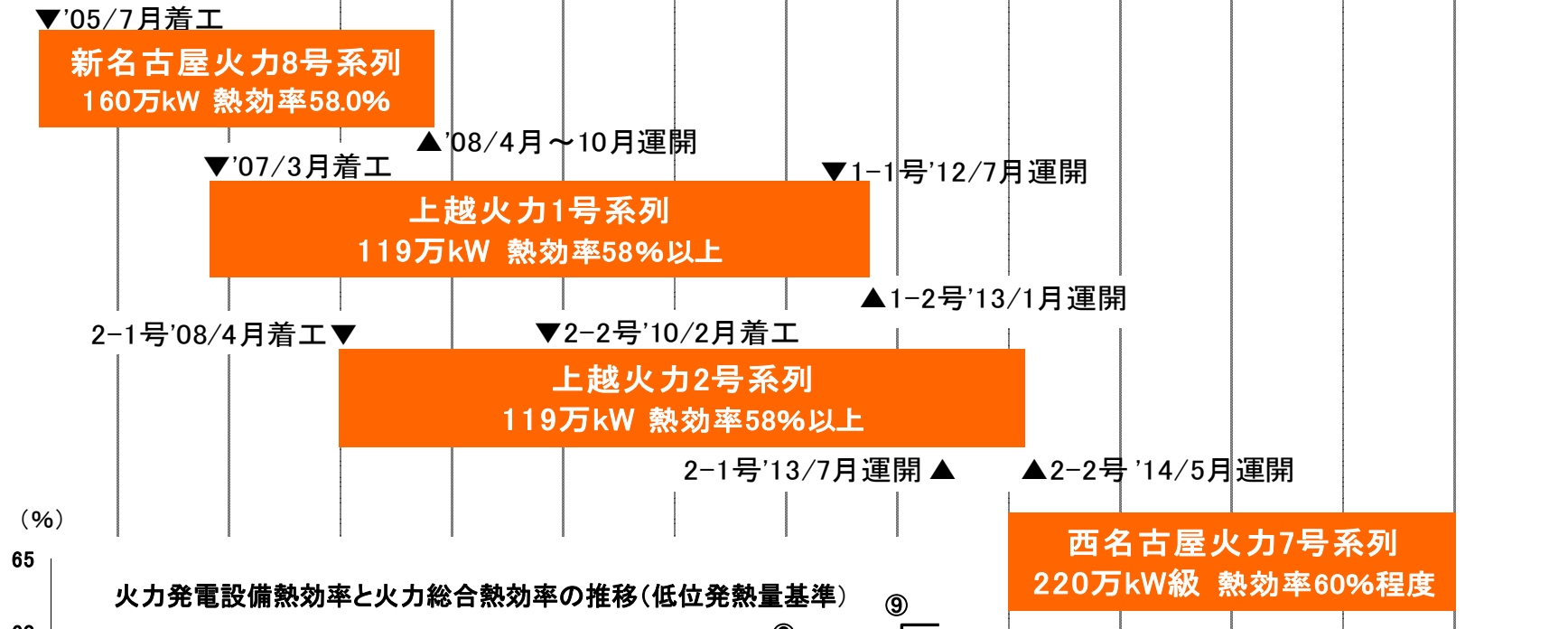
- 浜岡原子力発電所は、1,2号機が廃止措置中、3～5号機は津波対策工事のため停止中である。
- 国の指示文書によれば、一次評価の対象は、定期検査中で起動準備の整った原子炉となっていることから、浜岡原子力発電所は、まずは二次評価を実施し、報告することになると考えている。
- また、1,2号機については、廃止措置中であることから、一次評価は対象外・二次評価は対象となると考えられる。

# 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)

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------



	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	60程度	LNG

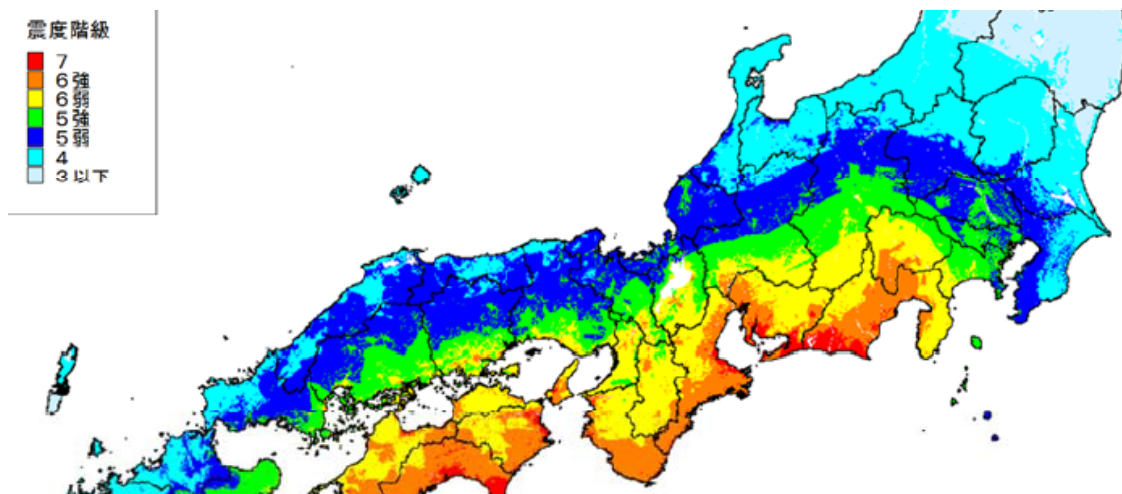
● 安定的かつ柔軟なLNG調達を支える設備の強化



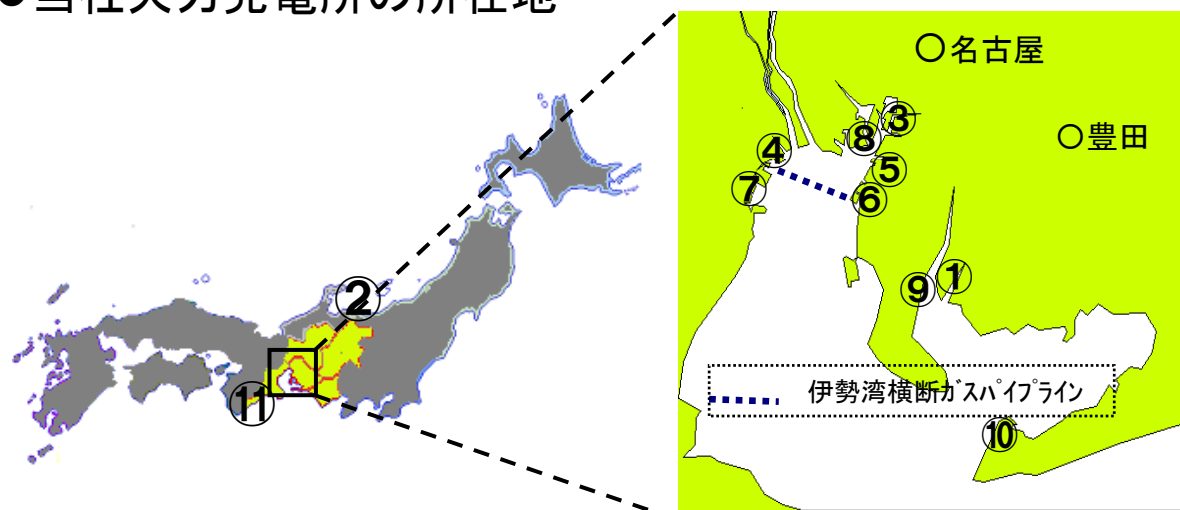
	件名	概要	着工時期	完工時期
①	川越LNGタンク増設	タンク容量18万m <sup>3</sup> 2基	2007年度	2012年度(予定)
	川越LNG受入棧橋増強	20万m <sup>3</sup> 超級LNG船が接岸可能	2010年度	2010年度
②	伊勢湾横断 ガスパイプライン敷設	川越火力発電所～知多地区LNG基地間 約13.3km	2008年度	2013年度(予定)
③	知多LNG第二棧橋増強	20万m <sup>3</sup> 超級LNG船が接岸可能	2008年度	2009年度
④	三重・滋賀ライン敷設	四日市火力発電所～大阪ガス(株)様 多賀ガバナステーション間 約60km	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 <220級>	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

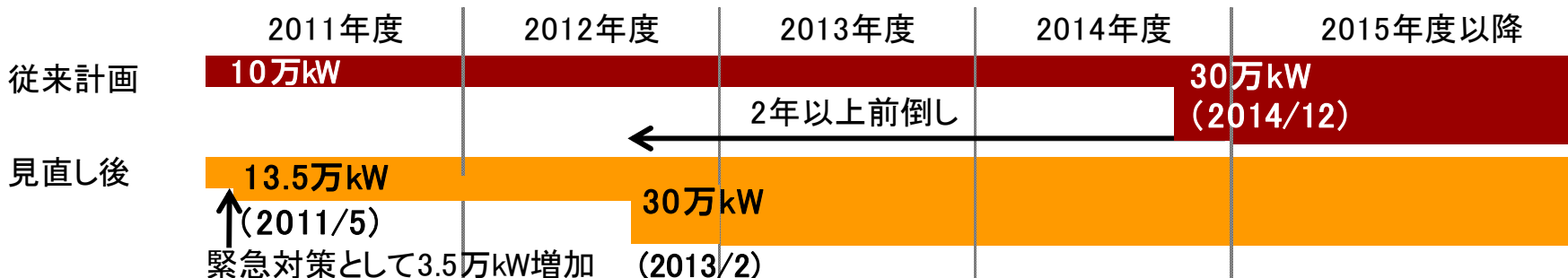
- 三連動地震に対しても、ダム本体の安全上、問題となる被害が発生しないことを確認
- ダム関連構造物(水圧鉄管、ダム水門柱)についても、耐震性能を順次確認し、必要に応じ耐震裕度向上工事を実施

### 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

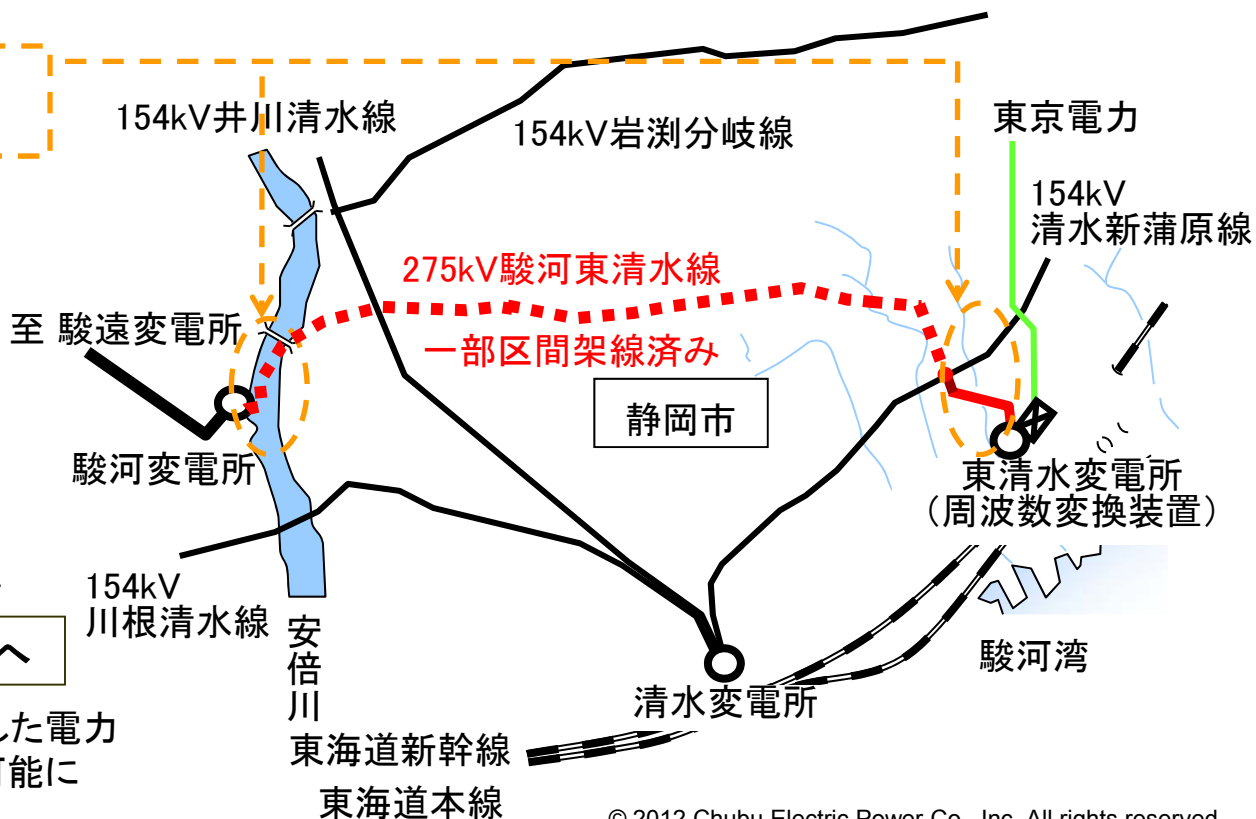
供給・送電できる容量に限界があり  
10万kW程度しか融通できない

#### 前倒しに向けた取り組み

- ・24時間体制で地中線工事を実施
- ・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円/kWh（10年間）  
非住宅用：40円/kWh（10年間）

○経済産業大臣は、調達価格等算定委員会の意見を聴取し、エネルギー源別、設置形態、規模ごとに買取価格・期間を決定

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 <sub>2</sub> 削減効果 <sup>※1</sup> (t-CO <sub>2</sub> /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 80		2002年度 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 <sup>※2</sup>	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)

## ■ CO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>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、CO<sub>2</sub>排出原単位20%削減(1990年度比)

### ■ CO<sub>2</sub>排出量、CO<sub>2</sub>排出原単位実績

	1990年度	2008年度	2009年度	2010年度	2011年度
CO <sub>2</sub> 排出量 (万t-CO <sub>2</sub> )	4,631	5,905 [5,506]	5,827 [5,117]	6,194 [4,462]	6,700程度
CO <sub>2</sub> 原単位 (kg-CO <sub>2</sub> /kWh)	0.464	0.455 [0.424]	0.474 [0.417]	0.473 [0.341]	0.52程度

(注1) []内は京都メカニズムCO<sub>2</sub>クレジット反映後の数値

(注2) 2011年度については、推定実績値

# 2011年度の供給力対策(一覧)

41

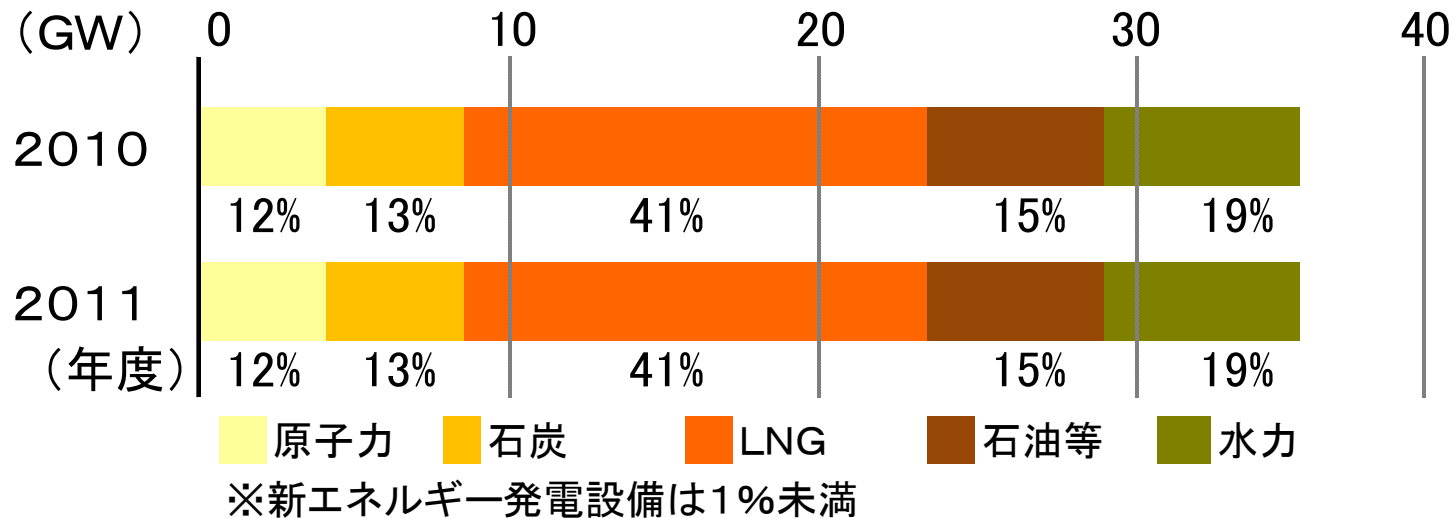
## ■夏の供給力対策

項目	内容	公表日	上積み供給力
火力機の定期点検時期の変更および工程短縮	新名古屋火力発電所7-2号(24.3万kW)の定期点検時期変更	6/28	最大 126万kW
	川越火力発電所4-4号(24.3万kW)の定期点検時期変更	6/28	
	四日市火力発電所3号機(22万kW)の定期点検時期変更	5/23 6/28	
	川越火力発電所2号機(70万kW)の定期点検工程短縮	5/23 6/28	
	新名古屋火力発電所7-4号(24.3万kW)の定期点検時期変更・工程短縮等	5/23	
当社からの電力融通の停止	50Hz地域への応援融通の取りやめ	5/9	最大 75万kW
火力機の「長期計画停止の繰り延べ」	武豊火力発電所3号機(37.5万kW)の長期計画停止の繰り延べ	5/9	37.5万kW
長期計画停止火力機の再稼働	武豊火力発電所2号機(37.5万kW)を7月31日から稼働	5/23 7/26	最大 41万kW
	知多第二火力発電所2号機ガスタービン(15.4万kW)を2011年8月2日から稼働	5/23 7/26	
水力発電所の作業停止時期の変更	二軒小屋(2.6万kW)、北又渡(24.2万kW)、三穂発電所(0.6万kW)等の作業停止時期の変更	5/23	最大 3万kW
他事業者からの電力購入	大規模な発電設備を保有数する事業者からの電力購入	6/28	3万kW
関西電力との連系線(三重東近江線)の緊急的な運用容量拡大	関西電力から中部電力向きの連系線の運用容量を暫定的に拡大(+28万kW)	5/23	
発電所および関連する送変電設備等の重点的な点検	発電所および関連する送変電設備等において、安定供給に向けた夏季前の重点的な点検を確実に実施	5/23	

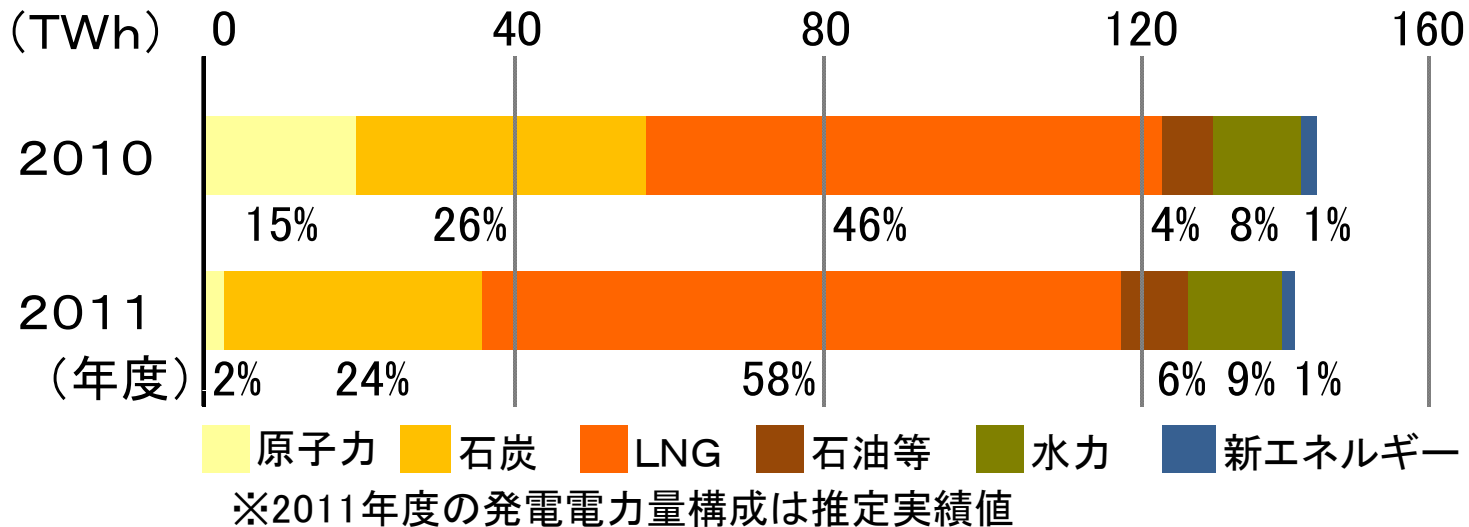
## ■冬の供給力対策

火力機の定期点検時期の変更および工程短縮	碧南火力発電所1,4号機、知多火力発電所2,6号機、知多第二火力発電所1号機の定期点検時期変更・短縮等	10/4 11/22	160万kW
水力発電所の補修工程見直し	奥矢作発電所の補修作業時期変更・短縮等	10/4	24万kW
長期計画停止火力機の再稼働	武豊火力発電所2号機、知多第二火力発電所2号機ガスタービンの復旧	10/4	43万kW

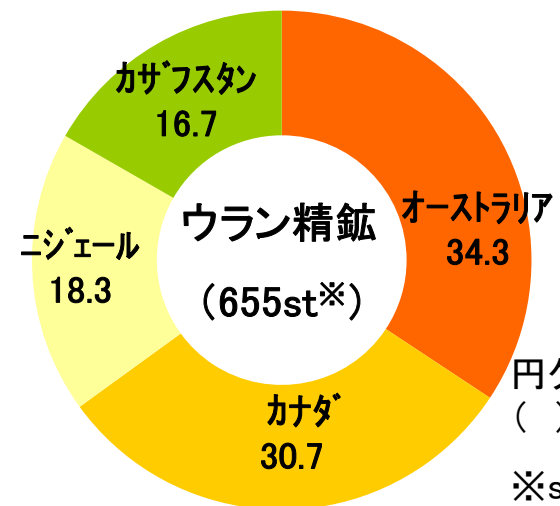
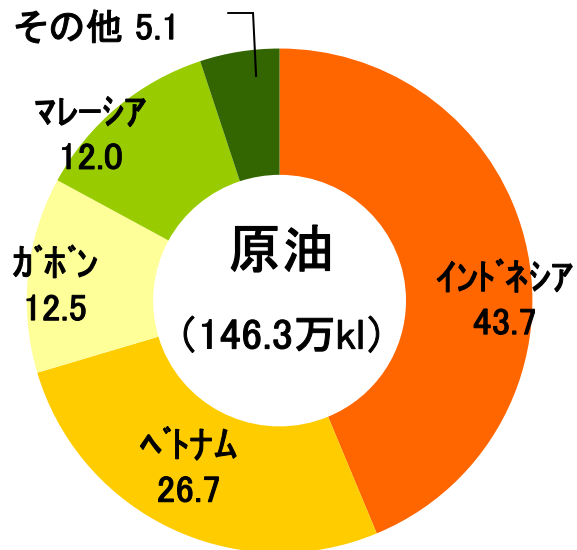
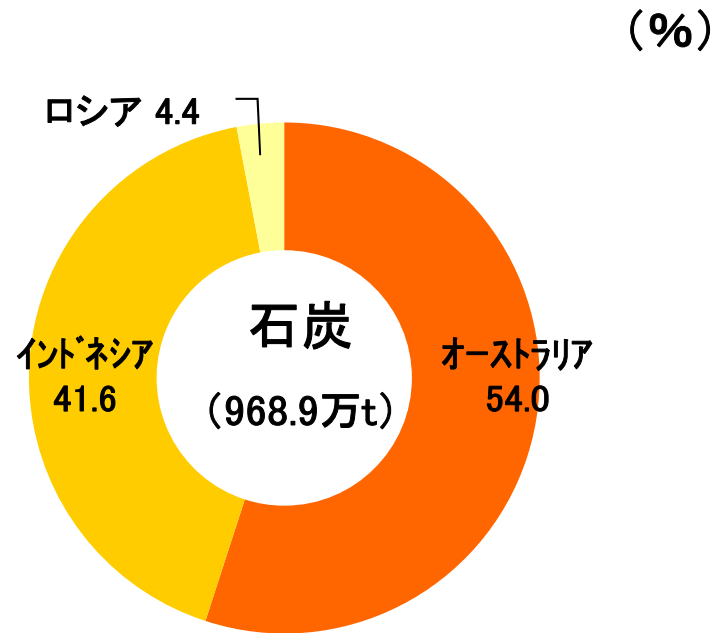
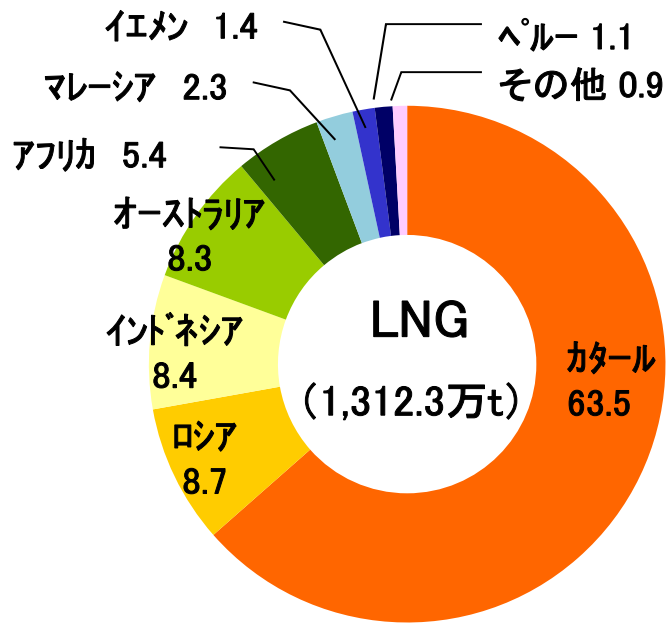
## ■ 電源設備構成



## ■ 発電電力量構成







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調達の安定性・経済性・柔軟性の向上

### ドンギ・スノロプロジェクト長期契約

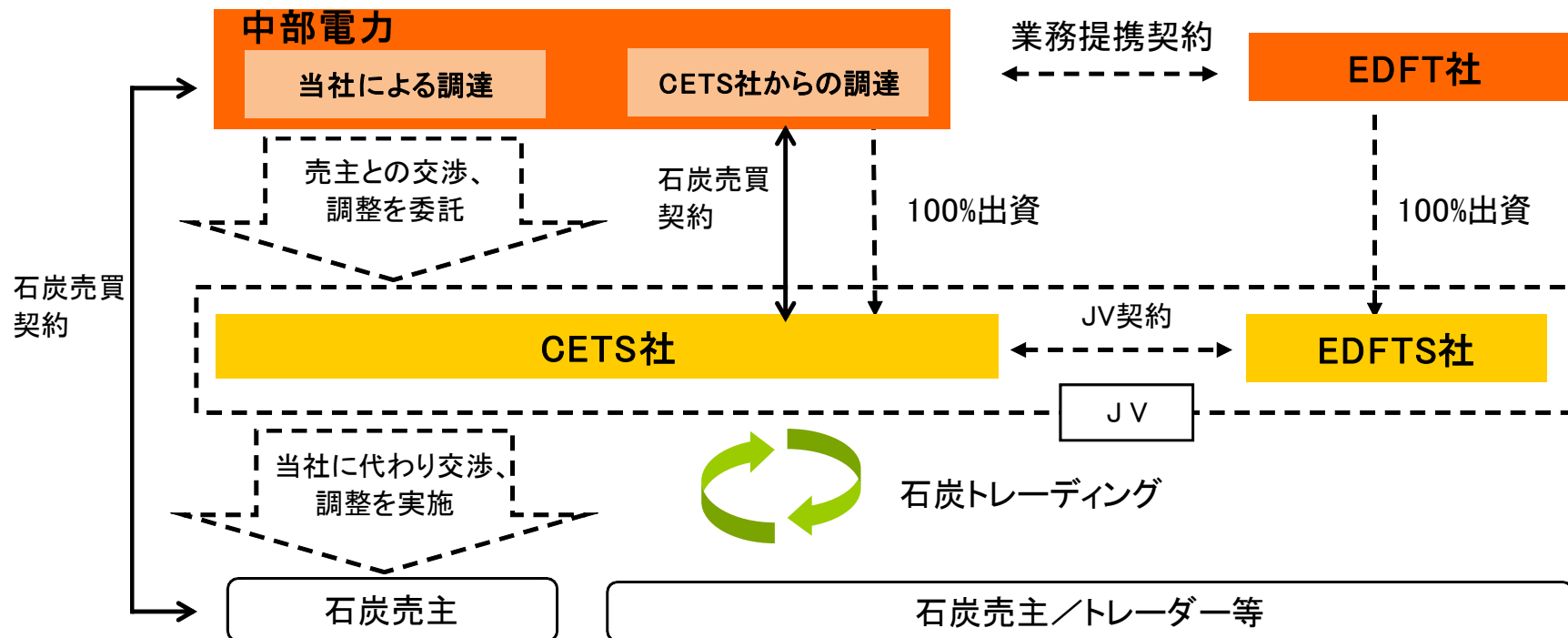
- ドンギ・スノロプロジェクトから当社が購入する
- LNGを販売するためのマーケティング会社の設立

### BGグループとの長期契約

- 供給源を特定しないLNGの長期購入スキーム
- CBMを原料とするLNGの長期購入

## ■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	<p>○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</p> <p>○プロジェクト地点 オーストラリア</p> <p>○プロジェクト生産能力 年間約1,500万tを予定</p>	<p>○参画内容 権益取得割合 0.417%</p> <p>○目的・効果 ・燃料調達力の強化 ・売主との関係強化</p>
	<p>○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</p> <p>○プロジェクト地点 カナダ</p> <p>○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)</p>	<p>○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)</p> <p>○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</p>
石炭	<p>○主な権益保有者 ヴァーレ、豊田通商、複数鉄鋼会社</p> <p>○プロジェクト地点 オーストラリア</p> <p>○生産能力 年間約330万tの規模、埋蔵量は約7,000~8,000万t</p>	<p>○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)</p> <p>○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</p>
原子燃料	<p>○主な権益保有者 丸紅、東京電力、カザトプロムなど</p> <p>○プロジェクト地点 カザフスタン</p> <p>○生産能力 年間約5,000tを予定</p>	<p>○参画内容 日本側参画企業における当社出資比率 10%</p> <p>○目的・効果 燃料の長期安定確保</p>

# 海外エネルギー事業の取り組み状況

## ■海外エネルギー事業への取り組み

	投資規模	持分出力 <sup>※</sup>
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

網掛けは、2011年度に参画したプロジェクト

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 既設IPP分散投資事業	50×5	5%	2004年度	2004年～2013年 (買収・売却期間)	
	北米 米国 テキサス ガス火力IPP事業(5発電所)	4,780	約11%～約18%	2010年度	2001年～2004年	
	北米 カナダ ガス火力IPP発電事業	875	50%	2009年度	2009年6月	
	北米 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	
	北米 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	
	アジア 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)	
	アジア タイ 風力発電事業	90×2	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 梶殻発電事業	20	34%	2003年度	2005年12月	
	アジア マレーシア パーム椰子房バイオマス発電事業 (CO <sub>2</sub> クレジット <sup>※</sup> :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)	

※ CO<sub>2</sub>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

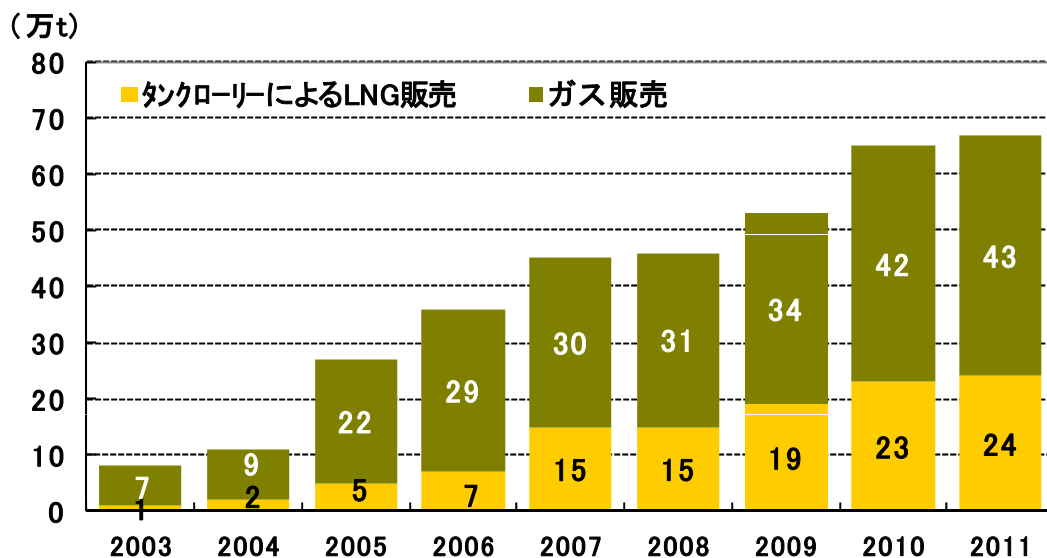
省エネ性の高いエコキュートをはじめとするヒートポンプ機器に太陽光発電や電気自動車などもあわせ、引き続き電気ならではの良さを提案

## ■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

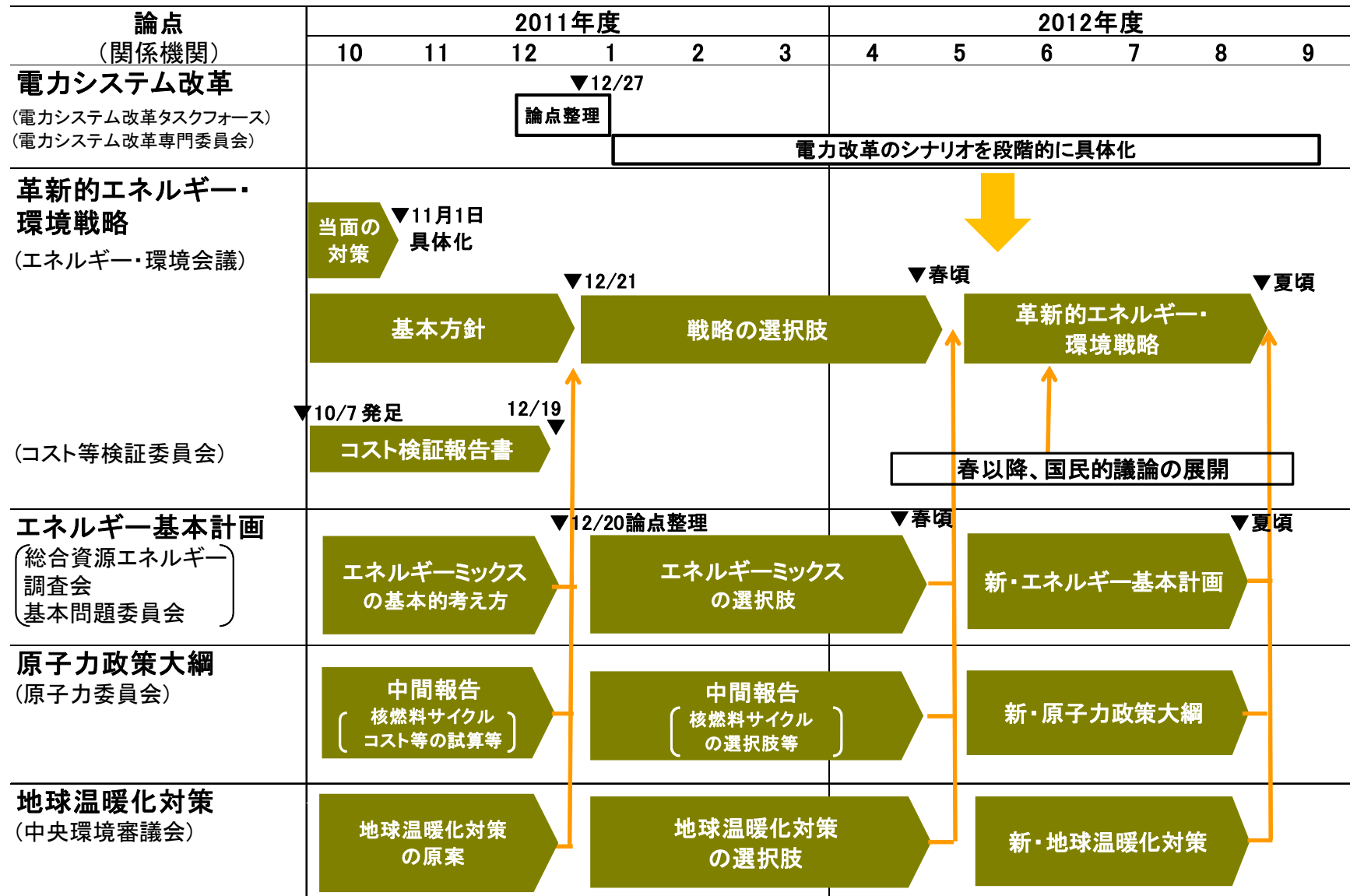
【ガス・LNG販売数量の実績】



【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	12	2
東京電力関連	・福島第一原子力発電所事故対応	STEP2												中期的課題			
		▲12/16 冷温停止宣言															
	・事故原因調査	▼12/26 中間報告												7月末頃までに最終報告予定			
	・特別事業計画	経営・財務評価委員会報告書提出 ▼10/3						▼総合特別事業計画(2012年春頃)						▲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)	・現行制度下で実施すべきもの (有識者会議)							▼3/21報告書とりまとめ									
震源モデル見直し (中央防災会議)	・東北地方太平洋沖地震の知見整理	9/28															
	・南海トラフ沿いの震源モデルの見直し							▼12/27 中間とりまとめ						対策の全体像を取りまとめ(冬頃)			
														▲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	・規制体制見直し (法改正含む)							5月以降(新組織設立予定)									
安全性に関する 総合評価 (ストレステスト)	・一次評価 ・二次評価	・定期検査中で、起動準備の整った						原子炉に対して実施						・事業者からの報告時期は未定			



## ■電力システム改革にかかる論点整理(2011年12月27日公表)

### 新たな需要抑制策

- ① スマートメーターやインターフェイスの整備を進め、市場メカニズムを通じた需給調整機能を強化し、需給状況に応じた料金・サービスの導入

### 需要家の選択

- ② 小口小売分野についても需要家が選択できる仕組み(自由化)の導入

### 供給の多様化

- ③ 発電分野の規制(卸規制)の見直しや、卸電力市場の活性化
- ④ 分散型エネルギーの活用拡大、系統接続・託送ルールの見直し
- ⑤ 競争的環境下でも適切な予備力を確保するための仕組みの導入

### 競争の促進と市場の広域化

- ⑥ 供給区域外の電力供給に関する障壁撤廃、卸電力市場を通じた競争活性化
- ⑦ 供給力の広域的な有効活用
- ⑧ 送配電部門の中立化(発送電の分離)

### 安定性と効率性の両立

- ⑨ 公益的課題に対応するための仕組み再構築
- ⑩ 安定性と効率性を両立する新たなシステム構築

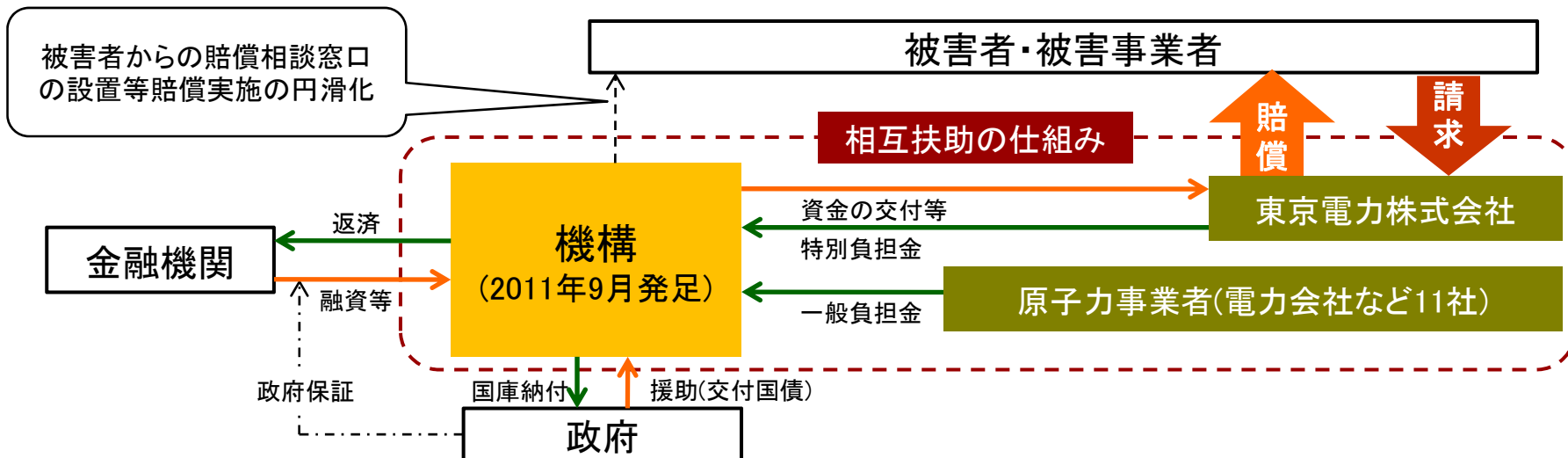
## ■今後のスケジュール

総合資源エネルギー調査会総合部会の下に新設された「電力システム改革専門委員会」において議論が行われ、2012年5～6月をめどに電力システム改革の方向性(大綱)を作成。その後、エネルギー・環境会議が夏にとりまとめを予定している新たなエネルギー戦略に反映される見通し。



## ■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)

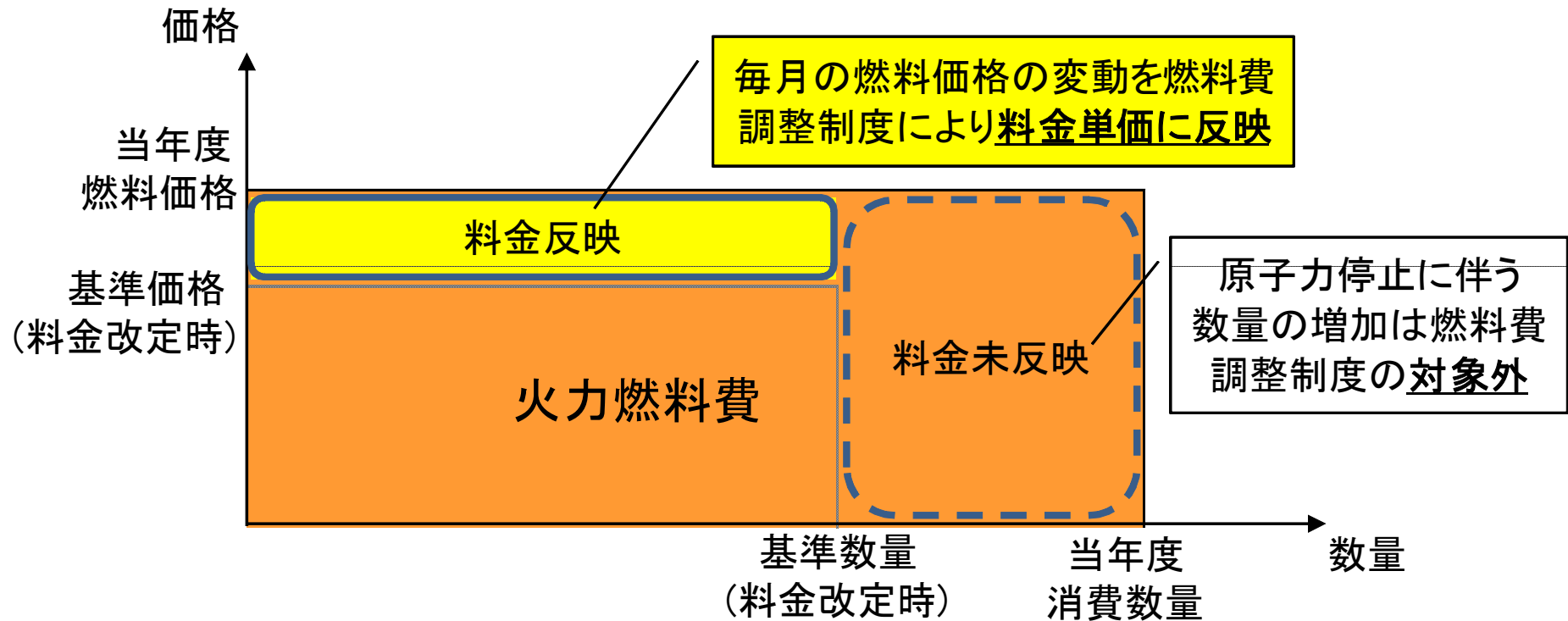
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	原電	原燃	合計
負担金額	3,260	5,355	28,370	6,210	3,032	15,762	2,095	3,260	8,460	4,262	1,434	81,500

- ・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"><li>・火力発電所の新增設・改修時に競争入札を実施</li><li>・電力会社に卸電力取引所からの調達を促す</li><li>・電力会社に送電網使用料の算定根拠開示を求める</li></ul>
チェック機能の強化	<ul style="list-style-type: none"><li>・政府が電気料金の認可時などに外部専門家を活用</li><li>・政府による電力会社への値下げ命令発動も</li><li>・家庭・企業向け料金の部門別収支を開示</li></ul>
価格決定を柔軟に	<ul style="list-style-type: none"><li>・原価算定期間を1年から3年に延長</li><li>・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</li><li>・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</li></ul>
原価の圧縮	<ul style="list-style-type: none"><li>・原価算入できる人件費の範囲に上制限を導入</li><li>・広告宣伝費・寄付金・団体費は原価算入を原則認めない</li><li>・燃料費は他社との共同調達で圧縮を求める</li></ul>

## ＜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	

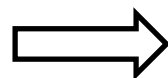
## ■スマートメーター導入を巡る国の議論動向

「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

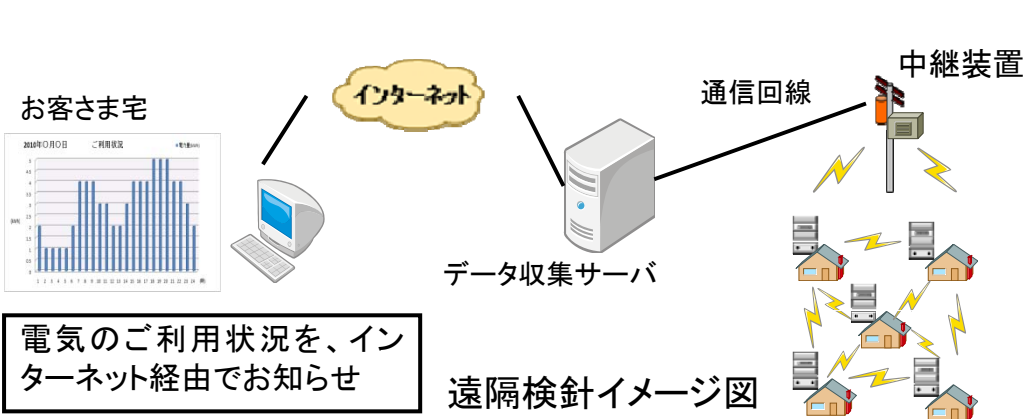


上段: 通信ユニット  
・計量データを伝送

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



## ■ 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	638	213	－	－	－	△213	－
2008年度	523	174	25	148	－	△25	△148
2009年度	△293	△97	△24	△85	△85	13	－
2010年度	120	－	18	34	34	34	－
2011年度	△34	－	－	－	△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

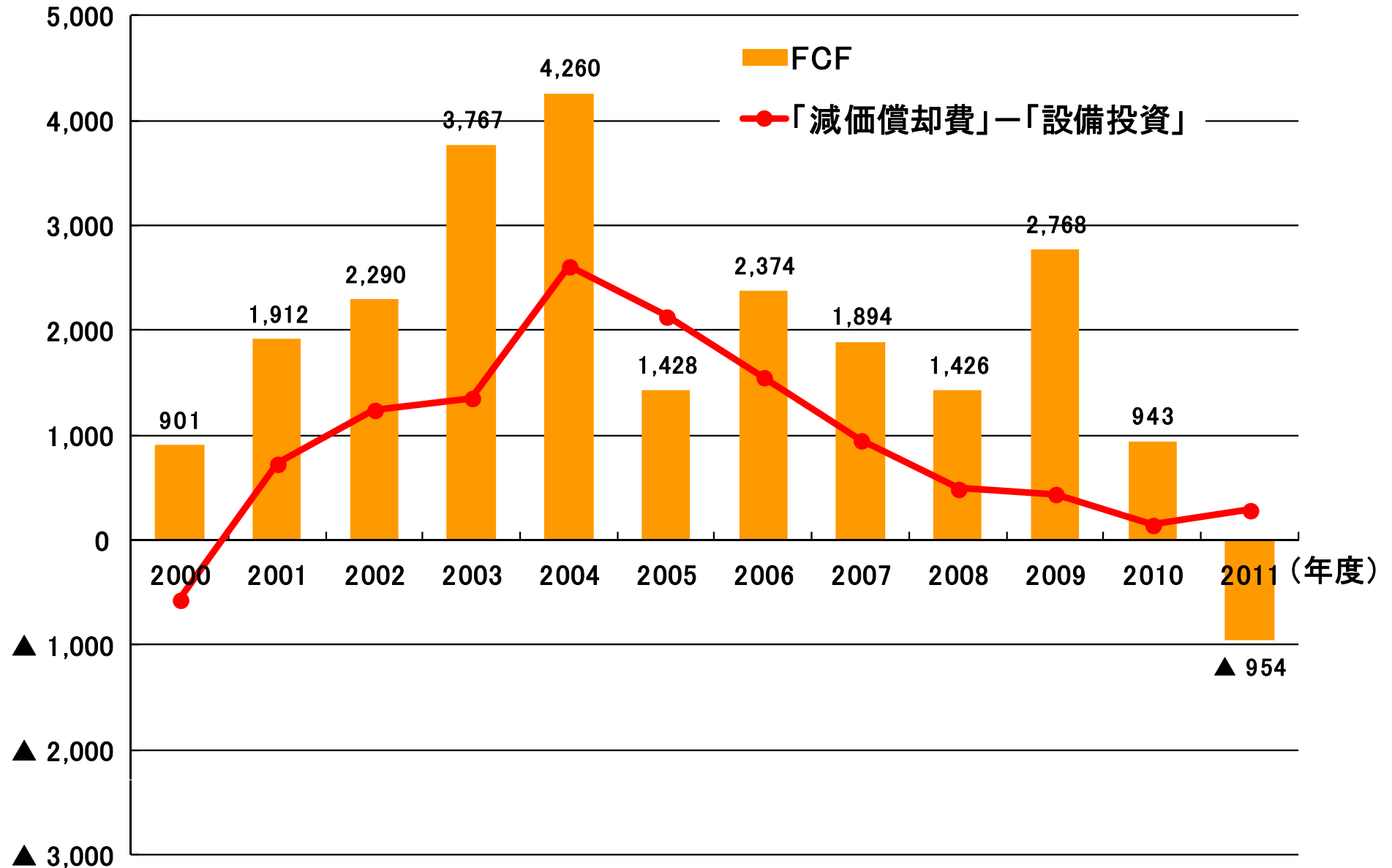
(億円)

	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

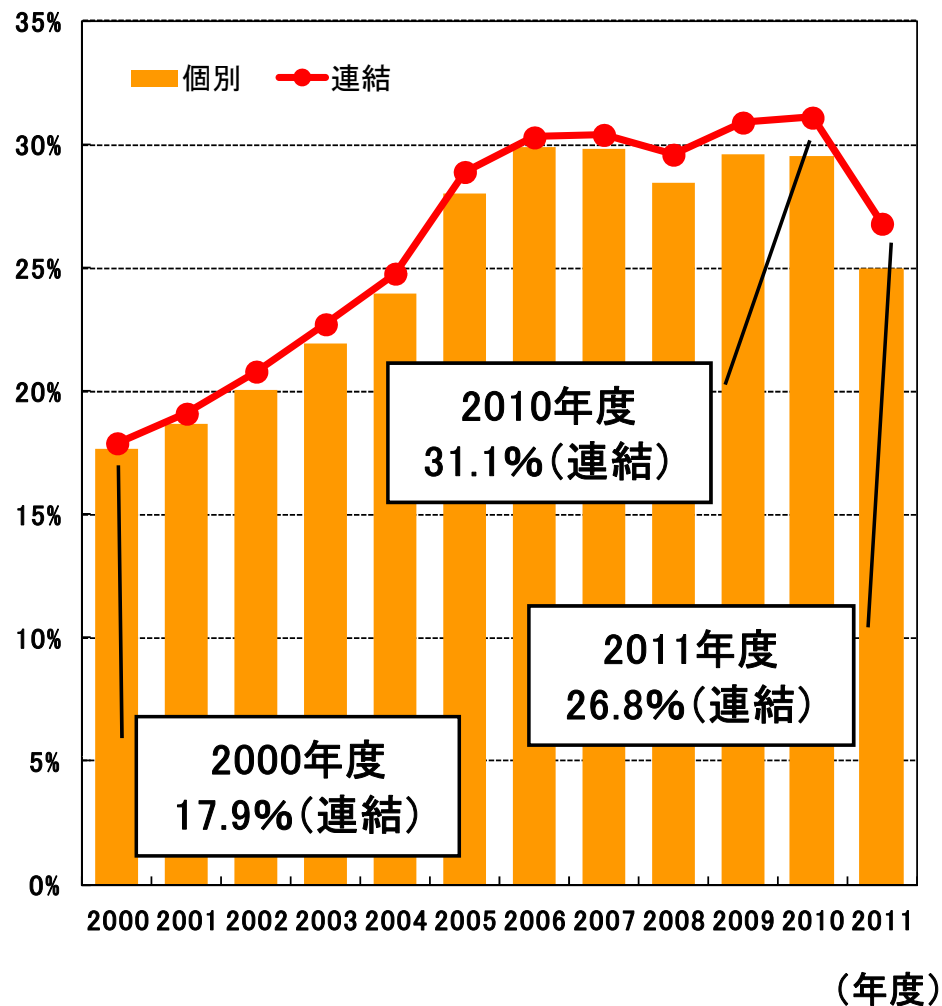
# フリーキャッシュフローの推移(個別)

57

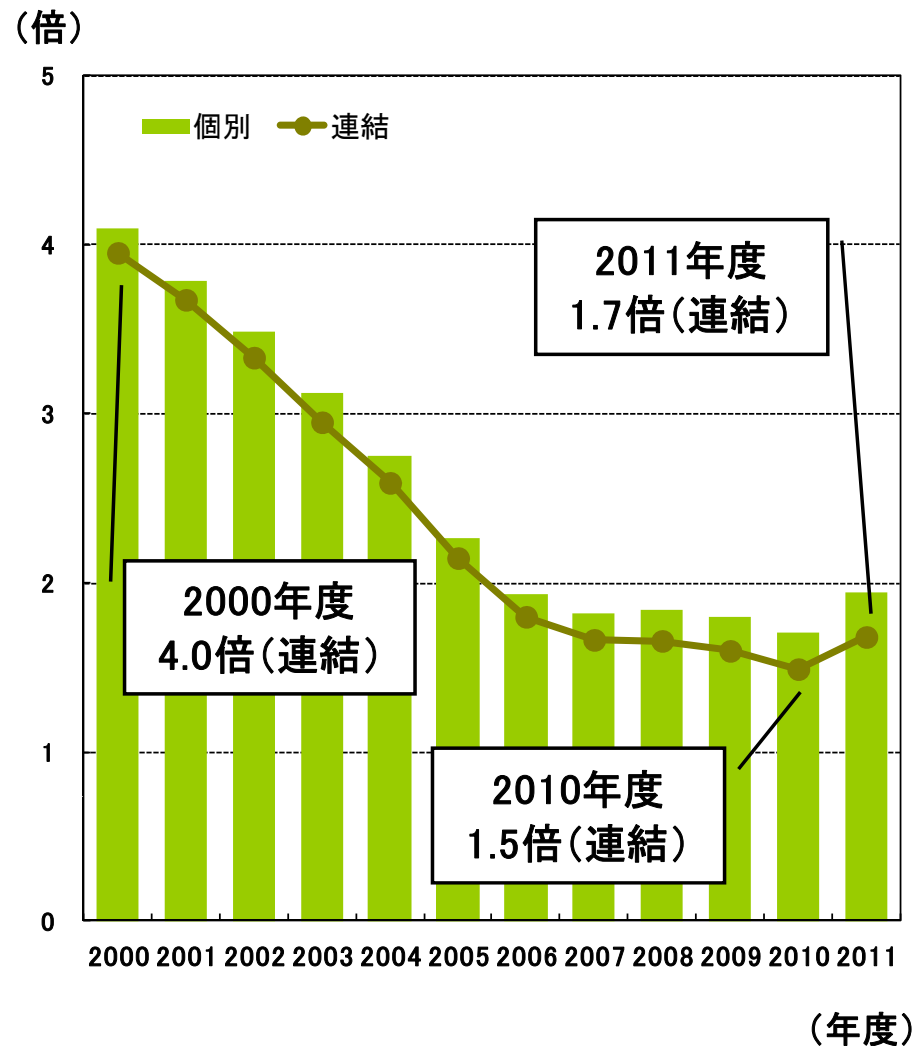
(億円)



## ■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。