

# 2011年度第2四半期 決算説明会資料

2011年11月



# 目次

## I 2012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
2011年度 業績見通し概要①	12
2011年度 業績見通し概要②	13
2011年度 個別業績見通し(対前期)	14
株主還元方針	15

## II 浜岡原子力発電所停止後の経営状況

浜岡原子力発電所における 津波対策の進捗状況	16
今夏の電力需給実績	17
今冬の電力需給対策	18
燃料の追加調達	19
経営効率化の進展	20
2011年度資金調達見通し	21
経済産業省への要請事項	22

## III 参考データ

23～60

# I 2012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:2012年3月期は「2011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

1

■ **連結** 第2四半期決算(2000年度より開始)として 初の経常損失および四半期純損失 (億円, %)

	2011/2Q	2010/2Q	増減	
	(A)	(B)	(A-B)	(A-B)/B
売上高	11,592	11,575	16	0.1
営業損益	81	1,453	△ 1,371	△ 94.4
経常損益	△ 61	1,283	△ 1,345	-
四半期純損益	△ 190	742	△ 932	-

(億円未満切り捨て)

■ **個別** 1951年当社設立以来、第2四半期決算として 初の経常損失および四半期純損失 (億円, %)

	2011/2Q	2010/2Q	増減	
	(A)	(B)	(A-B)	(A-B)/B
売上高	10,905	10,934	△ 28	△ 0.3
営業損益	17	1,398	△ 1,380	△ 98.8
経常損益	△ 109	1,220	△ 1,330	-
四半期純損益	△ 222	698	△ 920	-

(億円未満切り捨て)

## ■ 主要諸元

項目	2011/2Q	2010/2Q	増減
	(A)	(B)	(A-B)
販売電力量 (億kWh)	632	661	△ 29
原油CIF価格 (\$/b)	113.9*	78.4	35.5
為替レート(インターバンク) (円/\$)	80	89	△ 9
原子力利用率 (%)	16.5	64.0	△ 47.5

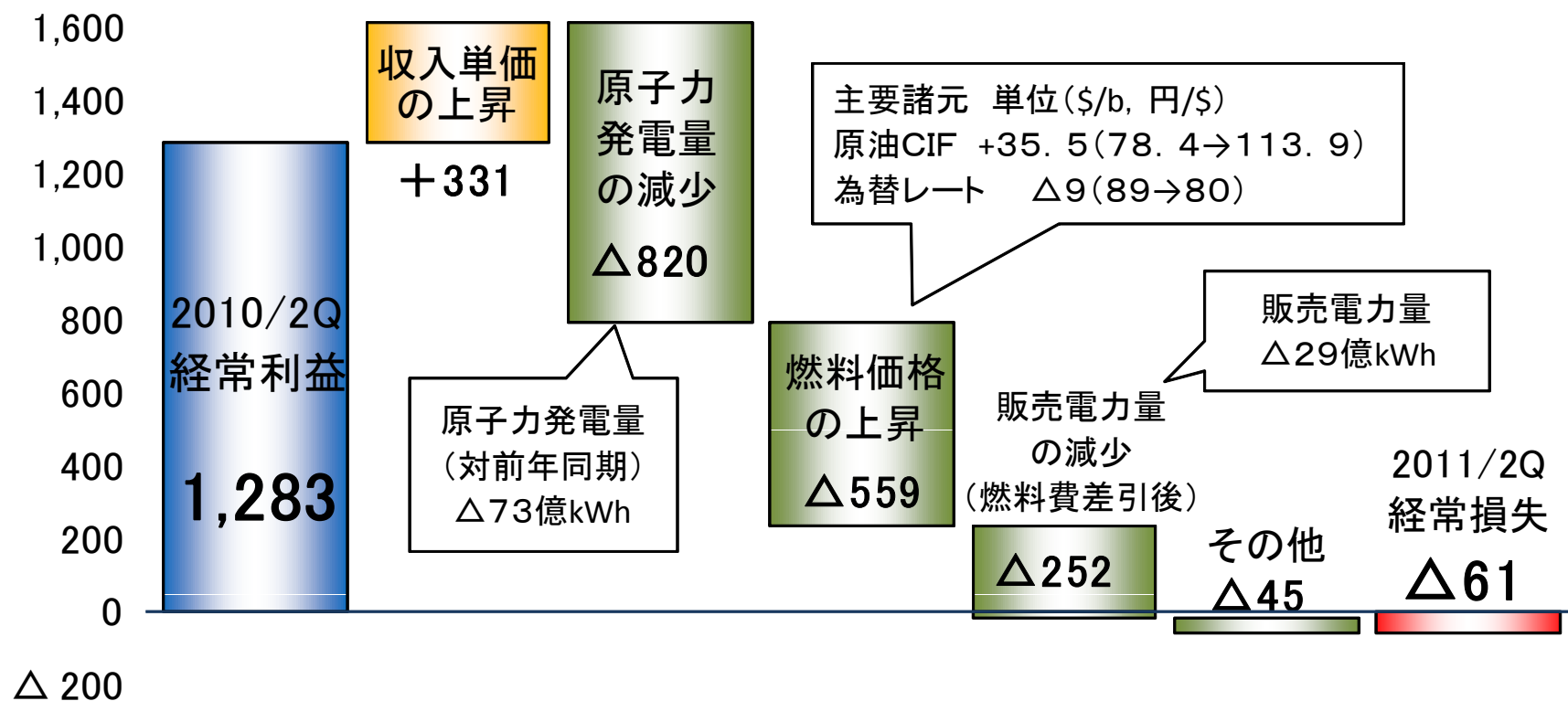
※ 2011年度第2四半期の原油CIF価格は速報値

## ＜前年同期比較 連結経常損益の主な変動要因＞

■ 収支向上要因	・収入単価の上昇	+331億円
■ 収支悪化要因	・原子力発電量の減少	△820億円
	・燃料価格の上昇	△559億円
	・販売電力量の減少(燃料費差引後)	△252億円

### 【連結経常損益の変動要因】

(単位:億円)



## <規制対象需要>

- **電灯** 気温影響による空調設備の稼動減や、節電影響などから 5.6%減少し 169億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 7.0%減少し 33億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、節電影響などから 7.7%減少し 114億kWh
- **産業用他** 東日本大震災の影響による自動車関連の生産減などから 2.1%減少し 316億kWh

		(億kWh, %)			
		2011/2Q	2010/2Q	増減	
		(A)	(B)	(A-B)	(A-B)/B
規制対象 需要	電灯	169	179	△ 10	△ 5.6
	電力	33	35	△ 2	△ 7.0
	計	202	214	△ 12	△ 5.8
自由化対象 需要	業務用	114	124	△ 10	△ 7.7
	産業用他	316	323	△ 7	△ 2.1
	(大口再掲)	(256)	(259)	(△3)	(△ 1.4)
	計	430	447	△ 17	△ 3.7
合計	632	661	△ 29	△ 4.4	

- **水力発電量** 豊水(出水率 2011/2Q:114.2%、2010/2Q:111.5%)により、3億kWh増加
- **原子力発電量** 浜岡原子力発電所の運転停止の影響により73億kWh減少
- **火力発電量** 上記に加え、他の電力会社からの受電量の減少などにより、56億kWh増加

		(億kWh, %)			
		2011/2Q	2010/2Q	増減	
		(A)	(B)	(A-B)	(A-B)/B
自	水力	58	55	3	4.4
	(出水率)	(114.2)	(111.5)	(2.7)	
社	火力	529	473	56	11.9
	原子力	26	99	△ 73	△ 73.4
	(設備利用率)	(16.5)	(64.0)	(△ 47.5)	
	新エネルギー	0	0	0	243.5
	融通	5	25	△ 20	△ 78.4
	他社受電	70	70	0	0.1
	揚水用	△ 8	△ 7	△ 1	17.6
	合計	680	715	△ 35	△ 4.8

# 個別収支比較表①

(億円, %)

	2011/2Q (A)	2010/2Q (B)	増減	
			(A-B)	(A-B)/B
電灯電力料	10,375	10,504	△ 129	△ 1.2
販売電力料 託送収益等	194	90	104	115.4
その他収益	114	123	△ 8	△ 6.9
電気事業営業収益	10,684	10,717	△ 33	△ 0.3
附帯事業営業収益	221	216	4	2.1
営業収益計 (売上高)	10,905	10,934	△ 28	△ 0.3

## 【主な増減要因】

電灯電力料の減 △129  
 販売電力量の減 △460  
 収入単価の上昇 331  
 うち燃料費調整額 305

地帯間販売電力料の増 72

(億円未満切り捨て)



# 個別収支比較表②

6

(億円, %)

	2011/2Q	2010/2Q	増減		【主な増減要因】
	(A)	(B)	(A-B)	(A-B)/B	
人件費	1,014	1,139	△ 124	△ 10.9	退職給与金 △141 (数理計算上の差異 △95)
燃料費	4,476	3,190	1,286	40.3	火力燃料費 1,324 (数量増 765 単価増 559)
原子力バックエンド費用	107	193	△ 86	△ 44.7	使用済燃料再処理等費 △56
購入電力料・託送料等	1,178	1,046	131	12.6	
修繕費	1,086	882	203	23.1	火力 148
減価償却費	1,265	1,318	△ 52	△ 4.0	火力 △34 原子力 △10
公租公課	616	636	△ 19	△ 3.1	
その他費用	907	946	△ 39	△ 4.1	
電気事業営業費用	10,653	9,354	1,299	13.9	
附帯事業営業費用	234	181	52	29.1	ガス供給事業 56
営業費用計	10,888	9,536	1,352	14.2	

(億円未満切り捨て)

# 個別収支比較表③

(億円, %)

	2011/2Q	2010/2Q	増減	
	(A)	(B)	(A-B)	(A-B)/B
営業損益	17	1,398	△ 1,380	△ 98.8
営業外収益	124	47	77	163.9
支払利息	173	193	△ 19	△ 10.3
その他費用	77	31	46	147.3
営業外費用	251	224	26	11.8
経常損益	△ 109	1,220	△ 1,330	—
渴水準備金	50	34	16	46.6
特別損失	172	86	86	100.0
法人税等	△ 111	401	△ 512	—
四半期純損益	△ 222	698	△ 920	—

【主な増減要因】

受取配当金 25

(2011/2Q) 確定拠出年金  
移行時差異 172  
(2010/2Q) 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, %)

		2011/2Q (A)	2010/2Q (B)	増減	
				(A-B)	(A-B)/B
電 気 事 業	営業収益(売上高)	10,676	10,708	△ 32	△ 0.3
	営業費用	10,608	9,295	1,312	14.1
	営業損益	67	1,412	△ 1,345	△ 95.2
そ の 他 事 業	営業収益(売上高)	915	867	48	5.6
	営業費用	901	826	75	9.1
	営業損益	14	40	△ 26	△ 65.0
合 計	営業収益(売上高)	11,592	11,575	16	0.1
	営業費用	11,510	10,122	1,387	13.7
	営業損益	81	1,453	△ 1,371	△ 94.4
営 業 外	営業外収益	120	68	52	76.3
	営業外費用	264	238	26	11.0
経常損益		△ 61	1,283	△ 1,345	—
四半期純損益		△ 190	742	△ 932	—

内部取引相殺消去後

(億円未満切り捨て)

# セグメント情報

9

		(億円)			
		2011/2Q (A)	2010/2Q (B)	増減 (A-B)	主な増減要因
電気事業	外部売上高	10,676	10,708	△ 32	
	営業損益※	30	1,363	△ 1,332	
エネルギー事業	外部売上高	259	229	30	ガス・LNG販売数量の増加
	中電附帯	158	131	27	
	子会社	101	98	3	
	営業損益※	△ 10	12	△ 23	燃料価格の上昇に伴う仕入金額の増加影響
	中電附帯	△ 17	7	△ 24	
	子会社	6	5	1	
		(ガス販売量: 万t)	(34)	(31)	(2)
その他の事業	外部売上高	655	637	18	建設関連子会社における屋内線工事の増加
	中電附帯	11	37	△ 25	
	子会社	644	600	44	
	営業損益※	55	86	△ 30	附帯不動産事業の売上減に伴う利益率悪化
	中電附帯	3	27	△ 23	
	子会社	51	58	△ 7	
内部取引(セグメント間)相殺消去	営業損益	6	△ 8	15	
合計	外部売上高	11,592	11,575	16	
	営業損益	81	1,453	△ 1,371	

※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)			主な増減要因
	2011/9末 (A)	2011/3末 (B)	増減 (A-B)	
総資産	55,180	53,319	1,860	・現金及び預金の増
負債	38,674	36,335	2,338	・有利子負債の増
純資産	16,505	16,983	△ 478	・利益剰余金の減

	(億円, %)		
自己資本比率	29.2 (27.4)	31.1 (29.5)	△ 1.9 (△ 2.1)
有利子負債残高	27,959 (28,357)	24,951 (25,099)	3,008 (3,258)
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)

	2011/2Q (A)	2010/2Q (B)	増減 (A-B)
営業活動による キャッシュ・フロー	126	2,281	△ 2,155
投資活動による キャッシュ・フロー	△ 1,306	△ 1,685	379
財務活動による キャッシュ・フロー	2,765	△ 971	3,737
フリー・キャッシュ・フロー	△ 1,179	596	△ 1,775

	2011/9末 (A)	2011/3末 (B)	増減 (A-B)
現金及び現金同等物の 期末残高	2,798	1,212	1,585

(億円未満切り捨て)

# 2011年度 業績見通し概要①

12

## ■ 連結

(億円)

	2011年度予想 今回公表 (A)	2011年度予想 10/4 公表 (B)	2011年度予想 7/29 公表 (C)	増減 対10/4公表 (A)-(B)	増減 対7/29公表 (A)-(C)
売上高	24,200	24,200	24,400	—	△ 200
営業損益	△ 1,300	△ 1,300	△ 1,700	—	400
経常損益	△ 1,550	△ 1,550	△ 1,950	—	400
当期純損益	△ 1,100	△ 1,150	△ 1,400	50	300

## ■ 個別

(億円)

	2011年度予想 今回公表 (A)	2011年度予想 10/4 公表 (B)	2011年度予想 7/29 公表 (C)	増減 対10/4公表 (A)-(B)	増減 対7/29公表 (A)-(C)
売上高	22,600	22,600	22,800	—	△ 200
営業損益	△ 1,450	△ 1,450	△ 1,850	—	400
経常損益	△ 1,700	△ 1,700	△ 2,100	—	400
当期純損益	△ 1,200	△ 1,250	△ 1,500	50	300

## ■ 主要諸元

(億円)

項目		2011年度予想 今回公表 (A)	2011年度予想 7/29 公表 (B)	増減 対7/29公表 (A)-(B)	変動影響額	
販売電力量	(億kWh)	1,276 程度	1,271 程度	5 程度	1%	40
原油CIF価格	(\$/b)	110 程度	110 程度	—	1\$/b	78 ※1,2
為替レート(インターバンク)	(円/\$)	80 程度	85 程度	△ 5 程度	1円/\$	121 ※1
原子力利用率	(%)	8 程度	8 程度	—	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は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。 © 2011 Chubu Electric Power Co., Inc. All rights reserved.

<10月4日公表値比較 連結当期純損益の変動要因>

■ 収支向上要因 ・ 和解金受入 +50億円(税引後)

<7月29日公表値比較 連結経常損益の変動要因>

■ 収支向上要因

- ・ 円高影響 +330億円
- ・ 経営効率化 +200億円
- ・ その他 +40億円

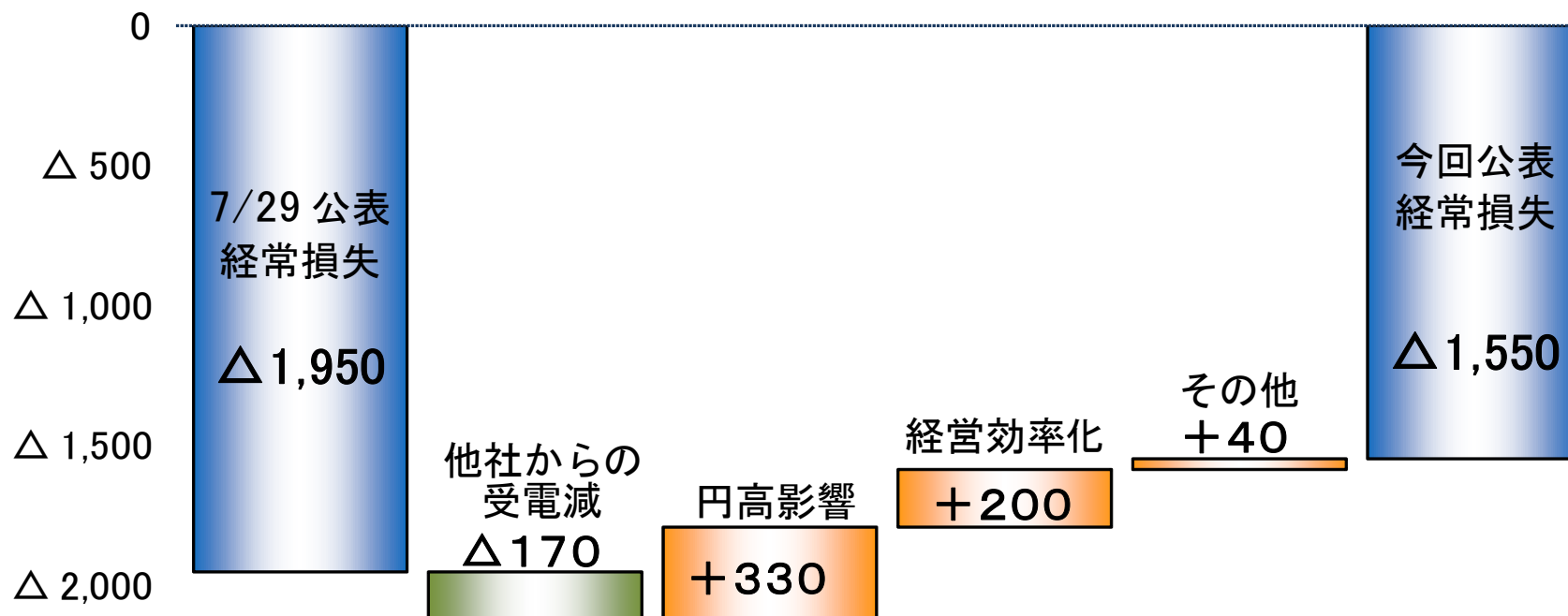
} +570億円

■ 収支悪化要因

- ・ 他社からの受電減  $\Delta$ 170億円

【連結経常損益の変動要因: 7/29公表値比較】

(単位: 億円)





# 2011年度 個別業績見通し(対 前期)

14

(億円)

	2011年度 予想(今回) (A)	2010年度 実績 (B)	増減 (A)-(B)
売上高 (営業収益)	22,600	21,782	820程度
営業費用	24,050	20,204	3,850程度
営業損益	△ 1,450	1,578	△3,030程度
経常損益	△ 1,700	1,310	△3,010程度
当期純損益	△ 1,200	758	△1,960程度

(億円未満切り捨て)

## 【経常損益の主な変動要因】

(億円)

販売電力量の減少 (燃料費差引後)	△ 290
収入単価の上昇	+ 1,200
燃料価格の上昇	△ 1,860
原子力発電量の減少	△ 1,600
他社からの受電減 など	△ 460
<b>経常損益への影響</b>	<b>△ 3,010</b>

## ■ 主要諸元

項目		2011年度 予想(今回) (A)	2010年度 実績 (B)	増減 (A-B)
販売電力量	(億kWh)	1,276程度	1,309	△ 33程度
原油CIF価格	(\$/b)	110程度	84.2	26程度
為替レート(インターバンク)	(円/\$)	80程度	86	△ 6程度
原子力利用率	(%)	8程度	49.7	△ 42程度

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、

現行の配当水準(1株当たり年間60円)の維持に努めていく

ことを基本とする

## Ⅱ 浜岡原子力発電所停止後の経営状況

# 浜岡原子力発電所における津波対策の進捗状況 16

## ■津波対策(2011年7月22日公表)の進捗状況

- 浜岡原子力発電所の安全性をより一層高めるため、30項目の施策に取り組んでおり、災害対策用発電機を配備するなど、4項目が実施済み。
- 防波壁は、9月22日に本体準備工事着手。11月中旬に本体工事着手予定。

### 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
<b>浸水防止対策①</b> 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 本体工事(基礎工事・壁工事)						
<b>浸水防止対策②</b> 緊急時海水取水設備(EWS)の設置	▼10/13着手 EWS設置工事						
<b>緊急時対策の強化</b> 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 高台整備 燃料タンクの手配、高台設置など						

### 対応期間および対策費用

対応期間	対策費用
2012年12月まで(目標)	1,000億円程度

## ■今夏の需要実績

- 多くのお客さまによる節電や操業調整へのご協力
  - 需要の大きくなる7月下旬から9月上旬(8月中旬を除く)にかけての天候不順
- ⇒最大電力は前年に比して低く推移

<月別最大3日平均電力(発電端)>

	7月	8月	9月
2011年度	2,314万kW	2,502万kW	2,339万kW
2010年度	2,638万kW	2,698万kW	2,656万kW

(参考)

一点最大電力(発電端)	
2011年8月10日(水)	2,520万kW
2010年8月24日(火)	2,709万kW

## ■節電影響 100万kW程度

最大3日平均電力		差(A-B)	差の内訳
2011年8月(A)	2010年8月(B)		
2,502万kW	2,698万kW	△197万kW※	節電影響           △100万kW程度 お客さまの休業など   △20万kW程度 気象影響など        △80万kW程度

※端数処理の関係で計算が合わない

## ■操業調整影響 260万kW程度

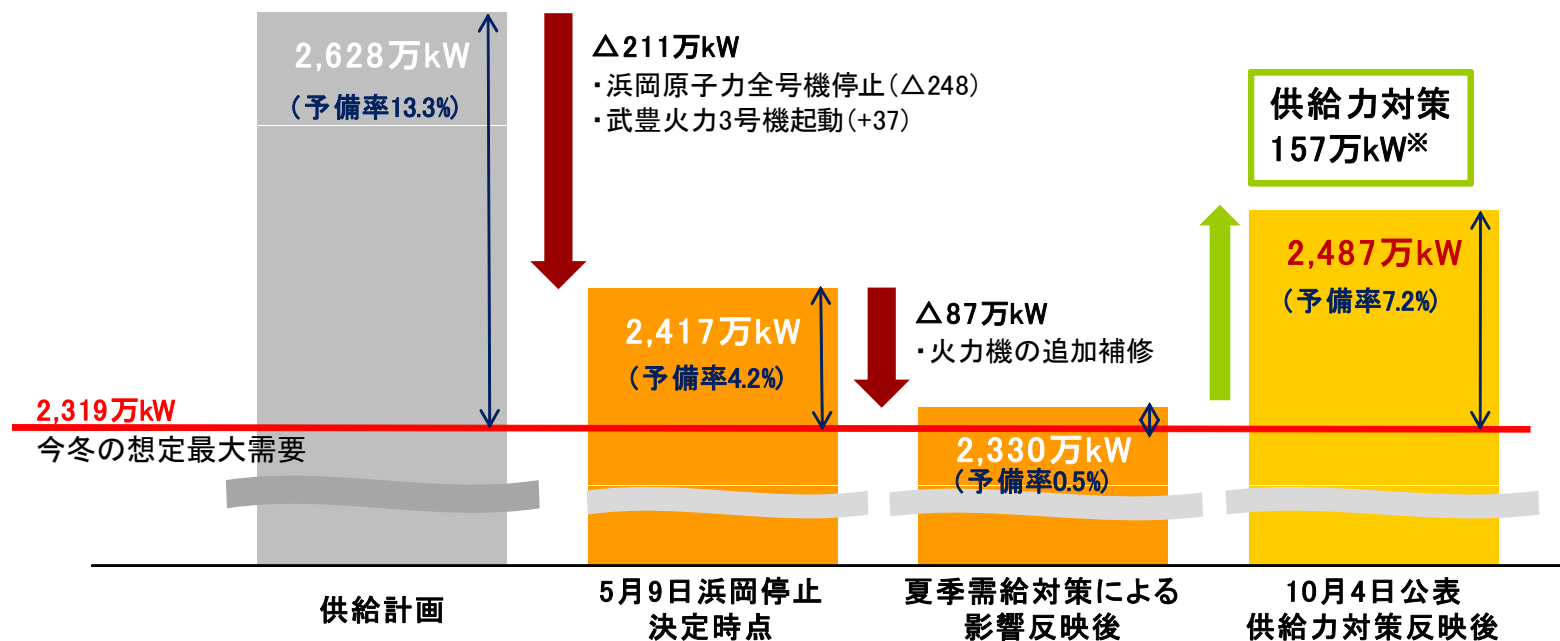
木・金曜日(A) (3日間の平均※)	月～水曜日(B) (3日間の平均※)	差(A-B)	差の内訳
2,125万kW	2,404万kW	△280万kW	操業調整影響       △260万kW程度 気象影響など        △20万kW程度

※類似する気象条件の日をそれぞれ3日ずつ抽出し分析

## ■今冬の電力需給

- 今冬の供給予備率は、適正予備率(8~10%)を下回る7%程度となる見通し
- お客さまには、生活や生産活動に無理のない範囲での節電を依頼

## ■供給力、供給予備率の見通し(2月)



※(参考)供給力対策 157万kWの内訳

火力機の定期点検時期の変更および工程短縮	+ 162万kW	・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
水力発電所の補修工程見直し	+ 24万kW	・奥矢作発電所の補修作業時期変更・短縮等
長期計画停止火力機の再稼働	+ 43万kW	・武豊火力発電所2号機の復旧 ・知多第二火力発電所2号機ガスタービンの復旧
他事業者からの電力購入	△ 72万kW	・大規模な発電設備を保有する事業者からの電力購入
供給力対策計	+ 157万kW	

## ■ LNGおよび石油の追加調達状況について

	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
当年度受入必要量 ②	約1,300万t	約170万kl
当年度追加必要量 ②－①	約460万t	約100万kl
調達状況	確保の見通し	確保の見通し

- 燃料調達量の増加に伴い、棧橋やLNGタンクといった燃料受入設備の稼働状況が高まるため、支障なく受入が進むように万全を期していく。

## ■2011年度の経営効率化方針

- ・電力の安定供給や公衆保安を確保した上で、工事の実施時期、範囲、工法等を見直し、設備投資および修繕費を削減
- ・経済的な燃料調達や運用により燃料費を削減するとともに、広報・販売活動や研究開発システム開発等の内容・規模を見直すことなどにより、諸経費全般を削減

## ■さらなる経営効率化の取り組み

- 7月29日公表値から、投資・費用の削減額を 300億円程度上積み

項目	今回見込み	(参考) 7月29日公表
投資の削減	750億円程度	650億円程度
費用の削減(修繕費・燃料費・諸経費の削減)	550億円程度	350億円程度
経営効率化額	1,300億円程度	1,000億円程度

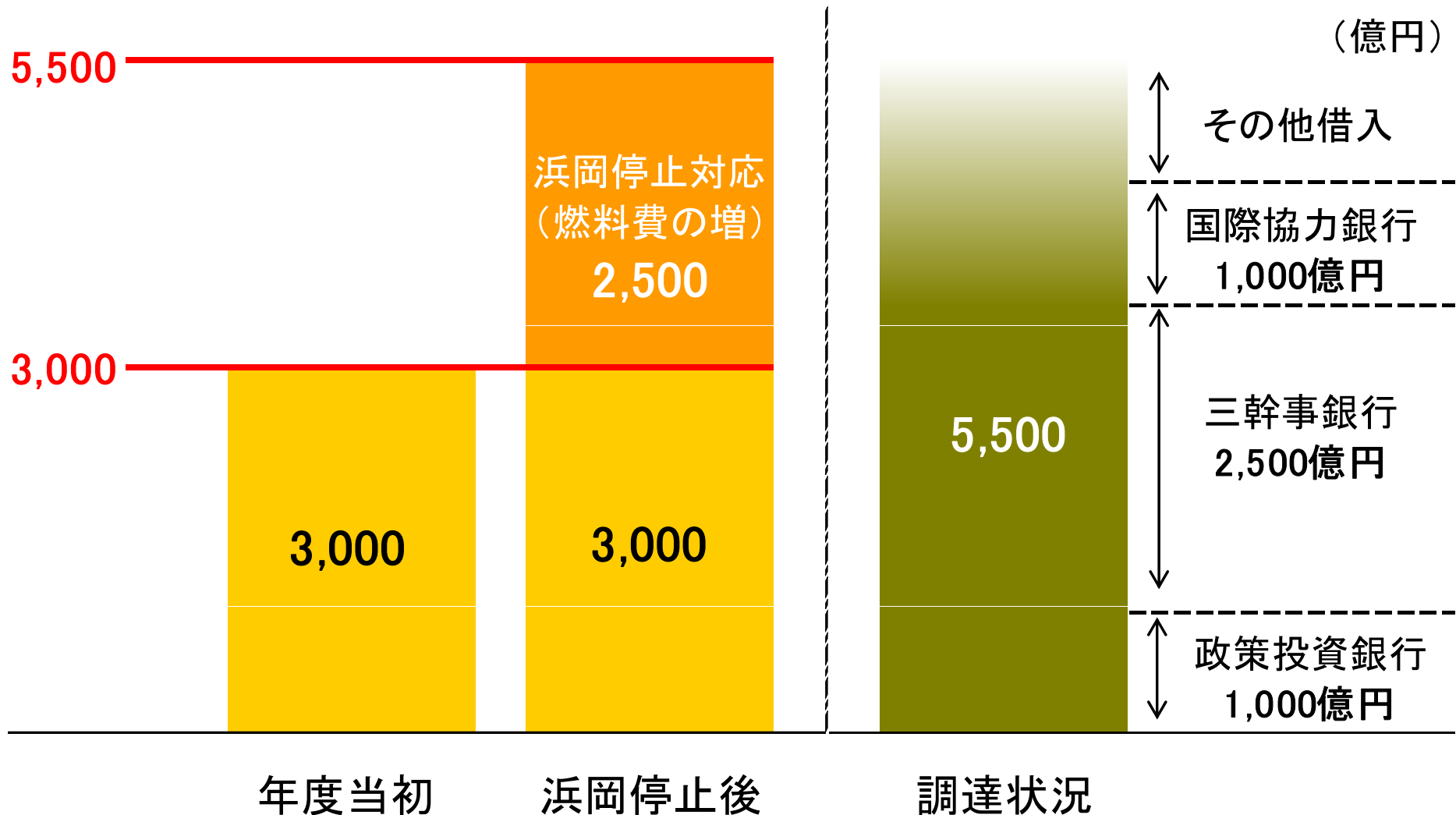
### 【経営効率化額上積みの内訳】

投資の削減  
(100億円) ・支出時期を可能な限り繰り延べるなどして100億円程度削減

費用の削減  
(200億円) ・石炭火力の定期検査期間の変更、短縮により燃料費を100億円程度削減  
・全社をあげた業務の再点検により、修繕費や諸経費を100億円程度削減



## ■2011年度 資金調達状況および長期資金調達枠について



## 既にご対応およびご了解いただいた項目

- 1) 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
- 2) 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
- 3) 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

## 協議を進めている項目

- 1) 追加費用負担に係る支援
  - ・金融機関からの借入に係る利子補給
  - ・浜岡原子力発電所の停止期間中における石油石炭税の減免
  - ・浜岡原子力発電所の停止期間中における原子力損害賠償支援機構法に基づく一般負担金に関する特別措置
- 2) 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	大口電力産業別販売電力量	42
浜岡原子力発電所運転停止要請への対応①	24	今夏の電力需給対策(一覧)	43
浜岡原子力発電所運転停止要請への対応②	25	燃料調達の状況(2010年度)	44
浜岡原子力発電所運転停止要請への対応③	26	LNG契約の状況	45
浜岡原子力発電所における津波対策の概要	27	石炭トレーディングの推進	46
浸水防止対策①	28	エネルギー資源の権益取得	47
浸水防止対策②	29	海外エネルギー事業の取り組み状況	48
緊急時対策の強化	30	販売戦略	49
防波壁の設置工事	31	電力事業を取り巻く状況①	50
防波壁の構造	32	電力事業を取り巻く状況②	51
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	33	原子力損害賠償支援機構法	52
安全性に関する総合評価(ストレステスト)	34	料金改定(総括原価方式)の概要	53
高効率LNG火力発電所の開発	35	燃料費調整制度と火力燃料費について	54
LNG設備増強計画	36	再生可能エネルギーの固定価格買取制度	55
火力発電設備等における災害対策①	37	スマートメーター	56
火力発電設備等における災害対策②	38	スマートグリッド	57
電力会社相互応援能力の強化	39	退職給付制度の改定について	58
再生可能エネルギーの推進	40	フリーキャッシュフローの推移(個別)	59
CO <sub>2</sub> 排出量の削減	41	自己資本比率・D/Eレシオの推移	60

## ■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

## ■国による緊急安全対策の確認結果と浜岡原子力発電所の停止要請(2011年5月6日)

- 2011年4月20日に報告した当社の緊急安全対策について、経済産業大臣および原子力安全・保安院より、適切に措置されているとの評価を受けた。
- しかし、内閣総理大臣が浜岡原子力発電所の運転停止要請を表明するとともに、経済産業大臣より以下の要請文を受領した。

## 【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について】

要請内容	停止要請の根拠
<p>当社が2011年4月20日に報告した</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>津波に対する防護対策</u></li> <li>・<u>海水ポンプの予備品の確保</u></li> <li>・<u>空冷式非常用発電機等の設置</u></li> </ul> <p>についても確実に講ずること</p> <p>これらの対策が完了し、<u>原子力安全・保安院の評価・確認を得るまでの間は、浜岡原子力発電所の全ての号機について、運転を停止</u></p>	<p>浜岡原子力発電所については、<u>想定東海地震の震源域に近接して立地</u></p> <p>文部科学省の地震調査研究推進本部の評価によれば、<u>30年以内にマグニチュード8程度の想定東海地震が発生する可能性が87%</u>と極めて切迫しているとされており、<u>大規模な津波の襲来の可能性</u>が高いことが懸念されていること</p>

## ■ 運転停止によるリスク

最大電力バランス	・現時点で見込める対策(長期計画停止機の運転再開、東京電力への応援融通中止)を織り込んでも、2011年7月の供給予備率は2%程度と非常に厳しい水準
電力量バランス 燃料調達	・浜岡原発停止分を全て自社火力で対応する場合、2011年度は約320万tのLNGと約130万klの石油の追加調達が必要
収支影響	・浜岡原発停止分を全て自社火力で対応する場合、今後最大2～3年の間は相当厳しい収支状況にならざるを得ない
資金調達	・収支悪化による資金調達必要額の増加 ・収支構造の悪化による調達コストの増加や所要額の確保が困難になる可能性
CO <sub>2</sub> 排出量	・浜岡原発停止分を全て自社LNG火力で対応すると仮定した場合、CO <sub>2</sub> 排出量は約1,200万t/年増加

## ■ 運転継続によるリスク

運転停止・ その長期化のリスク	・地元の皆さまの不安を招き、3号機だけでなく、4,5号機の次回定期点検後の再起動の了解が得られず、停止期間が長期化する可能性
事業運営への影響	・発電所の事業運営に不可欠な地域の信頼を失い、事業に支障をきたす可能性 ・今後の許認可取得や事業運営に支障が生じるおそれ ・ブランドイメージや評価の失墜による事業運営への悪影響

## ■ 当社の対応

- 内閣総理大臣からの要請は事実上国の指示・命令と同義であり、重く受け止めた。
- また、要請に反して運転継続した場合、浜岡原子力発電所の運営に不可欠な地域の信頼を損ない、定期点検後の運転再開の見通しが立たず、事業運営に重大な影響を及ぼす可能性がある。
- さらに、当社が2～3年で計画している防波壁の設置などの対策の完了をもって速やかに運転再開できること等について、経済産業大臣に対し確認することができた。
- このため、以下のとおり対応することを決定した。

- ・ 浜岡原子力発電所4、5号機を停止し、3号機についても、当面再起動を見送る。
- ・ 今後、津波に対する安全性をより一層高めるため、防波壁の設置などの対策を速やかに実施するとともに、地域の皆さまを始め、広く社会の皆さまにその内容を説明したうえで、早期の運転再開を目指す。
- ・ 浜岡原子力発電所の運転停止により、今後厳しい需給状況となることから、電力需給対策本部を設置し、電力の安定供給に向け、あらゆる施策を講じる。

# 浜岡原子力発電所における津波対策の概要 27

## ■ 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

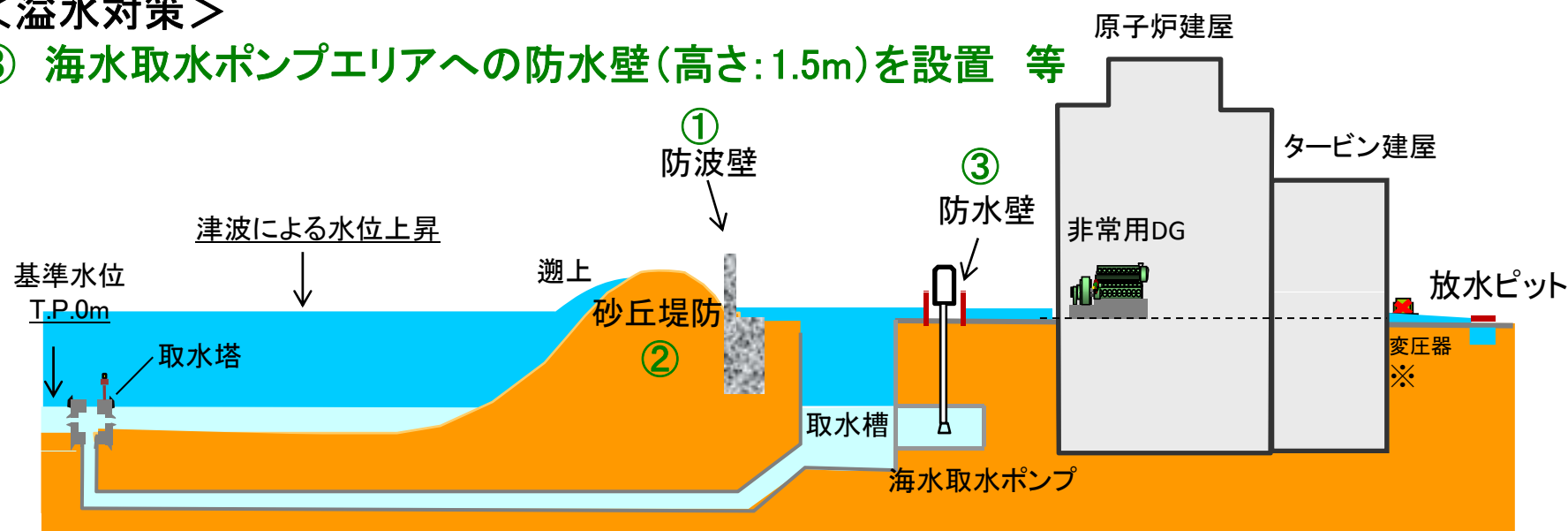
- 津波が発電所敷地内に直接浸入することを防ぐ「浸水対策」を図る。
- 津波による海面上昇により、取水槽等の水位が上昇し、そこから海水が溢れても問題ないように、「溢水対策」も行う。

### <浸水防止>

- 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>

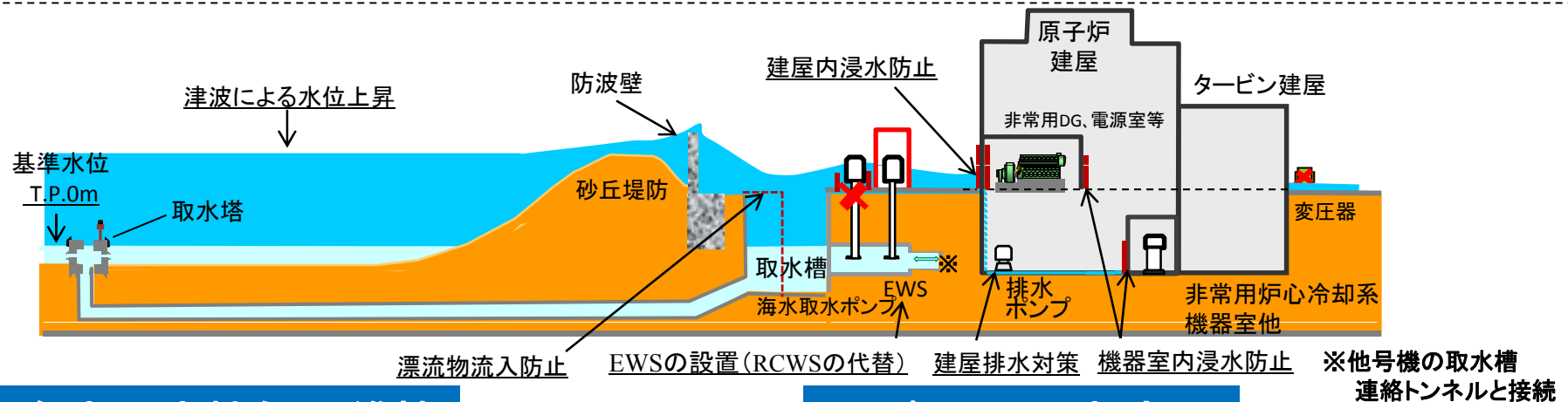
- ③ 海水取水ポンプエリアへの防水壁(高さ:1.5m)を設置 等



※ 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。
- 以上から、(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する。



### (1)海水取水機能の維持

- 3～5号機それぞれ新たに防水構造の建屋内に緊急時海水取水設備(EWS)を設置
- 3～5号機の取水槽を接続し、取水源を多重化

### (2)建屋内浸水防止

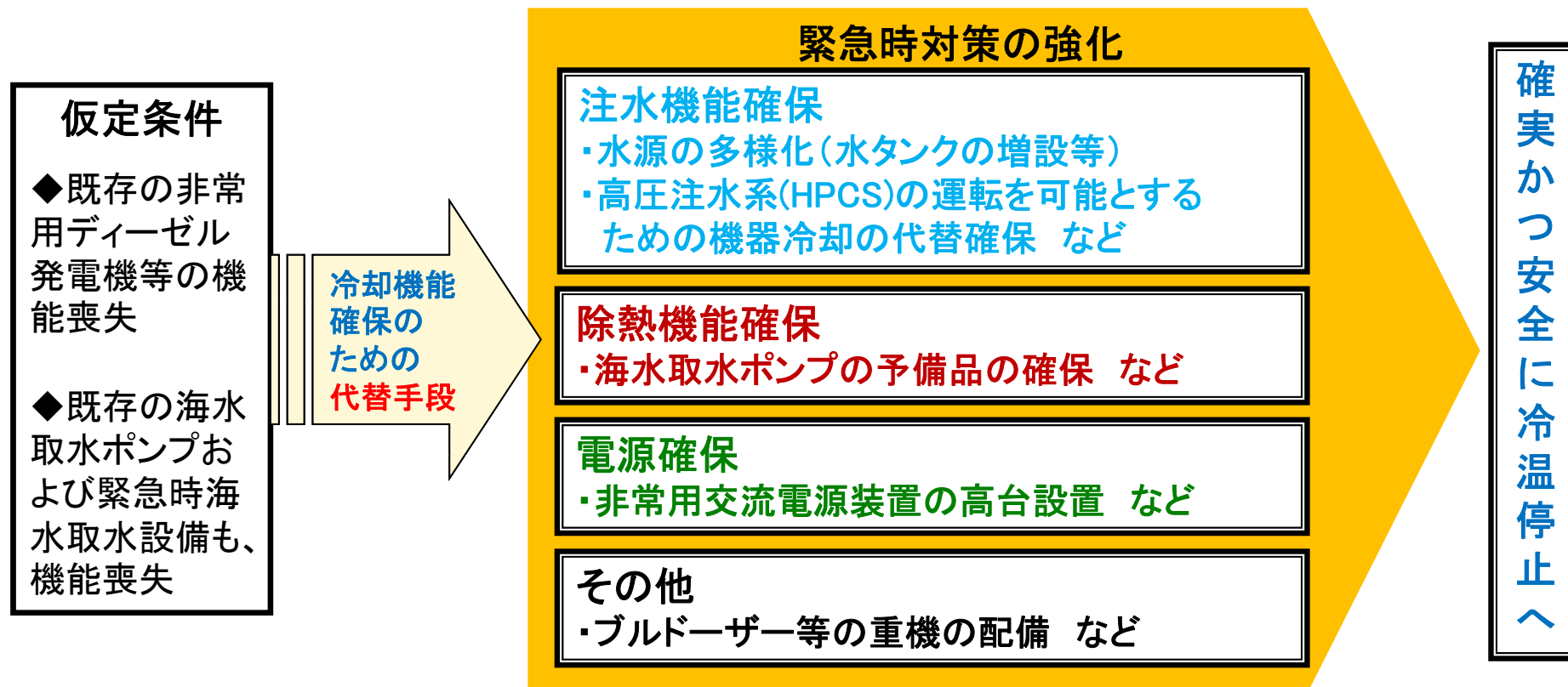
- 建屋外壁の防水構造扉の信頼性強化など

### (3)機器室内浸水防止

- 水密扉の追加設置、補強など

## ■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



## ■工事の進捗状況

- 本体準備工事を2011年9月22日に着手し、鋼矢板※打設作業を実施中。

※防波壁施工時の土留めを目的として、あらかじめ防波壁の海側と陸側に連続的に打ち込む鋼製の矢板

# 防波壁の構造

32

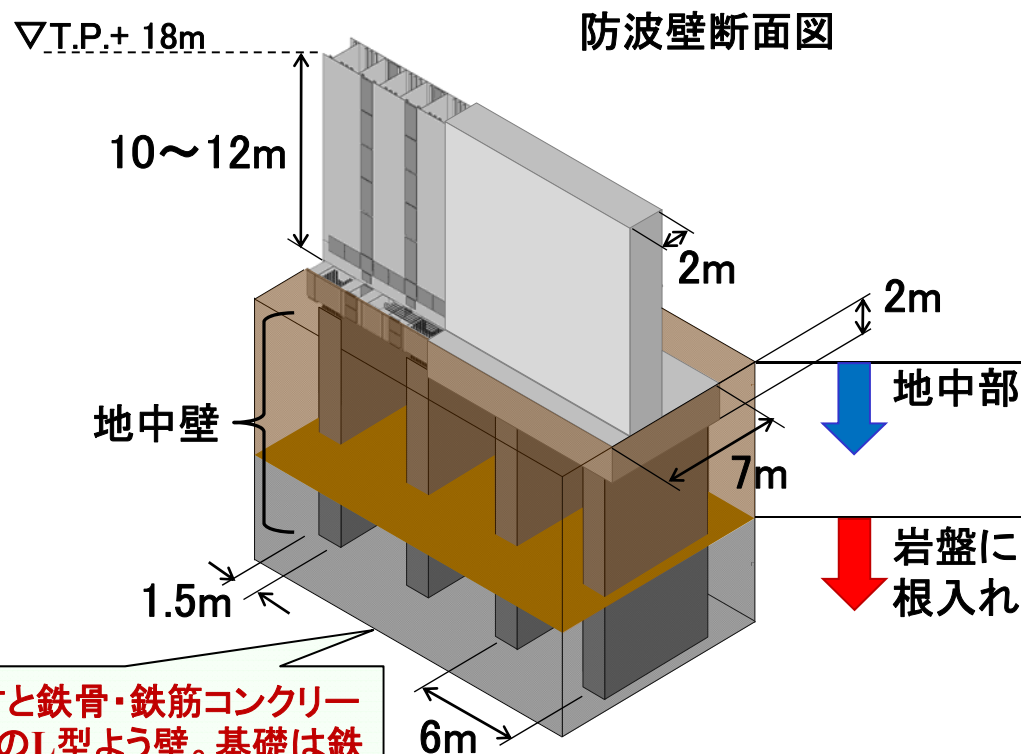
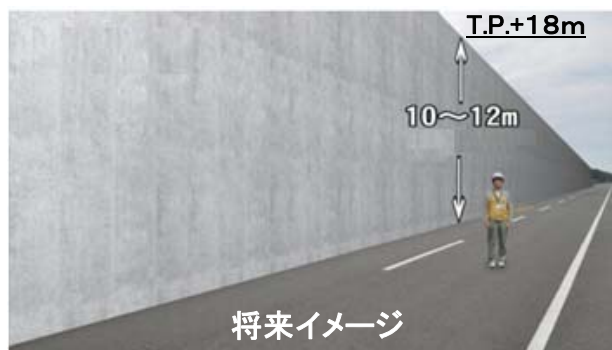
- 天端高さ : T.P.18m

浜岡原子力発電所前面の砂丘堤防高さ(T.P.+10~15m)に、福島第一原子力発電所での津波遡上高(T.P.15m程度)も考慮し、防波壁の高さをT.P.18mとする。

- 基礎構造 : 地中壁(鉄筋コンクリート造、岩盤部に根入れ)

- 壁部構造 : L型よう壁(鋼材と鉄骨・鉄筋コンクリート複合構造)

防波壁イメージ



◆壁部は鋼材と鉄骨・鉄筋コンクリートの複合構造のL型よう壁。基礎は鉄筋コンクリート造の地中壁を地中の岩盤まで十分に根入れすることにより、地震や津波に対し十分強い構造

# 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 33

## 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トンの海水が流入したと推定

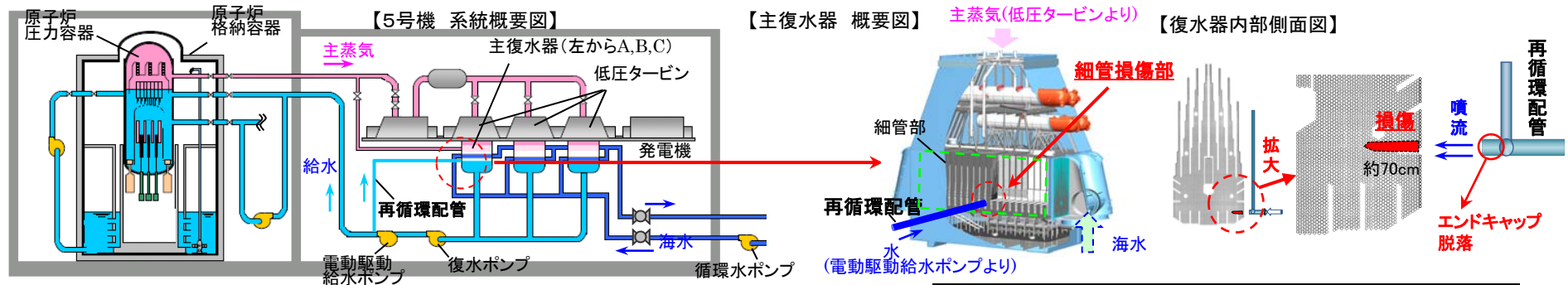
## 原因と対策

### 原因

・主復水器に接続している再循環配管のエンドキャップ脱落に伴う噴流により、細管の一部が損傷したと推定

### 対策

・エンドキャップの脱落を防止するため構造および溶接施工方法を見直し  
 ・主復水器に接続しており、今回と同様の事象が発生しうる箇所についても、今後対策を実施



## 今後の対応

- 現在、海水の除去作業を実施中
- 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

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	<input type="checkbox"/> 主復水器(A)の点検、類似箇所の点検 <input type="checkbox"/> 主復水器(B)、(C)の点検 <input type="checkbox"/> 原因調査 <input type="checkbox"/> 再発防止対策公表			
塩分の除去作業	原子炉系 タービン系			
設備の点検・健全性評価				
(1)設備の点検・評価				
(2)燃料の点検・評価				
(3)設備健全性評価検討委員会				

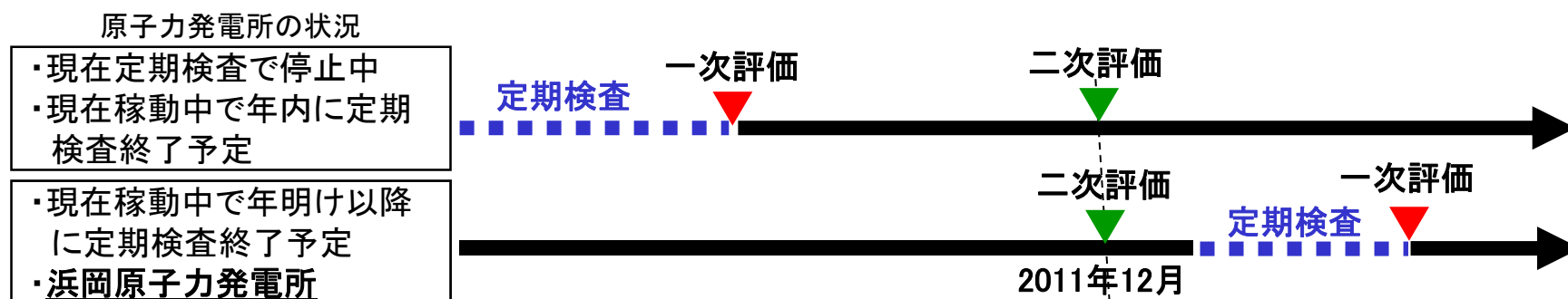
## ■安全性に関する総合評価(ストレステスト)の概要

	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 ②津波 ③地震と津波の重畳 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 ⑥アクシデント・マネジメント対策の効果	①地震+その他自然災害(台風、大雪等) ②津波+その他自然災害(台風、大雪等) ③地震と津波の重畳 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 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
報告時期	定期検査を完了、起動準備が整った場合	本年内を目途

※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

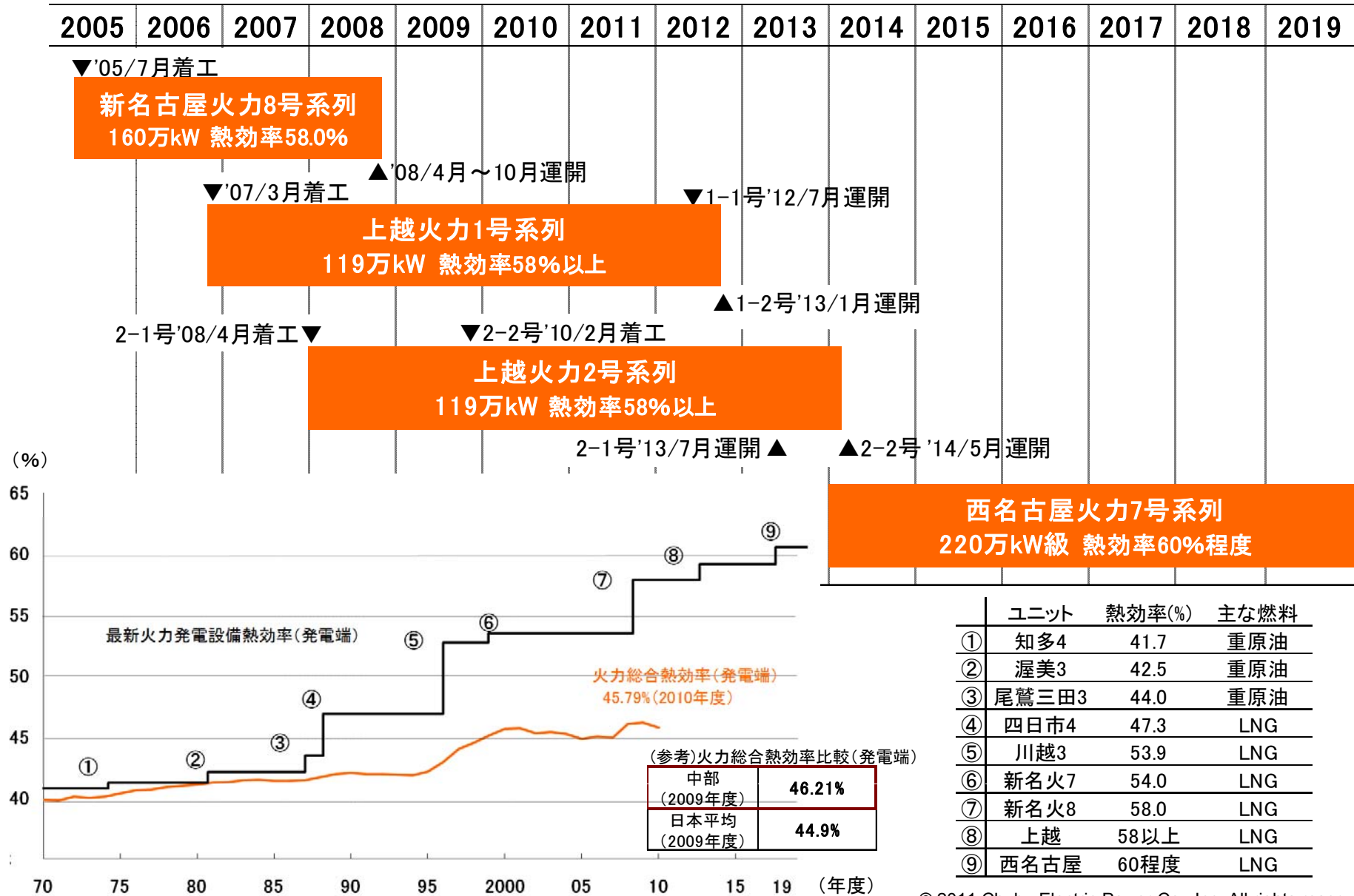
●浜岡原子力発電所は下段のスケジュールで報告実施予定



# 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)





● 安定的かつ柔軟なLNG調達を支える設備の強化



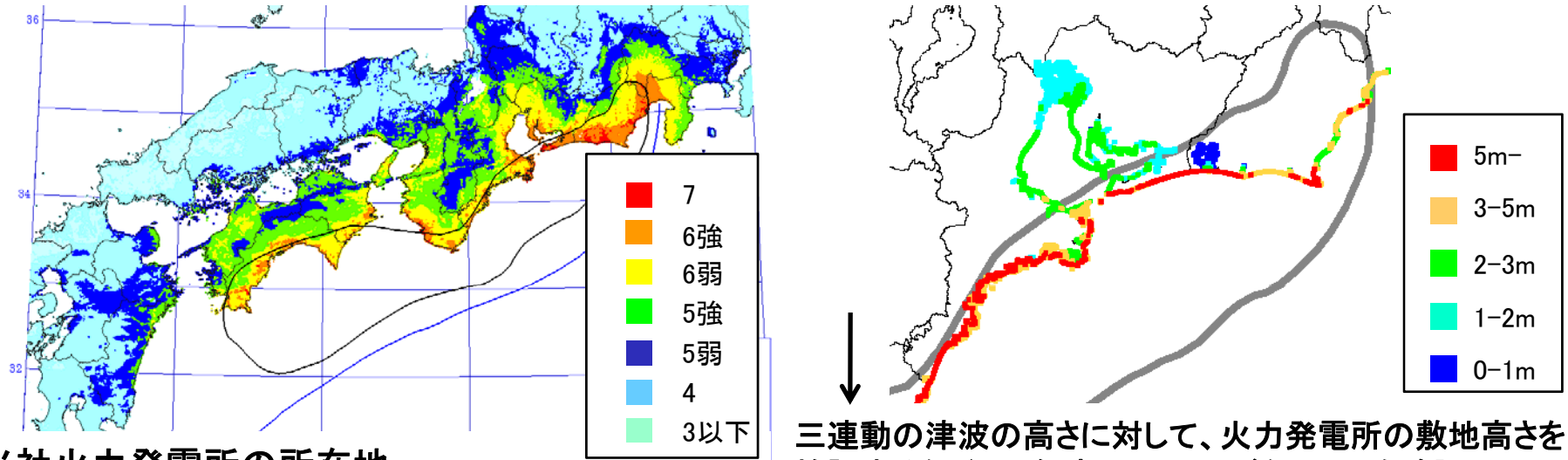
	件名	概要	着工時期	完工時期
①	川越LNGタンク増設	タンク容量 18万m <sup>3</sup> 2基	2007年度	2012年度頃
	川越LNG受入棧橋増強	20万m <sup>3</sup> 超級LNG船が接岸可能	2010年度	2010年度
②	伊勢湾横断ガスパイプライン	川越火力発電所～知多地区LNG基地間 約13.3km	2008年度	2013年度頃
③	知多LNG第二棧橋増強	20万m <sup>3</sup> 超級LNG船が接岸可能	2008年度	2009年度
④	三重-滋賀ライン敷設	四日市火力～大阪ガス(株)様多賀ガバナステーション間 約60km	2004年度	2014年度

# 火力発電設備等における災害対策①

## ■東海・東南海・南海地震三連動予測に基づいた対策

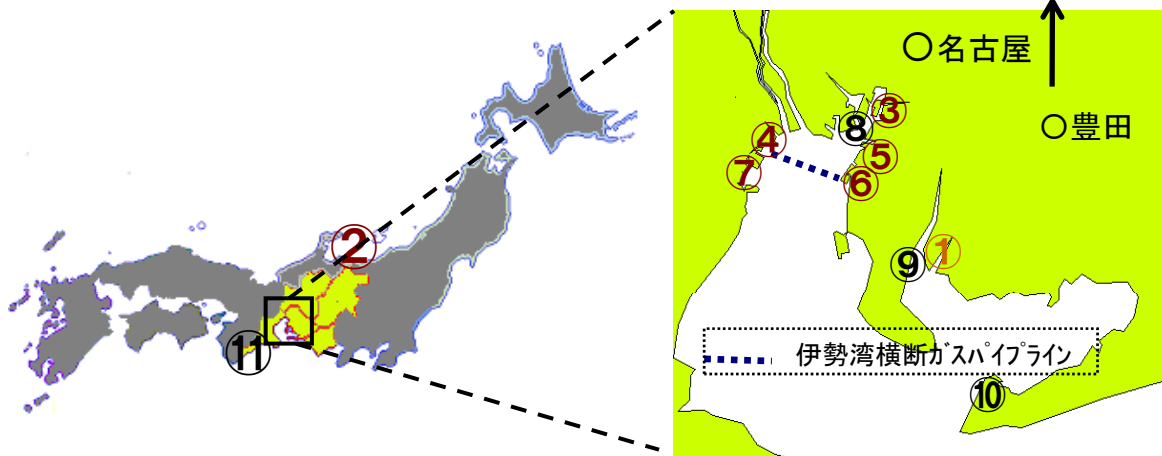
内閣府中央防災会議より公表された三連動地震の地震動、津波の高さ等を踏まえ、火力発電設備等の公衆保安確保や早期供給力確保のための耐震裕度向上対策などに取り組んでいる

### ●中央防災会議における三連動想定地震動および津波想定



三連動の津波の高さに対して、火力発電所の敷地高さを検証するなどして保安上の問題がないことを確認

### ●当社火力発電所の所在地



番号	発電所	認可最大出力(万kW)
①	碧南	410
②	上越<建設中>	<238>
③	新名古屋	305.8
④	川越	480.2
⑤	知多第二	170.8
⑥	知多	396.6
⑦	四日市	124.5
⑧	西名古屋 <リフレッシュ計画>	119.0 <220>
⑨	武豊	112.5
⑩	渥美	190.0
⑪	尾鷲三田	87.5

## ■火力発電設備における対策

### 保安確保対策

全ての火力発電所を対象に保安を確保する対策を推進

### 耐震裕度向上対策

被災後の早期供給力確保のための電源やLNG基地に対する耐震裕度向上対策を優先的に取り組む

### 迅速な復旧体制の強化

災害発生後の要員や資機材・予備品の確保など



早期供給力確保のための電源や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対策を実施

### 流通設備

- ・拠点変電所(超高圧、一次、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耐震裕度向上対策を実施
- ・2015年度までに対策を完了予定

### 通信設備

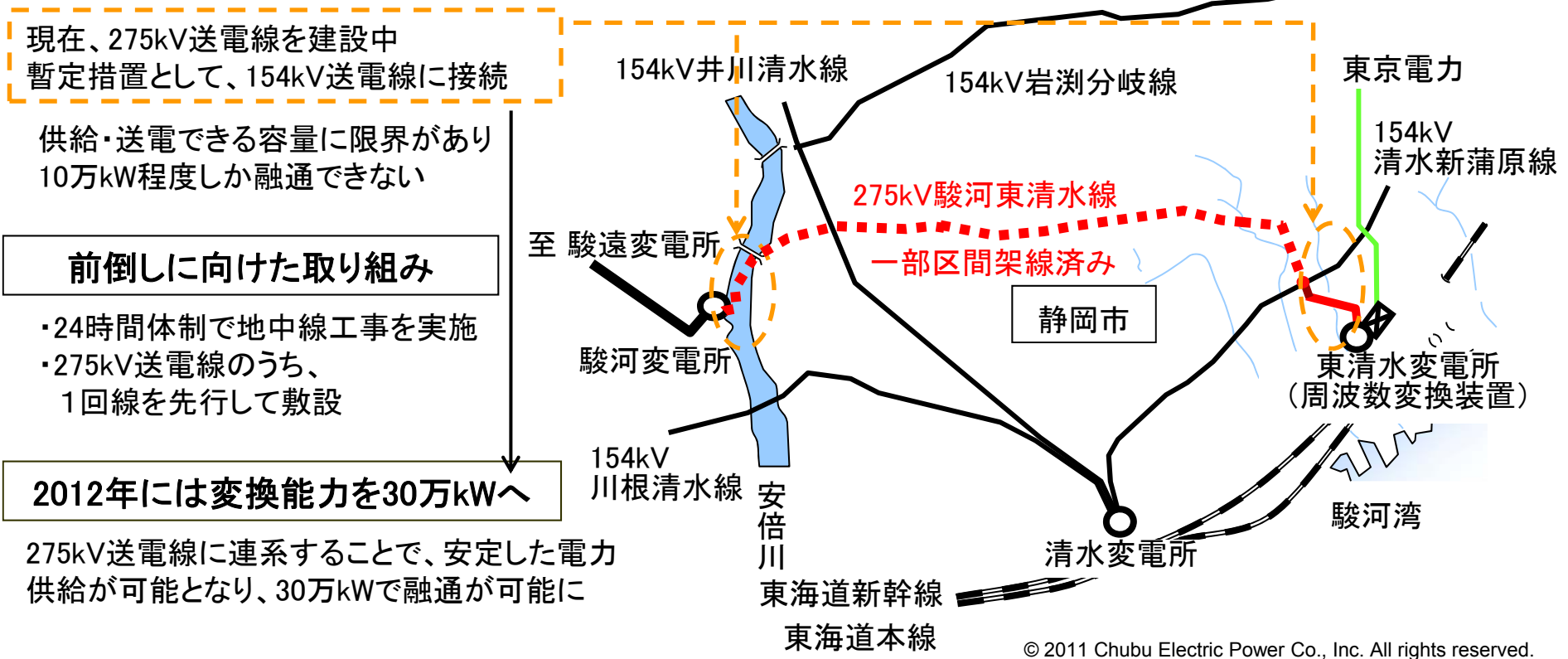
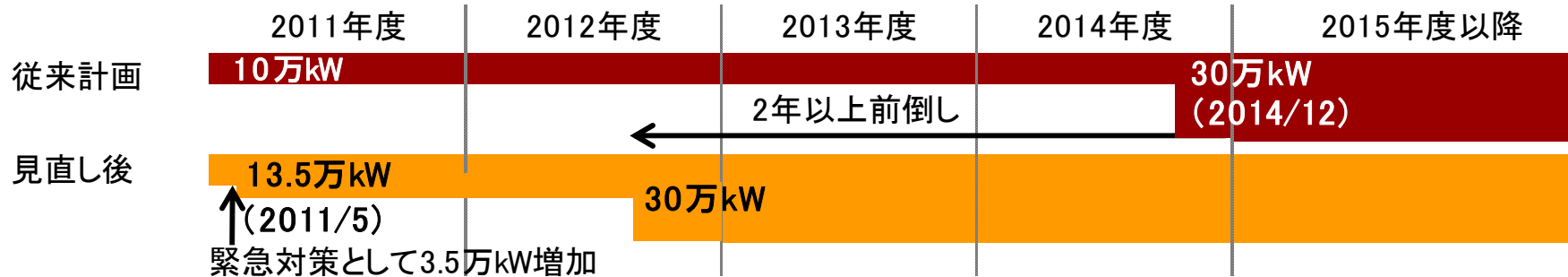
- ・拠点事業所間における無線などによるバックアップ回線の整備・補強を実施

・2011年度に完了予定

# 電力会社相互応援能力の強化

## ■ 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



## ■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)	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	
	太陽光計	16.5	7,800	—	
風力	自社開発	御前崎(1期)	6	29,000	2009年度
		御前崎(2期)	16		2010年度
	自社開発小計		22		—
	グループ会社開発	ウインドパーク美里	16	150,000	2005年度
		ウインドパーク笠取	20		2009年度
			18		2010年度
		青山高原ウインドファーム	15		2002年度
			36		2014年度予定
	風力計	44	2016年度予定		
	風力計		171	179,000	—
水力	新規開発	須砂渡	0.24	600	2010年度
		徳山	153.4	150,000	2014年度予定
		維持流量発電	0.26	—	2014年度予定
			0.22	—	2016年度予定
	既設設備改修	和合	0.1 <sup>※2</sup>	200	2012年度予定
	水力計		154.22	150,800	
バイオ	木質バイオマス混焼	—	200,000~300,000	2010年度	
バイオ	下水汚泥炭化燃料混焼	—	4,000	2012年度予定	
合計		341.72	500,000~600,000程度	—	

※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

## ●主なCO<sub>2</sub>削減手段と効果

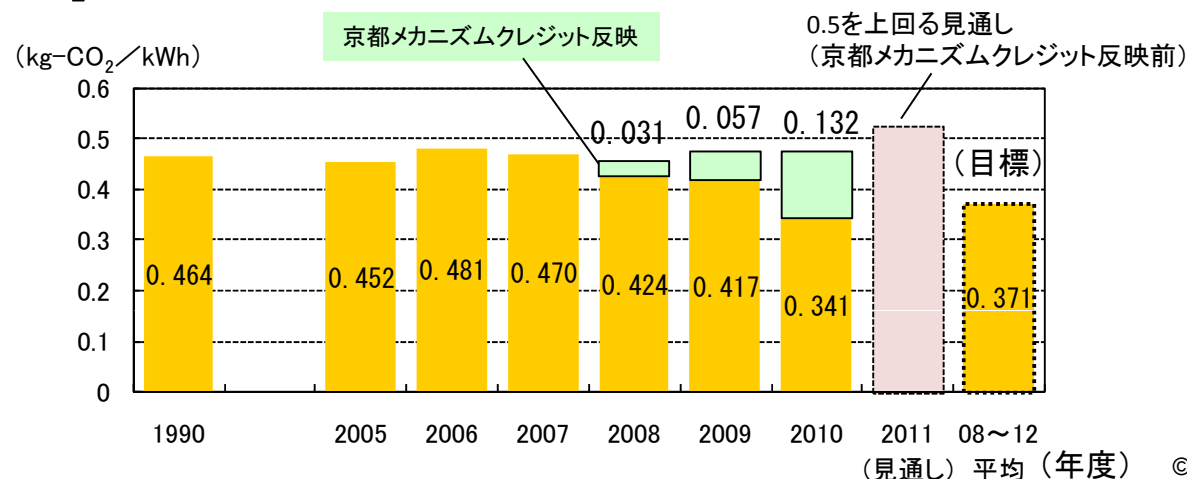
手 段	CO <sub>2</sub> 削減効果※
新名古屋火力発電所8号系列	約100万t-CO <sub>2</sub> /年
西名古屋火力発電所7号系列	約100万t-CO <sub>2</sub> /年
上越火力発電所(1,2号系列)	約160万t-CO <sub>2</sub> /年
碧南火力の木質バイオマス混焼	約20~30万t-CO <sub>2</sub> /年
メガソーラーたけとよ,いいだ,しみず	約0.78万t-CO <sub>2</sub> /年
御前崎風力発電所	約2.9万t-CO <sub>2</sub> /年

※計画公表時の概算値

## ■ 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>排出原単位の推移



# 大口電力産業別販売電力量

42

(対前年増加率)

	2010年度				2011年			2010年度		2010年度							2011年度		(%)
	上期	10月	11月	12月	1月	2月	3月	下期	年度計	4月	5月	6月	7月	8月	9月	上期	構成率※		
素材型	鉄鋼	39.4	25.1	14.3	15.7	17.6	10.8	3.6	14.1	25.5	△ 3.2	△ 0.9	4.6	2.1	10.5	10.4	4.0	12.1	
	化学	4.2	7.3	6.8	△ 1.2	△ 0.2	0.7	2.5	2.7	3.4	2.2	12.1	12.7	2.9	0.9	△ 0.2	4.9	5.4	
	窯業・土石	18.9	22.7	23.0	20.0	32.4	27.8	22.6	24.6	21.9	12.2	8.8	11.1	7.1	1.9	0.0	6.6	5.1	
	紙・パルプ	9.1	△ 3.2	0.3	2.0	1.9	3.9	5.2	1.6	5.3	5.9	2.8	1.0	2.6	△ 6.5	△ 4.9	0.3	3.2	
	非鉄金属	23.6	18.6	12.5	12.5	13.2	14.7	12.4	14.0	18.5	15.2	0.0	△ 1.6	0.0	△ 1.8	△ 15.0	△ 1.2	3.0	
	小計	22.5	16.8	12.4	11.0	13.9	11.2	7.6	12.1	17.0	3.3	3.4	6.1	3.0	3.9	2.2	3.6	28.8	
加工型	機械	14.8	5.2	4.9	4.0	2.8	2.2	△ 9.9	1.4	7.9	△ 12.3	△ 11.1	△ 3.8	△ 3.3	0.6	△ 2.0	△ 5.0	39.7	
	食料品	3.6	3.7	4.6	4.5	5.5	6.9	6.0	5.2	4.3	4.2	6.6	3.6	0.1	△ 1.3	△ 3.9	1.2	5.2	
	繊維	18.4	15.7	13.1	11.4	5.7	2.4	5.7	9.0	13.5	△ 2.3	3.2	△ 0.8	△ 0.3	0.2	△ 6.1	△ 1.1	2.1	
	その他	10.9	3.4	4.0	1.9	1.0	1.2	△ 2.9	1.4	6.1	△ 5.2	△ 2.9	△ 2.0	△ 3.0	1.0	△ 2.7	△ 2.4	12.6	
	小計	13.0	5.1	5.0	3.8	2.7	2.4	△ 6.6	2.0	7.4	△ 9.0	△ 7.3	△ 2.7	△ 2.8	0.5	△ 2.4	△ 3.7	59.6	
公共他	鉄道業	△ 1.3	△ 0.5	△ 1.2	△ 1.7	0.1	△ 1.0	△ 1.1	△ 0.9	△ 1.1	△ 0.5	0.2	0.3	△ 2.2	△ 2.5	△ 3.4	△ 1.4	5.3	
	その他	1.9	△ 2.1	△ 1.9	△ 2.7	△ 0.2	△ 1.3	△ 2.6	△ 1.8	0.1	△ 0.4	△ 0.2	△ 1.5	△ 1.6	△ 1.5	△ 2.1	△ 1.2	6.3	
	小計	0.4	△ 1.4	△ 1.6	△ 2.3	△ 0.0	△ 1.2	△ 1.9	△ 1.4	△ 0.5	△ 0.4	△ 0.0	△ 0.7	△ 1.9	△ 1.9	△ 2.6	△ 1.3	11.6	
大口電力計	13.8	7.4	6.3	5.0	5.4	4.4	△ 2.1	4.3	9.0	△ 4.4	△ 3.2	0.0	△ 1.2	1.1	△ 1.2	△ 1.4	100.0		

※ 2010年度構成率

# 今夏の電力需給対策(一覽)

43

## ■ 供給面の対策

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 52.9万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	

## ■ 需要面の対策

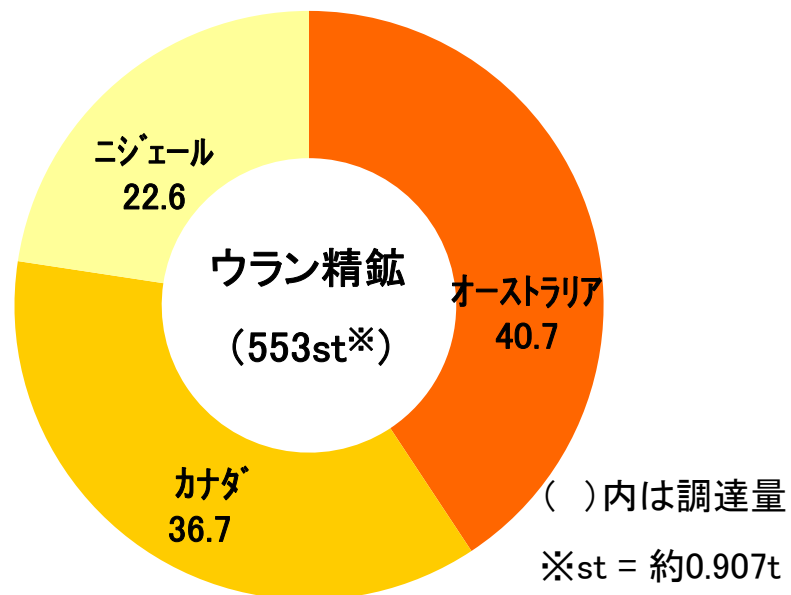
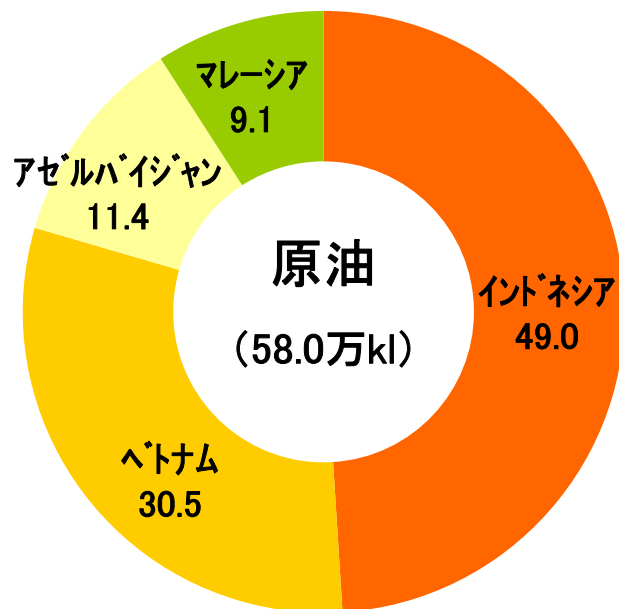
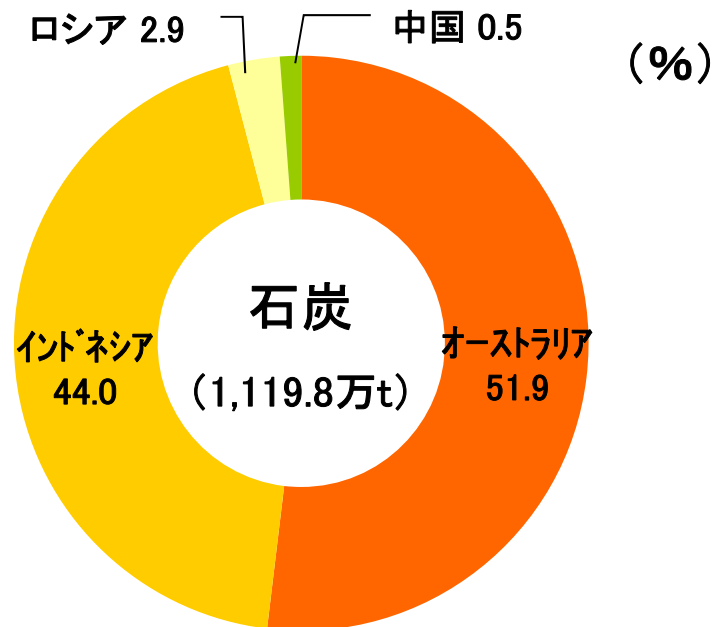
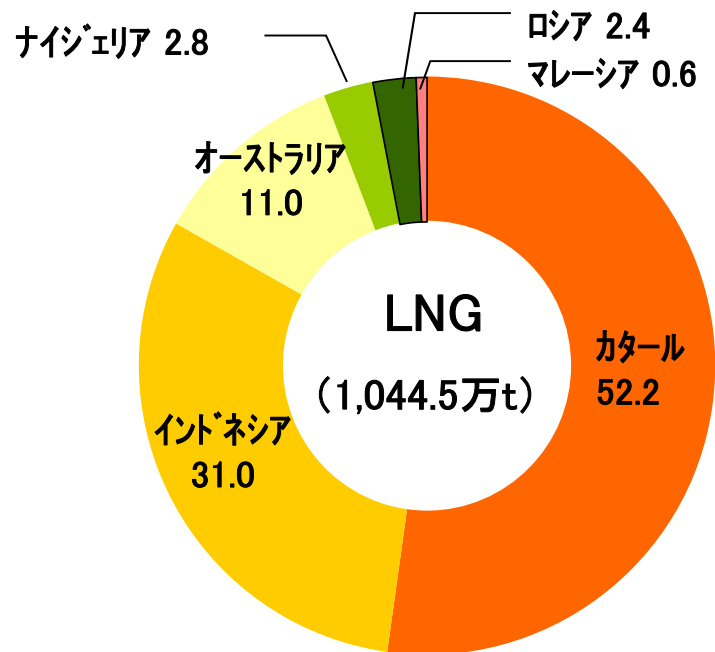
自家用発電設備の発電量増加等のお願い	大規模な工場等のお客さまに対して、月曜日から水曜日の13時から16時に自家用発電設備の発電量増加をお願いし、当社からの受電電力が約6万kW減少する見込み。	6/28
需給調整契約(計画調整契約)の拡大	大規模な工場等のお客さまに対して、計画調整契約(工場の休日等を土日から平日に変更する契約)の調整いただく日数増等をお願いし、約9万kWの追加調整力を確保した。	6/28

## その他の需要面の対策

- ・お客さまの訪問や当社ホームページ等を活用した節電のお願い
- ・当社およびグループ会社の全事業場における節電の徹底



# 燃料調達状況(2010年度)



## ■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 (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
合 計			最大 7,090
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) <sup>※1</sup>	2014年～2035年 (約21年間)	※2
	イクシス(FOB)	2017年～2032年 (約15年間)	490
合 計 (BGグループ分を除く)			最大 3,560

※1 BGグループを通じて複数の供給源から購入する契約

※2 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

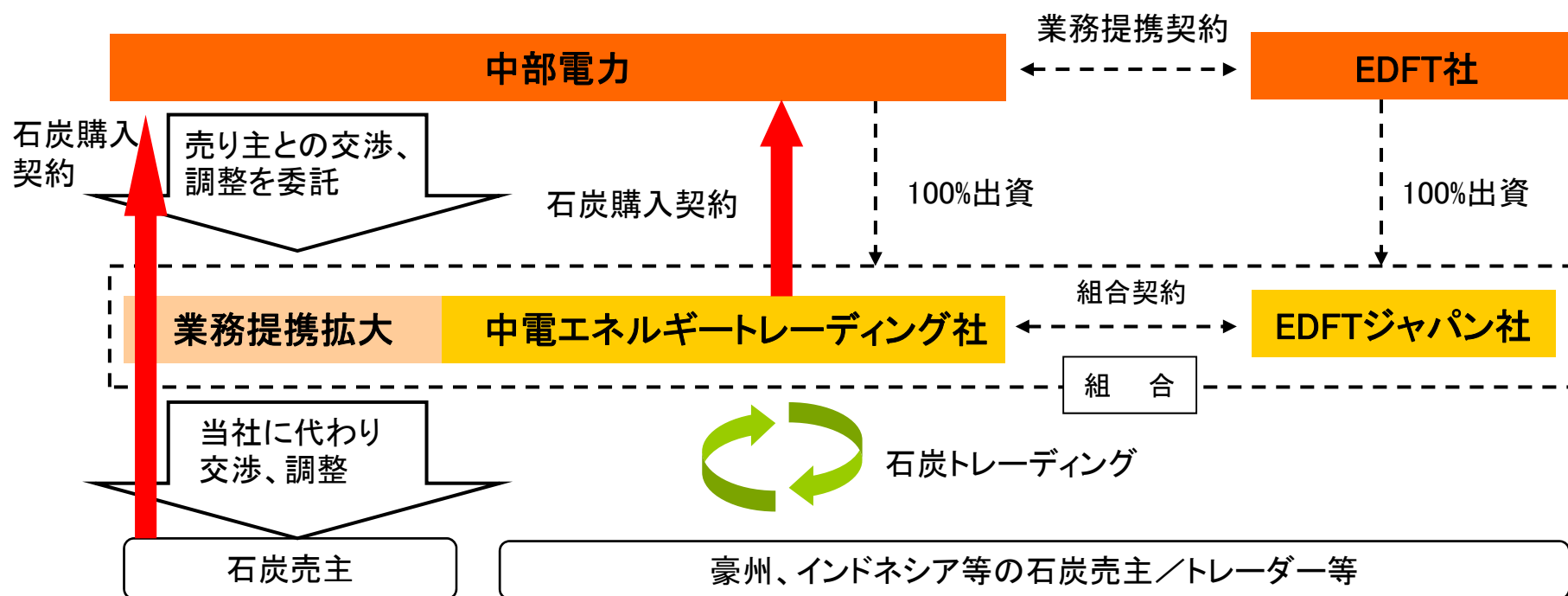
- ドンギ・スノロプロジェクトから当社が購入する
- LNGを販売するためのマーケティング会社の設立

### 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が、当社石炭調達全量を一元的に管理  
→取扱量増加による交渉力強化、運用の柔軟性が期待できる



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への取り組み

	投資規模	持分出力 <sup>※</sup>
2011年9月末時点	累計 約900億円	累計 約322万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年度に参画または権益を追加取得したプロジェクト

	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)
		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)
	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3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 榎殻発電事業	20	34%	2003年度	2005年12月
		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)	

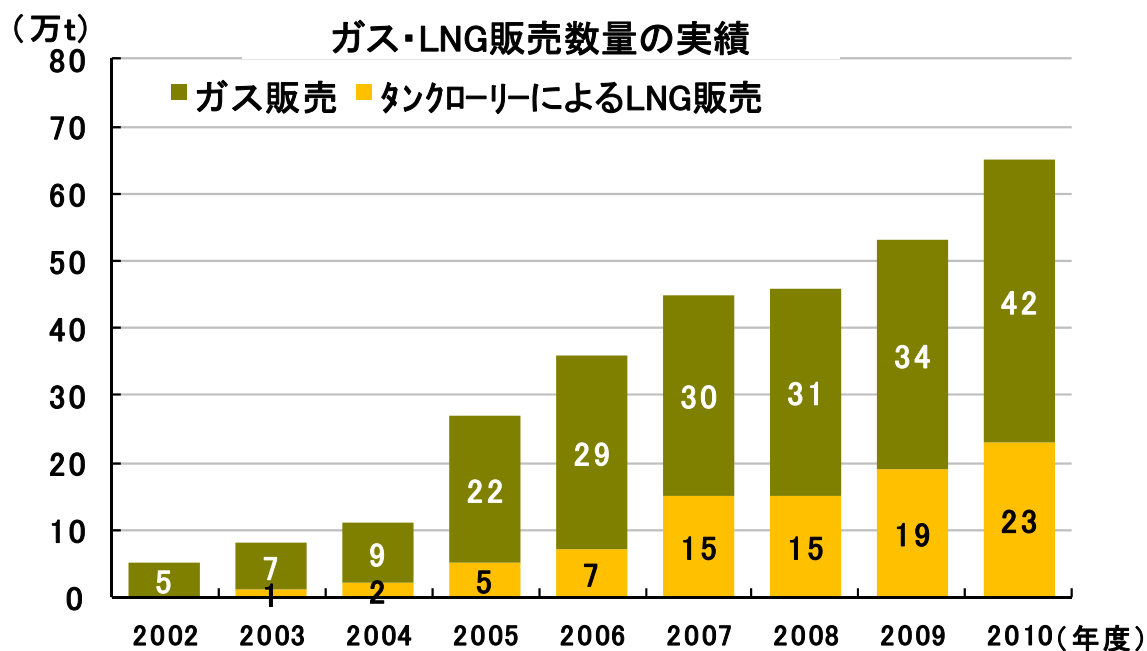
※ CO<sub>2</sub>クレジットは京都議定書第一約束期間に対応する購入量

## ■電気の販売

- ・電気の上手な使い方などの節電PRを行うなど、電力の安定供給に向けた取り組みを最優先
- ・電気の安全性、使いやすさ、清潔さなどの点を評価して下さる方々に対し、電化機器やヒートポンプの特徴をしっかりとお伝えしていく

## ■ビジネスのお客さまへのエネルギーソリューションの提案

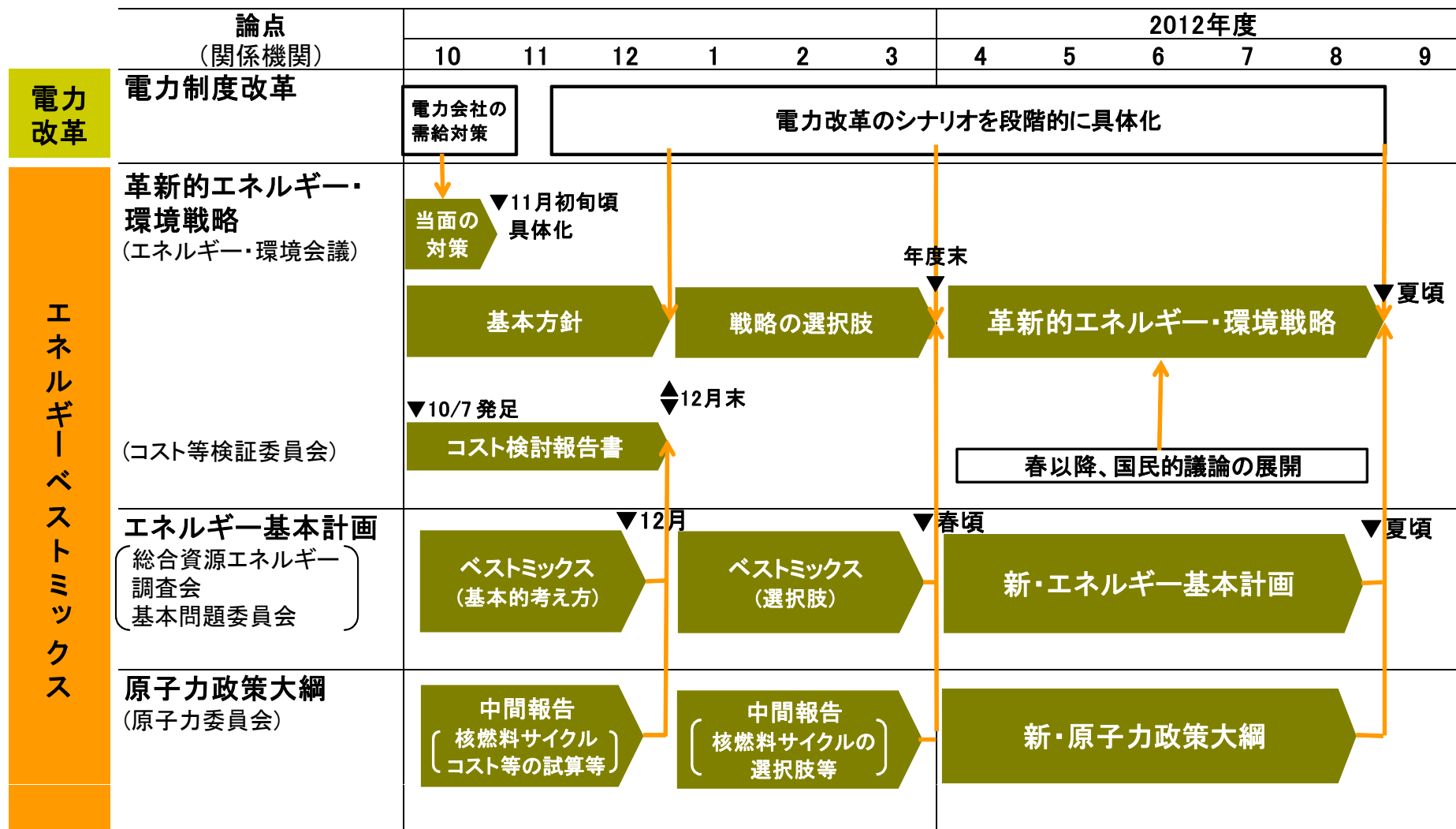
電気に加えてガス・LNGやオンサイトエネルギーなどを組み合わせながら、お客さまの多様なニーズに総合的に応えるエネルギーソリューションサービスをグループ一体となって提供



### 上越LNG出荷基地の活用



## ■エネルギー政策の検討スケジュール



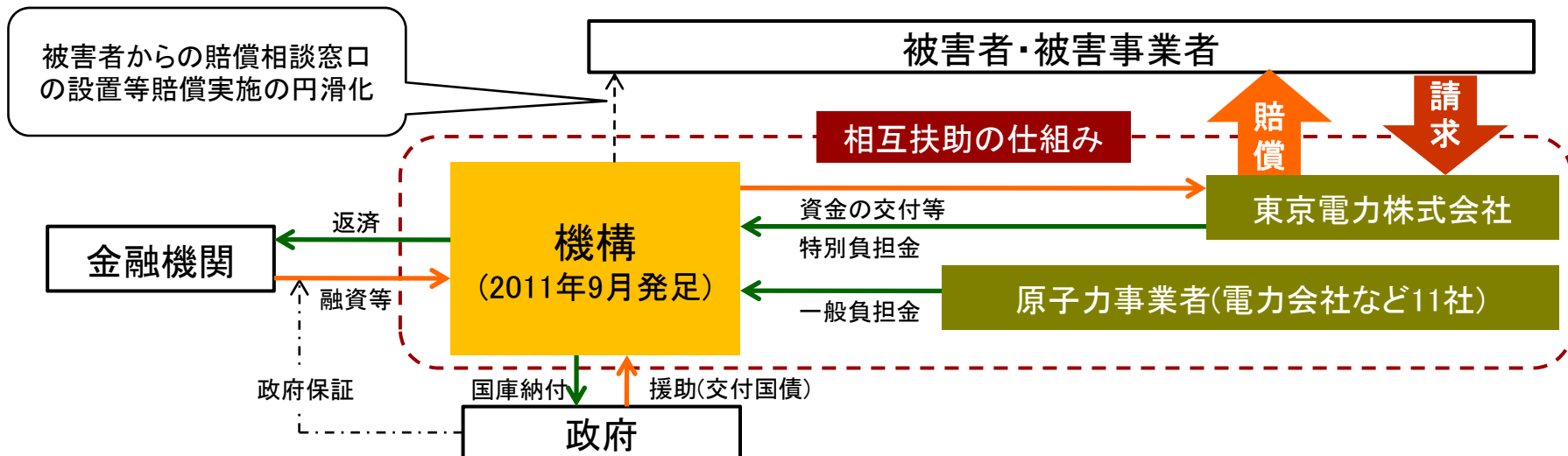
## ■その他の外部環境の状況

		2012年度														
		10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
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											
		▲2012年12月末 冷温停止(目標)														
	・事故原因調査	▼12月26日中間報告予定 事故調査・検証委員会														
	・特別事業計画	経営・財務評価委員会報告書提出 ▼10月3日						▼総合特別事業計画(2012年春頃)								
		▲緊急特別事業計画承認(11月上旬目途)														
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)	年明け以降早期に結論														
原子力規制 機関の再編	・規制体制見直し (法改正含む)	2012年4月 (新組織設立)														
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	2011年秋(目途)														
	・南海トラフ沿いの震源モデルの見直し	2012年春(目途)														
原子力関係 指針類の見直し (原子力安全委員会等)	・当面の見直し	2011年度末														
	・抜本的な見直し	2~3年後														
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2011年12月末(目途)														



## ■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



## ■出資金および負担金額

- ・機構に対し、国が70億円、電力12社が70億円を出資。当社は約6億円を出資(電力各社負担額は出力比で按分)
- ・一般負担金、特別負担金の金額は、今後運営委員会で決定
- ・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
- ・今後2年を目途に、資金援助を受ける原子力事業者と国および他の原子力事業者の負担の在り方等を見直し

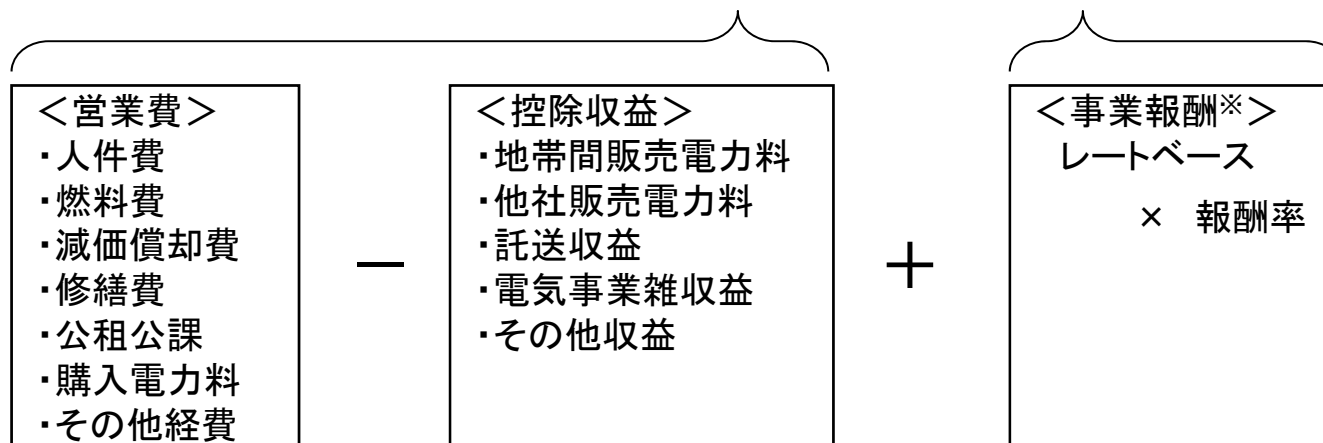
## ■ 総括原価方式とは

- ・能率的な経営のもと、電気の供給を行うために必要とされる適正な原価に適正な利潤を加えたものが総括原価
- ・将来の需要予測や供給計画に基づき、いわゆるフォワードルッキング方式により、最大限の効率化努力を織り込んで算定
- ・総括原価方式は、国の審議会における有識者の議論を経て採用されており、電気料金  
の他、ガス料金、水道料金、鉄道料金等にも適用

## ■ 電気料金の算定

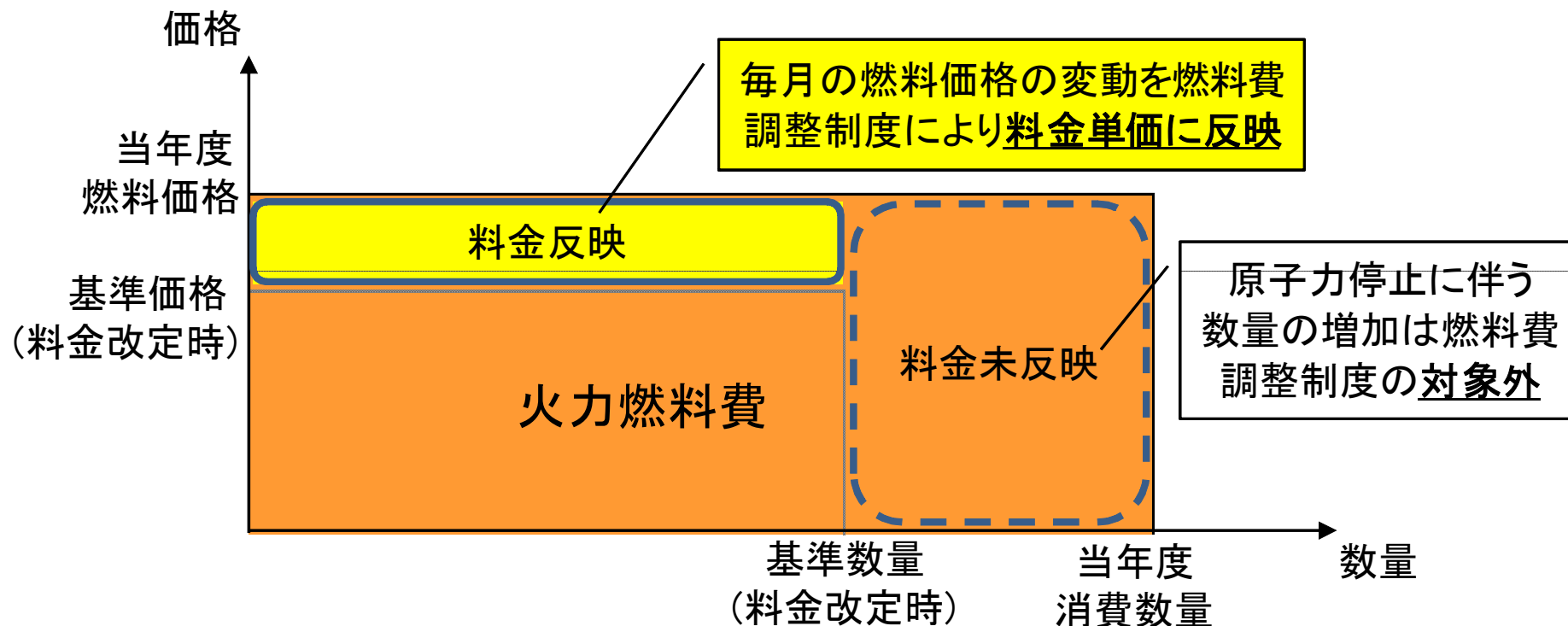
- 前提計画に基づき、将来の合理的な期間(原価算定期間)を対象に「適正な原価」と「適正な利潤」を想定

$$\text{電気料金収入} = \text{総括原価} = \text{「適正な原価」} + \text{「適正な利潤」}$$



※事業報酬は「儲け」ではなく、電気事業設備に必要となる資金調達コストに当たるものであり、支払利息や配当金等に相当

## <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	

## ■再生可能エネルギーの固定価格買取制度

- 2011年8月26日、「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」が成立。  
2012年7月1日から施行。

### 買取対象

- 太陽光※、風力、水力、地熱、バイオマスを用いて発電された電気  
※住宅等での太陽光発電については、現在と同様に余剰電力の買取

### 買取義務

- 買取価格・買取期間は、再生可能エネルギー源の種別、設置形態、規模等に応じて、関係大臣（農水大臣、国交大臣、環境大臣、消費者担当大臣）に協議した上で、新しく設置される中立的な第三者委員会（委員は国会の同意を得た上で任命）の意見に基づき経済産業大臣が告示

### 買取費用の回収

- 買取りに要した費用に充てるため、各電気事業者がそれぞれの電気の需要家に対し、使用電力量に比例したサーチャージの支払いを請求することを認める
- 電力購入量(kWh)／売上高(千円)が一定の値を超える事業についての事業所が、一定量以上の電力購入量がある場合、その事業所についてはサーチャージの8割またはそれ以上が減免される

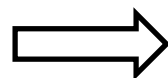
## ■スマートメーター導入を巡る国の議論動向

「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

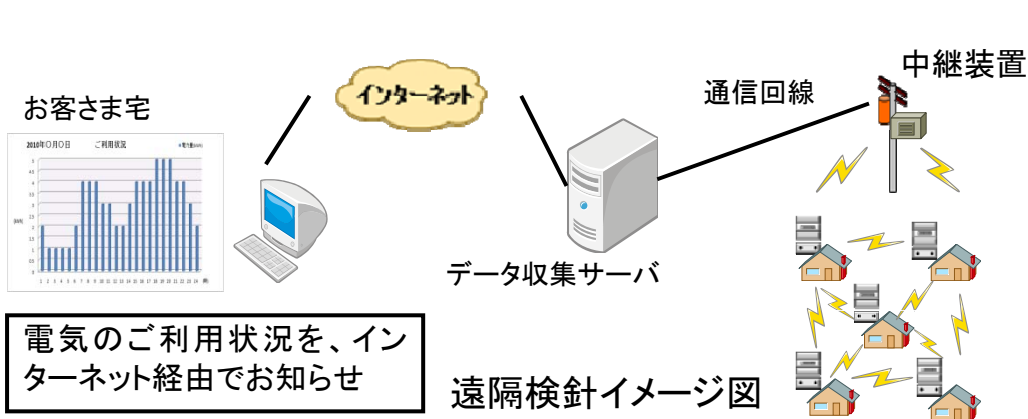


上段: 通信ユニット  
・計量データを伝送

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



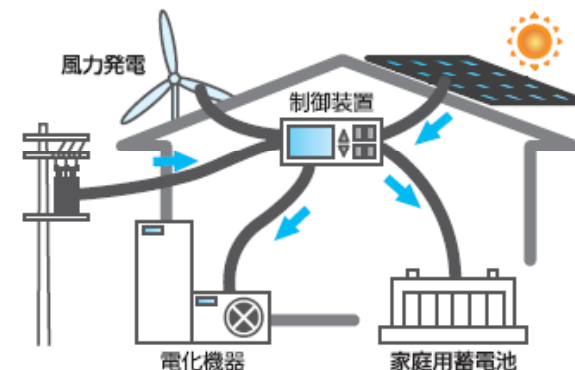
## ■ 当社独自の取り組み

＜次世代住宅(スマートハウス)の実証試験 (2009年度～2011年度)＞

再生可能エネルギーを最大限有効活用できる、次世代住宅の実証実験

＜太陽光発電システムの発電特性評価試験 (2009年度～2011年度)＞

太陽光発電の大量導入が電力系統に与える影響を把握するため、様々な太陽光発電パネルの発電特性を評価



次世代住宅(スマートハウス)イメージ図

## ■ 国のプロジェクトに参画

＜豊田市における「家庭・コミュニティ型」低炭素社会システム構築実証プロジェクト (HEMS 構築の実証) (2010年度～2014年度)＞

電気の活用状況をお客さまに「見える化」し、太陽光発電の発生電力をエコキュートや次世代自動車等の蓄エネルギー機器や電力使用機器において効果的に使用することなどの実証

＜太陽光の大量普及による系統への影響評価に関する研究 (2009年度～2011年度)＞

管内61地点にて日射量や太陽光発電出力等を測定し、出力変動量や広域的視点で見た出力の平滑化(ならし)効果を分析

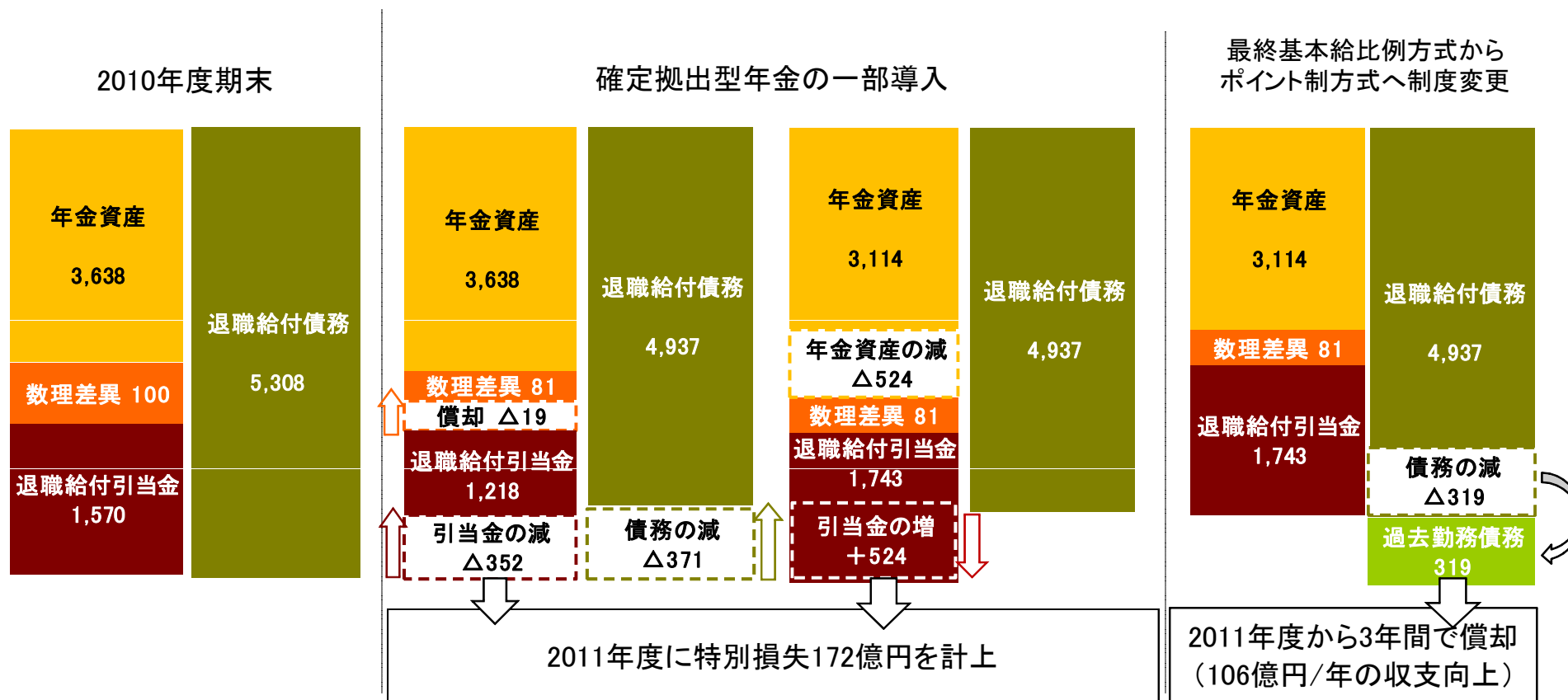
＜次世代送配電系統最適制御技術実証事業 (2010年度～2012年度)＞

太陽光発電の大量普及に対応するため、配電系統の電圧変動抑制技術の開発や、次世代変換器技術を応用した低損失・低コストな機器開発を実施

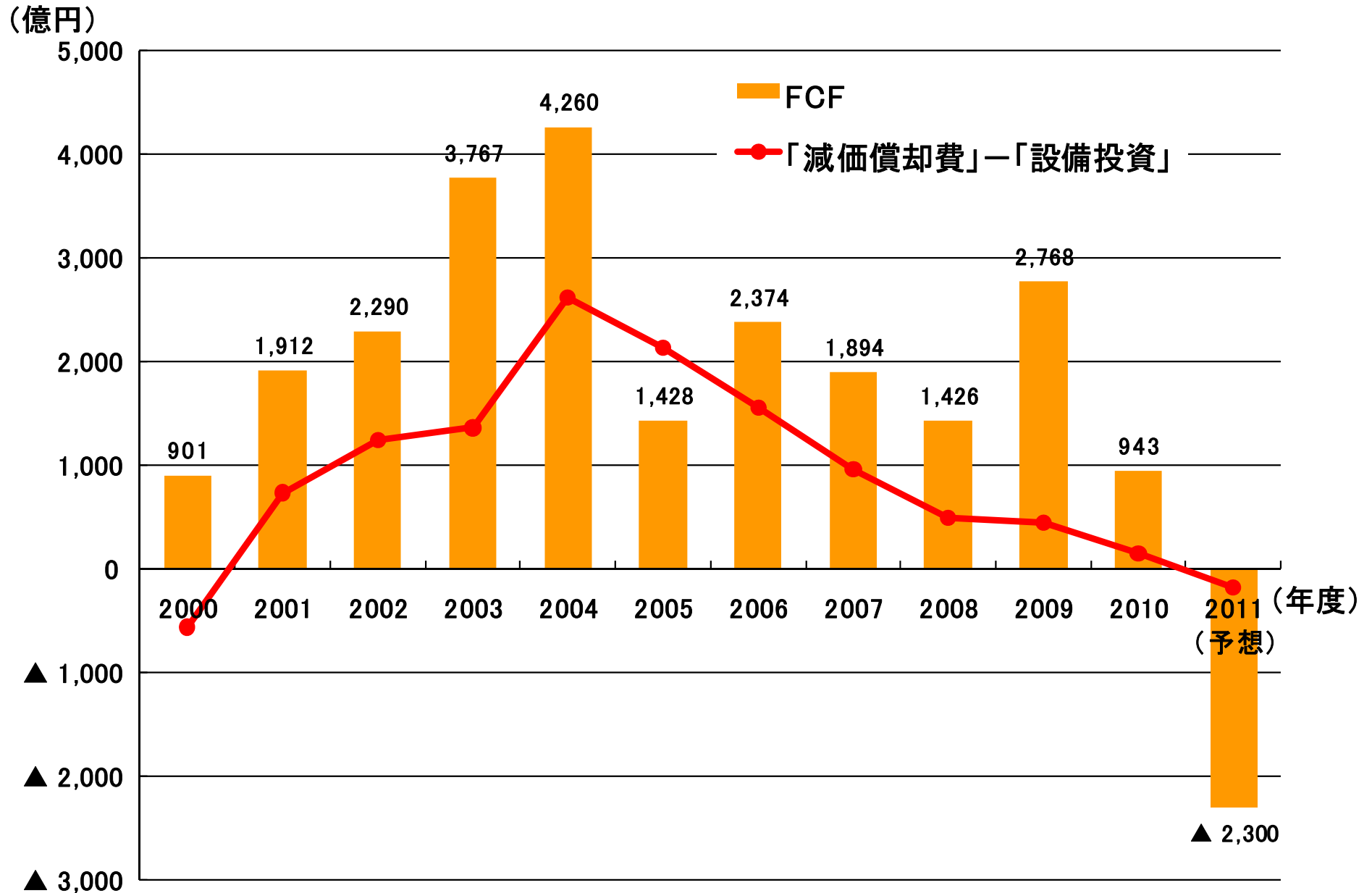
## ■ 当社退職給付制度改定の概要(2011年4月から適用)

- 確定給付企業年金制度の一部を確定拠出年金制度へ移行する
- 退職一時金制度および確定給付型企业年金制度の支給額算定方式を「最終基本給比例方式」から「ポイント制方式」へ変更する

## ■ 退職給付制度改定による収支影響

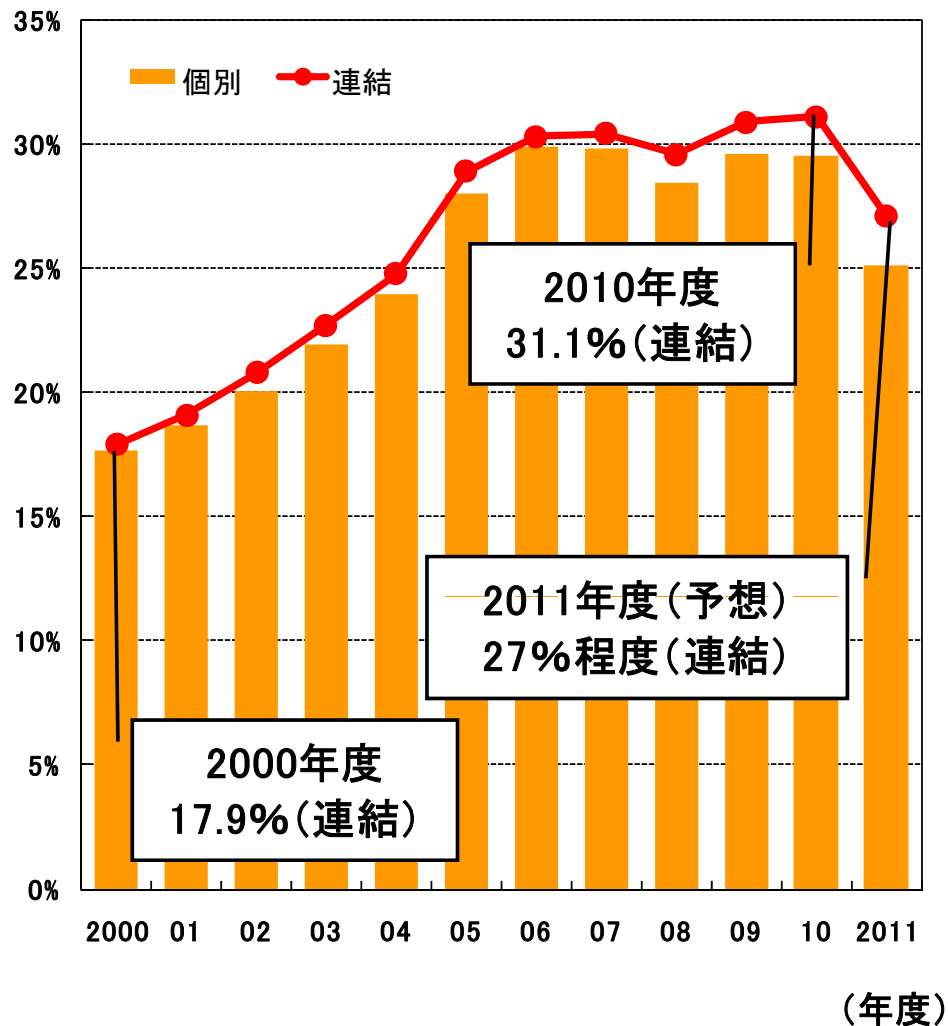


# フリーキャッシュフローの推移(個別)

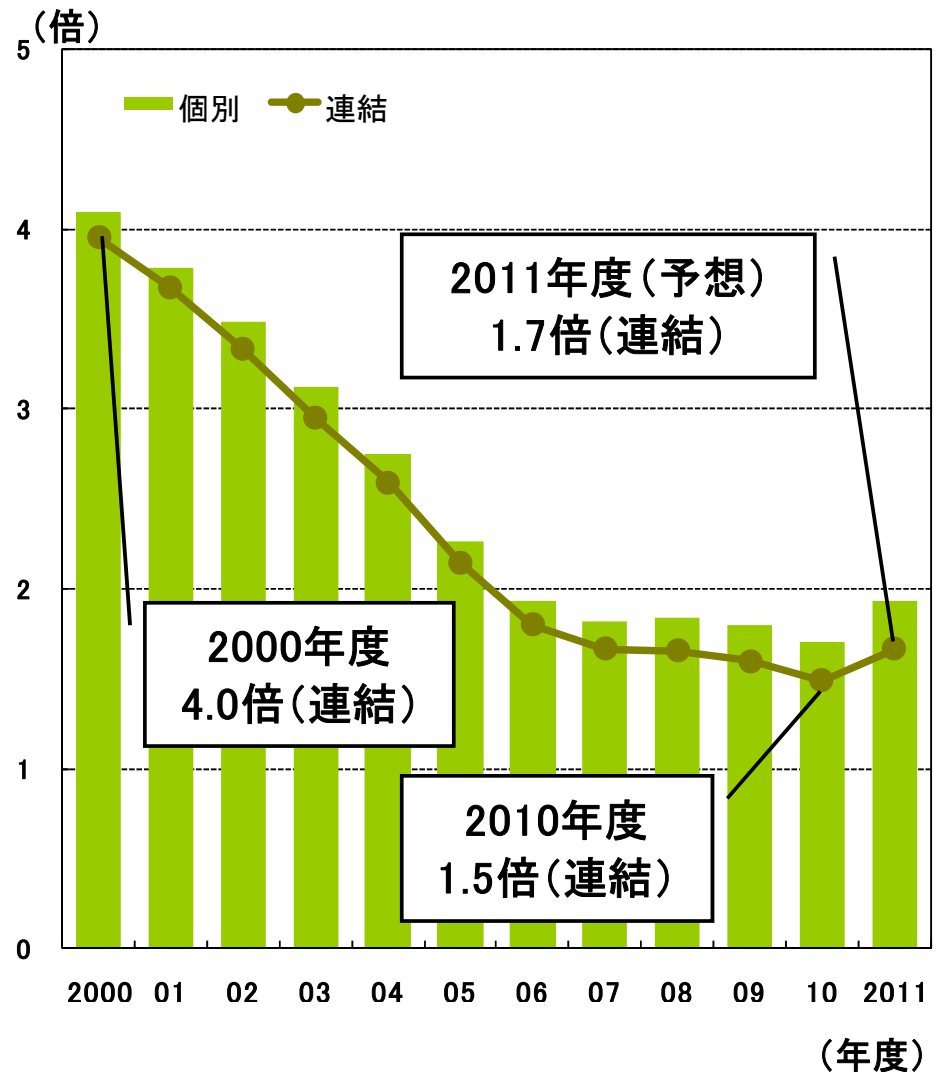




## ■自己資本比率



## ■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。