

# 伊方発電所全台停止に伴う影響と 再稼働の必要性について

## 四国電力株式会社



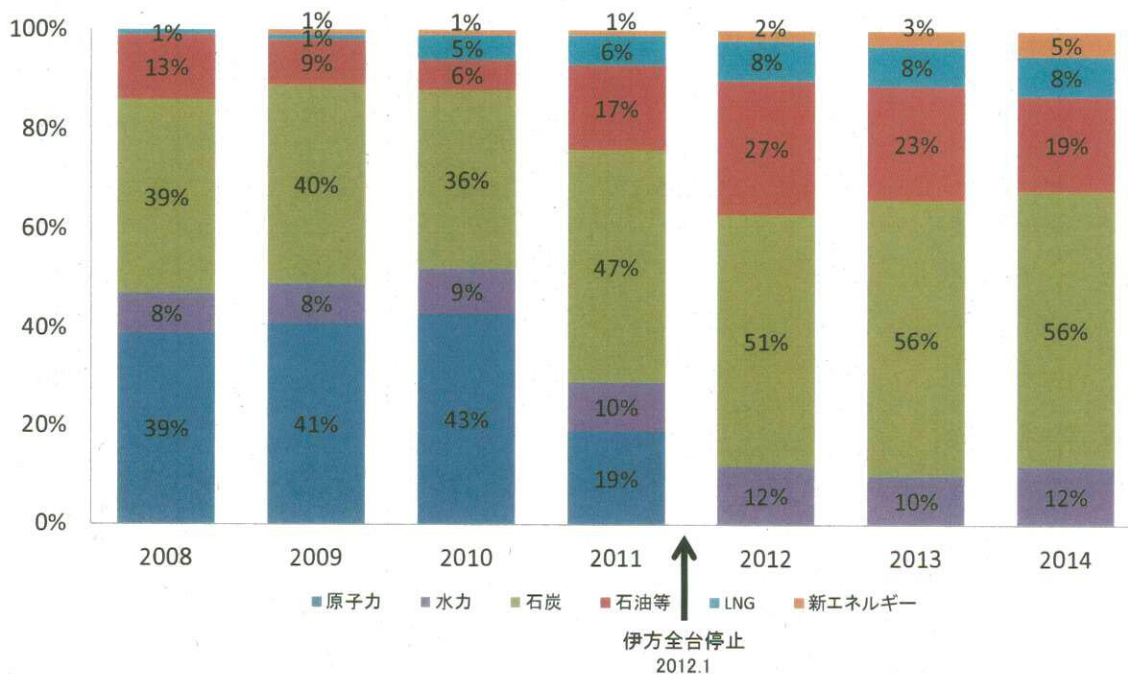
All Rights Reserved©2015 YONDEN Shikoku Electric Power Co.,Inc.

### 1. 発受電電力量構成比の推移（当社）

1

○ 伊方発電所が3基とも通常稼働していた2010年度以前は、原子力約4割、火力（石炭、石油、LNG）が約5割となっていたものの、伊方全台停止後は、石炭・石油火力が急増し、火力は8割を上回る水準まで高まっています。

#### ◇ 電源別発受電電力量構成比の推移（当社）

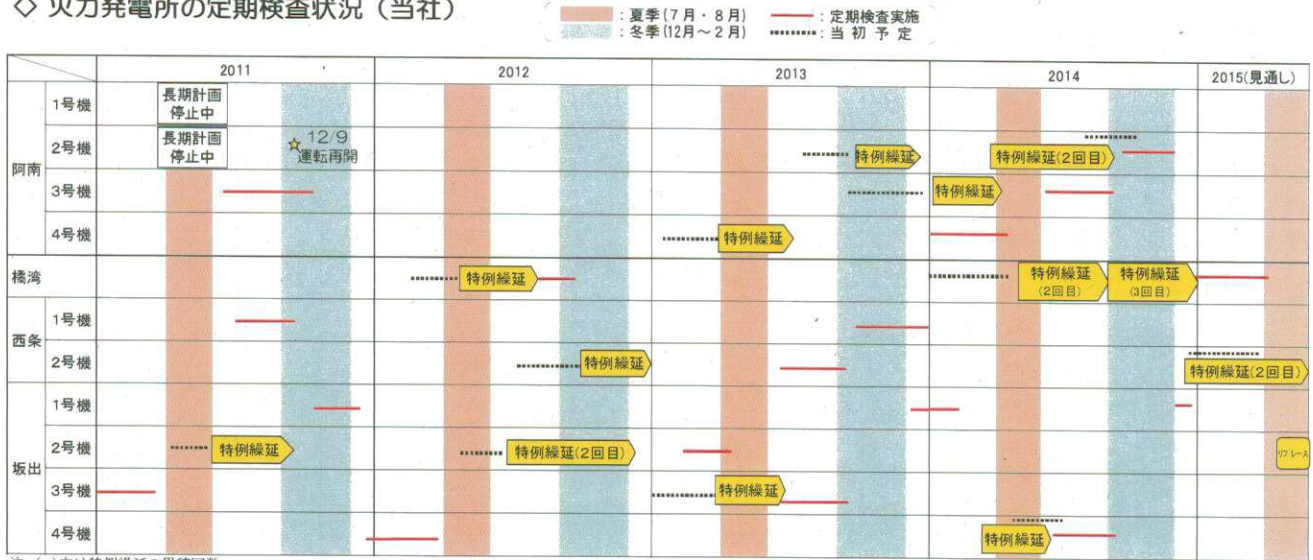


## 2. 火力発電所の定期検査の特例繰延の実施状況（当社）

2

○ 伊方発電所の全台停止に伴う電力需給の逼迫化を回避するため、電力需要が増加する夏季・冬季を中心に、法令で定められた火力発電所の定期検査について、特例的に実施時期を繰り延べています。こうした緊急避難的な措置により、必要な供給力の確保に努めているものの、火力発電所の設備トラブルの発生リスクも高まっています。

### ◇ 火力発電所の定期検査状況（当社）



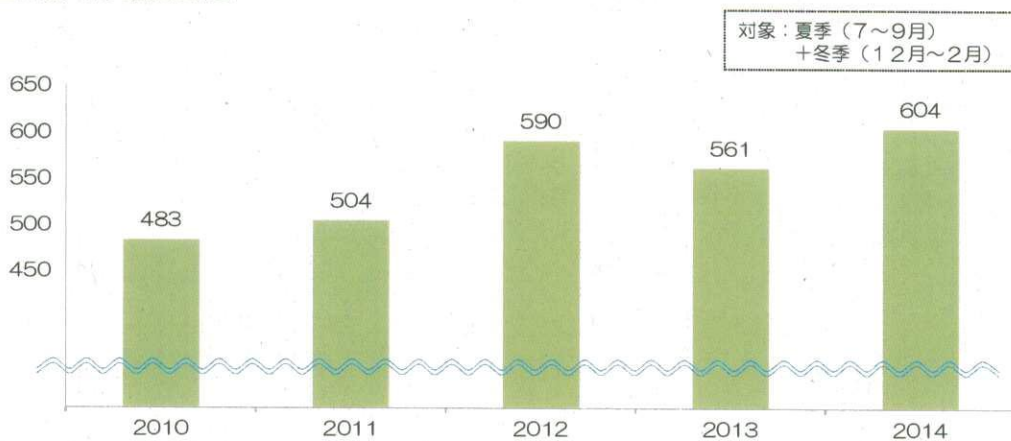
<参考> 特例繰延とは、今般の原子力発電所停止に伴う需給逼迫のため、法令で定めるインターバルで定期検査を実施できないことから、経済産業大臣に「定期事業者検査時期変更承諾申請書」を提出し、定期検査の実施時期を変更すること。

## 3. 火力発電所の計画外停止の件数の推移（9電力会社・当社）

3

○ 火力発電設備の高稼働が続くなか、設備トラブル等に伴う計画外停止件数は増加傾向にあります。

### ◇ 計画外停止件数（9電力会社）



出所：数値データは、2015.4.3「総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 電力需給検証小委員会（第9回）」資料より

### ◇ 計画外停止件数（当社）

年度	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度
件数	19件	23件	20件	30件	13件



◇九州電力(2012年2月3日)

【出所:2012.2.16「総合資源エネルギー調査会 総合部会 電力システム改革専門委員会 地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会(第1回)」資料より抜粋】

- 2012年2月3日午前3時55分から4時19分にかけて新大分発電所1~3号系列(LNG、229.5万kW)の燃料供給設備の不具合(燃料流量調整弁の駆動配管の凍結)により全号順次停止。
  - ・1号系列6軸(計69.0万kW)
  - ・2号系列4軸(計87.0万kW)
  - ・3号系列3軸(計73.5万kW)
- これを受けて、需要面では、午前中は他電力からの融通を240万kWを確保するとともに(全国融通の実績は210万kW)、緊急時の需要調整を予め契約している需要家46社(37万kW)に需要抑制を要請し、必要な供給力を確保。
- 不具合の生じた箇所の修復(燃料流量調整弁の作動回復)を行い、午前6時6分以降、1号系列第6軸から順次復旧。16時34分までに全13軸が復旧済み。

◇東京電力(2015年4月8日)

【出所:日本経済新聞ウェブサイト記事(2015/4/8)より】

東電、2年5カ月ぶり電力応援受ける 8日の寒波で

- 東京電力は8日、急な冷え込みを受けて電力需給が厳しくなったため、他社から原子力発電所1基分に相当する100万キロワットの応援融通を受けたと発表した。東電が応援を受けるのは2012年11月以来2年5カ月ぶり。冬の電力需要期が終わって発電所の検査を始めていたところに予想外の寒気が訪れ、暖房需要の急増に供給力が追いつかなかった。
- 8日午後6時~9時に中部電力から60万キロワット、東北電力から40万キロワットをそれぞれ受電した。最大需要4030万キロワットの予想に対し、4257万キロワットの供給力を確保した。供給余力を示す予備率は応援を受けない場合で3.1%と、停電の「危険水域」とされる3%に迫るため、融通によって予備率を5.6%まで改善した。東電以外の地域では需給に余裕があった。
- 東電は合計出力約820万キロワットの柏崎刈羽原発(新潟県)が停止中で、供給力に余裕がある状況ではない。火力発電所をフル稼働させているほか厳しい暑さや寒さが少なかったこともあり、12年11月以降は需給逼迫を回避していた。東電管内では100万キロワットの発電所が1基停止すると予備率は約2%低下する。

4. 今夏の電力需要見直しと諸対策

- 今夏については、需要面では節電効果を見込むとともに、供給面では従来から取り組んでいる火力発電設備の増出力運転や自家発電設備等からの受電を継続することにより、一定水準の予備率を確保できる見通しです。
- ただし、猛暑気温時に、火力発電設備がトラブル等により運転停止するなど、不測の事態が発生した場合には、供給力が不足するおそれもあります。

◇今夏の需給バランス見直し(2015年6月10日お知らせ)

(発電端:万kW、%)

項目 \ 需要	平年並み気温		猛暑気温	
	7月	8月	7月	8月
最大電力(A)	527		549	
供給力(B)	608	611	608	611
予備力(C=B-A)	81	84	59	62
予備率(C/A*100)	15.3	15.8	10.7	11.2

長期計画停止中であった阿南2号(22万kW:2011/9再稼働)の供給力含む

橘湾発電所(70万kW)が脱落した場合、当社単独では供給力不足に陥る可能性がある水準

※ 猛暑気温は、平成22年度夏季の気温相当  
 ※ 定着した節電効果として▲6.0%(平成22年度比)と評価し、これを目安に織込み

◇今夏における需要面での対策

(1) 節電のお願い

お客さまに、検針票の裏面などを活用して、日常生活や産業活動に支障のない範囲での節電にご協力をお願いするとともに、お客さまの取り組みにお役立ていただけるよう、節電方法の紹介や「でんき予報」を当社ホームページ等に掲載いたします。

【節電をお願いする期間】7月~9月の平日、お盆期間:8/13,14を除く

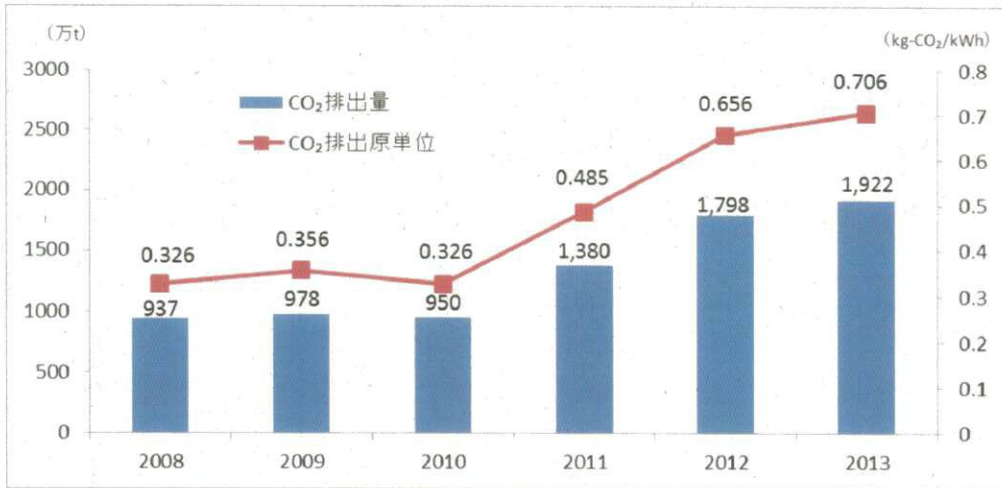
(2) ピーク抑制への取り組み

当社では、家庭用、業務用、産業用などのお客さまごとに、夏季ピークの負荷抑制やそれ以外の時間へ負荷移行により、電気料金の負担を軽減できるメニューを設定しご活用いただいております。

また、大口のお客さま(契約電力500kW以上)を対象に、設備のトラブルなど需給状況に不測の事態が発生した場合、当社からの事前連絡に基づき、お客さまに負荷抑制をお願いする「夏季ピーク電力調整プラン」を、今夏も導入いたします。

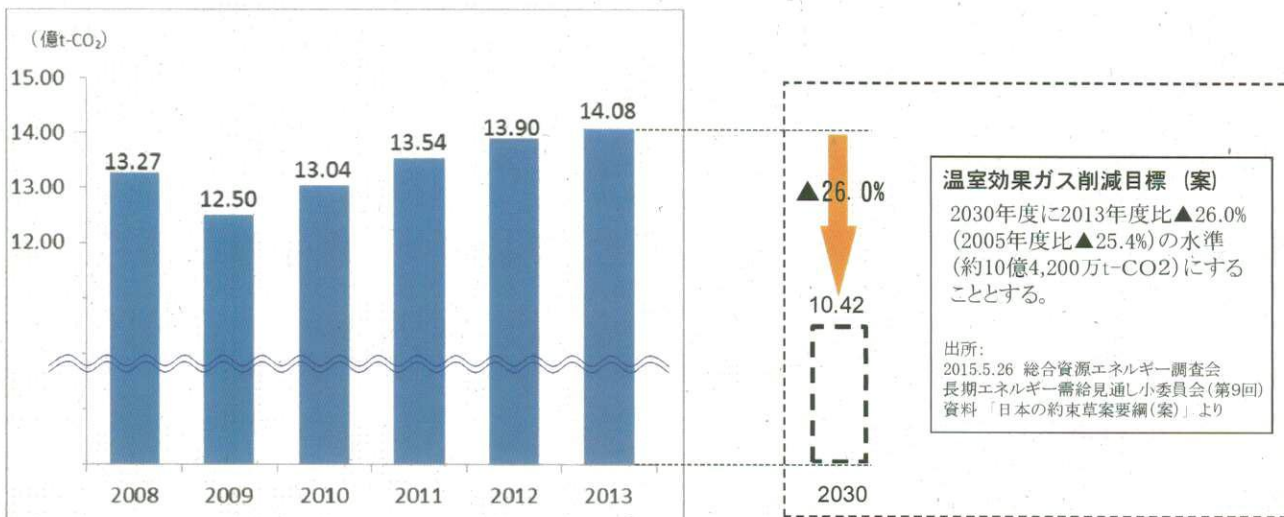
○ 伊方発電所の全台停止に伴う火力発電の稼働増により、CO<sub>2</sub>の排出量および排出原単位は、2010年度以前に比べ、2倍程度にまで増加しています。

◇ 当社 CO<sub>2</sub> 排出量・CO<sub>2</sub> 排出原単位の推移



<参考> CO<sub>2</sub> 排出量の推移（日本全体）

◇ 日本全体 CO<sub>2</sub> 排出量の推移

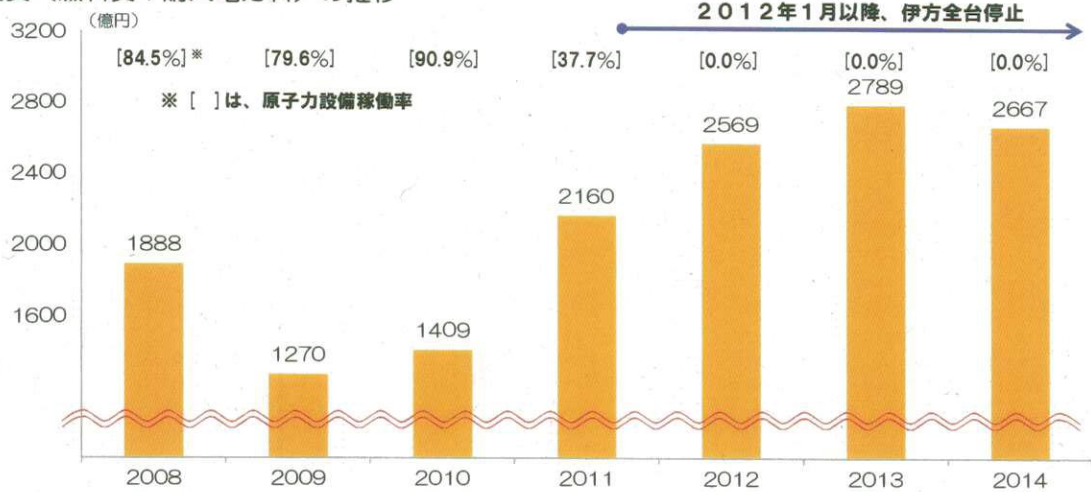


出所：数値データは、環境省「2013年度(平成25年度)の温室効果ガス排出量(確報値)について(2015.4.14)」より



○ 伊方発電所の全台停止に伴う火力発電所の稼働増により、需給関連費が増大化しています。

◇ 需給関連費（燃料費＋購入電力料）の推移

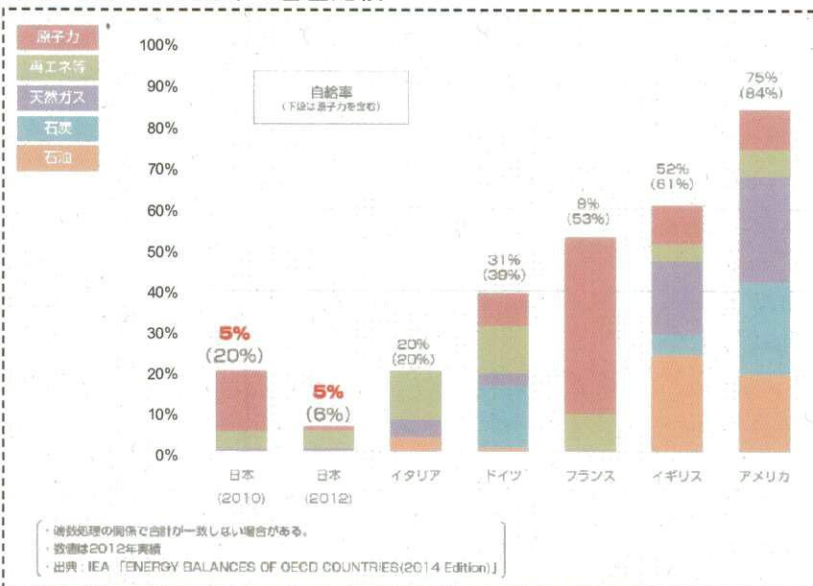


原油通関CIF (\$/b)	91	69	84	114	114	110	90
石炭通関CIF (\$/t)	134	98	113	144	127	108	93
LNG通関CIF (\$/t)	655	465	587	825	863	836	800
為替レート (円/\$)	101	93	86	79	83	100	110

7. バランスのとれたエネルギーミックスの構築

○ 資源に乏しい我が国においては、S（安全）＋3E（安定供給確保・経済性・環境保全）の観点から、特定の電源や燃料源に過度に依存しない、バランスのとれたエネルギーミックスを構築する必要があります。

◇ エネルギー自給率の各国比較



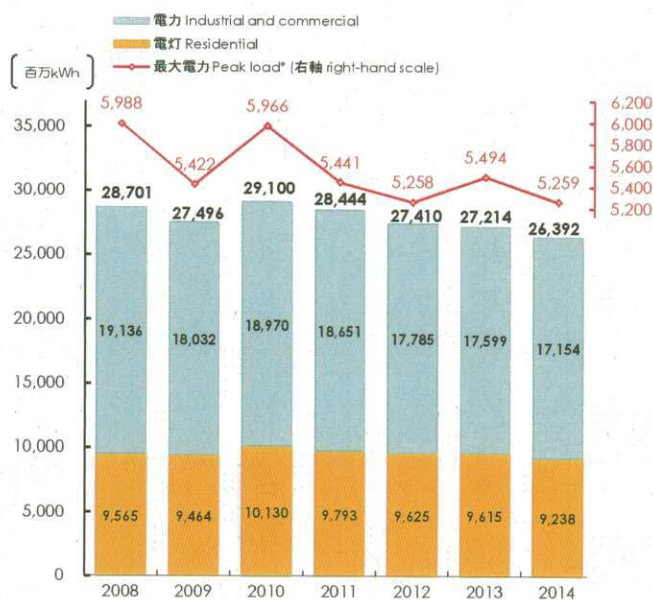
出所：電気事業連合会HPより

出所：電気事業連合会HPより

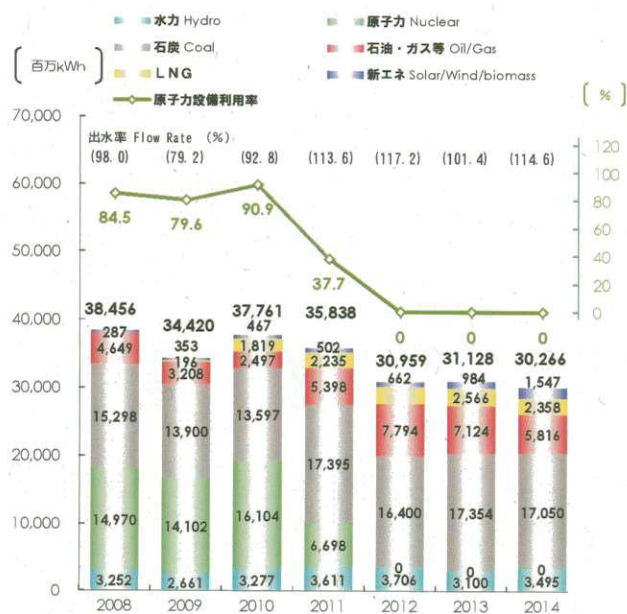
# 参 考

## 参考1. 当社の販売電力量・最大電力・発受電電力量等の推移

### ◇ 販売電力量と最大電力



### ◇ 発受電電力量・原子力設備利用率・出水率





◇ 原子力

	号機	出力 (万kW)	運転開始年月	運転開始後年数	備考
				H26年度末	
伊方	1	56.6	1977/9	37	
	2	56.6	1982/3	33	
	3	89	1994/12	20	

◇ 火力

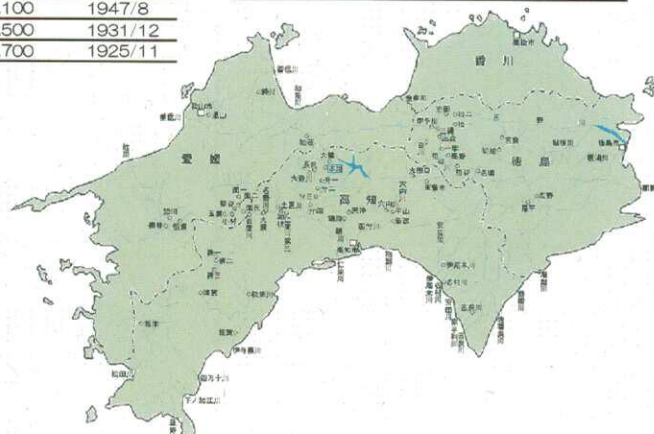
	号機	出力 (万kW)	主な燃種	運転開始年月	運転開始後年数	備考
					H26年度末	
阿南	1	12.5	石油	1963/7	51	長期計画停止中
	2	22	石油	1969/1	46	2011/9運転再開
	3	45	石油	1975/8	39	
	4	45	石油	1976/12	38	
橋湾	-	70	石炭	2000/6	14	
西条	1	15.6	石炭	1965/11	49	
	2	25	石炭	1970/6	44	1984/1ボイラのみ更新 (経年31年)
坂出	1	29.6	LNGCC	2010/8	4	
	2	35	石油	1972/5	42	2016/8にLNGCCに転換予定
	3	45	石油	1973/4	41	
	4	35	LNG(従来型)	1974/5	40	

◇ 水力

発電所名	最大出力 (kW)	運開
藤平1号	46,500	1968/5
藤平2号	150	2010/4
広野	35,700	1960/5
松尾川第一	20,800	1953/10
松尾川第二	21,400	1953/10
池田	5,000	1975/5
名瀬	1,300	1961/3
祖谷	6,300	1923/4
高野	5,200	1954/1
出合	9,500	1926/10
一宇	8,700	1936/1
三縄	7,000	1959/4
白川	400	1922/8
伊予川	3,100	1947/8
切越	4,500	1931/12
吉良	2,700	1925/11

発電所名	最大出力 (kW)	運開
吉良川	256	1922/7
名村川	420	1913/7
伊尾木川	7,700	1954/3
鏡川	3,300	1966/11
新改	9,300	1963/4
天神	11,800	1978/7
穴内川	12,500	1964/7
東豊永	6,500	1924/12
大田口	1,500	1965/1
平山	44,400	1963/4
長沢	5,200	1949/4
大橋	5,500	1939/12
大森川	12,200	1959/8

発電所名	最大出力 (kW)	運開
本川	615,000	1982/6
分水第一	26,600	1940/3
分水第二	7,800	1941/4
分水第三	10,900	1941/7
分水第四	8,100	1950/1
大渡	33,000	1981/8
名野川	1,200	1924/11
加枝	9,700	1941/11
土居川	1,400	1921/10
仁淀川第三	10,000	1958/8
岩屋川	1,800	1930/4
橋原川第一	1,550	1939/7
橋原川第二	6,000	1937/2
橋原川第三	2,800	1930/12
松葉川	320	1925/12
津賀1,2号	18,100	1944/4
津賀3号	550	1998/4
佐賀	15,700	1937/12
坂本	1,100	2000/8
面河第一	7,000	1928/3
面河第二	1,600	1940/4
面河第三	22,000	1984/6
第五黒川	5,500	1951/6
小村	2,900	1943/5
柳谷	23,800	1989/6
湯山	3,400	1957/9
純川	800	1920/5
榎林	5,000	1958/3
船渡	520	1926/10
惣川	1,130	1924/12
加茂	1,700	1914/2



◇ 再生可能エネルギー

発電所名	最大出力 (kW)	運開
松山太陽光	2,042	1996/3

◇ 当社の供給計画の概要（2015年度）

2015年度供給計画については、伊方発電所の再稼働の見通しが不透明であることから、供給力に係る項目を「未定」として、2015年3月31日に経済産業大臣に届出しました。

電力需要の見通し

	2013年度 (実績)	2014 (実績見込)	2015	2024	2013~2024 年平均伸び率
販売電力量 [億kWh]	272 <269>	264 <265>	266	266	▲0.2% <▲0.1%>
最大電力 [送電端:万kW]	524 <501>	491 <494>	499	495	▲0.5% <▲0.1%>

(注) < >内は気温補正後を示す

電源開発計画

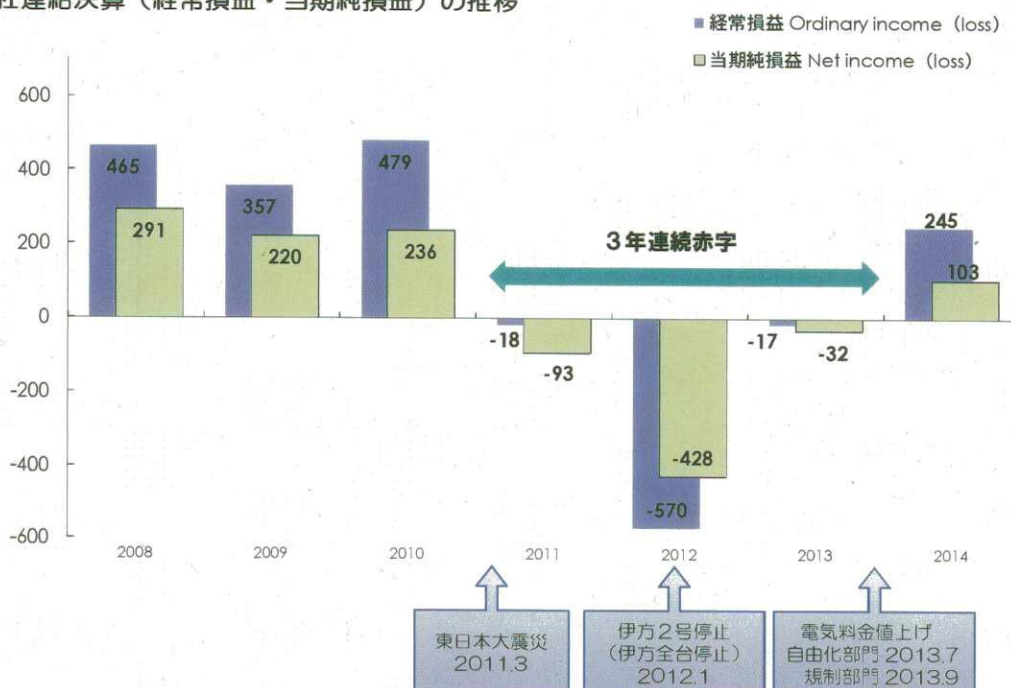
設備	発電所名	出力	運転開始年月
火力	坂出發電所2号 [ LNGコカイト サイクルヘリス ]	28.9万kW	2016年8月
	西条発電所1号*	5.0万kW	2022年度
水力	出合発電所(増出力)	9,600 kW (+ 100 kW)	2016年3月
	伊尾木川発電所(増出力)	7,900 kW (+ 200 kW)	2017年2月
	分水第一発電所(増出力)	29,900 kW (+3,300 kW)	2017年4月

\* 西条発電所1号機での自社応札を前提に、「新しい火力電源入札の運用に係る指針」に基づく火力電源入札を実施。

参考4. 当社連結決算（経常損益・当期純損益）の推移

○ 2014年度は、緊急避難的な費用抑制に努めたことに加え、原油価格の低下や出水の増加など一過性の収支改善要因もあり、4期振りに黒字を確保できました。

◇ 当社連結決算（経常損益・当期純損益）の推移



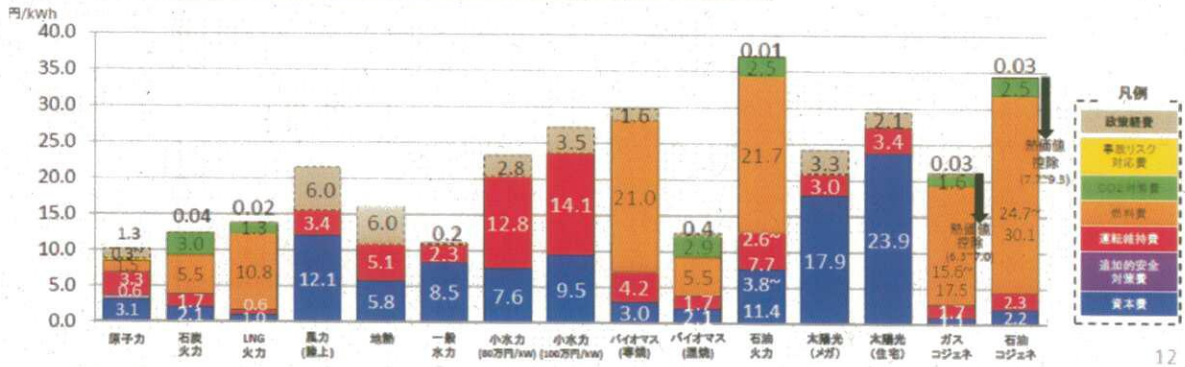


2014年モデルプラント試算結果概要、並びに感度分析の概要

電源	原子力	石炭火力	LNG火力	風力(陸上)	地熱	一般水力	小水力(80万kW)	小水力(100万kW)	バイオマス(専焼)	バイオマス(混焼)	石油火力	太陽光(効)	太陽光(住宅)	ガスコジェネ	石油コジェネ
設備利用率	70%	70%	70%	20%	83%	45%	60%	60%	87%	70%	30・10%	14%	12%	70%	40%
稼働年数	40年	40年	40年	20年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	20年	20年	30年	30年
発電コスト(円/kWh)	10.1~(8.8~)	12.3(12.2)	13.7(13.7)	21.6(15.6)	16.9※(10.9)	11.0(10.8)	23.3(20.4)	27.1(23.6)	29.7(28.1)	12.6(12.2)	30.6~43.4(30.6~43.3)	24.2(21.0)	29.4(27.3)	13.8~15.0(13.8~15.0)	24.0~27.9(24.0~27.8)
2011コスト等検証値	8.9~(7.8~)	9.5(9.5)	10.7(10.7)	9.9~(17.3)	9.2~(11.6)	10.6(10.5)	19.1~22.0	19.1~22.0	17.4~32.2	9.5~9.8	22.1~36.1(22.1~36.1)	30.1~45.8	33.4~38.3	10.6(10.6)	17.1(17.1)

原子力の感度分析(円/kWh)		化石燃料価格の感度分析(円/kWh)			
追加的安全対策費2倍	+0.6	燃料価格10%の変化に伴う影響(円/kWh)	石炭 約±0.4	LNG 約±0.9	石油 約±1.5
廃止措置費用2倍	+0.1				
事故廃炉・賠償費用等1兆円増	+0.04				
再処理費用及びMOX燃料加工費用2倍	+0.6				

※1 燃料価格は地元では昨年と比較して下落。それを踏まえ、感度分析を下記に示す。  
 ※2 2011年の設備利用率は、石炭:80%、LNG:80%、石油:50%、10%  
 ※3 ( )内の数値は政府経費を除いた発電コスト  
 ※4 地熱については、その予算節減政策経費は今後の開発拡大のための予算が大部分であり、他の電源との比較が難しいが、ここでは、現在計画中のものを加えた合計143万kWで算出した発電量で関連予算を機械的に除いた値を記載。



出所：総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 長期エネルギー需給見通し小委員会 発電コスト検証ワーキンググループ 「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告」(2015.5.26) より 抜粋

参考6. 原子力・火力電源の建設費・廃止措置費用

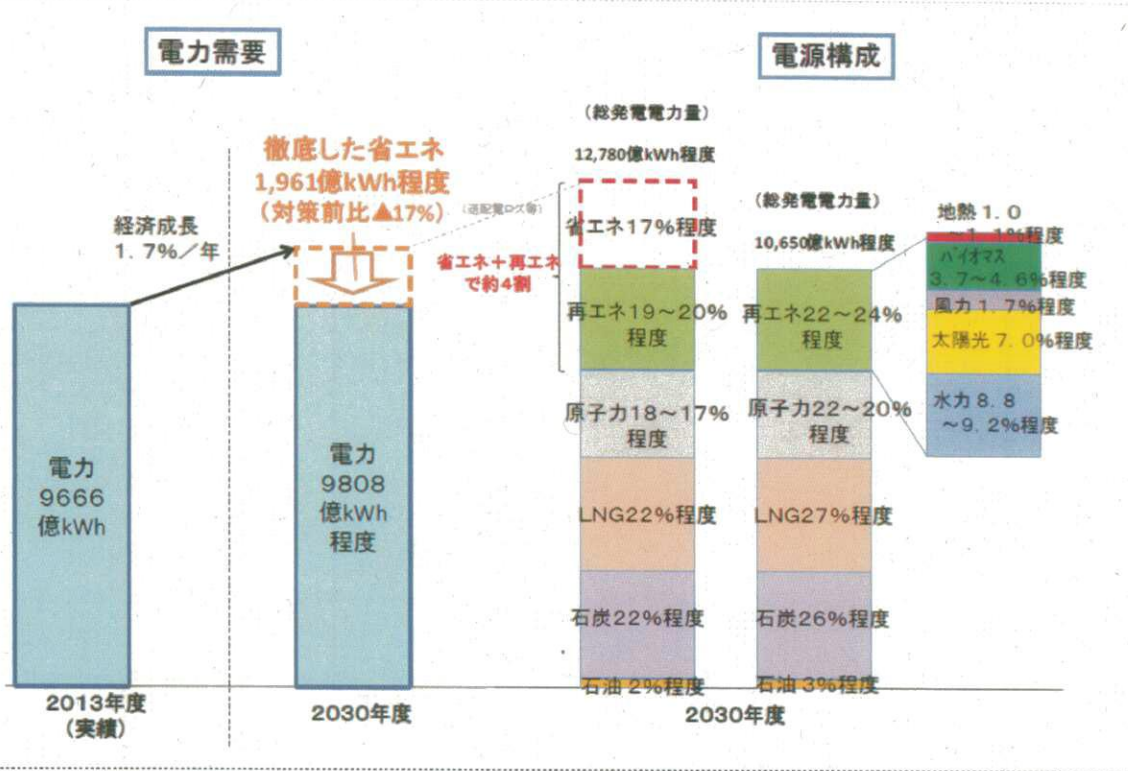
◇ 原子力・火力プラントの建設費・廃止措置費用（モデルプラント）

総合資源エネルギー調査会 発電コスト検証ワーキンググループ報告の「電源別発電コスト」の算定緒元とされた原子力・火力電源（モデルプラント）の建設費・廃止措置費用は以下のとおり。

	原子力	石炭火力	LNG火力	石油火力
モデルプラント規模(出力)	120万kW	80万kW	140万kW	40万kW
建設費	37万円/kW	25万円/kW	12万円/kW	20万円/kW
廃止措置費用(設備の廃棄費用)	716億円	建設費の5%	建設費の5%	建設費の5%

出所：数値データは、総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 長期エネルギー需給見通し小委員会 発電コスト検証ワーキンググループ 「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告」(2015.5.26) 参考資料2「各電源の諸元一覧」より

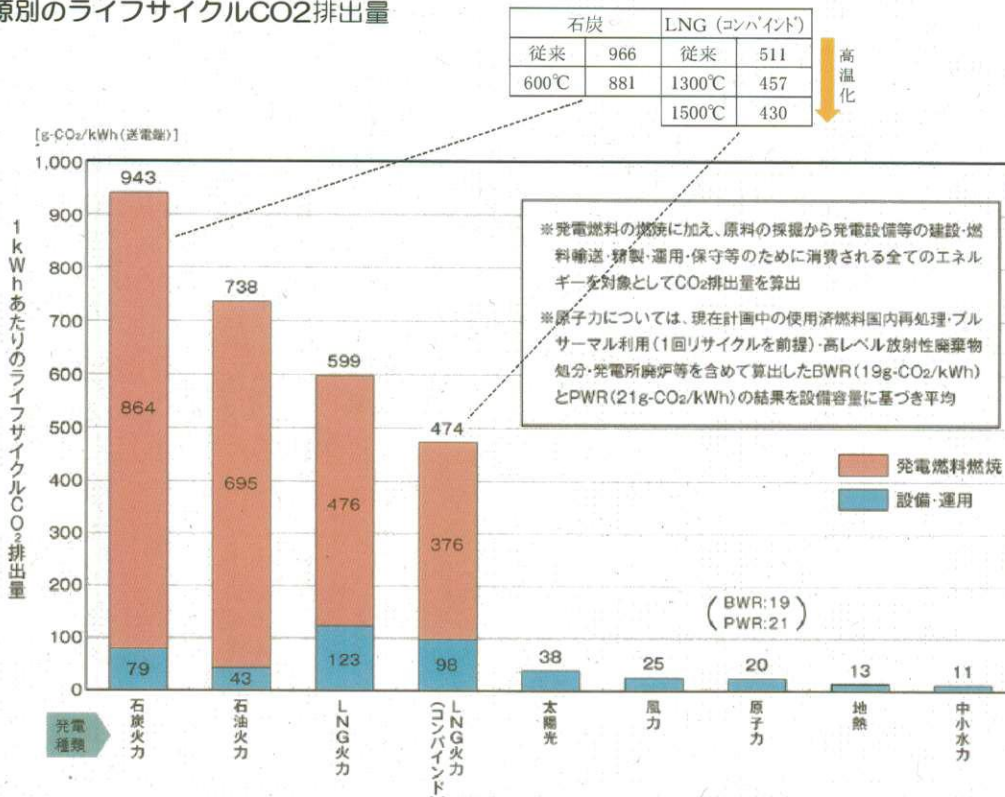
◇2030年度の電源構成（案）



出所：2015.6.1 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 長期エネルギー需給見通し小委員会(第10回)資料「長期エネルギー需給見通し(案)」より抜粋

参考8. 電源別のCO2排出量

◇各種電源別のライフサイクルCO2排出量



出所：数値データは、一般財団法人 電力中央研究所「日本の発電技術のライフサイクルCO<sub>2</sub>排出量評価」(2010.7)より (グラフは電気事業連合会HPより、上部の表は当社作成)