

2011.9.8

気候ネットワーク

## 追加試算 (2)

## 脱原発の複数シナリオ

東日本大震災から約半年がたとうとしているが、福島第一原子力発電所が安定し、事故が収束するにはなお長い時間を要するのに加え、放射能の汚染が全国的に広がっている。周辺住民の暮らしを根底から奪い、また、全国的に食品や土壌の汚染の影響が拡大する中、地震の多い国で原発を動かすことへの人々の不安は全くぬぐえていない。

世論調査では、約7割の市民が脱原発方針を支持する結果が出ている<sup>1</sup>。今や脱原発を目指すべきことは、圧倒的な市民の願いであり、これから議論を深めるべきは、脱原発の是非ではなく、その「スピード」と「道すじ」である。

震災から約1カ月後の4月19日、気候ネットワークではペーパー「「3つの25」は達成可能だ」<sup>2</sup>（本編と呼ぶ）において、原子力発電所を40年寿命で順次廃炉にし、2020年までに原発への依存度を現在の半分に減らしながら、2020年の温室効果ガスを90年比で25%削減する目標の達成は可能であるとの試算を発表した。これによれば、2020年時点で稼働する原発は20基となっている。

しかしその後、現実には原発の運転停止が進み、17か所ある原子力発電所サイトのいずれにおいても、原発の再稼働はほとんど難しい状況になっている<sup>3</sup>。そこで7月1日には、「追加試算(1) 全ての原発が停止する場合の影響について」<sup>4</sup>を発表し、2011～2013年の短期的な電力需給やコスト、CO<sub>2</sub>への影響を評価し、京都議定書の目標達成の可能性についても検討を行った。ここでは、電力需給には問題がないであろうこと、そして、省エネや再エネ導入、LNGシフトによって、燃料増を起さずCO<sub>2</sub>増加を抑えられる方策があることを示した。

それらを踏まえ、今回の追加試算(2)では、本編よりもさらに原発依存を下げるスピードを加速させ、全廃を前倒しする複数のケースについても追加的に検討する。そして、2020年断面における温室効果ガス25%削減の可能性を提示する。

<sup>1</sup> 2011年7月24日発表の共同通信調査では、70.3%が「賛成」「どちらかといえば賛成」と答え、菅総理の脱原発方針を支持。2011年8月8日発表の朝日新聞調査では、菅首相の次の首相にも原発に依存しない社会を目指す姿勢を引き継いだ方が良かったという回答が68%に達している。

<sup>2</sup> 気候ネットワーク「「3つの25」は達成可能だ」2011年4月19日、

<http://www.kikonet.org/iken/kokunai/archive/iken20110419.pdf>

<sup>3</sup> 2011年9月8日時点で稼働中の原発は11基となっている。実質的にフル稼働状態にあった調整運転中の泊原発3号機は営業が認められた。

<sup>4</sup> 気候ネットワーク「追加試算(1) 全ての原発が停止する場合の影響について」2011年7月1日

<http://www.kikonet.org/research/archive/energyshift/report20110701.pdf>

## 1. 脱原発と温暖化対策の考え方

脱原発をすれば CO<sub>2</sub>排出が増加するといわれる。しかし、これまでの原発拡大政策は、省エネや再生可能エネルギー対策を先送りし、排出量取引・炭素税・再生可能エネルギー全量固定価格買取制度導入を先送りする口実として使われてきた。CO<sub>2</sub>削減への寄与どころか、逆に排出増を引き起こしてきた隠れた主役と見ることも出来る。福島原発事故後、もはや今後の原発新增設はありえず、既存原発の老朽化が進むことを考えれば、原発依存が確実に下がっていくことは客観的事実である。一方、気候変動問題に対処するためには、先進国は少なくとも 2020 年に 25~40%削減(1990 年比)、2050 年に 80~95%削減が必要とされており、今後の大幅な削減が求められている。仮に原発の多少の延命が図られるとしても、それが、これから大胆に進めていく気候変動対策に寄与することはなく、対策手段には到底なりえない。

また、今回経験した事故で明らかなように、命や経済に対する甚大なリスクを伴うものや、将来にわたって他に環境負荷をもたらすものは、たとえ CO<sub>2</sub>削減効果が認められる場合があっても、削減対策の選択肢とするべきではない。他にもさまざまに削減対策はある。「原発で地球温暖化防止」との看板は降ろし、温室効果ガスの大幅削減を導くさまざまな有効な対策を進めていく方針を取る必要がある。その方向性で、以下の試算を行う。

## 2. 削減にあたっての方針、ケース分け

気候変動による極めて深刻な被害と、取り返しのつかない気候異変を回避するために、地球の平均気温を 2°C未満に抑えなくてはならないことは、世界の共通認識である。しかし、対策の遅れでその選択肢の可能性は失われつつあると言われている。この 5~10 年のうちに低炭素社会へ本格的に移行することが世界的課題となっている。

これからの日本の脱原発への道すじは、この気候変動対策と一体的に進めなくてはならない。日本政府が掲げる 2020 年 25%削減目標は、福島原発事故の前と変わらず国内の削減目標として達成すべきものであり、それは可能である。

今回の追加試算(2)では、25%削減の達成を目指す上で、本編で試算した基本・追加対策ケースそれぞれにおける、下記の脱原発前倒しケースについて追加検討する。

### 地球温暖化対策想定

基本対策 (本編で試算)	省エネ、再生可能エネ、燃料 転換における、幅広い効率改 善対策
追加対策 (本編で試算)	基本対策の効率改善対策に 加え、生産や輸送のスリム化 をはかる

×

### 原発想定

ケース 1 (本編で試算)	原発 40 年廃炉+地震で特に 懸念される原発の停止
ケース 2 (今回試算)	原発 30 年廃炉+地震で特に 懸念される原発の廃止
ケース 3 (今回試算)	2020 年までに全ての原発を 廃止

## 2. 想定した対策

### 3.1 対策の概要

エネルギー転換部門以外の、需要側の省エネ対策（基本・追加）は、本編で示した通り（表 3.1）とした。今回の試算では、発電所の排出削減対策と再生可能エネルギーの対策のみを、本編よりも強化するものとして、次の対策を想定する（表 3.2）。

表 3.1 需要側の省エネ対策（基本・追加）について

	基本対策	追加対策（基本対策に追加する対策）
産業	省エネ： 素材系製造業：約▲10%、 素材以外の製造業：▲15% 自家発▲20%、産業用蒸気▲10% 燃料転換： 製造業：石炭（一般炭）▲70%、石油▲90% 非製造業：石油▲30% 再エネ： 非製造業で再エネ熱利用 10%（太陽熱、バイオマスなど）を想定	生産量： 建材生産減少で、鉄セメントの生産▲10%、化学素材の生産▲5% 省エネ（広義）： リサイクル向上で、電炉鉄の割合が50%に 再エネ： 窯業土石 10%、化学 5%
	CO <sub>2</sub> 削減	▲26.1%（90年比）
業務	基本対策	追加対策
	省エネ：▲31%	燃料転換：石油→ガス▲10%
CO <sub>2</sub> 削減	▲22.2%（90年比）	▲30.0%（90年比）
家庭	基本対策	追加対策
	省エネ：▲30%	
CO <sub>2</sub> 削減	▲38.9%（90年比）	▲38.9%（90年比）
運輸	基本対策	追加対策
	乗用車の省エネ 4割 トラックの省エネ 17%	輸送量： 貨物・旅客輸送量▲10%（建材生産減少等で） 再エネ： バイオ燃料 3%
CO <sub>2</sub> 削減	▲21.0%（90年比）	▲31.0%（90年比）
エネ起源 CO <sub>2</sub> 以外	基本対策	追加対策
	廃棄物減量対策 廃棄物 CO <sub>2</sub> ▲20% メタン▲6% N <sub>2</sub> O▲4% 代替フロン類 脱フロン：HFC▲20%、PFC▲35%、SF <sub>6</sub> ▲30% （HFC は冷媒と断熱材、PFC は洗浄、SF <sub>6</sub> はマグネシウム製造分など） 漏洩防止： HFC▲20%、PFC▲43%、SF <sub>6</sub> ▲18% （HFC は業務用冷凍空調機器など、PFC と SF <sub>6</sub> は半導体・液晶工場の除害装置完備）	工業プロセス CO <sub>2</sub> ▲10% （建材生産減少等で）
CO <sub>2</sub> 削減	▲11.7%（90年比）	▲18.1%（90年比）

表 3.2 ケースごとの対策の想定\*

		(本編) ケース 1 原発 40 年 + 浜岡等廃炉	ケース 2 原発 30 年 + 浜岡等廃炉	ケース 3 原発 2020 年全廃
原 発	廃炉の対象	運転開始後 40 年のもの + 浜岡、柏崎刈羽	運転開始後 30 年のもの + 浜岡、柏崎刈羽	全部
	設備容量(2011 年 3 月 11 日前比)	▲50%	▲76.5%	▲100%
	設備利用率	60%	60%	60%
そ の 他 電 力	石炭火力発電所電力量(07 年比)	▲70%	▲75%	▲83%
	石油火力発電所電力量(07 年比)	▲70%	▲90%	▲90%
	LNG 火力発電所発電効率	50% (旧型を最新型に)	50% (旧型を最新型に)	50% (旧型を最新型に)
	再生可能電力割合(2020 年) (うち大規模水力以外)	25% (15%)	30% (20%)	35% (25%)
	再生可能電力量(2020 年) (うち大規模水力以外)	1870 億 kWh (1095 億 kWh)	約 2200 億 kWh (約 1500 億 kWh)	約 2600 億 kWh (約 1900 億 kWh)
	電力需要(07 年比)	▲25%	▲25%	▲25%
電力以外の対策 (表 3.1)	各種の省エネ対策	本編と同じ	本編と同じ	
活動量など (電力量以外) (表 3.1)	基本・追加の 2 通り	本編と同じ	本編と同じ	

\*網掛けが、本編よりも対策を強化するもの。

## 3.2 発電所の対策

### (1) 原子力発電所

原子力発電については、全てのケースにおいて、今後新設は禁止され、工事中のものも全て中断され解体されるものとする。なお、プルサーマル及び核燃料サイクルは、直ちに廃止する<sup>5</sup>。

また、従来動いている原発は、運転開始後 40 年で廃炉するケース (ケース 1・本編) に加え、新たに以下の 2 つのケース分けをした。

ケース 2 は、運転開始後 30 年で廃炉 (北海道電力泊 3 号 (2009 年運転開始) が停止する 2039 年をもって完全に脱原発をする) とし、さらに地震の懸念の大きなものとして、東海地震と中越沖地震が懸念される浜岡原発 (中部電力、静岡県)、と柏崎刈羽原発 (東京電力、新潟県) も廃炉と仮定している。この場合、2020 年において 12 基の原発 (設備容量計 1160 万 kW) が残り、まだ稼働していることになる。(表 3.3)。

ケース 3 は、2020 年段階で全ての原発が廃止されていると仮定する。なお、2020 年までに完全に脱原発をする経路には、再稼働なしに止めてしまう方法、それぞれの原発の廃炉までの寿命を早める方法、運転 30 年で廃炉にしていき 2020 年時点で残る 12 基の原発を一斉に停止する方法など、いく通りかのやり方があるが、2020 年までの道すじについては次の試算で検討することとし、ここではそれを予断せず、2020 年断面でゼロになっているものと想定することに止める。

<sup>5</sup> プルサーマル発電を行っている原発 (玄海 3 号、伊方 3 号、高浜 3 号) は、仮に再稼働する場合には通常燃料とするべきである。

表 3.3 原子力発電所の想定

			設備容量 万 kW	2020 年時点の 運転の有無		運転開始	備考
				ケース2	ケース3		
北海道電力	泊	1号	57.9	×	×	1989 年 6 月	2019 年で運転開始 30 年
		2号	57.9	○	×	1991 年 4 月	
		3号	91.2	○	×	2009 年 12 月	
東北電力	女川	1号	52.4	×	×	1984 年 6 月	2014 年で運転開始 30 年
		2号	82.5	○	×	1995 年 7 月	
		3号	82.5	○	×	2002 年 1 月	
	東通	1号	110.0	○	×	2005 年 12 月	
東京電力	福島第一	1号	46.0	×	×	1971 年 3 月	廃炉
		2号	78.4	×	×	1974 年 7 月	
		3号	78.4	×	×	1976 年 3 月	
		4号	78.4	×	×	1978 年 10 月	
		5号	78.4	×	×	1978 年 4 月	
		6号	110.0	×	×	1979 年 10 月	
	福島第二	1号	110.0	×	×	1982 年 4 月	地震で停止、そのまま稼働なしと想定
		2号	110.0	×	×	1984 年 2 月	
		3号	110.0	×	×	1985 年 6 月	
		4号	110.0	×	×	1987 年 8 月	
	柏崎刈羽	1号	110.0	×	×	1985 年 9 月	中越沖地震で被災、そのまま稼働なしと想定
		2号	110.0	×	×	1990 年 9 月	
		3号	110.0	×	×	1993 年 8 月	
		4号	110.0	×	×	1994 年 8 月	
5号		110.0	×	×	1990 年 4 月		
6号		135.6	×	×	1996 年 11 月		
7号		135.6	×	×	1997 年 7 月		
中部電力	浜岡	1号	(54.0)	廃炉	廃炉	1976 年 3 月	01 年運転停止、09 年廃止
		2号	(84.0)	廃炉	廃炉	1978 年 11 月	03 年運転停止、09 年廃止
		3号	110.0	×	×	1987 年 8 月	東海地震震源域で停止、そのまま稼働なしと想定
		4号	113.7	×	×	1993 年 9 月	
		5号	138.0	×	×	2005 年 1 月	
北陸電力	志賀	1号	54.0	○	×	1993 年 7 月	
		2号	120.6	○	×	2006 年 3 月	
関西電力	美浜	1号	34.0	×	×	1970 年 11 月	2020 年までに運転開始 30 年超
		2号	50.0	×	×	1972 年 7 月	
		3号	82.6	×	×	1976 年 12 月	
	高浜	1号	82.6	×	×	1974 年 11 月	
		2号	82.6	×	×	1975 年 11 月	
		3号	87.0	×	×	1985 年 1 月	
		4号	87.0	×	×	1985 年 6 月	
	大飯	1号	117.5	×	×	1979 年 3 月	
		2号	117.5	×	×	1979 年 12 月	
		3号	118.0	○	×	1991 年 12 月	
4号		118.0	○	×	1993 年 2 月		
中国電力	島根	1号	46.0	×	×	1974 年 3 月	2020 年に運転開始 30 年超
		2号	82.0	×	×	1989 年 2 月	
四国電力	伊方	1号	56.6	×	×	1977 年 9 月	
		2号	56.6	×	×	1982 年 3 月	
		3号	89.0	○	×	1994 年 12 月	

九州電力	玄海	1号	55.9	×	×	1975年10月	2020年に運転開始30年超
		2号	55.9	×	×	1981年3月	
		3号	118.0	○	×	1994年3月	
		4号	118.0	○	×	1997年7月	
	川内	1号	89.0	×	×	1984年7月	2020年に運転開始30年超
		2号	89.0	×	×	1985年11月	
日本原電	東海	第二	110.0	×	×	1978年11月	
	敦賀	1号	35.7	×	×	1970年3月	
		2号	116.0	×	×	1987年2月	
稼働原発数				12基	0基		
原発設備容量合計(kW)			4,896	1,160	0		
2007年の設備容量合計を100とした場合の増減率				▲76%	▲100%		

## (2) 火力発電所

火力発電所については、表3.1の通り、ケース2・3では、本編のケース1と比べて、石炭火力発電所と石油火力発電所の発電量をさらに削減することを想定する。LNG火力については、全てのケースとも、現状で旧型設備と複合型設備が同程度であるのを、2020年までに全てコンバインドサイクルに置き換えると想定<sup>6</sup>している。これにより、LNG火力の平均発電効率は現在の約41%から約50%まで上がる。これにより、CO<sub>2</sub>排出量、燃料消費量、燃料コストは現状より約20%の削減となる。LNG火力発電所の効率向上は図3.1のイメージで進めて行く。

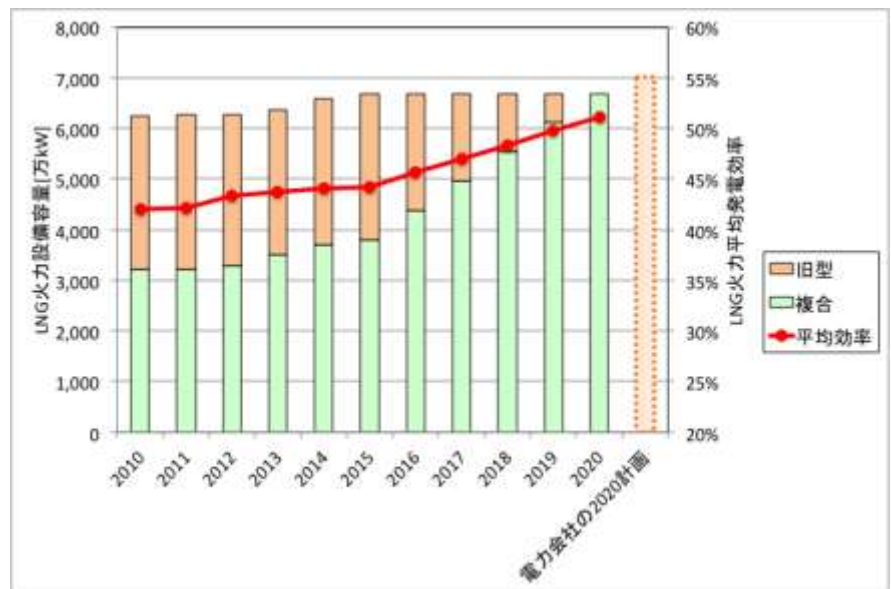


図3.1 LNG火力発電所の段階的な効率向上

図3.1のイメージで進めて行く。

## (3) 再生可能エネルギー電力

再生可能エネルギー電力は、本編「ケース1」では、2020年に電力全体の25%を占めるとしたが、「ケース2」では、電力全体の30%を再生可能エネルギー電力が占めると想定した。再生可能エネルギー電力量は、大規模水力を含めて約2200億kWh、大規模水力を除くと約1500億kWhになると想定している(表3.2)。

また、「ケース3」では、電力全体の35%を再生可能エネルギー電力が占め、大規模水力を含めて約

<sup>6</sup> LNG火力発電所は、現在120基以上あり(電気事業者・IPPのみ。自家発電を除く)で、そのうち1980年前半までに運転開始になったものはほぼ旧型設備である。置き換えの実現可能性については、「5.試算の実現可能性」で述べる。

2600 億 kWh、大規模水力を除くと約 1900 億 kWh になると想定している（表 3.2）。

これらの 1500～1900 億 kWh を満たす再生可能エネルギー電力には多様な選択がある。それぞれのケースの再生可能エネルギー導入量を上回る例を表 3.4 に示す。これらの組み合わせはさまざまに考えられ、それぞれの今後のコスト低減や技術開発等にもかかっている。また、ここでは見込んでいないが、太陽熱発電や洋上風力発電についても諸外国では導入されている。とりわけ洋上風力は国内で実験が進められており、2020 年にはより現実的な選択肢になっている可能性も大きい。

表 3.4 再生可能エネルギー電力の導入例

種類	ケース 1 (25%) を満たす例		ケース 2 (30%) を満たす例		ケース 3 (35%) を満たす例	
	電力量 [億 kWh]	出典	電力量[億 kWh]	出典	電力量[億 kWh]	出典
太陽光 発電	401	環境省 (2009/2)(*1)	401	環境省 (2009/2)(*1)	526	環境省 (2010.12)(*7)
風力発電	201	環境省 (2009/2)(*1)	420	環境省 (2011.4)(*5)	1437	環境省 (2011.4)(*8)
バイオマ ス発電	252	環境省 (2010/12)(*2)	252	環境省 (2010/12)(*2)	252	環境省 (2010/12)(*2)
小水力	200	環境省 (2010/12)(*3)	320	環境省 (2010/12)(*6)	320	環境省 (2010/12)(*6)
地熱発電	64	環境省 (2009/2)(*1)	105	環境省 (2010.12)(*2)	105	環境省 (2010.12)(*2)
(大規模 水力)	(775)	需給部会 (2009/8)(*4)	(775)	需給部会 (2009/8)(*4)	(775)	需給部会 (2009/8)(*4)
<b>合計</b>	<b>1892</b>		<b>2273</b>		<b>3491</b>	
電力に占 める割合	25%		30%		47%	

(\*1) 環境省 再生可能エネルギー普及方策検討会、2009.2

(\*2) 環境省 中長期ロードマップ、2010.12

(\*3) (\*2)に同じ、20%削減ケースの値

(\*4) 総合資源エネルギー調査会「長期エネルギー需給見通し(再計算)」2009.8、努力継続ケースの値

(\*5) 環境省 2010 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査、2011.4. FIT 対応シナリオ（最低値）、設備利用率 20%で算定

(\*6)(\*2)に同じ、25%削減ケースの値

(\*7) (\*2)に同じ、住宅・非住宅の合計

(\*8) (\*5)に同じ、FIT 対応シナリオの中間値

#### (4) 「省エネ発電所」

2020 年までに電力量を 2007 年比 25%削減する（本編の対策に同じ）。

ここでは、2011～12 年の夏のピークカットを、深夜労働シフトや、冷房を無理して止めるといった持続的ではない対策によって実現するのではなく、効率改善など来年以降も継続できる対策で、省エネ設備投資を積み重ねて実現するものとしている。

#### 4. 試算結果 ～どのケースでも 25%削減は達成～ 異なるのは対策実施のスピード

前回行った本編（ケース1）では、日本の温室効果ガスは、2020年までに、基本対策で28%削減、追加対策で35%削減が可能であるとの試算結果だった。

今回の「ケース2」「ケース3」では、前述の通り、消費側の削減対策は、本編（ケース1）と同様に電力量を2007年比25%削減するとし（図4.1）、再生可能エネルギーを「ケース2」で30%、「ケース3」で35%まで拡大し、火力発電所での排出削減対策を強化することとした。これらの発電部門の対策強化により、発電所において「ケース1」と同レベルのCO<sub>2</sub>削減を導き出すことが出来、日本の温室効果ガス全体も、ケース1と同レベルの25%以上の削減（基本対策：28%削減、追加対策：35%削減）が可能となる（表4.1）。いかなるケースでも発電所の削減可能性が最も大きく、日本全体の削減対策の約半分を占める。

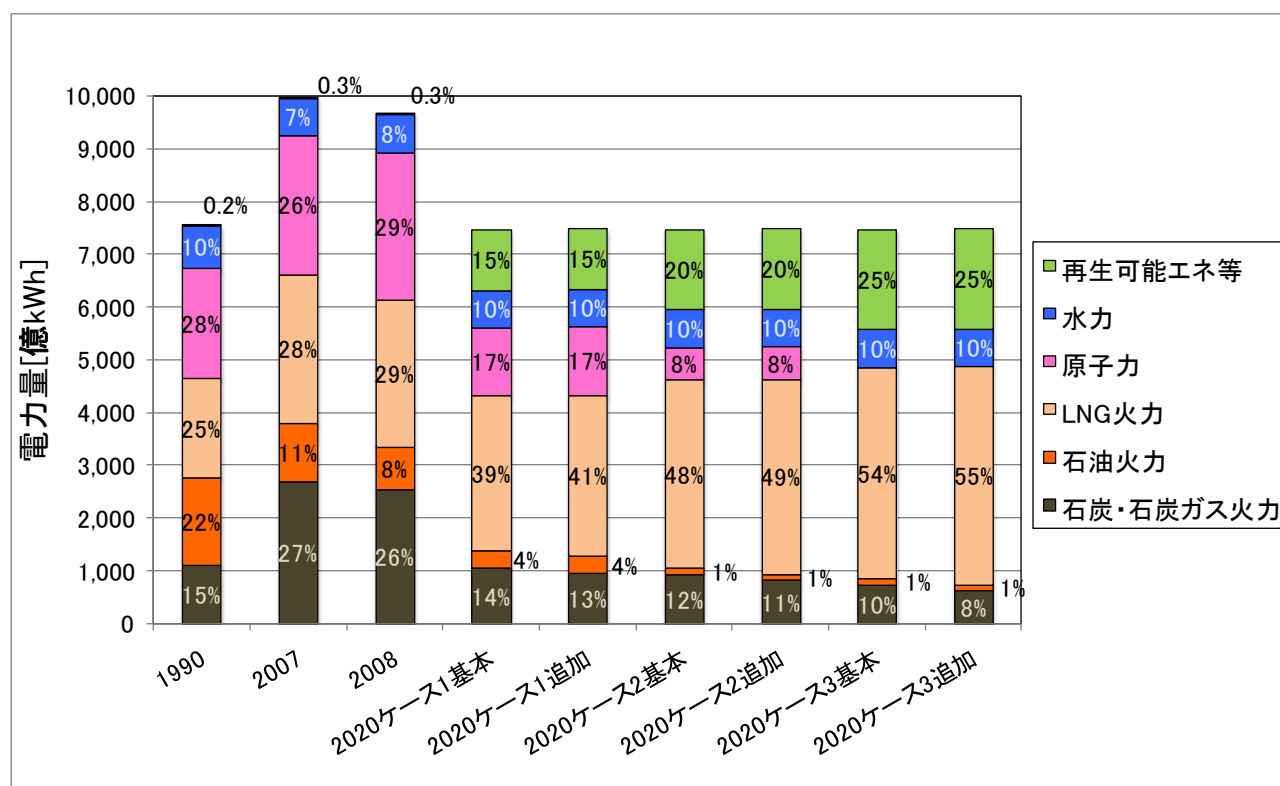


図 4.1 電源構成と発電量

表 4.1 ケース毎の温室効果ガス削減効果

温室効果ガス排出量 (2020年, 90年比)	ケース1 (本編) 原発40年+浜岡等廃炉		ケース2 原発30年廃炉+浜岡等		ケース3 全て廃炉	
	基本対策	追加対策	基本対策	追加対策	基本対策	追加対策
温室効果ガス全体	▲28%	▲35%	▲28%	▲35%	▲28%	▲35%
発電所のCO <sub>2</sub>	▲29%	▲30%	▲29%	▲30%	▲29%	▲30%

※ケース2、ケース3は、共に発電所の対策と再生可能エネルギー対策を強化している（表3.2参照）。



## 5. 試算の実現可能性

前節で述べた試算で想定した対策の実現可能性について、燃料増加、技術対応力、対策コスト等の観点から検討した。

### (1) 燃料増加

本編「ケース 1」に比べて、「ケース 2」「ケース 3」ではより大胆に、高効率 LNG への転換を前倒しで実施し、石炭・石油の火力発電所の削減を行うこととしている。本編（ケース 1）の試算では、電力消費の削減によって、LNG を含む 2020 年の発電用燃料の消費量は、省エネ効果によって 2007 年比でむしろ減少するとの結果であった。原発の廃炉のスピードを早める「ケース 2」、「ケース 3」の場合は、発電用 LNG 燃料の投入量（消費量）は増える。しかし、LNG 発電量は大きく増えるのに対し（最大約 42%増）、燃料消費量は、2020 年までに発電効率が 20%以上改善している効果によって、最大でも 24%増にとどまる。一方、LNG より燃料費の高い石油の量が 2007 年時点より大きく減るため、石油と LNG の発電用燃料の和は 2007 年比で大きく減少する（表 5.1）。

表 5.1 発電用燃料投入量（消費量）（単位：PJ）

		ケース 1		ケース 2		ケース 3	
		原発 40 年+浜岡等廃炉		原発 30 年廃炉+浜岡等		2020 年全て廃炉	
		基本対策	追加対策	基本対策	追加対策	基本対策	追加対策
2007 年度	LNG	2,317					
	石油+LNG	3,412					
2020 年度	LNG	1,852	1,908	2,412	2,469	2,822	2,879
	(07 年比)	(▲20%)	(▲18%)	(+4%)	(+7%)	(+22%)	(+24%)
2020 年度	石油+LNG	2,180	2,237	2,522	2,579	2,932	2,989
	(07 年比)	(▲36%)	(▲34%)	(▲26%)	(▲24%)	(▲14%)	(▲12%)

注：2007 年度の LNG 消費量は原油換算約 6100 万 KL に相当。原油換算百万 KL=38.2PJ

資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」のデータを下に気候ネットワーク作成

### (2) 技術対応力／本編との対策強化の差

#### ・省エネ技術について

本編（ケース 1）の対策技術は、現時点で実用化されていないものは想定していない。すでに商業的に販売され、注文があれば工場で生産でき、価格も予想可能なものを織り込んでいる。タイムスパンも、設備改修時に省エネ技術更新を確実に実施することとしており、現実的なものである。この点はケース 2 もケース 3 も同様であり、実現可能と考えられる。

#### ・LNG 火力発電について（末尾の LNG 火力発電一覧を参照）

本編（ケース 1）に比べ、「ケース 2」「ケース 3」では、LNG への燃料転換をより一層進めている。LNG 火力発電の新設・更新に関しては、各電力会社の 2023 年までの既存の建設計画（約 2000 万 kW 分）を 3 年前倒しして 2020 年までに運転開始をすることに加え、約 1300 万 kW の建て替え分を上乗せするこ

と、一方で効率の悪い旧型設備 3000 万 kW を廃止し、2020 年には全 LNG 火力がコンバインドサイクルに転換することを想定している。

旧型設備には石油ショック前の 1960 年代に建設されたものも多く、老朽化が進み、効率も非常に悪い。1 年で平均 330 万 kW (LNG 火力全体の 6%) を新設し、平均 300 万 kW を閉鎖していくスピードは、建設が数年で可能であることから考えても、現実的なものと言える<sup>7</sup>。効率が悪い旧型の更新または新設火力へのバトンタッチは環境対策と安全対策を兼ね備えたものと言えるだろう。

また、LNG 火力はここでは大型火力発電所を想定したが、LNG や都市ガスを燃料とする小型ガスタービン火力を地域に分散して設置することで LNG を増やしていくこともできる。この場合には工事期間はさらに短く、コージェネレーションによる排熱利用が期待される。

#### ・再生可能エネルギー普及

本編 (ケース 1) に比べ、「ケース 2」「ケース 3」では、再生可能エネルギー普及をより一層進めている。

再生可能エネルギーの 2020 年の導入量については、表 3.4 に例を示したところである。2020 年までの導入量やスピードは、8 月に法律が成立した再生可能エネルギー善良固定価格買取制度 (FIT) のもと、再生可能エネルギー事業者の採算性が確保され、送電網への優先アクセスが保証され、地元住民や協同組合、地元企業が中心になって設置することが加速されれば、問題なく実現できるものと考えられる。また、再生可能エネルギーは大型電源より工事期間が短いというメリットがある。

一部に、再生可能エネルギー電力の導入でコストが高くなることを懸念する声については、次項で紹介する。

#### (参考) 原子力発電建設計画の現実性

比較のために、原子力発電の建設計画の現実性を考えてみたい。例えば、福島第一原発 7・8 号機は、運転開始予定 2005 年 10 月・2006 年 10 月として建設計画され、2000 年に環境影響評価手続きは終えていたが、着工の見通しすら立たないまま 11 年が経過していた。(311 後の 1~4 号機の事故により、計画は正式に中止)。このように原発の建設計画は延期に延期が重なり、全く予定通り進んでこなかった。1998 年に政府が計画していた「2010 年までに原発 20 基新設」計画は、結果的に 5 基に止まった (一方浜岡 2 基が廃止)。さらにその間、設備利用率が大幅に低下し、発電量は 1998 年をピークにそれを下回っている。これらは、事故以前から、原発増設計画こそが非現実的であったことを示すものである。

#### (3) 対策コスト

原子力発電を止めようとする場合、コスト負担の問題が大きく取りざたされる。

コストについては、対策による化石燃料輸入額と光熱費負担額、また FIT (再生可能エネルギー電力全量固定価格買取制度) 導入による電気代上乗せ分について試算した結果を表 5.1 に示す。

#### ・化石燃料価格

まず、化石燃料については、前述の通り、「ケース 2」、「ケース 3」では LNG 消費量は増えるが、石油

---

<sup>7</sup> 数年で建設可能。なお、厳密な更新にすると、閉鎖し、工事をして運転開始まで数年のギャップが生じるが、他の箇所に建設して運転開始後に旧型を閉鎖すれば、発電の空白期間も生じない。

の減少によって石油と LNG の和は減ることから、化石燃料輸入額は約 6～8 兆円減少する。

#### ・省エネによる光熱費負担の削減

また、もっと注目すべきなのは、需要側の省エネ対策に必要な投資を行う当事者（工場、オフィス、家庭など）の光熱費は、省エネ対策の結果、エネルギー消費が減ることから、従前よりも削減されることである。これらの対策には省エネ等の設備投資が必要であり、政策的に確実に省エネ設備へ置き換えが進むよう後押しされる必要があるが、元来、適切な省エネは光熱費の削減により中期的にもとのとれる対策である<sup>8</sup>。

#### ・再生可能エネルギー全量固定価格買取制度

再生可能エネルギー全量固定価格買取制度（FIT）が実施されると電気料金が高くなる、と問題にされることがある。FIT による 2020 年段階の電気料金上乗せ単価は 2 円/kWh を下回ると想定され、2020 年以降は減少していく。2 円/kWh は、世帯当たりの負担は月 500 円程度と推定される。これが大きな負担かどうか考えるには、すでに家庭が払っている電気代でかかっている様々な費用と合わせてみる必要がある。現在、電気料金には、原子力立地補助や技術開発予算、核燃料再処理費などへ、同程度の負担が組み込まれている。また現実的に、3 月 11 日の震災から現在までの約 5 カ月間に、燃料調整費によって家庭の電気料金は月 500 円値上がりしているという現状もあり、その問題をよそに、FIT の値上がり分だけを問題にするのは適当ではない。また、今後予測されている化石燃料高騰<sup>9</sup>によって、現状の

表 5.2 コストへの影響

		ケース 1		ケース 2		ケース 3	
		原発 40 年+浜岡等		原発 30 年+浜岡等		廃炉加速	
		基本対策	追加対策	基本対策	追加対策	基本対策	追加対策
化石燃料 輸入*	2008 年度	25 兆円					
	2020 年度	19 兆円 ▲6 兆円	17 兆円 ▲8 兆円	19 兆円 ▲6 兆円	18 兆円 ▲7 兆円	19 兆円 ▲6 兆円	18 兆円 ▲7 兆円
国内光熱 費**	2008 年度	50 兆円					
	2020 年度	35 兆円 ▲15 兆円	35 兆円 ▲15 兆円	34 兆円 ▲16 兆円	35 兆円 ▲15 兆円	34 兆円 ▲16 兆円	35 兆円 ▲15 兆円
再生可能 エネ負担	値上がり幅			1.5 円/kWh	同左	1.7 円/kWh	同左
	家庭負担[円/月]			460 円/月	同左	520 円/月	同左

\*2020 年度の輸入価格は IEA 予測をもとに計算。

\*\*国内の光熱費合計は石油高騰時の 2008 年概算で推定 50 兆円。2020 年度も 2008 年度単価で推定。資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」、財務省「貿易統計」のデータを下に気候ネットワーク推計。

<sup>8</sup> 簡便な試算では電力量の 25%削減のために 10 年間で 24 兆円の省エネ設備投資が必要だが、2020 年には電気代が約 4 兆円削減でき、電気を消費していた工場・オフィス・家庭などは、耐用年数を経過したときのトータルコストで 12 兆円の得になる。後述のとおり投資の 24 兆円は国内産業の需要となり雇用を増やす。

<sup>9</sup> IEA（国際エネルギー機関）の world energy outlook 2010 では、2020 年までに天然ガスで 2009 年比 67%の価格上昇を見込んでいる。

まま化石燃料依存を続けるとこれを上回る負担増となっていくと考えられる。再生可能エネルギーへの投資として、2020年段階で最大月500円程度の負担は、将来の持続的なエネルギー社会を作っていくための投資であるだけでなく、高騰する化石燃料への負担を減らし、結果的に負担全体を小さくすることになる。

また、省エネ対策や再生可能エネルギー普及対策の投資は、基本的に国内産業にまわり、国内経済を活性化させ、雇用を増やすことへつながる。これは、化石燃料やウラン燃料の輸入で他国へ高額な拠出をするだけで国内産業に利益をもたらさず雇用も生みださないことと対照的である。石油への依存度が減る分、トータルでの化石燃料リスクは低減され、電力に占める国産エネルギー割合は、現在の約8～10%から、30～35%へと向上し、エネルギー安全保障上も大きく前進する。

### (参考) 産業への影響

電気料金が上昇すると企業活動に著しく悪影響を及ぼし、産業が空洞化するといった指摘を聞く。この点については、企業の購入電力コストが製造コストに占める割合を検証する必要がある。

経済産業省の工業統計によると、製造業の製造品出荷額等に占める購入電力使用額の割合は平均1.3%である。大口の電力単価は約10～11円/kWhと家庭の半額以下と安価であるため、仮に2円/kWh上がったとしても、製造コストの上昇は平均0.26%である。今日の円高要因で海外進出を検討する企業が増えている実態にあるよう、為替の変動によって5～10%の製造コストが上下することによる輸出製造業への影響と比べると、桁違いに大きさが違う。

表5.2に、主な業種の電気料金の割合と、電気料金が2円/kWh上昇した際の製造コスト上昇率、当該産業の製造品出荷額、雇用者数を示す。ほとんどの製造業の業種(99%の出荷額、雇用者数を占める)では、電気料金の割合は製造コストの5%未満であり、それが2割上昇したとしても、著しい悪影響があるとは考えにくい。

逆に、再生可能エネルギー投資や省エネ投資が活発化し、これらの製造業の受注を増やすことが大いに影響すると考えられる。

表 5.2 産業の電気代が製造品出荷額などに占める割合 (2008年度)

	製造品出荷額等に占める電気代の割合	電気代2円/kWh値上げの際の製造コスト上昇	製造品出荷額(製造業全体に占める割合)	雇用者数(製造業全体に占める割合)
<b>製造業全体</b>	<b>1.3%</b>	<b>0.26%</b>	<b>297兆円</b>	<b>608万人</b>
一部の素材製造業	5%以上	1%以上	2.2兆円(0.7%)	4.7万人(0.8%)
その他大多数の製造業	5%未満	1%未満	295兆円(99%)	605万人(99%)
集積回路製造業	2.5%	0.5%	5兆円(2%)	10万人
電子部品デバイス製造業	1.9%	0.38%	20兆円(7%)	48万人
金属製品製造業	1.5%	0.3%	10兆円	35万人
食料品製造業	1.4%	0.28%	21兆円	84万人
汎用機械器具製造業	0.9%	0.18%	11兆円	28万人
電気機械器具製造業	0.7%	0.14%	15兆円	41万人
業務用機械器具製造業	0.7%	0.14%	8兆円	20万人
輸送用機械器具製造業	0.6%	0.12%	62兆円	92.5万人
情報通信機械器具製造業	0.4%	0.08%	14兆円	22万人

経済産業省「工業統計」のデータをもとに気候ネットワーク作成

## 6. 考察とまとめ

### 1) 原発廃炉を前倒ししても、温室効果ガス 2020 年 25%削減は可能

本編「ケース1」で、「省エネ」「再生可能エネ」「温室効果ガス削減」の3つの25は達成可能と試算された。今回、追加した「ケース2」（運転開始後30年の原発を廃炉とし、地震のリスクの大きい浜岡と柏崎刈羽原発も停止し、原発の設備容量を76%削減する場合）、「ケース3」（2020年に原発が全廃される場合）の両方の試算においても、LNGへの燃料転換と高効率化、再生可能エネルギー対策を強化することで、2020年に温室効果ガス排出量の25%削減（90年比）は可能であることが示された。

### 2) 脱原発の前倒しと温暖化対策の両立は、本編「ケース1」と比べても特段の困難はない

今回の追加ケースは、発電所対策と再生可能エネルギー対策を強化することで、原発廃炉を前倒ししながら、温暖化目標も同時に達成するものである。この実現可能性は、ケース1の40年廃炉ケースに比べ、特段の困難さをもたらすものではない。再生可能エネルギーは、むしろ工事期間が短く、制度的な後押しをすれば、35%まで大幅普及させる可能性は大きい。また、LNGへの燃料転換も、効率向上とあわせて進めて行くことで燃料消費量は最大でも24%程度の増加に収まる。また石油への依存度が減る分、トータルでの化石燃料リスクは低減され、電力に占める国産エネルギー割合は、現在の約8~10%から、30~35%へと向上し、エネルギー安全保障上も大きく前進する。消費側の対策によって電力使用量が25%削減されることによる「省エネ発電」効果は、供給側がもたらすコスト増・燃料増の影響を大きく緩和する。

### 3) 脱原発に伴う省エネ投資や再生可能エネルギー投資は国内産業を活性化させる

省エネ投資、再生可能エネルギー投資は、国内経済と雇用にプラスの効果が期待される。一方、再生可能エネルギー普及で電気代が2円/kWh上がった場合の製造業の製造コスト増加は平均0.3%程度にとどまり、悪影響は特にないと考えられる。

### 4) 脱原発と低炭素・低エネルギー社会への転換は持続可能な社会への大きな一歩

ケース2、ケース3ともに、現実的判断として、日本の脱原発への道として選択することは十分可能である。低炭素・低エネルギー社会へ舵を切り、その先陣を切る国内産業・経済を育てていくことは、気候変動政策と原子力推進政策を明確に切り離す、持続可能な社会への新しい道への大きな一歩である。省エネと、燃料転換、再生可能エネルギーの加速度的な推進によって、エネルギー関連計画と、地球温暖化対策目標の達成のシナリオを一体的に作成するべきである。

### 5) 2020年までには脱原発か、それを目前にしたエネルギーシステムの実現を

今後、原発を再稼働させないまま脱原発へ大きく舵を切るのか、厳重な安全性テストを経過した後に、一度再稼働させながら早期の脱原発を目指すのかの選択は、国民的議論を通じて、民意に沿って決定する必要がある。いずれにせよ、今回の福島原発事故の経験を生かしていくには、2020年までには脱原発が完全に実現しているか、それを目前にしたエネルギーシステムが実現している必要があるだろう。

<お問合せ>

特定非営利活動法人 気候ネットワーク <http://www.kikonet.org/>

【京都事務所】

〒604-8124 京都市中京区高倉通り四条上る高倉ビル 305

TEL: 075-254-1011 FAX: 075-254-1012 E-mail: [kyoto@kikonet.org](mailto:kyoto@kikonet.org)

【東京事務所】

〒102-0082 東京都千代田区一番町 9-7 一番町村上ビル 6F

TEL: 03-3263-9210、FAX: 03-3263-9463 E-mail: [tokyo@kikonet.org](mailto:tokyo@kikonet.org)

参考：LNG 火力発電所一覧（運転年代順）

			設備容量 万 kW	設備内容	運転開始	発電効率
<b>合計</b>			<b>5,803.9</b>			
東京電力	五井	1号		従来型	1963年6月	39.13%
中部電力	四日市	1号	22.0	従来型	1963年6月	39.85%
中部電力	四日市	2号	22.0	従来型	1963年7月	39.85%
中部電力	四日市	3号	22.0	従来型	1963年9月	39.85%
関西電力	姫路第二	1号		従来型	1963年10月	
東京電力	横浜	5号	17.5	従来型	1964年3月	
東京電力	五井	2号		従来型	1964年8月	39.13%
関西電力	姫路第二	2号		従来型	1964年10月	
関西電力	姫路第二	3号		従来型	1965年2月	
東京電力	五井	3号		従来型	1965年7月	39.13%
東北電力	新潟	3号	25.0	従来型	1966年1月	36.20%
東京電力	五井	4号		従来型	1966年1月	39.13%
中部電力	知多	1号	52.9	?	1966年2月	37.97%
中部電力	知多	2号	52.9	?	1967年1月	37.97%
東京電力	姉崎	1号	60.0	従来型	1967年12月	38.32%
東京電力	五井	5号		従来型	1968年1月	39.13%
東京電力	五井	6号		従来型	1968年3月	39.13%
中部電力	知多	3号	50.0	従来型	1968年3月	37.97%
関西電力	姫路第二	4号		従来型	1968年3月	
東京電力	横浜	6号	35.0	従来型	1968年6月	
東北電力	新潟	4号	25.0	従来型	1969年8月	36.20%
東京電力	姉崎	2号	60.0	従来型	1969年11月	38.32%
東京電力	南横浜	2号	35.0	従来型	1970年4月	36.94%
東京電力	南横浜	1号	35.0	従来型	1970年5月	36.94%
東京電力	姉崎	3号	60.0	従来型	1971年6月	38.32%
東京電力	姉崎	4号	60.0	従来型	1972年9月	38.32%
東北電力	東新潟	港1号	35.0	従来型	1972年11月	
東京電力	南横浜	3号	45.0	従来型	1973年5月	36.94%
東北電力	新仙台	2号	60.0	従来型	1973年6月	37.58%
関西電力	姫路第二	5号		従来型	1973年10月	
関西電力	姫路第二	6号		従来型	1973年11月	
中部電力	知多	4号	70.0	従来型	1974年3月	37.97%
中部電力	知多	6号	85.4	?	1974年4月	37.97%
東京電力	袖ヶ浦	1号	60.0	従来型	1974年8月	39.17%
東京電力	袖ヶ浦	2号	100.0	従来型	1975年9月	39.17%
東北電力	東新潟	港2号	35.0	従来型	1975年11月	
東京電力	袖ヶ浦	3号	100.0	従来型	1977年2月	39.17%
東北電力	東新潟	1号	60.0	従来型	1977年4月	
東京電力	姉崎	5号	60.0	従来型	1977年4月	38.32%
中部電力	知多	5号	85.4	?	1978年3月	37.97%
九州電力	新小倉	3号	60.0	従来型	1978年9月	37.67%
九州電力	新小倉	4号	60.0	従来型	1979年6月	37.67%
東京電力	袖ヶ浦	4号	100.0	従来型	1979年8月	39.17%
東京電力	姉崎	6号	60.0	従来型	1979年10月	38.32%

東北電力	東新潟	2号	60.0	従来型	1983年6月	
九州電力	新小倉	5号	60.0	従来型	1983年7月	37.67%
中部電力	知多第二	1号	85.4	?	1983年9月	39.06%
中部電力	知多第二	2号	85.4	?	1983年11月	39.06%
東北電力	東新潟	3号系列	109.0	コンバインド	1984年12月、1985年10月	
東京電力	富津	1号系列	100.0	コンバインド	1986年11月	
東京電力	東扇島	1号	100.0	従来型	1987年9月	39.63%
中部電力	四日市	4号系列	58.5	コンバインド	1988年7月	
東京電力	富津	2号系列	100.0	コンバインド	1988年11月	
中部電力	川越	1号	70.0	従来型	1989年6月	40%
中部電力	川越	2号	70.0	従来型	1990年6月	40%
関西電力	南港	1号	60.0	従来型	1990年11月	38.27%
関西電力	南港	2号	60.0	従来型	1991年2月	38.27%
東京電力	東扇島	2号	100.0	従来型	1991年3月	39.63%
関西電力	南港	3号	60.0	従来型	1991年10月	38.27%
九州電力	新大分	1号	69.0	コンバインド	1992年6月	
中国電力	柳井	1号	70.0	コンバインド	1992年12月	43.82%
九州電力	新大分	2号	87.0	コンバインド	1994年2月	
関西電力	姫路第一	5号系列	72.9	コンバインド	1995年4月	48%
中国電力	柳井	2号	70.0	コンバインド	1996年1月	43.82%
関西電力	姫路第一	6号系列	71.3	コンバインド	1996年5月	48%
東京電力	横浜	7号系列	140.0	コンバインド	1996年6月、1997年1月、 1997年10月、1998年1月	49%
東京電力	横浜	8号系列	140.0	コンバインド	1996年7月、1997年2月、 1997年10月、1998年1月	49%
中部電力	川越	3号系列	170.1	コンバインド	1996年12月	48%
中部電力	川越	4号系列	170.1	コンバインド	1997年11月	48%
九州電力	新大分	3号	73.5	コンバインド	1998年7月	
中部電力	新名古屋	7号系列	145.8	コンバインド	1998年12月	48%
東京電力	千葉	1号系列	144.0	コンバインド	1998年12月、1999年4月、 1999年10月、2000年4月	49%
東京電力	千葉	2号系列	144.0	コンバインド	1999年2月、1999年7月、 2000年1月、2000年6月	49%
ガスアンドパワー	船町		14.4	コンバインド	1999年4月	
荏原製作所	藤沢工場第二		6.4	コンバインド	1999年6月	
東北電力	東新潟	4号系列	161.0	コンバインド	1999年7月、2006年12月	50%
東京電力	品川	1号系列	114.0	コンバインド	2001年7月、2002年3月、 2003年8月	50%
ガスアンドパワー	西島		14.6	コンバインド	2002年4月	
JFE スチール	川鉄千葉		38.2	コンバインド	2002年6月	
東京電力	富津	3号系列	152.0	コンバインド	2003年11月、2003年7月、 2001年7月、2001年12月	50%
中国電力	水島	3号	34.0	従来型	2006年4月	
東京ガス横須賀パ ワー	横須賀パワ ー ステーション		20.0	コンバインド	2006年6月	
東京電力	川崎	1号系列3軸	50.0	コンバインド	2007年6月	53%
東京電力	川崎	1号系列2軸	50.0	コンバインド	2008年6月	53%
東京電力	富津	4号系列1軸	50.7	コンバインド	2008年7月	53%
中部電力	新名古屋	8号系列	153.4	コンバインド	2008年10月	52%



東京電力	川崎	1号系列1軸	50.0	コンバインド	2009年2月	53%
関西電力	堺港	1号	40.0	コンバインド	2009年4月	52%
中国電力	水島	1号	28.5	コンバインド	2009年4月	50%
関西電力	堺港	2号	40.0	コンバインド	2009年7月	52%
関西電力	堺港	3号	40.0	コンバインド	2009年10月	52%
東京電力	富津	4号系列2軸	50.7	コンバインド	2009年11月	53%
四国電力	坂出	4号	35.0	従来型	2010年3月	
関西電力	堺港	4号	40.0	コンバインド	2010年4月	52%
東北電力	仙台	4号	44.6	コンバインド	2010年7月	52%
四国電力	坂出	1号	29.6	コンバインド	2010年8月	50%
関西電力	堺港	5号	40.0	コンバインド	2010年9月	52%
東京電力	富津	4号系列3軸	50.7	コンバインド	2010年10月	53%
東北電力	新潟	5号		コンバインド	2011年7月	50%
中部電力	上越	1号1軸		コンバインド	2012年7月	
沖縄電力	吉の浦	1号		コンバインド	2012年11月	
中部電力	上越	1号2軸		コンバインド	2013年1月	
東京電力	川崎	2号1軸		コンバインド	2013年2月	54%
沖縄電力	吉の浦	2号		コンバインド	2013年5月	
中部電力	上越	2号1軸		コンバインド	2013年7月	
関西電力	姫路第二	1号		コンバインド	2013年10月	54%
関西電力	姫路第二	2号		コンバインド	2014年3月	54%
中部電力	上越	2号2軸		コンバインド	2014年5月	
関西電力	姫路第二	3号		コンバインド	2014年7月	54%
関西電力	姫路第二	4号		コンバインド	2014年11月	54%
関西電力	姫路第二	5号		コンバインド	2015年6月	54%
関西電力	姫路第二	6号		コンバインド	2015年10月	54%
沖縄電力	吉の浦	3号		コンバインド	2016年5月	
東北電力	新仙台	3号1軸		コンバインド	2016年7月	
九州電力	新大分	3号4軸		コンバインド	2016年7月	
東京電力	川崎	2号2軸		コンバインド	2016年度	54%
四国電力	坂出	2号		コンバインド	2016年度	
東北電力	新仙台	3号2軸		コンバインド	2017年7月	
東京電力	川崎	2号3軸		コンバインド	2017年度	54%
北陸電力	富山新港	LNG1号		コンバインド	2018年度	
中部電力	西名古屋	7号		コンバインド	2019年度	
東京電力	五井	1号1軸		コンバインド	2021年度	54%
北海道電力	地点名称未発表				2021年度以降	
関西電力	和歌山	1号2号		コンバインド	2021年度以降	
東京電力	五井	1号2軸		コンバインド	2022年度	54%
東北電力	上越	1号		コンバインド	2023年度	
東京電力	五井	1号3軸		コンバインド	2023年度	54%

資源エネルギー庁「電力需給の概要」などより気候ネットワーク作成