

2050年の原子力

ビジョンとロードマップ

[付録]

長期エネルギー需給シナリオの概要

1	分析方法	2
2	主要な前提条件	4
	（1）エネルギーサービス需要	4
	（2）エネルギーの輸入に関する条件	6
	（3）発電技術などの特性と導入可能量	7
	（4）水素の生産と利用	7
	（5）エネルギー需給シナリオ	10
3	原子力拡大ケース	12
4	原子力廃止ケース	15
5	原子力エネルギー利用の意義	20

(社)日本原子力産業会議

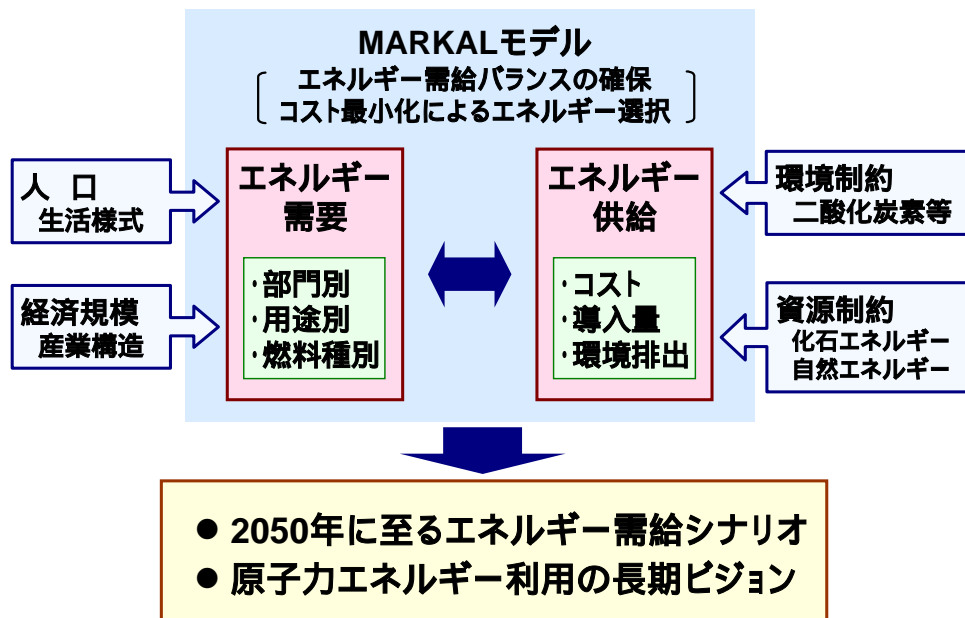
原子炉開発利用委員会

長期エネルギー需給シナリオの概要

私たちが健康で文化的な生活を続けていくためには、エネルギーを安定的に確保する必要があります。また、その供給と利用においては、安全性、経済性、資源と環境の観点からの持続性などを確保することが重要です。エネルギー資源に乏しい私たちの国がこれを実現していくためには、海外からの供給が途絶えてエネルギー不足に陥ることがないように配慮も必要です。そこで、2050年に至るエネルギー需給のあり方をさまざまな条件のもとで検討し、その中で原子力の利用に関する両極端のケース、すなわち今後原子力の利用を一層拡大していくケースと原子力施設を建設せずに原子力発電を段階的に廃止（フェーズアウト）していくケースとを作成しました。そして、これら2つのケースを相互に比較しながら、原子力エネルギーが将来的に果たすべき役割を探りました。以下に、分析方法、主要な前提条件、および両ケースの概要をまとめました。

1 分析方法

検討の枠組みは付録図1に示すとおりです。エネルギー需給の長期動向には多様な因子が関係します。この検討では、需要側では将来の人口と生活様式、経済規模と産業構造などを想定してエネルギーサービスに対する長期需要を設定し、一方、供給側では特性の異なる多様な選択肢（エネルギー源、エネルギー技術）を考慮に入れて、資源および環境面からの制約、今後の技術進歩などを勘案しながら、最も低コストにこのエネルギーサービス需要を満足するための最適なシステムのあり方を検討しました。



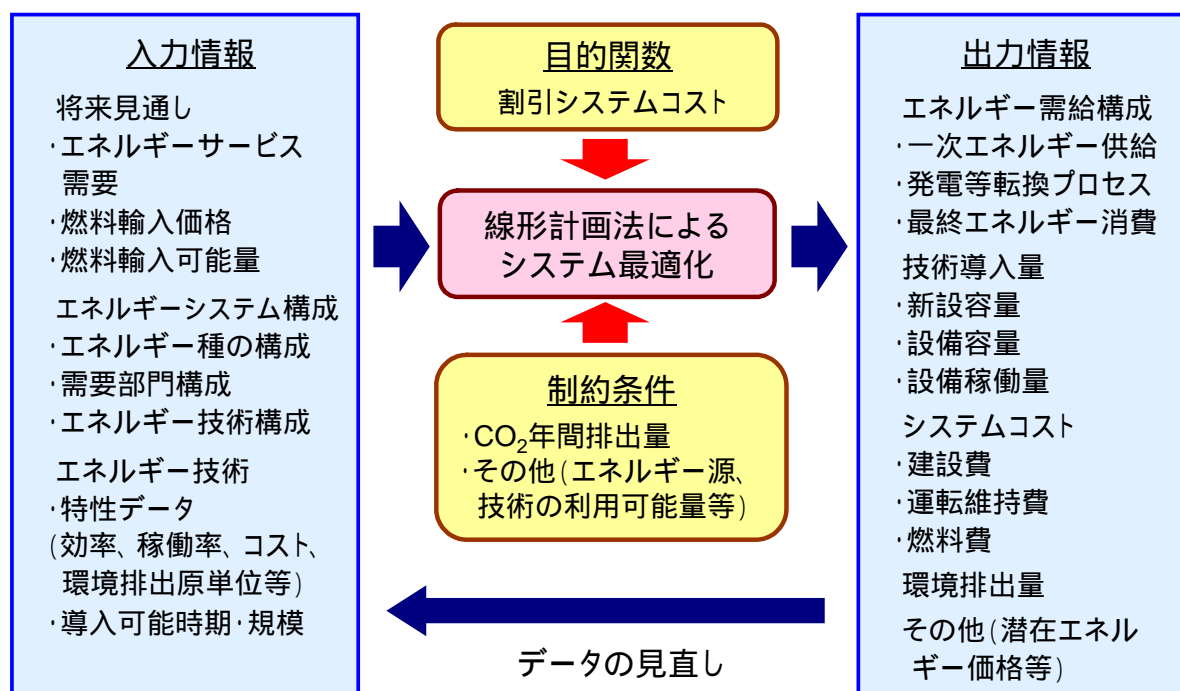
付録図1 需給シナリオ検討の枠組み

ここで、一次エネルギーからエネルギーサービスに至る各種エネルギーの需給バランスを確保しながら、エネルギーシステムのコストが最小となるようなエネルギー源、エネルギー技術を選択するために MARKAL^{注1} モデルを使用しました。

MARKAL は、OECD / IEA / ETSAP^{注2} で共同開発されたエネルギーシステムの最適化モデルです。

MARKAL では、エネルギーシステムの構造が線形方程式体系で表現され、所与のエネルギーサービス需要を満足する条件の下で、一次エネルギー供給から最終エネルギー消費^{注3}までのエネルギーフロー、エネルギー技術構成などが線形計画法によって最適化されるようになっていきます。基本的な入出力情報は付録図 2 に示すとおりです。

入力情報の中でエネルギー技術特性データについては、上記 ETSAP の下で開発した MARKAL 日本版モデルのデータベースを使用し、また、エネルギーサービス需要や燃料輸入価格などの将来見通し、エネルギー技術の導入可能規模に関しては、この需給シナリオの作成作業の中で、エネルギーを巡る最近の動向を勘案しながら設定しました。



付録図 2 MARKAL モデルによるシナリオ作成の概要

注1 MARKAL : (MARKet ALlocation) 長期エネルギーシステム最適化分析モデル

注2 OECD / IEA / ETSAP : (Organization for Economic Co-operation and Development) 経済協力開発機構 / (International Energy Agency) 国際エネルギー機関 / (Energy Technology Systems Analysis Programme) エネルギー技術システム解析計画

注3 最終エネルギー消費(量) : 最終的にエネルギーとして利用した際の消費(量)です。付録図7では、その消費量の内訳をエネルギー形態で示しています。

2 主要な前提条件

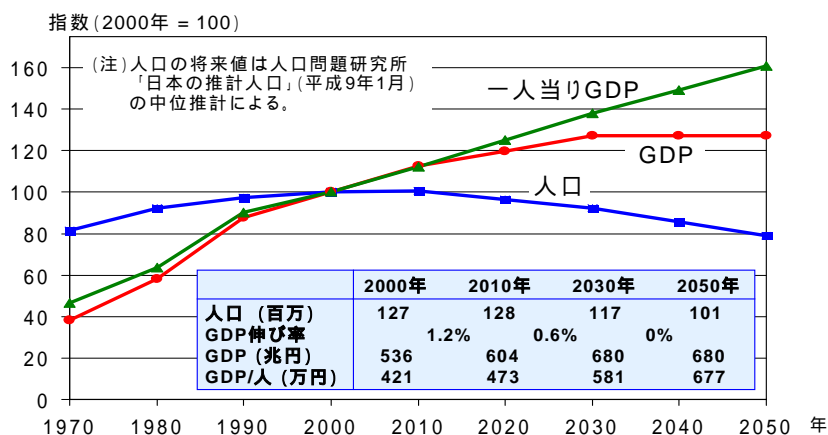
本解析を進めるに当たり、基本的な枠組みとして、対象期間は1990年～2050年、長期割引率は3%、化石燃料発熱量は真発熱量^{注4}表示、また2000年以降の為替レートは110円/米国ドルとしました。検討の前提条件は、大づかみにまとめると付録表1に示すとおりです。この表の各条件に関して、以下にもう少し詳しく説明します。

付録表1 前提条件の概要

GDP年間伸び率：
1.2% (2000～2010年) 0.6% (2010～2030年) 0% (2030～2050年) (2000年～2050年の平均で0.5%)
エネルギー消費原単位(最終エネルギー消費量/GDP)：
技術進歩・消費構造変化等で改善 (2000年～2050年に年率約0.8%)
化石燃料供給：
価格 - 2050年に石油は2倍、天然ガス(LNG)は1.5倍に上昇(対2000年比)
制約 - 石油は製品輸入化を想定 / 石炭・天然ガス(LNG)は制約なし
自然エネルギー利用：
資源規模に基づく導入量制約、コスト、CO ₂ 削減要求等で決定
原子力利用：拡大 / 廃止(フェーズアウト)
CO ₂ 制約：2010年排出量を1990年値に抑制(除国際輸送)

(1) エネルギーサービス需要

この検討では、一人当たり国内総生産(GDP)は今後も増加を続けるものと想定します。ところで、人口の動向については、現在の政策から大きな変更がないことを前提に推計された国の専門機関、国立社会保障・人口問題研究所による2007年頃から長期にわたって減少傾向を辿る付録図3のごとく推移するものと見通して、GDPの総額は2030年以降一定で推移するものと想定しました。



付録図3 人口とGDPの推移

^{注4} 真発熱量：燃焼後に生成する水蒸気の蒸発潜熱を回収できないものとして、酸化反応の生成熱から控除したものの。低位発熱量とも呼ばれる。

この人口、GDPの想定に基づき、以下の諸点に留意しながら、エネルギー消費部門別のエネルギーサービスに対する需要を付録表2に示すように設定しました。

産業構造は現在よりも第3次産業へシフトするが、加工組み立て産業も国際競争力を維持し、ハードとソフトが産業の両輪としてバランスしながら拡大する。

人口は、徐々に減少するが、労働生産性の向上、女性の実質的参加の増大で、必要な労働力は維持される。

資源価格の上昇と技術進歩で、資源リサイクルが経済性を確立し、社会に定着する。素材産業の大きな部分が再生素材の生産を業とするようになる。これによって素材生産のエネルギー原単位が改善する。

国土開発では首都圏一極集中から、地方中核都市圏への集中化が進む。交通分野へのその影響は多様であるが、エネルギー需要の検討では2050年時点で鉄道、バスの利用が現在よりもやや減少するのに比べて、乗用車とトラックの輸送量は若干増加。また、都市間交通の中核となる航空輸送は旅客、貨物ともに大幅に増加すると想定する。

エネルギー分野では規制緩和と技術進歩が供給コストを低減させ、これによって家庭部門などにおける潜在的なエネルギー需要が顕在化する。

付録表2 部門別エネルギーサービス需要

部門	用途	単位	1990年	1995年	2000年	2010年	2030年	2050年	
産業	素材生産	粗鋼	百万ト(粗鋼)	110.3	101.6	100.0	95.0	88.0	80.0
		セメント	百万ト(セメント)	84.4	90.5	82.0	78.0	73.0	66.0
		パルプ	百万ト(パルプ)	11.5	12.0	11.5	11.9	12.3	11.4
		紙・板紙	百万ト(紙)	28.5	30.4	31.9	33.7	36.2	34.8
	ガラス他	動力	PJ	33.4	34.5	36.0	36.9	38.6	37.5
		加熱	PJ	89.2	90.6	97.9	99.5	101.5	95.6
	化学	動力	PJ	144.1	153.6	164.0	167.6	175.8	170.6
		ボイラ	PJ	217.5	230.2	221.9	220.1	213.2	206.9
		加熱	PJ	82.9	89.1	84.6	83.9	81.3	78.9
		原料	PJ	1015.0	1330.0	1390.8	1338.8	1196.6	1050.3
	その他産業	動力	PJ	653.5	766.8	798.2	880.0	966.5	974.3
		ボイラ	PJ	648.0	660.0	669.0	715.2	767.0	748.8
		加熱	PJ	256.3	259.5	264.6	282.9	303.4	296.2
民生	業務	動力	PJ	49.8	69.6	85.4	101.2	110.1	107.9
		暖房	PJ	394.3	444.3	414.3	446.2	476.4	458.6
		給湯	PJ	321.9	378.8	405.7	451.1	484.4	469.0
		冷房	PJ	302.6	337.2	464.5	523.0	568.5	557.4
	家庭	動力	PJ	212.6	263.0	313.4	365.3	382.2	364.7
		暖房	PJ	375.4	423.3	471.2	506.9	542.4	535.1
		給湯	PJ	471.2	496.4	521.6	548.6	557.1	525.0
		冷房	PJ	123.1	144.9	166.7	186.3	203.9	198.8
輸送	旅客	鉄道	10億人km	387.5	400.1	384.4	388.3	365.7	330.8
		乗用車	10億人km	742.7	820.1	864.0	899.2	890.3	830.0
		バス	10億人km	110.4	97.3	87.3	81.4	70.7	62.7
		航空	10億人km	51.6	65.0	79.7	90.7	102.2	104.3
		船舶	10億人km	6.3	5.5	4.3	4.0	3.3	2.7
	貨物	鉄道	10億トkm	27.2	25.1	22.1	19.6	15.9	13.3
		トラック	10億トkm	274.2	294.6	313.1	325.9	339.2	332.5
		航空	10億トkm	0.8	0.9	1.1	1.3	1.6	1.9
		船舶	10億トkm	244.5	238.3	241.7	229.9	208.0	188.2
	国際旅客	航空	10億人km	50.8	72.7	93.0	105.8	119.2	116.8
	国際貨物	航空	10億トkm	4.5	5.8	7.5	9.2	11.7	12.9
		船舶	10億トkm	3687.0	3791.0	3807.0	3657.0	3308.0	2993.0

なお、付録表 2 に示すように、素材産業では代表素材の生産量（100 万トン）、輸送部門では輸送サービス量（10 億人 km、10 億トン km）、その他のエネルギー消費部門では有効エネルギー量（最終消費エネルギーからロスを除いたもの、PJ）を「エネルギーサービス」と定義しています。

MARKAL モデルでは、これらのエネルギー消費部門ごとに定義されたエネルギー最終消費機器から、エネルギーサービスが供給されるようになっていきます。エネルギー最終消費機器としては、既存のもの他に、高効率の将来技術を適用したものをモデルに組み込んでおり、エネルギー供給側の制約、条件に応じて、エネルギー種の切替え、必要エネルギー量の低減（省エネルギー化）が可能となる仕組みになっています。また、エネルギー供給側では化石燃料の将来価格、輸入可能量、エネルギー転換技術など（発電、熱供給、石油精製、石炭転換、燃料輸送、他）の特性（耐用年数、稼働率、効率、コスト、環境排出、他）と利用可能規模に対する制約を設定しました。

（2）エネルギーの輸入に関する条件

化石燃料などの輸入価格と輸入量の上限制約を付録表 3 に示しました。原油の市場価格の長期動向はきわめて不確実性が大きく、的確に見通すのは困難ですが、2050 年以前に在来石油の生産がピークとなり、非在来型資源の利用が始まるとの見通しもあることを考慮し、2050 年の価格は 2000 年の 2 倍に上昇するものと想定しました。LNG 価格は、資源量的にみて天然ガス（LNG）の需給が石油ほどには逼迫しないものと考えて、2050 年価格を 2000 年の 1.5 倍と想定しました。

付録表 3 輸入燃料に関する前提条件

輸入燃料価格

		2000 年	2010 年	2020 年	2030 年	2050 年
原油	(\$/bbl)	20	26	30	34	40
原油	(\$/GJ)	3.54	4.59	5.30	6.00	7.07
天然ガス(LNG)	(\$/GJ)	4.01	4.61	5.01	5.41	6.02
石炭	(\$/GJ)	2.00	2.15	2.25	2.35	2.50
天然ウラン	(\$/lbU ₃ O ₈)	19.0	21.9	23.8	25.7	28.5

輸入量の上限制約

		2000 年	2010 年	2020 年	2030 年	2050 年
原油・石油製品*	億 kIOE	3.04	2.90	2.55	2.18	1.90
天然ガス(LNG)	億 t	0.53	0.65	1.10	1.60	制約なし
石炭計	億 t	1.37	2.02	制約なし		
うち液化油	億 tCE			0.10	0.25	0.50

* 計算モデルでは原油と各石油製品を個別に制約

輸入可能量に関しては、石油（原油および各種石油製品）の輸入可能量は長期的に小さくなっていくことを想定しました。一方、天然ガス（LNG）に関しては2030年以降、石炭に関しては2010年以降、それぞれ制約なく輸入できるものとししました。

（3）発電技術などの特性と導入可能量

主要な発電技術などの特性データ（耐用年数、稼働率、効率、コスト）を付録表4に、また、再生可能エネルギー発電技術およびコージェネレーション（熱電併給）技術の導入設備容量に対する上限制約を付録表5に掲げました。

なお、今後かなりの技術進歩があるとしても、欧州のように電力を他国と融通し合うまでには至っていないと考えられるので、電力については輸出入はなく、国内需要に見合った規模の発電が行われると想定しています。

MARKALモデルでは、基本的に同一技術の特性データは時間的に不変としていますが、今後の技術革新を通じて特性が変化することが見通されるものについては、時間的な変化を考慮しています。なお、既存技術の性能に関しては大雑把に現存設備の平均的特性を与えるようにしていますが、将来技術の特性は目標値であることに注意が必要です。すなわち、これらは現段階の性能よりも優れたものであり、今後の研究開発努力の結果として、実用段階において達成可能と見通される性能であるということです。

再生可能エネルギーの発電規模は、資源量（土地利用を含む）の物理的な限界を踏まえて、また、コージェネレーション技術の規模は民生部門における熱エネルギー需要を踏まえて、それぞれ設定しました。冒頭に述べたように、この検討では2種類のエネルギー需給シナリオを作成しましたが、付録表5に示すとおり、このうち原子力の廃止（フェーズアウト）を想定したケースでは、原子力を拡大するケースよりも再生可能エネルギーの発電規模を増加できるものと仮定しました。両ケースともに二酸化炭素（CO₂）排出量の厳しい抑制を想定していますので、MARKALモデルで最適化されたエネルギー需給シナリオにおいては、再生可能エネルギー発電技術はほぼこの表に示された上限規模まで用いられています。

（4）水素の生産と利用

水素の製造法としては、既存の石油製品の改質、天然ガス（LNG）を熱源とした（自燃）天然ガス改質（水蒸気改質法^{注5}）、原子力熱利用による（核熱）天然ガス改質、原子力による水の熱化学（分解）法＋発電の電気分解、原子力発電の夜間電力を利用した電解水素製造を考慮しました。一方、利用法としては既存用途の水素化分解、脱硫の他、燃料電池（自動車用、コージェネ用）、飛行機、さらに都市ガスへの部分的混入などを考慮しています。

付録表4 発電技術などの特性データ

^{注5} 水蒸気改質法：天然ガスなどの化石燃料を水蒸気と反応させて水素を製造する方法。この水蒸気改質反応は吸熱反応なので、通常は原料の化石燃料の一部を燃焼（「自燃」という）させて熱供給しています。核熱水蒸気改質法は、原子炉から、水蒸気改質反応に必要な熱を供給する方法です。これにより、約30%の化石燃料使用量節減と二酸化炭素排出量低減が可能になります。

発電技術	導入開始年	耐用年数	稼働率(上限)(%)	発電等効率(E:電気、H:熱)		コストデータ			
				年	(%)	年	建設費(千円/kW)	固定O&M費(千円/kW/年)	可変O&M費(千円/GJ)
石炭(在来)	1990	40	70	1990-2000 2020-2050	36.3 40.0	1990-2000 2020-2050	264 198	11.00	0.148
石炭(IGCC)	2010	40	70	2010 2020-2050	45.0 49.0	2010 2020-2050	275 231	13.10	0.212
石炭(MCFC)	2015	40	70	2010 2020 2050	50.0 52.0 54.0	2010 2020 2050	330 275 275	14.40	0.233
石油(低硫黄) 石油(高硫黄)	1990	40	1990 60 2010- 50	1990 2000-2050	41.0 42.0	1990 2000-2050	202 154	8.65	0.0628
石油他 (産業自家発)	1990	40	1990 60 2000- 50	1990 2000 2020-2050	35.0 36.0 38.0	1990 2000 2020-2050	233 187 187	9.98	0.0734
石油他 (産業熱併給)	1990	40	1990 60 2000- 50	1990 2000 2020-2050	34.0 35.0 36.0	1990 2000 2020-2050	253 198 198	10.90	0.0797
石油他 (複合サイクル)	2000	40	50	2000 2030-2050	45.0 49.0	2000 2030-2050	280 209	12.00	0.0880
LWR発電	1990	60	2000 80 2010 83 2030- 90		FEQ	1990 2000 2020-2050	328 300 250	15.00	0.123
FBR発電	2030	60	90		FEQ	2030 2050	375 300	23.30	-
水力発電	1990	60	50		FEQ		500	16.30	-
地熱発電	1990	30	80		FEQ	1990-2010 2030-2050	600 400	17.40 11.60	0.020 0.020
風力発電	2000	20	24		FEQ	2000 2010-2050	350 200	3.50 2.00	-
太陽光発電	1995	20	12.5		FEQ	1995 2000 2010 2020 2030-2050	1500 900 600 400 300	10.00 8.00 6.00 4.00 3.00	-
燃料電池A (PAFC)	2010	20	70		E 43.3 H 27.8	2010 2020 2030-2050	440 307 276	12.10 8.40 7.60	0.189
燃料電池B (MCFC)	2010	20	70	2010-2030 2050	E 55.6 H 27.8 E 59.0 H 29.5	2010 2020 2030-2050	550 440 330	13.10 10.50 7.90	0.204
燃料電池C (PEFC)	2010	15	70		E 35.0 H 35.0	2010 2020 2030-2050	300 240 180	8.30 6.60 5.00	0.129
燃料電池D (PEFC)	2010	15	70		E 45.0 H 39.0	2010 2020 2030-2050	240 192 144	6.60 5.30 4.00	0.103
ガス熱供給	1990	40	90		90.0		188	11.60	0.153
地熱(熱供給)	1990	30	90		FEQ		101	10.10	0.153
廃熱(熱供給)	2000	30	90		6.0 (COP)	2000 2030-2050	150 120	9.30 7.40	0.058 0.046
ガスタービン	1990	40	10				159	4.85	0.368
LNG火力	1990	40	65	1990 2000-2050	42.0 43.0	1990 2000-2050	212 176	9.08	-
コージェネ(在来)	1990	20	60		E 27.0 H 38.0	1990 2000-2050	276 220	10.90	0.170
LNG複合	1990	40	65	1990 2010 2020 2030-2050	45.0 55.0 59.0 61.1	1990 2010 2020 2030-2050	256 220 220 220	10.90	-
COガスタービン	2020	40	90		55.0		279	16.30	-

(注) FEQ: 化石燃料換算でデータを与えることを示す。

(発電の場合には 2000年=43.0%、2030年~2050年=49.0%)

付録表 5 再生可能エネルギーおよび熱電供給技術の発電設備容量に対する制約

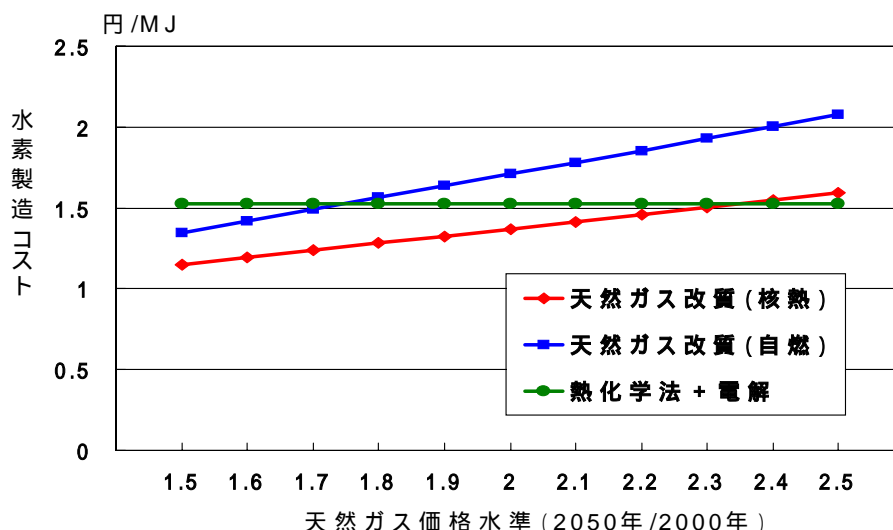
GWe (100万kWe)

			2000年	2010年	2020年	2030年	2050年
再生可能 エネルギー発 電	原子力拡大 ケース	水力	22.2	24	26	26	26
		地熱	0.53	0.7	1.3	2	2
		太陽光	0.28	4.6	20	40	70
		風力	0	1	6	10	10
	原子力廃止 ケース	水力	22.2	26.5	28	28	28
		地熱	0.53	1	2	3	4
		太陽光	0.28	4.6	25	50	100
		風力	0	1	7	12	12
コージェネレーション		在来型	5.4	10	10	10	10
FC：燃料電池 PEFC：固体高分子型燃料電池		PAFC (リン酸型)		0.2	5	10	15
		MCFC (熔融炭酸塩型)		0.1	2	8	25
		PEFC [都市ガス]		0.1	2	8	25
		PEFC [水素]			.5	3	20

製造技術に関しては、コスト、その他の特性も共に不確実性が未だきわめて大きい状況ですが、ここでは高温ガス炉が軽水炉並のコスト（熱出力当たり）で建設できること、さらに水素製造技術（天然ガス改質プロセス、熱化学分解水素製造プロセスなど）のコストも長期的に低減していくことを仮定しました。因みに、この検討で設定したコスト、その他特性データの下では、水素製造技術の相対コストは付録図 4 のとおりとなっています。すなわち、2050年時点では、原子力の熱利用（核熱）による天然ガス改質が最も低コストで、自燃式の天然ガス改質がこれに続きます。核熱による水の熱化学（分解）法は天然ガス（LNG）の価格が上昇すれば相対的に有利になりますが、この検討の2050年の天然ガス（LNG）価格を2000年の1.5倍と想定した条件では、天然ガス改質よりも高コストです。

その結果、後述するように熱化学（分解）法は今回検討したいずれの需給シナリオでも採用されず、天然ガス改質が専ら利用されていますが、今後の技術進歩の動向、天然ガス（LNG）の輸入を巡る条件（価格と輸入可能量）、CO₂排出量の制約水準などに応じて、水素製造の最適技術構成はこの需給シナリオとはかなり異なったものになる可能性もあることに留意が必要です。

また、水素に関しては製造技術と同様に、あるいはそれ以上に輸送、貯蔵、および利用に関してどのような技術を開発し、システム（インフラストラクチャー）を構築していくかが重要です。なぜならば、水素が石油製品に代わって21世紀後半の主要なエネルギー媒体になるとすれば、そのインフラストラクチャーは現在の電力システムのような大規模な社会資本ストックになる可能性があると考えられるからです。



付録図 4 天然ガス (LNG) 価格と水素製造コスト

しかしながら、現段階では要素技術の多様な選択肢の可能性が個別的に検討されている状況であり、将来の実用システムのプロトタイプとその実現のための具体的な道筋は今のところほとんど見えていない状況です。そこで、このエネルギー需給シナリオの検討においても、水素の輸送、貯蔵、および利用システムに関しては踏み込んだ具体性のある検討には至らなかったことを注記します。

(5) エネルギー需給シナリオ

冒頭に述べたように、この検討では、原子力利用の長期的な意義を検討する目的のため、今後原子力利用を一層拡大する場合(原子力拡大)と、原子力施設の新設を行わない場合(原子力廃止)の2種類のケースを作成しました。これらのケースの定義は付録表6に示すとおりです。CO₂の排出削減水準を含め、原則として両ケースは共通条件の下で最適化(エネルギー源、エネルギー技術などの最適選択)を行いました。原子力廃止ケースでは、付録表5に示したように再生可能エネルギー発電(地熱、風力、太陽光発電など)の規模を拡大するとともに、長期的には火力発電所の排ガスからのCO₂回収と地下帯水層への投棄が実施可能になるものと想定しました。

付録表 6 検討したケース

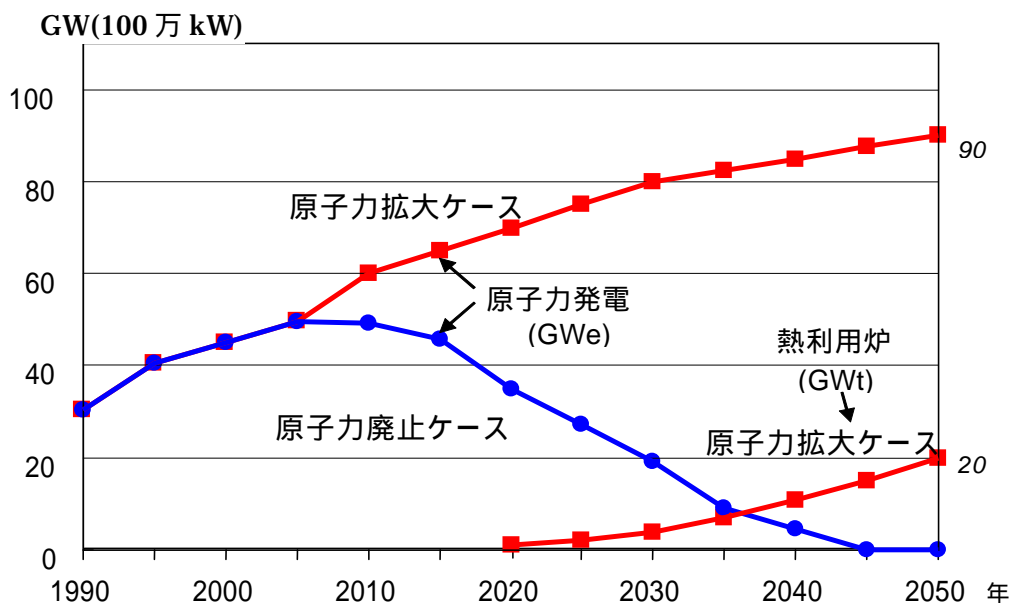
条件 ケース	原子力利用規模		CO ₂ 排出量 ^{*2}
	発電	熱利用 ^{*1}	
原子力拡大	2050年: 9,000 万 kWe	2050年: 2,000 万 kWt	2050年: 2010年値の 60%に抑制
原子力廃止 ^{*3}	2010年以降新設なし (2005年までに建設の炉は耐用年数40年で廃止)	なし	

*1 原子力熱利用は2020年に実用化することを想定

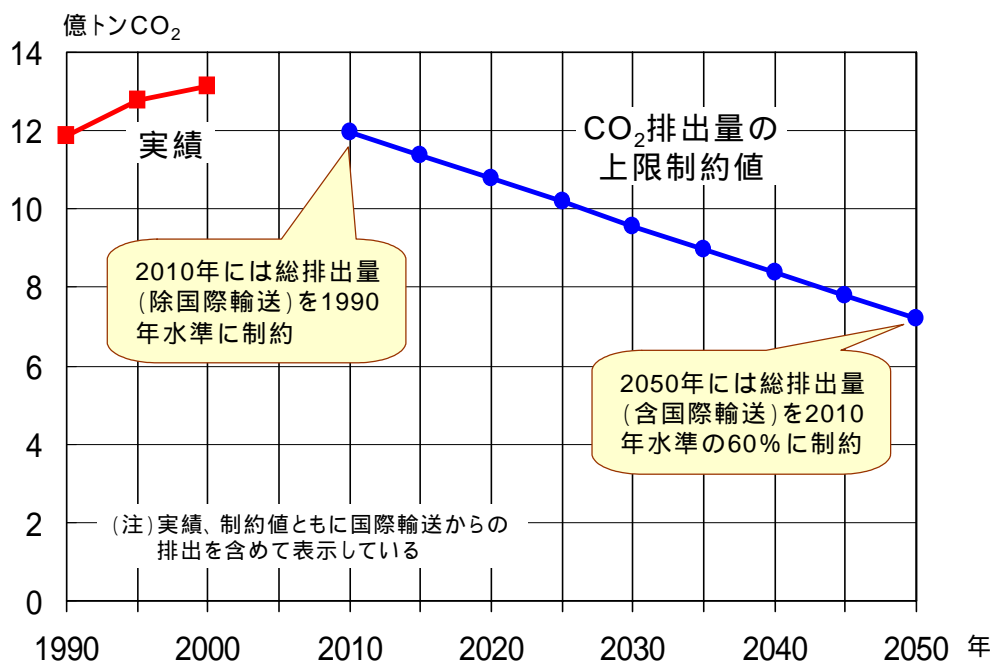
*2 国際輸送の排出を含めて制約(2010年のCO₂排出量(除国際輸送)は1990年水準に抑制)

*3 再生可能エネルギー利用可能規模拡大、CO₂回収・投棄が可能と想定

この検討において想定した原子力エネルギー利用規模（発電および熱利用の設備容量）およびCO₂の将来排出量に対する制約は、それぞれ付録図5および付録図6に示すとおりです。原子力拡大ケースでは、原子力発電設備が2030年に80GWe、2050年に90GWe、また、熱利用炉が2050年に20GWtになるものと想定しています。一方、原子力廃止ケースでは、2010年以降原子炉プラントの新設は行わず、2005年までに建設した原子力発電設備は運転開始から40年経過した後に閉鎖するものと想定しました。



付録図5 原子力エネルギー利用技術の将来設備容量



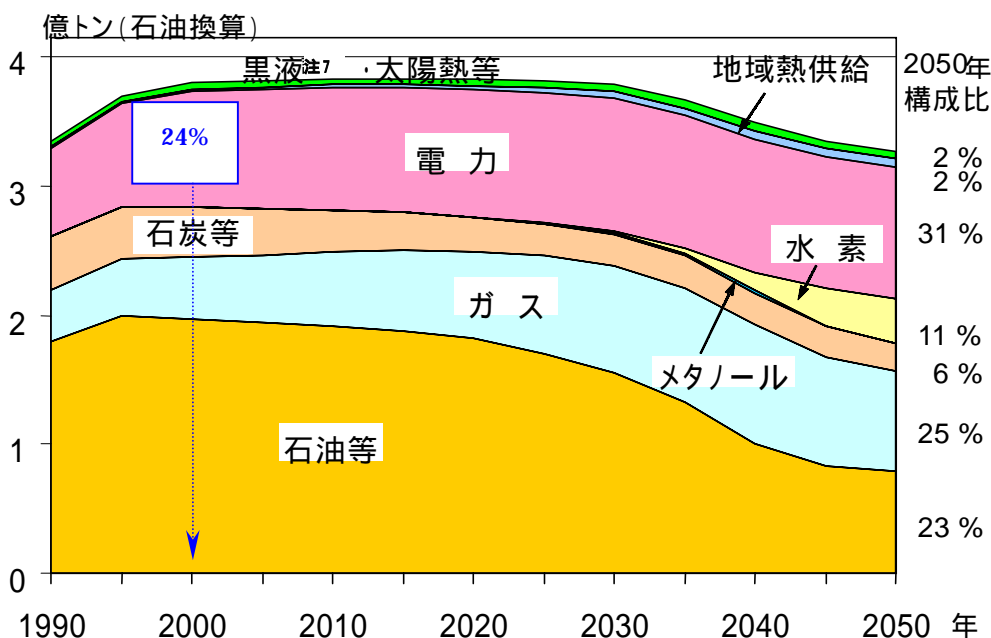
付録図6 CO₂排出量に対する制約

CO₂の排出量に関しては、京都議定書の合意に基づき2010年の総排出量（国際輸送用燃料からの排出を除く）を1990年水準に抑制するとともに、その後2050年には国際輸送用燃料からの分も含めた総排出量を2010年排出量水準の60%以下とするように制約しました。国際輸送からの排出量はあまり大きくないので、上記の制約によって2050年の排出量は1990年水準の概ね60%に抑制されることとなります。

以下に、まず原子力拡大ケースにおけるエネルギー需給の概要を紹介し、その後、原子力廃止ケースの場合にエネルギー需給構成やエネルギー供給コストがどのように変化するかをまとめ、原子力利用の長期的な意義を考察することとします。

3 原子力拡大ケース

原子力利用を拡大するケースにおいて、エネルギー需要を満たすために消費される最終エネルギーの種類と量を付録図7に示しました。消費量全体としては、2030年頃まで横ばいで、その後低下していきます。これは、人口が減少すること、燃料電池自動車などの急速な普及によって輸送部門の燃料利用効率が大幅に向上すると仮定したことなどによるものです。2000年～2050年の平均でみるとGDPは年率0.5%増加しますが、最終エネルギー消費量は逆に年率0.3%減少します。つまり、エネルギー原単位^{注6}は年率0.8%の割合で改善していくこととなります。なお、燃料電池自動車などを利用しない場合には、エネルギー原単位の改善は年率0.6%に留まります。



付録図7 最終エネルギー消費量の推移

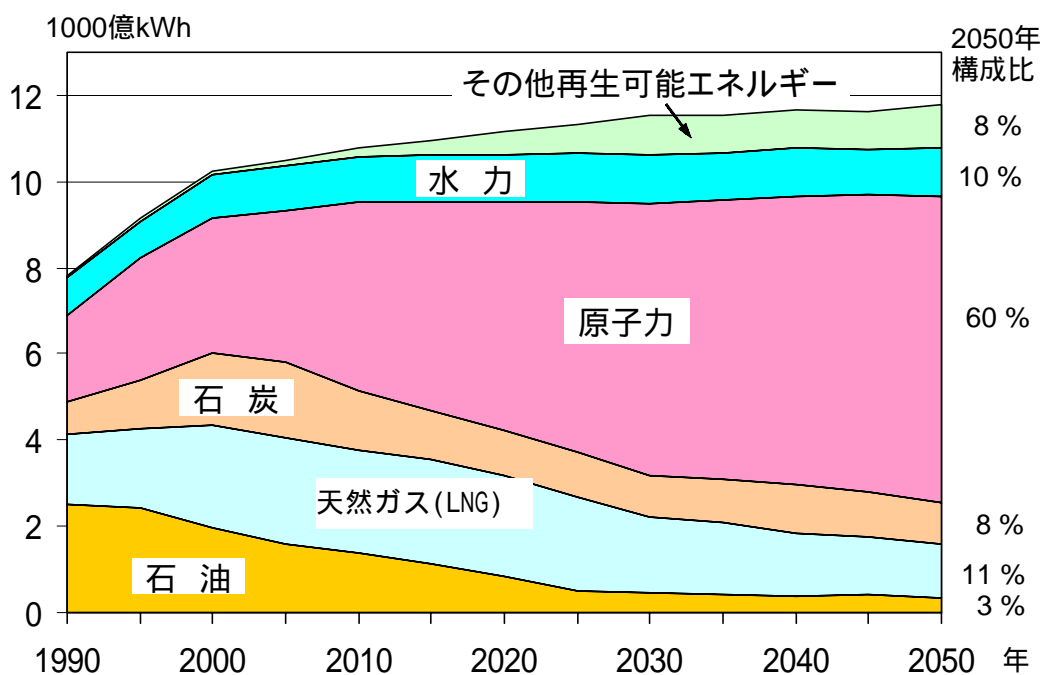
注6 エネルギー原単位：GDP当たりの最終エネルギー消費量

注7 黒液：パルプ製造工程で発生する蒸解廃液で、黒いことから黒液と呼ばれています。製紙工場では、パルプ化工程におけるもう一つの副産物である廃材と共にエネルギー源(燃料)として利用されています。

エネルギー種別にみると、クリーンで利便性の高い電力の消費が将来的に増大し、最終エネルギー全体に占める割合が2000年の24%から2050年には31%まで増加しています。また、新燃料である水素も製造・利用技術が進歩するとの仮定の下で2030年頃から本格的な利用が始まり、2050年には全体の1割程度を占めるに至っています。水素はモデル上で想定した用途のうち、主として輸送用（自動車と航空機）に用いられており、民生用燃料電池や都市ガス原料には用いられていません。なお、2050年には、水素利用の約9割が自動車用燃料、約1割が航空機用燃料となります（付録図14）。

一方、現在最終エネルギーの約半分をまかなっている石油製品の消費量は2020年頃まで緩やかに低下し、その後燃料電池自動車の急速な普及に伴う輸送用燃料需要の低減によって急速に減少します。ガス燃料（LPガスを含む）は、石油代替燃料として利用が増加し、2050年には石油製品を上回る消費量となります。

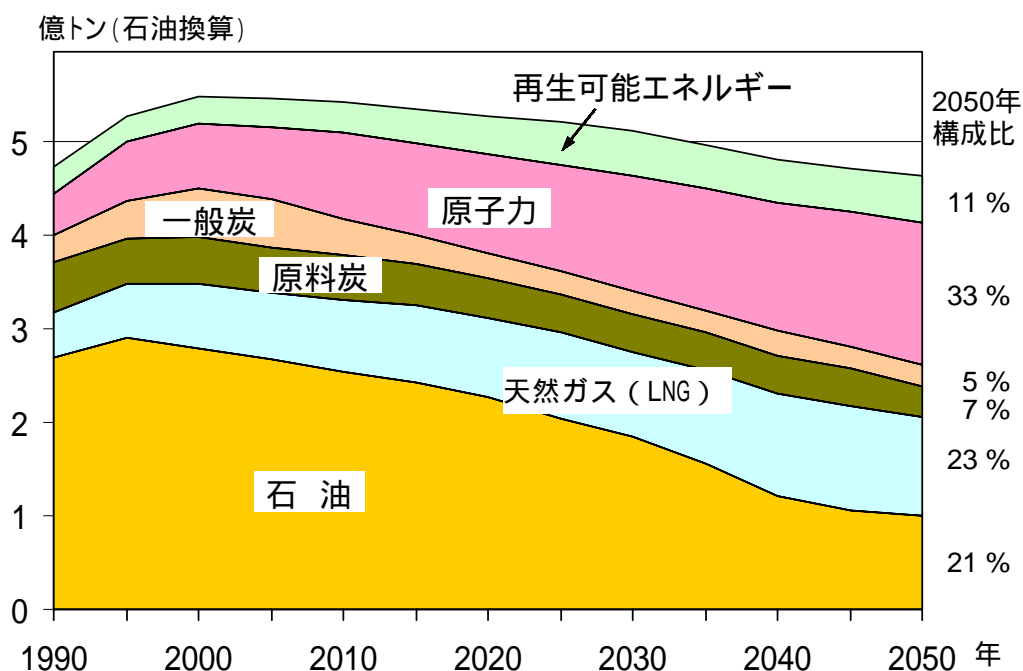
最終エネルギーに占める電力の割合は上記のとおり増加していきませんが、発電電力量とその電源別構成は付録図8のように推移します。発電量全体としては2050年に2000年より1割程度（一人当たりでは4割程度）増加しています。電源別にみると、2050年には原子力発電が全体の6割、再生可能エネルギー（水力発電を含む）と天然ガス（LNG）などの化石燃料がそれぞれ2割程度をまかなっています。なお、再生可能エネルギー発電の規模として、2050年に水力2,600万kWe、太陽光発電7,000万kWe、地熱発電200万kWe、風力発電1,000万kWeなどを想定しています。



付録図8 電源別発電電力量と電源構成の推移

最終エネルギー消費量（付録図7）と発電電力量（付録図8）が上記のように推移する中で、一次エネルギー供給量は付録図9に示すように変化していきます。総供給量で見ると、2050年には2000年に比べて2割弱減少しますが、一人当たりの供給量はむしろわずかに増加します。このように最終エネルギー消費量に比べて一次エネルギー供給量がより大きく減少していくのは、発電効率の向上、コージェネレーションの利用増加などによって、一次エネルギーから最終エネルギーに変換する効率が向上するためです。

エネルギー源別の構成では、2000年に供給量の約半分を占めている石油が徐々に低下して2050年には2割程度となります。また、CO₂の排出量を制限しているため、石炭の構成比は低下し、2050年には1割程度です。これらに代わって、天然ガス（LNG）の利用が増加し、一次エネルギーに占める比率も2000年の13%から2050年には23%まで上昇しています。天然ガス（LNG）は発電用燃料、都市ガス用原料のほか、水素製造の原料としても大量に使用されています。2050年の天然ガス（LNG）輸入量はLNG換算で約8,400万トンで、現在の約1.6倍です。



付録図9 一次エネルギー供給量

原子力エネルギーは発電と水素製造に利用され、2050年には一次エネルギー全体の3分の1をまかっています。再生可能エネルギーは、現在水力発電を中心に一次エネルギーの約6%をまかっていますが、長期的には太陽光発電、風力発電、地熱発電、太陽熱直接利用などの規模が増加し、2050年には構成比率も11%程度まで上昇しています。

このように原子力エネルギーと再生可能エネルギーの利用が増加するので、化石燃料への依存は徐々に軽減されていきます。2000年には、化石燃料依存度が82%でしたが、2050年には56%にまで低下しています。また、現在は一次エネルギー、最終エネルギーともに、約半分を石油に依存していますが、このケースの2050年のエネルギー構成は石油のような特定のエネルギーに過度に依存することなく、バランスのより優れたものとなっています。

一方、電力供給に関しては、上記のとおり原子力が発電電力量の6割をまかなっています。この需給シナリオのように電解水素製造や電気自動車の充電などに夜間電力を利用すれば、原子力発電所が昼夜の負荷変動に追従した運転をする必要はないと考えられますが、電力供給の安定性を確保するためには、原子力発電の技術的信頼性を十分高く維持することが必要です。

4 原子力廃止ケース

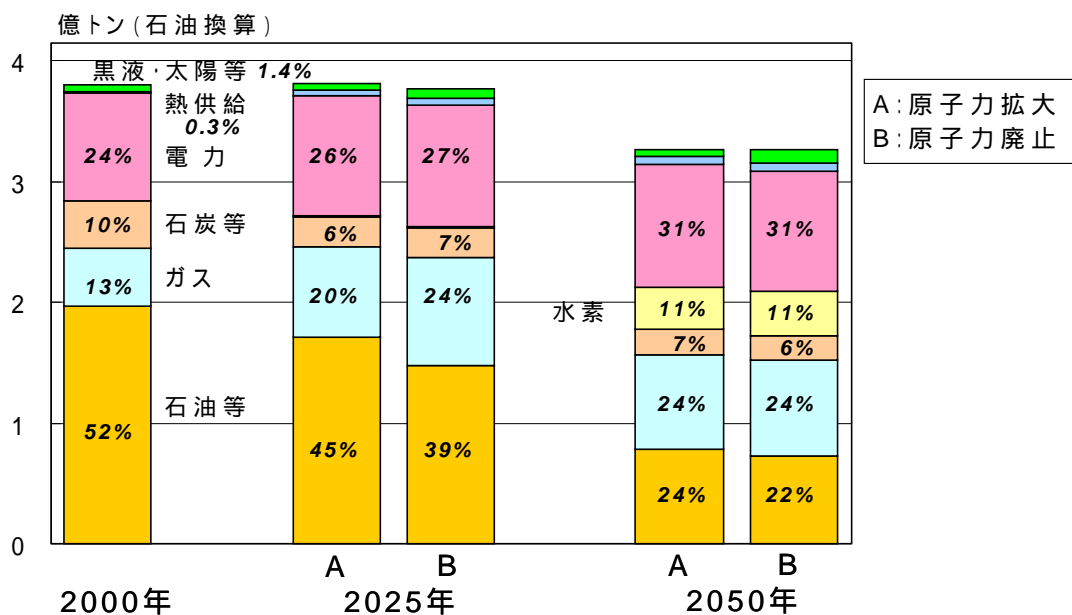
上記の原子力拡大ケースでは、2050年における原子力エネルギー利用の規模として、原子力発電9,000万kWe、水素製造用の熱利用炉2,000万kWtの導入を仮定しましたが、原子力エネルギーを使わない場合にはどうなるのかを検討するために、原子力廃止ケースを描いてみました。なお、将来のエネルギー需要、CO₂排出量の水準など、主な前提条件は原子力拡大ケースと同じです。

原子力廃止ケースでは、既述のとおり、2010年およびそれ以降は原子力発電設備の建設を行わず、また、2005年までに建設した原子力発電所は耐用年数40年（原子力拡大ケースでは耐用年数60年）を経過したら廃炉になるものと仮定しました。CO₂の排出量に対しては原子力拡大ケースと同じ制約を適用しますので、この制約を満足できるように再生可能エネルギー発電の利用規模を潜在的に可能な範囲で増大しました。また、これだけではCO₂を十分減らすことができないので、火力発電の排ガスからのCO₂回収と投棄（海洋の地下に存在する帯水層への投棄）も可能になるものと想定しました。

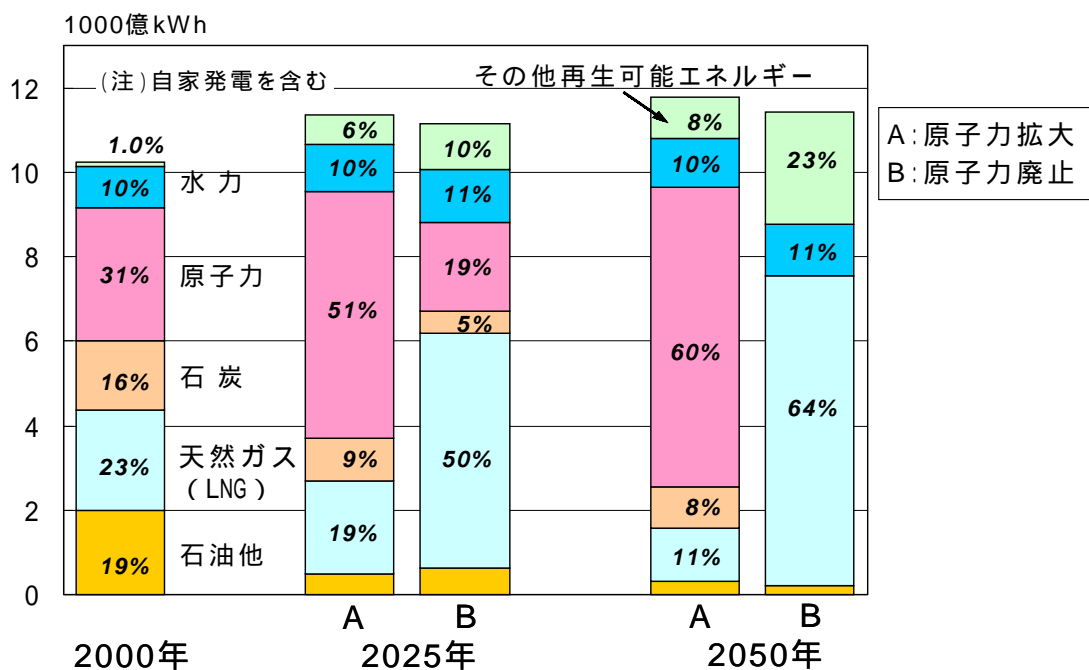
以下に、原子力拡大ケースと原子力廃止ケースのエネルギー需給構成とエネルギー供給コストを比較します。

両ケースとも、同一のエネルギーサービス需要を満足することを前提としているので、最終エネルギー消費量（付録図10）に関しては大きな違いが見られませんが、原子力廃止ケースでは、2025年にガス燃料の消費量がやや多く、その分石油が少なくなっています。

付録図10で電力の消費量は両ケースとも同程度ですが、付録図11に示すように、電源構成は大幅に異なってきます。原子力廃止ケースでは2025年に電気の半分、2050年には3分の2近くが天然ガス（LNG）でまかなわれます。再生可能エネルギー発電の拡大（2050年に太陽光発電1億kWe、地熱発電400万kWe、風力発電1,200万kWe）などを想定しているので、水力を含めた再生可能エネルギー全体では2050年に電力の約3分の1をまかなっています。原子力発電は、2025年にはまだ電力の20%弱を供給しますが、2050年には完全になくなります。

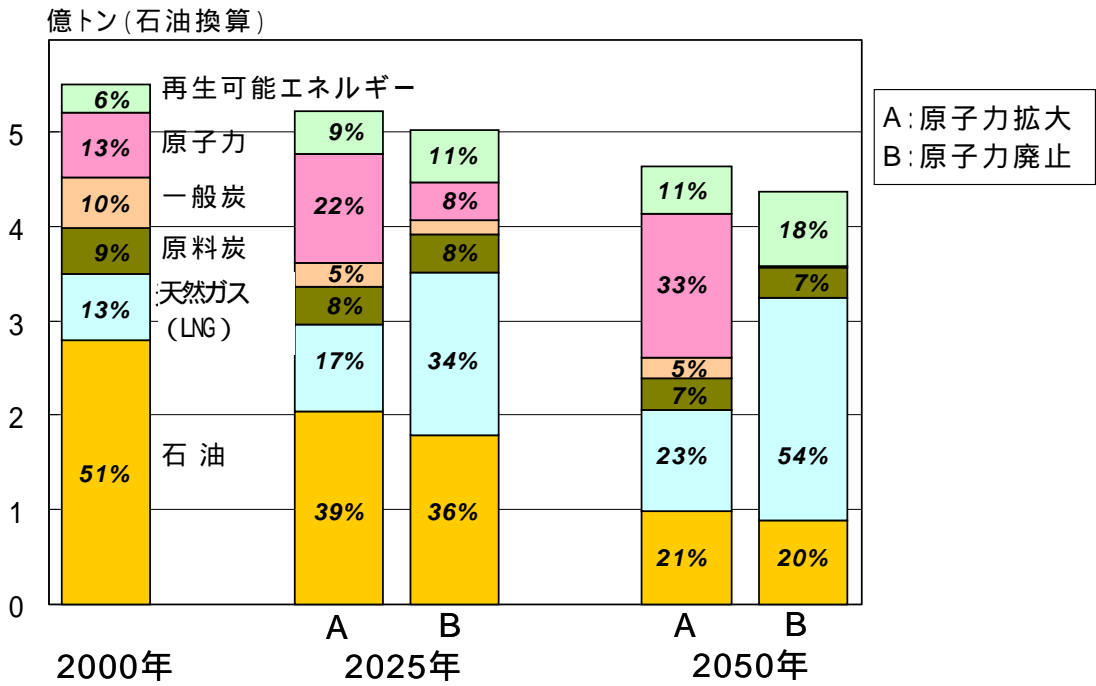


付録図 10 最終エネルギー消費量の比較



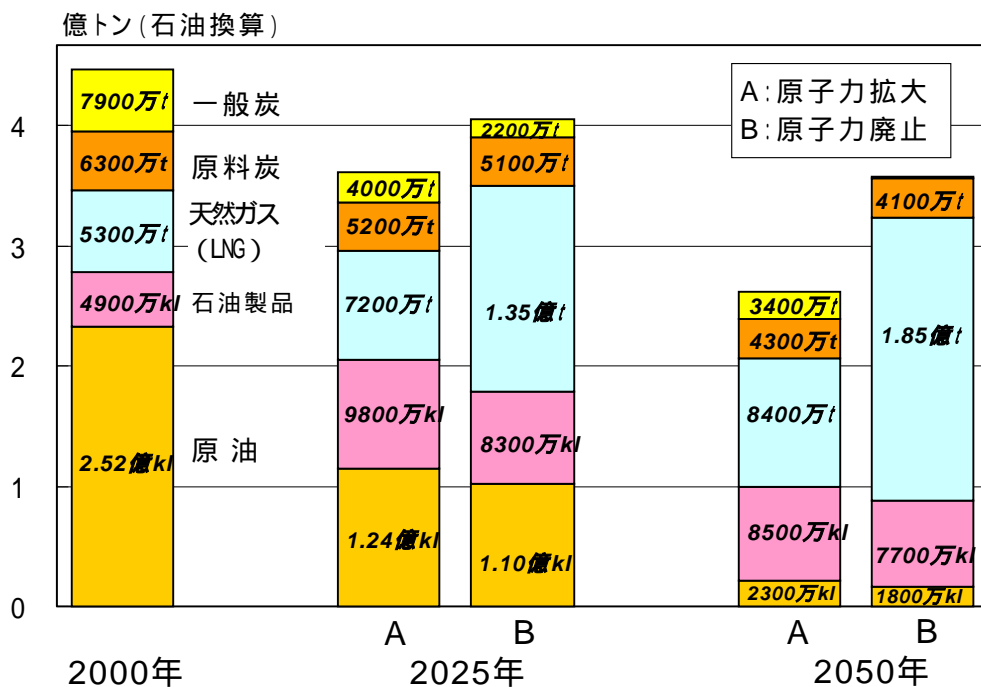
付録図 11 電源別発電電力量の比較

付録図 12 に示すように、一次エネルギー供給量にも大きな変化が表れます。付録図 11 に示す電源構成ほど極端ではありませんが、原子力廃止ケースでは原子力拡大ケースに比べて天然ガス(LNG)の構成比率が増大し、2050年には一次エネルギーの過半を占めています。また、再生可能エネルギーの利用規模も増大し、2050年には一次エネルギーの18%をまかっています。



付録図 12 一次エネルギー供給量の比較

両ケースにおける化石燃料の輸入量を付録図 13 で比較しました。原子力廃止ケースでは、原子力拡大ケースに比べて石油と一般炭の輸入量は減少しますが、これに代わって天然ガス (LNG) の輸入量が大幅に増加し、化石燃料の輸入量合計もかなり増加します。原子力廃止ケースにおける 2050 年の天然ガス (LNG) の輸入量は 1 億 8,500 万トンと、現在の 3.5 倍になります。

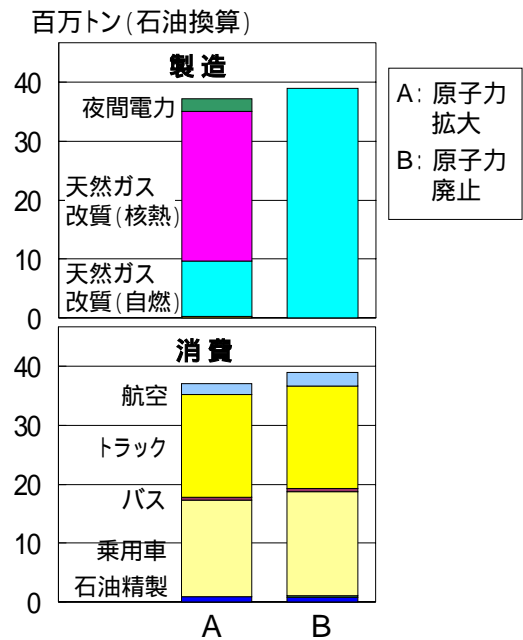


付録図 13 化石燃料の輸入量の比較

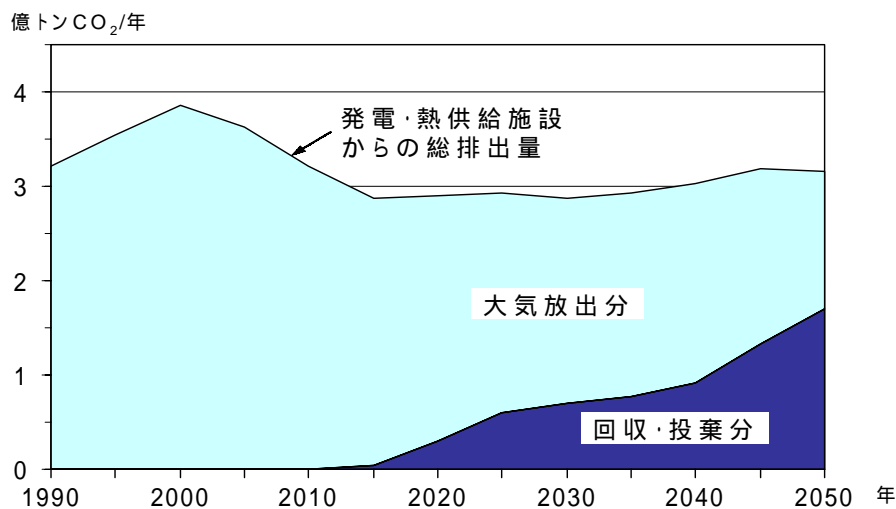
最終エネルギーの構成をみると、両ケースとも2050年には水素が全体の11%（付録図10参照）を占めています。そこで、2050年の水素製造と消費の内訳を、付録図14に比較しました。原子力拡大ケースでは、水素製造の約3分の2が原子力熱利用による（核熱）天然ガス改質、残りが天然ガス（LNG）の自燃による（自燃）天然ガス改質（約26%）と夜間電力による電解水素製造（約6%）です。なお、天然ガス（LNG）の輸入価格が付録表3に示す値（2000年の1.5倍）より高価格（1.8倍以上〔付録図4参照〕）に変動したり、熱化学分解法の技術進歩による低コスト化などが図れば、CO₂ゼロ排出の原子力による「水の熱化学分解法」の利用が十分考えられます。

これに対して、原子力廃止ケースでは、すべての水素を天然ガス（LNG）の自燃による方法で生産しています。したがって、燃焼に使われる分だけ、天然ガス（LNG）の消費量が増加することになります。このように製造された水素は両ケースとも、大部分が自動車用燃料として使用されますが、一部は航空機用燃料として、また、石油精製プロセス（脱硫および水素化分解用）にも用いられます。

この検討では、2050年のCO₂排出量を1990年値の約60%水準に抑制することを条件にしていますが、原子力廃止ケースでは天然ガス（LNG）へのシフトと再生可能エネルギー利用の大幅な拡大だけではこの条件を満足できないために、付録図15に示すようにCO₂の回収・投棄を行っています。2050年には、投棄されるCO₂は年間1億7,000万トンに達します。



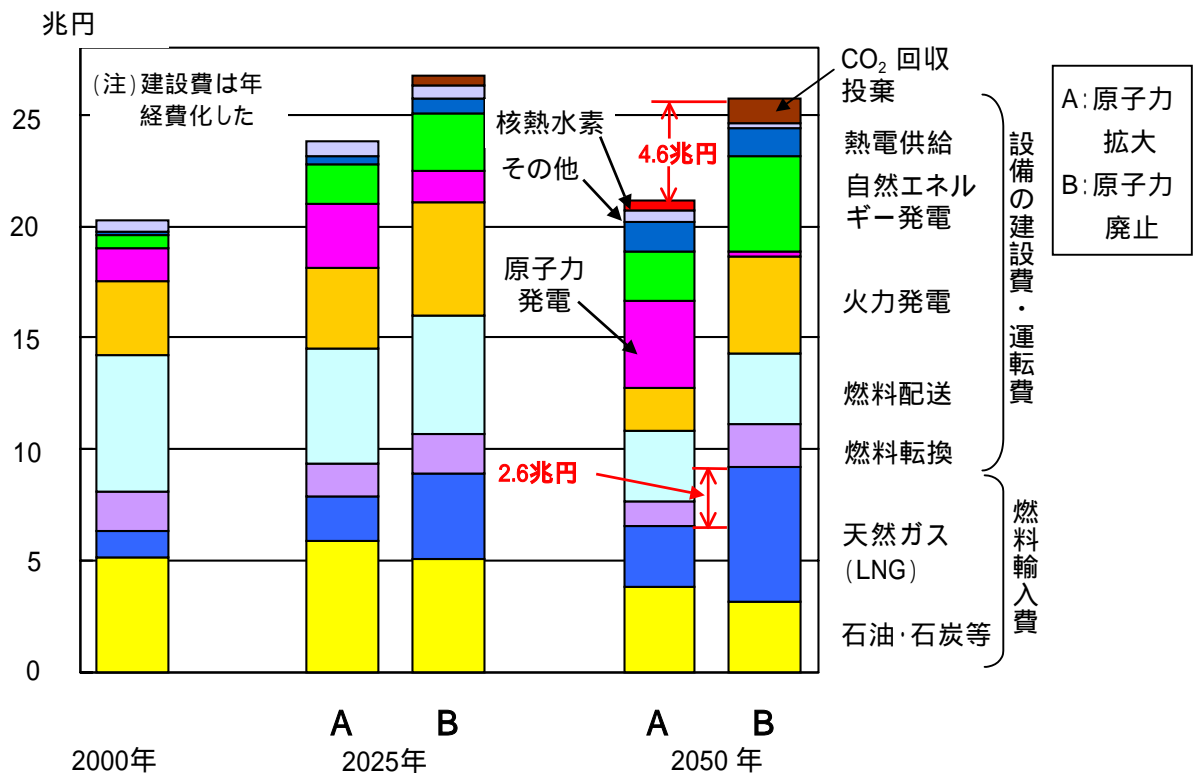
付録図14 水素の製造と消費（2050年）



付録図15 CO₂の回収・投棄（原子力廃止ケース）

以上のようなエネルギー需給の変化はエネルギー供給コストにも影響します。エネルギー供給の年間総コスト（建設費を年経費化して表示した場合）は、付録図 16 に示すとおりです。原子力廃止ケースでは、建設単価の高い再生可能エネルギー発電を大規模に利用するために総建設費が大きくなるとともに、天然ガス（LNG）の輸入量が増えるために燃料費も大きくなっています。2050 年の一年間のコストをみると、燃料費だけで 2.6 兆円、全体では 4.6 兆円の増加となっています（付録図 16 参照）。

一般に、将来のコストには不確実性がありますが、特に、輸入燃料の価格は今後の世界的なエネルギー需給の動向に大きく左右されます。ここでは、天然ガス（LNG）価格が 2050 年に 2000 年の 1.5 倍になると想定していますが、これがもっと低位で推移すれば上記の燃料費の増加幅は縮小し、逆に天然ガス（LNG）需要が世界的に増加して価格が高騰すれば、ここで計算した以上に増加することになります。



付録図 16 エネルギー供給コスト

5 原子力エネルギー利用の意義

上記のエネルギー需給シナリオをもとに、エネルギー供給の将来展望と原子力エネルギー利用の意義について整理しました。

今後の経済成長がきわめて緩やかであること（この検討では2000年～2050年のGDP年平均成長率0.5%）、人口が減少していくこと（2050年に1億人、現在の80%相当）、また産業構造変化、技術革新などでエネルギー原単位が改善していくこと（この検討では上記期間に年平均0.8%）を想定しても、2050年には現在よりやや少ない程度（2000年の約84%）のエネルギーが必要となります。過度の石油依存から脱却して供給の安定性を向上させ、また、CO₂の排出削減を実現しながら、このエネルギー需要をいかに満たしていくかが課題です。

原子力エネルギーの利用を継続していく場合には、比較的バランスのとれたエネルギー構成を維持していくことができます。しかし、今後原子力エネルギーを選択しない場合には、再生可能エネルギーと化石燃料に依存することになります。このうち再生可能エネルギー（水力を含む）は、原子力エネルギーと同様に輸入エネルギー依存度の軽減とCO₂排出量の低減に有効ですが、面積が狭く、人口密度の高い日本国内では利用可能な資源規模が限られていることに留意する必要があります。この検討では、原子力廃止ケースの中で大きな利用規模を想定していますが、それでも2050年時点で一次エネルギーの2割弱、発電の3分の1程度の貢献に留まり、長期的にみても補助的なエネルギー源と位置づけるのが妥当であると判断されます。

したがって、もし原子力エネルギーを選択しないとするならば、引き続き化石燃料に強く依存し続けることになるのは確実です。化石燃料の中では、200年以上もの可採埋蔵量を持ち、かつ価格も安い石炭が魅力的ですが、発熱量あたりのCO₂排出量が大きいという問題があるので、長期的にCO₂の排出量を厳しく抑制していくことが求められる可能性があることを考慮すると、CO₂の回収費用を加味したコストで評価する必要があります。その場合には、コスト高となり、石炭に大きく依存するようなシナリオを描くことは適切でないと判断されます。また、資源が中東に偏在する石油については、今後とも消費を極力減らしていく必要があるため、結局のところ、長期的には天然ガス（LNG）の利用を増やしていくことが望ましいと考えられます。

天然ガス（LNG）の利用技術は近年急速に進歩してきていますが、一方、天然ガス（LNG）の供給量を短期間に拡大することは難しく、長期的展望に立って計画的に資源を開発するとともに、輸送と利用の基盤整備などに取り組んでいく必要があります。また、天然ガス（LNG）の利用を拡大するに当たってはその価格を引き下げる努力も不可欠です。CO₂の排出量が少ない長所が価格に反映されれば相対的な経済性は改善されますが、基幹エネルギーとしての天然ガス（LNG）が国際水準と比較して高価格であれば、産業の国際競争力が低下したり、潜在的なエネルギー需要を充足できなくなる可能性があるからです。もちろん、天然ガス（LNG）への依存度が高くなるほどその価格変動に対しての脆弱性は高くなります。

長期的に天然ガス（LNG）利用にシフトし、再生可能エネルギーを最大限に活用し、しかも石炭、石油の利用を極力控えたとしても、原子力エネルギーを選択しない場合にはCO₂の排出量を厳しく抑制することは困難です。したがって、もし排出量の厳しい抑制が不可避であれば、CO₂の回収・投棄のようなコストの高い手段を使うことも必要となります。この場合、投棄する場所の確保も大きな課題ですが、エネルギー供給に要するコストも高くなります。この検討の条件では、原子力を廃止するケースでのエネルギー供給コストは、原子力を拡大するケースに比べて2050年に22%上昇、つまり、供給されるエネルギーの価格が平均して約2割上昇することになります。さらに、一次エネルギーの8割以上を海外に依存しなければならぬため、エネルギー供給の自立性を確保する上でも問題があります。

原子力エネルギーは技術的、経済的観点からは大きな潜在需要をもっており、今後、その利用を順調に拡大していくことができれば、輸入化石燃料への依存度を大幅に低下させてエネルギー供給の自立性を高めるだけでなく、低コストでCO₂排出量を低い水準に抑制することも可能になると考えられます。原子力利用を拡大するケースにおいては、原子力は2050年に一次エネルギー供給の33%、発電の60%をまかない、化石燃料への依存度が一次エネルギー供給では56%に、発電では22%にまで下っています。

なお、原子力エネルギーをこのように化石燃料に代わる基幹エネルギーとして長期にわたって利用していくためには、何よりもまず、利用の拡大について社会が合意すること、言い換えると、社会が合意できるような開発利用体制を整備することが不可欠です。また、技術的な見地からは、信頼性と経済性を一層高めること、電力以外のエネルギー需要にも応えること、燃料サイクルを確立することなどが必要です。すでに、水素を製造して輸送用燃料に利用していく技術、増殖炉と燃料サイクル技術などの開発も進められていますので、今後、これらの技術の実用化を目指した取り組みが重要な課題となります。

また、電力市場の自由化が進む中で投資リスクの大きい原子力エネルギーの開発利用が今後著しく困難になることも予想されますので、電力市場の自由化とエネルギー安定供給や環境保全などを目指す公益的政策とを両立させるための適切な制度、措置を早期に整備することも、重要な課題となっています。