

エネルギー転換部門の排出量推計について

1. 温室効果ガス排出量の算定結果のまとめ

二酸化炭素排出量

表1.1 二酸化炭素排出量の算定結果

1) 温室効果ガス排出量(電力配分前) [千トン(CO2換算)]

対象分野名	CO2					
	1990	1998	2010 ケース1		2010 ケース2	
			固定	計画	固定	計画
燃料の燃焼						
電気事業者	295,614	298,095	354,610	289,815	384,309	322,023
石油精製	23,287	29,621	31,594	29,591	31,745	29,990
都市ガス製造・供給	1,026	872	1,096	661	1,096	661
その他	19,346	19,695	20,585	20,585	20,585	20,585
合計	339,272 (100)	348,283 (103)	407,884 (120)	340,652 (100)	437,734 (129)	373,259 (110)

注) ケース1:原子力13基新設、 ケース2:原子力7基新設

2) 温室効果ガス排出量(電力配分後) [千トン(CO2換算)]

対象分野名	CO2					
	1990	1998	2010 ケース1		2010 ケース2	
			固定	計画	固定	計画
燃料の燃焼						
電気事業者	32,214	32,230	38,661	31,854	41,977	35,568
石油精製	23,287	29,621	31,594	29,591	31,745	29,990
都市ガス製造・供給	1,026	872	1,096	661	1,096	661
その他	19,346	19,695	20,585	20,585	20,585	20,585
合計	75,873 (100)	82,418 (109)	91,935 (121)	82,691 (109)	95,403 (126)	86,804 (114)

注) ケース1:原子力13基新設、 ケース2:原子力7基新設

メタンおよび亜酸化窒素の排出量

表1.2 メタンおよび亜酸化窒素排出量の算定結果

[千トン(CO2換算)]

対象分野名	CH4				N2O			
	1990	1998	2010		1990	1998	2010	
			固定	計画			固定	計画
燃料の燃焼	-32	-34	-40	-38	597	1,135	1,339	1,299
電気事業者	-	-	-	-	-	-	-	-
石油精製	-	-	-	-	-	-	-	-
都市ガス製造・供給	-	-	-	-	-	-	-	-
その他	-	-	-	-	-	-	-	-
燃料の漏洩	2,504	1,331	1,174	1,163	-	-	-	-
固体燃料	2,255	1,042	872	872	-	-	-	-
石油及び天然ガス	249	289	303	291	-	-	-	-
合計	2,472 (100)	1,297 (52)	1,135 (46)	1,124 (45)	597 (100)	1,135 (190)	1,339 (224)	1,299 (217)

【備考】

エネルギー需要量

エネルギー転換部門の基本的な活動量となるエネルギー需要量については、最終需要部門である産業、民生、運輸部門の各分科会において検討されており、本部門の検討ではそこで算定された需要量を満たすことを前提とした。なお、自家発電については各最終需要部門において検討されており、本部門での電力需要量からはそれらを控除している。

対象分野と対象ガスについて

本部門における対象分野および対象ガスを以下に示す。

ア．対象分野

- ・電力事業者
- ・都市ガス製造・供給
- ・石油精製
- ・その他（コークス製造部門や石炭・原油・天然ガス鉱業の自家消費等）

イ．対象ガス

- ・二酸化炭素（燃料の燃焼）
- ・メタン（燃料の漏洩、および燃料の燃焼に伴う大気中のメタン燃焼）
- ・亜酸化窒素（燃料の燃焼）

原子力発電の想定について

原子力発電は、地球温暖化対策に資するものであるが、種々の観点からその立地が検討されているため、本検討では、原子力発電所の新規設置分を経済活動の想定として織り込むこととした。

2010年までに運転開始が予定される原子力発電の新規設備は13基、このうち、電源開発調整審議会に上程されているものは7基（2000年11月27日現在）このうち、既に着工しているものは4基である。原子力発電所増設の見通しには不確実性があるために、本検討では、原子力発電所の新規設置について複数の想定を行うこととして、新規立地が13基のケースと7基のケースを想定した。

したがって、エネルギー転換部門では固定と計画の各ケースに対して原子力発電についての2つのケースが対応するために全部で4つのケースを想定している。

2. 電気事業者からの二酸化炭素排出量の算定

2.1 算定結果

(1) 二酸化炭素排出量と排出原単位

表2.1 電気事業者からの二酸化炭素排出量（配分前）と排出原単位（注）

[排出量:千トン(CO2換算)、排出原単位:gCO2/Wh]

	1990	1998	2010年 ケース1		2010年ケース2	
			固定	計画	固定	計画
CO2排出量	295,614 (100)	298,095 (101)	354,610 (120)	289,815 (98)	384,309 (130)	322,023 (109)
電力の CO2排出原単位	0.391 (100)	0.326 (83)	0.326 (83)	0.286 (73)	0.353 (90)	0.317 (81)

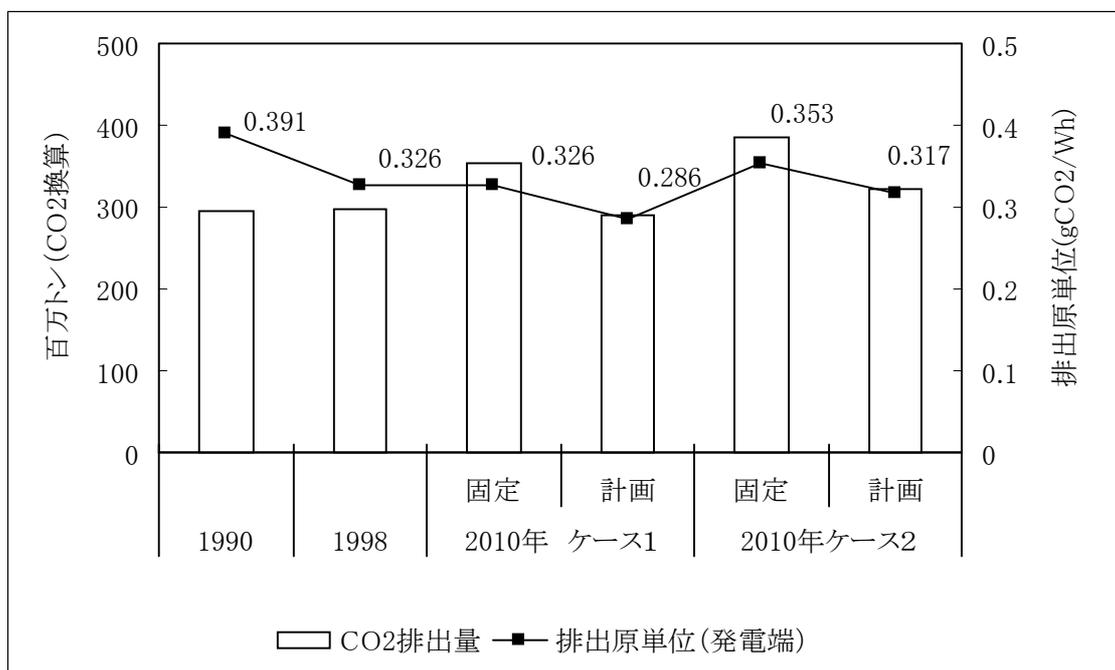


図2.1 電気事業者からの二酸化炭素排出量（配分前）と排出原単位（注）

(注) 電気の二酸化炭素排出原単位 (gCO2/Wh) は、本算定における電気事業者の二酸化炭素排出量を発電量で除したものであり、実績値は使用した統計、算定方法、対象範囲などの違いにより、政令で定められた値や電気事業者が公表している値とは若干異なる値となっていることに留意されたい。

(2) 電力需要量と電源構成

表2.2 電力需要量、発電電力量および発電構成比

[電力量:億kWh、構成比:%]

	1990	1998	2010 ケース1		2010 ケース2	
			固定	計画	固定	計画
電力需要量	6,773	8,180	9,722	9,054	9,722	9,054
発電電力量(発電端)	7,574	9,100	10,882	10,141	10,885	10,147
火力発電	4,639	4,760	5,614	4,617	6,072	5,099
石炭火力	796	1,360	2,085	1,659	2,291	1,748
石油等火力	1,930	1,057	862	587	970	918
LNG火力	1,913	2,343	2,668	2,371	2,812	2,433
原子力発電	2,014	3,313	4,216	4,404	3,761	3,928
水力発電	901	976	1,001	1,001	1,001	1,001
地熱発電	15	33	33	38	33	38
新エネ等	6	18	18	81	18	81
構成比						
火力発電	61.2	52.3	51.6	45.5	55.8	50.3
石炭火力	10.5	14.9	19.2	16.4	21.0	17.2
石油等火力	25.5	11.6	7.9	5.8	8.9	9.0
LNG火力	25.3	25.7	24.5	23.4	25.8	24.0
原子力発電	26.6	36.4	38.7	43.4	34.5	38.7
水力発電	11.9	10.7	9.2	9.9	9.2	9.9
地熱発電	0.2	0.4	0.3	0.4	0.3	0.4
新エネ等	0.1	0.2	0.2	0.8	0.2	0.8

注) 火力発電の区分は「電力需給の概要」による。「その他」は石油等火力に含めた。
水力発電は揚水発電と一般水力の合計値である。

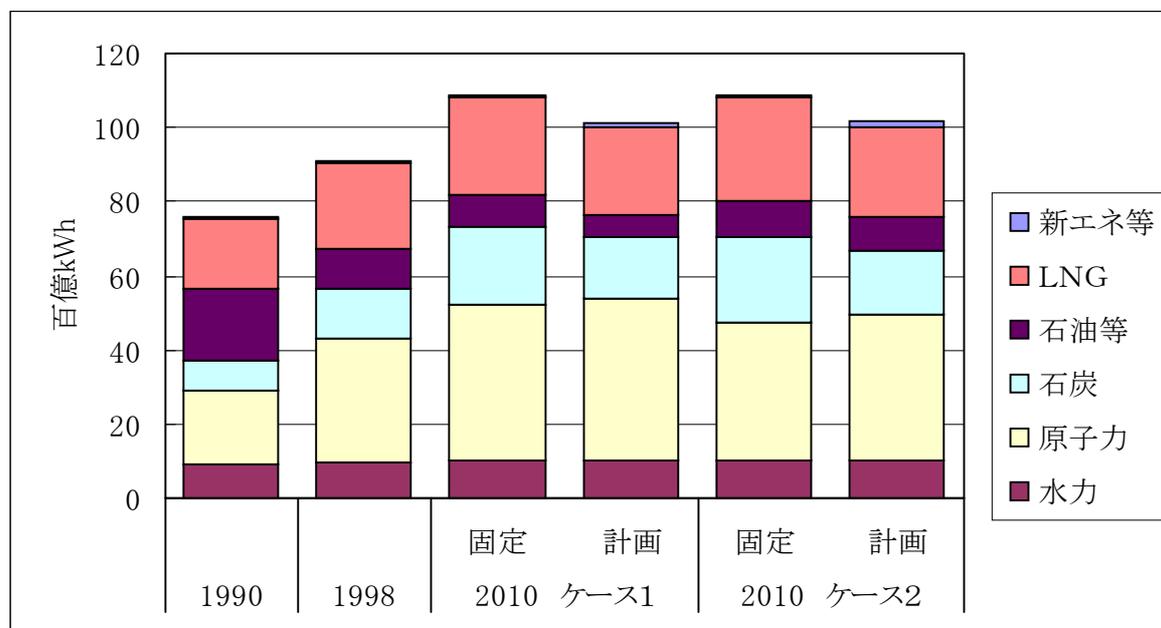


図2.2 発電電力量

2.2 算定方法

(1) 基本的な考え方

本検討においては、2010年という将来における総電力需要に対応するCO₂総排出量を推計する目的のために、以下に示す方法で、電力需要量に対応する発電構成を検討して、二酸化炭素排出量を算定した。

火力発電所の区分

火力発電所は、大きく以下のように区分した上で、さらに燃料別（石炭火力、石油等火力、LNG火力）に分類し、それぞれに対して、所内率、設備利用率、CO₂排出原単位（gCO₂/Wh）を想定した。

区 分	内 容
火力発電所 A	1998 年度に運転されていた発電所
火力発電所 A'	発電所 A のうち 2010 年度に運転されている発電所
火力発電所 B	1999～2001 年度に運転を開始した発電所
火力発電所 C	2002～2010 年度に運転を開始する発電所

発電所の設備量

想定される電力需要量（kWh）に対して、年負荷率を設定することにより、最大電力（kW）を求め、これに対応するために必要となる総設備容量を決定した。

原子力発電所、水力発電所、新エネルギー等発電所など火力発電以外の発電所については、電力需要には依存せずに、ケース毎に外生的に想定した設備量が導入されるものとした。

総設備容量から、火力発電所以外の設備量を差し引いた残りを、火力発電所の総設備量とした。

火力発電所の総設備量から、火力発電所 A' と B の設備量を差し引いた残りを、火力発電所 C の設備量とした。

火力発電所 C の燃料別構成比には、「平成 12 年度の供給計画」において、2002 年度から 2009 年までに運転開始の予定がある火力発電所の設備量比率を用いた。

発電所の発電電力量

電力需要量に対して、送電損失率を想定して、送電端総電力量を算出した。

火力発電以外の発電所については、電力需要には依存せずに、ケース毎に外生的に想定した量の発電を行うものとした。

送電端総電力量から、自家発電受電量と、火力発電所以外の発電量を差し引いた残りを、火力発電所の総発電量とした。

火力発電所 B および火力発電所 C の設備利用率は、石炭火力は 70%、LNG火力は

60%、石油等火力は60%とした。

火力発電所A'の設備利用率は、石炭火力とLNG火力については、対象となる個別発電所の1998年度運転実績のストック平均値とした。

残りの発電量は、火力発電所A'の石油等火力が賄うものとした。

二酸化炭素排出量

CO₂排出については、発電燃料となる化石燃料の燃焼分のみを考慮し、火力発電所以外の発電所のCO₂排出量はゼロとした。

火力発電所からのCO₂排出量は、上記で述べた各火力発電所のCO₂排出原単位(gCO₂/Wh)に、上記で得た各火力発電所の発電量を乗じて算定した。

自家発電受電については、自家発電における総排出量のうち受電した電力量に相当する分を、電気事業者からの排出と見なし、火力発電所の排出量に加えた。

インベントリ上の電力配分(発電に伴う年間CO₂総排出量を、電力を消費した者に、消費量に応じて配分すること)に用いるCO₂排出原単位(gCO₂/Wh)は、我が国インベントリの考え方に則して、以下のように算定した。

$$\text{CO}_2 \text{ 排出原単位} = \frac{\text{電気事業者からの CO}_2 \text{ 排出量}}{\text{電気事業者の発電量} + \text{自家発電受電量} - \text{揚水発電量}}$$

電力配分後の電気事業者のCO₂排出量は、我が国インベントリの考え方に則して、揚水発電損失量、送配電損失量、および所内利用量の和に、上記のCO₂排出原単位を乗じて算定した。

【算定方法についての留意点】

設備量の想定について

計画ケースの電力需要量は、現行対策による省エネルギー量の見込み等について一定の想定をおいて上で算定されたものである。この伸びは、一般電気事業者の「平成12年度の供給計画」における見通しを大きく下回るものとなっている(電力需要の伸び率は、供給計画では年平均1.8%、本推計の計画ケースでは年平均0.85%である)。このように供給者側の見通しよりも小さい電力需要量に対応するための供給力(電源構成)整備は一般電気事業者の計画とは異なるものとなる。そのため、本推計においては独自の電源構成を想定するものとした。

推計における想定需要やそれに対応する電源構成については、実際の電気事業者が電源構成を検討していく際に考慮する地域別の事情、経済性、供給安定性、日負荷変動や年間負荷変動への対応、および最小電力と原子力発電のバランスなどを考慮していない。特にミニマム・バランスの問題(正月やゴールデンウィークなどの電力需要が小さいときに、原子力発電の出力が最低電力を上回るケース)から、原子力発電所等の計画も見直しされる可能性がある。このように、本検討の内容については今後検討すべき課題を

含んでいることに留意されたい。

特定規模電気事業者について

将来の電源構成に影響を与える要因として特定規模電気事業者の動向が挙げられる。特定規模電気事業者については、2000年3月にその制度が始まったところである。一般的には特定規模電気事業者の発電設備としては経済的に優位な石炭火力が採用される可能性が高く、参入規模の拡大に伴い二酸化炭素排出量の増加要因として懸念されるところである。しかし、将来の参入動向については今後の規制緩和の進展や海外企業の参入動向等不確定な要素が大きいため、本算定においてはその影響は考慮していない。

節電による削減効果について

本算定方法では、将来における火力電源以外の発電量を外生的に決定しているため、結果として、将来の電力需要増減に対応する電源は、火力電源に特定されている。したがって、需要側の節電対策による削減効果を、この考え方で評価すると、需要側の節電効果は火力発電量を減少させた効果ということになる。

しかしながら、将来の不確定な需要増減に対して、どのような電源変化で対応することになるのかについては、様々な意見がある。また、仮にすべての対応が火力電源で行われたと仮定した場合においても、削減された火力発電量を、全て需要側の効果として捉えるべきかどうかについても議論が必要である。

本算定においては、火力電源で調整するという考え方を採用して、将来の電気事業者からのCO₂総排出量を算定しているが、需要側の削減効果を算定する場合には、CO₂総排出量の算定とは別の問題として、今後、様々な観点から検討を行う必要があると考えている。

(2) 電力需要量の想定

産業・民生・運輸の需要量にはそれぞれの分科会が算定した固定ケースと計画ケースの電力消費量を用いた。また、ここに含まれない熱供給事業者、石油精製、エネルギー鉱業部門の消費需要量については、以下のように想定した。

熱供給事業者

総合エネルギー調査会新エネルギー部会資料(2000.10)では、温度差エネルギーの導入量は現状(1998年)において原油換算3.6万kLで、現状の対策を維持したケースでは2010年において8.8万kLになると想定している。本検討においては将来の電力需要量を見積もる目的から、それと同等の導入量を想定し、増加分5.2万kL分については成績係数3.0程度のヒートポンプを用いて供給されるものと仮定して必要な電力量を算定した(253GWh)。これに現状1998年における熱供給事業者の電力消費量957GWhを加えた量を、計画ケースにおける熱供給事業者の電力消費量と想定した。固定ケースについては現状と同じとした。

石油精製

「石油等消費構造統計表」に記載されている石油精製の購入電力と販売電力との差分を電気事業者から供給された電力の消費量と見なし、この電力消費量を石油精製分野の算定において示した石油製品純生産量で除して電力消費原単位を算定した。次に、電力消費原単位は将来においても変わらないものと仮定し、電力原単位に石油製品生産量を乗じて電力消費量を算定した。

表2.3 石油精製における電力消費量原単位の想定

項目	単位	値
石油製品純生産量	PJ	8,739
電力消費量	GWh	1,075
電力消費原単位	GWh/PJ	0.123

エネルギー鉱業部門

「石油等消費構造統計表」および「エネルギー生産・需給統計年報」に記載された原油・天然ガス鉱業および石炭鉱業における電力消費量を集計すると600GWh程度となる。これらの部門の消費については2010年においても現状と同じとした。

(3) 年負荷率の想定

年負荷率については、産業構造等の変化に関する想定や、冷房機器などに関する想定をもとに設定すべきものであるが、本検討においては、年負荷率については詳細な検討を行っていないことから、全てのケースにおいて「平成12年度の供給計画」における2009年度の想定値である57.9%を使用した(年負荷率とは、最大需要電力に対する年平均需要電力の比率をいい、夏季ピーク需要が大きくなるに伴い、年負荷率は小さい値となる)。

(4) 送配電損失率の想定

送配電損失はこれまで図2.3のように推移しており、40年間で6ポイント近い効率向上を達成してきたが、近年は5.5%前後で下げ止まりの傾向にある。将来の送配電損失率については、高圧送電などによる減少要因は存在するが、電源の遠隔化や需要地から離れた場所での揚水発電の増加などによる増加要因も存在する。そのため、固定ケース、計画ケースとも現状1998年の送配電損失率を想定した。

1998年の送配電損失率については、電気事業連合会統計委員会編「電気事業便覧」の送電端供給力(A)と需要端供給力(B)より以下の式で算定した。

$$\text{送配電損失率} = (1 - A / B) \times 100$$

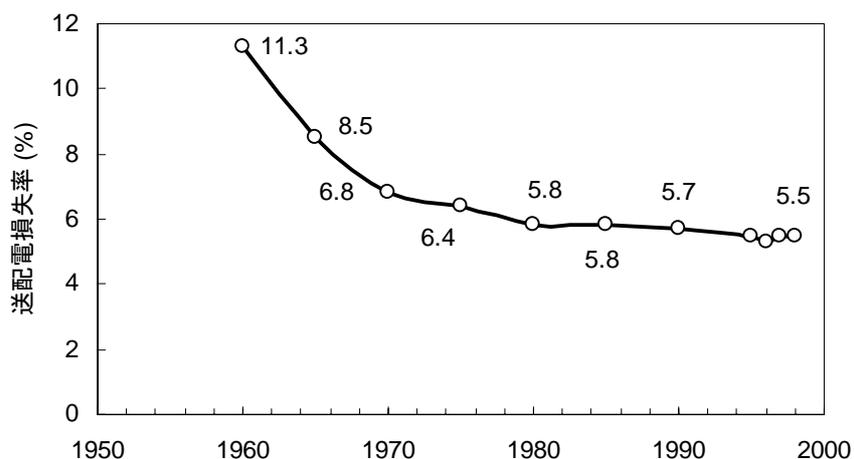


図2.3 送配電損失率の推移

(出所) 電気事業連合会統計委員会編「電気事業便覧」より作成

(5) 水力発電所の想定

発電量

ア. 一般水力発電所

一般水力については、既に経済的な地域の開発は進んでおり、近年では新規立地が難しい状況になりつつある。「平成 12 年度の供給計画」においても、一般水力発電の 2010 年度の設備量は 1998 年度の設備より増える計画であるが、発電量は 1998 年度実績を下回る計画となっている。この計画の中には既設発電所のリフレッシュ対策なども織り込まれていることを考えると、計画ケースとして追加的発電を見込むことは難しいといえる。そのため、一般水力については固定ケース、計画ケースともに同じ発電量を想定するものとした。

発電量としては、「総合エネルギー統計」の水力発電の一次エネルギー国内供給量[6,35]セルから自家発電への投入量[9,35]セルを差し引いたものを電気事業者の一般水力発電量と見なし、この値に「平成 12 年度の供給計画」の 2009 年/1998 比を乗じた値を用いた。

イ. 揚水発電所

「総合エネルギー統計」に記載された 1995 年度値^(注)の揚水発電量 ([8,35]セル)に、「平成 12 年度の供給計画」の 2009 年/1995 比を乗じたものを、2010 年の揚水発電量とした。なお、揚水発電は短期的な負荷追従を行うことを目的とした発電であり、その時々負荷の状況に応じて運用が行われるものであるが、ここではこの点は考慮せずに、電力需要量が異なる固定ケース、計画ケースで揚水発電量を同じとした。

(注)「総合エネルギー統計」における揚水発電量は、1996 年度以降では 1995 年度値がそのまま記されている。「総合エネルギー統計」の揚水発電量の値は、電気事業連合会統計委員会編「電気事業便覧」に記載された揚水式発電所における揚水式の発電量と一致するが、「電気事業便覧」では 1996 年度以降は揚水式

発電所における揚水式と自流分を分離していないために、「総合エネルギー統計」においても1996年度以降の値は1995年度値が記されているものと考えられる。

揚水発電効率

「総合エネルギー統計」における揚水発電量を揚水用動力量（[8,38]セル）で除して算出し（既述の理由により、1995年度値を使用）、この値が2010年においても変わらないとした。なお、揚水発電の効率は一般に70%程度と言われているが、上述の方法で得られる値は48.7%と低い値となった。これについては統計の問題点なども指摘されているところであるが、本推計ではインベントリとの整合の観点から「総合エネルギー統計」を基礎としており、この値を変更すると全体バランスが崩れるために、そのまま使用することとした。

所内率

所内率は電気事業連合会統計委員会編「電気事業便覧」に記載された1998年度の一般電気事業者の発電量と所内量から計算した。この値は2010年においても変わらないものとした。

(6) 原子力発電所の想定

設備量

2010年の設備量の想定については、既述の通り新規立地が13基のケースと7基のケースを想定した。なお、2010年度に運転開始予定の設備については、年度途中の運転開始を考慮し、その半分が運転開始されると見なして設備量を想定した。

設備利用率

ア．固定ケース

単年度の原子力利用率は、定検時期の関係などにより上下変動するため、過去5年間（94～98年度）の平均である80.6%を想定した。

イ．計画ケース

現在までの利用率向上トレンドを見込んで（主に定検作業の効率化技術向上）、現状制度内において過去最大利用率である84.2%（1998年度実績）を想定した。

表2.4 原子力発電の設備量と発電量の想定

		1998	2010年ケース1		2010年ケース2	
			固定	計画	固定	計画
設備量	万kW	4,492	5,970	5,970	5,325	5,325
発電量	億kWh	3,313	4,216	4,404	3,761	3,928
利用率	%	84.2	80.6	84.2	80.6	84.2

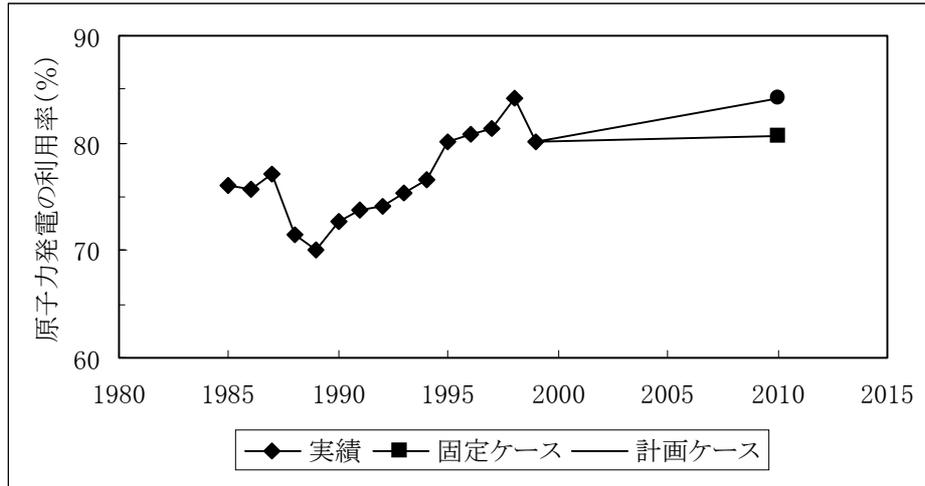


図2.4 原子力発電における利用率の推移と想定
 (出所)(社)日本電気協会「電気事業の現状」より作成

所内率

所内率は、電気事業連合会統計委員会編「電気事業便覧」における1998年度の一般電気事業者の発電量と所内量より計算した。この値は2010年においても変わらないものとした。

(7) 新エネルギー等発電所の想定

本分科会では、新エネルギー等としては地熱、廃棄物、風力発電を対象としている。太陽光発電、コージェネレーション、燃料電池、バイオマス発電については他の分科会において検討されている。

発電量

1) 地熱発電

ア. 固定ケース

現状1998年度の発電量を想定した。データは電気事業連合会統計委員会編「電気事業便覧」の記載された電気事業用の発電量を用いた。

イ. 計画ケース

現在計画されている電源を追加した規模を想定し、「平成12年度の供給計画」で示されている2009年設備容量59万kWと現状の利用率より発電量を算出した。

2) 風力発電

ア. 固定ケース

1998年度の設備導入量を想定し、設備利用率を19%と仮定して発電量を算出した。

イ. 計画ケース

総合エネルギー調査会新エネルギー部会資料(2000.10)において想定されている「現状の政策を維持した場合の導入規模」を想定した。同資料の設備量想定776MWに対し設備利

用率を 19%と仮定して発電量を算出した。

なお、各ケースで用いている設備利用率の 19%という値は、新エネ法の基本方針に基づく目標値で公表されている設備規模と発電量をもとに逆算して求めたものである。現在計画されている集中型の風力発電設備においては 30%以上の設備利用率を見込んでいるような条件の良い事例も多いが、その一方で、普及が進んだ場合には条件の悪い地点が残されるという減少の要因もあることから、ここでは各ケースにおいて同じ値を想定した。

3) 廃棄物発電

ア．固定ケース

1998 年度の発電量を想定した。データは「総合エネルギー統計」の電気事業者へ投入される「ごみ発電量」を用いた。

イ．計画ケース

総合エネルギー調査会新エネルギー部会資料(2000.10)において想定されている「現状の政策を維持した場合の導入規模」を想定した。同資料の設備量に対して、平成 10 年度の実績値の設備利用率(一般廃棄物発電で 60%、産業廃棄物発電で 42%)を用いて発電量を算定した。

一般廃棄物発電	1,592 MW
産業廃棄物発電	306 MW
(合計)	1,898 MW

所内率の想定

地熱発電の所内率は(社)日本地熱調査会資料より 1998 年の事業用の全国平均値を算定し、この値が将来も変わらないものと想定した。風力発電と廃棄物発電の所内率は参考となる資料が得られなかったために、現状、将来ともに 10%と仮定した。

その他

将来の発電量の想定に際しては、自家発電は現状規模で一定と見なし、発電量の増分は全て電気事業者の増分と見なした。

(8) 自家発電受電量の想定

現状の自家発電受電量(「総合エネルギー統計」の[7,39]セルの値)が将来も変わらないものとした。なお、自家発電の受電に伴って、その受電量に自家発電電力の CO2 排出原単位を乗じた分だけ、電気事業者から CO2 が排出されるものと見なした。自家発電電力の CO2 排出原単位には、自家発電からの CO2 総排出量(「総合エネルギー統計」で自家発電に投入される燃料に、各燃料の CO2 排出係数を乗じて算定)を、自家発電量で除したものを使用した。

(9) 火力発電所の想定

火力発電所の分類は、(1) 「基本的な考え方」に示した通りである。

火力発電所の CO2 排出原単位などの想定においては、火力発電所 A、A' については、資源エネルギー庁「電力需給の概要」に記載された発電所別発電実績データ(資料1)を、火力発電所 B、C については「電源開発調整審議会」の資料(資料2)に記載された設計ベースのデータを、それぞれ参照した。

なお、これらの発電所の設備量、設備利用率の想定は、(1) 「基本的な考え方」に示した通りである。

設備休廃止

資料1をもとに、2010年までに廃止予定があるものはそれに従い、それ以外については、2010年において運転開始から45年を経過する設備については休廃止されるものとした。

所内率

所内利用量の低減については技術を特定した評価は難しいが付帯設備の効率化などにより近年の発電所については古い発電所よりも所内率が低下しているものと考えられる。そのため老朽設備の休廃止と新規設備の追加に伴ってストック平均値(設備容量と利用率で加重平均したもの)の向上が見込まれる。

火力発電所 A、A' については資料1よりストック平均値を求めた。火力発電所 B、C については、火力発電所 A の個別データより、1988 年以降に導入された発電所のストック平均値を設定した(ただし、石油等火力については新規導入量が少ないことから A' と同じとした)。

表2.5 火力発電所の所内率の想定(%)

火力発電所	石炭火力	石油等火力	LNG火力
A	6.6	6.2	3.7
A'	6.5	6.0	3.6
B	5.7	6.0	2.9
C	5.7	6.0	2.9

CO2 排出原単位の想定

CO2 排出原単位(gCO2/Wh、発電端)は、火力発電所 A、A' については資料1の燃料消費実績より算定し、火力発電所 B、C については資料2の設計熱効率と使用燃料より算定した。なお、火力発電所 C については、2002 年から 2009 年までに運転予定のある各発電所の排出原単位を設備量で加重平均した値を想定した。火力発電所 B、C の中には I P P 電源も含まれるが、これらについては熱効率のデータが得られなかったために、石炭火力、石油等火力、LNG火力ともに熱効率 39.0%と仮定した。

表2.6 火力発電所のCO2 排出原単位の想定（発電端、gCO2/Wh）

火力発電所	石炭火力	石油等火力	LNG火力
A	0.82	0.69	0.46
A'	0.82	0.68	0.46
B	0.82	0.67	0.39
C	0.82	0.67	0.38

3. 都市ガス製造・供給における二酸化炭素排出量の算定

3.1 算定結果のまとめ

表3.1 都市ガス製造・供給における二酸化炭素排出量

	単位	1990	1998	2010	
				固定	計画
都市ガス消費量	PJ	645	951	1,195	1,155
都市ガス製造・供給の自家消費量	PJ	20	17.0	21.4	12.9
都市ガスのCO2排出係数	gCO2/MJ	51.3	51.3	51.3	51.3
都市ガス製造・供給のCO2排出量	GgCO2	1,026	872	1,096	661

3.2 算定方法

(1) 算定式

都市ガス製造・供給におけるエネルギー消費量と二酸化炭素排出量の算定式を以下に示す。

$$\begin{aligned} \text{エネルギー消費量[PJ]} &= \text{都市ガスの自家消費量} \\ &= \text{都市ガス供給量} \times (1 / \text{転換効率} - 1) \\ \text{CO2 排出量[GgCO2]} &= \text{エネルギー消費量[PJ]} \times \text{都市ガスの CO2 排出係数[gCO2/MJ]} \end{aligned}$$

(2) 都市ガス供給量

都市ガス供給量は産業、民生、運輸の各分科会が算定した都市ガス消費量を用いた。

(3) エネルギー転換効率の想定

都市ガス製造・供給分野における二酸化炭素排出量の削減対策としては、石炭および石油を原料とする改質系ガスから天然ガスを主とする非改質系ガスへの原料転換による加熱燃料の減少や、ガス製造時・輸送時の省エネルギー化がある。

都市ガスの原料をLNG（液化天然ガス）へ転換することで製造・供給段階での効率が向上しており、原料ならびに燃料等の投入エネルギー量に対する製造ガスへのエネルギー転換効率は大幅に向上してきている。また、ガス輸送に必要なエネルギーもLNG気化・圧送時の圧力エネルギーの有効活用により効率化が図られている。

その結果、都市ガス製造・供給におけるエネルギー転換効率は表 3.2に示すよう推移してきている。

表3.2 都市ガス製造・供給におけるエネルギー転換効率の推移

年度	'75	'80	'85	'90	'95
エネルギー転換効率	90.1%	93.0%	93.8%	96.7%	97.9%

(注)エネルギー転換効率 = 生産されるガス及び副産物のエネルギー / ガス製造・供給のために投入されるエネルギー

(出所) 日本ガス協会資料より

現状

総合エネルギー統計においては、都市ガスは熱供給事業者が 14PJ、最終エネルギー消費が 937PJ で合計 951PJ が消費されている。また、同統計における都市ガスの自家消費量は 17PJ である。この値より以下の式で転換効率を算定した。

$$\begin{aligned} \text{転換効率} &= \text{供給量} / (\text{供給量} + \text{自家消費量}) \\ &= 951 / (951 + 17) \quad 98.2 [\%] \end{aligned}$$

固定ケース

固定ケースの転換効率は現状の効率と同じとした。

計画ケース

計画ケースについては、非改質系および改質系の転換効率と、2010年の原料構成について、表 3.3 のように想定し、以下に示す様に転換効率を算定した。

$$\begin{aligned} \text{転換効率} &= 1 / (\text{構成比}_{\text{非改質}} / \text{転換効率}_{\text{非改質}} + \text{構成比}_{\text{改質}} / \text{転換効率}_{\text{改質}}) \\ &= 1 / (98 / 99.2 + 2 / 86.0) \\ &98.9 [\%] \end{aligned}$$

表3.3 計画ケースにおける転換効率と原料転換の見通し

	非改質系	改質系
供給ガス構成比 (%)	98	2
転換効率 (J-%)	99.2	86.0

(出所) 日本ガス協会資料より想定

(4) 都市ガスの CO2 排出係数

「地球温暖化対策の推進に関する法律」の施行令に基づく省令では、成分の明らかな高カロリーガスの加重平均の CO2 排出係数を都市ガスの CO2 排出係数と定めており、表 3.4 に示す高カロリーガスの排出係数の加重平均である 51.3 gCO2/MJ を使用している。

これは、低カロリーガスについては、販売量シェアは現在 8% で、事業者数が 135 社、ガ

ス種が 11 種と多岐にわたっており、また化学反応による改質系ガスが大半であるため、操業条件により製造ガスの組成が異なり、原料組成から製造ガス組成を算出することができないこと、さらに、組成分析が義務づけられていないため、低カロリーガス成分を把握することは困難なこと、また、今後 2010 年度にはほぼ全てのガスが高カロリーガスに転換される予定であること、などの理由による。

本検討においても、各分科会において都市ガスの消費に伴う CO₂ 排出量を算定する場合も含めて、現状、将来ともに、51.3 gCO₂/MJ を使用する。

表3.4 加重平均による都市ガス消費時の CO₂ 排出係数

	排出係数 (gCO ₂ /MJ)	構成率 (%)
13A ガス	51.23	87.6
12A ガス	51.23	3.6
P - 13A ガス	58.95	0.6
都市ガス	51.3	91.8

注) 構成率については日本ガス協会提供資料による。

4. 石油精製に伴う二酸化炭素排出量の算定

4.1 算定結果のまとめ

表4.1 石油精製に伴う二酸化炭素排出量

		1990	1998	2010年 ケース1		2010年ケース2	
				固定	計画	固定	計画
石油精製部門の生産量	PJ	7,453	8,739	9,321	8,730	9,365	8,848
エネルギー消費原単位	%-PJ	5.47	5.91	5.91	5.91	5.91	5.91
CO2排出原単位	GgCO2/PJ	3.12	3.39	3.39	3.39	3.39	3.39
精製用燃料消費量	PJ	407	516	551	516	553	523
精製に伴うCO2排出量	GgCO2	23,287	29,621	31,594	29,591	31,745	29,990

- ・精製用燃料消費量＝石油精製部門の供給量×エネルギー消費原単位
- ・精製に伴うCO2排出量＝石油精製部門の生産量×CO2排出原単位

表4.2 石油製品の需給想定

		1990	1998	2010年 ケース1		2010年ケース2	
				固定	計画	固定	計画
国内需要量	PJ	9,647	10,131	10,992	10,247	11,048	10,396
産業・運輸・民生用	PJ	8,589	9,698	10,565	10,068	10,565	10,068
転換部門用	PJ	1,211	733	727	479	783	627
統計誤差	PJ	-153	-300	-300	-300	-300	-300
輸入係数	%	27.4	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7
一次供給量	PJ	2,012	1,292	1,572	1,418	1,584	1,449
輸入量	PJ	2,646	2,096	2,274	2,120	2,286	2,151
輸出量	PJ	609	833	730	730	730	730
在庫変動	PJ	-26	28	28	28	28	28
石油化学部門の生産量	PJ	182	99	99	99	99	99
石油精製部門の生産量	PJ	7,453	8,740	9,321	8,730	9,365	8,848

- ・一次供給量＝輸入量－輸出量＋在庫変動
- ・石油精製部門の生産量＝国内需要量－一次供給量－石油化学部門の生産量

4.2 算定方法

(1) 算定フロー

石油精製におけるエネルギー消費量と二酸化炭素排出量の算定フローを図4.1に示す。

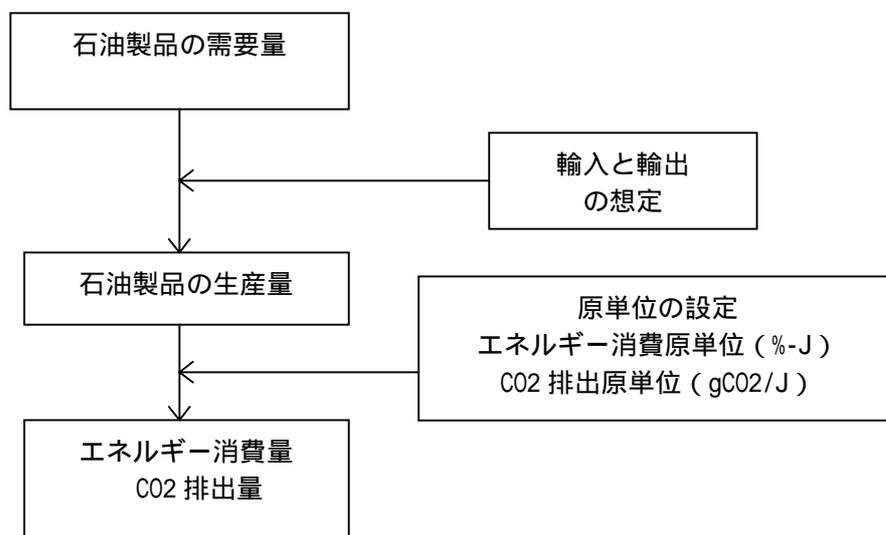


図4.1 石油精製における二酸化炭素排出量の算定フロー

(2) 石油製品の需要量

産業、運輸、民生用

産業、運輸、民生の各分科会が算定した需要量。自家発用燃料も含む。

転換部門用

電気事業用、都市ガス用、コークス製造用、熱供給事業用の需要量合計。電気事業用については電気事業者における火力発電の想定をもとに算定。都市ガス用は各ケースにおける都市ガス消費量と供給ガス原料構成の想定より算定。コークス製造用は粗鋼生産量に比例すると想定。熱供給事業用については1998年度実績値をそのまま使用。

(3) 輸出入の想定

輸出

燃料油については石油供給計画の平成16年度(2004年度)の値を2010年値として想定した。燃料油以外については総合エネルギー統計における1998年度の値をそのまま使用した。

輸入

総合エネルギー統計より、1998年度の輸入量を国内需要量で除した輸入係数を作成し、この値が2010年度も変わらないものと想定した。

(4) エネルギー消費原単位と CO2 排出原単位について

現状の原単位について

石油精製に用いられる燃料消費については、「エネルギー・生産需給統計年報」や「石油等消費構造統計表」などの統計を活用することも考えられるが、本試算においては総合エネルギー統計との整合性を保つことを優先して、同統計を用いて次のように算定した。

ア) 総合エネルギー統計において、石油製品のエネルギー部門自家消費については、全て石油精製部門の精製用燃料消費と見なす。また、この値に各燃料の CO2 排出係数を乗じたものを CO2 排出量とする。

イ) 総合エネルギー統計において、石油精製部門からの石油製品産出量から、上記ア) で述べた精製用燃料消費量を除いた分を、石油精製部門における石油製品の純生産量と見なす。

ウ) 上記イ) で得られた精製用燃料消費量および CO2 排出量を、同イ) で得られた純生産量で除した値を、エネルギー消費原単位および CO2 排出原単位とする。

なお、石油連盟では自主行動計画において製油所の対策として補正エネルギー消費原単位^(注)に対して目標を設定している。この補正エネルギー原単位の考え方は、業界の削減に向けた努力を評価するための方法としては非常に有効なものである。しかし、本推計では省エネルギー量や温室効果ガスの排出量を計算する目的のために、補正を行わない原単位を想定した。

(注) 石油精製は、原油性状と製品需要によって、脱硫装置、分解装置の稼働率が異なる。エネルギー原単位を比較するためにはそれらを同一条件に補正する必要があり、その補正を行った原単位を補正エネルギー原単位という。

表4.3 製油所における補正エネルギー原単位指数の推移と見込み

年 度	1990	1997	1998	1999	2010
補正エネルギー原単位指数	1.00	0.92	0.92	0.89	0.90

(資料) 第2、3回経団連環境自主行動計画フォローアップ結果より作成

将来の原単位の想定について

補正エネルギー原単位については、既に1999年時点において「2010年において1990比1割削減」という自主行動計画の目標をほぼ達成している。

既に述べたように、補正を行わない原単位については、原料となる原油の性状変化、製品需要構成の変化(需要の軽質化など)、製品中硫黄分の規制強化などの増加要因がある。そこで本推計では、固定ケース、計画ケースともに、現状の原単位をそのまま使用するものとした。

表4.4 石油精製における精製用燃料消費量とCO2排出量の推計

燃料種	固有単位	1990			1998		
		固有単位	熱量PJ	CO2排出量GgCO2	固有単位	熱量PJ	CO2排出量GgCO2
原油	千kL	26	1	69	13	1	34
NGL	千kL	0	0	0	0	0	0
石油製品計	PJ	406	406	23,218	516	516	29,587
燃料油	千kL	2,599	104	7,389	2,594	104	7,444
ガソリン	千kL	149	5	344	72	3	166
ナフサ	千kL	154	5	344	90	3	201
ジェット燃料油	千kL	0	0	0	0	0	0
灯油	千kL	90	3	226	129	5	323
軽油	千kL	124	5	329	111	4	294
重油	千kL	2,082	85	6,147	2,193	89	6,459
A重油	千kL	112	4	310	198	8	548
B重油	千kL	7	0	20	1	0	3
C重油	千kL	1,963	80	5,816	1,994	82	5,908
潤滑油	千kL	24	1	69	37	1	107
その他石油製品	千t	4	0	13	256	11	823
製油所ガス	PJ	298	298	15,509	367	367	19,084
オイルコークス	千t	27	1	89	157	6	520
LPG	千t	49	2	148	532	27	1,609
合計	-	-	407	23,287	-	516	29,621

(資料) 総合エネルギー統計より作成

(5) その他の補正のための処置

総合エネルギー統計には在庫純増や統計誤差が存在するが、これについては2010年においても1998年の値をそのまま使用した。

5. 二酸化炭素以外の温室効果ガスの算定について

5.1 燃料の漏洩

表5.1 燃料の漏洩によるメタン排出量の算定結果

[Gg(CO2換算)]

燃料種	漏洩工程	1990	1998	2010		項目
				固定	計画	
石炭	生産過程	2,255	1,042	872	872	A
原油	生産過程	1	2	1	1	B1
	通気弁、フレア	4	5	5	5	B2
	精製・貯蔵	140	165	176	165	B3
天然ガス	生産過程	81	89	89	89	C1
	通気弁、フレア	14	15	15	15	C2
	転換・流通	8	13	17	16	C3
(合計)		2,504	1,331	1,174	1,163	-

注) A-C3とも1990年および1998年は我が国排出インベントリの値である。なお、これまでのインベントリにおいては、天然ガスの転換・流通における排出係数についてはIPCCのデフォルト値が用いられてきたが、環境庁「温暖化効果ガス排出量算定方法検討会」において、我が国の実態を反映させて定めた値として910(kg-CN4/PJ)が提示されたことから、この値を用いて算定した。

A [石炭採掘過程のメタン漏れ]

インベントリにおける1998年排出量に自主行動計画の1998/2010排出量比を乗じて推計。なお、自主行動計画においては、石炭の生産活動に伴って放出されるメタンガス量(炭素換算)は、1998年度実績は22.0万トン-Cであり、対策を講じた場合では2010年度に18.4万トン-Cとなるの見通しである。

B1, B2 [原油生産過程、通気弁・フレア]

インベントリ算定上の活動量は原油国内生産量。石油供給計画においても2004年頃まで原油国内生産量に大きな変化が見込まれていないことから、1998年度の排出量のまま推移すると想定。

B3 [原油の精製・貯蔵]

インベントリ算定上の活動量は原油処理量。原油処理量の代わりに石油精製分野で推計した将来の石油製品生産量を使用し、1998年排出量に石油生産量2010/1998比を乗じて推計(石油生産量は原子力のケース設定により若干異なるが、この違いは小さいために考慮しないこととし、原子力13基ケースの値を使用して算定)。

C1, C2 [天然ガスの生産過程、通気弁・フレア]

インベントリ算定上の活動量は天然ガス国内生産量。過去の推移においても天然ガス国内生産量に大きな変化が見られないことから、今後も同程度の生産があるとみなし、1998年度の排出量のまま推移すると想定。

C3 [天然ガスの転換・流通]

インベントリ算定上の活動量は都市ガス事業者の天然ガス消費量(都市ガス原料分)。ここでは都市ガスの生産に伴う天然ガス消費量に比例するものとして、1998年排出量に都市ガス生産・供給分野で示した都市ガスの生産に伴う天然ガス消費量の2010/1998年度比を乗じて推計。

5.2 燃料の燃焼

本算定においては、燃料の燃焼による大気中のメタン燃焼分および亜酸化窒素排出量については火力発電量に比例すると仮定して計算した。