

## エネルギー転換部門の現行施策の評価と今後の削減ポテンシャル

### 1. 排出量の現状と推移

エネルギー転換部門における排出量（直接的な排出量）は、我が国における温室効果ガス総排出量の約26.1%を占める。また、同部門の二酸化炭素排出量の内訳（電力配分前）は、電気事業者が84.8%、熱供給事業者が0.2%で、残りがエネルギー転換部門自家消費及び送配電ロスであり14.9%を占める。なお、エネルギー転換部門自家消費には、ガス供給、石油精製等が含まれる。

98年度のエネルギー転換部門(電力配分前)の総排出量は、対90年比で2.7%増加になっている。

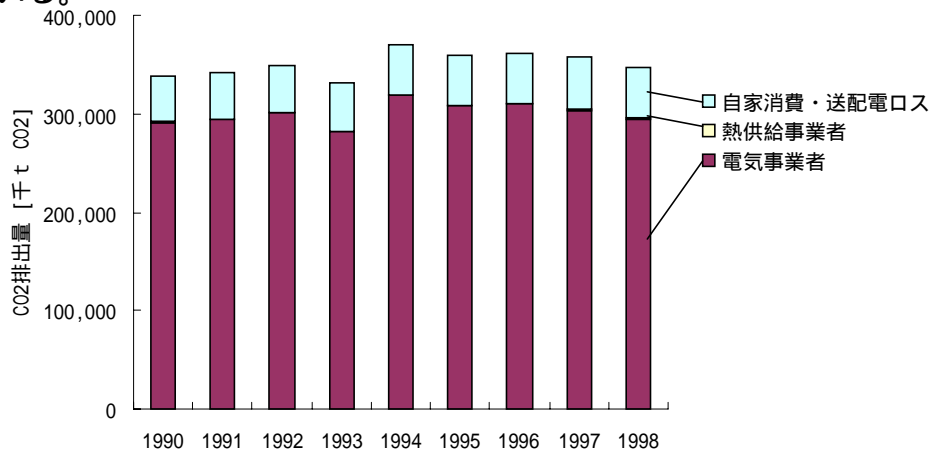


図1 エネルギー転換部門の排出量(電力配分前)の推移

発電に伴う排出量を電力消費量に応じて最終需要部門に配分した後のエネルギー転換部門における排出量は81,844 [千 t CO<sub>2</sub>] であり、我が国における温室効果ガス総排出量の約6.2%を占める。98年度のエネルギー転換部門(電力配分後)の総排出量は、対90年度比で5.7%増加になっている。

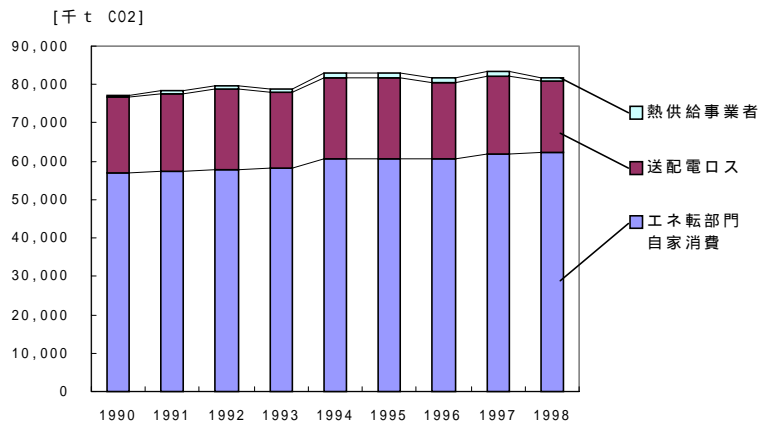
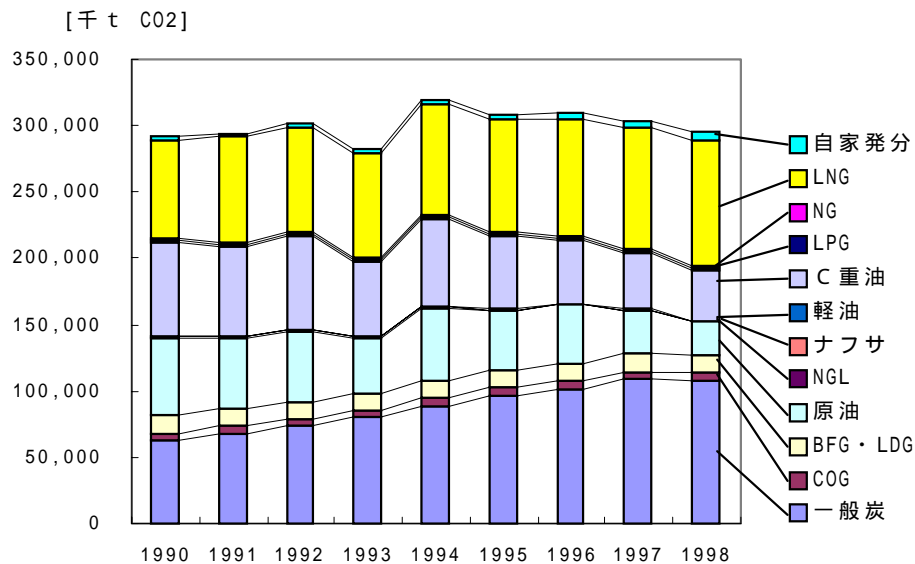


図2 エネルギー転換部門の排出量(電力配分後)の推移

1998年度の電気事業者(電力配分前)の総排出量は295,074 [千 t CO<sub>2</sub>] で、対90年度比で1.2%の増加となっている。

石炭の利用に伴う排出量が急増しており、発電用の石炭消費量で見ると、1990年に2,724万トンであったのが、99年には約2倍の5,180万トンとなっている。一方、LNGについても発電用の消費量は増加しており、90年の2,762万トンに対し、98年は3,536万トンとなっている。



(注)自家発分：電気事業者以外からの受電分、LNG：液化天然ガス、NG：天然ガス、LPG：液化石油ガス、NGL：天然ガス液、BFG：高炉ガス、LDG：転炉ガス、COG：コークス炉ガス

図3 エネルギー転換部門(電気事業者)の排出量(電力配分前)の推移

## 2. 他部門との関係

エネルギー転換部門（電気事業者）から排出されるCO2排出量は、産業部門、民生部門、運輸部門におけるエネルギー需要の変化の影響を大きく受けるが、電源構成による影響も大きい。

エネルギー転換部門（電気事業者）の排出量は、一般的に、産業部門、民生部門、廃棄物部門などでの自家発電や新エネルギーの導入、エネルギーの有効利用によって減少する。

以下、要因分析では、エネルギー転換部門（電気事業者）からのCO2排出量の増減要因と新エネルギー導入の現状と課題について検討する。

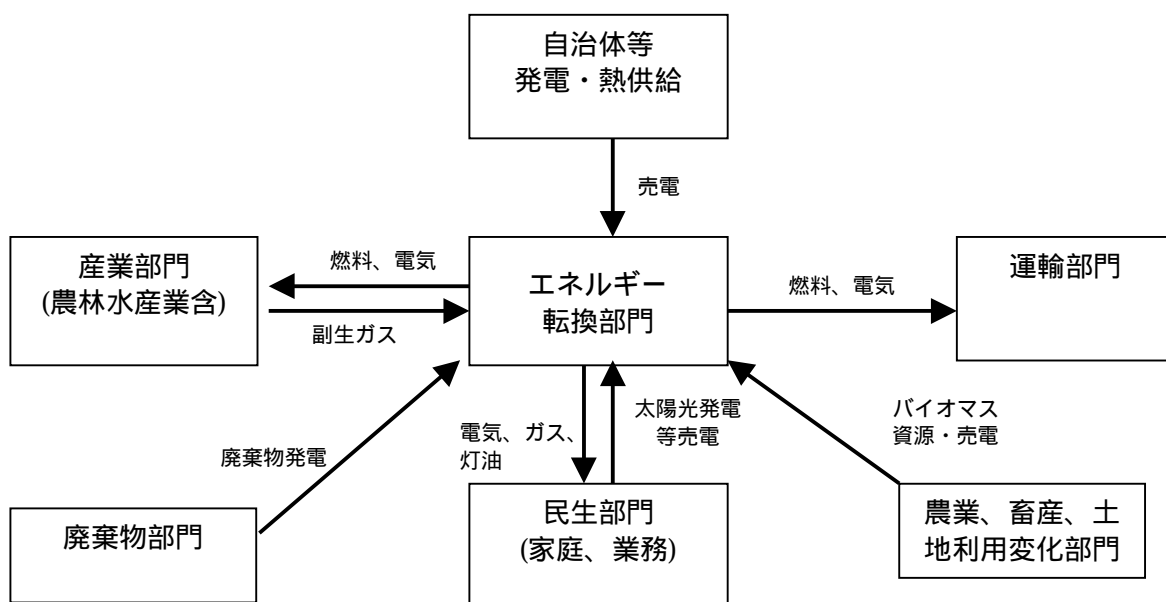
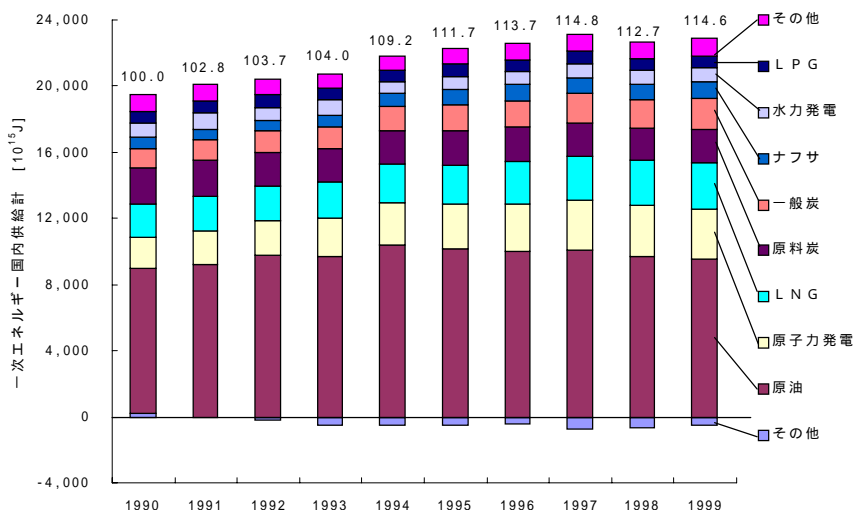


図4 エネルギー転換部門の排出源と他部門との関係

### 3. 要因分析と課題

○一次エネルギー供給量及び最終エネルギー(石炭・コークスを除く)は一貫して増加  
 一次エネルギー供給量及び最終的に消費されるエネルギー種類別に、消費量の  
 推移をJの単位で表示すると以下の図のとおりである。

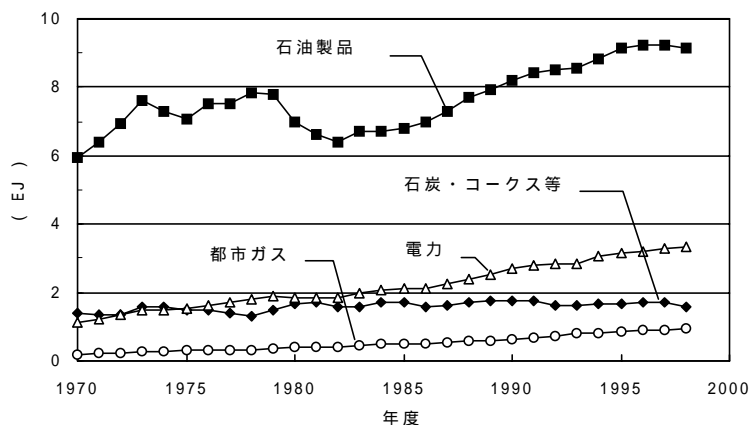
最終エネルギー消費のうち、最も消費量の多い石油製品は、1982年以降増加傾  
 向にあり、電力及び都市ガスも一貫して増加していることが示されている。



(注) 棒グラフ上の数字は1990年度比。その他は輸出品なのでマイナスとなっている。  
 その他：無煙炭等、N G L、ガソリン、灯油、天然ガス、A重油、オイルコークス、ごみ発電、地  
 熱、太陽熱、その他(新エネルギー)  
 その他：その他(石油製品)、潤滑油、軽油、コークス、C重油、ジェット燃料油

図5 一次エネルギー国内供給量の推移

(出典：「総合エネルギー統計平成12年版」(資源エネルギー庁編)より作成)



(注) コークス等はコークス、コークス炉ガス、高炉ガス・転炉ガス、練豆炭。  
 電力は二次エネルギー換算(3.6MJ/kWh)。EJ：エクサジュール、10<sup>18</sup>J

図6 主要エネルギー源別最終エネルギー消費量の推移

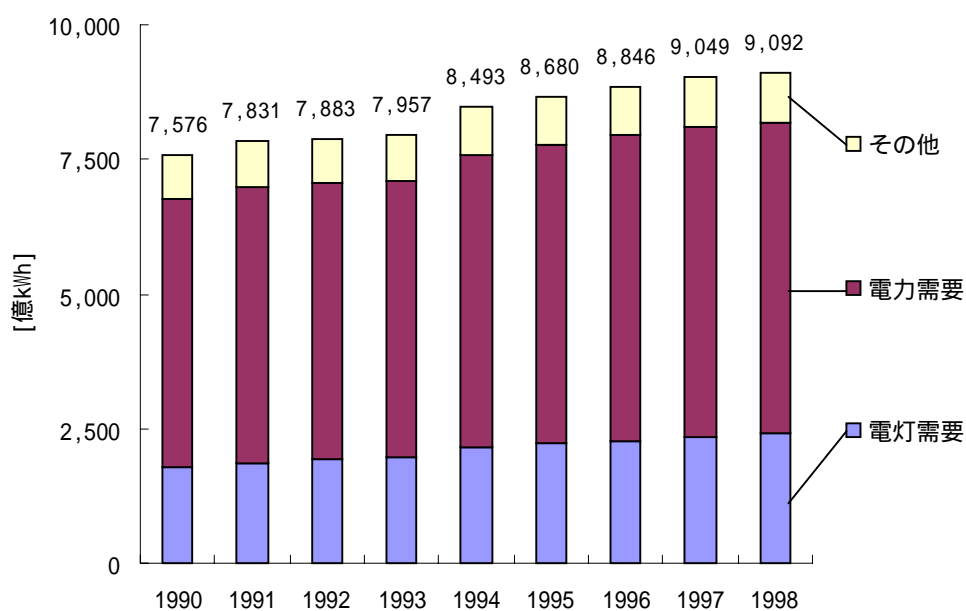
(出典：「総合エネルギー統計平成11年版」(資源エネルギー庁編)より作成)

## (1) 電気事業者

### ○発電電力量は約20%増加

98年度の電気事業者の発電電力量は909,150 [10<sup>6</sup>kWh]であり、対90年比で20%増加している。その内訳は、電力需要が63.5%で、電灯需要が26.5%、その他が10%となっている。

電灯需要は対90年度比で35.8%増加しており、電力需要の15.3%と比べて大きく増加している。



(注1) その他：発電所所内消費、送配電ロス、変電所所内消費/等

(注2) 電力需要：オフィスビル、デパート、病院等の「業務用電力」と工場、鉄道の動力・熱源の「小口・大口電力」の2つを指す。

(注3) 電灯需要：上記の電力需要以外の一般家庭、街灯などの電気需要を指す。

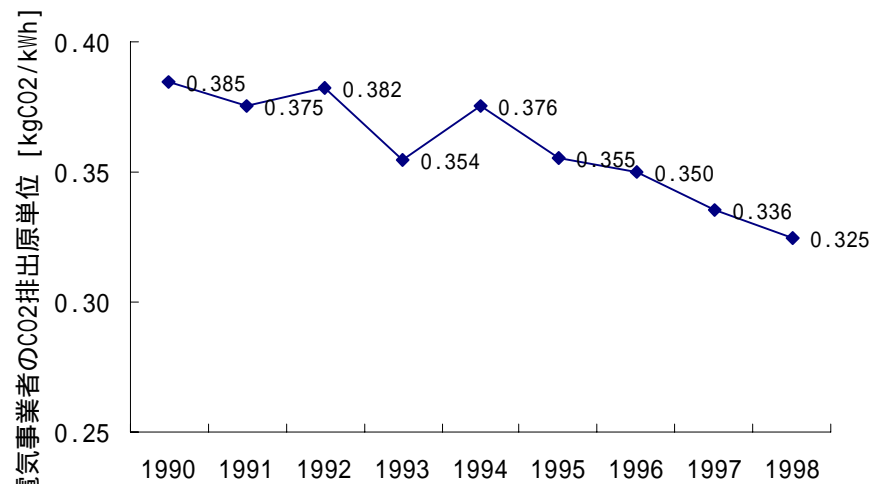
図7 電気事業者の発電電力量の推移

(出典)「電気事業便覧」(電気事業連合会)より作成

○電源構成の変化によりCO2排出原単位は改善

発電事業者における電源構成の変化により、CO2排出原単位(単位発電量当たりのCO2排出量)は、1990年度から1998年度にかけて約16%改善されている。

原子力、水力及び再生可能エネルギー利用に伴う発電については、排出係数をゼロとして算定することとしているため、電源構成に占めるこれらの割合の増加が、排出源単位の改善に寄与していると言える。



(資料) 環境省「温室効果ガスの排出・吸収目録(インベントリ)」  
電気事業連合会「電気事業便覧」より算出

(注) 地球温暖化対策推進法施行令に基づく排出係数は、一般電気事業者とその他電気事業者は区別して設定されているが、ここでは、両者を区別していない。

図8 一般電気事業者及びその他電気事業者の単位発電量当たりのCO2排出量の推移(発電端)

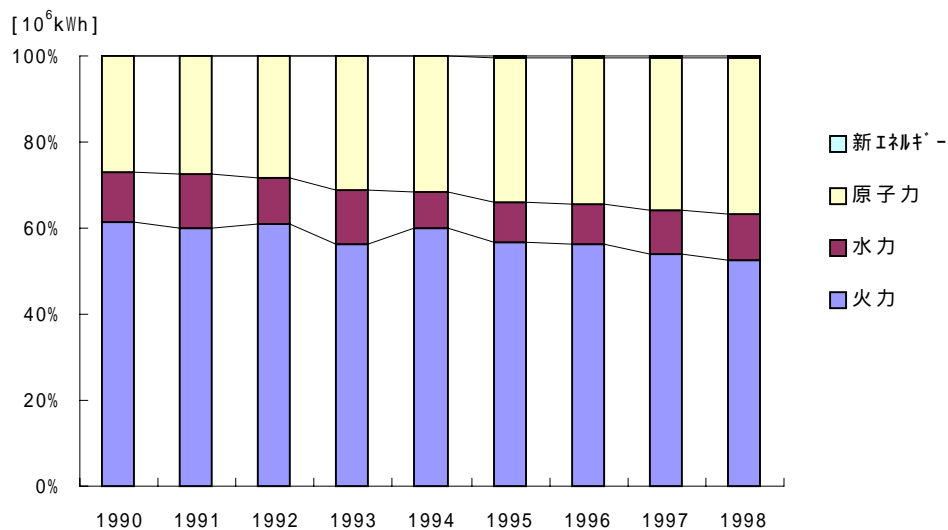


図9 電源構成の推移

(出典: 「電気事業便覧平成11年版」(電気事業連合会統計委員会編)より作成)

○火力発電のCO2排出原単位は改善されている

一方、火力発電のCO2排出原単位も1990年度から1998年度にかけて1.6%改善されている。

火力発電の燃料構成の推移をみると、排出係数の大きい一般炭（輸入炭の排出係数は90.0gCO2/MJ）が増加しているものの、排出係数の小さいLNG（排出係数は50.8gCO2/MJ）の割合が増加している。

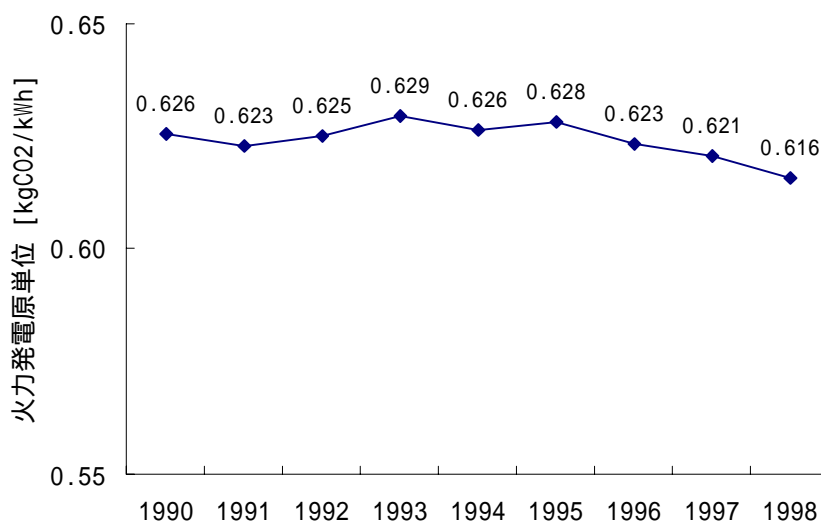
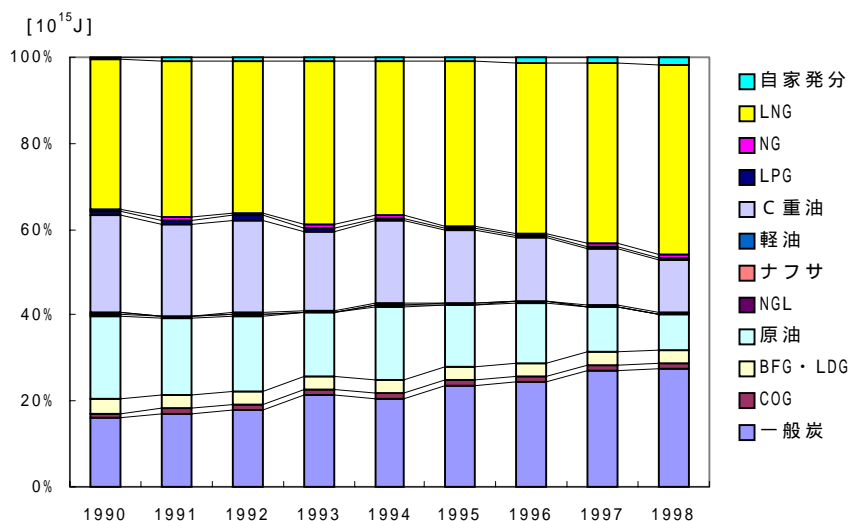


図10 一般電気事業者及びその他電気事業者の火力発電におけるCO2排出原単位の推移(発電端)  
 (出典：「温室効果ガス排出吸収目録」(環境省)及び「電気事業便覧平成11年版」(電気事業連合会統計委員会編)より作成)



(注)LNG：液化天然ガス,NG：天然ガス,LPG：液化石油ガス,NGL：天然ガス液,  
 BFG：高炉ガス,LDG：転炉ガス,COG：コークス炉ガス

図11 火力発電の燃料構成比の推移

(出典：「総合エネルギー統計平成11年版」(資源エネルギー庁編)より作成)

○火力発電の設備利用率は気象要因の影響を受ける

電力需要は、気象変化によって変動するため、原子力発電や水力発電による電力供給を基本とし、不足分が生じた場合に火力発電で調整される。従って、ピーク電力といわれる夏の昼間の冷房需要等の増減がCO2排出量の増減に大きく寄与する。

設備利用率<sup>1</sup>と冷房デグリーデー<sup>2</sup>の推移をみると、ベース電源となっている原子力発電の設備利用率は98年で83.9%となっており、90年度に比べて10.9ポイントの増加となっている。一方、火力発電の設備利用率は98年度で41.2%となっており、90年度に比べて8.6ポイントの減少となっている。1993年は冷夏であり、ピーク電力が低く抑えられたため火力発電の設備利用率は低くなっていることがわかる。また、1994年は猛暑で湯水も発生したため、水力発電の利用率が大きく減少し、ピーク電力の増加が著しく火力発電の設備利用率が最も高くなった。

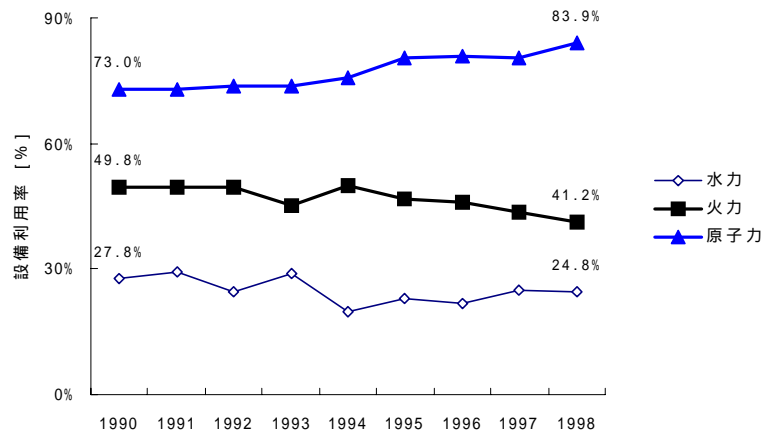


図12 設備利用率の推移

(出典：「電気事業便覧平成11年度版」(電気事業連合会統計委員編)より作成)

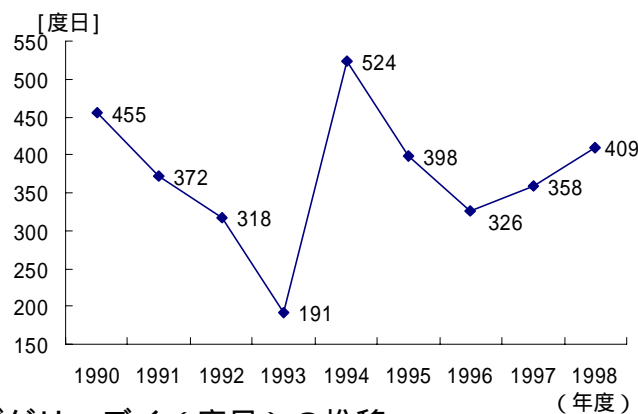


図13 冷房デグリーデー (度日) の推移

(出典：「エネルギー・経済統計要覧平成11年版」(日本エネルギー経済研究所編))

<sup>1</sup> 設備利用率 [%] = 
$$\frac{\text{発電電力量 [10}^6\text{kWh]}}{\text{最大出力 [10}^3\text{kW]} \times 24[\text{h}] \times 365[\text{day}] \times 10^3}$$

閏年は未考慮

<sup>2</sup> 日平均気温より作成。24 を超える日の平均気温と 22 との差を合計。



## ○火力発電における石油から石炭・LNGへの燃料転換が進展

石油火力については、オイルショック以降は石油代替エネルギーの開発や導入によって減少基調で推移しており、一般電気事業用の総発電量に占める石油火力の割合は1990年の26.5%から1998年には10.8%に減少した。

石炭については、埋蔵量が豊富で、政情が比較的安定している国々に広く存在していることから、安定供給性に優れており、また、石油やLNGよりも相対的に安価なこと等から、石油代替エネルギーの柱として積極的な導入が図られてきた。その結果、一般電気事業用の総発電量に占める石炭火力の割合は、1990年の9.7%から1998年には14.9%に上昇した。また、火力発電量に占める割合も、1990年の16.1%から1998年の28.8%に大きく上昇した。

LNGについては、石油代替エネルギーの柱の一つとして、また、都市圏の大気汚染防止対策における極めて有効な発電燃料として、積極的に導入が図られてきた。その結果、一般電気事業用の総発電量に占めるLNG火力の割合は、1990年の22.2%から1998年24.6%に上昇した。また、火力発電量に占める割合も、1990年の36.7%から1998年の47.5%に上昇した。

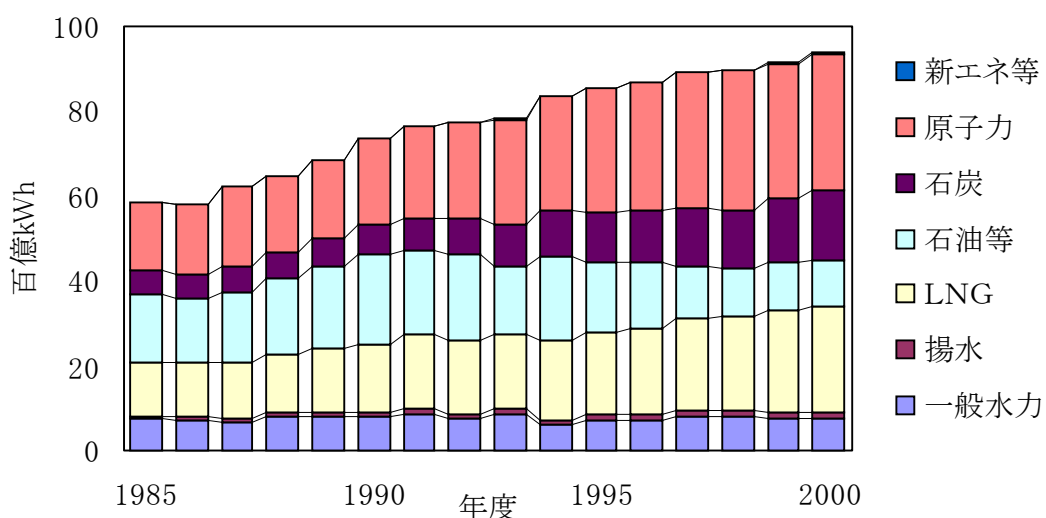


図 14 燃料種別の発電電力量の推移

○現行の電気事業者の発電所計画では、将来的に石炭火力と原子力の比率が増加

電気事業者が、平成13年度から平成22年度までにおいて、新たに運転開始する予定となっている発電所（調達予定となっているIPP電源を含む）の出力を下表に示す。平成22年度末の設備構成で見ると、LNG、水力、石油等の比率が減少し、石炭火力と原子力の比率が増加する計画となっている。

表1 電気事業者による発電所の開発計画

電源種	開発計画 (万kW)	2010年度末 出力(万kW)
原子力	1,694 (13基)	6,185
一般水力	70	2,069
揚水	270	2,741
石炭火力	1,565	4,413
LNG火力	1,100	6,696
石油火力	169	4,694
LPG・瀝青質	39	377
地熱	2	54

(資料) 資源エネルギー庁「平成13年度の電力供給計画の概要」

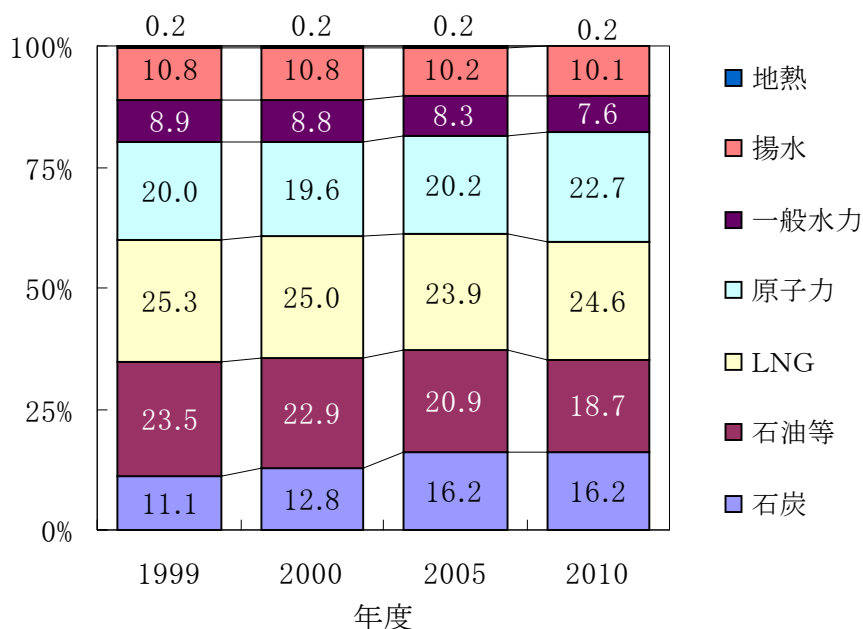


図15 電気事業者が計画する年度末発電設備構成比

(資料) 資源エネルギー庁「平成13年度の電力供給計画の概要」

(注) 石油等にはLPG・瀝青質を含む。

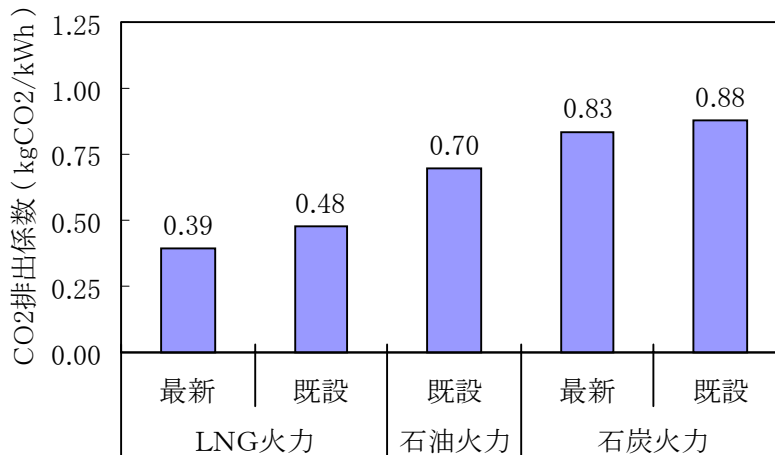


図16 火力発電における二酸化炭素排出原単位（送電端）の比較

(注)排出原単位は次の条件で算定した。発電端熱効率：LNG火力の最新49%、既設39.5%、石油火力の既設39.5%、石炭火力の最新42%、既設39.5%。所内率（自家消費電力量/発電電力量）：LNG火力の最新3.5%、既設3.5%、石油火力の既設5.5%、石炭火力の最新6.0%、既設6.0%。

#### ○電力自由化と温暖化対策の両立が課題

現在、わが国においては、電気料金の低廉化へ向けた社会的要請の高まりから、電気事業の自由化が進められており、1995年と1999年の2度にわたる電気事業法の改正により、1995年には発電市場の一部が自由化され（卸供給事業の創設）、2000年3月には小売市場の一部が自由化された（特定規模電気事業の創設）。このうち、小売自由化については、制度開始から3年後を目処に、制度の見直しが行われる予定となっている。

こうした新規参入事業者では、火力発電が主な電源となり、その発電用燃料としては、経済的に有利な石炭や残さ油が使用される可能性が高いため、自由化の進展に伴って、発電による二酸化炭素の排出が増大することが懸念される。

そのため、地球温暖化対策の観点からは、電力自由化の制度設計と併せて、コストによる競争原理だけでなく、例えば、二酸化炭素の排出量に応じて経済的措置を施す制度や、再生可能エネルギーによる一定の発電量を義務付ける制度など、二酸化炭素排出が少ない電源が導入される仕組みを検討していくことが必要である。

## (2) 新エネルギー導入の現状と課題

ここでは、風力発電及び廃棄物発電、バイオマス発電、太陽光・太陽熱(民生部門資料の再掲)の現状と課題について検討する。

### 風力発電

国内でも最近、1,000kWを超える規模の風力発電機を多数設置するような発電施設の建設が各地で始まり、2010年度の目標値である30万kWは大幅に超える見通しとなってきた。

一方で、EU諸国では強力な推進政策を背景に、ドイツ、スペイン、デンマークなどで急増しており、また、大型機の開発に遅れをとった米国でも風力発電に対する見直しの機運が高まり、大きな目標値を掲げ再び増加傾向にある。

デンマークでは、2030年の風力発電の導入目標値を550万kWとするなど、欧州各国では大きな目標値を設定している。

以下に、主要な風力発電の導入実績と導入目標を示す。

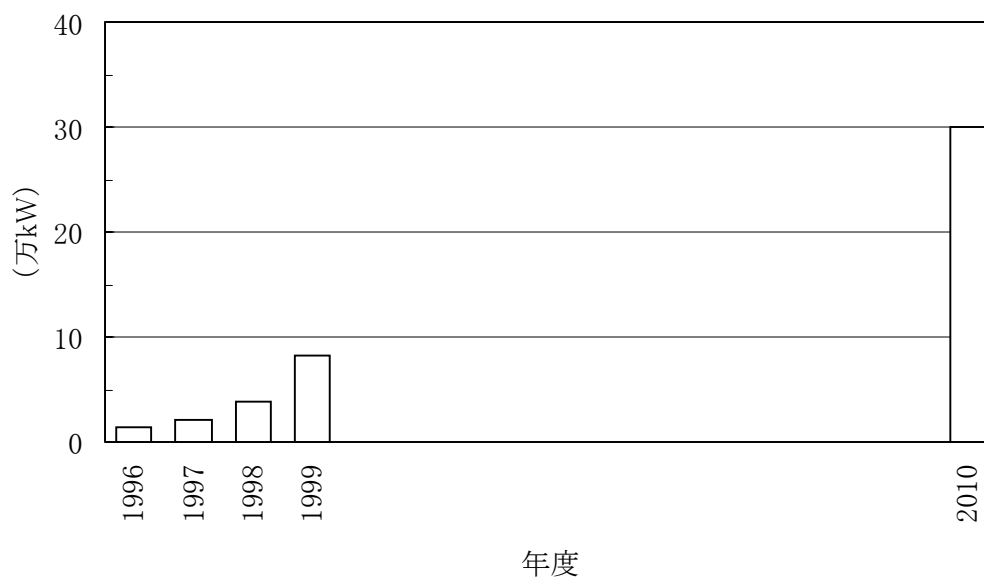
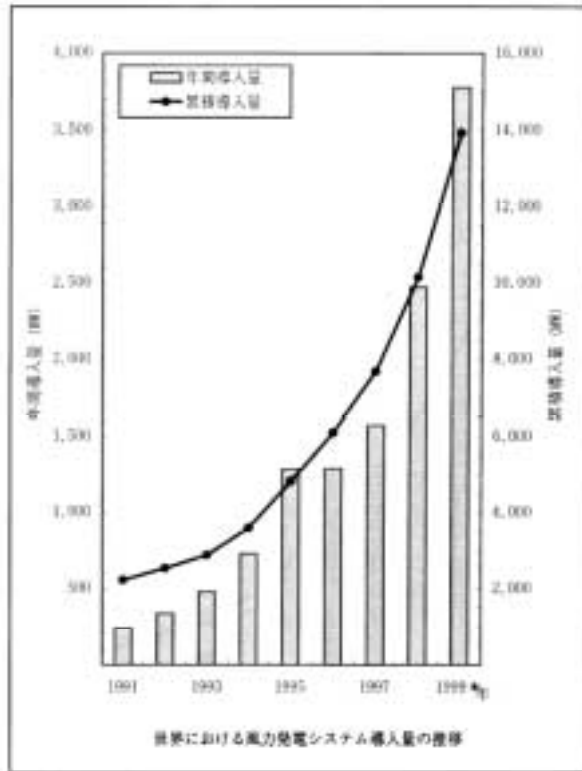


図17 国内の風力発電の導入実績と目標値

(出典) 1999年度までの導入実績は総合エネルギー調査会新エネルギー部会資料(第9回、平成12年10月)による。



出典 European Commission Directorate-General for Energy, "Wind Energy-The Facts", April 1996  
 \* BTM Consult ApS, "International Wind Energy Development", March 2000

図18 世界の風力発電の導入実績

(出典) NEDO「新エネルギー技術開発関係データ集作成調査(風力発電)」

表2 各国の風力発電に関する目標値(MW:1,000kW)

国名	1999年末導入実績(MW)	導入目標
日本	68	・ 300MW (2010年度)
アメリカ合衆国	2,445	・ 2002年までに平均風速5.8m/sの地域で売電価格\$0.04/kWh、平均風速6.7m/sの地域で\$0.025/kWhを達成する。 ・ 2005年までに世界における導入量の25%を占め、国内電力供給量の5%を占める。 ・ 2010年までに全米で合計10,000MWを導入する。
欧州	9,737 (欧州全体)	・ EU加盟国において ・ 40,000MW (2010年: EU White Paper) ・ 再生可能エネルギーによる電力供給を2010年までに全電力供給の12% (現状6%) とする。
ドイツ	4,442	・ 風力発電の導入目標値はない。
スペイン	1,812	・ 地方自治体ごとに目標を設定し ・ 1,020 ~ 9,300MW (2000年 ~ 2012年)
デンマーク	1,738	・ 1,500MW (2005年) ・ 5,500MW (2030年: うち洋上4,000MW)
オランダ	433	・ 2,750MW (2020年: うち洋上1,250MW) ・ 再生可能エネルギーによる電力供給を2020年までに全電力供給の20%とする。
イギリス	362	・ 再生可能エネルギーによる電力供給を2010年までに全電力供給の10%とする。
イタリア	277	・ 3,000 MW (2010年)

(出典) NEDO「新エネルギー技術開発関係データ集作成調査(風力発電)」

## ○系統への影響緩和が課題

北海道や沖縄等の離島など比較的規模が小さい系統では、その規模に対して過大な風力発電が連系する場合には、周波数変動等の問題が指摘されており、北海道電力では、当面の間15万kWを風力発電の入札の上限と設定している。

今後は、周波数変動等の系統への影響を低減するような技術開発が望まれる。

また、気象データから風力発電による発電量を予め予測し、他の電源と効率的に調整できるようなシステムの開発が望まれる。

## ○風力発電の経済性を確保するための普及促進策や市場形成方策が必要

現在、風力発電の経済性を確保するには、補助金の獲得と電力会社の買い取り（2,000kWを超える規模では、入札にて落札）が条件になり、これが満たされない場合は、発電事業の成立は困難である。

実際に、当面の入札枠を北海道電力では15万kW、東北電力では3年間で30万kW、九州電力では3年間で15万kWというように一定の制約を行っている。

このような入札枠の設定は、系統への影響を抑制する目的と経済性を確保するために実施されており、今後は、どの程度までなら、導入可能であるか技術的、経済的な検証を踏まえて検討し、入札枠が拡大されることが期待される。

最近、電力会社が中心となってグリーン電力基金が設立され、一般需要家が月々の電気料金に上乗せして基金への寄付金を拠出し、これと電力会社による原則同額の拠出金とを合わせた寄付金によって自然エネルギー発電の普及・促進に充てる制度が発足した。これについては、今後の成果が期待されるものの、どこまで一般市民が寄付を行い、普及するか明確にはなっていない。

他方、ドイツ等では、風力や太陽光による電力は、電力会社が一定の優遇価格にて買い取ることが法律によって義務づけられており、計画的な事業の実施が可能であるとされている。

米国では、電力の自由化による低価格燃料（化石燃料）への集中を防ぎ、自然エネルギーの普及を図るために風力を含む再生可能エネルギーの導入を割り当てる手法（RPS：Renewable Portfolio Standard）の制度が複数の州にて実施されたり、検討され始めている。この制度は、州内の電気事業者に対し、一定の時期までに一定割合の再生可能エネルギーの導入を割り当てるプログラムで、対象とする比率を遵守しない場合その事業者に対しては罰則が適用される。

また、オーストラリアでは、国内の電力事業者に対して2010年までに再生可能エネルギーによって、全電力の2%に相当する電力を供給するよう義務づけた「2000年再生可能エネルギー法」が施行されている。

電力市場の自由化に伴い、買い取り義務づけによる価格保証的な支援制度に替え、オランダのように「グリーン証明書」を発行し、再生可能エネルギーの普及を支援する制度も存在する。これは、再生可能エネルギーによって発電を行った発電事業者は、発電した電力を一般の電力市場において市場価格に基づき販売し、割高な再生可能エネルギーによる発電コストと電力市場価格との差額分は、証明書を販売することによって補填するしくみとなっている。このグリーン証明書の制度は、オランダ以外にイタリア、デンマークで導入が予定され、また、スウェーデンでも類似の「クラマイト証明書」システムが提案されている。

国内での本格的普及のためには、これらの支援制度に関しても検討していく必要がある。

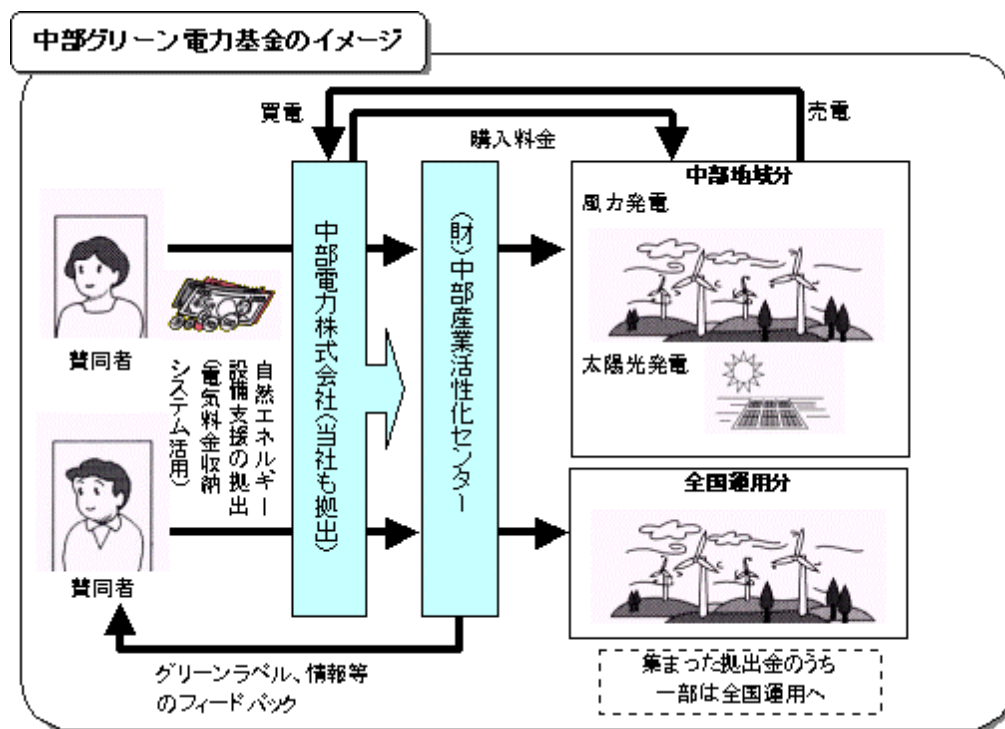


図19 グリーン電力基金のしくみ（中部電力の例）

出典：中部電力株式会社パンフレットより

## 廃棄物発電

廃棄物発電については、1998年度末において、一般廃棄物発電の設備容量が78.6万kW、産業廃棄物発電の設備容量が14.7万kWとなっており、合計で93.3万kWである。一方、現行の目標値は、2010年度において500万kWとなっている。

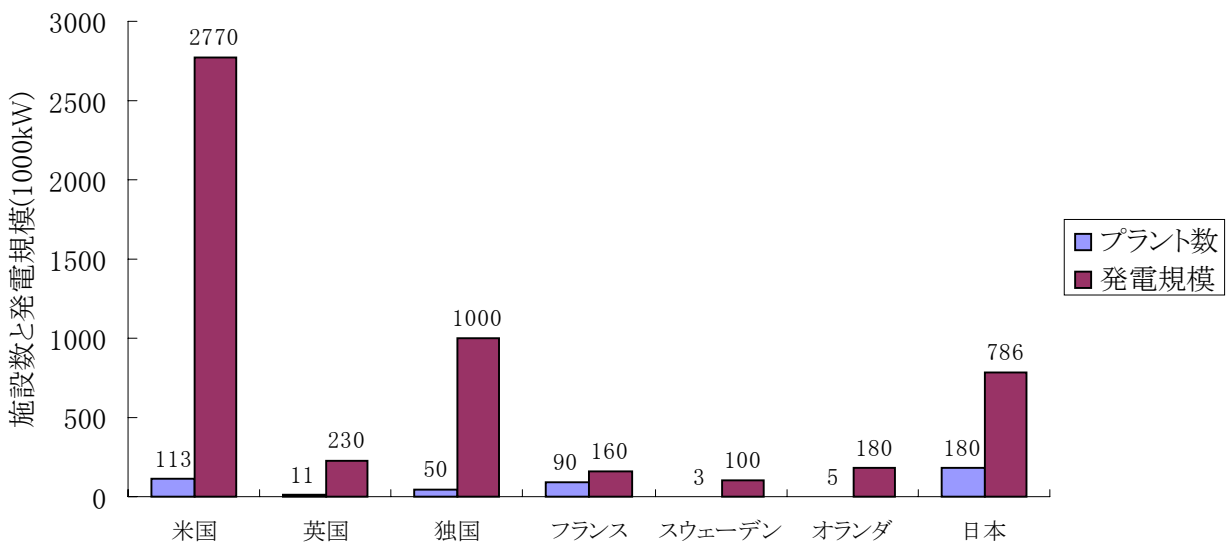
表3 廃棄物発電出力及び電力量の推移

[単位:万kW]

廃棄物発電		平成6年度	平成7年度	平成8年度	平成9年度	平成10年度	平成22年度目標
発電出力	一般廃棄物	46.0	55.8	65.8	70.8	78.6	基準ケース→ 213万kW 対策ケース→ 500万kW
	産業廃棄物	8.0	9.1	10.2	10.7	14.7	
	合計	54.0	64.9	76.0	81.5	93.3	
発電電力量	一般廃棄物	24.0	30.0	33.2	37.7	41.6	
	産業廃棄物	3.0	3.3	4.1	4.0	5.4	
	合計	27.0	33.3	37.3	41.7	47.0	

(出典) NEDO「新エネルギー技術開発関係データ集作成調査」

日本の廃棄物発電の設備数は、諸外国と比較して多く、また設備容量についても、アメリカ、ドイツについて大きい。



(注1)日本は1998年度、米国は97年度、他国は90-93年度ベース。

(注2)本グラフは、各国の総括に関するものであり、各種情報等を参考に作成した。

図20 先進諸国の廃棄物発電(一般廃棄物)の設備数と発電規模

(出典) NEDO「新エネルギー技術開発関係データ集作成調査」



## バイオマス発電

### ○木質バイオマスのエネルギー利用

IPCC<sup>3</sup>の第2次評価報告書(1995年)は、「森林分野の温暖化対策の貢献としては、木材利用によってエネルギー集約型の原料を代替する省エネ効果、木質バイオマスのエネルギー利用によって化石燃料を代替する効果等が有効である。」と指摘している。

わが国においては、森林による国土の被覆率が7割に達し、第2次世界大戦以降の積極的な植林により1,000万haの人工林を造成してきた。現在、この人工林が成熟し、伐期を迎えようとしているが、年々の伐採量は森林の成長の3割程度であり、間伐材の多くも山で切り捨てられている。従って、持続可能な森林経営の観点からも、化石燃料代替方策を検討することが重要である。

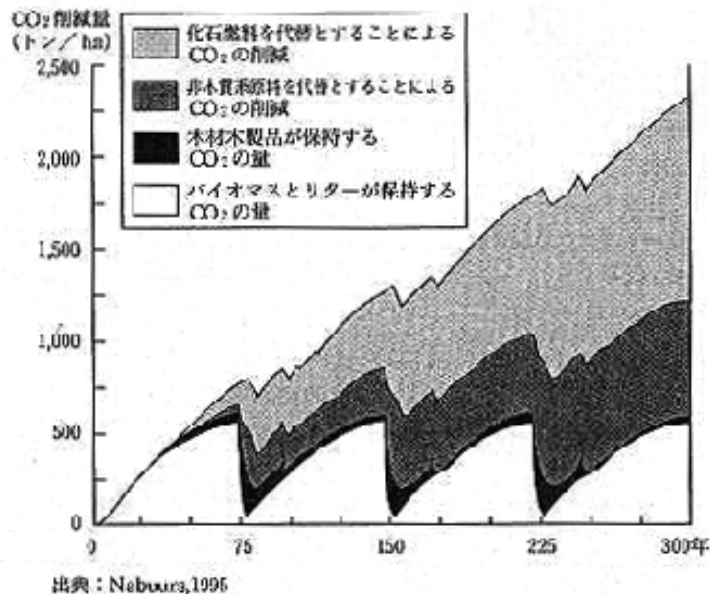


図21 ヨーロッパでのノルウェイトウヒの造林によって達成されるCO2の吸収と排出量の削減(累積t CO2/ha)

### ○農業・畜産系廃棄物のエネルギー利用

物質循環の観点からは、農業・畜産系廃棄物は可能な限り農地へと還元していくことが基本である。しかし、食糧自給率の低いわが国では農地で受容することができないほどの有機性廃棄物が発生しており、これに含まれる窒素量は農地の容量の2.6倍<sup>4</sup>ともいわれている。受容量を超えた農業・畜産系廃棄物については、サーマルリサイクル等により有効に活用されることが望ましい。

<sup>3</sup> 1988年に設立された世界の科学者2000人以上で構成する気候変動に関する政府間パネル。

<sup>4</sup> 「生物系廃棄物リサイクル研究会報告書」(H11.2)

## ○各国で注目を浴びるバイオマス発電

バイオマスエネルギーは、再生利用が可能な資源であること、再生時に大気中のCO<sub>2</sub>を吸収するので、エネルギーとして利用してもトータルバランスでは大気中のCO<sub>2</sub>濃度を高めないこと、広域に分布していること(分散型エネルギー源)、廃棄物を利用できること、資源として、また生産物(気体/液体燃料)として貯蔵が可能で、既存のシステムに代替できること等から、世界的に注目され、各国で導入またはその計画が進められつつある。

表4 主要国のバイオマスエネルギー導入計画の概要

国名	計画の概要	出典
米国	・バイオ製品、バイオマスエネルギー消費を1990年の3倍にする(2010年)	「バイオ製品とバイオエネルギーの開発及び促進」についての大統領令公布(1999年8月)
EU	・再生可能エネルギーの比率5.3%(1995年) 11.6%(2010年) ・再生可能エネルギーのうちバイオマスエネルギーの比率61%(1995年) 74%(2010年) ・石油2000万トン分の化石燃料を節約し、80%はバイオマスで賄う(推計値)。	EU「自然エネルギー利用行動計画」
デンマーク	・年率1.7%の経済成長(GDP)を維持しながら、エネルギー消費を17%削減(2030年) ・「再生可能エネルギーの最大利用」において、地域のバイオマス燃料プラントを熱電併給に切り替えるための助成や技術開発を積極的に推進。	“Energy 21 Project”
日本	・再生可能エネルギーの比率5.2(1997年)% 7.5%(2010年)	通産省「長期エネルギー見通し」

## ○バイオマス発電の普及には経済的措置の充実が不可欠

バイオマス発電は、石油や一般電力とのコスト格差を是正するための経済的措置の充実が不可欠である。

スウェーデンを例にとると、化石燃料の消費削減を目指す政府の課税政策が重要な役割を果たしている(地域暖房用の化石燃料には高額な税が課せられ、木質燃料は最も安い燃料になった。コージェネレーション・プラントを導入する際にも公的な助成がなされてきた)。

これらの政策的なサポートを背景に森林バイオマスによるエネルギー供給が順調に増加(林地残材の利用は最近の7年間で3倍に増加)し、価格もこの20年ほどの間に大幅に低下している。

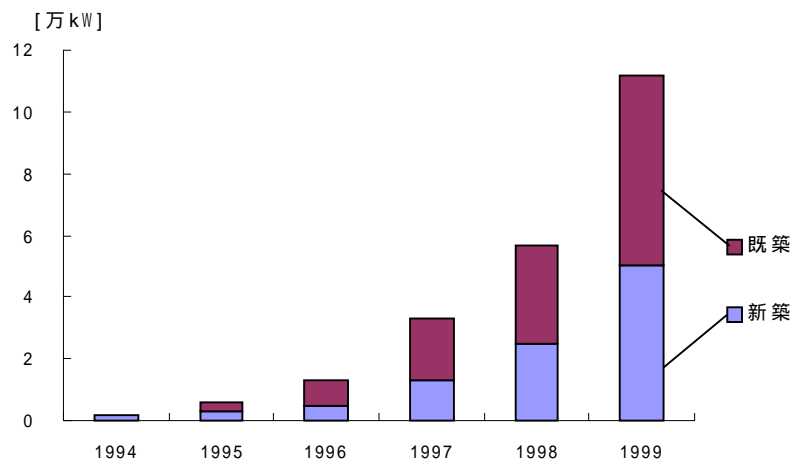
理由としては、i)通常用の材(素材)生産のなかに燃料用チップの生産がスムーズに組み込まれるようになったこと、ii)森林バイオマス用の高性能林業機械の導入や林道、ストックヤードの整備など各種インフラが整備されたこと、iii)木質燃料の分野でも市場の自由化で競争的になり、効率化・企業統合等が進展して取引費用が低下したことが挙げられる。

## 太陽光発電・太陽熱利用

### ○家庭用太陽光発電設備は助成制度及び余剰電力買取制度を追い風に普及が進展

太陽光発電設備は、国の助成制度（1994～96年：太陽光発電システムモニター事業、1997～99年太陽光発電導入基盤事業）により普及が進み、2000年度末までに同助成制度を受けた住宅総数は約1万6千戸に達する。ただし、同制度は2001年度に終了する予定であり、それ以降に助成制度が継続されるかについては現時点では明らかではない。

また、電力会社は、商用化が図られるまでの間、住宅用太陽光発電に係る余剰電力について販売電力料金で買取を実施している。

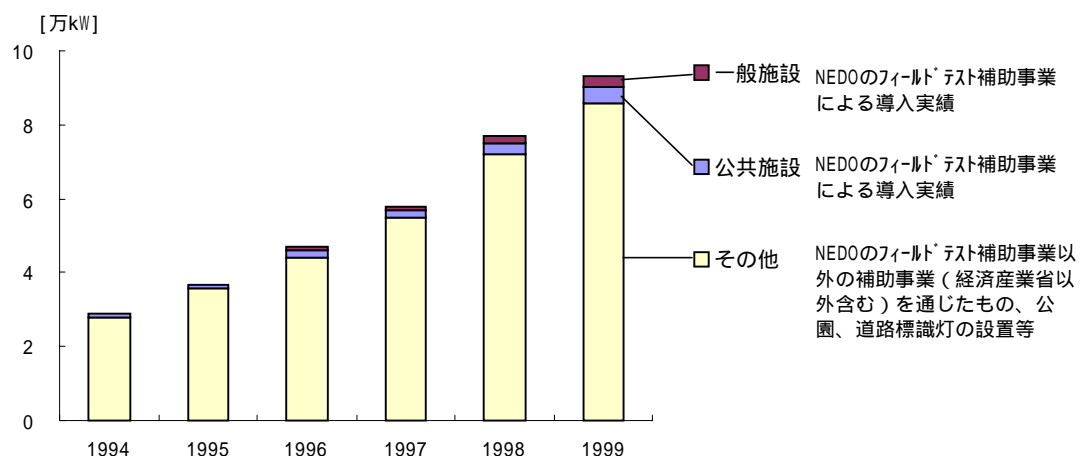


(出典) 総合エネルギー調査会新エネルギー部会資料より作成

図22 太陽光発電（住宅用）の普及状況

### ○近年公共施設を中心に非住宅系太陽光発電の導入が進展

これまでは公園、道路標識等の設置を中心に普及してきたが、近年公共施設を中心に太陽光発電の導入が進展しつつある。



(出典) 総合エネルギー調査会新エネルギー部会資料より作成

図23 太陽光発電（非住宅）の普及状況

○今後の導入拡大に向けてはシリコン供給量不足、設置コスト等の低価格化が課題

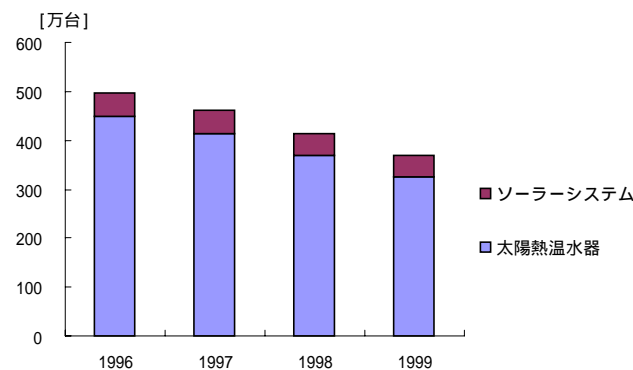
太陽光発電システムの年間導入量は、基本的には、太陽光発電メーカーが保有する設備における生産能力が上限となる。近年の太陽光発電システム導入量の急増に伴い、太陽電池用のシリコン原料(半導体シリコンスクラップが中心)の供給が不足する可能性も指摘されている。

また、近年、普及が進み太陽光発電設置コストは低下したが、普及拡大に向けては設置コストに占める工事費、インバータの価格がネックとなっている。

今後は、ソーラーシステムとのハイブリッド、蓄電池併設型太陽光発電等の一層高度な太陽光発電システムの導入を支援しコストの低減を促進するとともに、RPS制度のような再生可能エネルギーの市場拡大措置の実施を検討する必要がある。また、非住宅用太陽光発電については、グリーン購入法の施行を受けて、官公庁等で設備の率先導入を推進していく必要がある。

○太陽熱温水器は近年販売量が急速に低下

家庭用のエネルギー供給設備として、太陽光発電設備による削減効果が期待できる。太陽熱温水器については助成が行われてきたが、近年販売量は急速に低下し、償却後の機器の廃棄が進んだ結果、ストック量が減少している。



(出典) 総合エネルギー調査会新エネルギー部会より作成

(注)ソーラーシステム：電気・機械を用いた高性能な強制循環式の太陽熱利用システム

図24 太陽熱温水器の普及状況(基数ベース)

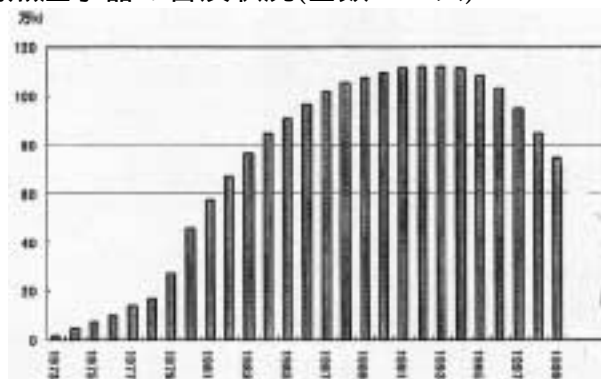


図25 太陽熱温水器の普及状況(エネルギー供給ベース)(原油換算)

(資料)総合エネルギー調査会新エネルギー部会

#### 4. 2010年の排出量予測

##### (1) 排出量予測と大綱との比較

「温室効果ガス削減技術シナリオ策定調査検討会」の検討結果によれば、エネルギー転換部門における二酸化炭素の排出量（電力配分前）は、原子力発電所の新設が13基のケースでは1990年比±0%、原子力発電所の新設が7基のケースでは10%増となる。

エネルギー転換部門における二酸化炭素の排出量（電力配分後）は、原子力発電所の新設が13基のケースでは1990年比9%増、原子力発電所の新設が7基のケースでは14%増となる。電力配分後のCO<sub>2</sub>排出量の増加が電力配分前よりも大きくなるのは、電気事業について電気の原単位改善効果が薄れ、電気事業の送配電ロス及び電気事業と石油精製業等の自家消費に伴う排出が相当部分を占め、それらが、エネルギー需要の増加とほぼ同様に増加するためである。

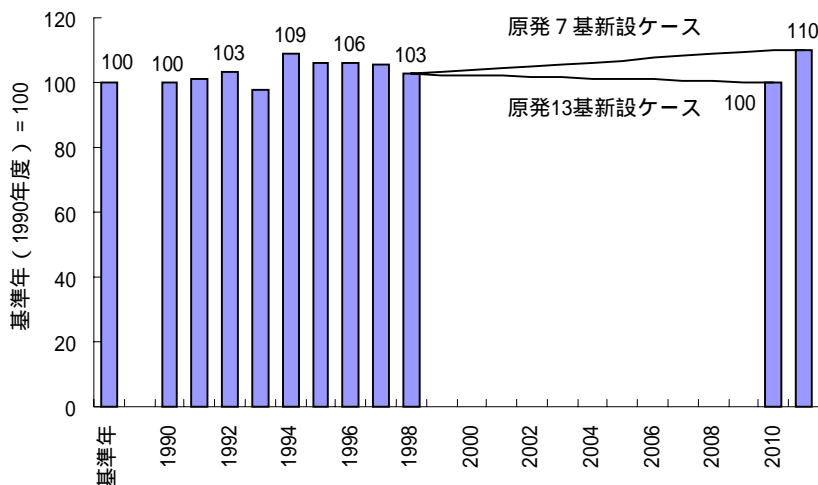


図26 エネルギー転換部門の排出量の将来予測（電力配分前）

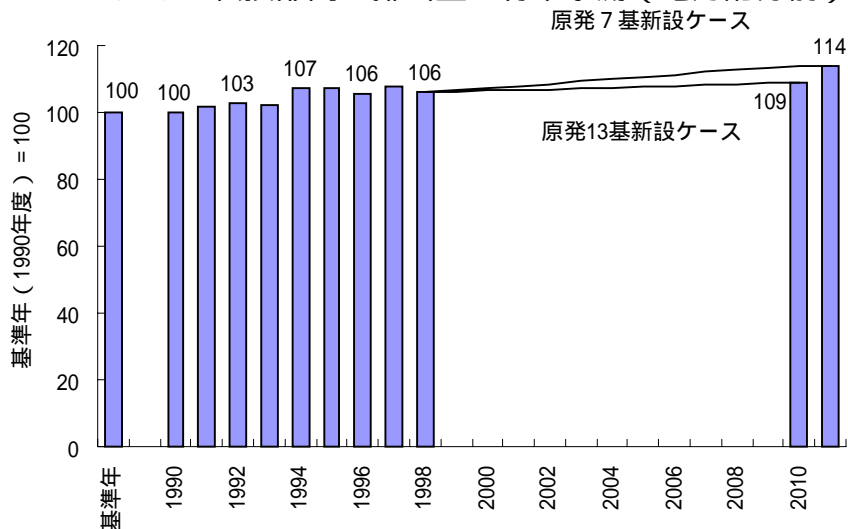


図27 エネルギー転換部門の排出量の将来予測（電力配分後）

## (2) 大綱の個々の技術との比較

「精製プラントの効率向上等による石油精製部門自家消費の抑制」の削減量が  
大綱の削減量よりも少ないのは、石油消費量が  
大綱策定時の想定を下回ったこと  
による。

表5 大綱との削減量の比較(万tC)

	大綱	本検討会	
		ケース1	ケース2
電気事業者の所内電力消費及び送配電ロスの低減	200	186	175
精製プラントの効率向上等による石油精製部門自家消費の抑制	100	55	48
都市ガス製造・供給における自家消費量の削減	-	12	12
合計	300	252	235

注) ケース1：原子力発電13基新設、ケース2：原子力発電7基新設

## 5. 温室効果ガス削減ポテンシャル

「温室効果ガス削減技術シナリオ策定調査検討会」で得られたエネルギー転換部門全体の削減ポテンシャル(生物資源部門のバイオマスエネルギー利用等を含む)は、38,365～69,408[千t CO<sub>2</sub>換算]であり、わが国の基準年排出量<sup>5</sup>の3.2～5.7%に相当する。

原子力発電利用率の向上及び火力発電の燃料転換による削減ポテンシャルは、24,361～34,206[千t CO<sub>2</sub>換算]であり、基準年排出量の2.0～2.8%に相当する。

風力発電及び廃棄物発電、バイオマス発電等による削減ポテンシャルは、14,005～35,202[千t CO<sub>2</sub>換算]であり、基準年排出量の1.2～2.9%に相当する。

表6 エネルギー転換部門における温室効果ガス削減ポテンシャル

検討対象とした対策	温室効果ガス削減ポテンシャル					
	温室効果ガス排出削減量 直接排出分[千トンCO <sub>2</sub> ]		再生可能エネルギー等 導入量 [10 <sup>6</sup> kWh]		温室効果ガス排出削減量 総合計 [千トンCO <sub>2</sub> ]	
	低位水準	高位水準	低位水準	高位水準	低位水準	高位水準
風力発電量の導入				9,408	3,011	7,715
廃棄物発電の導入				17,024	5,448	13,959
原子力発電利用率の向上 (石炭火力発電量の削減)	22,600	25,400			22,600	25,400
火力発電の燃料転換 (石炭からLNG)	1,761	8,806			1,761	8,806
合計	24,361	34,206		26,432	32,819	55,880

表7 生物資源部門(間接効果)における温室効果ガス削減ポテンシャル

検討対象とした対策	温室効果ガス削減ポテンシャル					
	温室効果ガス排出削減量 直接排出分[千トンCO <sub>2</sub> ]		電力消費削減量 [10 <sup>6</sup> kWh]		温室効果ガス排出削減量 総合計 [千トンCO <sub>2</sub> ]	
	低位水準	高位水準	低位水準	高位水準	低位水準	高位水準
農業(畜産廃棄物のエネルギー利用)	2,269	7,313	382	1,232	2,391	8,324
木質バイオマスの利用	2,519	2,901	1,913	2,321	3,131	4,804
都市の木質廃棄物 製材工場等の残廃材 除間伐材・林地残材	1,809	710	0	-21	0	0
	1,809	2,191	1,934	2,342	703	692
廃棄物(消化ガス[下水]発電)			75	489	24	401
合計	4,787	10,214	2,370	4,041	5,546	13,528

<sup>5</sup> 基準年排出量は1,210,435[千t CO<sub>2</sub>換算]として計算

## 6 . コスト・ポテンシャル評価

原子力の利用率の向上対策は、安全性の確保や住民理解が前提となるが、削減ポテンシャルは非常に大きく、新規石炭火力の導入が回避されることによる費用低減効果が見込まれる。

火力発電の天然ガスへの燃料転換は、LNG形態での天然ガス供給システムは生産地から需要地まで一貫した巨大なプロジェクトで硬直性の高い契約形態を伴うことから燃料供給面での制約の問題などがあるが、削減ポテンシャルが比較的大きく、導入コストも比較的安価である。

新エネルギーのうち、風力発電は系統連携における周波数変動の問題があるが、風況のよい立地場所と導入規模を確保できれば、導入費用を比較的安価に抑えることができる。

廃棄物発電(都市の木質廃棄物を含む)は、資源の有効利用との政策面での整合性を図る必要があるが、材料となる廃棄物を逆有償または無料で確保できることから、導入コストは比較的安価である。

木質バイオマス発電(林地残材・除間伐材)や畜産廃棄物は、削減ポテンシャルは大きいものの、導入コストは比較的高い。

表8 エネルギー転換部門のコスト - ポテンシャル評価

算定区分	対策・技術名	削減ポテンシャル (千t-CO <sub>2</sub> )	費用対効果 [円/t-C]
エネルギー転換部門	原子力発電の利用率向上	22,600 ~ 25,400	27,000
	火力発電における燃料転換	1,761 ~ 8,806	16,000
	風力発電の導入	3,011 ~ 7,715	28,000 ~ 51,000
	廃棄物発電の導入	5,448 ~ 13,959	7,900 ~ 13,000
生物資源等部門 (間接効果)	木質バイオマスの利用 (製材工場等の残廃材)	703 ~ 692	9,400 ~ 11,000
	木質バイオマスの利用 (林地残材・除間伐材)	2,428 ~ 4,111	10,000 ~ 13,000
	畜産廃棄物のエネルギー利用 (メタン発酵処理)	2,391 ~ 8,324	100,000 ~ 130,000
	消化ガスの有効利用(消化ガス発電)	24 ~ 401	61,000 ~ 180,000



## 7. 対策・技術導入にあたっての課題と必要な対策手法

原子力発電の利用効率向上対策については、技術的・経済的側面の問題は特にないものと考えられ、安全性の確保および住民の理解等のパブリックアクセプタンスを前提にしつつ、原子力発電に関連する制度の見直しが鍵となる。

火力発電の天然ガスへの燃料転換については、天然ガスは石炭に比べて高価であることから、天然ガスへのシフトに価格インセンティブを付与する経済的措置が必要である。なお、地球温暖化対策の観点からは、CO<sub>2</sub>排出の多い石炭火力による発電量をできる限り抑えることが望ましいが、エネルギーの安定供給性の観点からどの程度の燃料転換が可能かを検討する必要がある。

風力発電やバイオマス発電など再生可能エネルギーの導入に関しては、導入促進を図る段階においては、経済性を確保するための初期投資費用を軽減する助成制度の整備、電力会社の買い取り制度などの検討が必要である。また、国や自治体等においては、再生可能エネルギーの率先導入(グリーン購入)によって、普及を促進していく必要がある。

また、ヨーロッパなどでは、石油や一般電力との価格競争力を確保するため、炭素税等を導入している国もあり、再生可能エネルギーの導入促進の観点からも税制面について検討する必要がある。

さらに、市場形成を図る段階においては、電力の小売り事業者や最終需要家が購入する電力の一定割合を自然エネルギーにすることを義務づける「クォーター制」や、自然エネルギーからの発電量毎に発電事業者が発行する証書を電力の小売り事業者や最終需要家間で取り引きさせる「グリーン証書」などの導入も検討していく必要がある。

表9 エネルギー転換部門の対策技術導入にあたっての課題と必要な対策手法

算定区分	対策・技術名	制度的・社会的課題	必要な対策手法	副次効果
エネルギー転換部門	原子力発電の利用率向上	安全性の確保と住民の理解。	運用方法と定期点検に関する制度の見直し。	特になし
	火力発電における燃料転換	早急な対応必要(環境アセスメント等に時間を要するため)。パイプライン網等インフラ整備。エネルギーセキュリティの確保。	天然ガスへの燃料転換を促進させる経済的・規制的措置。	大気汚染物質の排出削減
	風力発電の導入	一般電力との価格差。自然公園等の景観、騒音、野生動物に対する障害。	導入時の補助金や優遇税制の措置。買取価格補助、買取義務。電気事業者に一定量の導入を義務付ける措置。	大気汚染物質の排出削減
	廃棄物発電の導入	一般電力との価格差。廃棄物処理と再資源化の整合性。	導入時の補助金や優遇税制の措置。買取価格補助、買取義務。電気事業者に一定量の導入を義務付ける措置。発電効率向上。	処分場の延命。
生物資源等部門 (間接効果)	木質バイオマスの利用(製材工場等の残廃材)	石油や一般電力との価格差。採算性を向上するための木屑処理量規模の確保。	規模の大きい工場や木材加工団地等に対する普及啓発。	特になし
	木質バイオマスの利用(林地残材・除間伐材)	石油や一般電力との価格差。集荷の利便性、需要地との距離等を総合的に検討する必要あり。	石油や一般電力とのコスト格差を是正するための課税政策等。規模の大きい工場や木材加工団地等に対する普及啓発。	林地残材、除間伐材運搬するエネルギーが発生する。
	畜産廃棄物のエネルギー利用(メタン発酵処理)	初期投資が大きい。発酵残さの処理費用または処分方法(液肥または圃場に還元)。	導入費用に対する助成。売電制度。発酵残さの処分方法の改善(液肥の圃場還元の推進)。	汚泥発生量を7割削減。
	消化ガスの有効利用(消化ガス発電)	他の汚泥処理との競合。都市部の既存処理場の追加設備用地不足。	消化ガス発電施設整備に対する補助金の上積み。優遇税制。	特になし。

## 8．推計上の課題・留意点

### (1) 排出量の将来推計及び削減ポテンシャル推計の課題・留意点

#### 排出量の将来推計の課題・留意点

電力については、その使用場所と二酸化炭素の排出場所が異なる(「間接排出」)が、地球温暖化対策推進法施行令では、電気と熱についても排出量を算定することとしている(ただし、我が国の総排出量を算定する時には除外する)ため、電力の使用量を二酸化炭素排出量に換算する必要がある。しかし、間接的な排出であることから、その換算には種々の問題が生ずる。

#### ○電源構成に関するモデル

2010年に推定される電力需要に対して、どのような電源構成により供給されるかについては、実際には、環境面の問題の他、地域特性、系統運用上の制約、経済性、エネルギー安定供給の確保等、種々の観点を踏まえて判断されるものである。しかし、本検討では、原子力発電所、水力発電所の導入量を固定して、再生可能エネルギー等の導入量を見込んだ後に、火力発電所の導入量が、全体の電力需要量から上記の発電総量を差し引いて決定されるとしている。

このため、2010年の電力需要が予測とおりになったとしても、電源構成が予測と異なれば、二酸化炭素排出量も異なることに留意する必要がある。

また、本検討結果における電力需要の伸びは、一般電気事業者の平成12年度供給計画における今後の電力需要の伸びの見通しよりも低くなっており、非化石電源の導入量を固定した本検討における電源構成の想定が、種々の観点を踏まえて計画される実際の供給計画と相当程度異なっていることに留意する必要がある。

#### ○負荷変動

電力需要には日負荷変動や年負荷変動と呼ばれる変動があり、このような電力需要の短期的な増減に対しては、主として火力発電により調整されるが、増減が非常に大きくなる場合や、長期的な増減に対しては、原子力、水力も含めて対応していく可能性がある。

しかし、本検討では、削減量は固定ケースと計画ケースの差として示されるとともに、上記モデルを前提としているため、削減量は、火力発電量の削減に対応している。

## ○排出係数の選択

将来の電源構成が一義的に決まらない一方、電力需要の増減に対しては短期的な調整が主として火力発電で行われており、長期的には原子力、水力も含めて調整される可能性があると考えられることから、電力消費量の増減に伴う排出増減量の算定には、どのような排出係数を用いるべきかとの問題がある。これは、削減技術等の評価に係わる問題であるため、今後、さらに検討を深めていく必要がある。

### 削減ポテンシャル推計上の課題・留意点

○原子力発電の利用率向上については、制度変更による連続運転期間の延長および運転方法の変更を前提としているが、こうした対応については安全対策上の問題を含めて十分精査していく必要がある。

○廃棄物発電の導入可能量については、廃棄物の最大利用可能量に高効率発電の発電効率を乗じた形で評価を行っており、2010年度までにおける設備の新設・更新のタイミングについては十分な評価が行えていない。今後、この点を踏まえた評価を行う必要がある。

○火力発電所の燃料転換については、既設LNG火力発電の利用率向上について検討を行っているが、既設のLNG火力発電所の利用率を1～5%程度増加させたと仮定した場合の試算であり、時間的・物理的限界の範囲内でのポテンシャル評価には至っていない。削減ポテンシャルの評価を行うためには、負荷曲線、地域特性、燃料調達のボトルネックなどの要因について、定量的な検討を行っていく必要がある。

○「製材工場等の残廃材」については、（製紙・パルプ業を除いた）木材産業における廃棄物発電の導入実績から、発電設備容量を設定できる(2,400kW)が、「都市の木質廃棄物」と「林地残材」、「除間伐材」の発電設備容量については設定していない。「都市の木質廃棄物」については、既存の大型火力発電所における化石燃料との「混焼」を想定しており、現時点では国内での導入事例がないため、推計上は、発生した建築廃材の持つエネルギー量に大型火力発電所の発電効率をそのまま乗じている。また、「林地残材」や「除間伐材」についても、現時点ではまだ導入事例がないことや、利用する地域によって適正規模も異なることから、設備容量は設定せず、発生量に北欧の熱電併給システム導入事例の発電効率を乗じている。

## (2) コスト評価の課題・留意点

- 一般に、新エネルギーなど導入量の少ない発電技術については、累積導入量の増加に伴って導入費用が逡減していくと考えられるが、今回の試算ではこの点は考慮せず、現時点での費用で算定を行っている。
- 発電技術の導入による削減費用を算定する場合には、当該発電技術の導入により発電量が減少する電源が「既存技術」となるが、この関係は明確ではない場合が多い。既存技術が特定できない場合には、既存技術を平均的火力発電（石炭火力、石油火力、LNG火力の平均）、および平均的発電（火力発電、一般水力発電、原子力発電の平均）として評価に幅を持たせた。なお、電源構成および各電源のCO<sub>2</sub>排出原単位（kgCO<sub>2</sub>/kWh）には固定ケースおよび計画ケースの算定における1998年度の値を使用した。
- 対策・技術シートのGHG削減量およびコスト評価の欄は、様々な部門の技術データを統一的に整理する目的から「年あたり」で整理する枠組みとなっているが、発電技術に関しては、「発電量あたり」の方が一般的であることから発電量あたりで整理した。
- 発電量あたりの費用（円/kWh）は、稼働率、耐用年数あるいは運転年数、利子率などの考え方や設定方法に依って異なってくる。本評価では、既存技術となる水力発電、原子力発電、火力発電（石炭、石油、LNG）の発電費用は、総合エネルギー調査会原子力調査会（第70回、平成11年12月）において示された運転年発電原価を用いた。
- 発電技術の費用対効果は、【追加費用（円/kWh）】 / 【削減量（kgCO<sub>2</sub>/kWh）】で算定される。分子の追加費用は導入技術と既存技術との費用差であることから、導入技術費用に対するわずかな評価の違いによって、費用対効果が大きく異なってくる点に留意する必要がある。

## 9. まとめ

### (1) 温室効果ガス排出量の現状と現行施策の評価

1998年度のエネルギー転換部門における排出量（直接的な排出量）は、我が国における温室効果ガス総排出量の約26.1%を占め、その約85%が電気事業者からの排出となっている。

1998年度の電気事業者の発電電力量が90年比で20%増加したにもかかわらず、電気事業者からの排出量は、90年比で1.2%の増加にとどまっている。これは、気象要因を除けば、原子力発電電力量の増加に伴う電源構成の変化と、火力発電における石油からLNGへの燃料転換によってCO<sub>2</sub>排出原単位が改善されたことによる。ただし、近年、火力発電においてCO<sub>2</sub>排出原単位の大きい石炭への燃料転換が進んでいる。

電気事業者の発電所計画によれば、将来的には石炭火力と原子力の比率が増加する予定になっている。

現在、わが国においては、電気料金の低廉化に向けた電気事業の自由化が進められており、新規参入事業者による石炭火力発電の増加が想定されることから、自由化の進展に伴って発電によるCO<sub>2</sub>排出量の増加が懸念されている。

### (2) 今後の削減ポテンシャルと主要課題

今後も総電力需要は増加すると予想されるが、新規の原子力発電の整備スケジュールが長期化していること、石炭火力発電の比率の増加すると予想されることなどから、電気事業者からのCO<sub>2</sub>排出量が増加する可能性があるため、火力発電における天然ガスへの燃料転換などを価格インセンティブを付与する経済的措置などを講じて推進するとともに、各部門における電力消費の抑制対策が必要である。

電力自由化の制度設計と併せて、コストによる競争原理だけでなく、例えば、二酸化炭素の排出量に応じて経済的措置を施す制度や、再生可能エネルギーに

よる一定の発電量を義務付ける制度など、二酸化炭素排出が少ない電源が優先的に導入される仕組みを検討していくことが必要である。

風力発電やバイオマス発電など再生可能エネルギーの導入に関しては、各エネルギー種別の市場の熟度を考慮し、初期投資費用を軽減する助成制度や電力会社の買い取り制度、炭素税等の導入による価格競争力の確保等の検討が必要である。また、国や自治体等においては、再生可能エネルギーの率先導入(グリーン購入)によって、普及を促進していく必要がある。将来的には、市場形成を図るための「クォーター制」や「グリーン証書」などの制度の導入も検討していく必要がある。

図28 エネルギー転換部門における対策と効果の関係

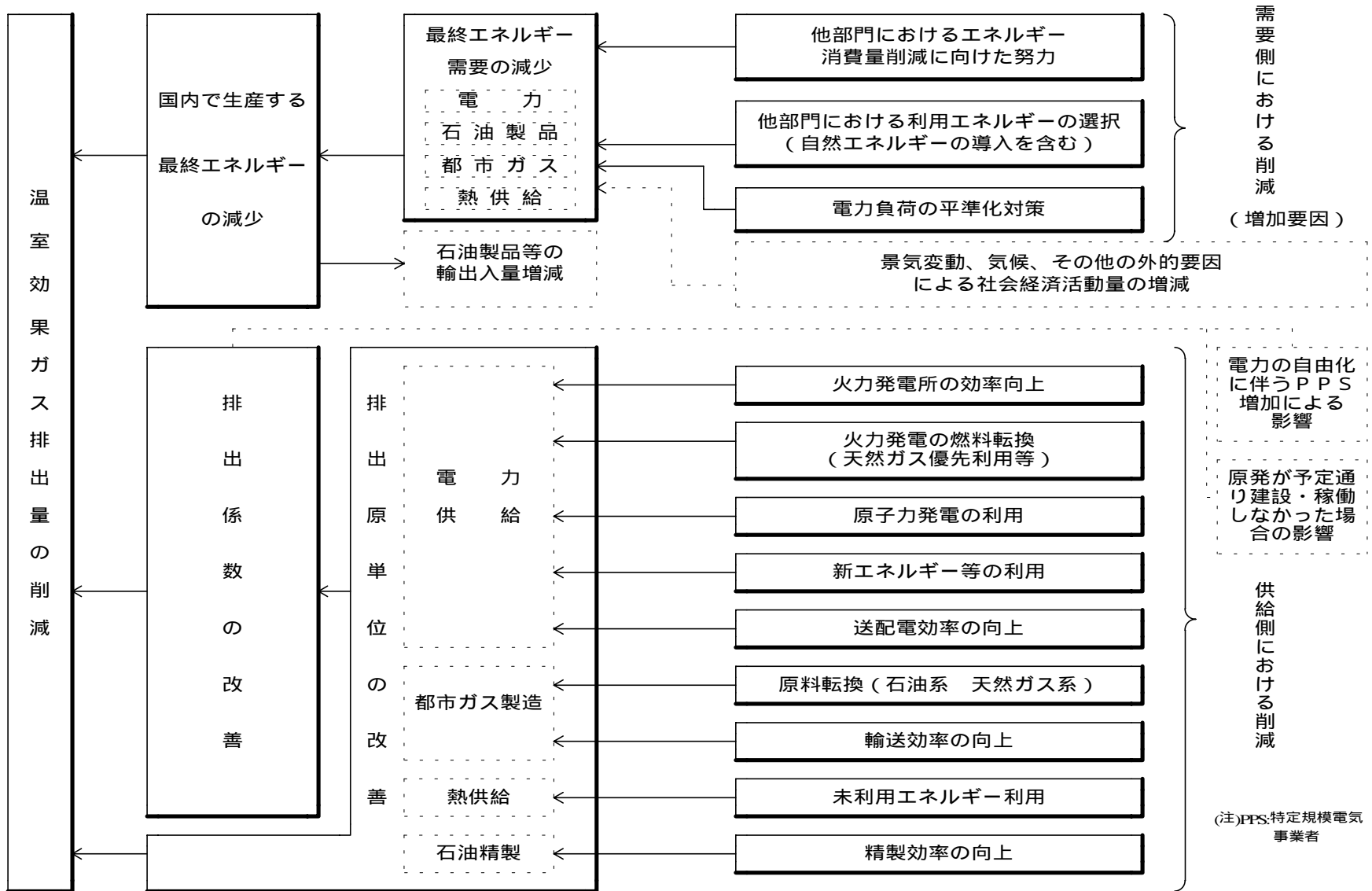




表10 削減技術コード表

エネルギー 転換部門	a 電力供給	イ、火力発電所の効率向上
		ロ、火力発電の燃料転換
	b 都市ガス製造・供給	ハ、非炭素電源の利用(新エネ等を除く)
		ニ、新エネルギー等の利用
	c 石油精製	ホ、送配電ロスの削減
	d 熱供給	ヘ、その他
	e 一次生産	イ、低炭素原料への転換
f 電力需要	ロ、転換効率の向上	
産業部門	a エネルギー多消費業種における 省エネルギーの推進	イ、精製効率の向上
		ロ、セメント製造業における対策
		ハ、紙・パルプ業における対策
	b エネルギー供給	ニ、石油化学工業における対策
		イ、自家発電施設の高効率化、自然エネルギー導入、小型分散電源、燃料転換
	c 生産工程における省エネルギー	イ、熱管理
		ロ、電力管理
e 資源循環	イ、新素材の利用	
	ロ、資源の有効利用	
	ハ、生産システムのグリーン化	
輸送部門	a 個別輸送機器のエネルギー消費 効率の向上	ニ、業界間でのエネルギー融通
		イ、自動車：燃費の向上
		ロ、自動車：低公害車の導入
		ハ、鉄道：省エネルギー型車両の導入
		ニ、船舶：エネルギー効率向上
	b 物流の効率化	ホ、航空機：エネルギー効率向上
		イ、モーダルシフトの推進
c 公共交通機関の利用	ロ、トラックの積載率の向上	
	ハ、物流の情報化	
d 交通対策の推進	イ、自転車の利用促進、電車、バスの利用促進	
	ロ、都市内公共交通機関の整備	
	イ、ITS(高度道路交通システム)の推進	
e ライフスタイルの変更	ロ、交通需要マネジメント(TDM)	
	ハ、エコドライブの推進	
民生部門	a 家庭用	イ、自動車利用習慣
		ロ、交通需要の低減・平準化
		ハ、自動車の選択
		イ、冷暖房
	b 業務用	ロ、暖房・給湯
		ハ、給湯・厨房
		ニ、その他電力
HFC等3 ガス部門	a HFCs	ホ、照明
		ヘ、建物内エネルギー供給システム
		イ、空調用
	b PFCs	ロ、その他動力
		ハ、照明
	c SF6	ニ、建物内エネルギー供給システム
イ、HFC生産時の排出、HCFC22副製品の排出		
ロ、冷媒(一部発泡用)：家庭用電気冷蔵庫、家庭用エアコン、業務用冷凍空調機器、自動車用エアコン		
生物資源等 部門	a 農業	ハ、発泡：押出ポリスチレン、ウレタンフォーム、ポリエチレンフォーム、フェノールフォーム
		ニ、エアゾール、噴霧器、消化器
		ホ、溶剤・洗浄
	b 廃棄物	イ、各PFCの生産時の排出
		ロ、溶剤・洗浄
	c 土地利用、土地利用変化及び林業	ハ、ドライエッチング、CVDクリーニング
		イ、SF6の生産時の排出
ロ、電気機械器具(ガス絶縁装置)		
ハ、ドライエッチング、CDVクリーニング		
生物資源等 部門	a 農業	イ、家畜の消化管内発酵
		ロ、家畜のふん尿処理
		ハ、稲作
	b 廃棄物	ニ、施肥
		ハ、焼却
	c 土地利用、土地利用変化及び林業	イ、埋立
		ロ、下水処理
ハ、焼却		
イ、木質バイオマスのエネルギー利用		
生物資源等 部門	ロ、他材料(建築資材等)の木材による代替	
	ハ、都市緑化・屋上緑化	
	ニ、木材の耐久的利用 (木造住宅の長寿命化、木製品のリサイクル等)	

## 10. 対策・技術シート

対策・技術名	頁
風力発電の導入	35
廃棄物発電の導入	36
原子力発電の利用率向上	37
火力発電における燃料転換	38
木質バイオマス( 都市の木質廃棄物)の利用( 電力)	39
木質バイオマス( 都市の木質廃棄物)の利用( 熱利用)	40
木質バイオマス( 製材工場等の残廃材)の利用	41
木質バイオマス( 林地残材・除間伐材)の利用	42
畜産廃棄物のエネルギー利用( メタン発酵処理)	43
消化ガスの有効利用( 消化ガス発電)	44

対策技術名		風力発電の導入			
コード番号	- a - 二	分類	技術の効率改善・代替	改訂年月日	2001年5月10日
技術の概要		風力発電の導入			
技術の普及状況	1999年度の累積導入量は8.3万kW	克服すべき技術的課題	多数の風力発電が系統連系する場合には周波数変動の問題が指摘されている。		
ケース	削減量(千t-CO <sub>2</sub> )	算定根拠概要			参照頁
計画ケース	400~1,000	総合エネ調査会新エネ部会資料(H12.10)における「現行対策維持ケース」の設備量77.6万kWを想定した。削減量は固定ケースとの発電量の差に、排出係数0.32gCO <sub>2</sub> /Wh(全電源)、0.82gCO <sub>2</sub> /Wh(石炭火力)を乗じたもの。			3-3-1 12頁
ポテンシャル	3,000~7,700	総合エネ調査会新エネ部会資料(H12.10)における潜在性試算値の設備量640万kWを想定した。削減量は計画ケースとの発電量の差に、排出係数0.32gCO <sub>2</sub> /Wh(全電源)0.82gCO <sub>2</sub> /Wh(石炭火力)を乗じたもの。			3-4-1 2頁
GHG削減量	項目	導入技術(A)	既存技術(B)	削減量(B-A)(C)	備考
	排出係数	CO <sub>2</sub> 排出なし	1) 0.33 gCO <sub>2</sub> /Wh 2) 0.61 gCO <sub>2</sub> /Wh	1) 0.33 gCO <sub>2</sub> /Wh 2) 0.61 gCO <sub>2</sub> /Wh	排出係数は1998年の送電端の値。1)は一般水力、原子力、火力の平均値。2)は火力の平均値。
	年間GHG排出量	-	-		
	年間エネルギー消費量	-	-	-	
コスト評価	項目	導入技術(A)	既存技術(B)	備考(出典、特記事項など)	
	設備投資費(a)	-	-	・費用は発電量(kWh)あたりで示した。 ・風力発電の発電コストは総合エネ調査会新エネ部会資料(H12.12)における大規模発電のコスト、その他は総合エネ調査会原子力部会資料(H11.12)と1998年発電量から算定。	
	維持管理費(b)	-	-		
	I <sub>燃料</sub> -費(c)	-	-		
耐用年数(d)	-	-			
年間費用(a/d+b+c)	11.9 円/kWh	1) 7.4 円/kWh 2) 7.3 円/kWh	追加費用(A-B)(D)	1) 4.5 円/kWh 2) 4.6 円/kWh	
費用対効果(D÷C)	1) 14,000 2) 7,500 円/t-CO <sub>2</sub>		1) 51,000 2) 28,000 円/t-C		
制度的課題	・電力会社による安定的な購入制度 ・電力会社の購入枠拡大				
社会的課題	・自然公園等における景観障害、騒音障害、野生動物に対する障害等				
必要な対策手法	・初期コストを支援する補助金や優遇税制などの措置 ・売買電を支援する買取価格補助や買取義務化 ・クォータ制やRPSなど電気事業者に対し一定量(比率)の導入を義務付ける措置。				
副次的効果	・大気汚染物質の排出削減				

対策技術名		廃棄物発電の導入			
コード番号	-b-八	分類	資源の有効利用	改訂年月日	2001年5月10日
技術の概要		廃棄物発電の導入			
技術の普及状況	1999年度の累積設備量は一般廃棄物 82.9 万 kW、産業廃棄物 14.6 万 kW	克服すべき技術的課題	熱効率向上（廃棄物に含まれる塩素分などのために、高温燃焼をすると腐食が発生することから、炉の温度を上げられない）。		
ケース	削減量（千 t-CO <sub>2</sub> ）	算定根拠概要			参照頁
計画ケース	1,600～4,100	総合エネ調査会新エネ部会資料（H12.10）における「現行対策維持ケース」の設備量 189.8 万 kW を想定した。削減量は固定ケースとの発電量の差に 0.32gCO <sub>2</sub> /Wh（全電源） 0.82gCO <sub>2</sub> /Wh（石炭火力）を乗じたもの。			3-3-1 13 頁
ポテンシャル	4,800～12,000	利用可能な非バイオマス系の廃棄物をすべて高効率発電で発電するものとして 470 万 kW 程度の設備量を想定した（バイオマス系は生物資源等部門が検討）。削減量は計画ケースとの発電量の差に、排出係数 0.32gCO <sub>2</sub> /Wh（全電源） 0.82gCO <sub>2</sub> /Wh（石炭火力）を乗じたもの。			3-4-1 14 頁
GHG削減量	項目	導入技術(A)	既存技術(B)	削減量(B-A)(C)	備考
	排出係数	CO <sub>2</sub> 排出なし	1)0.33gCO <sub>2</sub> /Wh 2)0.61gCO <sub>2</sub> /Wh	1)0.33gCO <sub>2</sub> /Wh 2)0.61gCO <sub>2</sub> /Wh	・対象となる廃棄物は発電が行われなければ単純焼却されていたものと考えて廃棄物からの CO <sub>2</sub> 排出はないものと見なす。 ・排出係数は 1998 年の送電端の値。1) は一般水力、原子力、火力の平均値。2) は火力の平均値。
	年間 GHG 排出量	-	-		
	年間エネルギー消費量	-	-	-	
コスト評価	項目	導入技術(A)	既存技術(B)	備考(出典、特記事項など)	
コスト評価	設備投資費(a)	-	-	・費用は発電量(kWh)あたりで示した。 ・廃棄物発電の発電コストは総合エネ調査会新エネ部会資料（H12.12）における大規模発電のコスト、その他は総合エネ調査会原子力部会資料(H11.12)と 1998 年発電量から算定。	
	維持管理費(b)	-	-		
	I初キ <sup>*</sup> -費(c)	-	-		
	耐用年数(d)	-	-		
年間費用(a/d+b+c)	8.6 円/kWh	1) 7.4 円/kWh 2) 7.3 円/kWh	追加費用(A-B)(D)	1) 1.2 円/kWh 2) 1.3 円/kWh	
費用対効果(D÷C)	1) 3,700 2) 2,200 円/t-CO <sub>2</sub>		1) 13,000 2) 7,900 円/t-C		
制度的課題	・電力会社による安定的な購入制度。				
社会的課題	・排出抑制、再使用、再利用など循環型社会構築に向けた取り組みの優先順位を守りつつ一定量の廃棄物を確保すること。 ・施設立地では地域住民とのパブリックアクセプタンスが重要となる。				
必要な対策手法	・発電効率向上に向けた技術開発の促進。 ・初期コストを支援する補助金や優遇税制などの措置。 ・売買電を支援する買取価格補助や買取義務化。 ・クォータ制など電気事業者に対し一定量（比率）の導入を義務付ける措置。				
副次的効果	・埋立処分が回避される場合には処分場の延命につながる。				

対策技術名		原子力発電の利用率向上			
コード番号	- a -八	分類	技術の効率改善・代替	改訂年月日	2001年5月10日
技術の概要	検査技術向上による定期点検期間の短縮、定期点検間隔の延長（制度変更） 定格電気出力運転から定格熱出力運転への変更（制度変更）などにより、原子力発電の設備利用率を向上させる。				
技術の普及状況	検査技術の向上などにより近年の利用率は80%を越えている（1998年度は84.2%）。	克服すべき技術的課題	特になし		
ケース	削減量（千 t-CO <sub>2</sub> ）	算定根拠概要			参照頁
計画ケース	14,000～15,000	固定ケースの想定 80.6%（過去5年間の平均）に対して、計画ケースでは現状制度内で過去最大である 84.2%を想定。削減量は固定ケースとの発電量の差に、排出係数 0.82gCO <sub>2</sub> /Wh（石炭火力）を乗じたもの。値の幅は原子力設備量の違いに依る。			3-3-1 11頁
ポテンシャル	22,600～25,300	制度変更も対象に入れて利用率 90%を想定。計画ケースからの発電量増分だけ石炭火力発電量を削減する対策として、CO <sub>2</sub> 削減量を算定。値の幅は原子力設備量の違いに依る。			3-4-1 19頁
GHG削減量	項目	導入技術(A)	既存技術(B)	削減量(B-A)(C)	備考
	排出係数	CO <sub>2</sub> 排出なし	0.88 gCO <sub>2</sub> /Wh	0.88 gCO <sub>2</sub> /Wh	既存技術の排出係数は、石炭火力発電の送電端の値。
	年間 GHG 排出量	-	-		
	年間エネルギー消費量	-	-	-	
コスト評価	項目	導入技術(A)	既存技術(B)	備考(出典、特記事項など)	
	設備投資費(a)	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>費用は発電量(kWh)あたりで示した。</li> <li>原子力発電量増加により新規石炭火力の導入が回避されるものとした。</li> <li>石炭火力発電コストは総合エネ調査会原子力部会資料(H11.12)の値。</li> <li>原子力発電利用率向上のための費用が発生する可能性もあるが、石炭火力発電コストと比べて小さいと考え「費用なし」とした。</li> </ul>	
	維持管理費(b)	-	-		
	燃料費(c)	-	-		
耐用年数(d)	-	-			
年間費用(a/d+b+c)		費用なし	6.50 円/kWh	追加費用(A-B)(D)	-6.5 円/kWh
費用対効果(D÷C)		-7,400 円/t-CO <sub>2</sub>		-27,000 円/t-C	
制度的課題	・運用方法と定期点検に関する制度の見直しが必要となる。				
社会的課題	・安全性の確保と住民理解などのパブリックアクセプタンスが前提となる。				
必要な対策手法	・運用方法と定期点検に関する制度の見直し。				
副次的効果	・大気汚染物質の排出削減。				

対策技術名		火力発電における燃料転換			
コード番号	- a - 口	分類	技術の効率改善・代替	改訂年月日	2001年5月10日
技術の概要	火力発電用燃料を天然ガスにシフトする。具体的な対策は、天然ガス火力の設備利用率を上げること(運用上の対策)、天然ガス火力発電所の新規導入を他の火力発電所の導入よりも優先的すること(導入上の対策)である。				
技術の普及状況	H13年度の供給計画では、H22/H12年度の発電量変化は、石炭火力は20%増、LNG火力は0%と横ばい。	克服すべき技術的課題	特になし		
ケース	削減量(千t-CO <sub>2</sub> )	算定根拠概要			参照頁
計画ケース	-	計画ケースでは想定していない。			
ポテンシャル	1,760~8,810	天然ガス火力発電の設備利用率を1%~5%上げるとともに、これによる発電量増に相当する分だけ、石炭火力発電の利用率を下げることを想定した。			3-4-1 26頁
GHG削減量	項目	導入技術(A)	既存技術(B)	削減量(B-A)(C)	備考
	排出係数	0.48 gCO <sub>2</sub> /Wh	0.88 gCO <sub>2</sub> /Wh	0.40 gCO <sub>2</sub> /Wh	導入技術の排出係数は、既設天然ガス火力発電所の送電端平均値。既存技術の排出係数は、既設石炭火力発電所の送電端平均値。
	年間GHG排出量	-	-		
	年間エネルギー消費量	-	-	-	
コスト評価	項目	導入技術(A)	既存技術(B)	備考(出典、特記事項など)	
	設備投資費(a)	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>費用は発電量(kWh)当たりで示した。</li> <li>導入技術の費用は天然ガス火力発電の燃料費で1.8円/Mcal、既存技術の費用は石炭火力発電の燃料費で0.6円/Mcalとした。</li> <li>LNG消費増が大きい場合には供給力向上のための費用が発生する可能性もあるが、これは考慮していない。</li> </ul>	
	維持管理費(b)	-	-		
	エネルギー費(c)	-	-		
	耐用年数(d)	-	-		
年間費用(a/d+b+c)	3.61 円/kWh	1.85 円/kWh	追加費用(A-B)(D)	1.76 円/kWh	
費用対効果(D÷C)	4,400 円/t-CO <sub>2</sub>		16,000 円/t-C		
制度的課題	<ul style="list-style-type: none"> <li>導入上の対策においては、仮に、石炭火力から天然ガス火力への計画変更が可能だとしても、設計変更や環境アセスメントには長い時間を要するために、時間的側面から導入が制限される。</li> </ul>				
社会的課題	<ul style="list-style-type: none"> <li>発電所の立地は地元との信頼関係で成り立つものであるから、導入上の対策として、計画中の石炭火力の立地計画を中止するようなことは難しい場合が多い。</li> <li>パイプライン網など社会的供給インフラが整備されれば導入条件は向上する。</li> <li>国産エネルギーの少ない我が国では、エネルギーセキュリティーの面からは、多様な電源をバランス良く開発・運用していくことも重要である。</li> </ul>				
必要な対策手法	<ul style="list-style-type: none"> <li>天然ガスへの燃料転換を促進させる経済的・規制的措置。</li> <li>天然ガス供給のための社会インフラの整備。</li> </ul>				
副次的効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>大気汚染物質の排出削減。</li> </ul>				

対策技術名		木質バイオマス(都市の木質廃棄物)の利用(電力)			
コード番号	-c-イ	分類	技術の効率改善・代替	改訂年月日	2001年5月7日
技術の概要	都市の木質廃棄物を既存の大型火力発電所における化石燃料との混焼用の発電燃料として再利用する。				
技術の普及状況	総発生量の約16%がエネルギーとして再利用されている。	克服すべき技術的課題	都市の木質廃棄物には、(i)建築物の解体材、(ii)枕木・電柱等の古材などの産業廃棄物、(iii)建設工事(建築、土木工事等)中に生じるもの、(iv)物流の過程で生じるもの、(v)不要家具等の家庭から生じる一般廃棄物があり、不特定多数の発生源から不定期に排出される。また、不揃いな形状、複数の樹種の混在、他材料や物質との複合・結合など、再利用する上で不利な点を抱えている。		
ケース	削減量(千t-CO <sub>2</sub> )	算定根拠概要			参照頁
計画ケース	1,325~3,394	<b>【活動量の設定】</b> ・建設リサイクル法の施行により、サーマルリサイクルも含めた再資源化目標率95%を達成すると仮定。 ・今後再資源化されるべき木質系廃棄物のうち、工業原料としての再利用が適切でないものを4割とし、これを既存の火力発電所で混焼させる。 <b>【削減量の算定】</b> ・固定ケースとの発電量の差に0.32gCO <sub>2</sub> /Wh(全電源)、0.82gCO <sub>2</sub> /Wh(石炭火力)を乗じたもの。			3-3-6 26頁
ポテンシャル	0	・計画ケースで、既に2010年までの再資源化率の目標値95%を全て達成すると設定したため、ポテンシャルについては検討の余地がなく、計画ケースと同じ値となる。			3-4-6 13頁
GHG削減量	項目	導入技術(A) (バイオマス発電)	既存技術(B)	削減量(B-A)(C)	備考
	排出係数	0 注1)	1) 0.33 [gCO <sub>2</sub> /Wh] 2) 0.61 [gCO <sub>2</sub> /Wh] 注2)	1) 0.33 2) 0.61 [kgCO <sub>2</sub> /kWh]	注1) バイオマス起源のため、CO <sub>2</sub> は発生しないと見なす。 注2) 排出係数は1998年の送電端の値。1)は一般水力、原子力、火力の平均値。2)は火力の平均値。
	年間GHG排出量	0	1) 68.5 2) 126.6 [千tCO <sub>2</sub> ]	1) 68.5 2) 126.6 [千tCO <sub>2</sub> ]	注3) 30,000 [kW]、年間7,200時間稼働、発電効率30%の発電設備を想定。
	年間エネルギー生産量	207.6 [10 <sup>6</sup> kWh] 注3) (170 [kt]) 注4)	207.6 [10 <sup>6</sup> kWh] 注3)	0	注4) 当該エネルギー生産に必要な木材の重量
コスト評価 注5)	項目	導入技術(A) (バイオマス発電)	既存技術(B)	備考(出典、特記事項など)	
	設備投資費(a)	15,000 [百万円] 注5)		注5) 「国有林野のエネルギー資源利用検討会」、各種事例、ヒアリングにより設定した。	
	維持管理費(b)	1,320 [百万円] 注6)		注6) 補修、設備の消耗品、輸送費を含む。前処理(難燃物の除去等)費用は含まない。	
	燃料費(c)	0 [百万円] 注7)		注7) 木質廃棄物は有償で引取りを行うが、輸送コストと相殺すると仮定した。	
	耐用年数(d)	20年 注8)		注8) 「国有林野のエネルギー資源利用検討会」等から設定。 注9) 費用は発電コストで示した。総合エネ調査会原子力部会資料(H11.12)と1998年発電量から算定。	
年間費用(a/d+b+c)	10.0 [円/kWh]	1) 7.4 [円/kWh] 2) 7.3 [円/kWh] 注9)	追加費用(A-B)(D)	1) 2.6 [円/kWh] 2) 2.7 [円/kWh]	
費用対効果(D÷C)	1) 7,800 2) 4,400 [円/tCO <sub>2</sub> ]		1) 29,000 2) 16,000 [円/tC]		
制度的課題	・石油や一般電力とのコスト格差				
社会的課題	・建設廃棄物は重量・体積が大きく、廃棄物の搬送コストの増加が大きい。				
必要な対策手法	・建設廃棄物の再資源化を促進するための排出・収集・加工・利用の一連のシステム整備とそれによるコストの低減。				
副次的効果	・特になし。				

対策技術名		木質バイオマス(都市の木質廃棄物)の利用(熱利用)			
コード番号	-c-イ	分類	技術の効率改善・代替	改訂年月日	2001年5月7日
技術の概要	都市の木質廃棄物を熱利用(銭湯、その他熱源)を主とした燃料として再利用する。				
技術の普及状況	総発生量の約16%がエネルギーとして再利用されている。	克服すべき技術的課題	木質バイオマス(都市の木質廃棄物)の利用(電力)に同じ		
ケース	削減量(千t-CO <sub>2</sub> )	算定根拠概要			参照頁
計画ケース	3,267	【活動量の設定】 ・木質バイオマス(都市の木質廃棄物)の利用(電力)に同じ 【削減量の算定】 ・固定ケースとの熱生産量の差に、89.0[gCO <sub>2</sub> /MJ] <sup>1</sup> を乗じたもの。			3-3-6 26頁
ポテンシャル	0	・木質バイオマス(都市の木質廃棄物)の利用(電力)に同じ			3-4-6 13頁
GHG削減量	項目	導入技術(A) (バイオマス熱利用)	既存技術(B) (A重油ボイラー)	削減量(B-A)(C)	備考
	排出係数	0 注1)	89.0 [gCO <sub>2</sub> /MJ] 注2)	26.0 [千t CO <sub>2</sub> ]	注1) バイオマス起源のため、CO <sub>2</sub> は発生しないと見なす。 注2) 排出係数は熱効率80%のA重油ボイラーの値。 注3) 10[t/h]、年間2,000時間稼働、熱効率80%のボイラーを想定。 注4) 当該エネルギー生産に必要な木材の重量 注5) 当該エネルギー生産に必要なA重油の量
	年間GHG排出量	0	26.0 [千t CO <sub>2</sub> ]		
	年間エネルギー生産量	293 [10 <sup>12</sup> J] 注3) (20 [kt]) 注4)	293 [10 <sup>12</sup> J] 注3) (7,532 [kl]) 注5)	0	
コスト評価 注6)	項目	導入技術(A) (バイオマス熱利用)	既存技術(B) (A重油ボイラー)	備考(出典、特記事項など)	
	設備投資費(a)	60 [千円]		注6) 注3)と同じ設備の評価を行った。 注7) 「国有林野のエネルギー資源利用検討会」等から設定。	
	維持管理費(b)	1.8 [千円] 注7)		注8) 「国有林野のエネルギー資源利用検討会」等から設定。	
	エネルギー費(c)	0 [千円] 注9)	42 [千円] 注10)	注9) 木質廃棄物は有償で引取りを行うが、輸送コストと相殺すると仮定した。 注10) 回避されるA重油の消費量に基づき算定。価格は、東京都生活統計局「生活と経済」の重油(掛売)1986年1月~1987年5月の平均値56[¥/l]を用いた。	
	耐用年数(d)	8年 注11)		注11) 「国有林野のエネルギー資源利用検討会」等から設定。	
年間費用(a/d+b+c)		9.3 [千円]	42 [千円]	追加費用(A-B)(D)	40.2 [千円]
費用対効果(D÷C)		15,500 [円/t CO <sub>2</sub> ]		57,000 [円/t C]	
制度的課題	・石油や一般電力とのコスト格差				
社会的課題	・建設廃棄物は重量・体積が大きく、廃棄物の搬送コストの増加が大きい。				
必要な対策手法	・建設廃棄物の再資源化を促進するための排出・収集・加工・利用の一連のシステム整備とそれに伴うコストの低減。				
副次的効果	・特になし。				

<sup>1</sup> 熱効率80%のA重油ボイラーを代替すると想定。温室効果ガス排出量算定方法検討会(H12.9)において設定されたA重油の排出係数71.6[gCO<sub>2</sub>/MJ]を80%で除し、補正係数(活動量に乗じるべきだが、便宜的に排出係数に乗じた)0.9943を乗じ算定。71.6÷0.8×0.9943=88.98 89.0。



対策技術名		木質バイオマス( 製材工場等の残廃材)の利用				
コード番号	-c-イ	分類	技術の効率改善・代替	改訂年月日	2001年5月8日	
技術の概要	木材工業には、製材業や合板工業、集成材工業、チップ工業などがあり、これらの工場からは様々な形態の残廃材が発生しているが、これら製材工場等の残廃材を燃料に、電熱併給システムにより工場内の電力及び木材の乾燥用熱源の供給を行うもの。(製材工場が分散立地していることや、個々の企業規模が小さいことから、残廃材の発生も少量で分散型である。)					
技術の普及状況	総発生量の約 13%が燃料として再利用されている。	克服すべき技術的課題	特になし			
ケース	削減量 (千t-CO <sub>2</sub> )	算定根拠概要			参照頁	
計画ケース	0	・ 2010年に発生する廃材の量、再利用率が現状のまま維持される(それぞれ1,610万m <sup>3</sup> 、13%) すなわち計画ケースにおける削減量はゼロと想定。			3-3-6 26頁	
ポテンシャル	710~720	<b>【活動量の設定】</b> ・ 木材供給量の増加に伴って残廃材の発生量が増加する(1,690万m <sup>3</sup> )と想定。 ・ 廃材の再利用率が100%になり、今まで焼棄されていた未利用分(5%相当)が燃料として再利用され、燃料としての再利用率が18%になると想定。 <b>【削減量の算定】</b> ・ 電力:計画ケースとの発電量の差に0.32gCO <sub>2</sub> /Wh(全電源) 0.82gCO <sub>2</sub> /Wh(石炭火力)を乗じたもの。 ・ 熱利用:計画ケースとの熱生産量の差に、89.0[gCO <sub>2</sub> /MJ]を乗じたもの。			3-4-6 13頁	
GHG削減量	項目	導入技術(A)	既存技術(B)	削減量 (B-A)(C)	備考	
	排出係数	電力	0注1)	1) 0.33 2) 0.61 [gCO <sub>2</sub> /Wh]注2)	同左	注1) バイオマス起源のため、CO <sub>2</sub> は発生しないと見なす。 注2) 排出係数は1998年の送電端の値。1)は一般水力、原子力、火力の平均値。2)は火力の平均値。 注3) 事例、ヒアリングにより設定。発電容量8,000[kW]、年間2,000時間稼働、発電効率20%、総合効率80%のコージェネレーションシステムを想定。 注4) 当該エネルギー生産に必要な木材の重量 注5) 当該エネルギー生産に必要なA重油の量
		熱	0注1)	89.0 [gCO <sub>2</sub> /MJ]		
	年間GHG排出量	0	1) 23.1 2) 27.6 [千tCO <sub>2</sub> ]	同左		
	年間I <sub>燃料</sub> -生産量	電力	16 [10 <sup>6</sup> kWh]注3)	16 [10 <sup>6</sup> kWh]	0	
熱		200[10 <sup>12</sup> J] (20[kt])注4)	200[10 <sup>12</sup> J] (5,140[kl])注5)	0		
コスト評価	項目	導入技術(A)	既存技術(B)	備考(出典、特記事項など)		
	設備投資費(a)	1,600 [百万円] 注6)		注6) 事例、ヒアリングにより設定。20 [万円/kW] 注7) 事例、ヒアリングにより設定。年間費用を初期投資(設備投資)の5%とした。		
	維持管理費(b)	80 [百万円] 注7)		注8) 「国有林野のエネルギー資源利用検討会」等から、林地残材の価格を6,000 [円/t]とした。また、回避されるA重油の価格を差し引いた。A重油の価格は、東京都生活統計局「生活と経済」の重油(掛売)'86年1月~'87年5月の平均値56 [円/l]を用いた。		
	I <sub>燃料</sub> -費(c)	168 [百万円] 注8)		注9) 事例、ヒアリングにより設定。 注10) 費用は発電コストで示した。総合エネ調査会原子力部会資料(H11.12)と1998年発電量から算定。		
耐用年数(d)	20年 注9)					
年間費用(a/d+b+c)	4.4 [円/kWh]注10)	1) 7.4 [円/kWh] 2) 7.3 [円/kWh]注10)	追加費用 (A-B)(D)	1) 4.3 [円/kWh] 2) 4.4 [円/kWh]		
費用対効果(D÷C)	1) 3,000、2) 2,600 [円/tCO <sub>2</sub> ]		1) 11,000、2) 9,400 [円/tC]			
制度的課題	「都市の木質廃棄物」と同様。					
社会的課題	・ 建築基準法の改正によって乾燥材の需要が増加しており、ボイラーを用いて木材を乾燥する工場が増加している。小規模工場の大半が重油を利用して木材を乾燥させている状況であり、規模をある程度大きくしなければ、木屑のボイラー燃料への使用は経済的に成立しない。					
必要な対策手法	・ 規模の小さい工場や木材加工団地等に対する木材乾燥用の熱源利用の普及啓発。					
副次的効果	・ 特になし。					

対策技術名		木質バイオマス（ 林地残材・除間伐材 ）の利用				
コード番号	-c-イ	分類	技術の効率改善・代替	改訂年月日	2001年5月8日	
技術の概要		除間伐材や林地残材をコージェネレーションシステムの燃料として利用するもの。 (間伐に際して伐採された木材で利用されるのは5割程度であり、残りは林地内に放置されている。また、素材生産から発生する、通常商品価値のない枝条等も林地に捨て置かれている。)				
技術の普及状況		現時点ではまだ実施されていない。	克服すべき技術的課題	伐採木材運搬エネルギーを含めた全体のエネルギー効率を向上させるため、林地残材、除間伐材の伐採場所と需要地との距離を考慮したシステム設計が必要である。		
ケース	削減量 (千t-CO <sub>2</sub> )	算定根拠概要			参照頁	
計画ケース		想定していない。			-	
ポテンシャル	1,982 ~ 3,262	<b>【活動量の設定】</b> [低位水準] 林地残材の利用のみを考慮。林道上でプロセス処理によって発生した林地残材(全体の5割)をエネルギー利用に供し、熱電併給の可能な施設の普及が進む場合を想定。 [高位水準] 林地残材および除間伐材の利用を考慮。年間30万ha(650万m <sup>3</sup> )の間伐を実施すると想定。2010年時点での間伐材利用率を6割とし、そのうち低質材などに相当する1割分(65万m <sup>3</sup> )をエネルギー利用し、熱電併給の可能な施設の普及が進む場合を想定。 <b>【削減量の算定】</b> ・計画ケースとの発電量の差に0.32gCO <sub>2</sub> /Wh(全電源)0.82gCO <sub>2</sub> /Wh(石炭火力)を乗じたもの。 ・計画ケースとの熱生産量の差に、89.0[gCO <sub>2</sub> /MJ]を乗じたもの。			3-4-6 13頁	
GHG削減量	項目	導入技術(A)	既存技術(B)	削減量(B-A)(C)	備考	
	排出係数	電力	0 注1)	1) 0.33 [gCO <sub>2</sub> /Wh] 2) 0.61 [gCO <sub>2</sub> /Wh] 注2)	同左	注1) バイオマス起源のため、CO <sub>2</sub> は発生しないと見なす。 注2) 排出係数は1998年の送電端の値。1)は一般水力、原子力、火力の平均値。2)は火力の平均値。 注3) 排出係数は熱効率80%のA重油ボイラーの値。 注4) 事例、ヒアリングにより設定。発電容量28,000[kW]、年間4,000時間稼働、発電効率20%、総合効率80%のコージェネレーションシステムを想定。 注5) 当該エネルギー(電力を含む)生産に必要な木材の重量 注6) 当該エネルギー生産に必要なA重油の量
		熱	0 注1)	89.0 [gCO <sub>2</sub> /MJ] 注3)	同左	
	年間GHG排出量	0	1) 146 [千tCO <sub>2</sub> ] 2) 178 [千tCO <sub>2</sub> ]	同左		
	年間I補給-生産量	電力	113 [10 <sup>6</sup> kWh] 注4)	113 [10 <sup>6</sup> kWh]	0	
熱		1,200 [10 <sup>12</sup> J] 注4) (108 [kt]) 注5)	1,200 [10 <sup>9</sup> J] (31,400 [kl]) 注6)	0		
コスト評価	項目	導入技術(A)	既存技術(B)	備考(出典、特記事項など)		
	設備投資費(a)	5,600 [百万円] 注7)		注7) 事例、ヒアリングにより設定。20 [万円/kW] 注8) 事例、ヒアリングにより設定。年間費用を初期投資(設備投資)の5%とした。		
	維持管理費(b)	280 [百万円] 注8)		注9) 「国有林野のエネルギー資源利用検討会」等から、林地残材の価格を25,000 [円/t]とした。また、回避されるA重油の価格を差し引いた。A重油の価格は、東京都生活統計局「生活と経済」の重油(掛売)'86年1月~'87年5月の平均値56 [円/l]を用いた。		
	I補給-費(c)	940 [百万円] 注9)		注10) 事例、ヒアリングにより設定。 注11) 費用は発電コストで示した。総合エネ調査会原子力部会資料(H11.12)と1998年発電量から算定。		
	耐用年数(d)	20年 注10)				
年間費用(a/d+b+c)		13.3 [円/kWh]	1) 7.4 [円/kWh] 2) 7.3 [円/kWh] 注11)	追加費用(A-B)(D)	1) 8.7 [円/kWh] 2) 8.8 [円/kWh]	
費用対効果(D÷C)		1) 3,500、2) 2,800 [円/tCO <sub>2</sub> ]		1) 13,000、2) 10,000 [円/tC]		
制度的課題	「都市の木質廃棄物」と同様。					
社会的課題	・製材工場から発生する残材と同様全国的に分散しており、集荷の利便性、電力や熱の需要、エネルギー利用のための設備投資等のコストを考慮すると、大規模なエネルギー利用はデメリットが大きい。					
必要な対策手法	・石油や一般電力とのコスト格差を是正するための課税政策等。 ・余剰発電量を電力会社に売電する制度。 ・導入促進を図る段階：導入に係る補助金制度や公的部門等における率先導入 ・市場形成を図る段階：「クォーター制」、「グリーン証書」などの導入					
副次的効果	・特になし					

対策技術名		畜産廃棄物のエネルギー利用（メタン発酵処理）				
コード番号	-a-口	分類	資源の有効利用	改訂年月日	2001年5月8日	
技術の概要	家畜ふん尿にメタン発酵処理（嫌気性消化法）を適用し、ふん尿処理時に発生するメタンガスによりエネルギーを創出する（コージェネレーションシステム）					
技術の普及状況	現在、京都府船井郡八木町等の数事例あり。	克服すべき技術的課題	発酵後の残渣を農地に還元できない場合に処理コストがかかる。			
ケース	削減量（千t-CO <sub>2</sub> ）	算定根拠概要			参照頁	
計画ケース		想定していない。			-	
ポテンシャル	2,454～8,522	<p>【活動量の設定】</p> <p>[低位水準] 乳用牛：北海道の「ふん尿分離処理（貯留）」を実施している畜産家の20%がメタン発酵に転換 豚：2000頭以上を飼養する養豚家の40%にメタン発酵が普及すると仮定。</p> <p>[高位水準] 乳用牛：「ふん尿分離処理（貯留）」を実施している畜産家の全てがメタン発酵に転換 豚：2000頭以上を飼養する養豚家の全てにメタン発酵が普及すると仮定。</p> <p>【削減量の算定】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 固定ケースとの発電量の差に0.32gCO<sub>2</sub>/Wh（全電源）0.82gCO<sub>2</sub>/Wh（石炭火力）を乗じたもの。</li> <li>・ 固定ケースとの熱生産量の差に、89.0[gCO<sub>2</sub>/MJ]を乗じたもの。</li> </ul>			3-4-6 15頁	
GHG削減量	項目	導入技術(A)	既存技術(B)	削減量(B-A)(C)	備考	
	排出係数	電力	0 注1)	1) 0.33 [gCO <sub>2</sub> /Wh] 2) 0.61 [gCO <sub>2</sub> /Wh] 注2)	同左	注1) バイオマス起源のため、CO <sub>2</sub> は発生しないと見なす。 注2) 排出係数は1998年の送電端の値。1)は一般水力、原子力、火力の平均値。2)は火力の平均値。 注3) 排出係数は熱効率80%のA重油ボイラーの値。 注4) 八木町の事例と同規模（70[kW]×2機）を想定。年間7,200時間稼働（週5日稼働相当）と想定 注5) 当該エネルギー生産に必要なA重油の量
		熱	0 注1)	89.0 [gCO <sub>2</sub> /MJ] 注3)	同左	
	年間GHG排出量	0	1) 0.90[千t CO <sub>2</sub> ] 2) 1.17 [千t CO <sub>2</sub> ]	同左		
	年間I初年 <sup>*</sup> -生産量	電力	960 [10 <sup>3</sup> kWh] 注4)	960 [10 <sup>3</sup> kWh]	0	
熱		6,600 [10 <sup>9</sup> J] 注4)	6,600 [10 <sup>9</sup> J] (169 [kl]) 注5)	0		
コスト評価	項目	導入技術(A)	既存技術(B)	備考(出典、特記事項など)		
	設備投資費(a)	568 [百万円] 注6)		注6) 京都府船井郡八木町「八木川バイオジェネレーター」パンフレットより、注4)と同じ設備の評価を行った。 注7) 回避されるA重油の消費量に基づき算定。価格は、東京都生活統計局「生活と経済」の重油(掛売)'86年1月～'87年5月の平均値56[¥/l]を用いた。 注7) 注4)と同じ設備の評価を行った。 注8) 費用は発電コストで示した。総合エネ調査会原子力部会資料(H11.12)と1998年発電量から算定。		
	維持管理費(b)	20 [百万円] 注6)				
	I初年 <sup>*</sup> -費(c)	9.5 [百万円] 注7)				
耐用年数(d)	20年					
年間費用(a/d+b+c)	48.7 [円/kWh]	1) 7.4 [円/kWh] 2) 7.3 [円/kWh] 注8)	追加費用(A-B)(D)	1) 41.3 [円/kWh] 2) 41.4 [円/kWh]		
費用対効果(D÷C)	1) 37,000、2) 28,000 [円/tCO <sub>2</sub> ]	1) 130,000、2) 100,000 [円/tC]				
制度的課題	・ 現状の制度下の売電価格では回収が困難。また、家畜ふん尿は産業廃棄物と見なされ、廃棄物処理法上の制約を受ける。					
社会的課題	・ 液肥（発酵残渣/等）を還元する十分な圃場が存在しない。					
必要な対策手法	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 導入費用に対する経済的支援。</li> <li>・ 売電制度。</li> <li>・ 液肥の圃場還元を推進する。研究により適正施用量を明らかにするとともに、散布等を地方公共団体、組合等で実施するようなインセンティブを付与する。</li> </ul>					
副次的効果	・ 従来の処理方法（活性汚泥法）より、汚泥発生量が7割程度少ない。					

対策技術名		消化ガスの有効利用（消化ガス発電）			
コード番号	-b-口	分類	資源の有効利用	改訂年月日	2001年4月26日
技術の概要		下水汚泥の消化により発生する消化ガス（メタンガス含有）を利用し、発電するもの。			
技術の普及状況	73.3（10 <sup>6</sup> kWh/年） （H10年度）	克服すべき技術的課題	技術的には実証済みであるが、硫化水素による腐食等への対策が必要。 消化汚泥の処理が別途必要となる。		
ケース	削減量（千tCO <sub>2</sub> ）	算定根拠概要			参照頁
計画ケース	73.3	想定していない			-
ポテンシャル	148.2～561.8	現状の消化施設を前提に試算し、消化ガスのうち未利用のガスが最大限（80%）発電に利用されると想定（下限値）。利用可能な消化ガスの全てをコージェネレーションにより発電すると想定。消化槽の加温は排熱で賄うと想定（上限値）。			3-4-6 16頁
GHG削減量	項目	導入技術(A)	既存技術(B)	削減量(B-A)(C)	備考
	排出係数	0 注1)	1) 0.33 [gCO <sub>2</sub> /Wh] 2) 0.61 [gCO <sub>2</sub> /Wh] 注2)	同左	注1) バイオマス起源のため、CO <sub>2</sub> は発生しないと見なす。 注2) 排出係数は1998年の送電端の値。1)は一般水力、原子力、火力の平均値。2)は火力の平均値。
	年間GHG排出量	0	1) 396～2,871 2) 732～5,307 [千tCO <sub>2</sub> ]	同左	
	年間エネルギー生産量	1,200～8,700 [10 <sup>3</sup> kWh]	1,200～8,700 [10 <sup>3</sup> kWh]	0	
コスト評価	項目	導入技術(A)	既存技術(B)	備考(出典、特記事項など)	
	設備投資費(a)	277～1,350 [百万円] 注3)	-	注3) 事例、ヒアリングにより設定。 注4) 費用は発電コストで示した。総合エネ調査会原子力部会資料(H11.12)と1998年発電量から算定。	
	維持管理費(b)	14～84 [百万円] 注3)	-		
	I補償費(c)	0～0.7 [百万円] 注3)	-		
	耐用年数(d)	20年注3)	-		
年間費用(a/d+b+c)		17.5～23.3 [円/kWh]	1) 7.4 [円/kWh] 2) 7.3 [円/kWh] 注4)	追加費用(A-B)(D)	1) 10.1～15.9 [円/kWh] 2) 10.2～16.0 [円/kWh]
費用対効果(D÷C)		1) 31,000～48,000 [円/tCO <sub>2</sub> ] 2) 17,000～26,000 [円/tCO <sub>2</sub> ]		1) 110,000～180,000 [円/tC] 2) 61,000～96,000 [円/tC]	
制度的課題	・汚泥の消化及び消化ガスの有効利用は任意で行われており、発電を促進する制度はない。				
社会的課題	・他の汚泥処理方法（直接焼却、リサイクル等）と競合するため、汚泥処理システム全体の中での最適な処理方法についての検討が必要。 ・消化施設の立地に際して広い用地が必要であり、特に都市部では立地が難しい。				
必要な対策手法	・消化ガス発電施設整備に対する補助金の上積み ・税制措置（施設の特別償却等）				
副次的効果	・特になし				