

1 . エネルギー転換部門

対策技術シート

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6月28日
技術の概要	火力発電用燃料を天然ガスへシフトする。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にすること(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 ₂)	算定根拠概要			参照頁
計画ケース	0	想定していない。			-
ポテンシャル	1,760~8,810	「運用上の対策」を想定し、既設天然ガス火力発電の設備利用率を1~5%引き上げるとともに、これによる増出力相当分だけ、既設石炭火力発電の利用率を引き下げること想定。			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 ₂ /Wh ¹⁾	0.88 gCO ₂ /Wh ²⁾	0.40 gCO ₂ /Wh	1)既設天然ガス火力平均排出係数(送電端) 2)既設石炭火力平均排出係数(送電端)
	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)	-	-	1)天然ガス火力の発電量あたり燃料費。LNG価格を1.8円/Mcalとして計算した。 2)石炭火力の発電量あたり燃料費。石炭価格を0.6円/Mcalとして計算した。	
	維持管理費(b)	-	-		
	耐用年数(c)	-	-		
年間維持管理費用 a*4%/(1-(1+4%) ^{-c})+b	(d) -	(e) -	削減費用 ((d-e)/C)(D)	- 円/t-CO ₂	
エネルギー費用	(f)3.61円/kWh ¹⁾	(g)1.85円/kWh ²⁾	エネルギー費用軽減 効果((g-f)/C)(F)	4,400 円/t-CO ₂	
追加的削減費用(D-F)	4,400 円/t-CO ₂		16,000 円/t-C		
未算定の効果	<ul style="list-style-type: none"> ・LNG消費の増加が大きい場合には、供給力向上のための費用が発生する可能性もある。 ・大気汚染物質の排出削減効果。 				
制度的課題	<ul style="list-style-type: none"> ・「導入上の対策」において、設計変更が必要となるケースでは、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長い時間を要するために、時間的制約がある。 				
社会的課題	<ul style="list-style-type: none"> ・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ことは難しい場合が多い。 ・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。 ・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。 				
必要な対策手法	<ul style="list-style-type: none"> ・天然ガスへの燃料転換を促進させる経済的・規制的措置。 ・天然ガス供給のための社会インフラの整備。 				
副次的効果	<ul style="list-style-type: none"> ・大気汚染物質の排出削減。 				

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6月28日
技術の概要	点検技術向上による定期点検期間の短縮、定期検査間隔の延長（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	点検技術向上等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	安全対策上の課題等について十分精査する必要がある。		
ケース	削減量(千t-CO ₂)	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からの発電量増分だけ石炭火力発電が削減されたと見なして算定したもの。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	22,600～25,400	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 ₂ 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	排出なし	0.88gCO ₂ /Wh ¹⁾	0.88gCO ₂ /Wh	1) 石炭火力 CO ₂ 排出係数(送電端)
	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)	-	-	1) 追加的削減費用の算定方法を以下に示す ・原子力利用率向上により、同じベース電源である石炭火力が代替されるとした。 ・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)より6.5円/kWhとした。 ・原子力発電の利用率向上のために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較して無視できる(ゼロ)ものとした。 ・発電量あたり費用差分6.5円/kWhをGHG削減量(C)で除して追加的削減費用を算出した。	
	維持管理費(b)	-	-		
	耐用年数(c)	-	-		
年間維持管理費用 a*4%/(1-(1+4%) ^{-c})+b	(d) -	(e) -	削減費用 ((d-e)/C)(D)	- 円/t-CO ₂	
エネルギー費用	(f) -	(g) -	エネルギー費用軽減 効果((g-f)/C)(F)	- 円/t-CO ₂	
追加的削減費用(D-F)	7,400 円/t-CO ₂ ¹⁾		27,000 円/t-C		
未算定の効果	大気汚染物質の排出削減効果。				
制度的課題	・運用方法と定期検査に関する制度の見直しが必要となる。				
社会的課題	・安全性確保と住民理解等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	・運用方法と定期検査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		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6月28日
技術の概要		風力発電は、自然エネルギーである風の運動エネルギーを利用して発電するものである。			
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等の問題が指摘されている。		
ケース	削減量(千t-CO ₂)	算定根拠概要			参照頁
計画ケース	800	固定ケースの設備量3.8万kWに対し、計画ケースでは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77.6万kWを想定(発電増加量は1.23TWh)			3-3-1 12頁
ポテンシャル	6,100	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(発電増加量は9.4TWh)			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	排出なし	0.62gCO ₂ /Wh ¹⁾	0.62gCO ₂ /Wh	1)火力平均排出係数(送電端)
	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)	-	-	1)追加的削減費用の算定方法を以下に示す。 ・風力発電は不安定な電源であることから火力燃料費相当(4円/kWh)が削減されるとして算定した。 ・風力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コスト11.9円/kWhとした。 ・発電量あたり費用差分7.9円/kWhをGHG削減量(C)で除して追加的削減費用を算出した。	
	維持管理費(b)	-	-		
	耐用年数(c)	-	-		
年間維持管理費用 a*4%/(1-(1+4%) ^{-c})+b	(d) -	(e) -	削減費用 ((d-e)/C)(D)	- 円/t-CO ₂	
エネルギー費用	(f) -	(g) -	エネルギー費用軽減 効果((g-f)/C)(F)	- 円/t-CO ₂	
追加的削減費用(D-F)	12,000 円/t-CO ₂ ¹⁾		45,000 円/t-C		
未算定の効果	<ul style="list-style-type: none"> ・累積導入量増加による導入費用逓減効果。 ・ポテンシャルで想定した規模の導入が進むと、立地条件悪化に伴う建設費用増や系統アクセス費用増、系統連系容量の増加に伴う系統安定化や既存系統強化のための費用増等が発生する可能性がある。 ・大気汚染物質の排出削減効果。 				
制度的課題	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・初期コストを軽減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	<ul style="list-style-type: none"> ・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6月28日
技術の概要	廃棄物発電は、廃棄物焼却に伴い発生する高温燃焼ガスにより、ボイラーで蒸気を作り蒸気タービンで発電機を回すことにより発電するものである。				
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 ₂ ）	算定根拠概要			参照頁
計画ケース	1,700～3,250	固定ケースの設備量 93.3万kW に対し、計画ケースでは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（発電増加量は 5.0TWh）。			3-3-1 13頁
ポテンシャル	5,100～9,750	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（発電増加量は 15.0TWh）。なお、バイオマス系は生物資源等部門にて検討。			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	排出なし ¹⁾	0.62gCO ₂ /Wh ²⁾	0.62gCO ₂ /Wh	1) 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排出は無いものと見なす。 2) 火力平均排出係数
	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)	-	-	1) 追加的削減費用の算定方法を以下に示す ・本欄の計算は、廃棄物発電が火力発電を代替するとして算定したもの。 ・火力平均発電コストは 7.3 円/kWh とした。 ・廃棄物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コスト 8.6 円/kWh を用いた。 ・発電量あたり費用差分 1.3 円/kWh を GHG 削減量(C)で除して追加的削減費用を算出した。	
	維持管理費(b)	-	-		
	耐用年数(c)	-	-		
年間維持管理費用 a*4%/(1-(1+4%) ^{-c})+b	(d) -	(e) -	削減費用 ((d-e)/C)(D)	- 円/t-CO ₂	
エネルギー費用	(f) -	(g) -	エネルギー費用軽減 効果((g-f)/C)(F)	- 円/t-CO ₂	
追加的削減費用(D-F)	2,000 円/t-CO ₂ ¹⁾		7,300 円/t-C (13,000 円/t-C)		
未算定の効果	廃棄物発電を促進するにあたり、広域化等のために廃棄物輸送費が増加する可能性がある。				
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考慮し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。 ・初期コストを軽減する補助金や優遇税制などの措置。 ・売買取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（ただし CO ₂ 排出は増加）。				

電力削減分の換算係数については、現在までにコンセンサスの取れた方法論が確立していないため、火力平均と全電源平均の排出係数を用いて試算したが、紙面の都合上、全電源平均の排出係数を用いた場合は、追加的削減費用の欄に結果のみ括弧書きしている。

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 6 月 28 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 ₂)	算定根拠概要			参照頁
計画ケース	2,691(火力平均) 1,407(全電源平均)	【活動量の設定】 ・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。 【削減量の算定】 ・固定ケースとの発電量の差に 0.65gCO ₂ /Wh(火力平均)、0.34gCO ₂ /Wh(全電源)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				
	年間 GHG 排出量				
	年間エネルギー生産量				
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)				
	維持管理費(b)				
	耐用年数(c)				
年間維持管理費用 $a \cdot 4\% / (1 - (1 + 4\%)^{-c}) + b$				削減費用 $((d-e)/C)(D)$	
エネルギー費用				エネルギー費用軽減 効果 $((g-f)/C)(F)$	
追加的削減費用 (D-F)					
未算定の利益 (不利益)・効果					
制度的課題		<ul style="list-style-type: none"> ・石油や一般電力とのコスト格差 ・「建設工事に係る資材の再資源化等に関する法律」(H12 年公布)の遵守 ・建設廃棄物の排出から再利用に至るまでの一連のシステム整備 ・建設発注者や元請業者による解体工事業者および廃棄物処理業者への適正なコスト支払いの徹底 			
社会的課題		<ul style="list-style-type: none"> ・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。 			
考えられる対策のオプション		<ul style="list-style-type: none"> ・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		<ul style="list-style-type: none"> ・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6月14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 ₂)	算定根拠概要			参照頁
計画ケース	3,267	【活動量の設定】 ・今後再資源化されるべき木質系廃棄物のうち、木質バイオマス(都市の木質廃棄物)において電力利用される分を除いたもの。 【削減量の算定】 ・固定ケースとの熱生産量の差に、89.0 [gCO ₂ /MJ]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				
	年間 GHG 排出量				
	年間エネルギー生産量				
コスト評価 <small>注6)</small>	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)				
	維持管理費(b)				
	耐用年数(c)				
年間維持管理費用 $a \cdot 4\% / (1 - (1 + 4\%)^{-c}) + b$				削減費用 ((d-e)/C)(D)	
エネルギー費用				エネルギー費用軽減 効果((g-f)/C)(F)	
追加的削減費用(D-F)					
未算定の利益(不利益)・効果					
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。			
考えられる対策のオプション		・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。			

1 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[gCO₂/MJ] を 80% で除し、補正係数 (活動量に乘じるべきだが、便宜的に排出係数に乘じた) 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6月26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	特になし		
ケース	削減量(千t-CO ₂)	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 ³ 、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	715(火力平均) 722(全電源平均)	【活動量の設定】 ・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 ³)と想定。 ・廃材の再利用率が100%になり、今まで焼棄却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。 【削減量の算定】 ・電力:計画ケースとの発電量の差に0.69gCO ₂ /Wh(火力平均)0.36gCO ₂ /Wh(全電源平均)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 ₂ /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)	0.69[gCO ₂ /Wh]注2)	同左	注1) バイオマス起源のため、CO ₂ は発生しないと見なす。 注2) 排出係数は2010年計画ケース2における火力平均の需要端電力排出係数。 注3) 排出係数は熱効率80%のA重油ボイラーの値。木質バイオマス(都市の木質廃棄物の利用(熱利用)参照) 注4) 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5) 当該エネルギー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 ₂ /MJ]注3)	同左	
	年間GHG排出量	0	28.8[千tCO ₂]	同左		
	年間エネルギー生産量	電力	16[10 ⁶ kWh]注4)	16[10 ⁶ kWh]	0	
熱		200[10 ¹² J] (20[kt])注5)	200[10 ¹² J] (5,140[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)	1,600注7)	-	・単位:百万円 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)	80注8)	-	注9) 事例、ヒアリングにより設定。 注10) 「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重油の消費量に基づき算定。価格は、活動量の設定より40[円/l]を用いた。		
	耐用年数(c)	20注9)	-			
年間維持管理費用 a*4%/(1-(1+4%) ^{-c})+b		(d) 198	(e) -	削減費用 ((d-e)/C)(D)	6,900 円/t CO ₂	
エネルギー費用		(f) 86注10)	(g) -	エネルギー費用軽減効果 ((g-f)/C)(F)	3,000 円/t CO ₂	
追加的削減費用(D-F)		3,900 円/t CO ₂		14,200 円/t C (17,400 円/t C)		
未算定の利益(不利益)・効果		・現在、焼棄却している廃材の収集・再利用にかかる設備の整備				
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いるが、規模をある程度大きくしなければ、木屑をボイラー燃料使用は経済的に成立しない。現在、ほとんどの工場が重油を利用して木材を乾燥させている状況である。				
考えられる対策のオプション		・規模の大き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。				

電力削減分の換算係数については、現在までにコンセンサスの取れた方法論が確立していないため、火力平均と全電源平均の排出係数を用いて試算したが、紙面の都合上、全電源平均の排出係数を用いた場合は、追加的削減費用の欄に結果のみ括弧書きしている。

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 - i	分類	技術の効率改善・代替	改訂年月日	2001年6月26日	
技術の概要	<ul style="list-style-type: none"> 当該技術では、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	資源をエネルギーの必要な需要地に運搬するのにエネルギーを要するため、全体としての効率が落ちるのではないかと懸念されている。			
ケース	削減量(千t-CO ₂)	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	3,116 ~ 3,774 (火力平均) 2,516 ~ 3,048 (全電源平均)	【活動量の設定】 [低位水準] 林地残材の利用のみを考慮。林道上でプロセッサ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、熱電供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 ³)の間伐を実施すると想定。2010年時点での間伐材利用率6割とし、そのうち低質材などに相当する1割分(65万m ³)をエネルギー利用し、熱電供給の可能な施設の普及が進む場合を想定。 【削減量の算定】 ・計画ケースとの発電量の差に0.65gCO ₂ /Wh(火力平均)0.34gCO ₂ /Wh(全電源平均)を乗じたもの。 ・計画ケースとの熱生産量の差に、89.0[gCO ₂ /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)	0.65 [gCO ₂ /Wh] 注2)	同左	注1) バイオマス起源のため、CO ₂ は発生しないと見なす。 注2) 排出係数は2010年計画ケース2における火力平均の発電端電力排出係数。 注3) 排出係数は熱効率80%のA重油ボイラーの値。木質バイオマス(都市の木質廃棄物の利用(熱利用)参照 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 ₂ /MJ] 注3)	同左	
	年間GHG排出量	0	180 [千tCO ₂]	同左		
	年間エネルギー生産量	電力	113 [10 ⁶ kWh] 注4)	113 [10 ⁶ kWh]	0	
熱		1,200 [10 ¹² J] 注4) (108 [kt]) 注5)	1,200 [10 ⁹ J] 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 注7)		・単位: 百万円 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。 注9) 事例、ヒアリングにより設定。 注10) 「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重油の消費量に基づき算定。価格は、活動量の設定より40[¥/l]を用いた。		
	維持管理費(b)	280 注8)				
	耐用年数(c)	20 注9)				
年間維持管理費用 a*4%/(1-(1+4%) ^{-c})+b	(d) 690	(e)	削減費用 ((d-e)/C)(D)			3,800 円/tCO ₂
エネルギー費用	(f) 1,440 注10)	(g)	エネルギー費用軽減 効果((g-f)/C)(F)	8,000 円/tCO ₂		
追加的削減費用(D-F)	11,800 円/tCO ₂		43,400 円/tC (53,800 円/tC)			
未算定の利益(不利益)・効果	<ul style="list-style-type: none"> 林道等の整備や、林地における材料の集荷からエネルギー利用のために必要な一連の各種設備投資 輸送に伴うエネルギー消費によるライフサイクルでみた効率悪化の可能性 					
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に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。					
考えられる対策のオプション	<ul style="list-style-type: none"> 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。 余剰発電力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					

電力削減分の換算係数については、現在までにコンセンサスの取れた方法論が確立していないため、火力平均と全電源平均の排出係数を用いて試算したが、紙面の都合上、全電源平均の排出係数を用いた場合は、追加的削減費用の欄に結果のみ括弧書きしている。

対策技術名		畜産廃棄物のメタン発酵処理によるエネルギー利用				
コード番号	- a - 口	分類	資源の有効利用 インフラ整備		改訂年月日	2001年6月26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		2001年6月現在、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 ₂)	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	2,594 ~ 8,364 (火力平均) 2,469 ~ 7,958 (全電源平均)	【活動量の設定】 ふん尿発生量: 9,308 [万t] 想定利用率: 乳用牛(3.9%~18.3%) 豚(18.5%~46.1%) [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。 [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。 【削減量の算定】 ・ 固定ケースとの発電量の差に 0.69gCO ₂ /Wh(火力平均) 0.36gCO ₂ /Wh(全電源平均) を乗じたもの。 ・ 固定ケースとの熱生産量の差に、89.0 [gCO ₂ /MJ] を乗じたもの。			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)	0.69 [gCO ₂ /Wh] 注2)	同左	注1) バイオマス起源のため、CO ₂ は発生しないと見なす。 注2) 排出係数は2010年計画ケース2における火力平均の需要端電力排出係数。 注3) 排出係数は熱効率80%のA重油ボイラーの値。木質バイオマス(都市の木質廃棄物の利用(熱利用)参照) 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) 当該工場の生産に必要なA重油の量
		熱	0 注1)	89.0 [gCO ₂ /MJ] 注3)	同左	
	年間GHG排出量	0	1.25 [千tCO ₂]	同左		
	年間工場生産量	電力	960 [10 ³ kWh] 注4)	960 [10 ³ kWh]	0	
		熱	6,600 [10 ⁹ J] 注4)	6,600 [10 ⁹ 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)		
コスト評価	設備投資費(a)	568 注6)	-	・ 単位: 百万円 注6) 京都府船井郡八木町「八木町バイオガスセンター」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、活動量の設定より40[%/l]を用いた。 注7) 注4)と同じ設備の評価を行った。		
	維持管理費(b)	20 注6)	-			
	耐用年数(c)	20	-			
年間維持管理費用 a*4%/(1-(1+4%) ^c)+b		(d) 62	(e) -	削減費用 ((d-e)/C)(D)	49,400 円/tCO ₂	
エネルギー費用		(f) 0	(g) 6.8 注7)	エネルギー費用軽減効果 ((g-f)/C)(F)	5,440 円/tCO ₂	
追加的削減費用(D-F)		44,000 円/tCO ₂		161,000 円/tC (216,000 円/tC)		
未算定の利益(不利益)・効果		・ 新規技術(メタン発酵処理)導入への心理的抵抗。 ・ 発酵残渣を還元する圃場を確保するためのコスト。				
制度的課題		・ 現状の制度下の売電価格では回収が困難。 ・ 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。 ・ 「家畜排泄物の管理の適正化及び利用の促進に関する法律」(H11.12)の遵守。				
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。				
考えられる対策のオプション		・ 導入費用に対する経済的支援。 ・ 売電制度。 ・ 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。				
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。				

電力削減分の換算係数については、現在までにコンセンサスの取れた方法論が確立していないため、火力平均と全電源平均の排出係数を用いて試算したが、紙面の都合上、全電源平均の排出係数を用いた場合は、追加的削減費用の欄に結果のみ括弧書きしている。

対策技術名		下水汚泥のメタン発酵処理によるエネルギー利用（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6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	発電量として 73.3 (10 ⁶ 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 t-CO ₂)	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	52 ~ 337 (火力平均) 27 ~ 176 (全電源平均) (74.9 ~ 489 [10 ⁶ kWh])	2010年における下水汚泥の発生量を 469 百万 m ³ 、消化タンクへの投入汚泥量を 29 百万 m ³ と想定。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)。削減量は、計画ケースとの発電量の差に 0.69gCO ₂ /Wh (火力平均)、0.36gCO ₂ /Wh (全電源平均) を乗じたもの。			3-4-6 17 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 [gCO ₂ /Wh]	0 注1)	0.69 注2)	同左	注1) バイオマス起源のため、CO ₂ は発生しないと見なす。 注2) 排出係数は、2010年計画ケース2における火力平均の需要端電力排出係数を使用
	年間 GHG 排出量 [t CO ₂]	0	828 ~ 6,003		
	年間エネルギー消費量	1,200 ~ 8,700 [10 ³ kWh]	1,200 ~ 8,700 [10 ³ 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 注3)	-	・単位：百万円 注3) 事例、ヒアリングにより設定。 注4) 回避される消費電力量に基づき算定。価格は、活動量の設定より 15 [円/kWh]を用いた。	
	維持管理費(b)	14 ~ 84 注3)	-		
	耐用年数(c)	15	-		
年間維持管理費用 a*4%/(1-(1+4%) ^{-c})+b	(d) 38.9 ~ 205	(e) -	削減費用 ((d-e)/C)(D)		
エネルギー費用	(f) 0 ~ 0.7	(g) 18.0 ~ 131 注4)	エネルギー費用軽減 効果((g-f)/C)(F)	21,600 ~ 21,700 円/t-CO ₂	
追加的削減費用(D-F)	12,600 ~ 25,300 円/t-CO ₂		46,200 ~ 92,600 円/t-C (88,600 ~ 178,000 円/t-C)		
未算定の利益(不利益)・効果	・設備の運転管理・制御にかかる技術的な難しさ ・下水汚泥を全てバイオマス起源とみなしてよいか				
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。				
考えられる対策のオプション	・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				

電力削減分の換算係数については、現在までにコンセンサスの取れた方法論が確立していないため、火力平均と全電源平均の排出係数を用いて試算したが、紙面の都合上、全電源平均の排出係数を用いた場合は、追加的削減費用の欄に結果のみ括弧書きしている。

対策技術名		最終処分場から発生するメタンガスの有効利用			
コード番号	- b - イ	分類	資源の有効利用 排出抑制	改訂年月日	2001年6月26日
技術の概要		最終処分場から発生するCH ₄ を回収し、発電に利用する技術。			
技術の普及状況	東京都中央防波堤内側 最終処分場でプラント稼働中	克服すべき 技術的課題	日本では廃棄物の焼却率が高いため、発電に利用できる程度のCH ₄ を発生している最終処分場は少ない。		
ケース	削減量(千t-CO ₂)	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	2.1(火力平均) 1.1(全電源平均) (3,000 [10 ³ kWh])	東京都でのプラントと同規模のものが稼働したと仮定。 削減量は、計画ケースとの発電量の差に0.69gCO ₂ /Wh(火力平均) 0.36gCO ₂ /Wh(全電源平均)を乗じたもの。			-
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 [gCO ₂ /Wh]	0 注1)	0.69 注2)	同左	注3) バイオマス起源のため、CO ₂ は発生しないと見なす。 注4) 排出係数は、2010年計画ケース2における火力平均の需要端電力排出係数を使用
	年間GHG排出量 [tCO ₂]	0	2,070		
	年間エネルギー消費量 [10 ³ kWh]	3,000	3,000	0	
コスト評価	項目 (百万円)	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)	1,200 注3)	-	注3) 事例、ヒアリングにより設定。 注4) 回避される消費電力量に基づき算定。価格は、活動量の設定より15 [円/kWh]を用いた。	
	維持管理費(b)	194 注3)	-		
	耐用年数(c)	15	-		
年間維持管理費用 a*4%/(1-(1+4%) ^{-c})+b		(d) 302	(e) -	削減費用 ((d-e)/C)(D)	146,000 円/t-CO ₂
エネルギー費用		(f) 0	(g) 45 注4)	エネルギー費用軽減 効果((g-f)/C)(F)	21,700 円/t-CO ₂
追加的削減費用(D-F)		124,000 円/t-CO ₂		455,000 円/t-C (872,000 円/t-C)	
未算定の利益(不利益)・効果		・特になし			
制度的課題	・最終処分場から発生するメタン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	・特になし				
考えられる対策のオプション	・最終処分場から発生するメタンの有効利用に対する補助金 ・税制措置(施設の特別償却等)				
副次的効果	・特になし				

電力削減分の換算係数については、現在までにコンセンサスの取れた方法論が確立していないため、火力平均と全電源平均の排出係数を用いて試算したが、紙面の都合上、全電源平均の排出係数を用いた場合は、追加的削減費用の欄に結果のみ括弧書きしている。

対策技術名		低損失型柱上変圧器の導入			
コード番号	- a - ホ	分類	技術の効率改善・代替	改訂年月日	2001年6月28日
技術の概要		従来型よりも鉄損が少ないアモルファス柱上変圧器を導入して送配電損失を低減する。			
技術の普及状況	2000年度のストック台数に占める割合は3%程度、新規導入台数に占める割合は13%程度である。	克服すべき技術的課題	特になし。		
ケース	削減量(千t-CO ₂)	算定根拠概要			参照頁
計画ケース	-	想定した送配電損失率の中に織り込まれており、明示的には算定をしていない。			3-3-19頁
ポテンシャル	418~800	低損失型の鉄損を従来型の1/3と想定。将来の各期柱上変圧器総容量を世帯数との相関から想定。各期の廃棄容量を6百万kVA/年と想定。総容量と廃棄容量から各期新規導入量を想定。各期新規導入量に占める低損失型の割合を計画ケースで13%、ポテンシャルで100%として2010年度時点の容量を想定(計画:15百万kVA、ポテンシャルで87百万kVA)。以上の想定より2010年度の損失削減量を1,230GWh/年と算定。			-
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	0.62 gCO ₂ /Wh ¹⁾	0.62 gCO ₂ /Wh ¹⁾	206 kgCO ₂	1) 火力平均排出係数 2) 容量30kVAの変圧器1台を想定。メーカヒアリングにもとづき、鉄損は低損失型19W、従来型60W、銅損は低損失型355W、従来型305W、負荷率は25%とした。
	年間GHG排出量	224 kgCO ₂	429 kgCO ₂		
	年間エネルギー消費量	361 kWh ²⁾	693 kWh ²⁾	332 kWh	
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)	176 千円 ¹⁾	160 千円 ¹⁾	1) 普及がある程度進んだ段階を想定し、従来型に対する低損失型の価格比を1.1倍とした(メーカヒアリングによると、現状では生産規模が少ないために1.3倍程度であるが、生産規模が拡大すれば1.1倍程度への圧縮は確実に見込めるとのこと) 2) メーカヒアリングより、メンテ費は小さく、差異も無いとのことから計上していない。 3) 欄内のエネ費用の算定には火力平均発電コスト7.3円/kWhを用いた。	
	維持管理費(b)	- ²⁾	- ²⁾		
	耐用年数(c)	18年	18年		
年間維持管理費用 a*4%/(1-(1+4%) ^{-c})+b		(d) 13.9 千円	(e) 12.6 千円	削減費用 ((d-e)/C)(D)	5,860 円/t-CO ₂
エネルギー費用		(f) 2.63 千円 ³⁾	(g) 5.06 千円 ³⁾	エネルギー費用軽減 効果((g-f)/C)(F)	11,200 円/t-CO ₂
追加的削減費用(D-F)		5,370 円/t-CO ₂		19,700 円/t-C (38,700 円/t-C)	
未算定の効果		特になし。			
制度的課題	・特になし。				
社会的課題	・重電不況等により、変圧器メーカの低損失型器への移行に向けた設備投資が難しくなっている。				
必要な対策手法	・初期費用を軽減する補助金、優遇融資、税制優遇等の措置(ランニング費用を含む総費用では低損失型の方が有利であり、初期費用差が普及上の阻害要因となっている) ・低損失型柱上変圧器生産設備投資を支援する補助金、優遇融資、税制優遇等の措置。				
副次的効果	・特になし。				

電力削減分の換算係数については、現在までにコンセンサスの取れた方法論が確立していないため、火力平均と全電源平均の排出係数を用いて試算したが、紙面の都合上、全電源平均の排出係数を用いた場合は、追加的削減費用の欄に結果のみ括弧書きしている。