

5.2 補修改善効果

選定した補修対象設備のうち、ランク A とした設備の改修工事実施後に期待される補修改善効果は Table 5.2-1 の通りである。

Table 5.2-1 補修対象設備（ランク A）の補修改善効果

補修改善項目	補修改善効果 (MTug/年)
(1) 所内率の低減	693.6
(2) 復水器真空度の回復	170.3
(3) 重油消費量の削減	164.3
(4) 稼働率の上昇	10,749.4
合計	11,777.6

各補修改善項目について、以下に詳細を述べる。

5.2.1 所内率の低減

1996～1999 年にわたる日本政府による第 1 次有償資金援助（Phase-I）により、1 号ボイラ～4 号ボイラ微粉炭燃焼装置を直接燃焼方式へ改造した結果、ミルや PGF 等の補機動力の削減により、所内率が低減されている。Fig. 5.2-1 に 1995～2000 年の所内率の推移を示す。

2001～2005 年に実施される第 2 次有償資金援助（Phase-II）では、5 号ボイラ～8 号ボイラで Phase-I と同様の改造が予定されており、所内率についても同様の低減が期待できる。

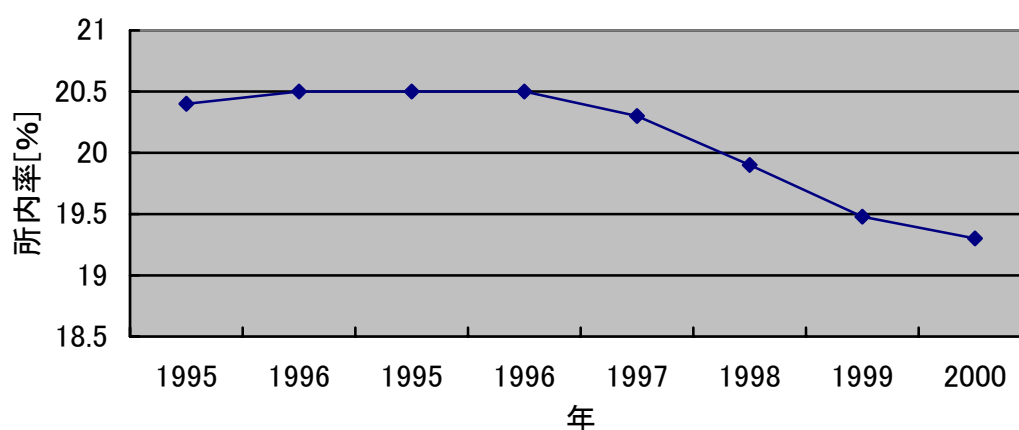


Fig. 5.2-1 所内率の推移

上記の改善効果とは別に 1 号～8 号給水ポンプモータのインバータ化により、大幅な所内率の低減が期待できる。現在、給水ポンプはボイラ負荷にかかわらず、一定運転で給水流量は給水弁にて調整されている。給水ポンプをインバータによる回転数制御とした場合、必要

動力は回転数（送水量）の3乗に比例して削減が可能となる。これによる省エネ率は次式で算出される。

$$\text{省エネ率}[\%] = (1 - (\text{平均負荷}[\%]/100)^3) \times 100$$

給水ポンプの吐出し量 $Q[\text{m}^3/\text{min}]$, 揚程 $H[\text{m}]$, ポンプ効率 $\eta[\%]$ から、次式によりポンプの軸動力を求めると、

$$\begin{aligned} \text{ポンプ軸動力 } P &= 16.3 \times Q \times H / \eta \\ &= 16.3 \times 420 \times 1600 / 78 \\ &= 2340[\text{kW}] \end{aligned}$$

各ボイラの所内電力削減量は、省エネ率と年間運転時間から次式により算出される。

$$\text{所内電力削減量}[\text{MWh}] = 2340[\text{kW}] \times (\text{省エネ率}[\%]/100) \times \text{運転時間}[\text{h}] / 1000$$

給水ポンプモータのインバータ化による所内率削減効果を Table 5.2-2 に示す。

Table 5.2-2 所内率削減効果(2000年ボイラ運転実績ベース)

2000年のボイラ運転実績より、ボイラ毎に所内電力削減量を求めると										
	単位	1u	2u	3u	4u	5u	6u	7u	8u	合計
蒸気生産量	kt	1538	1278	1187	1961	1027	1611	407	1630	10639
運転時間	h	4466	3675	3363	5904	2991	4771	1376	4910	
平均負荷	t/h	344	348	353	332	343	338	295	332	
	%	82	83	84	79	82	80	70	79	
省エネ率	%	45	43	41	51	45	48	65	51	
所内電力削減量	MWh	4692	3717	3205	6988	3177	5359	2099	5820	35057

よって、給水ポンプモータをインバータ制御とした場合、平均負荷が2000年実績ベースとして、所内電力消費量は、 $367.7 - 35.1 = 332.6 \text{ GWh}$ となり、所内率は1.9%削減される。

	(2000年 TES4 実績)		(インバータ化後)
電力生産量	1910 GWh		1910 GWh
所内電力消費量	367.7 GWh	⇒	332.6 GWh
所内率	19.3 %		17.4%

(Table 4.1-1 より)

所内電力の削減分は、販売電力量の増加に繋がるので、2000年のTES4の電力量販売単価は、Table 4.1-1より19.76 Tug/kWhだから、所内電力削減効果は、 $35.1 \text{ GWh} \times 19.76 \text{ Tug/kWh} = 693.6 \text{ MTug}$ となる。

また、現在は本来運転する必要の無い給水ポンプをバックアップ用として、待機運転としているため、給水ポンプ更新によって機器の信頼性が向上すれば、ポンプ台数を適正台数に減らすことができるので、所内率の更なる低減が期待できる。

5.2.2 復水器真空度の回復

1993年以降、復水器真空度は年々低下傾向にある。TES4では、年間行動計画に復水器真空度回復を掲げ、技術部を中心として運転部、タービン運転課合同のワーキンググループを結成し、原因調査及び対策を実施してきているが、十分な成果は出ていない。Fig. 5.2-2にTES4の過去11年間の復水器真空度の推移を示す。

原因調査及びその対策の現状については、「第6章 発電所運営管理整備計画 6.2.3 技術管理」のTable 6.2-8で述べるが、設備の維持管理が十分になされていないため、設備の老朽化により空気の吸い込み箇所が多くなってきたことと、異物による冷却管入口の詰りと軸冷水の未回収に起因する冷却水流量の低下が主な要因である。

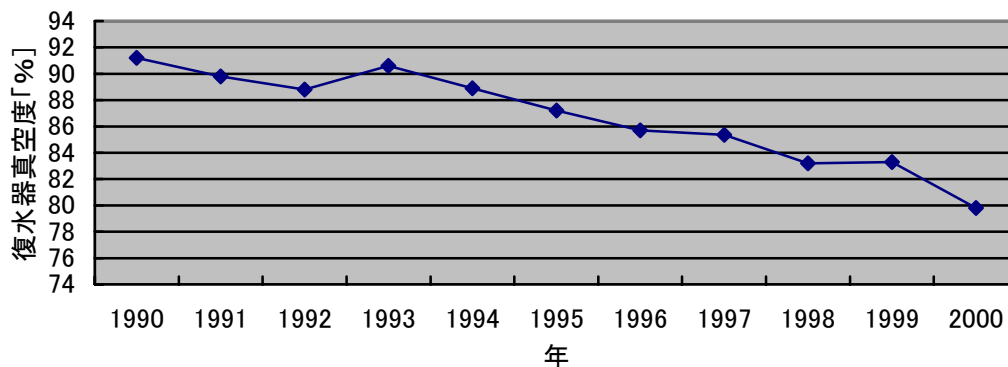


Fig. 5.2-2 復水器真空度の推移

ランク A とした設備を更新・補修することにより、復水器真空度は設計値 (92%:650mmHg) までの回復が期待できる。その結果、復水器真空度の低下により、年間燃料損失量 170.3.MTug の削減が図れる。年間燃料損失量の算出根拠を Table 5.2-3, Fig. 5.2-3 に示す。

Table 5.2-3 復水器真空度低下による年間燃料損失量

現状		設計値	
タービン入口蒸気条件 130ata, 555°C ⇒ 3,487 kJ/kg	熱落差 3,211 kJ/kg	タービン入口蒸気条件 130ata, 555°C ⇒ 3,487 kJ/kg	熱落差 3,263 kJ/kg
復水器条件 -563.59 mmHg 飽和蒸気温度 66°C ⇒ 276 kJ/kg		復水器真空度 -650 mmHg 飽和蒸気温度 53°C ⇒ 224 kJ/kg	
<p>1. タービン熱損失率の算出</p> <p>(現状) タービン入口蒸気条件より、タービン入口のエンタルピは 3487 kJ/kg…① 復水器真空度より飽和蒸気温度を求め、飽和蒸気温度と湿度(=1.0)から復水器出口のエンタルピを求めると 276 kJ/kg…②となる。 よって、タービンの熱落差は、①-②より、 3,211 kJ/kg …③となる。</p> <p>(設計値) タービン入口蒸気条件より、タービン入口のエンタルピは、①と同じである。 復水器真空度より飽和蒸気温度を求め、飽和蒸気温度と湿度(=1.0)から復水器入口のエンタルピを求めると 224 kJ/kg…④となる。 よって、タービンの熱落差は、①-④より、3,263 kJ/kg…⑤となる。</p> <p>以上より、タービン1台当たりの熱損失を求めると、⑤-③より、52 kJ/kg …⑥となる。 設計熱落差に対するタービン熱損失率は、⑥÷⑤より、1.6%…⑦ となり、その分だけ、燃料消費量が増加する。</p> <p>2. 年間石炭損失量の算出</p> <p>TES4 の資料より、2000 年の燃料消費率は 388.9 g/kWh (石炭 7000 kcal/kg ベース) で、年間電力生産量は、1,910GWh であるから 年間消費燃料 (電気分) は、388.9 g/kWh×1,910GWh=742,799 t…⑧ となり、復水器真空度低下による燃料損失量は、⑦×⑧より、11,885 t となる。</p> <p>3. 年間燃料損失量の算出</p> <p>2000 年のバガヌール炭の燃料単価は、7,000 Tug/t、3,420 kcal/kg だから、 年間燃料損失量は、7,000 Tug/t×11,885 t×7,000 kcal/kg÷3,420 kcal/kg=170.3 MTug となる。</p>			

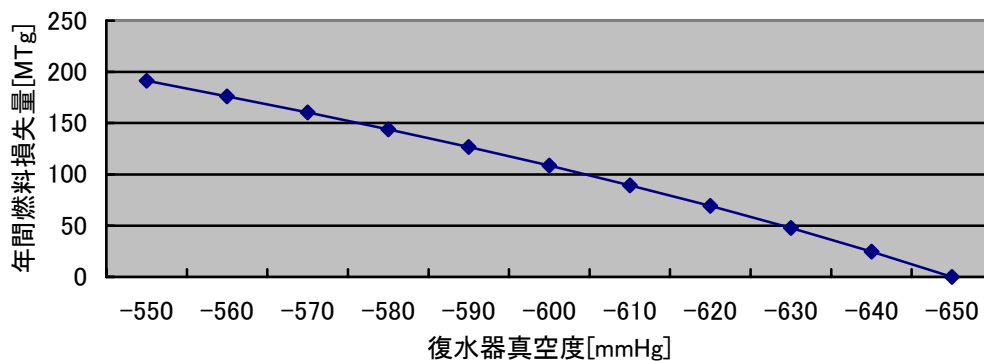


Fig. 5.2-3 復水器真空度低下による年間燃料損失量

5.2.3 重油消費量の削減

1996～1999年にわたる日本政府による有償資金援助（Phase-I）により、1号ボイラ～4号ボイラ微粉炭燃焼装置を直接燃焼方式へ改造した結果、微粉炭燃焼装置の故障による重油消費量の発生が大幅に削減された。また、大規模故障発生回数の減少により、ボイラ起動回数が減ったことも重油消費量の大幅削減につながったものと考えられる。Fig. 5.2-4に1997～2000年の重油消費量と重油購入金額の推移を示す。

しかし、近年、重油価格が高騰しているため、1999年から2000年にかけて重油購入金額が増加しており、発電所では重油使用量の更なる削減を目指している。

一方、起動時間を短縮し、無理に重油使用量を削減しようとする方法は、機器の寿命を消費する等、デメリットが大きい。運転基準値を遵守し、無理な起動は避けるべきである。むしろ、事故や故障による停止を極力少なくなるように予防保全の考えに基づく機器の維持管理に努めることで、起動回数の削減による重油使用量の削減が可能である。特にPhase-Iで更新した微粉炭燃焼装置の磨耗部品のメンテナンスが重要であり、適正な維持管理を実施しなかった場合、数年で故障件数が増加し、重油使用量も増加に転ずる懸念がある。

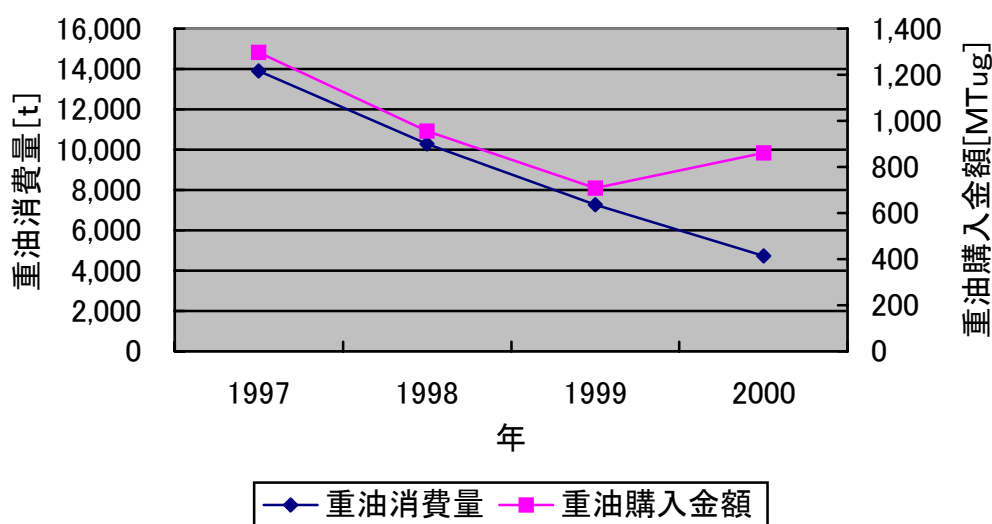


Fig. 5.2-4 重油消費量と重油購入金額の推移

重油使用量は、熱缶起動と冷缶起動の違いや外気温度により変化するが、2000年の起動1回当たりの重油使用量を平均すると熱缶起動の場合で6.0t、冷缶起動の場合で26.4tとなっている。Table 5.2-4に2000年の各ボイラの起動回数と重油消費量を示す。

Table 5.2-4 各ボイラの2000年起動回数と重油消費量

ボイラ No.	1u	2u	3u	4u	5u	6u	7u	8u	合計	重油消費量[t]	平均[t]
熱缶起動	16	23	15	20	10	21	6	16	127	762	6.0
冷缶起動	12	15	13	10	17	13	7	13	100	2642	26.4
合計	28	38	28	30	27	34	13	29	227	3404	15.0

2001～2005年に実施される日本政府による第2次有償資金援助（Phase-II）では、5号ボイラ～8号ボイラでPhase-Iと同様の改造が計画されており、重油消費量についても同様の削減が期待できる。Table 5.2-5に2000年重油消費量について運転部による調査結果をベースとしたPhase-II実施後の補修改善効果の予測を示す。

重油消費量は、Phase-I実績(2000年実績 4,739t/1997年実績 13,897 t=0.341)より、一律65.9%の削減が可能とした。(装置自体が無くなるので、セパレータサイクロンの詰まりによる重油消費分は0とした)

Table 5.2-5 各ボイラの2000年起動回数と重油消費量予測

重油を消費した理由	2000年 重油消費量 [t]	Phase-II 実施後の重 油消費量[t]	Phase-II実施に よる重油消費削 減量予測[t]
熱缶起動	737	251	486
冷缶起動	2,409	821	1,588
ボイラを停止するため	57	19	38
ボイラ微粉炭燃焼装置の故障	55	19	36
ミルの故障	735	251	481
炭質不良	167	57	110
石炭シュート詰まり	150	51	99
セパレータサイクロンの詰まり	17	0	17
ボイラ補機の故障	159	54	105
低負荷時の助燃	36	12	24
計器の障害	11	4	7
電氣的故障	43	15	28
その他	217	74	143
合計	4,739	1,628	3,111

Table 5.2-6に2000年の故障原因別のボイラ停止回数を示す。タービン設備の故障と電気設備の故障が原因の停止がそれぞれ23回、54回となっている。

今回選定した補修対象はタービン設備と電気設備が主であり、ランクAとした設備を更新・補修することにより、年間故障件数が日本の実績と同等の2回と5回まで減少すると仮定すると、重油消費量は $15\text{ t} \times (21+49) = 1,050\text{ t}$ 削減される。

2000年の重油購入単価は、156,494Tug/tだから、重油購入単価が一定とすると、 $1,050\text{ t} \times 156,494\text{ Tug/t} = 164.3\text{ MTug}$ の削減となる。

Table 5.2-6 2000年の故障原因別のボイラ停止回数

設備名	ボイラ	タービン	計装	電気	燃料	補修部
2000年実績	131	23	6	54	2	1

5.2.4 稼働率の上昇

(1) 販売電力量の増加

Table 5.2-7は、2000年のタービン・発電機運転実績である。タービン・発電機の故障修理の合計時間が年間 16,264 時間に上っており、そのため稼働率（運転時間ベース）は、平均 54.5 %しかない状態である。特に 80MW タービン・発電機の稼働率が約 40%以下と低く、故障修理のためにほとんど稼働できていない。

Table 5.2-7 2000年タービン・発電機運転実績

単位		1u	2u	3u	4u	5u	6u	合計
定格負荷	MW	80	100	100	100	80	80	540
電力生産	MWh	170,339	346,946	567,950	550,915	143,985	129,515	1909,651
	%	8.9	18.2	29.7	28.8	7.5	6.8	100
平均負荷	MW	49	81	79	78	40	43	370
	%	61	81	79	78	50	54	69
運転時間	h	3,498	4,306	7,228	7,069	3,600	3,021	28,722
待機時間	h	213	276	685	879	942	575	3,570
予定修理	h	0	4,101	0	0	0	0	4,101
故障修理	h	5,064	99	860	820	4,239	5,182	16,264
事故停止	h	9	2	11	16	3	6	47
稼働率	%	39.8	49.0	82.3	80.5	41.0	34.4	54.5

ランク A とした設備の更新・補修後(2011年)のタービン・発電機の稼働率を検討するに当たり、以下の仮定を行なった。

- ① 定期修理で 100MW, 80MW タービン・発電機それぞれ 1 台を年間 4,200 時間（約 6 ヶ月）停止するものとする。
- ② 中間修理でタービン・発電機 1 台を年間 2,100 時間（約 3 ヶ月）停止するものとする。
- ③ 各タービン・発電機の平均負荷がそれぞれ 80%まで上昇するものとする。
- ④ 故障修理時間が、2000年実績から 9 割減少するものとする。
（日本の故障実績程度まで減少すると仮定した。）
- ⑤ 待機時間は、2000年実績と変わらないものとする。
（故障修理時間の減少が全て稼働率上昇に寄与するものとする。）

検討結果を Table 5.2-8 に示す。また、各タービン・発電機の稼働率の変化を Fig 5.2-5 に示す。

Table 5.2-8 2011 の年タービン・発電機稼働率の予想

	単位	1u	2u	3u	4u	5u	6u	合計
定格負荷	MW	80	100	100	100	80	80	540
電力生産	MWh	246,784	343,680	640,160	456,560	474,816	491,840	2,653,840
	%	9.3	13.0	24.1	17.2	17.9	18.5	100
平均負荷	MW	64	80	80	80	64	64	432
	%	80	80	80	80	80	80	80
運転時間	h	3,856	4,296	8,002	5,707	7,419	7,685	36,965
待機時間	h	213	276	685	879	942	575	3,570
予定修理	h	4,200	4,200	0	2,100	0	0	10,500
故障修理	h	506	10	86	82	420	518	1,622
事故停止	h	9	2	11	16	3	6	47
稼働率	%	43.9	48.9	91.1	65.0	84.5	87.5	70.1
稼働率	%	43.9	48.9	91.1	65.0	84.5	87.5	70.1

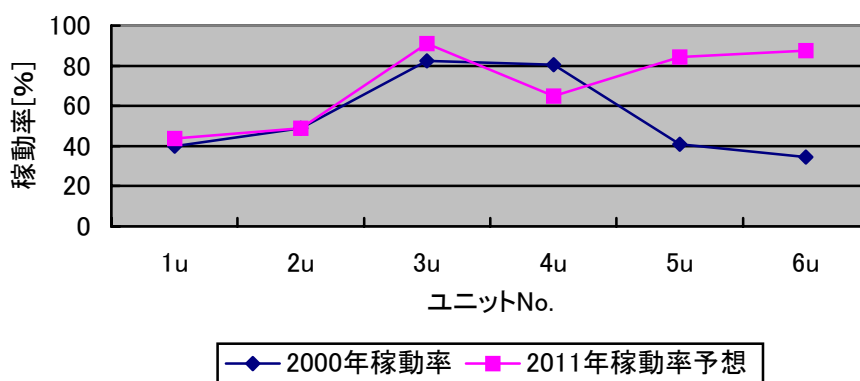


Fig. 5.2-5 各タービン・発電機の稼働率の変化

故障修理時間が大幅に減少するため、定期修理、中間修理の対象年でない3, 5, 6号タービン・発電機の稼働率（運転時間ベース）は、80%以上にまで上昇し、平均でも約70%の稼働率が可能となる。また、電力生産量は744 GWh増加する。2000年のTES4販売電力量（所内電力を差し引いた分）は、Table 4.1-1より、1,526 GWhであるから、TES4の年間販売可能電力量は、ランクAとした設備の更新・補修後の2011年には、2,270 GWhまで増加する。

しかし、タービン・発電機の稼働率は、電力需要の伸びに依存しており、稼働率上昇を販売収入の増加に結びつけるためには、TES4販売電力量の増加分が輸入電力量に取って替わる必要がある。（Table 3.2-2(1),(2) 電力需給予想参照）

Phase-II 実施後の TES4 の年間販売可能電力量は、1,726 GWh であるから、ランク A とした設備の更新・補修効果分の販売電力増加量は、

$$744 \text{ GWh} - (1,726 \text{ GWh} - 1,526 \text{ GWh}) = 544 \text{ GWh}$$

となる。

電力販売単価が 2000 年ベースとすると、19.76 Tug/kWh であるから、稼働率上昇による販売収入の増加は、 $19.76 \text{ Tug/kWh} \times 544 \text{ GWh} = 10,749.4 \text{ MTug}$ となる。

(2) 販売熱量の増加

Table 5.2-9 は、2000 年のボイラ運転実績である。ボイラの故障修理の合計時間は年間 22,269 時間に上っており、そのため稼働率（運転時間ベース）は、平均 45.0%しか無く、一年のうち、約半分しか稼働していない状態である。特に 7 号ボイラは、予定修理で約 10 ヶ月停止しており、2, 3, 5 号ボイラも故障のため、稼働率が 50%を大きく下回っている。

Table 5.2-9 2000 年のボイラ運転実績

単位		1u	2u	3u	4u	5u	6u	7u	8u	合計
定格容量	t/h	420	420	420	420	420	420	420	420	3,360
蒸気生産量	kt	1,538	1,278	1,187	1,961	1,027	1,611	407	1,630	10,639
	%	14.5	12.0	11.2	18.4	9.7	15.1	3.8	15.3	100
平均負荷	t/h	344	348	353	332	343	338	295	332	2,685
	%	82	83	84	79	82	80	70	79	80
運転時間	h	4,466	3,675	3,363	5,904	2,991	4,771	1,376	4,910	31,456
待機時間	h	356	483	1,242	1,450	507	1,178	162	1,305	6,683
予定修理	h	0	376	0	0	2,055	0	7,035	0	9,466
故障修理	h	3,949	4,223	4,169	1,113	3,227	2,822	208	2,558	22,269
事故停止	h	13	27	10	17	4	13	3	11	98
稼働率	%	50.8	41.8	38.3	69.6	34.1	54.3	15.7	55.9	45.0

ランク A とした設備の更新・補修後(2011 年)のボイラの稼働率を検討するに当たり、以下の仮定を行った。

- ① 定期修理で、ボイラ 2 台をそれぞれ年間 4,200 時間（約 6 ヶ月）停止するものとする。
- ② 中間修理で、ボイラ 2 台をそれぞれ年間 2,100 時間（約 3 ヶ月）停止するものとする。
- ③ 各ボイラの平均負荷がそれぞれ 90%まで上昇するものとする。
- ④ 故障修理時間が、2000 年実績から 9 割減少するものとする。
(日本の故障実績程度まで減少すると仮定した。)
- ⑤ 待機時間は、2000 年実績と変わらないものとする。
(故障修理時間の減少が全て稼働率上昇に寄与するものとする。)

検討結果を Table 5.2-10 に示す。また、各ボイラの稼働率の変化を Fig 5.2-6 に示す。

Table 5.2-10 2011 年のボイラ稼働率の予想

	単位	1u	2u	3u	4u	5u	6u	7u	8u	合計
定格容量	t/h	420	420	420	420	420	420	420	420	3360
蒸気生産量	kt	3,032	1,380	2,689	2,724	1,418	2,764	2,456	1,932	18,395
	%	16.5	7.5	14.6	14.8	7.7	15.0	13.4	10.5	100
平均負荷	t/h	378	378	378	378	378	378	378	378	3,024
	%	90	90	90	90	90	90	90	90	90
運転時間	h	8,020	3,652	7,115	7,206	3,750	7,311	6,498	5,112	48,664
待機時間	h	356	483	1,242	1,450	507	1,178	162	1,305	6,683
予定修理	h	0	4,200	0	0	4,200	0	2,100	2,100	12,600
故障修理	h	395	422	417	111	323	282	21	256	2,227
事故停止	h	13	27	10	17	4	13	3	11	98
稼働率	%	91.3	41.6	81.0	82.0	42.7	83.2	74.0	58.2	69.3

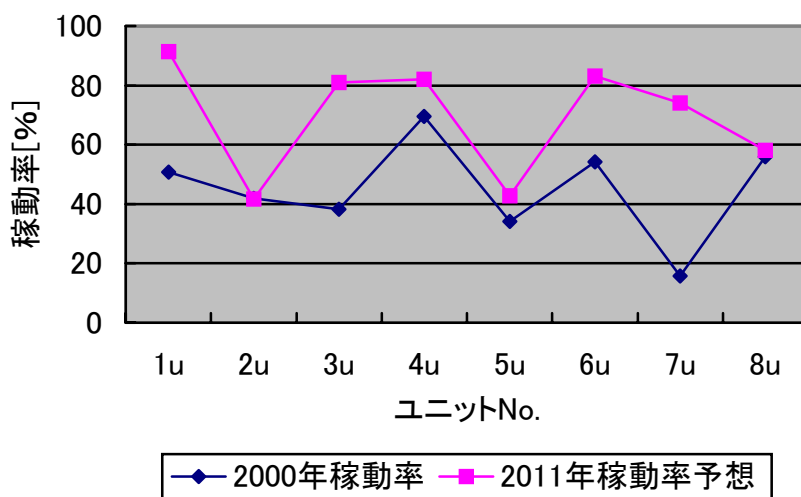


Fig. 5.2-6 各ボイラの稼働率の変化

故障修理時間が大幅に減少するため、定期修理、中間修理の対象年度にない 1, 3, 4, 6 ボイラの稼働率（運転時間ベース）は、80%以上にまで上昇し、ボイラ平均でも約 70%の稼働率となる。また、蒸気生産量は 7,756 kt 上昇し、これから、電力生産量の増加分を差し引いても、販売可能熱量の増加は、2,475 Tcal となる。（次頁の算出根拠を参照）

しかし、ボイラ稼働率は、熱需要の伸びに依存しており、稼働率上昇を熱販売収入に結びつけるためには、熱需要の伸びがなければならない。（Table 3.3-1(1),(2) 熱需給予想参照）

Phase-II 実施後の TES4 の年間販売可能熱量は 6,100 Tcal であるから、ランク A とした設備の更新・補修の効果は、2018 年以降にしか顕れない。

(算出根拠)

(1) 蒸気生産量の増加

稼働率の上昇により、蒸気生産量が増加する。

$$\begin{aligned} & \text{2011年の予想生産量} - \text{2000年生産量} \\ & = 18,395 - 10,639 = 7,756 \text{ kt} \cdots \textcircled{1} \end{aligned}$$

(2) 電力生産量増加に必要な蒸気量

電力生産量増加に必要な蒸気量を下式により、求める。

$$\begin{aligned} & \text{電力生産量増加量} \times 3,600 \text{ kJ/kWh} \div \text{ボイラ出口蒸気のエンタルピー} \div \text{タービン効率} \\ & = 744 \text{ GWh} \times 3,600 \text{ kJ/kWh} \div 3,490 \text{ kJ/kg} \div 0.42 \\ & = 1,828 \text{ kt} \cdots \textcircled{2} \end{aligned}$$

(3) 熱供給に利用可能な蒸気量の算出

$$\begin{aligned} & \text{熱供給増加量} = \text{蒸気生産量増加分} - \text{電力生産量増加に必要な蒸気量} \\ & = \textcircled{1} - \textcircled{2} = 5,928 \text{ kt} \cdots \textcircled{3} \end{aligned}$$

(4) 熱利用効率の算出

2000年実績より、ボイラ出口蒸気の熱利用効率を算出する。

$$\begin{aligned} & \text{熱供給に利用した蒸気量} = \text{年間蒸気生産量} - \text{電力生産に必要な蒸気量} \\ & = 10,639 \text{ kt} - 1,910 \text{ GWh} \times 3,600 \text{ kJ/kWh} \div 3,490 \text{ kJ/kg} \div 0.42 \\ & = 10,639 \text{ kt} - 4,691 \text{ kt} \\ & = 5,948 \text{ kt} \end{aligned}$$

ボイラ出口(560°C, 140 atg)の蒸気のエンタルピーは、3,490 kJ/kg=834.9 kcal/kg だから、これを熱量に換算すると、

$$5,948 \text{ kt} \times 834.9 \text{ kcal/kg} = 4,967 \text{ Tcal}$$

$$\begin{aligned} & \text{2000年の販売熱量の実績は、2,523 Tcal だから、熱利用効率は} \\ & 2,523 \div 4,967 = 0.5 \cdots \textcircled{4} \end{aligned}$$

となる。

(5) 販売可能熱量の増加

販売可能熱量の増加は、

$$\textcircled{3} \times 834.9 \text{ kcal/kg} \times \textcircled{4} \text{ より}$$

$$5,928 \text{ kt} \times 834.9 \text{ kcal/kg} \times 0.5 = 2,475 \text{ Tcal}$$

となる。

5.2.5 その他の補修改善効果

ランク A とした設備の改修工事实施後に期待されるその他の補修改善効果としては、缶水ブロー量の削減、蒸気リーク量の削減、排ガス中の大気汚染物質の削減がある。

これらの効果について以下に述べる。

(1) 缶水ブロー量の削減

Fig. 5.2-7 に 1995～2000 年の補給水に対する蒸気と水の損失量を示す。ほぼ 14.6～15.4%で推移している。このうち、約 80%が、ドラムの缶水ブロー、エバポレータドレン、スチームコンバータドレン等の必然的な損失であり、残りの約 20%が配管等からの蒸気・水のリークによる設備維持補修不良による損失である。

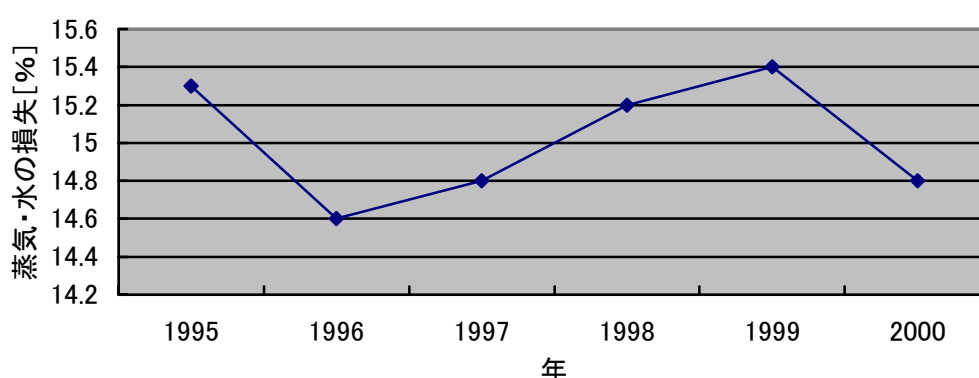


Fig. 5.2-7 蒸気・水の損失

ボイラ水の溶解性蒸発残留物（スケール化の要因となるシリカ等の硬度成分）の濃度を正常に保ち、障害の発生を防止するためにはボイラの水質管理基準値に見合ったブローは必要不可欠なものである。現在 TES4 ではブロー率 12%で運転しているが、起動停止回数の増加によるボイラ補給水不足の際には、ブロー量を減らしたり、ボイラ補給水質の悪化等により、ブロー量を増加したりしている。

ランク A とした設備の改修工事の結果、以下の効果が期待される。

- 1) 稼働率の上昇により、ボイラ運転時間が増加するが、大量な補給水を必要とする起動回数が大幅に減少することにより、年間ブロー量が低減され、ボイラ補給水量の不足が解消される。
- 2) 水処理装置用の自動操作・監視装置の導入によるボイラ補給水質が改善され、一定のブロー率を遵守できる。

ブロー量に対する損失額を Fig. 5.2-8, Table 5.2-11 に示す。ブロー水による損失には、水損失だけでなく、熱損失もあり、この損失量がかなり大きいことが判る。

TES4 の場合、これらの損失額が年間 905.7GTug となっており、更にブロー量低減に向けた以下の運用改善を提案したい。

- 1) 水質を監視しながら、スラッジ分散効果の高い薬品管理への切替え等により、ブロー率を徐々に低減していく。
- 2) 連続ブロー装置を設置することにより、給水とブロー水を熱交換させ、ブロー水のもつ熱エネルギーを給水に回収する。

ブロー量を仮に現状の半分まで削減できた場合、ブロー損失の削減額は 450 GTug となり、大幅な削減が期待できる。

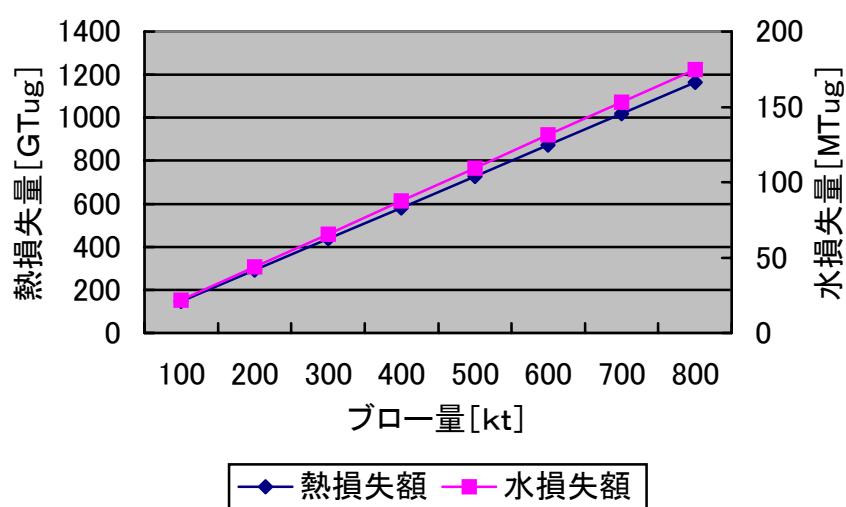


Fig. 5.2-8 ブロー量に対する損失量

Table 5.2-11 ブロー量と損失量の関係

ブロー量	kt	100	200	300	400	500	600	700	800
熱損失額	GTug	143.9	287.9	431.8	575.8	719.7	863.7	1007.6	1151.6
水損失額	MTug	21.9	43.8	65.6	87.5	109.4	131.3	153.2	175.0

ドラムブロー水条件

160kg/cm²、346°C より、ブロー水のエンタルピーは、
2,598 kJ/kg ⇒ 621.5 kcal/kg

(1) ブロー水の熱単価の算出

ドラムブロー水の熱単価 Qb Tug/t は、以下の式で計算される。

$$Qb = \frac{1,000(ib - iw) \times a}{f / 100 \times C}$$

ib: ブロー水のエンタルピー kcal/kg

iw: 給水のエンタルピー kcal/kg

f: ボイラ効率 %

C: 燃料の発熱量 kcal/kg

a: 燃料単価 Tug/kg

よって、ブロー水の熱単価 Qb Tug/t を求めると、

$$Qb = 1,439,442 \text{ Tug/t}$$

(2) ボイラ補給水製造単価

ボイラ補給水の製造単価は、化学運転課の 2000 年運転レポートより、
218.8 Tug/t である。

(3) ブロー損失額の算出

各ボイラ毎のドラムブロー量を 20 t/h とした場合、全ボイラの年間運転時間は
31,456 h だから、

年間ブロー量は、20 t/h × 31,456 h = 629.12 kt となり、

熱損失額は、1,439,442 Tug/t × 629.12 kt = 905.58 GTug

水損失額は、218.8 Tug/t × 629.12 kt = 137.65 MTug

となる。

(2) 蒸気リーク量の削減

TES4 では、様々な箇所（溶接部、グランド部、ガスケット部）から水や蒸気がリークしている。（Fig. 5.2-9 に給水バルブのリーク状況を示す）

これらは、(1)に述べた缶水ブローのような必然的な損失ではなく、設備維持補修不良による損失であり、補給水量の3%にのぼっている。



Fig. 5.2-9 給水バルブのリーク状況

現在、特にリークが著しい箇所は、補助蒸気供給装置である。この装置は、全ボイラ共通設備であるため、全停止の時にしか補修が不可能であり、リーク量も増加傾向にある。一例として、 16kg/cm^2 補助蒸気ヘッダの小穴径に対する損失額を算出し、Fig. 5.2-10, Table 5.2-12 に示す。

蒸気リークによる損失においても、ブロー損失と同様、水損失より熱損失がかなり大きいことが判る。例えば、 16kg/cm^2 補助蒸気ヘッダの直径 1mm の小穴から蒸気リークがあった場合、年間の損失額は 89.7GTug となる。

ランク A の補修対象設備には、補助蒸気起動用減温減圧装置が挙げられており、これらの補修により、補助蒸気リーク量の削減が期待されるが、その他にも早急に補修すべき蒸気リーク箇所は至る所に見られる。これらの蒸気リーク補修は、熱と水の損失の低減に繋がるだけでなく、周囲の機器へ及ぼす影響を抑え（故障箇所の削減）、危険箇所の改善にも繋がるため、TES4 による積極的な取り組みに期待したい。

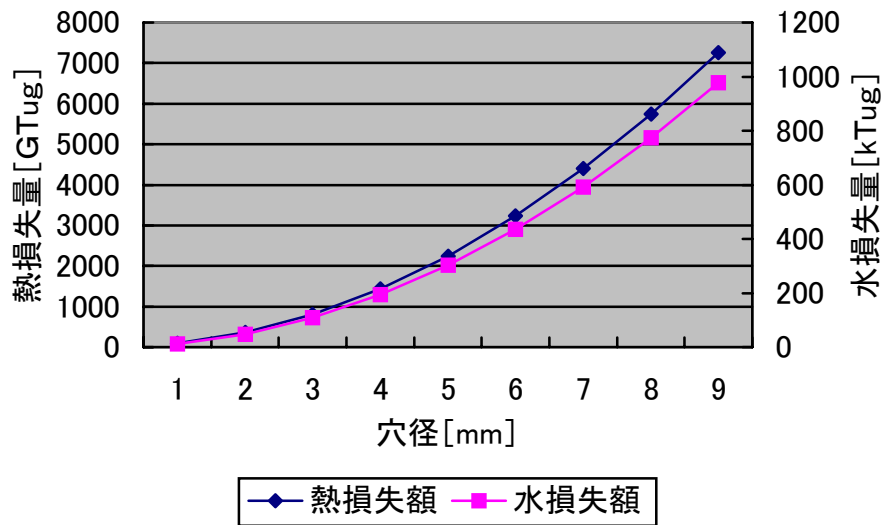


Fig. 5.2-10 穴径と損失の関係

Table 5.2-12 穴径と損失額の関係

穴径	mm	1	2	3	4	5	6	7	8	9
蒸気漏出量	t/h	0.01	0.03	0.06	0.10	0.16	0.23	0.31	0.40	0.51
熱損失額	GTug	90	359	807	1435	2242	3229	4395	5740	7265
水損失額	kTug	12	48	109	193	302	435	592	773	978

(算出根拠)

補助蒸気ヘッド蒸気条件

16 kg/cm²、250°C より、蒸気のエンタルピーは、
2,921 kJ/kg ⇒ 698.8 kcal/kg

(1) 補助蒸気 1 トンの熱単価

蒸気の熱単価 Qs Tug/t は、以下の式で計算される。

$$Qs = (1,000(is-iw) \times a) / (f/100 \times C)$$

is: 蒸気のエンタルピー kcal/kg

iw: 給水のエンタルピー kcal/kg

f: ボイラ効率 %

C :燃料の発熱量 kcal/kg

a: 燃料単価 Tug/kg

よって、補助蒸気の熱単価 Qs Tug/t を求めると、

$$Qs = 1,624,594 \text{ Tug/t}$$

(2) ボイラ補給水製造単価

ボイラ補給水の製造単価は、化学運転課の 2000 年運転レポートより、218.8 Tug/t である。

(3) 蒸気漏れ量

小穴から漏れる蒸気量 Gs t は、以下の式で計算される。

$$Gs = 0.5626 \times D^2 \times ((p+1)/v)^{1/2}$$

Gs: 乾き飽和蒸気量 kg/h

D: 小穴の直径 mm

p: 蒸気の圧力 kg/cm²

v: 乾き飽和蒸気の比容積 m³/kg

(3) 排ガス中の大気汚染物質の削減

1) NO_x, SO₂ 発生状況について

Phase-I 改修工事において、3号ボイラが改修後の1998年9月23日に運転を開始した。改修対象であった残りの1, 2, 4号ボイラについては3号ボイラに続いて改修後、2000年中に運転に入ったが、測定計器が故障していたため、TES4では1999年以降の排ガス測定が行われていない。このため、改修したユニットのNO_x, SO₂のデータは1998年の3号ボイラのデータのみとなっている。

1998年10月26日に実施された排ガス測定結果をTable 5.2-13に示す。自然環境中央研究所がTES4の依頼により測定を行ったもので、測定装置は日本製のNOS-7000とPU-8808である。

Table 5.2-13 排ガス測定結果 (ESP 出口平均値、6%O₂換算結果)

	3号機	5号機	6号機
NO _x (ppm)	142.0	404.2	438.7
SO ₂ (ppm)	463.0	529.6	457.9

上記のばい煙測定結果から、改修された3号ボイラのNO_x濃度値は他のユニットに比べて低くなっており、改修によるNO_x削減効果が見られている。

石炭バーナー、空気と燃料流量制御装置を更新したことにより、NO_x発生量が削減されたものと考えられる。

しかし、このNO_x削減効果は、残りの改修済み1, 2, 4号ボイラも含めて長期的且つ定期的な排ガス調査によって確認する必要がある。

2) CO₂ 発生状況について

1998年以降におけるTES4の発電と熱供給に伴うCO₂発生量の状況をTable 5.3-14に示す。

CO₂発生量は石炭消費量に比例して増加しているが、Net Energy（電力生産量+熱生産量）当りのCO₂発生量は2000年で0.432 t/Gcalで、1998年の0.467 t/Gcalに比べ約7.5%低減している。このCO₂発生量の削減は、Phase-Iの補修改善効果及び石炭カロリーの増加によるものと考えられる。

また、ランクAとした改修工事による効果として2011年におけるCO₂発生量を予想すると、2011年のCO₂発生量は2000年に比べ稼働率の上昇から約56%増加するが、CO₂/Net Energy値は2000年より若干低減されることが推測される。

Table 5.3-14 Coal Consumption and emitted CO₂ at TES4

	単位	1998年	1999年	2000年	2011年
消費炭量	1000t	2,045	2,075.5	2,190.4	3,407.8
電力生産量* ¹	10 ³ Gcal	3,546.5	3,736.9	3,911.0	5,436.3
蒸気生産量* ²	10 ³ Gcal	4,391.2	4,614.2	5,046.2	8,558.2
CO ₂ 発生量	1000t	3,710.8	3,683.9	3,872.1	6,024.21
CO ₂ /Net Energy* ³	Tug cal	0.467	0.441	0.432	0.430

※1 : kWh×860kcal/kWh/タービン効率 0.42

※2 : 熱供給量/熱供給率 0.5

※3 : Net Electric Energy + Net Heat Energy

		1998年	1999年	2000年
Baganuur 炭	消費炭量(t)	19,82,300	1,787,400	1,792,200
	発熱量(kcal/kg)	3,344	3,401	3,420
	全水分 (%)	32.13	33	33
	炭素分 (%)	73.2	73.2	73.2
Shive-ovoo 炭	消費炭量(t)	62,700	288,100	398,200
	発熱量(kcal/kg)	2,870	3,018	3,020
	全水分 (%)	40.47	39	39
	炭素分 (%)	72.89	72.89	72.89

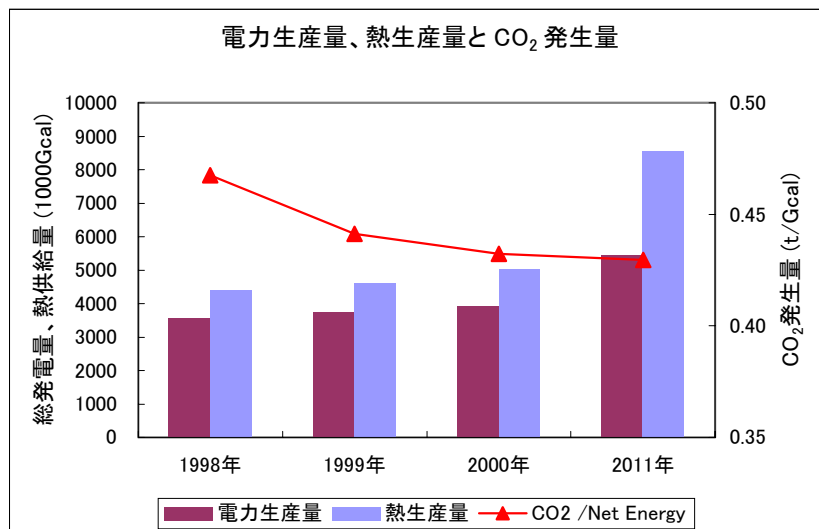


Fig.5.2-11 Coal Consumption and emitted CO₂ at TES4

1998～2000 年における消費炭量、CO₂ 発生量等

- (1) 電力生産量の熱量換算
電力生産量×860kcal/kWh÷タービン効率 0.42
- (2) CO₂ 発生量
石炭の炭素が全て CO₂ に変化すると仮定した。
・消費炭量(乾炭)×炭素%/100×CO₂/C = 消費炭量(乾炭)×炭素%/100×44/12
- (3) CO₂/Net Energy
CO₂ 発生量 / (電力生産量の熱量換算値 + 蒸気生産量)

2011 年運転時における消費炭量、CO₂ 発生量等の計算

- (1) 2000 年の熱供給に係る消費炭量 [kt]
供給熱量 2,523.1Tcal ÷ 熱供給率 0.5 ÷ (Coal kcal/kg × ボイラー効率)
= 5,046.2 Tcal ÷ (Coal kcal/kg × ボイラー効率) ……A
- (2) 2000 年の電力生産量に係る消費炭量
電力生産量 1,910GWh × 860 kcal/kWh ÷ タービン効率 0.42
÷ (Coal kcal/kg × ボイラー効率)
= 3,911.0 Tcal ÷ (Coal kcal/kg × ボイラー効率) ……B
- (3) 2000 年の消費炭量における熱生産量 / 電力生産量の比率 : A / B
A / B = 5,046.2 / 3,910.952 = 0.563 / 0.437
- (4) 2011 年の消費炭量
 - ① 供給熱生産に係る消費炭量
(2011 年供給熱量は 2000 年の 2,523.1Tcal に対し 1,756Tcal 増加する)
2000 年消費炭量 × 0.563 × (2,523.1 + 1,756) / 2,523.1 = 2,190.4kt × 0.563 × 1.70
= 2,096.4 kt
 - ② 電力生産(2,654GWh)に係る消費炭量
(2011 年の電力生産量は 2000 年 1,910GWh に対し 744GWh 増加し、
また、タービン熱損失 1.6% がリカバリーされる)
2000 年消費炭量 × 0.437 × (1,910 + 744) / 1,910 × (1 - 0.016)
= 2,190.4kt × 0.437 × 1.37 = 1,311.4 kt
- (5) 2011 年の生産熱量 = (2,523.1 + 1,756) / 熱供給率 0.5 = 8,558.2 Tcal
- (6) 2011 年の電力生産量 2654GWh の熱量換算
2000 年電力生産熱量 × (1,910 + 744) / 1,910
= 3,911.0 Gcal × 1.39 = 5,436.3 Gcal
- (7) 2011 年の CO₂ 発生量
 - ① 熱生産に係る CO₂ 発生量
2000 年 CO₂ 総量 3,872.1 kt × 0.563 × 1.70 = 3,706.0 kt
 - ② 電力生産に係る CO₂ 発生量
2000 年 CO₂ 総量 3,872.1 kt × 0.437 × 1.37 = 2,318.2 kt
 ① + ② = 3,706.0 + 2,318.2 = 6,024.2 kt