

第 4 章

ウランバートル第 4 火力発電所 (TES4) の 現状と問題点

目次

第4章	ウランバートル第4火力発電所（TES4）の現状と問題点	4 - 1
4.1	経営状況.....	4 - 1
4.1.1	販売・生産状況	4 - 1
4.1.2	財務上の問題点	4 - 2
4.2	設備管理状況	4 - 4
4.2.1	全般	4 - 4
4.2.2	現状評価	4 - 5

第4章 ウランバートル第4火力発電所(TES4)の現状と問題点

4.1 経営状況

4.1.1 販売・生産状況

TES4 の電力供給範囲は中央系統全域であり、中央系統送電会社を通じて各 EDO (配電会社) に売電している。供給先の EDO はウランバートル EDO、エルデネット・ブルガン EDO、ダルハン・セレンゲ EDO、バガヌール・東南部 EDO の4社である。一方、TES4 の熱供給についてはウランバートル市内向けに、温水・暖房用としてウランバートル HDO (熱供給会社) に供給している。また、わずかではあるが工業用として発電所周辺の工場等に直接蒸気を供給している。

最近4年間の販売・生産状況は Table 4.1-1 に示す。

Table 4.1-1 TES4 販売・生産状況

	単位	1997	1998	1999	2000
電力生産量	GWh	1,736.0	1,732.0	1,825.0	1,910.0
所内消費量	GWh	351.6	344.7	355.7	367.7
所内率	%	20.2	19.9	19.5	19.3
販売電力量	GWh	1,384.8	1,386.8	1,469.7	1,525.6
販売熱量	千 Gcal	2,097.3	2,195.6	2,307.1	2,523.1
販売収入	百万 Tug	33,282.0	39,492.0	33,757.0	36,534.0
電力販売収入	百万 Tug	29,711.0	34,172.0	28,129.0	29,745.0
熱販売収入	百万 Tug	3,570.0	5,320.0	5,628.0	6,789.0
電力販売単価	Tug/kWh	21.5	24.6	19.1	19.5
熱販売単価	Tug/Gcal	1,702.4	2,42.0	2,439.5	2,690.8
生産原価	百万 Tug	24,712.0	31,885.0	33,839.0	38,357.0
電力生産原価	百万 Tug	15,861.0	20,469.0	21,563.0	25,465.0
熱生産原価	百万 Tug	8,852.0	11,417.0	12,276.0	12,892.0
電力生産単価	Tug/kWh	11.45	14.76	14.67	16.69
熱生産単価	Tug/Gcal	4,220.66	5,199.95	5,320.97	5,109.59
消費燃料					
石炭					
消費量	t	1,979,052.0	2,050,940.0	2,075,552.0	2,109,369.0
金額	百万 Tug	9,627.0	12,639.0	13,516.0	15,221.0
重油					
消費量	t	13,897.0	10,300.0	7,280.0	4,739.0
金額	百万 Tug	1,296.0	955.0	708.0	860.0
石炭熱量					
バガヌール炭	Kcal/kg	3,330.0	3,344.0	3,401.0	3,420.0
シベオボー炭	Kcal/kg	2,790.0	2,870.0	3,081.0	3,020.0
生産従業員数	人	1,701	1,732	1,388	1,392
同給与	百万 Tug	1,631.0	1,998.0	1,769.0	2,423.0
販管費	百万 Tug		135.0	107.0	156.0
修繕費	百万 Tug	967.0	1,050.0	2,229.0	2,772.0
利益	百万 Tug	8,569.0	7,606.0	-82.0	-1,823.0

(出典：TES4)

4.1.2 財務上の問題点

TES4 の収益性・効率性は低く、また資金的にも苦しい状況が続いている。これらは下記の財務上の問題によるものと考えられる。

- (1) TES4 の原価計算によると、現行の料金水準では電気については利益が出ているが、熱については原価回収ができておらず、全体として原価回収不足となっている。毎年料金改定申請が EA に対しなされてきているが、EA からはこの申請を考慮した料金決定がなされないため、原価回収を図れずにいる。

なお、電気と熱の原価区分は現在下記のように行われているが、これを見直す必要がある。

固定費分：1996 年に下記方法により電熱 7:3 と決定され、以降この割合が踏襲されている。(なお 1996 年以前は 6:4)

各設備を電熱各々に振り分け、合計資産価格に基づき算出したもの。

タービン・発電機 = 電気 100%

ボイラー (含ミル) = 熱 100%

その他設備 = 電気 50%、熱 50%

(その他設備には運輸部・計装部・化学部・工場・管理部・燃料部等所属設備がある。)

上記配分比率により減価償却等の固定費を按分。

変動費分：燃料 (石炭・重油) は電熱各々単位当りに必要な燃料消費量 (ノルマ) に生産した電気・熱の生産量を掛けて配分する。このノルマは実計測に基づき決定されている。

また、生産原価と一般管理費との区分についても、これまで下記のように行われており、見直す必要がある。

一般管理費に含まれるものは、インフラ省により指定された管理職 32 人の人件費・出張費・通信費・燃料費・消耗品等である。なお、燃料費は社長・チーフエンジニア・副社長 3 名の社有車に係わるもののみである。その他費用は生産原価に含まれる。

- (2) 将来の設備更新のために必要な社内留保が不十分である。これは、これまで用いられてきた原価計算が設備更新に必要な減価償却を考慮していないため、真の原価を反映したものになっていないことによるものである。このため、固定資産の再評価を行い、また現行の償却年数 10 年を以前適用していた 30 年に戻し、これに基づく減価償却を反映した原価計算と料金改定が必要である。

- (3) 売掛・買掛残高が膨大になっており、言わば各関係企業が銀行の役割を果たしている。今後売掛・買掛の相殺問題の解決方法如何によっては、TES4 に大きな財務的な影響を与える懸念がある。

ちなみに、現在の売掛・買掛金の残高は下記 Table 4.1-2,-3 の通りである。

Table 4.1-2 TES4 売掛金残高推移

(単位：百万 Tug)

	1997	1998	1999	2000
Energy Authority	13,058.5	32,699.6	24,903.0	17,472.3
Ulaanbaatar HDO				2,550.0
Ulaanbaatar EDO				124.2
Darhan EDO				1,142.5
Baganur EDO				1,535.4
Erdenet EDO				13,753.2
Total	13,058.5	32,699.6	24,903.0	36,577.6

(出典：TES4)

Table 4.1-3 TES4 買掛金残高推移

(単位：百万 Tug)

	1997	1998	1999	2000
Baganur Coal Mine	666.2	2,999.5	7,360.9	11,474.7
Shibe-obao Coal Mine	43.9	286.1	1,247.3	2,774.2
Railway	-20.3	450.2	916.8	18.1
Total	689.8	3,735.8	9,525	14,267

(出典：TES4)

企業間決済は、決済用の銀行口座を通してなされているが、手形制度も発達しておらず、また銀行の貸付利子も高いため、売掛・買掛が、前述したように、言わば金融機関に代わるある種の金融機能を果たしており、しかも事実上無利子の貸出・借入と言える。なお、破産法が十分機能しておらず、国有の公益事業ということもあり、資金不足による倒産ということが発生しない。

2001年9月に売掛・買掛の相殺について関連企業と政府機関が協議したが、最終的な結論は未だ出ていない。

EAは今後売掛・買掛問題を担当することになっているが、どのような方向で解決されるのかは定かではないとのことである。

- (4) これまで定常的に必要とされる補修費が制限されていたため、今後老朽化対策等設備維持に必要とされる資金について十分な資金手当てが必要である。
- (5) 株式会社化に伴い、配当や法人税（最大40%）といった新たな費目が発生するので、このための資金も必要となる。

4.2 設備管理状況

4.2.1 全般

TES4 の設備は、旧ソ連製であり、1983 年に 1 号機が運転開始し 1991 年に全ての設備が完成した。当初はソ連の技術者が主体となり維持管理を行っていたが、1990 年のソ連崩壊後、ソ連の技術者が母国へ引き上げたために、その後の維持管理はモンゴルに委ねられたが、補修資金不足とロシア製機器の予備品/修理部品の入手難（ロシアメーカーの製造能力の低下）等により、設備の劣化が急速に進みエネルギーの安定供給に支障を来す様になった。このため、ボイラ、タービン機器故障によるプラント停止時間は年々増加し、1993 年には事故停止時間が年間運転時間の 50%（故障率）まで上昇し、稼働率も 40%に満たない状況となった。

このような状態を緩和するため、JBIC は 1995 年に SAPROF 調査団を派遣し、当時最も問題であった発電所のボイラ燃焼方式、微粉炭機の型式変更、ボイラ制御装置、ボイラチューブ更新等に対して第 1 次有償資金協力を実施する事を決定し、1996 年～1999 年にウランバートル第 4 火力発電所改修工事（Phase-I）が実施されている。

これらの援助の結果、設備利用率及び燃焼効率は徐々に向上し、さらに所内率の低減等による発電所の電力及び熱生産能力が向上し、改修プロジェクトの成果が出ている。

Fig. 4.2-1 に、1990 年～2000 年までの TES4 の発電量と利用率推移を示す。

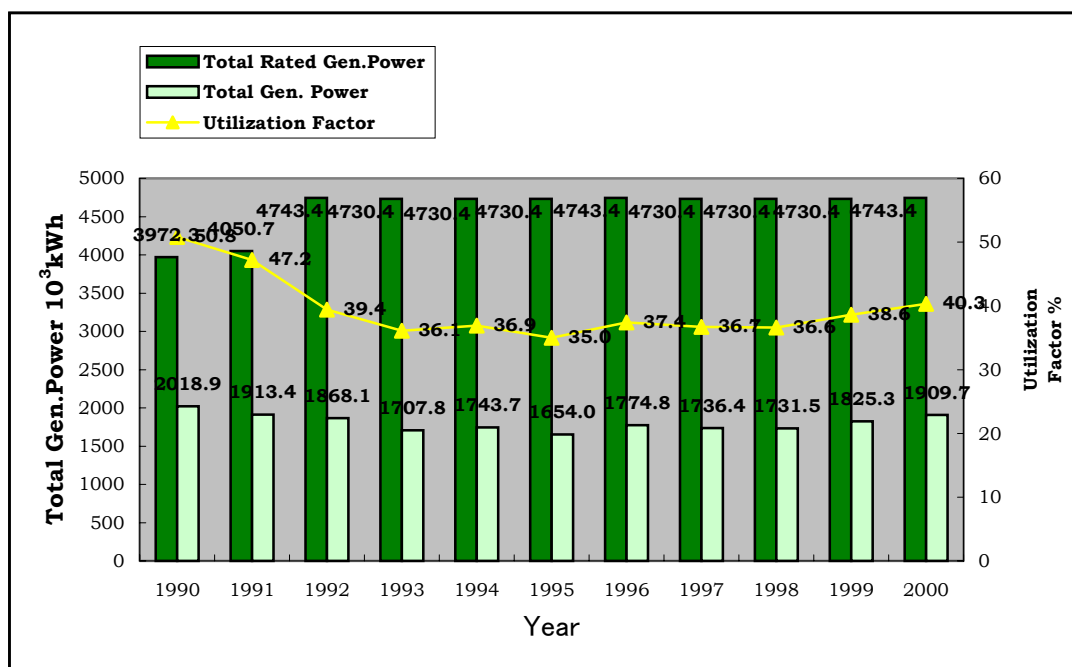


Fig. 4.2-1 発電量と利用率の推移

4.2.2 現状評価

現地調査結果から、全体的に言えることは、日本の有償資金援助以降の更新等設備については、設備補償期間におけるメーカ技術指導員のもと、発電所エンジニアの人材育成、設備補修技術向上が図られ、また、設備の維持管理補修（日常点検、定期点検、補修計画等）の体制及び点検項目等も整備されつつある。今後は、設備更新後改善された機器故障率、稼働率、ボイラ効率等発電所の品質の維持管理が必要となる。

上記以外の既設設備についても、日常点検補修は各運転課の補修班にて計画的に実施され、定期点検については、補修部により4年に1回のオーバーホール及び2年に1回の中間点検を定期的に計画立案し実施されている。また、ライニング材、シーリング材、高圧バルブ補修方法に関する新技術の導入も図っており、計画面、技術面からの問題は無い。

しかしながら、前述した各設備の故障状況に見られるように、実際には、改修実施設備以外での故障回数はその改善が見られない。

上記から、第1に部品調達不可及び老朽化が激しく通常補修にての設備維持管理が不可能なものを対象に、設備更新を行う必要がある。

第2に、毎年実施する保守に関して適正な修繕費を支出する必要がある。この件に関しては一概には比較できないが、2000年におけるTES4の生産原価構成は、人件費8%に対して修繕費が7%に留まっており、基本的に補修部で計画された要求通りの予算調達ができれば、修繕費14%程度の確保が見込めるものであり、日本と同レベルの保守メンテが実施されることにより、機器故障率の低減が図れるものと思われる。

第 5 章

設備維持補修計画

第 5 章 設備維持補修計画

5.1 補修設備の選定

発電所からのヒヤリングと現場調査結果に基づき、補修対象設備を選定し、その状況に応じて 3 ランクに仕分けた。

選定した補修対象設備を Table 5.1-1 に示す。

- ランク A： 改修工事を実施していないタービン設備や最近の事故・トラブル実績を考慮し、補修改善効果が大きい設備を選定した。これらの補修対象設備は、ウランバートル第 4 火力発電所改修計画(Phase-II)終了後の 2006 年から 2010 年までに改修工事を実施する計画とした。
- ランク B： 2010 年には老朽化による故障頻度が増加し、更新が必要になると考えられる設備を選定した。これらの補修対象設備は、ランク A の改修工事を実施した後の 2011 年から 2015 年までに改修工事を実施する計画とした。
- ランク C： 発電所で補修対応を行う設備をランク C とした。特に作業環境の改善のために懸案となっていた破損した窓ガラスの交換、建屋の雨漏り修理、照明設備の追設等の構造設備の補修は発電所自らの力で徐々に改善がなされてきており、発電所の計画補修において、対応可能な設備とした。

Table 5.1-1 補修対象設備

(1) ボイラ設備	ランク
ESP補修	B
ボイラストブロワの追設	B
ボイラチューブの更新（高圧部）	C
スクリーコンベアの更新	C
蒸気と水のリーク補修	C
砂エキスパンションの補修	C
ガスダクトエキスパンションの更新	C

(2) タービン設備	ランク
補助蒸気起動用減温減圧装置の更新	A
補助蒸気減温減圧装置の更新	B
補助蒸気減圧装置の更新	C
* 給水ポンプの更新	A

* 復水ポンプの更新	A
* 復水系統、抽気系統のエキスパンションジョイントの更新	A
* 真空系統のバルブの更新	A
* 真空エジェクターの更新	A
* 高圧・低圧給水加熱器の更新	A
* タービン1,5,6号機 (80MW) 改造	C
* 冷却塔出口に機械式フィルタの設置	A
* 冷却塔の補修 (別途、代替装置の可能性について調査を実施)	C
* 復水器細管洗浄装置の導入 (別途、その可能性について調査を実施)	C
* 循環水ポンプの更新	C
蒸気と水のリーク補修	C

(* : その補修が復水器真空度の向上に寄与する設備)

(3) 計装設備	ランク
タービン本体及び補助設備のトランスミッタ更新	A
* 復水器水位制御装置の更新	A
1～6号 タービン・発電機監視装置の更新	A
1～6号 低圧給水加熱器水位発信器及び調節計の更新	A
* タービン制御装置の更新	A
Phase-Iで供給された5～8号 薬液注入装置の利用	C
No.2蒸化器の操作・監視自動化	C

(* : その補修が復水器真空度の向上に寄与する設備)

(4) 電気設備	ランク
1～8号ボイラのFDF, IDF用モータ及び関連インターロック設備の更新	A
高圧配開装置(6.6kV)の更新 (OCBからGCB又はVCBタイプへ)	A
低圧配開装置(0.4kV)の更新	A
発電機保護継電器の更新	A
発電機用高圧開閉装置(10.5kV)の更新 (OCBからVCBタイプへ)	A

発電機変圧器用高圧開閉装置(220kV/110kV)の更新 (OCBからGCB又はVCBタイプへ)	A
各種モータの補修	C
モータ焼損原因の究明と信頼性向上	C

(5) 燃料設備	ランク
コンベヤ石炭計量器の導入	A
石炭分析装置の適用	A
No.3, No.4コンベヤ用TV監視システムの導入	A
消火システムの更新	A
湿式集塵器の更新	B
ブルドーザーの更新	B
石炭粉砕機の補修	C
石炭受入設備の蒸気暖房システムの更新	C

(6) 化学設備	ランク
復水用溶存酸素計の導入	A
水処理装置用の自動操作・監視装置の導入	A
ボイラサンプリング室用スポットクーラの導入 (サンプリング室の温度上昇対策)	A
アンモニア、ヒドラジンの代替薬品 (別途紹介)	C
化学薬品による腐食に対する保護技術 (別途紹介)	C
水処理室及び水質分析室の換気装置の更新	C

(7) 5号～8号その他附帯設備	ランク
窓ガラスの補修	C
本館雨漏りの補修	C
照明設備の補修	C

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

5.2.1 所内率の低減

1997～1999 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。

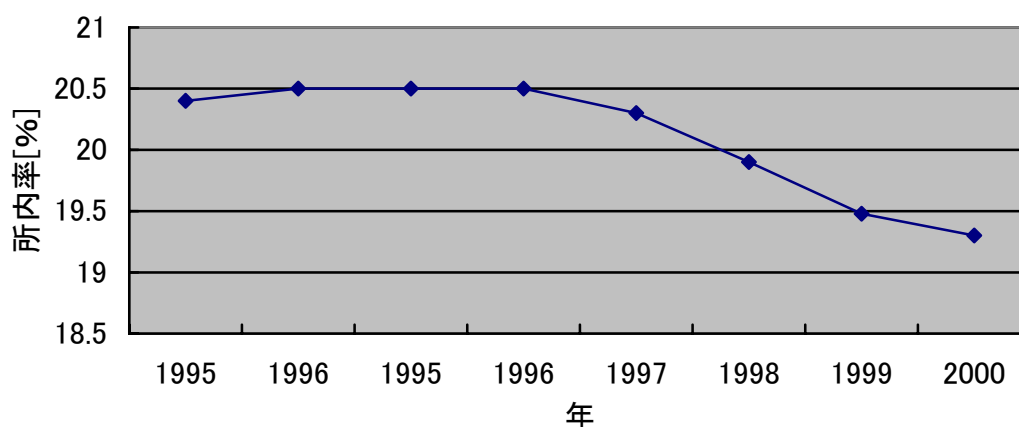


Fig. 5.2-1 所内率の推移

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。

平均負荷が 2000 年実績ベースとして、所内電力消費量は 35.1GWh 低減される。2000 年の TES4 の電力量販売単価は 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。

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、十分な成果が出ていないのが現状である。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。

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。

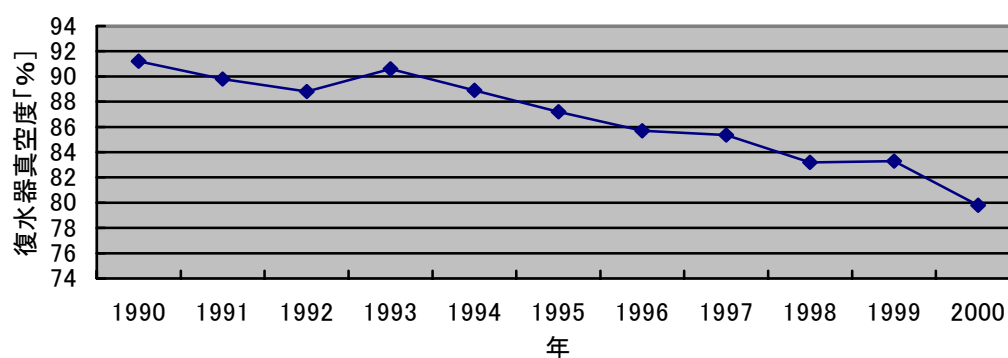


Fig. 5.2-2 復水器真空度の推移

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、年間燃料損失量 11,885 t の削減が図られる。

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、 $7,000 \text{ Tug/t} \times 11,885 \text{ t} \times 7,000 \text{ kcal/kg} \div 3,420 \text{ kcal/kg} = 170.3 \text{ MTug}$ となる。

5.2.3 重油消費量の削減

1997～1999 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. 5.2-3 に 1997～2000 年の重油消費量と重油購入金額の推移を示す。

Table 5.2-2 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、156,494 Tug/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。

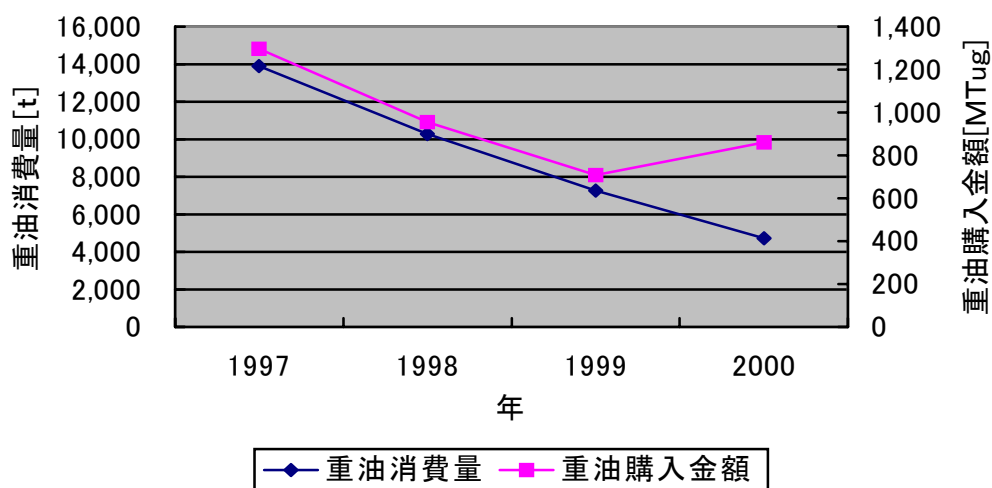


Fig. 5.2-3 重油消費量と重油購入金額の推移

Table 5.2-2 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

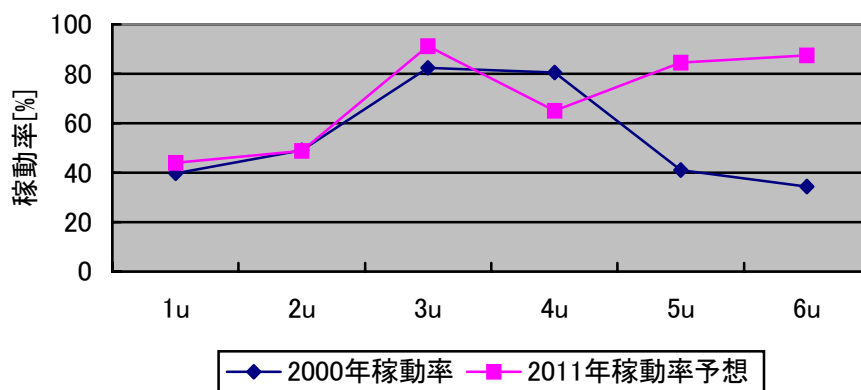


Fig 5.2-4 各タービン・発電機の稼働率の変化

ランクAとした設備の更新・補修後(2011年)のタービン・発電機の稼働率は、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、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。

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

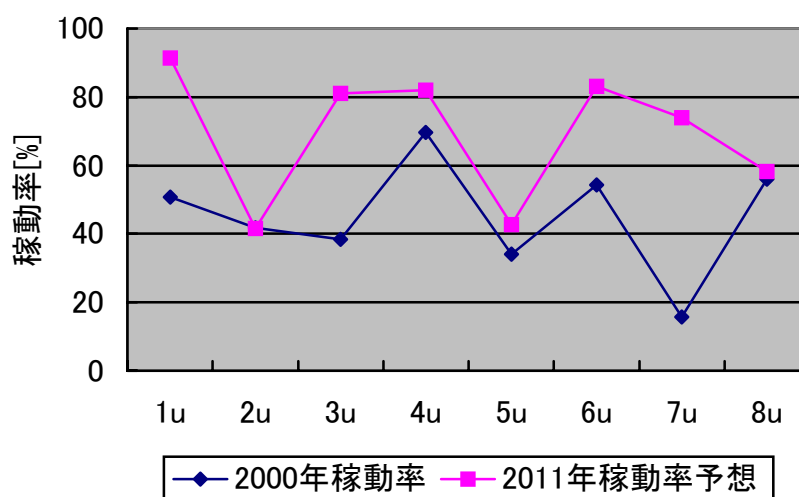


Fig 5.2-5 各ボイラの稼働率の変化

ランク A とした設備の更新・補修後 (2011 年) のボイラの稼働率は、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。

しかし、ボイラ稼働率は、熱需要の伸びに依存しており、稼働率上昇が熱販売収入に結びつくためには、熱需要の伸びがなければならない。

Phase-II 実施後の TES4 の年間販売可能量は 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。

5.3 将来の補修計画

発電所の寿命を40年とし2025年までの運転継続を考慮すると、10年程度利用可能な灰捨て場を第5、第6と増設する必要がある他、将来の需要増に備え故障の多い80MWタービンの改修工事や環境規制に対応する環境対策設備、その他延命工事などに必要な補修資金を計画的に手当てする必要がある。将来の補修計画を Fig. 5.3-1 に示す。

外貨による資金援助が必要な大規模改修工事として2001年～2005年に実施されるウランバートル第4火力発電所改修計画（Phase-II）に続き、2006年～2010年にランクAに選定した改善効果の大きい改修工事を実施し、その後、2011年～2015年にはランクBに選定した老朽化が予想される設備の改修工事を実施する必要がある。

上記の改修工事と並行して、現在生産原価に対して7%程度である定常修繕費をTES4が実施していくランクCに選定した設備の更新工事を含め、設備の維持や工具の整備などを計画通りに実施できるように、日本並みの10～15%に増額する。

さらに、将来の需要に対応するタービンの改修や、運転継続に不可欠な灰捨て場の増設工事は大きな費用を要するためTES4の修繕費だけでは対応できないので、外貨の援助も必要な特別修繕工事として資金手当が必要である。

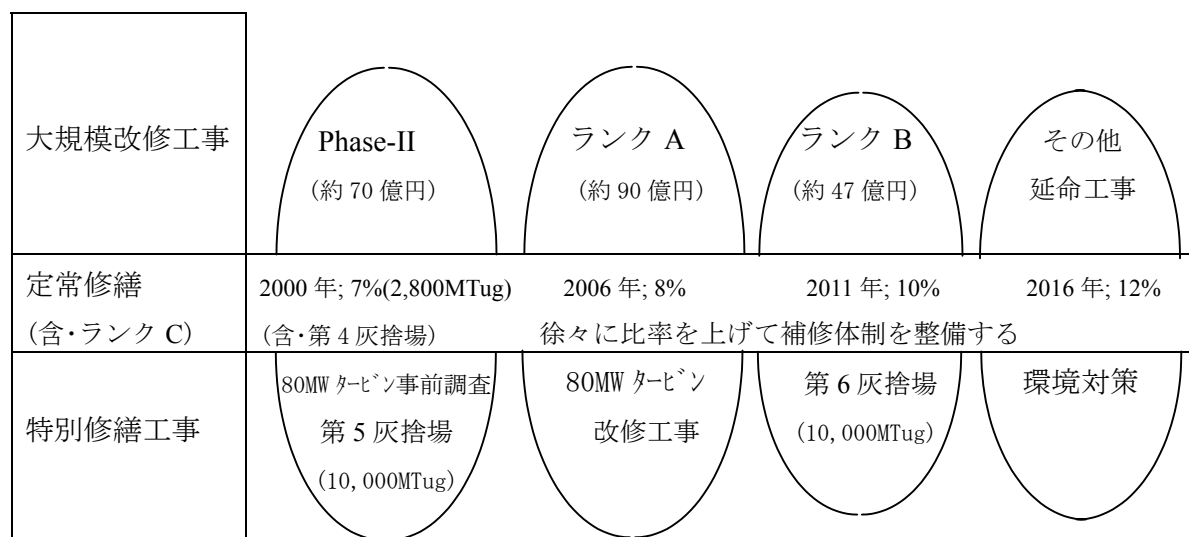


Fig.5.3-1 将来の補修計画

今回選定した補修対象設備のうち、ランクA、ランクBとした設備の工事費積算結果は、総額で約90億円、約47億円である。

5.4 経済財務評価

前節 5.2 と 5.3 で述べた補修効果及び補修計画に基づき、ランク A の補修計画につき経済・財務評価を行った。

5.4.1 経済評価

(1) 前提

評価手法として代替法による便益費用分析を採用し、割引率として国債にあたる中央銀行債の 2000 年度の加重平均利率（8.6%）に近似する 9%を採用した。

評価期間は補修計画初年度の 2006 年より TES4 の 1 号機完成から約 40 年後（モンゴル国の長期計画で採用されている火力発電所の稼働期間）の 2025 年までの 20 年間とした。評価で考慮した補修効果を下記 Table 5.4-1 に示す。

Table 5.4-1 年別補修効果

効果	年	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1 所内率低減	GWh	NA	NA	8.8	17.6	26.3	35.1	35.1	35.1	35.1	35.1
2 真空度向上 石炭消費減	石炭 /ton	NA	NA	6,300	12,600	18,900	25,200	25,200	25,200	25,200	25,200
3 重油消費減	重油 /ton	NA	NA	262.5	525	787.5	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050
4 稼働率向上	GWh	NA	NA	136	136	408	544	544	544	544	544

効果	年	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1 所内率低減	GWh	35.1	35.1	35.1	35.1	35.1	35.1	35.1	35.1	35.1	35.1
2 真空度向上 石炭消費減	石炭 /ton	25,200	25,200	25,200	25,200	25,200	25,200	25,200	25,200	25,200	25,200
3 重油消費減	重油 /ton	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050
4 稼働率向上	GWh	544	544	544	544	544	544	544	544	544	544

1) 便益設定

稼働率上昇相当分の能力を持った石炭火力(出力規模:100MW)を代替火力とし、その規模算定に当たっては、補修計画実施によりもたらされる発生電力量増 544GWh/年を 8,760 時間で除して得られる設備出力 62MW に、所内率 10%と稼働率 70%を考慮して算出したものであり、この代替火力の建設費と運転維持費を便益とした。建設費は 1kW あたり 15 万円とし総額 120 億円（2001 年 10 月時点での換算で約 1,090 億 Tug）、建設期間を 3 年とし、運転維持費は建設費の 4%とした。

2) 費用設定

費用として、補修計画の投資額と運転維持費として投資額の 2%を計上した。

補修計画効果として、復水器真空度向上による石炭消費量の削減と、事故停止回数減少に伴う起動回数の削減による重油消費量の減少に伴う費用減を考慮した。

燃料費単価は TES4 の 2001 年の実績から、石炭についてはバガヌール炭 8,050Tug/t とシベオボー炭 5,405Tug/t の両単価を消費実績比である 7:3 で加重平均したものに輸送費分として 20%を加えた、8,708Tug/t とした。

(2) 評価

EIRR は計算不能のため、B(代替火力)/C(改修費)を見てみると 3.21 という結果になった。従って、補修計画はモンゴルの国民経済から見て実施するに値するプロジェクトであると評価できる。

また、経済性の強固さを確認するため、補修計画投資額、代替火力投資額、燃料費、ロシアからの電力輸入単価、Tug の対ドル為替レートをパラメーターにして、感度分析を行った結果、いずれの場合も B/C は 2 を下ることはなく、補修計画投資額が 20%増、代替火力投資額が 20%減、ロシアからの電力輸入単価が 4US\$/MWh 下落、Tug の対ドルレートが 1,900Tug/US\$に下落の各事態が同時に発生した場合でも、B/C は 2.16 と十分な経済性を有している。

5.4.2 財務評価

(1) 前提

評価方法は、補修計画がもたらす販売収入増と費用削減を便益として、補修計画に係わる投資と運転維持費を費用とした便益費用分析とした。

財務評価の評価基準および割引率は、本来企業の資本コストを採るべきであるが、TES4 がこれまで国営企業であったこと、また、モンゴル国の金融・資本市場の未成熟さのため、適切な資本コストを求めることができないので、経済評価と同様の中央銀行債の 2000 年度の加重平均利率（8.6%）に近似する 9%を採用した。

補修計画評価期間は経済評価と同様に 2006 年から 2025 年までの 20 年間とし、経済評価と同様の補修計画効果を財務評価でも考慮した。

なお、便益・費用に関し各々設定した前提は下記の通りである。

1) 便益設定

便益は電力・熱販売収入とした。

料金単価は 2001 年度の TES4 の卸売単価(電力 22.23 Tug/kWh、熱 3,450.1 Tug/Gcal)を採用した。販売量は補修計画がもたらす稼働率向上による販売量の増分とし、補修計画の効果として所内電力が減少するので、これに相当する電力増を販売量に加算した。

なお、熱については 2018 年まではウランバートル市の熱需要に抑制され生産能力の増加分が潜在化している。

2) 費用設定

変動費は 2000 年の実績から求めた変動費単価に 2001 年の石炭価格の上昇率 15% を乗じて得たものを 2001 年の変動費単価とした。2000 年の変動費単価は、電力については約 119 億 Tug の燃料費を販売電力量約 1,500 GWh で除した 7.8 Tug/kWh、熱については約 71 億 Tug の燃料費を販売熱量約 2,500 Tcal で除した 2,804 Tug/Gcal である。

これに石炭価格上昇率を乗じると、電力は 8.97 Tug/kWh 熱は 3,225 Tug/Gcal となり、これを 2001 年の変動費単価とした。

また、補修計画効果による費用減として、復水器真空度向上による石炭消費量の減少、事故停止回数減少に伴う起動回数の減少による重油消費量の減少を考慮した。

一方、補修計画で新たに設置された設備の O&M 費用を投資金額の 2% とし、費用増とした。

(2) 評価

FIRR は 3.83% であり、評価基準とした中央銀行債の利率 9% を大きく下回る結果となった。ちなみに B(改修効果)/C(改修費)は 0.69 であり企業経営からは不利であるが、先の経済評価では実施するに値するプロジェクトであるという結果が出ていることを考えると、この評価は料金水準が低いためもたらされたものと考えられるので、TES4 の卸売価格の値上げが必要であることを示唆している。

補修計画の投資額、燃料価格、電力・熱販売単価をパラメータにして、財務的評価の感度分析を行った。

補修計画が財務上採択可能となる IRR9% を達成するには、各パラメータ単独で、補修計画の投資額については 26% の減少、燃料価格については 52% 下降、電力料金は 27.4Tug/kWh、熱料金は 11,250Tug/Gcal となる必要がある。ちなみに、電力・熱料金を組み合わせて考えた場合には、熱については原価の約半分しか料金回収できていないことを考慮して熱料金ほぼ 2 倍とした場合には、電力 25Tug/kWh 熱 7000Tug/Gcal で IRR9% を達成することができる。

5.4.3 資金計画

TES4 が今後 2025 年まで操業を続けるために必要な維持補修費用は、5.1,5.2 節に記載したランク A の補修計画のみならず、5.3 節で述べたように、老朽化対策として必要なランク B 補修、定常補修として必要なランク C 補修、1, 5, 6 号機のタービン改修、灰捨場増設に係わる費用等が挙げられる。

(1) 資金計画

1) Phase-II の借入条件をベースとした。すなわち、円借 85% (利子 1.11%、返済期間 20 年、返済猶予 7 年間) とし、国内調達 15% (利子 35%、返済期間 5 年、返済猶予は建設期間) とした。

2) 建中利子は自己資金で支払うものとした。

3) 国内調達資金の利子率については、モンゴル中央銀行のヒアリングによると、調査時点では商業銀行の貸出は最長1年間のものしかなく優良企業に対する金利は2~3%/月とのことであり、年率35%とした。

4) 資金計画については借入条件等の異なる下記7ケースを設定した。

ケース1：Phase-II 円借ベース

ケース2：Phase-II の円借を除き全額自己資金による調達の場合(但し、モンゴルの外貨準備が乏しく外貨分は海外から借入せざるをえないため、現実的ではない)

ケース3：ケース1の条件の内、外貨分の金利を30%（中央銀行統計による2000年の短期貸出平均金利）とした場合

ケース4：ケース3で各年のキャッシュフロー残高をプラスとするための許容金利10%を外貨分金利とした場合

ケース5：外貨借入条件をより現実的なものとするため、返済期間を5年間（返済猶予は建設期間）、金利を30%とした場合

ケース6：ケース5で各年のキャッシュフロー残高をプラスとするための許容金利5.5%を外貨分金利とした場合

ケース7：ケース5で各年のキャッシュフロー残高をプラスにし、債務超過にならないようにするための最低販売単価（電力33.35Tug/kWh 熱6,900Tug/Gcal）とした場合

(2) 評価

ケース1、3、4は、外貨分借入れの返済期間を20年と仮定したものであるが、円借のように1%といった低い金利でないと成り立たない。将来的に円借が供与されるかどうかは不明ではあるが、民営化を将来的に行う場合にはケース1は有りえない選択である。

ケース2は所要資金が全て自己資金で賄うことができれば可能となるケースであるが、現実には外貨が必要であるので、このケースも成立しえない。

上記7ケースのうち、将来民営化の可能性のある株式会社として直面するケースはケース5であるが、ケース6のように非現実的な低い金利を適用しても債務超過となり成立しないため、ケース7のように料金値上げをせざるを得ない。

このためには、まず第1に、会計処理の適正化と資産再評価及び減価償却年数の正常化を行い、これにより現在の財務状況をより正しく反映した財務諸表を作成することが必要である。

次にモンゴルの金融市場では事実上長期貸出が行われておらず、借入条件が不明である。このため、金融市場の整備は不可欠であり、またTES4としては、個々の借入れについての交渉の中で借入条件を明確にした上で、料金値上げの巾や時期あるいは内貸を自己資金で行うか等を含めて計画をたてる必要がある。