

第 1 章

序 論

第 1 章

序 論

第 1 章

序 論

第1章 序 論

1.1 調査の背景

モンゴル国は中央アジア東部に位置し、面積約 156 万 km²の内陸国で、その気候は大陸性気候で年平均気温はマイナス 1℃、厳寒期(12～1月)にはマイナス 40℃になることがあり、降雨量は、年間 300mm 程度であり 6月～9月に集中する。全人口は、約 240 万人で首都ウランバートル市には 80 万人(約 30%)が生活している。

モンゴル国全体の発電設備容量は約 830MW であり、ウランバートル市を中心とした中央電力系統(CES)の設備容量は現在約 790MW で、本調査対象の TES4(設備容量 540MW)は、CES の総需要電力の 63%、ウランバートル市内の総供給熱エネルギーの 64%を供給している。

しかしながら、TES4 の設備は旧ソ連製でボイラは間接燃焼方式であり、事故の多発などにより稼働率は低く、停電や暖房用温熱水の温度低下が頻繁に起こる状態であった。このため、我が国はモンゴル国政府の要請に基づき、1992 年から 2 度に渡る無償資金援助(灰処理システムの詰り対策、微粉炭供給システムの耐摩耗対策、温水供給システムの更新)を行った。また、1996 年からは、旧 OECF(現国際協力銀行:JBIC)の有償資金援助による同火力発電所改修計画 Phase- I としてボイラ 8 基の内 No.1～No.4 ボイラの燃焼方式転換、制御装置の改修・更新及びボイラチューブの調達を実施した。

さらに、モンゴル政府は 1998 年 5 月に旧 OECF(現 JBIC)の有償資金援助事業による同火力発電所改修計画 Phase- II として No.5～No. 8 ボイラの燃焼方式転換、No.5～No.8 ボイラの制御装置改修、No.1～No.4 発電機の励磁システム取替、No.5～No.8 ボイラチューブの取り替えなどを要請してきた。

以上の要請により、本調査は 1999 年 7 月 2 日に署名された協議議事録(M/M)及び同年 9 月 6 日に署名された実施細則(S/W)に基づき実施されたものである。

1.2 調査の目的

本調査の目的は、JBIC の有償資金援助事業として計画されているモンゴル国ウランバートル第 4 火力発電所改修計画 Phase- II に係る実施設計及び入札図書等作成並びに当該発電所の将来の維持管理補修計画を作成すること、また、調査を通じてカウンターパートへの技術移転を行うことである。

主な調査事項は下記のとおりである。

- ① 既存関連資料、情報及び文献等の収集、整理及びレビュー
- ② 既設設備の現況調査
- ③ Phase- II 改修機器の仕様等の決定及び費用の積算
- ④ 入札図書等の作成
- ⑤ 既存火力発電所全設備の維持管理補修計画の策定

但し、上記③、④項については、モンゴル側と JBIC において合意されている事業内容、借款

額及び工程を遵守するように配慮して、当初計画とおり 2001 年 9 月末に改修計画 Phase-II 入札図書等をモンゴル側に正式提出しており、本報告書は上記①、②項に基づき⑤項「維持管理補修計画」を検討及び策定した内容をまとめたものである。

1.3 調査範囲

本調査は、1999 年 7 月 2 日に署名された協議議事録 (M/M) 及び同年 9 月 6 日に署名された実施細目 (S/W) に基づき実施されたもので、その調査範囲は TES4 改修計画 Phase-II に係る入札図書等の作成を除き以下のとおりである。

なお、本報告書に記載した各データは 2001 年 10 月までに収集したものを使用している。

(1) 維持管理補修計画の作成

既存関連資料・情報、文献当の収集・整理及びレビュー並びに既設設備の現況調査に基づき、メンテナンスを行う設備の概略設計、関連図面、施工計画、工事工程及び維持管理体制等の作成を行い、発電所全般に渡る維持管理補修計画を作成する。維持管理補修計画は、単に機器、設備の補修計画に留まることなく、維持管理のための人材育成計画、財務的規律を確保するための財務管理計画等も考慮に入れて検討する。

更に、現発電所の環境に対する配慮を考慮に入れ、粉塵による大気汚染対策、今後 10 年利用可能な灰捨場の拡張可否についての調査及び経済的な観点から見た効果についても検討した結果を反映させる。

(2) 維持管理補修費用の積算

維持管理補修計画を基に、外貨分及び内貨分に分けた工事費の算出、実施計画に基づいた年度別の資金展開計画の策定等を行いメンテナンスに係る費用を積算する。

(3) 経済財務分析

維持管理補修計画に関して、経済的内部収益率 (EIRR)、財務的内部収益率 (FIRR) 及び感度分析を行う。また、同分析に基づき、必要となる O&M 費用をカバーするために必要な将来的な財務状況 (損益、資産、資金収支等を含む) の分析を行う。

(4) 総合評価及び提言

本調査を総合評価し、問題点を分析するとともに改善すべき事項、特に粉塵による環境汚染の現状、防止、再利用の検討、あるいは水の再利用調査等、今後必要と考えられる環境配慮に対する課題について整理し、提言としてまとめる。

(5) 技術移転セミナー

策定した維持管理補修計画に関するセミナーを開催し、カウンターパートに対して技術移転を行う。

第 2 章

モンゴル国の経済状況

第2章 モンゴル国の経済状況

2.1 政治・経済的背景

1990年のソビエト連邦と COMECON の崩壊以降、モンゴル国は政治的にはそれまでの一党支配の社会主義体制から複数党による民主主義的政体へと移行し、また経済的には計画経済から市場経済への移行の途上にある。このため価格、貿易、為替レート等の自由化や、各産業セクターの民営化あるいは改革等の自由化政策を推し進めてきている。

一方西側諸国は、ソビエト連邦撤退の穴を埋めるように、モンゴル国の1992年の民主化に呼応して、IMF、世界銀行、アジア開発銀行等の援助機関を通じて、あるいは二国間援助により、同国の市場経済化への協力を現在に至るまで行ってきた。これにより90年代初頭の経済危機を脱し、マクロ経済的な安定をある程度得つつあるが、市場経済による自立的かつ持続的な経済発展のためには多くの課題が山積している。

2.2 経済状況

2.2.1 経済の基本構造

モンゴル国の面積は1,564千km²、人口は2000年末時点で2,408千人であり、人口密度は1.5人/km²強である。この内、約57%の1,377千人は都市部及び地方村落に居住しており、残りの1,031千人は遊牧地での生活を送っている。

首都ウランバートルには787千人が居住しており、これは全人口の30%強にあたり、極端な一極集中となっているため、首都の機能維持とインフラ整備、居住者の近代的な消費生活の維持が大きな経済的な課題となっている。

また、国民の35%強が貧困状態にあるとされており、貧困解消も重要な課題である。

国内総生産から見た産業構造は、農牧畜(34%)と商業(23%)で60%近くを占めており、鉱業と製造業は14%である。

電力・熱・水供給を含む鉱工業生産高で見ると、石炭採掘は6%で、主に電気・熱生産の原料として重要な産業となっている。電気・熱供給も16%を占めており、モンゴル経済の生活・産業基盤として重要な位置を占めていることが分かる。

2.2.2 経済状況の推移

モンゴル国の2000年末時点での経済規模は、国民総生産で1兆450億Tug(暫定値)であり、円換算でほぼ1,000億円に相当する。

また貿易規模は輸出で5億2百万ドル、輸入で6億3千200万ドルとなっており、モンゴル経済の貿易依存度は極めて高い。

1990年から2000年までのモンゴル経済の変化(主要経済指標)は、Fig. 2.2-1に示されるように、国民総生産は民主化が始まった1990年より1993年まで大幅に減少したが、1994年より回復に向かい、工業、農牧畜ともにほぼ順調に成長が続いている。なお、農牧畜が2000年に大幅に減少しているのは雪害による350万頭にも及ぶ家畜の死亡によるものである。

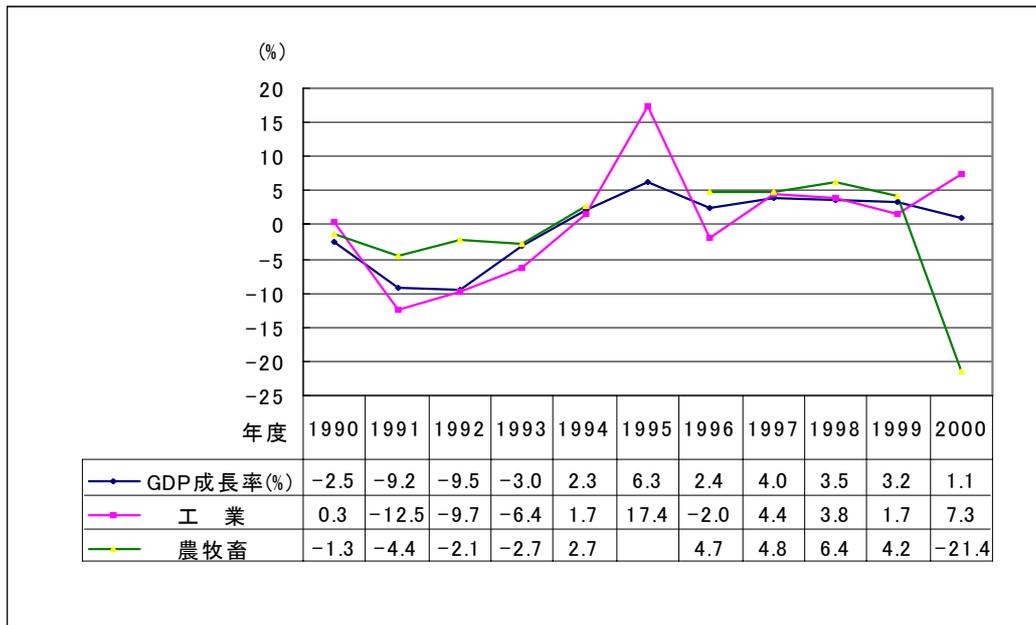
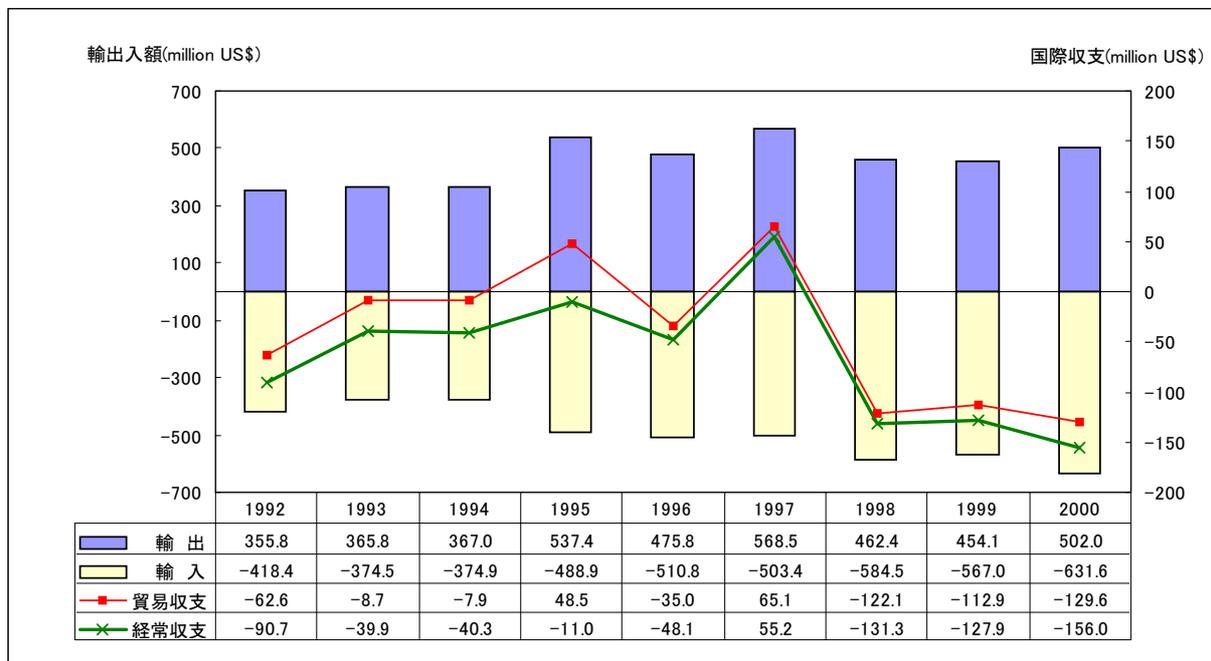


Fig. 2.2-1 実質 GDP 成長率

(出所：モンゴル国財務経済省)

一方、国際収支は Fig.2.2-2 に示されるように、貿易収支・経常収支（政府移転収支を除く）ともにほぼ恒常的に赤字となっており、国際援助機関や援助国による資金協力あるいは対外借入などで、国際収支の均衡が図られているものの、対外債務残高も年々増え続けている。



(経常収支は政府移転収支を除いたもの)

Fig. 2.2-2 国際収支

(出所：モンゴル国財務経済省)

1990年以降国民総生産やインフレ率を見る限りでは安定しつつあるが、恒常的な赤字体質の貿易構造と輸出入主品目の国際価格に対する脆弱性がモンゴル経済の大きな不安定要因となっている。また、近年マクロ的な安定を得つつあるが、これは国際社会からの支援によるところが大きく、今後自立的な発展を遂げるためには多くの課題が山積している。

モンゴル政府の財政状況を Fig.2.2-3 により見てみると、2000年末時点においても財政支出が GDP 比で約 40%と同国経済において極めて大きな比重を占めていることが分かる。これまで歳出増加の抑制に努めてきてはいるが、税収では十分には賄いきれず、財政赤字を主に海外からの政府借入に頼っている。

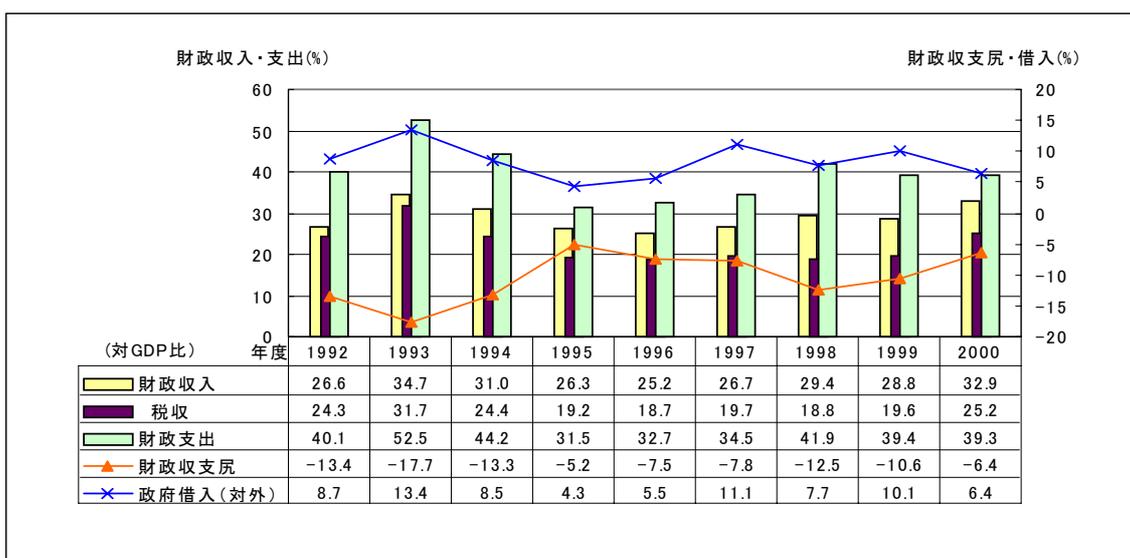


Fig.2.2-3 財政状況

(出所：モンゴル国財務経済省)

同政府の経済運営の主要目標のひとつとしてインフレの抑制と Tug の為替レートの安定のため金融・財政引締め政策を採ってきている。引締め政策は、インフレ抑制にも効果を発揮してはいるが、エネルギーセクターで見られるように、政府機関の企業に対する未払い問題を生じており、このことがまた企業間の未払い問題（三角債）にもつながっている。

第 3 章

モンゴル国の電力・熱エネルギーセクター状況

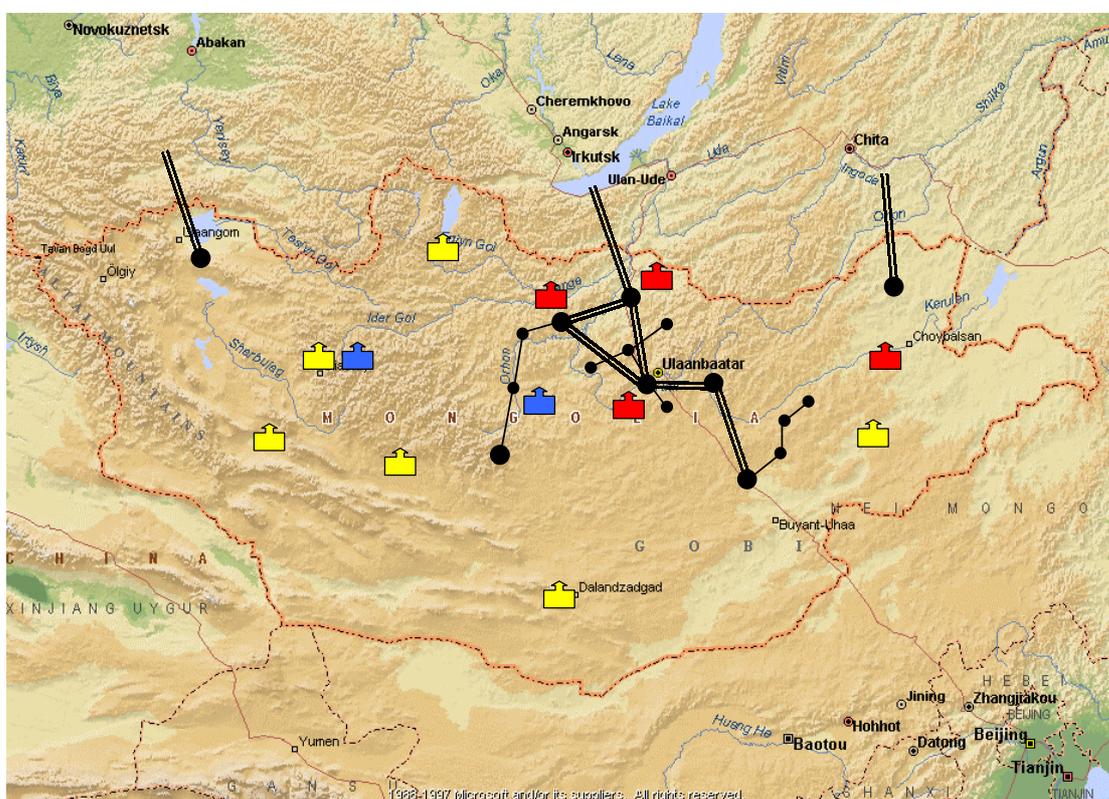
第3章 モンゴル国の電力・熱エネルギーセクター状況

3.1 産業組織と電力・熱エネルギーセクター改革

3.1.1 産業組織

モンゴル国の電気・熱エネルギーセクターは、現在（2001年10月調査時点）インフラ省（Ministry of Infrastructure）の監督の下、国有企業により運営されている。電力系統は、首都のウランバートル市、製鉄のダルハン市、銅山のエルデネット市、炭鉱のバガヌール市を含む中央系統、チョイバルサン市を中心とする東部系統、ロシアより常時供給を受けている西部地域の西部系統の3大電力系統があり、各々国有企業が電気・熱事業を実施している。

これらの電力系統と接続されていない地方では、各県（アイマグ）や郡（ソム）のアイマグ・ソムセンターにおいて公営としてディーゼル発電を行っている。なお、各電力系統は連繫されていない。



Power Grid in Mongolia

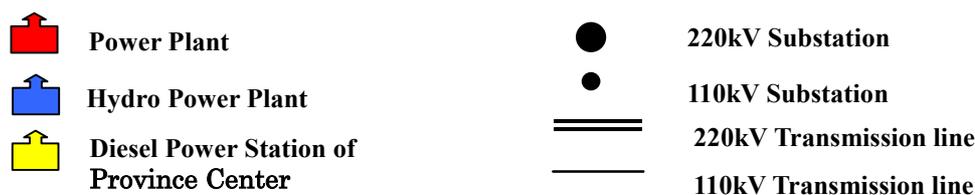


Fig. 3.1-1 モンゴル電力系統図

最大の系統である中央電力系統には、首都にウランバートル第2火力発電所（TES2：21.5 MW）、第3火力発電所（TES3：148 MW）、第4火力発電所（TES4：540 MW）があり電気・熱の併給を行っており、また、ダルハンにはダルハン発電所（48MW）、エルデネットにはエルデネット発電所（28.8 MW）があり、合計設備出力は786.3 MWとなっている。

東部系統は、チョイバルサンにチョイバルサン発電所（36 MW）があるが、西部系統はロシアから受電しており、緊急用にディーゼル発電所を待機させているのみである。モンゴルの電力設備出力合計は、2000年に運開した南部のゴビ地方にあるダランザドゥガドゥ発電所（6 MW）を加えると828.3 MWとなる。

3.1.2 電力・熱エネルギーセクター改革

2001年4月、モンゴル国政府は市場経済原理に基づく根本的な改革を行なうため、新エネルギー法を施行した。これによりEAは解体され、上述したように市場経済に基づいたエネルギーセクターの改革の基盤がほぼ整備されることとなった。しかしながら、EAは機能を限定されながらも存続することとなっており、2001年1月に出された民営化方針（Privatization Guidelines for 2001-2004）によると、これまでに累積したエネルギー売上金の売掛金・買掛金の回収に当るものとしている。

なお、上記の民営化方針によると、エネルギーセクターに関しては2段階でセクター改革を実施するものとしている。第1段階として、現行の経営・生産システムを市場原理に沿った営利的なものに変革するために下記方策を採るものとしている。

- ① 新エネルギー法に基づき、EAのこれまでの機能のうち規制業務を切離し、独立の規制機関に移譲する。
- ② エネルギー生産・流通事業体を営利会社に変革する。
- ③ 発電会社から修理・保守セクションを切離し民営化する。
- ④ EAを売掛・買掛金回収のための組織に改編する。

この方針に基づき2001年8月の政令で下記の国営会社が株式会社化された。但し、調査時点ではこれら株式会社は100%政府保有のままである。

- － 発電関係 : TES2・TES3・TES4、エルデネット発電所、ダルハン発電所、ダランザドゥガドゥ発電所
- － 熱生産関係 : バガヌール HOB (heat only boiler)、ナライハ HOB
- － 送電関係 : 中央地域送電会社、東部地域送電会社、西部地域送電会社
- － 配電関係 : ウランバートル配電会社、エルデネット・ブルガン配電会社、ダルハン・セレンゲ配電会社、バガヌール・東南部配電会社
- － 熱供給関係 : ウランバートル熱供給会社、ダルハン熱供給会社
- － 給電指令 : National Dispatching Center

3.2 電力需給

TES4 が供給範囲としている中央系統の電力需給の推移を Table 3.2-1 に示す。

Table 3.2-1 中央系統電力需給推移(単位 : GWh)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
発電電力量(発電端)	3,348	2,722	2,612	2,481	2,523	2,628	2,614	2,720	2,574	2,740	2,871
所内損失	534	626	525	552	562	598	579	608	532	628	640
所内損失率	16%	23%	20%	22%	22%	23%	22%	22%	21%	23%	22%
発電電力量(送電端)	2,841	2,096	2,087	1,929	1,961	2,030	2,035	2,112	2,042	2,112	2,231
輸入電力量	228	84	99	198	215	381	383	376	356	195	184
輸出電力量	76	33	68	53	60	28	69	42	60	59	25
送電端供給量	2,966	2,147	2,118	2,074	2,116	2,383	2,349	2,446	2,337	2,248	2,390
送配電損失	323	340	287	289	262	598	413	507	823	549	
送配電損失率	11%	16%	14%	14%	12%	25%	18%	21%	35%	24%	
販売電力量	2,643	1,807	1,831	1,785	1,854	1,785	1,936	1,939	1,514	1,699	
販売電力量伸び率		-31.6%	1.3%	-2.5%	3.9%	-3.7%	8.5%	0.2%	-21.9%	12.2%	
最大電力	530	524	481	468	464	477	488	506	512	499	526
最大電力伸び率	-10.2%	-1.1%	-8.2%	-2.7%	-0.9%	2.8%	2.3%	3.7%	1.2%	-2.5%	5.4%

(出典 : インフラ省「2000 地方電化マスタープラン」及び「Capacity Building in Energy Planning」)

市場経済化を目指し始めた 1990 年の発電電力量 (送電端) 2,841GWh に対し 2000 年では 2,231 GWh で 80%程度にしか回復していない。これからソビエト連邦の支援がなくなったことによる経済基盤の崩壊と社会主義時代の大需要家であったソビエト軍の撤退の影響が如何に大きなものであったかがよく分かる。

また、所内損失と送配電損失が極めて高いまま推移してきており、設備の老朽化や技術的な要因の他に、特に送配電損失については近年異常に高くなっており、不十分なビリングや盗電といったことも原因のひとつとして考えられる。

Fig. 3.2-1 より電力供給元 (電力量ベース) の構成を見ると、2000 年時点で TES4 が全需要の 63%を賄っており、同発電所の重要性が分かる。なお、ロシアからの電力輸入は 8%を占めている。

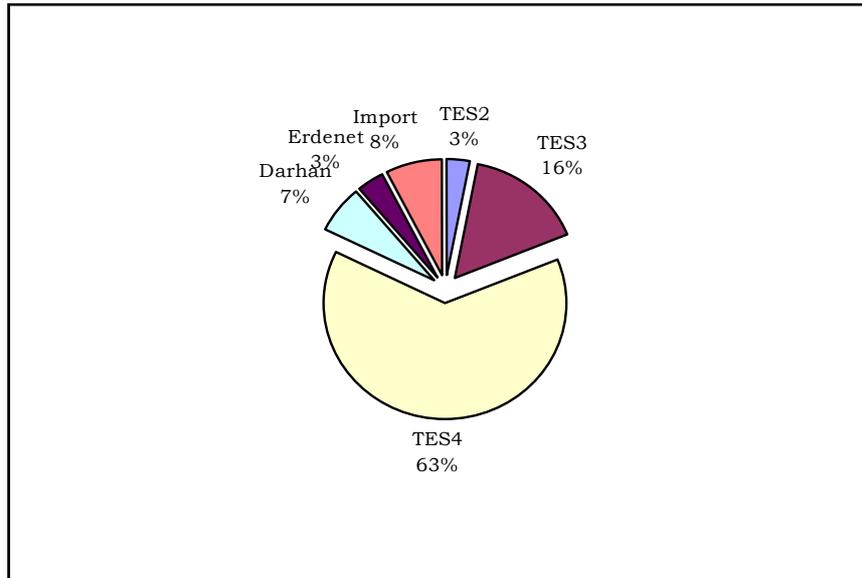


Fig. 3.2-1 中央系統電力供給構成（2000年時点）

（出典：TES4）

3.3 熱需給

主要都市では電熱併給あるいは熱専用の供給設備が熱を供給しており、首都のウランバートルでは、TES2、TES3、TES4の各発電所が行っている。

2000年時点でのウランバートルの熱供給構成（温水・蒸気合計）をFig. 3.3-1より見ると、TES4が64%占めており、熱供給の分野においてもTES4が重要な位置を占めていることが分かる。

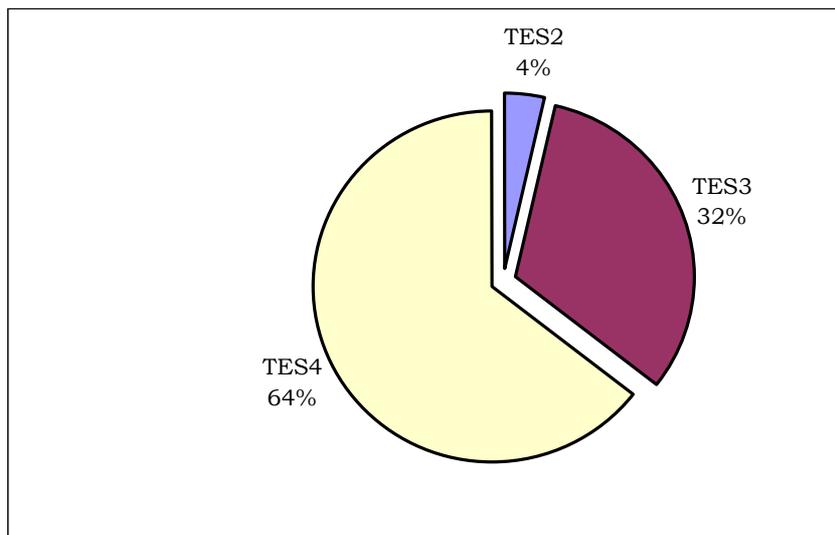


Fig. 3.3-1 ウランバートル熱供給構成

（出典：TES4）

3.4 電力・熱料金

3.4.1 電力・熱料金水準推移

1960年より1990年に至る約30年間、電気料金は電灯用0.35 Tug/kWh、工業用0.18 Tug/kWhといたったように、熱も含めエネルギー料金は名目的な料金のみ課されてきた。1991年以降のエネルギー料金の推移をTable 3.4-1とFig. 3.4-1に示す。

Table 3.4-1 エネルギー価格推移（名目ベース）

	unit	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Coal	Tug/ton	88	208	1,925	2,688	2,688	3,346	5,991	7,220	7,191	8,338
Oil	Tug/ton	1,260	6,560	47,240	58,459	67,500	77,876	94,796	98,000	111,575	123,000
Elec.	Tug/MWh	382	983	8,466	15,000	15,000	16,520	33,480	38,000	38,000	45,000
Heat	Tug/Gcal	87	175	577	1,232	1,232	1,475	2,739	2,880	2,880	5,000

（出典：ADB 報告書・ERA）

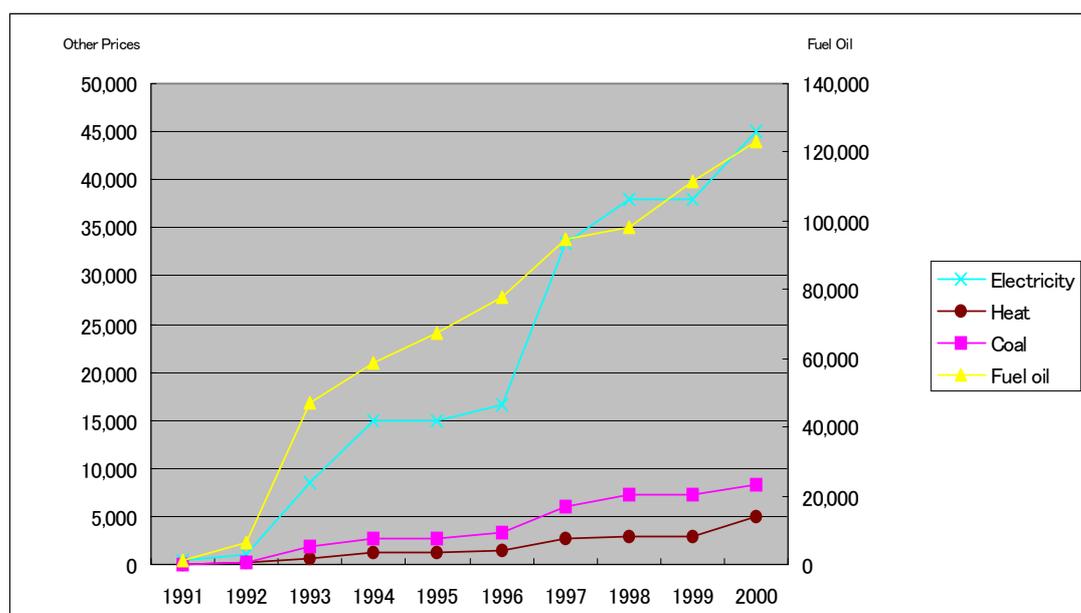


Fig. 3.4-1 エネルギー価格推移（名目ベース）

3.4.2 料金設定メカニズム

これまで、各発電所はEAの事業所、すなわち生産設備単位であったため、各発電所の料金は、卸売価格というよりは内部取引価格として、需要者価格（小売価格）や各発電所の生産費、地方電化経費等を勘案して決定されていた。このため、各発電所の経営努力を促進するものとはならず、また将来の設備維持・発展に必要な内部留保の蓄積もなされてこなかった。

2000年時点での各発電所の卸売価格と生産原価を Table 3.4-2 に示す。なお、平均小売価格は電力 45 Tug/kWh、熱 5,000 Tug/Gcal であった。

Table 3.4-2 発電所別卸売価格・生産原価

	電 力 (Tug/kWh)		熱 (Tug/Gcal)	
	卸売価格	生産原価	卸売価格	生産原価
TES2	28.40	22.98	2,603.6	5,936.7
TES3	31.76	25.36	3,058.6	5,065.0
TES4	19.76	16.02	2,603.6	5,041.6
ダルハン	28.05	20.01	1,393.8	4,073.3
エルデネット	38.62	31.80	3,253.9	4,461.2

(出典：TES4)

1997年9月より自動料金調整メカニズムが導入されたが、各発電所は4半期毎にこれに基づき ERA へ料金改定を申請することになっているものの、このメカニズムに基づく料金改定はほとんど行われていない。料金算定式は、石炭・重油の価格上昇と、消費者物価、Tug の為替変動を反映したものになっている。

現在 ERA は、自動料金調整メカニズムに代わる新しい料金設定方式を、2002年より適用すべく検討中である。この方式は「暫定的方式」と称され、これまでの政策料金から原価主義への移行を目指し、原価の回収と適正な事業報酬の確保を図ることとしている。原価は過去3年間の実績に基づくものとし、また事業報酬はレートベース方式が採られ、事業資産に資本構成に応じた加重平均利子（利益）率を乗じたものを報酬額としている。

3.4.3 料金回収メカニズム

2000年10月から、需要家から回収した売上金の全額が一旦各発電所に入金され、その後、各発電所が各 EDO/HDO 等に諸経費を支払う形を取っている。但し、エルデネット地区については従来の EA 経由のままとなっており、エルデネット銅山の未払いに加え、EA がエネルギーセクターに課される売上税を売上回収金の中から支払ってしまうため、TES4 に入金される金額はわずかなものとなり、売掛金問題の根本的な解決には至っていない。

さらに、バガヌール地区でも TES4 の炭鉱への石炭代未払いによる炭鉱側の電力料金不払いもあり、石炭代と電力料金との相殺が行なわれたりしている。また、政府各省庁や政府が所管する学校・病院などにも電気・熱料金の未払いがあり、四半期毎に関連企業と財務経済省・国税庁が協議して納税額との相殺により、国家財政引締めによる政府の資金不足に対処しようとしている。

売掛・買掛問題は累積額が膨大であり、また関連機関が電力・熱事業者のみならず、EA・政府機関・炭鉱会社や、銅山会社を初めとする料金未払い企業等、モンゴル経済の広範囲に及ぶため、この問題を解決するには個々の企業では不可能であり、まだまだ時間がかかりそうである。現時点では、今後どのような料金回収方法となるか不明だが、各エネルギーセク

ターの企業が株式会社化したことにより、各発電所が送電会社に売電し、送電会社は各 EDO に売電する方式となり、料金回収もこれに応じた方法を検討中とのことである。