

第 3 章

モンゴル国の電力・熱エネルギーセクター状況

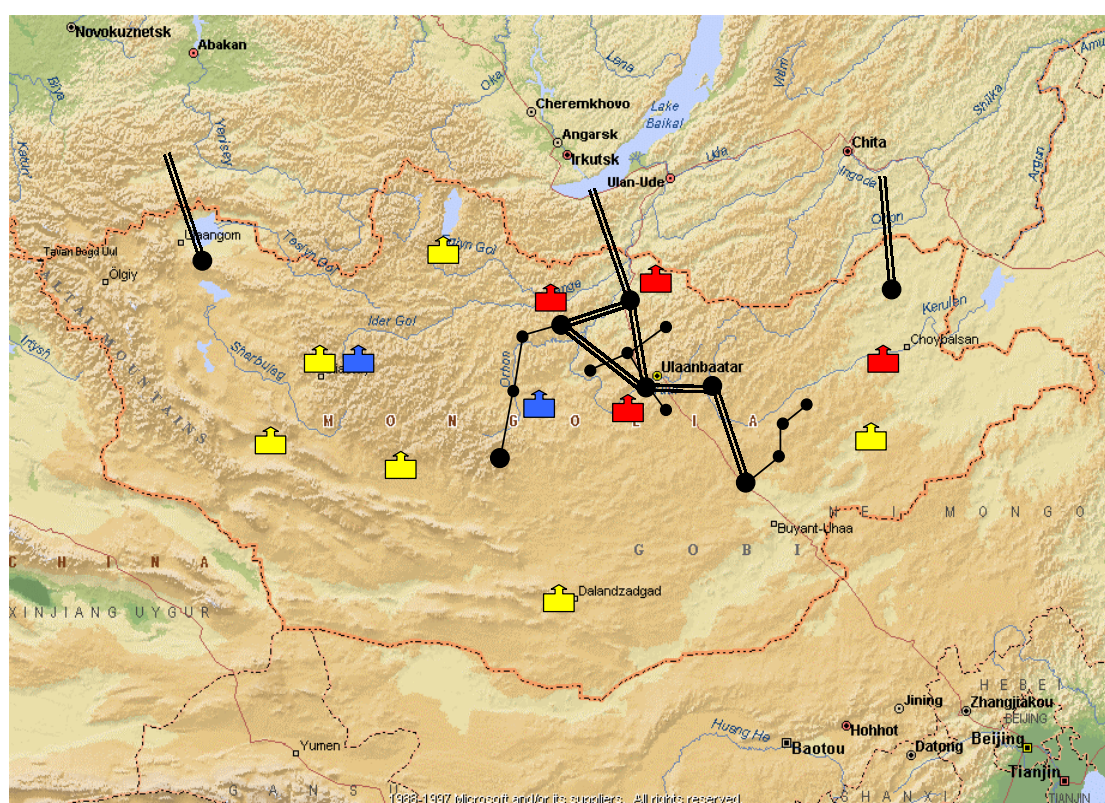
第3章 モンゴル国の電力・熱エネルギーセクター状況

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

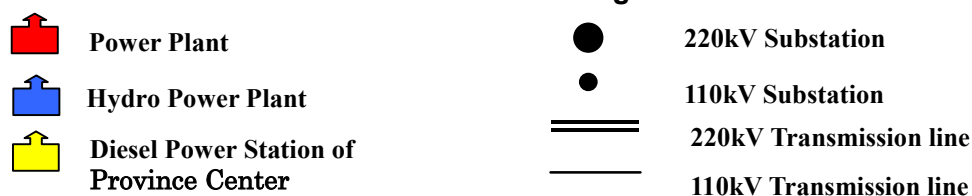


Fig. 3.1-1 モンゴル電力系統図

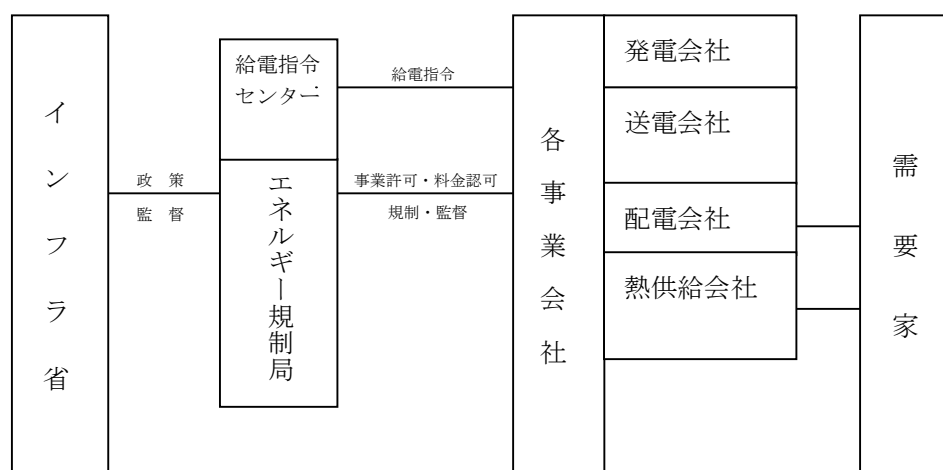
最大の系統である中央電力系統には、首都にウランバートル第2火力発電所（TES2：21.5 MW）、第3火力発電所（TES3：148 MW）、第4火力発電所（TES4：540 MW）があり電気・熱の併給を行なっており、また、ダルハンにはダルハン発電所（48MW）、エルデネットにはエルデネット発電所（28.8 MW）があり、合計設備出力は786.3 MWとなっている。

東部系統では、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。モンゴル国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大電力系統の発電所は全て石炭火力であり国内炭を使用している。起動用等の重油やディーゼル発電所のディーゼル油は全てロシアからの輸入に依存している。

また、石炭火力のため負荷追従機能が限られており、中央系統はピーク需要対応のためロシアから電力を輸入している。

これらの発電所が生産する電気は送電会社を通じて各配電会社(EDO)に供給され、また、熱については熱供給会社(HDO)に供給される。発電・送電・配電および熱供給事業に対し、エネルギー規制局(Energy Regulatory Authority: ERA)がエネルギーセクターの監督官庁であるインフラ省（インフラ開発省を改称）の政策を受けて、事業許可、料金認可など監督・規制を実施することとなっている。



3.1.2 電力・熱エネルギーセクター改革

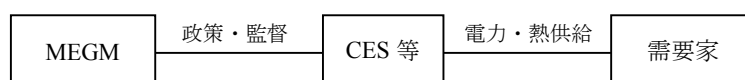
モンゴル政府は同国経済の市場経済化の一環として電力セクター改革に長年取り組んできている。この間様々な機構改革がなされてきたが、2001年4月の新エネルギー法により、発送配電・給電・供給のアンバンドル化を明確にし、各々の事業を実施するにあたり事業許可の取得を義務付けている。

併せて、これまでのエネルギー庁(EA)に代わり、同年6月にエネルギー規制局(ERA)を設立し電気・熱事業の監督・規制に当らせ、またEA下で運営されていた各発送配電国営企業(State Owned Enterprise: SOE)を独立させた。同じくEAの下で運営されていた給電・送電業務も独立させ、各々給電指令センター(National Dispatching Center)、送電会社を設立した。

同年8月にはエネルギーセクターの国営企業18社を株式会社化する旨の政令が出された。これにより、エネルギーセクター市場経済化のための法的・組織的な基盤が一応整えられたものと言える。しかしながら、現在のところ株式は100%政府が保有しており、株式会社ではあるが国有であるため、どの程度経営の独立性を確保できるかは今後の大きな課題である。

これまでの主なセクター改革の変遷を見ていくと次の通りである。

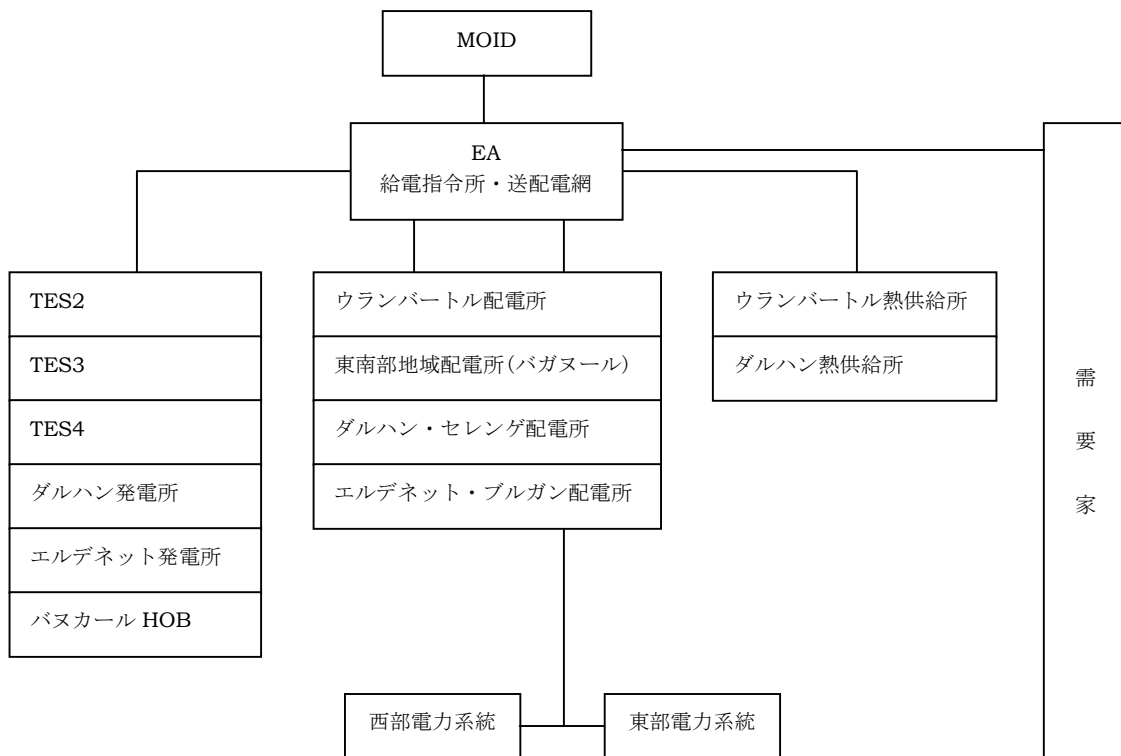
1996年以前には、当時のエネルギー・地質・鉱山省(MEGM)の監督の下、中央電力系統(CES)等各系統毎の国営事業体が直接に発送配電・熱供給事業を一貫的に行っていた。



1996年にエネルギー法が施行され、CES等に代わり新たにエネルギー庁(EA)が設立された。EAはCES等が保有する主要な電力・熱供給設備を引継ぐこととなり、3大電力系統全ての運営にあたることとなった。

組織的にはEAは各現業事業体の親会社となり、各事業体はEAの子会社的な位置付けとされ、国営企業として独立採算により供給コストを賄う経営を目指すこととなった。これによりEAは6つの主要火力発電所、4つの配電会社、2つの熱供給会社を保有・監督することとなった。

なお、流通網と給電指令はEAが直接運営していた。また、MEGMも改組され、新たに設立されたインフラ開発省(MOID)がEAを監督することとなった。



以上の改革に伴い、市場経済に適合した事業運営を行なうため、EA はこれまで採られてきたソビエトの会計システムに代わり、国際会計基準(IAS)に準じた会計システムを採用することとした。

また、より現実的な原価を反映した料金水準とするため、財務省承認の係数に基づき固定資産の再評価がなされた。EA の財務状況改善のため、1996年9月には電気・熱ともに60%の料金値上げを実施し、続いて1997年1月には電気28%、熱13%、同年5月から7月にかけて電気15%、熱80%の値上げを実施し、1996年のエネルギー法が目標とした供給原価と妥当な利益を賄うに十分な収入確保に努めた。

さらに、現実的な料金水準維持のため1997年9月より自動料金調整メカニズムが導入され、1998年には Tug の為替安を反映した20%強の料金値上げが実施された。その後政治的配慮により値上げは行われなかったが、2000年12月になって電気14%、熱35%の値上げがなされた。しかしながら、電気部門の黒字に対し熱部門の赤字のため、EA 全体としては赤字体質の改善はできなかった。

また、各国営企業は独立採算といいながらも、生産計画・料金・予算・売上金回収・人事等の重要経営事項について、EA あるいは政府の意向に従わざるを得ず、自主性を持つことができなかった。

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 発送電会社から修理・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

以上の第1段階は、法的・組織的には現時点までにほぼ完了したものである。

しかしながら、各会社の個々の経営や各会社間の取引関係については、市場経済原理と営利に基づいた変革が今後の大きな課題である。また、EA が担当するものとされている各会社間・政府機関および石炭会社等に累積する膨大な売掛・買掛金問題も重大な経営課題として積み残されたままである。

セクター改革第2段階として、第1段階で設立した国有発電・配電会社の段階的な民営化を実施することとしており、入札により戦略的投資家に売却することとしている。なお、送電会社・給電指令センターについては国有のまま存続させるものとしている。

調査時点では、下記の会社が民営化のリストに挙げられている。

- － TES2
- － TES3
- － ダルハン発電所
- － エルデネット発電所
- － バガヌール HOB
- － ダルハン・セレンゲ配電会社
- － エルデネット・ブルガン配電会社

今後エネルギーセクターへの外資参入も考えられており、またロシアと中国間の石油・天然ガスパイプライン・電力輸送等のモンゴル経由計画もあり、これらの今後の動向によっては、同国のエネルギーセクターに大きな影響を与える可能性がある。

また、現在探査レベルにある石油開発も、その産出量によっては大きな影響を与えることになるものと思われる。

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「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）2,841 GWh 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）の構成は、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。

一方、供給先を見てみると、Fig.3.2-2 で分かるように 2000 年時点でエルデネット銅山が 30%強を占めており、この経営状況や電力料金の支払状況が電気事業者の経営に与える影響は大きいものがある。

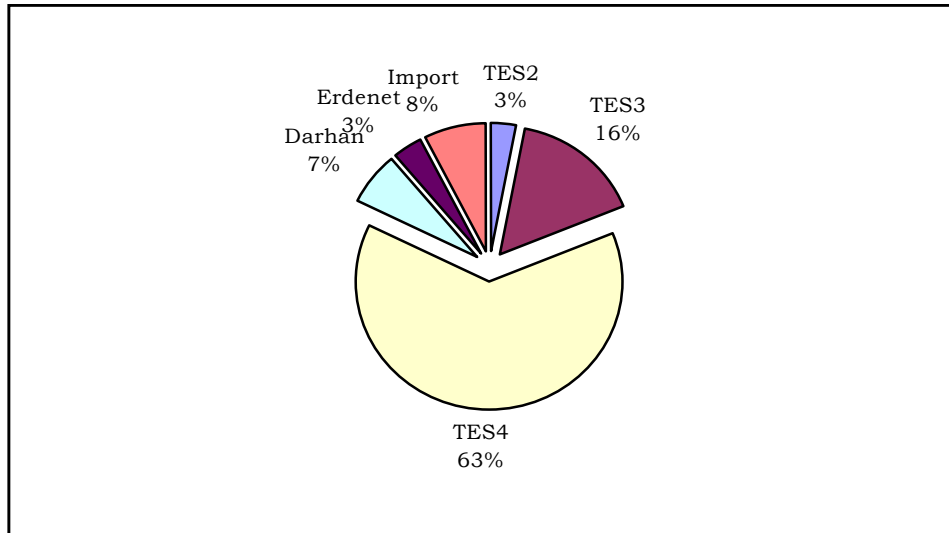


Fig. 3.2-1 中央系統電力供給構成 (2000年時点)

(出典：TES4)

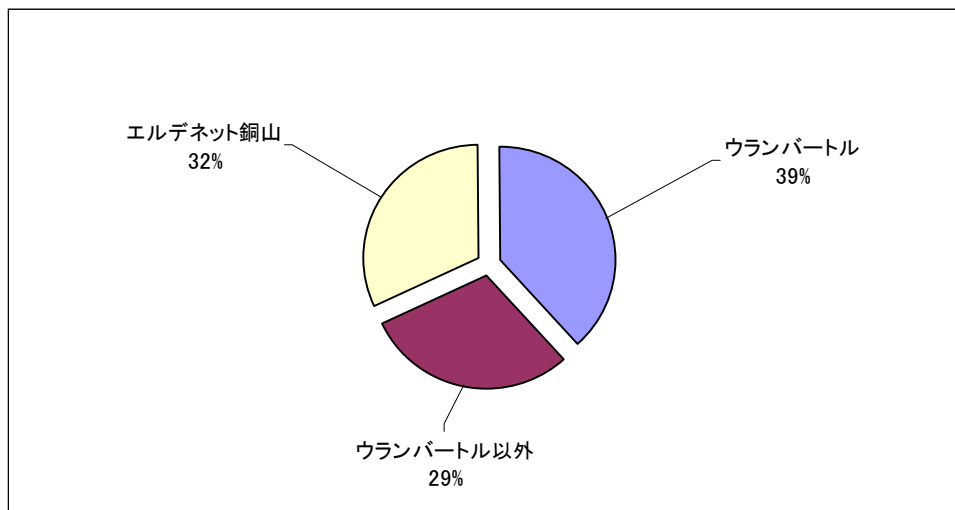


Fig. 3.2-2 中央系統供給先別電力量需要構成 (2000年時点)

(出典：インフラ省「Capacity Building in Energy Planning」)

系統運用上給電側としては、ベースロードを TES4 以外の発電所に持たせ、これでカバーしきれないベースロードとピークロードを TES4 に持たせる運用をしており、TES4 で対応できないピークロードはロシアからの輸入に頼っている。

今後の需給予想は Table 3.2-2 の通りである。同表は、今後 2020 年までの電力需要を ADB の援助による電力マスタープラン計画等により予測したものであり、この電力需要の伸び率（平均値）は 2.3% と高い予測がされている。この需要予測には TES4 の改修工事の効果（最大電力供給量予測：2,270GWh）が取り込まれているが、今後もロシアからの電力輸入は必要となり、また既設発電所の廃止（TES2、TES3）を迎えることから、新規発電所の投入を新たに計画する必要があるものとしている。

Table 3.2-2 (1) 電力需給予想

FORECAST ON POWER DEMAND(POWER & ENERGY) AND SUPPLY UP TO THE YEAR 2020
case-1: without phase-II,III project

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Supply	MW	18	15	18	18	18	18	18	18	18	10	5	0
	GWh	78	63	78	78	76	76	76	76	76	42	21	0
	MW	35	58	41	67	67	67	70	70	70	60	55	40
	GWh	200	331	234	371	382	382	399	399	399	342	314	228
Supply	MW	270	315	315	320	330	340	350	360	380	380	390	400
	GWh	1,315	1,411	1,385	1,385	1,470	1,572	1,592	1,643	1,689	1,643	1,692	1,692
	MW	29	22	32	32	32	32	32	32	30	28	25	24
	GWh	147	111	162	162	162	162	162	162	152	142	126	121
Supply	MW	16	16	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
	GWh	60	60	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83
	MW												30
	GWh												150
Demand	MW		368	426	428	459	479	492	502	520	500	497	516
	GWh		1,895	1,950	1,944	2,163	2,228	2,275	2,312	2,360	2,399	2,252	2,274
	MW		488	506	512	521	531	540	550	560	570	580	593
	GWh		2,271	2,291	2,284	2,358	2,412	2,467	2,524	2,582	2,641	2,702	2,764
Demand	MW		120	80	84	62	61	58	58	50	80	96	85
	GWh		376	341	340	195	184	192	212	243	450	528	553

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Supply	MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MW	40	35	35	35	35	35	35	32	20	18	0	0
	GWh	228	200	200	200	200	200	200	200	183	114	103	0
Supply	MW	400	400	400	400	400	400	400	300	320	340	360	380
	GWh	1,692	1,692	1,692	1,692	1,692	1,692	1,692	1,692	1,692	1,692	1,692	1,692
	MW	20	15	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GWh	101	76	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Supply	MW	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
	GWh	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83
	MW	40	50	60	70	90	110	130	150	170	190	210	230
	GWh	200	250	300	350	450	550	650	750	850	950	1,050	1,150
Demand	MW	522	522	522	527	547	587	607	607	552	590	612	652
	GWh	2,304	2,301	2,300	2,325	2,425	2,525	2,625	2,725	2,808	2,839	2,928	3,025
	MW	612	623	634	646	657	669	681	693	706	719	732	745
	GWh	2,893	2,959	3,027	3,097	3,168	3,241	3,316	3,392	3,470	3,550	3,631	3,715
Demand	MW	90	101	112	119	110	94	86	182	167	142	133	106
	GWh	589	659	727	772	743	691	667	662	711	704	790	775

注：Phase-IIIは、5章で述べる将来の補修計画

Table 3.2-2 (2) 電力需給予想

FORECAST ON POWER DEMAND (POWER & ENERGY) AND SUPPLY UP TO THE YEAR 2020
case-2: with phase-II,III project

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Supply	The 2nd Thermal Power Station	MW	18	15	18	18	18	18	18	18	10	5	0
		GW h	78	63	78	78	76	76	76	76	42	21	0
	The 3rd Thermal Power Station	MW	35	58	41	67	67	70	70	70	60	55	40
		GW h	200	331	234	371	382	399	399	399	342	314	228
Demand	The 4nd Thermal Power Station	MW	270	315	315	320	330	340	360	380	380	390	400
		GW h	1,315	1,411	1,385	1,387	1,470	1,572	1,673	1,723	1,676	1,726	1,726
	Darkhan Thermal Power Station	MW	29	22	32	32	32	32	32	30	28	25	24
		GW h	147	111	162	162	162	162	162	152	142	126	121
Supply	Erdenet Thermal Power Station	MW	16	16	22	22	22	22	22	22	22	22	22
		GW h	60	60	83	83	83	83	83	83	83	83	83
	New Power Station	MW											30
		GW h											150
Demand	Total	MW	368	426	428	459	469	479	492	502	500	497	516
		GW h	1,895	1,950	1,944	2,163	2,228	2,275	2,312	2,393	2,433	2,285	2,271
	Maximum power demand	MW	488	506	512	521	531	540	550	560	570	580	601
	Energy demand	GW h	2,271	2,291	2,284	2,358	2,412	2,467	2,524	2,582	2,641	2,702	2,764
Demand	Ave. annual increase 2000 - 2020 2.3%/year	MW	120	80	84	62	62	61	58	50	80	96	85
	Import Electric Power	GW h	376	341	340	195	184	192	212	189	208	417	494

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Supply	The 2nd Thermal Power Station	MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		GW h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	The 3rd Thermal Power Station	MW	40	35	35	35	35	35	35	32	20	18	0
		GW h	228	200	200	200	200	200	200	183	114	103	0
Demand	The 4nd Thermal Power Station	MW	400	400	400	400	400	400	400	300	320	340	380
		GW h	1,862	1,998	2,134	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270
	Darkhan Thermal Power Station	MW	20	15	5	0	0	0	0	0	0	0	0
		GW h	101	76	25	0	0	0	0	0	0	0	0
Supply	Erdenet Thermal Power Station	MW	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
		GW h	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83
	New Power Station	MW	40	50	60	70	90	110	130	150	170	190	210
		GW h	200	250	300	350	450	550	650	750	850	950	1,050
Demand	Total	MW	522	522	522	527	547	567	587	607	590	612	652
		GW h	2,474	2,607	2,742	2,903	3,003	3,203	3,303	3,386	3,417	3,506	3,503
	Maximum power demand	MW	612	623	634	646	657	669	681	693	706	719	732
	Energy demand	GW h	2,893	2,959	3,027	3,097	3,168	3,241	3,316	3,392	3,470	3,550	3,631
Demand	Ave. annual increase 2000 - 2020 2.3%/year	MW	90	101	112	119	110	94	86	182	167	142	133
	Import Electric Power	GW h	419	353	285	194	165	113	89	84	133	126	212

注：Phase-IIIは、5章で述べる将来の補修計画

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 の各発電所が行なっている。

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。

今後の需給予想は Table 3.3-2 の通りである。同表は、電力需要予測と同様に熱需要の伸び率（平均値）を 2.3% と高い予測がなされているが、TES4 の改修工事の効果（最大熱供給量予測：7,660T-cal）により、量的には対応することが可能としている。

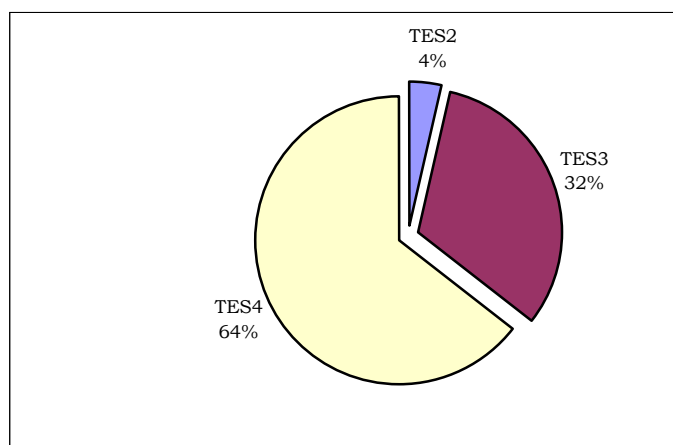


Fig. 3.3-1 ウランバートル熱供給構成
(出典：TES4)

Table 3.3-1 (1) 熱需給予想

FORECAST ON HEATING DEMAND AND SUPPLY UP TO THE YEAR 2020

case-1: without phase-II,III project

		1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Supply	The 2nd Thermal Power Station						120	120	120	120	120	120	120	120
							25	25	25	25	25	25	25	25
	The 3rd Thermal Power Station						1,096	1,096	1,096	1,096	1,096	1,096	1,096	1,096
							144	144	144	144	144	144	144	144
Supply	The 4th Thermal Power Station		2,074	2,119	2,023	2,121	2,233	2,449	2,606	2,688	2,771	2,855	2,985	3,118
			74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74
	ULAANBAATAR (Total)		3,612	3,755	3,070	3,211	3,664	3,742	3,822	3,904	3,987	4,071	4,201	4,334
			244	243	156	114	243	243	243	243	243	243	243	243
Demand	Energy demand													
	2000-2005 2.0%/year		3,856	3,998	3,226	3,325	3,907	3,986	4,065	4,147	4,230	4,314	4,444	4,577
	2005-2010 3.0%/year													
	2010-2015 2.4%/year													

		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Supply	The 2nd Thermal Power Station		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	The 3rd Thermal Power Station		1,096	1,096	1,096	1,096	1,096	1,096	1,096	1,096	1,096	1,096	1,096	1,096
			144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
Supply	The 4th Thermal Power Station		3,263	3,400	4,076	4,205	4,338	4,612	4,754	4,869	4,987	5,106	5,111	5,111
			74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74
	ULAANBAATAR (Total)		4,359	4,496	5,172	5,301	5,434	5,569	5,708	5,850	5,965	6,083	6,202	6,311
			218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218
Demand	Energy demand													
	2000-2005 2.0%/year		4,577	4,714	5,390	5,519	5,652	5,787	5,926	6,068	6,183	6,301	6,420	6,542
	2005-2010 3.0%/year													
	2010-2015 2.4%/year													

注：Phase-III は、5章で述べる将来の補修計画

Table 3.3-1 (2) 熱需給予想

FORECAST ON HEATING DEMAND AND SUPPLY UP TO THE YEAR 2020
case-2: with phase-2,3 project

			1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	
			T-cal	T-cal	T-cal	T-cal	T-cal	T-cal	T-cal	T-cal	T-cal	T-cal	T-cal	T-cal	T-cal	T-cal
Supply	The 2nd Thermal Power Station	district heating						120	120	120	120	120	120	120	120	
		industrial steam					25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
	The 3rd Thermal Power Station	district heating						1,096	1,096	1,096	1,096	1,096	1,096	1,096	1,096	1,096
		industrial steam						144	144	144	144	144	144	144	144	144
The 4th Thermal Power Station	district heating		2,074	2,119	2,023	2,121	2,233	2,449	2,526	2,606	2,688	2,771	2,855	2,985	3,118	
	industrial steam		74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	
ULANBAATAR (Total)	district heating		3,612	3,755	3,070	3,211		3,664	3,742	3,822	3,904	3,987	4,071	4,201	4,334	
	industrial steam		244	243	156	114	243		243	243	243	243	243	243	243	
Demand	Energy demand	2000-2005		3,998	3,226	3,325		3,907	3,986	4,065	4,147	4,230	4,314	4,444	4,577	
		2005-2010														
	2010-2015															
	2015-2020															
gross distributed heat																
T-cal																

			2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
			T-cal	T-cal	T-cal	T-cal	T-cal	T-cal	T-cal	T-cal	T-cal	T-cal	T-cal	T-cal	T-cal	T-cal
Supply	The 2nd Thermal Power Station	district heating														
		industrial steam														
	The 3rd Thermal Power Station	district heating		1,096	1,096	1,096	1,096	1,096	1,096	1,096	1,096	1,096	1,096	1,096	1,096	1,096
		industrial steam		144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
The 4th Thermal Power Station	district heating		3,263	3,400	4,076	4,205	4,338	4,473	4,612	4,754	4,869	4,987	5,106	5,225	5,344	
	industrial steam		74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	
ULANBAATAR (Total)	district heating		4,359	4,496	5,172	5,301	5,434	5,569	5,708	5,850	5,965	6,083	6,202	6,321	6,440	
	industrial steam		218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	
Demand	Energy demand	2000-2005		4,577	5,390	5,519	5,652	5,787	5,926	6,068	6,183	6,301	6,420	6,542	6,657	
		2005-2010														
	2010-2015															
	2015-2020															
gross distributed heat																
T-cal																

注：Phase-III は、5 章で述べる将来の補修計画

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）

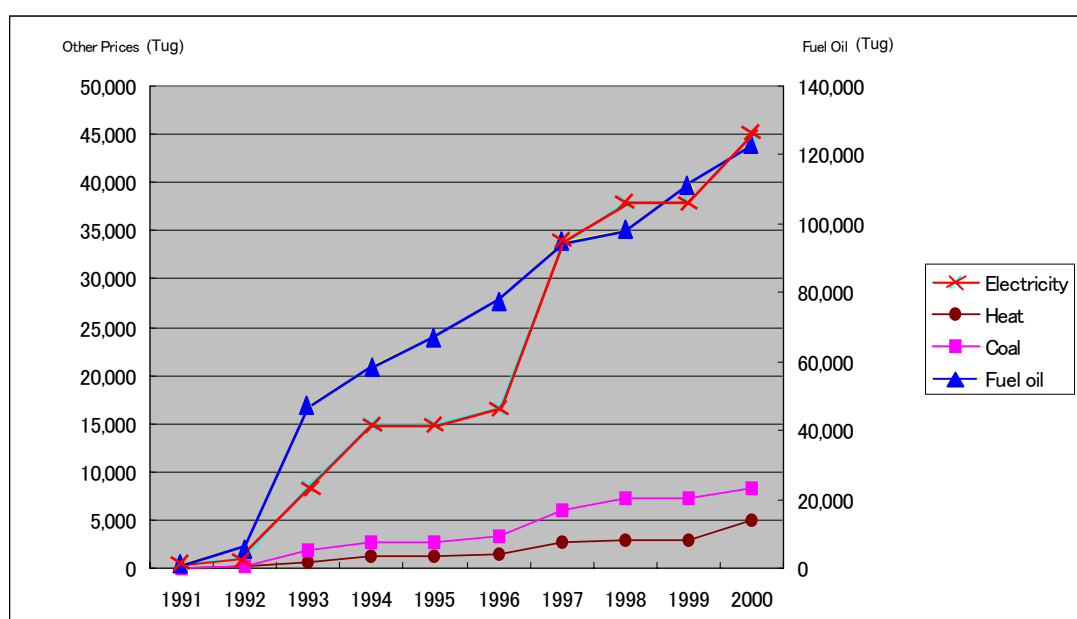


Fig. 3.4-1 エネルギー価格推移（名目ベース）

上記の Fig. 3.4-1 は Table 3.4-1 をグラフ化したものであるが、この名目エネルギー価格推移をインフレ率と各価格の変動率を考慮して、1991年を基準年とした実質ベースに置き換えたものが Table 3.4-2 であり、指数化したものが Fig. 3.4-2 である。

Table 3.4-2 エネルギー価格推移（1991年基準実質ベース）

	unit	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Coal	Tug/ton	88	49	160	134	88	75	112	127	115	124
Oil	Tug/ton	1,260	1,542	3,923	2,921	2,200	1,755	1,773	1,729	1,790	1,825
Elec.	Tug/MWh	382	231	703	750	489	372	626	671	610	668
Heat	Tug/Gcal	87	41	48	62	40	33	51	51	46	74

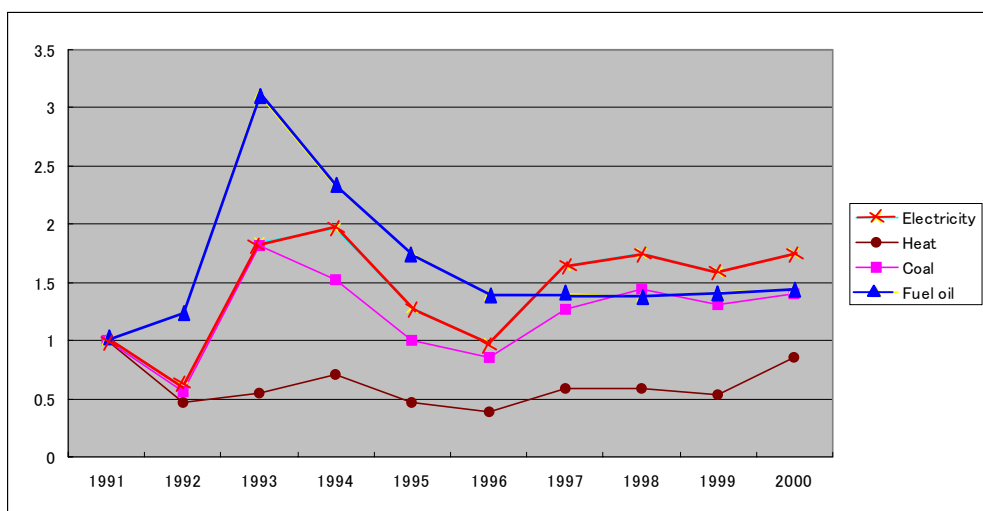


Fig. 3.4-2 エネルギー価格推移（実質ベース）

エネルギー価格を実質ベースで見ると、石炭・重油・電気は1991年に比し1993年では2～3倍に上昇したが、1997年以降は1991年の水準近くに戻りほぼ安定的に推移し、2000年には1991年のほぼ1.5倍となっている。一方、熱については、1991年に比しほぼ半分の水準で推移していたが、2000年には1991年の水準近くまで戻している。このことから、熱価格は他のエネルギー価格に比べ低く抑えられていることが分かる。

Table 3.4-3 と Fig.3.4-3 に示すように、エネルギー価格の動きを名目ドルベースで見ると、石炭は1991年に比し、1994年に約2倍に上昇した後1996年には1.4倍に下落している。1997年以降は2倍以上の水準で推移し、2000年には2.2倍に達している。

重油については、1992年には1991年に比し3.4倍と急激に上昇し、その後下落し1996年以降は2.1～2.4倍の水準で推移している。

電気については、1994年には1991年に比し2.5倍にまで上昇し、その後1.6倍にまで下落した後再び上昇し、1997年には約3倍にまで達し、2000年には2.8倍となっている。

熱については、1993年に1991年の水準の0.4倍に下落したが、この後の2年間は1991年の水準に戻し、1996年には0.6倍となっている。その後、1991年の水準に再び戻り、2000年には1.4倍の水準に達している。

上記のようにドルベースで見た場合にも、熱価格は他のエネルギー価格よりも相対的に安く、石炭・重油・電気の価格は2000年には1991年に比し2倍以上に達しているのに対し、熱は1.4倍の水準に留まっている。なお、ロシアからの輸入電力価格は年毎に下降しており、2000年には1996年の水準の約60%まで下落している。

Table 3.4-3 エネルギー価格推移（名目ドルベース）

	unit	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Coal	US\$/ton	3.4	5.2	4.9	6.5	5.7	4.8	7.4	8.0	6.7	7.6
Oil	US\$/ton	48.6	164.0	119.1	141.2	142.5	112.3	116.6	108.6	104.1	112.1
Elec.	US\$/MWh	14.7	24.6	21.4	36.2	31.7	23.8	41.2	42.1	35.4	41.0
ImportRussia	US\$/MWh						41.0	36.0	36.0	33.0	25.0
Heat	US\$/Gcal	3.4	4.4	1.5	3.0	2.6	2.1	3.4	3.2	2.7	4.6

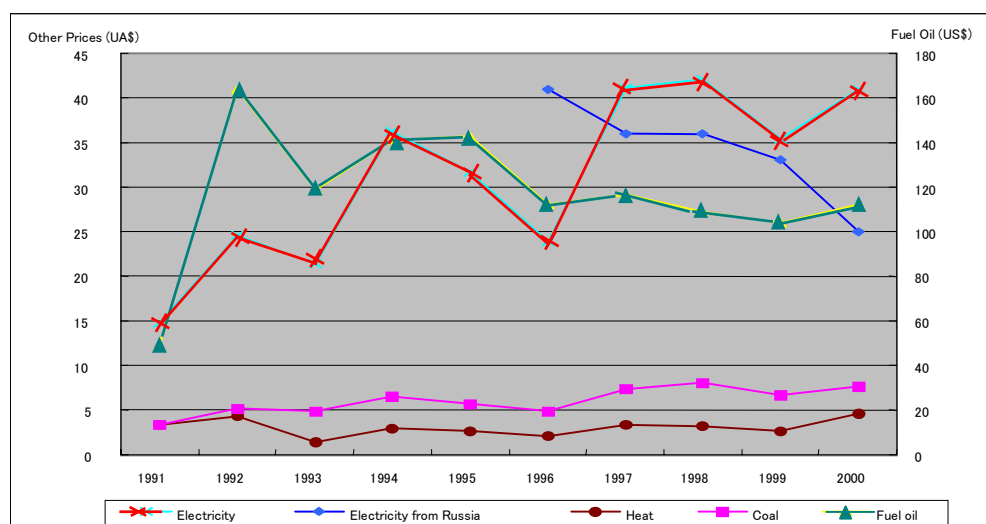


Fig. 3.4-3 エネルギー価格推移（名目ドルベース）

3.4.2 料金設定メカニズム

これまでは、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 3.4-4 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 3.4-4 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、インフラ省の省令によると各発電所は 4 半期毎にこれに基づき EA（現在は ERA）に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。自動料金調整メカニズムによる料金算定式は、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、エネルギー価格に市場原理を導入するための第一歩と位置付けられており、これまでの政策料金から原価主義への移行を目指している。これにより、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。原価については過去 3 年間の実績に基づくものとし、また事業報酬について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

1999年までは、各 EDO/HDO が需要家から回収した売上金は一旦 EA に入金され、EA の裁量により金額が各発電所等に配分された。しかし、この配分額は実際の販売額より少なかったため、売掛金の問題が生じることとなった。EA は、モンゴル全体の電力・熱事業に関する責任を持っていたため、地方への補助金等に上記の差額が使用されていた。

2000年より、EA 経由の方式を改めることとなり、各 EDO/HDO が直接各発電所に回収した売上金を支払うこととなった。しかし、現実には販売額の全額が支払われることはなく、各 EDO/HDO の資金繰り等に使用されたため、売掛金の問題が累積することとなった。

2000年10月からは、各 EDO/HDO から直接各発電所に回収された売上金が支払われることでは同じであるが、これまでとは異なり、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るようになった。但し、エルデネット地区については 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。

なお、バガヌール地区に見られるように 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。なお、2001年9月に財務経済省・インフラ省・国家資産委員会とエネルギー関連企業18社が売掛・買掛の相殺に関する協議がもたれたが、最終結論には至っていないとのことである。

また、再三変更されてきた料金回収方法についても売掛・買掛問題とも深く関わっており、市場経済に則した透明性のある方法の確立が必要とされている。

現時点では、今後どのような料金回収方法となるかは未だ明確にはなっていないが、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。