

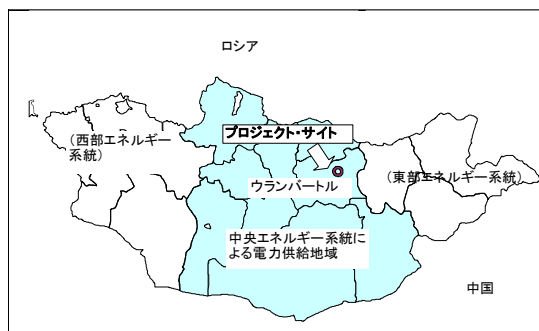
ウランバートル第4火力発電所改修事業（I）（II）

外部評価者：財団法人国際開発高等教育機構 藤田伸子

0. 要旨

本事業は、90年代初頭に旧ソ連の技術者引き揚げで危機に陥っていた第4火力発電所に対する支援であり、モンゴルにおける電力と熱の最大の供給元である同発電所の重要性を鑑みると、極めて妥当性の高い事業であったと言える。本事業によりボイラーの故障による停止が大幅に減少して稼働率が向上し、単位発電量当たりの石炭・CO₂が削減されるなど、事業効果も高い。また発電量の大幅な増加と安定的な供給により、ウランバートル市が位置する中央地域エネルギー系統全体の電力供給の信頼性向上に貢献した。同国ではエネルギー政策が過渡期にあり外部環境は流動的ではあるが、事業自体の持続性は高いと考えられる。以上より、本事業の評価は非常に高いといえる。

1. 案件の概要



(案件位置図)



(ウランバートル第4火力発電所)

1.1 事業の背景

モンゴルは面積 156 万 km²（日本の約 4 倍）、人口約 275 万人（2010）を有し、首都ウランバートルには約 124 万人（同）と全人口の 45%が集中する。モンゴルの電力・暖房・温水を供給するエネルギー系統は、主として中央系統（Central Energy System、以下 CES）、西部系統、東部系統から成り、発電量では CES が 9 割強を占める。

CES の電力供給の 73%（2010）、熱供給の 62%（同）を担うのがウランバートル第 4 火力発電所（以下、第 4 火力）である。旧ソ連の支援で建設され 1983 年から 91 年にかけて運転を開始したが、1991 年にロシアの技術者・資金が引き揚げた後、自動制御システムが機能不全に陥り発電量が低下していた。また第 4 火力で採用されていた間接燃焼方式¹は、微粉炭系統において摩擦による機器トラブルが発生しやすい上に爆発の危険性も高く、電力供給の不安定要因となっていた。さらに燃焼効率の低さから

¹ 粉砕した石炭を一時的に貯蔵し、必要な燃料をその都度ボイラーに注入する方式。直接燃焼方式は石炭を粉砕したら直ちにボイラーに注入して燃焼させる。

大量の石炭を消費するために、大気汚染物質の排出が多いことも問題となっていた。

CES では需要の一部をロシアからの輸入に頼っていたが、停電や地域熱供給用温熱水の温度低下が度々起こり、とくに需要が高まる厳冬期には市民生活及び生産活動に深刻な影響を及ぼしており、第4火力の自動制御システムの機能回復と、直接燃焼方式への転換による電力の安定供給が重要な課題となっていた。

1.2 事業概要

ウランバートル第4火力発電所において、自動制御システム、直接燃焼方式の導入、周辺機器の改修を行うことにより、設備信頼性ならびに燃焼効率の向上、及び、大気汚染物質排出削減による環境負荷の軽減を図り、もって電力及び熱水の安定供給を通じたウランバートル市の産業振興と民生の向上に寄与する。

円借款承諾額／実行額	(I) 4,493 百万円 (II) 6,139 百万円 計 10,632 百万円 ／(I)4,493 百万円 (II)6,072 百万円 計 10,565 百万円
交換公文締結／借款契約調印	(I)1995 年 10 月 20 日 (II)2001 年 2 月 15 日 ／(I)1995 年 10 月 23 日 (II)2001 年 3 月 26 日
借款契約条件	(I) 金利 2.3%、返済 30 年（うち据置 10 年）、一般アンタイド (II) 金利 0.75%、返済 40 年（うち据置 10 年）、一般アンタイド（コンサルタントは二国間タイド）
借入人／実施機関	モンゴル国政府／鉱物資源エネルギー省 ² (事業実施者:第4火力発電所)
貸付完了	(I)2002 年 4 月 23 日 (II)2008 年 7 月 23 日
本体契約	(I) Austrian Environment Sgpiwaagner-biro(オーストリア)・日商岩井(日本)(JV) (II)伊藤忠商事
コンサルタント契約	(I) (II)電源開発(株)
関連調査（フィージビリティ・スタディ：F/S）等	F/S：日本プラント協会（1991） SAPROF：JICA（1995）
関連事業	<技術協力> ・専門家派遣（1996～01、運転維持管理技術指導） ・ウランバートル市第4火力発電所改修計画支援開発調査（2001～2002） ・シニア海外ボランティア（電力分野 2002～2011）20 名 <無償資金協力> ・緊急修理用単独機材供与（1991：40 百万円） ・ウランバートル市第4火力発電所改修計画（1992：9.36 億円、1993：3.06 億円、1994：3.56 億円） ・同、第二次（1996：11.73 億円） ・フォローアップ（2007：50 百万円）

² 現在は鉱物資源エネルギー省下のエネルギー庁（詳細は 3.5.1 持続性（維持管理体制）にて後述）

2. 調査の概要

2.1 外部評価者

藤田伸子（財団法人国際開発高等教育機構）

2.2 調査期間

今回の事後評価にあたっては、以下のとおり調査を実施した。

調査期間：2010年11月～2011年12月

現地調査：2011年1月17日～1月28日、6月13日～6月17日

2.3 評価の制約

特になし。

3. 評価結果（レーティング：A³）

3.1 妥当性（レーティング：③⁴）

3.1.1 開発政策との整合性

「ミレニアム開発目標に基づくモンゴル国家開発総合政策」（2008～2021）では、エネルギーの不十分かつ不安定な供給が同国にとっての課題の一つとして挙げられており、ゴビ地域の電力需要増加も見込んだエネルギーの自給を目指していくとしている。エネルギーセクターのビジョンを示す「モンゴル電力システム統一プログラム」（2002策定、2007改訂）では、全国に発電設備を配置し電力システムを統合することにより、地方への確実な電力供給と電力輸出を目指している。

また「第2次エネルギーマスタープラン（2000～2020）」（2002）では、CESにおいて他の発電所が老朽化により2020年までの停止が見込まれる中、第4火力は2020年以降も電力と熱供給の中核を担うとしている⁵。同マスタープランは2011年11月の改訂を目指しエネルギー庁を中心に作業中であるが、改訂版においても第4火力は引き続きCESの中核的な位置付けとなっている⁶。

3.1.2 開発ニーズとの整合性

モンゴルでは、電力供給の不足を輸入で補っているが、本事業実施前の1995年には電力需要の15.3%をロシアからの輸入に依存していた。それでも停電が多く工場の生産ラインの停止など深刻な影響が出ており、また輸入に頼ることのできない熱供給で

³ A：「非常に高い」、B：「高い」、C：「一部課題がある」、D：「低い」

⁴ ③：「高い」、②：「中程度」、①：「低い」

⁵ CESにある5カ所の発電所のうち、第2火力発電所は2009年に耐用年数を過ぎ閉鎖が近いとされる。第3火力発電所も2011年に耐用年数を過ぎるため、段階的に停止し、同敷地内に新たに第5火力発電所を建設する計画がある。このため第5火力発電所が完成する（2020年予定）までの間、第4火力はこれまで以上に重要な役割を果たすことになる。第4火力のボイラーも運転開始から20～28年経過しており、ロシアの基準では寿命25年とされるが、エネルギー庁では本事業により20年寿命が延びたとして、今後も補修しながらCESの電力供給の中核として使用継続する方針（上記マスタープラン及びエネルギー庁ヒアリング（2011年1月20日））。

⁶ エネルギー庁ヒアリング。同改訂作業はADBの貧困削減日本基金の支援を受けている。

は厳冬期の暖房温度低下が深刻な問題となっていた。

今後の CES の電力需要の予測を見ても、鉱工業の伸び等を見込んで 2020 年まで年 3.2～7.7%増とされている⁷。熱の需要も、ゲル地区⁸を徐々にアパートに転換するという住宅政策により 2015 年までに 2010 年比 29.0%増の大幅な伸びが見込まれている⁹。

3.1.3 日本の援助政策との整合性

1994 年の「対モンゴル支援の基本的考え方」（外務省）では、日本は経済基盤の強化と産業の多様化に対する支援に焦点を当ててきた。第 4 回モンゴル支援国会合（1994）においても、エネルギーセクターへの支援の必要性を踏まえ、第 4 火力のリハビリへの支援を表明していた。

以上より、本事業の実施はモンゴルの開発政策、開発ニーズ、日本の援助政策と十分に合致しており、妥当性は高い。

3.2 効率性（レーティング：②）

3.2.1 アウトプット

本事業は I 期と II 期に分かれている。I 期では、8 缶のボイラーのうち 4 缶の自動制御システムの機能回復、微粉炭機を間接燃焼方式から直接燃焼方式に変更するため下表のような機器の設置が行われた。II 期では残り 4 缶のボイラーについて同様の機器更新・新設が行われたほか、発電機励磁機の更新が実施された。

I 期・II 期とも、アウトプットについてはほぼ計画どおり産出された。II 期のコンサルティング・サービスについては、1.36MM 延長となった¹⁰。

表 1 主要なアウトプット

期	計画	実績	計画との差異
I	(1)自動制御システムの機能回復（ボイラーNo.1～4） (2)間接燃焼方式から直接燃焼方式への転換(同) (3)付帯設備の改修・導入(同) (4)コンサルティング・サービス 94MM	(1)ボイラー制御装置取替、計器盤・操作盤の取替、薬液注入装置、連続ブロー制御装置、データ処理装置、運転操作トレーニング装置の取付。 (2)堅型ミル・モーター、石炭計量機、微粉炭供給配管、制御装置、通風機等の取付。 (3)ボイラー管の取替等 (4)94MM	(1)～(4)計画通り
II	(1)自動制御システムの機能回復（ボイラーNo.5～8） (2)間接燃焼方式から直接燃焼方式への転換（同） (3)付帯設備の改修・導入(同)	(1)I 期実施内容に同じ (2)I 期実施内容に同じ (3)I 期実施内容に同じ	(1)～(4)計画通り

⁷ エネルギー規制庁資料による。

⁸ 地方の遊牧民等がウランバートル市に流入し、中心市街地を取り囲むようにゲル（モンゴル遊牧民の移動式住居）や木造の住居が集中し、形成された地域。

⁹ 国家給電センター提供資料による。

¹⁰ 延長の理由は、ボイラーの管理・調整に関するアドバイスが引き続き必要であったため。

(4) 運転の安定化 (5)コンサルティング・サービス 108MM	(4)発電機磁励機取替え (5)109.36MM	(5) 計 画 比 1.36MM 増)
---	-----------------------------	------------------------

3.2.2 インプット

3.2.2.1 事業費

事業費はⅠ・Ⅱ期合計で計画 12,343 百万円だったのに対し、11,873 百万円（計画比 96%）であった。Ⅰ期では、内貨分が計画額より約 20%増加したが、為替変動により円換算では計画比 17%減となった。また上記のとおりⅡ期のコンサルティング・サービスが延長になったが、この費用は、予備費および第 4 火力自己資金で賄われ、全体としては計画内に収まった。

3.2.2.2 事業期間

事業期間は、計画 89 ヶ月に対し、実績 121 ヶ月（計画比 136%）と、計画を上回った¹¹。

Ⅰ期、Ⅱ期とも、事業完了が計画より 1 年 4 ヶ月遅れた。Ⅰ期では、調達の遅延、地中に埋設された基礎コンクリートの撤去や据付工事・試運転等に想定よりも時間を要したことが原因である。Ⅱ期では、7 パッケージ中一つ目のパッケージにおいて事前資格審査の公示から契約締結までに 1 年 3 ヶ月を要したことで、他のパッケージにも影響し全体に遅れが出た¹²。さらに据付工事も 2～3 ヶ月延長され、ボイラーの蒸気温度低下の発生により試運転期間が長引くなど様々な要因が重なり、最終的に計画を上回る期間となった。

以上より、本事業は事業費については計画内に収まったものの、事業期間が計画を若干上回ったため、効率性は中程度である。

3.3 有効性¹³（レーティング：③）

3.3.1 定量的効果

審査時に効果指標として設定されていたボイラー稼働率については概ね達成されているほか、燃焼効率や設備信頼性を示す所内率やボイラー停止回数も大幅な改善を見ている。また環境関連では、石炭および重油の使用量が削減され、省エネ効果を上げている。

¹¹事業期間の開始を LA 調印月、完成を試運転完了時とした。Project Completion Report では、コンサルティング・サービスの終了時を事業完成と定義している（実績はⅠ期 1999 年 12 月、Ⅱ期 2008 年 6 月）が、その前に試運転が終了し事実上稼働していたため。第 4 火力発電所でも、試運転までに全ての調整が終了するため、試運転の終了時を完了とみなしている。）また、Ⅰ期とⅡ期の間（実績で 1 年 5 ヶ月）空いているためこの期間を抜いて事業期間を合算した。

¹² 炭種により変る性能をどのように調整するかなど入札書類の技術面の検討に時間を要したことが原因。

¹³有効性判断にあたり、インパクトも加味してレーティングを行う。

3.3.1.1 運用効果指標

(1) 発電所の効率化及び設備信頼性の向上

① ボイラーの稼働率

ボイラーの稼働率についてはほぼ目標を達成している（表 2 参照）。第 4 火力における 2010 年の最大出力は、実施前の 1995 年と比較して 1.5 倍（2011 年 1 月には 576MW まで向上し 1.8 倍）に増加した¹⁴。同期間の送電端電力量は 92.7%増加しており、本事業による効果は著しい（図 1）。

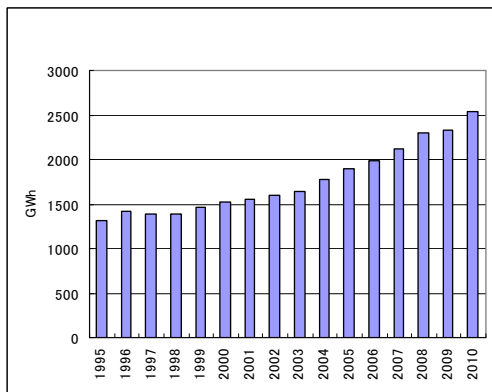
表 2 運用・効果指標

指標名	基準値(1995)	目標値(1999)	実績値(2010)	1995 比%(2010)
ボイラー稼働率(%)*1	41.3	60.0	59.5	144.1
最大出力(MW)	320		481	150.3
送電端電力量(MWh/y)	1,314,906		2,533,470	192.7
送電端熱効率(%)*2	50.6		56.4	111.5
所内率(%)	20.5		13.8	67.3
故障による停止率(%)*3	47.7		13.1	27.7

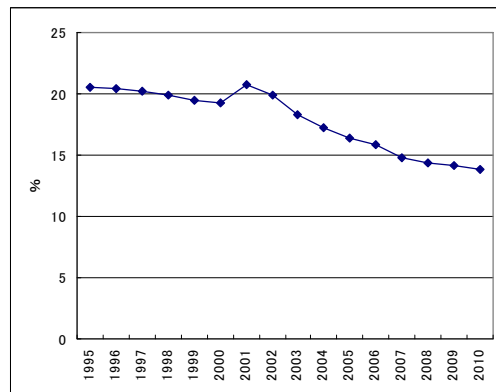
*1:稼働率:年間稼働時間(8基計)/(24x365日x8基)。

*2:送電端熱効率:(年間送電端発電量x860)/年間燃料消費量x燃料発熱量)x100。発熱の効率性を表す。

*3 故障による停止率:年間総時間数x8の内、故障によって8基のボイラーが停止していた合計時間の割合。
(出所:第4火力発電所)



(出所:第4火力発電所)



(出所:第4火力発電所)

図 1: 第 4 火力送電端電力量の推移

図 2: 第 4 火力所内率の推移

② 所内率

所内率（発電した電力の発電所内での消費率）は、1995 年の 20.5%から 2010 年には 13.8%まで低下した（図 2）。これは CES の他の 4 発電所¹⁵（16.0%~22.1%、2010）に比較しても低く、CES 内の火力発電所の中で最も発電効率が高いと言える。

③ 故障による停止率

故障によるボイラーの停止時間数は約 4 分の 1 に減少した（表 3）。また停止回数を

¹⁴ タービンは、第 4 火力の資金により 2007 年に 5 号機、2010 年に 6 号機の定格出力が 80MW から 100MW に引き上げられ、総容量が 540MW から 580MW に増強されている。

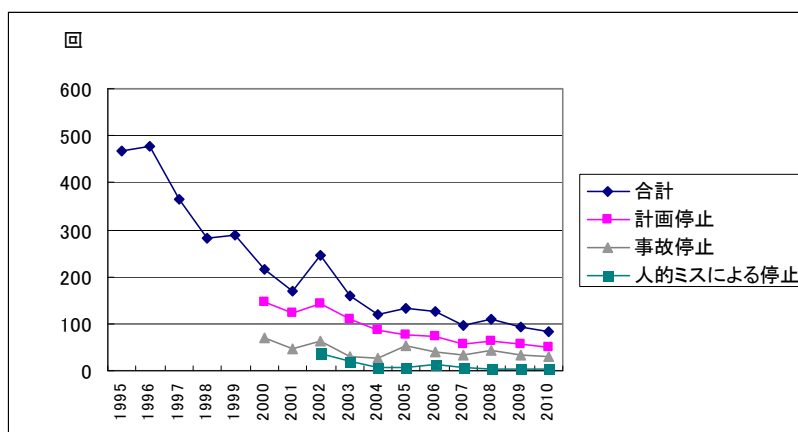
¹⁵ 他の 4 発電所とは、ウランバートル第 2、同第 3、エルデネット、ダルハンのいずれも石炭火力発電所。

見ても、計画停止、事故停止、人為ミスによる停止とも大幅に減少した（図3）。

表3 ボイラーの停止時間数

	1995	2000	2010
故障によるボイラーの停止 (8 基計。h/年)	33,459	29,411	9,212

(出所：第4火力発電所)



(出所：第4火力発電所)

図3 ボイラーの年間停止回数の推移

(2) 環境改善効果

石炭の消費量については、発電量の増加に伴い絶対量では増加しているが、単位発電量当たりの石炭使用量では、2000年比で11.5%減少しており、目標(11.3%)を達成している。CO₂排出量も、絶対量では増加しているが、単位発電量当たりでは2000年比で16.4%減少し、目標(11.5%)を上回っている(表4)。

また重油使用量については、2010年で2000年の3割弱と、大幅に減少している。これは、故障によるボイラーの停止回数の減少により、運転再開のための重油の消費量が減少したことによる。

SO₂及びNO_xの削減効果については、1995年の測定条件が不明であるため単純比較はできないが、単位発電量当りでは、SO₂は半減、NO_xは横ばいとなっている。脱硫・脱硝装置を設置していないため、SO₂の削減は燃焼方法の変更が主な要因と考えられる。

表 4 環境改善効果

	1995 (参考値)	2000 (基準値)	2008 (目標値)	2010(実績値)
発電端電力量 (MWh/y)	1,654,000	1,910,000		2,940,600
石炭使用量 (t/y)	1,968,502	2,190,369		2,985,000
単位発電量当り石炭使用量 (t/MWh)	1.190	1.147		1.015
単位発電量当り削減率 (%) 2000 比			-11.3%	-11.5%
CO ₂ 排出量 (t/y)	2,755,895	3,007,508		3,868,560
単位発電量当り CO ₂ 排出量 (t/MWh)	1.6662	1.5746		1.3158
単位発電量当り削減率 (%) 2000 比			-11.5%	-16.4%
重油消費量 (t/y)	20,085	4,793		1,366
排煙中の SO ₂ (t/y)	9,236.2			7,402.2
単位発電量当りの SO ₂ 排出量 (t/MWh)	5,580			2,520
単位発電量当りの SO ₂ 削減率 (%)			-45%	-54.8%
排煙中の NOx (t/y)	5,232.5			9,280.6
単位発電量当りの NOx 排出量 (t/MWh)	3,163			3,157
単位発電量当りの NOx 削減率 (%)			-22%	-0.2%

(出所: 目標値は審査時資料、CO₂排出量は原料炭の割合を勘案した計算値。その他は第4火力発電所提供資料。SO₂とNOxについては、1999~2008年まで厳密な測定が行われていないため1995の測定値を基準にした。)

2010年の排気中のSO₂、NOxの濃度を、排煙に係るモンゴル国家基準(2008)に照らすと、SO₂は基準を下回っているが、NOxについては水分の多いシベオヴォ炭を使用するボイラーについて、基準を1.4~1.7倍上回っている(表5)。

大気汚染物質については第4火力でも注意を払っており、月2回定期的な測定を実施している。2011年には煙突に測定器を設置し、恒常的に測定できるようにする計画もある¹⁶。

表 5 第4火力ボイラー排気中の大気汚染物質とモンゴル排出基準との比較

ボイラー	燃料	SO ₂	NOx
No.3,4	バガヌール炭	0.11~0.33 倍	1.03~1.06 倍
No.5,6,7	シベオヴォ炭	0.1~0.3 倍	1.42~1.76 倍

(注: モンゴル国家基準は発電所の規模ごとに基準を設けており、上表では第4火力の基準を使用して比較した¹⁷。測定値: ウランバートル大気質局提供資料)

3.3.1.2 内部収益率

I期・II期を通算し、事業期間を1996~2020年として内部収益率を算出した結果は下表のとおりである。

表 6 内部収益率の再計算結果

	財務的内部収益率 (FIRR) (%)		経済的内部収益率 (EIRR) (%)	
	審査時	事後評価時	審査時	事後評価時
I期	8.8	6.2	10.5	26.2
II期	17.4		18.8	

審査時のFIRRでは便益に第4火力の勘定ではないロシアからの買電減少額が算入

¹⁶ 環境モニタリングは外部企業により4年ごとに実施されているが、勧告に拘束力はなく、その後の報告義務も課されていない。2010年からはウランバートル大気質局でEIAが実施されており、制度強化が期待されている。

¹⁷ 国家基準による拘束力はない。

されており、事後ではこれを除外したため審査時との比較はできない。FIRR が 6.2% と低めに出ているのは、エネルギー価格が規制されている実態が表れた数字でもある。

EIRR は審査時と同条件で算出した。本事業によりモンゴルの電力輸入が大幅に削減されており、輸入電力単価も 2010 年には審査時想定 of 2 倍以上となったため便益(電力輸入の節約)が増加し、審査時に比べ 26.2% と高くなっている。

3.3.2 定性的効果

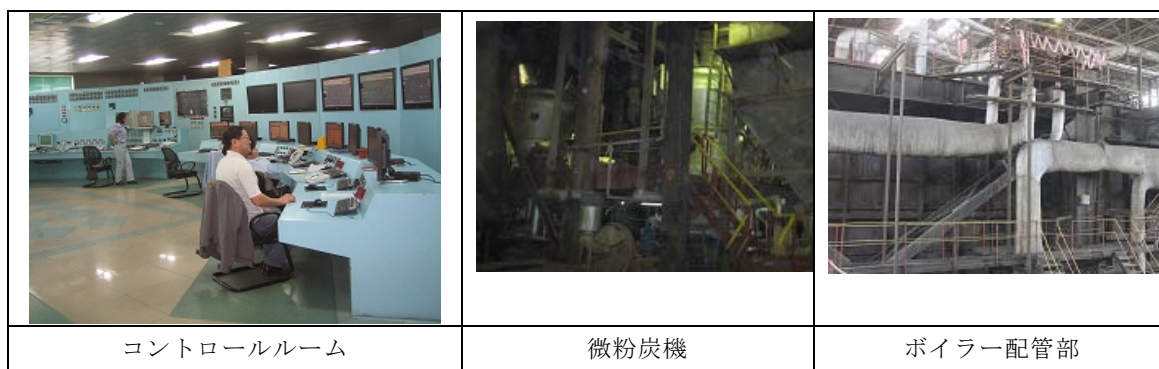
(1) 構内爆発事故数

直接燃焼方式の導入により、微粉炭の一時貯蔵によって発生していた炭塵火災事故が防止され、1996 年には 1 年間で 16 回も発生していた爆発事故が 2000 年以降は皆無となっている¹⁸。

(2) 運転維持管理費用の削減

2010 年の燃焼効率化による石炭の節約を 2000 年比 388,080t 減とすると、年 4,424 百万 Tg (約 2.9 億円) の節約となっている¹⁹。またボイラー 1 基が停止すると、運転再開のため重油 25~26t が必要であり、経費は 1 回につき 15 百万 Tg (約 100 万円) に上る。燃焼の効率化及びボイラー停止回数の減少は、維持管理費用の節約に寄与している。

以上より、本事業の実施によりほぼ計画どおりの効果発現が見られ、有効性は高い。



3.4 インパクト

3.4.1 インパクトの発現状況

(1) 電力供給の安定化・停電の減少

CES 管内の大口需要家、ウランバートルおよびダルハン市民への受益者調査²⁰によ

¹⁸ 第 4 火力発電所ヒアリング。

¹⁹ 1 円=15.22Tg (2010 平均)。

²⁰ 受益者調査として、2011 年 1~2 月に、CES 管内の熱と電気の利用者のうち、90 年代から操業・居住している大口需要家 30 社、UB 市民 30 世帯 (電力・熱供給のアパート在住 12 世帯、電力のみ供給のゲル在住 10 世帯、簡易一戸建て 8 世帯。以上は全世帯数の居住形態別比率で配分。また地域により停電状況が異なるため、中心 3 区、郊外 3 区、リモート 3 区を全世帯数の比率で配分)、ダルハン市 30 世帯 (居住形態別比率により、アパート在住 18 世帯、ゲル在住 12 世帯。同様に世帯数比で中心部 12 世帯・郊外 18 世帯となるよう配分) を対象に、エネルギー供給に関する満足度、90 年代前半との比較、第 4 火力に対する意識等を調査した。

れば、回答者の75.6%が、90年代に比べて電力供給が改善した（停電が減少した、電圧が安定した）と回答している。大口需要家からは、電力供給の安定化による操業の円滑化、生産量の増加、電圧安定化による機器の故障の減少などが報告されている。市民からは、（都市ガス供給のないモンゴルではアパートでの調理に電気が使用されていることから）食事の支度に支障がなくなったとの声が多かった。

90年代には、地方部の電力を制限してウランバートルに供給したり、市内では地区ごとの計画停電が実施されたりしていたが、現在ではそのようなこともなくなった²¹。

ただ、CES管内の停電は、事業実施前に比べいったんは減少したものの、2007年から再び増加に転じている（表7）。受益者調査の結果をみても、場所により年間3~26時間程度の停電がある（表8）。

2009年の停電の原因をみると、配電会社の施設・設備の不具合（41%）、計画停電（34%）、自然災害（6.4%）、発電・送電にかかる問題（1.3%）となっており、近年の停電の増加は、需要の増加による電力需給の逼迫と、配電関連の問題によることがわかる²²。

さらに配電会社によれば、配電停止の原因は、48%がケーブル故障、自然災害が8.3%、その他33.8%となっており、配電設備の老朽化が深刻である²³。また送電会社によれば、送電設備の老朽化も激しく、多くは1980年代までにソ連によって整備されたまま使用されており、改修されたものは1~2割にとどまっている²⁴。

表7 停電回数の推移（CES全体）

	1995	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010
CES 停電回数	184	12	11	6	27	99	159	238

（2010は見込み。出所：Energy Statistics 2010）

表8 現在の停電の回数・時間数（受益者調査結果）

	平均回数(回/年)	平均時間数 (/回)
大口需要者	4.6 回	2 時間 36 分
ウランバートル市民	13.1 回	1 時間 57 分
ダルハン市民	2.2 回	1 時間 16 分

（出所：受益者調査。同じ市内でも送電系統の違いにより回数・時間は異なる。）

（2）熱の供給の増加

熱の供給量についても、2010年で、1995年比41.4%の増加となっている。前述のアンケート調査では、熱供給についても、68.4%が90年代に比べて改善した（熱の供給が安定し、暖房の止まる回数が減少した等）と回答している。冬季に零下30度を下回るウランバートルでは、暖房と温水の安定的な供給はまさに生命線である。

²¹ エネルギー省ヒアリング。

²² Energy Regulatory Authority Annual Report 2009

²³ ウランバートル配電公社ヒアリング。

²⁴ 25年の寿命とされる送電施設が既に45年使用されている。中央地域送電会社ヒアリング。

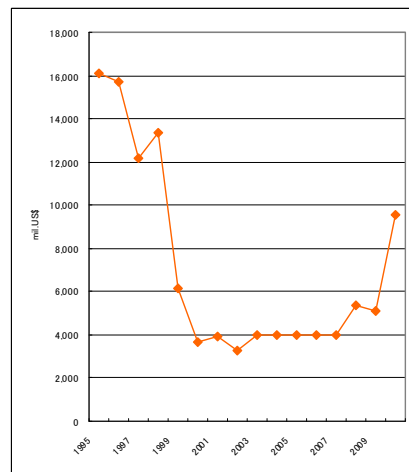
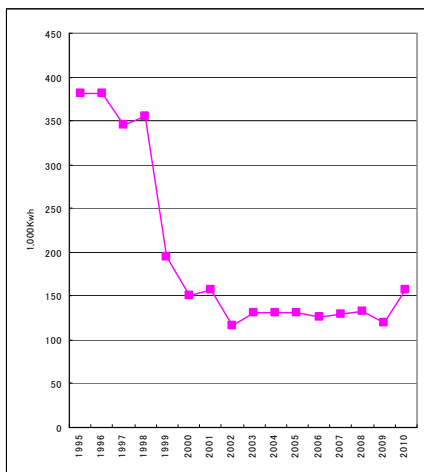
表 9 熱供給量の推移

	1995	2000	2010
熱供給 (千 GCal)	2,148	2,608	3,038

(出所:第4火力発電所)

(3) ロシアからの電力輸入の減少

モンゴルの電力輸入は、2000年を境に大きく減少し、現在は4.9%と1995年の3分の1にとどまるが、リーマンショックの影響が薄れ鉱業セクターを中心に経済が回復してきた2010年には輸入量が増加した(図4)。輸入額ベースでも1995年比では減少しているが、単価が2008年から上昇しているため再び増加傾向にある(図5)。



(出所: Energy Statistics2010)

図 4 ロシアからの電力輸入量の推移

図 5 ロシアからの電力輸入額の推移

3.4.2 その他、正負のインパクト

(対象地域及び周辺住民への裨益、自然環境へのインパクト、住民移転・用地取得等)

(1) 自然環境へのインパクト

本事業は、石炭消費量削減により、単位発電量当たりのCO₂、SO₂排出削減に貢献したことは既述のとおりである。他方、排出される絶対量をみれば依然としてウランバートルの大気汚染の一因となっている。

ウランバートル市の大気汚染は深刻である。固定大気観測装置による自動測定値では、NO₂で国家基準の0.8~3.6倍(測定地点による差。年間平均)、SO₂で2.6~5.7倍(同)、煤塵(PM₁₀)で0.7~4.5倍(同)で、冬季はどの地点でも基準を上回っている²⁵。原因は3カ所の発電所のほか、エネルギーシステムに接続されていない家やゲルの暖房のためのボイラーやストーブによる石炭の大量消費、近年著しく増加する車両からの排気ガスがある。また乾燥しているため土壌粒子の巻上げも起こりやすい一方、上空の大気は安定しており、汚染物質が拡散し

²⁵ 国家気象水文環境モニタリング庁測定資料による。

にくい気象条件など、様々な要因が重なっている²⁶。

前述のアンケート結果でも、大口需要者の60%、ウランバートル住民の73.3%が第4火力発電所は環境に悪影響を与えていると回答している。他の発電所と位置的に近いこともあり、必ずしも排出源を特定して回答しているわけではないとみられるが、影響の中で最も多く挙げられているのが排煙で53.3%、次いで石炭粉・灰8.3%などとなっている。

・排煙中の煤塵

運転開始当時から電気集塵機が設置されたがその後除去率が向上し、現在の除去率は97.98%となっている。しかし、最近では経年劣化により故障頻度が高くなったことから、発電所自己資金での更新が計画されている。

・石炭粉

第4火力の風下の地域では、石炭粉の飛散が問題となっている。石炭は産地より第4火力構内まで無蓋貨車で輸送され、常時26万トンが戸外に貯蔵されている。4~5月の強風期には粉が風下の住宅地に飛散し、後述の灰と混じって住宅の窓枠に積もるほどになることもある。第4火力では散水による飛散防止を図っている。

・燃焼後の石炭灰

灰は水に溶けた状態で3km離れた灰捨て場に運ばれ、灰捨て場が満杯になると埋立てられる。2000年及び2008年に、灰捨て場の壁の一部が崩れて灰が周辺地域に流出（2000年にはトーラ川まで）するという問題が発生したが、その後灰捨て場は増強されている²⁷。この灰についても乾燥すると強風時に飛散するため、灰捨て場への注水で対処しているが、調整が不十分で飛散することがある。

(2) 住民移転・用地取得

本事業による土地収用及び住民移転は発生していない。

(3) その他正負のインパクト

本事業により、第4火力が安定的に電力と熱を供給できるようになったことで、中央エネルギーシステム全体の信頼性が向上した²⁸。

以上のように、本事業は、電力と熱の安定供給をもたらし、CES管内の停電の減少に貢献したほか、電力輸入の減少による外貨節約にも貢献した。

²⁶ 参考までに、排出源ごとの大気汚染への寄与率をシミュレーションしたS.Guttikundaの報告書によれば、排出量ベースでは火力発電所（第2、3、4火力発電所計）が煤塵で34%、SO₂で59%、NO_xで56%となっている（Urban Air Pollution Analysis for Ulaanbaatar, 2007）。各発電所の寄与率は、JICA「ウランバートル市大気汚染対策能力強化プロジェクト」において現在シミュレーションを作成中。

²⁷ 現在の灰捨て場は第一と第二灰捨て場を一緒にして盛り土で壁を築いたもので、今後5年間は使用可能とされる。その後は、現在埋立て処理している第三と第四灰捨て場を同様に嵩上げして使用する計画である。

²⁸ エネルギー庁、エネルギー規制庁、国家給電センター、中央地域送電会社、ウランバートル配電公社、同配熱公社他ヒアリングによる。

3.5 持続性（レーティング：③）

3.5.1 運営・維持管理の体制

維持管理の体制は整っており、要員も十分配置されている。

実施機関は、機構改革に伴いエネルギー・地質・鉱山省からインフラストラクチャー省、燃料エネルギー省と変遷し、事後評価時点では鉱物資源エネルギー省下のエネルギー庁の監督下にある。

具体的実施機関である第 4 火力は、政府が 100%の株式を保有する国営企業で、株式保有率は、鉱物資源エネルギー省 41%、国有財産委員会 39%、財務省 20%となっている。今後 15 年間は民営化の予定はない²⁹。

発電所内では、運転部門が運営管理を、修理部門が維持管理を担当している。2011 年 1 月 1 日時点で、発電所全職員数 1,456 名、運転部門 1,063 名(内、ボイラー部門 293 名)、研究開発・修理部門 161 名、管理部門(調達・財務等)98 名、庶務部門（食堂・クリニック等）128 名等となっている。修理部門は所内にメンテナンスショップを持ち、106 名を擁して修理や部材の製作等を行っている。

3.5.2 運営・維持管理の技術

本事業の一環で整備された運転実習室により、制御室と同様の装置を使って運転実習が実施され、操作技術向上がはかられている。また、研修、OJT、セミナー等でスキルと知識の向上をはかっている。主な研修としては CES 共通の研修（エネルギー関連の全ての機関から参加）³⁰が月一回開催されており、これに職員を参加させているほか、JICA の研修を含む海外研修にも参加している。

運転マニュアル、維持管理マニュアルも引き続き使用されている。全ての部品は輸入されている（中国製・ロシア製・日本製等）が、調達には特段の問題はない。

本事業と並行し 1996 年より今日まで、専門家 2 名、シニア海外ボランティア（SV）20 名が、ほぼ切れ目なく派遣されている。分野は電力供給、経営、保守、労務管理、環境管理、調達など多岐に及び、長期間にわたってアドバイスを行ってきたことも、維持管理技術の向上に貢献したと考えられる。ことに企業からの SV のグループ派遣が行われた際には、技術面での支援のみならず、経営改善や労務管理改善のための指導が効果を挙げた。

3.5.3 運営・維持管理の財務

モンゴルでは 2001 年にエネルギー部門に競争原理を導入するため発電所が株式会社化され、各事業者に独立採算が求められている。しかし発電量は給電指令センターからの指令で決まり、電力料金（エネルギー規制庁（ERA）が政府と議会の承認を受けて設定）は、国際的に見ても低く抑えられている³¹。電力料金が政策的に低く抑え

²⁹ エネルギー庁ヒアリング。

³⁰ 危機対応のコースでは各参加者のパフォーマンスが評価され、不合格者は再訓練となる。合格するまで職場に戻れず、不合格のままだと降格・配転となる（第 4 火力ヒアリング）。

³¹ 電力の販売単価を国際比較すると、モンゴルは、一人あたり GDP で同レベルのスリランカ、フィリピン、インドネシアと比較して 0.25～0.63 倍となっている（2008、海外電力調査会）。

られていることから、どの事業所も単独で採算を取ることは困難となっている。

第4火力も、借款の返済負担、新規投資・補修費の確保等の問題に直面している³²。第4火力の過去5年間の財務状況を見ると、2007年から09年までは純利益ベースで赤字となっていた（表10）。原因は、石炭価格の上昇（2008は2006年比1.5倍）、為替差損（2009は2007比で56%下落）などである。しかし2010年2月に電気料金が17.35%値上げされたため、2010年は収支が改善している。また第4火力では熱の生産コストが販売価格を上回っている（2010年でコストが販売価格の1.7倍³³）が、これは熱供給の赤字分を電力料金で補填するという全国的なエネルギー価格政策上の内部補助金（cross subsidy）構造を反映している。熱の販売価格の大幅な引上げは厳冬期が長い同国においては難しい状況である。

自力で採算が取れる水準まで料金の値上げが実施されれば財務状況は安定する。政府はエネルギー産業の市場経済化促進、新規参入・民活促進によって事態を改善しようとしており、政令72号（2010年12月）により、エネルギーセクターの自由化促進策とともに、3年間に限り政府が電力セクターの赤字を補填する方針を打ち出している。第4火力も、2010年には3,487.5百万Tgの補助金を受取った。2014年までに、第4火力発電所が補助金なしで採算が取れるような水準までエネルギー料金が値上げされるかどうかは、政令72号の着実な実施にかかっている。

このように今後の財務状況には若干の懸念があるが、3年後に電力・熱料金が採算の取れる水準まで値上げされなかった場合でも、モンゴルのエネルギー供給における第4火力の重要性を鑑みると政令の延長など何らかの形での政府支援が継続されるとみられ、本事業によって発現した効果の持続性を損なうまでの要因にはなりにくいと考ええる。

表10 第4火力発電所の財務状況（単位：百万Tg）

	売上総利益	販売費・一般管理費	営業損益	営業外損益	純利益
2006	2377	1,399	978	-722	256
2007	2619	1,440	1,178	-1,412	-234
2008	1741	1,295	446	-10,811	-10,365
2009	-2,704	1,695	-4,400	-17,623	-22,023
2010	-207	1,313	-1,520	15,114	13,594

（出所：2006：電力統計2009。2007~2010：第4火力発電所）

3.5.4 運営・維持管理の状況

維持管理状況は概ね良好で、ボイラーは4年おき、タービンには5年おきにオーバーホールが実施されている。ミル（微粉炭機）ローラープレートも5,000時間（約1年）おきに磨耗した部分の改修を実施している。

³² JICAからの借款の返済が年間500万US\$（約6,600百万Tg）の負担になっている。この他にADB及びKfWの借款の返済が年32万US\$。残高はJICAが79百万US\$（2010末現在）、ADB及びKfWが7百万US\$（2009末現在）。

³³ 電気でも0.9倍。

停炉は年々減少してきたが、2011年の1月には8回を数えており、懸念材料となってきた。ボイラーの稼働率が実施前に比較すると大幅に上昇したものの6割に留まっているのは、一度停止すると修理に5日間～1週間程度必要となるためである。停炉の原因は、過熱管の破裂、過熱器・予熱器内の灰およびスラグ（灰の粒子の塊）の付着（とくに灰分の多いシベオヴォ炭使用の炉）、配管・弁からの大量の蒸気漏れなどである。停炉防止のため、1)過熱管および水管の定期検査と補修・更新、2)蒸気式空気予熱器の使用³⁴や煤吹装置（ボイラーの中の粉塵を吹き飛ばす装置）の設置などが検討されている。

その他、発電所全体で現在実施中・計画中の大規模な補修としては、タービンの復水器細管内洗浄装置の設置（KfWの借款を申請）、経年劣化した発電機の遮断機（故障箇所を系統から切り離して事故拡大を防止する装置）の更新、温水供給ポンプ1台の建設、熱供給拡大のための熱交換ステーションの建設、電気集塵装置の更新などがある（タービン復水器を除きいずれも発電所の自己資金または政府補助金による）。またタービンの自動制御化の計画があり、これらによる一層の供給安定化を図っている。

以上より、財務状況に懸念はあるものの、本事業の維持管理は体制、技術ともに問題はなく、本事業によって発現した効果の持続性は高い。

4. 結論及び提言・教訓

4.1 結論

本事業は、90年代初頭に旧ソ連の技術者引き揚げで危機に陥っていた第4火力に対する支援であり、モンゴルにおける電力と熱の最大の供給元である第4火力の重要性を鑑みると、極めて妥当性の高い事業であったと言える。本事業によりボイラーの故障による停止が大幅に減少して稼働率が向上し、単位発電量当たりの石炭・CO₂が削減されるなど、事業効果も高い。また発電量の大幅な増加と安定的な供給により、ウランバートル市が位置する中央地域エネルギー系統全体の信頼性向上に貢献した。同国ではエネルギー政策が過渡期にあり外部環境は流動的で、発電所の経営においても必ずしも経済原理が働くような仕組みにないという制約の中ではあるが、事業自体の持続性は高いと考えられる。

以上より、本事業の評価は非常に高いといえる。

4.2 提言

4.2.1 実施機関への提言

停炉防止のために、定期的な検査・補修・更新を実施するほか、灰およびスラグの付着を防止する措置をとることが必要である。また、将来的には脱硫・脱硝装置の設置による環境汚染物質の排出削減を検討するとともに、石炭粉・灰の飛散防止に引き続き留意することが必要である。

³⁴ 現在設置されているガス式空気予熱器のみではボイラーに送る空気温度が十分に上昇せず、予熱器内部で硫酸腐食が発生するため、その前段での蒸気式空気予熱器の使用を計画しているもの。第4火力およびシニア海外ボランティアによる。

4.2.2 JICA への提言

特になし。

4.3 教訓

第4火力発電所には2002年からこれまでに専門家や多数のSVがほとんど切れ目なく派遣され、ハードの支援を補完する技術支援が行われてきた。とくに企業からのグループ派遣（2002~2006。8名）により日本の労務管理が導入され、経営改善が図られ推進された5S運動は現在も残っている。このようにハードとソフトの支援を組み合わせることで、協力の効果を高めることができる。

以上

コラム①：本事業の市民の認知度

受益者アンケート調査で本事業の認知度を尋ねたところ、51.2%が「よく知っている」又は「いくらか聞いたことがある」と回答している。資金協力であるが、その市民生活における重要性により、日本の支援が一般市民にまで強く印象付けられている。

コラム②：災害の際に示された絆

2011年の東日本大震災の際には、第4火力の全従業員が給与の1日分を義捐金として日本に寄贈した。

主要計画／実績比較

項 目	計 画	実 績
①アウトプット	<p>I 期: (1) ボイラー4 缶の自動制御システムの機能回復 (2) 同ボイラー4 缶の直接燃焼方式への転換 (3) 付帯設備の改修・導入 (4) コンサルティング・サービス 94MM (日本 61MM、現地コンサルタント 33MM)</p> <p>II 期: (1) ボイラー4 缶の直接燃焼方式への転換 (2) ボイラー自動制御システム改修 (3) ボイラーチューブ交換 (4) 発電機励磁機交換 (5) 上記の据付工事 (6) ボイラー付帯設備の改修 (7) コンサルティング・サービス 108MM (日本 53MM、現地 55MM))</p>	<p>I 期 (1) ~ (4) : 計画通り</p> <p>II 期 (1) ~ (6) : 計画通り</p> <p>(7) コンサルティング・サービス:109.36MM (日本53.53MM、現地55.83MM)</p>
②期間	<p>I 期 : 1995年9月～1998年5月 (33ヵ月)</p> <p>II 期 : 2001年3月～2005年10月 (56ヵ月)</p>	<p>I 期 : 1995年10月～1999年10月 (49ヵ月)</p> <p>II 期 : 2001年3月～2007年2月 (72ヵ月)</p>
③事業費		
外貨	<p>I 期 : 4,493 百万円</p> <p>II 期 : 6,139 百万円</p>	<p>I 期 : 4,493 百万円</p> <p>II 期 : 6,072 百万円</p>
内貨	<p>I 期 : 789 百万円 (3,522 百万 Tg)</p> <p>II 期 : 922 百万円 (8,017 百万 Tg)</p>	<p>I 期 : 658 百万円 (4,253 百万 Tg)</p> <p>II 期 : 650 百万円 (6,632 百万 Tg)</p>
合計	<p>I 期 : 5,282 百万円</p> <p>II 期 : 7,061 百万円</p>	<p>I 期 : 5,151 百万円</p> <p>II 期 : 6,722 百万円</p>
うち円借款分	<p>I 期 : 4,493 百万円</p> <p>II 期 : 6,139 百万円</p>	<p>I 期 : 4,493 百万円</p> <p>II 期 : 6,072 百万円</p>
換算レート	<p>I 期 : Tg=0.224 円 (1995 年平均)</p> <p>II 期 : Tg=0.115 円 (2001 年平均)</p>	<p>I 期 : Tg=0.155 円 (1996～2001 年平均)</p> <p>II 期 : Tg=0.098 円 (2002～2008 年平均)</p> <p>(実際に支出のあった期間のレートを平均し算出)</p>

以 上