

## 事業事前評価表

<b>1. 対象事業名</b>						
ウズベキスタン共和国 タシケント火力発電所近代化事業						
<b>2. 本行が支援することの必要性・妥当性</b>						
<p>ウズベキスタン共和国を含む中央アジア地域は、アジアとヨーロッパを結ぶユーラシア大陸の東西、また北方のロシア、南方のアフガニスタンとも国境を接する要衝の地にある。とりわけ、ウズベキスタンは中央アジア最大の人口を有する域内大国であり、また、南方のアフガニスタンとも直接国境を接しており、その安定は中央アジア地域のみならず我が国を含む国際社会にとっても重要な意義を有するものと考えられる。ウズベキスタンは、他の中央アジア諸国と同様、旧ソ連時代に整備された経済・社会インフラの老朽化が著しく、そうしたインフラの修復・更新が重要な開発課題となっている。</p> <p>日本政府は 97 年に「ユーラシア外交」を掲げ、中央アジア地域の繁栄に協力するための経済協力を行っていくことを打出しており、99 年の「政府開発援助に関する中期政策」においては、自立的な経済開発の基礎となる経済・社会インフラ整備への支援や民主化・市場経済化のための人材育成と制度造りへの支援等を重視することとしている。本行の海外経済協力業務実施方針も中央アジアを重点地域のひとつと位置付け、新興独立国として重要な経済インフラ整備や市場経済への円滑な移行のための人材育成を中心に支援していくこととしている。</p> <p>なお、ウズベキスタン政府が 1997 年に導入した複数為替制度は国際的に注目を集め、同国政府は一昨年以降段階的に為替政策の改革を続けてきたものの、IMF 等はその早期是正を強く求めてきた。本年 1 月に為替一本化に向けた措置を含む経済改革プログラムを IMF と合意の上で開始したところである。このような時期に、同国の経済開発において必要性が高く、我が国からの支援が期待されている事業に対して円借款の供与を行うことは、同国の経済改革を一層促す上でも適切と考えられる。</p> <p>(参考)借入国の経済成長率推移</p>						
	1996	1997	1998	1999	2000	2001 (暫定)
実質 GDP 成長率 (%)	1.6	2.5	4.3	4.3	3.8	4.5
<b>3. 事業の目的等</b>						
<p>タシケント火力発電所<sup>1</sup>は、ウズベキスタン経済の心臓部である首都タシケントの近郊に所在し、国全体の発電設備容量の約 17%を占める同国の主要な発電所の一つであるが、操業開始後 40 年近くが経過しており設備の老朽化が深刻な状態となっている。このため、発電ユニットによっては年間稼働率が 50%を下回る等、各発電設備の継続的で安定した運転による電力の安定供給に支障が生じつつある。また、同発電所の発電効率は 35%程度と最近の高効率 (50%以上) なガス複合発電設備と比べると低く、同国の貴重なエネルギー資源が十分に有</p>						

<sup>1</sup> 既存設備は 150～165MW×12 基、合計発電設備容量 1,860MW。

効活用されていない。更に、既存の発電設備は重油を混焼していることから、硫黄酸化物、窒素酸化物等の大気汚染物質を多く排出しており、地球温暖化の原因となる二酸化炭素と共にそれらの排出量の削減も課題となっている。

こうした状況に鑑み、タシケント火力発電所において近代的な発電設備を建設して老朽化した既存発電設備の一部更新を行い、首都タシケントを中心とする同国への安定的な電力供給と天然資源の効率的利用及び大気汚染物質の排出量の削減による環境負荷の軽減を図ることは、困難な課題を抱えながら市場経済への体制移行を進める同国が経済改革を実行すると共に安定した経済成長を遂げる上で重要かつ必要である。

#### 4. 事業の内容

##### (1) 対象地域名

ウズベキスタン共和国、タシケント（首都）

##### (2) 事業概要

既存のタシケント火力発電所構内の遊休地にガス複合発電設備 1 基（370MW クラス）の建設を行なうもの。なお、新規設備の建設後は既存発電設備のうち 2 基の運転が停止される予定。

##### (3) 総事業費

総事業費 29,358 百万円（うち円借款対象額 24,955 百万円）

##### (4) スケジュール

2002 年 5 月～2008 年 4 月予定

##### (5) 実施体制

ウズベキスタン電力公社

##### (6) 環境及び社会面の配慮

- 本事業は既設の火力発電所の構内に 370MW クラスの発電設備を建設することにより既存設備の一部を更新するものであり、その規模に鑑みて本行環境ガイドラインにおける環境区分は「A 種」とする。
- 新設するガス複合発電設備は、硫黄酸化物、窒素酸化物及び温排水を含む同国の排出基準を満たす計画となっている。また、本事業は既存発電設備の一部を天然ガス炊きの高効率なガス複合火力発電設備に更新するところ、重油使用による煤塵や地球温暖化の原因となる二酸化炭素の排出も削減される。即ち、本事業の実施により、タシケント火力発電所全体の環境に対する負荷が軽減されることが見込まれる。
- 既設発電所構内の遊休地を事業サイトとするため住民移転は生じない。
- 本事業については、F/S に基づいて初期段階の環境影響調査（EIA）が実施され、1999 年 8 月に国家自然保護委員会の承認を受けている。同承認の際、詳細設計に基づく詳細な環境影響調査を行うことが条件として付されているところ、今後、ウズベキスタン電力公社が国際協力事業団の技術協力（連携 D/D）を受けて詳細 EIA を実施する予定。この詳細 EIA を国家自然保護委員会が承認し、本行が確認・同意した上で、ウズベキスタン電力公社はコントラクター調達にかかる入札を公示

することとなっている。

(7) その他特記事項

国際協力事業団が本事業に係る詳細設計等について技術協力を行う予定。

5. 成果の目標

(1) 評価指標（運用・効果指標）（別添参照）

①最大出力、②送電端発電量、③設備利用率、④設備稼働率、⑤発電効率、⑥硫黄酸化物排出削減率、⑦窒素酸化物排出削減率、⑧二酸化炭素排出削減率、⑨煤塵排出削減率、⑩燃料消費量削減率

(2) 内部収益率

FIRR：6.3%

- (i) 費用：建設工事費、燃料費、運転・維持管理費
- (ii) 便益：電気料金収入
- (iii) プロジェクトライフ：事業完了後 30 年

(計算式)

$$\sum_{t=1}^n B_t / (1+r)^t = \sum_{t=1}^n C_t / (1+r)^t$$

$B_t$ ：各期（年）の便益

$C_t$ ：各期（年）の費用

$r$ ：割引率（機会費用）＝内部収益率

$n$ ：経済的耐用年数（本プロジェクトでは 30 年）

$t$ ：年数

6. 外部要因リスク

(1) 電力部門の改編が事業実施体制等に与える影響。

7. 過去の類似案件の評価結果と本事業への教訓

(1) 過去の類似案件の事後評価では、発電所の運営・維持に係る人員の確保やトレーニングが重要とされている。本事業はウズベキスタンにおいて初のガス複合火力発電設備の導入となることから、発電所運転要員のコントラクターの製造工場での技術指導、コントラクターの技師の現地滞在による発電設備運転開始後の技術指導を実施、さらにコンサルティング・サービスの中でタシケント火力発電所の管理運営体制強化のための提言を行う予定。

(2) 過去の類似案件の事後評価では、燃料供給の確保の見通しを十分に立てることが重要とされている。この点については以下を確認済。

ウズベキスタンは天然ガス生産量 574 億 $m^3$ （2001 年）に対して国内消費量が 523 億 $m^3$ （同）の天然ガス自給国である。タシケント火力発電所はシュルタンおよびブハラのごく近郊からパイプラインを通じて供給される天然ガスによって設備の運転を行っている。ウズベキスタン電力公社への天然ガスの供給量は発電需要を賄うことのできる水準に政

府が政策的に決定していること、同国の天然ガス生産は拡大してきており天然ガス需給の逼迫は認められていないこと、また、ウズベキスタン電力公社は傘下の火力発電所の中でも本事業の対象となるタシケント火力発電所に対して優先的に天然ガスを配分していることから、タシケント火力発電所を操業する上で十分な量の天然ガスが確保される見通しは十分に立っている。なお、本事業は既存設備の一部を燃料効率の高い新規設備に更新するものであり、タシケント発電所全体として天然ガス消費量の増加は見込まれていない。

## 8. 今後の評価計画

### (1) 今後の評価に用いる指標。

(i) ①最大出力、②送電端発電量、③設備利用率、④設備稼働率、⑤発電効率、⑥硫黄酸化物排出削減率、⑦窒素酸化物排出削減率、⑧二酸化炭素排出削減率、⑨煤塵排出削減率、⑩燃料消費量削減率

(ii) 内部収益率（財務的内部収益率）（％）。

### (2) 今後の評価のタイミング

事業完成後。

(別添)

目標の定義		既存設備	新規設備	
運用指標		(現状値)	目標 (完工時)	
最大出力		—	—	370MW
送電端発電量	発電端発電量(年間) - 所内消費電力量(年間)	—	—	2,789GWh
設備利用率	年間発電量(年間) / (8,760時間 × 定格出力)	—	61.7%	89%
設備稼働率	運転時間(年間) / 8,760時間	—	70.2%	93%
発電効率	発電された電気 / 投入された燃料(熱換算)	—	35%	56%
効果指標(注)		目標 (削減率)		
硫黄酸化物	(既存設備 SOx 排出量 - 新規設備 SOx 排出量) / 既存設備 SOx 排出量	90%	9,766 t	959 t
窒素酸化物	(既存設備 NOx 排出量 - 新規設備 NOx 排出量) / 既存設備 NOx 排出量	87%	328 t	43 t
二酸化炭素	(既存設備 CO2 排出量 - 新規設備 CO2 排出量) / 既存設備 CO2 排出量	41%	1,932 千トン	1,143 千トン
煤塵	(既存設備煤塵排出量 - 新規設備煤塵排出量) / 既存設備煤塵排出量	100%	214 t	0 t
燃料消費	(既設の消費熱量 - 新規設備の消費熱量) / 既存設備の消費熱量	36%	7,045 千 Gcal	4,449 千 Gcal

(注) 目標(運転開始後の2008年)は本事業によって新設する発電設備が想定する年間発電端発電量(2,896GWh(出力370MW、設備利用率0.89))に伴う排出・消費量と、既存設備で同量を発電する場合の排出・消費量との比に基づく。なお、実際に納入される機器の性能により新規設備にかかる諸数値が若干変更する可能性がある。