

第5章 タシケント火力発電所 (DC “TASHTPP”)の維持管理補修計画

ウズベキスタン国タシケント火力発電所近代化事業詳細設計調査

ファイナルレポート

目次

	<u>ページ</u>
第5章 タシケント火力発電所(DC “TASHTPP”)の維持管理補修計画	5-1
5.1 タシケント火力発電所(DC “TASHTPP”)の設備管理状況と問題点	5-1
5.1.1 全般.....	5-1
5.1.2 ボイラー設備.....	5-4
5.1.3 タービン設備.....	5-6
5.1.4 電気設備.....	5-9
5.1.5 制御設備.....	5-10
5.1.6 その他の設備.....	5-11
5.1.7 現状評価.....	5-15
5.2 既設設備の維持管理法案	5-25
5.2.1 補修設備の選定.....	5-25
5.2.2 補修改善効果.....	5-29
5.2.3 補修計画.....	5-33
5.2.4 補修計画に関わる財務分析.....	5-38
5.3 タシケント発電所 (DC “TASHTPP”) の経営状況と問題点	5-43
5.3.1 生産状況.....	5-43
5.3.2 生産原価.....	5-51
5.3.3 財務上から見た問題点及び今後に向けての提言.....	5-58
5.4 既設発電所運営管理計画	5-59
5.4.1 組織の見直し提案.....	5-59
5.4.2 設備運用管理.....	5-66
5.4.3 安全衛生.....	5-69
5.5 新設プラントの運転維持管理費及び財務経済分析	5-72
5.5.1 新設プラントの運転維持管理費.....	5-72
5.5.2 新設プラントの財務分析.....	5-75
5.5.3 新設プラントの経済分析.....	5-86
5.5.4 新設 CCPP の発電原価.....	5-94
5.5.5 財務経済分析の面から見た将来に向けての提言.....	5-107

5.6 新設プラントの運転及び保守	5-109
5.6.1 運転・保守に係る組織体制.....	5-109
5.6.2 新設プラントの運転・保守.....	5-109

付 表 一 覧

表番号	表 題	ページ
Table 5.1-1	タシケント火力発電所主要設備概要	5-1
Table 5.1-2	DC “TASHTPP”における 1000 人当たりの疾病者数と比率	5-6
Table 5.2-1	発電単価と内訳	5-25
Table 5.2-2	2005 年定期補修時の補修費用	5-36
Table 5.2-3	2007 年定期補修時の補修費用	5-37
Table 5.2-4	2009 年定期補修時の補修費用	5-37
Table 5.2-5	熱効率改善に対する 1 基あたりの燃料費の年間節約額	5-39
Table 5.3-1	ウズベキスタン国の火力発電所	5-43
Table 5.3-2	ウズベキスタン国の発電所	5-44
Table 5.3-3	ウズベキスタン国の火力発電所の最近 10 年間の発電量 (単位: GWh)	5-45
Table 5.3-4	2002 年におけるタシケント発電所の月別発電量	5-46
Table 5.3-5	タシケントにおける月別降雨量 単位: mm	5-48
Table 5.3-6	2002 年のウズベキスタンの月別電力輸出入量	5-48
Table 5.3-7	2002 年のタシケント発電所月別燃料使用量	5-49
Table 5.3-8	最近 3 年間のタシケント発電所の発電原価	5-51
Table 5.3-9	2002 年のタシケント発電所の月別発電原価	5-52
Table 5.3-10	2002 年のタシケント発電所の月別単位発電原価	5-52
Table 5.3-11	2002 年のウズベキスタンの燃料価格	5-55
Table 5.3-12	2002 年のウズベキスタンの電気料金 (付加価値税込み)	5-56
Table 5.3-13	過去 10 年間のウズベキスタンにおける発電、電力輸入、電力需要、電力損失	5-57
Table 5.5-1	新設コンバインドサイクルの予想性能	5-72
Table 5.5-2	概算建設費の内訳	5-73
Table 5.5-3	建設費 (資本費用) の支出想定	5-75
Table 5.5-4	財務計算における運転の前提	5-76
Table 5.5-5	2003 年 4 月 1 日からのウズベキスタンの電気及び熱料金	5-77
Table 5.5-6	新設 CCGT 運転維持管理費	5-80
Table 5.5-7	2003 年価格における内部財務収益率(FIRR)の計算	5-83
Table 5.5-8	FIRR がゼロとなる収入減	5-84
Table 5.5-9	運転維持費が増加して FIRR がゼロとなる場合	5-85
Table 5.5-10	世界 20 位までの天然ガス埋蔵量国及び産出国	5-87
Table 5.5-11	発電所送電端電力便益が 35.1 スム/kWh の場合の内部経済収益率(EIRR)	5-92
Table 5.5-12	発電所送電端電力便益が 21.04 スム/kWh の場合の内部経済収益率(EIRR)	5-93

Table 5.5-13	新設 CCPP の発電原価の予想.....	5-97
Table 5.5-14	新設 CCPP の損益計算書の予想.....	5-98
Table 5.5-15	新設 CCPP のキャッシュフロー計算書の予想.....	5-99
Table 5.5-16	新設 CCPP の貸借対照表の予想.....	5-100
Table 5.5-17	タシケント発電所の既存 12 基が現状のまま発電を継続した場合の仮想発電原価.....	5-102
Table 5.5-18	新設 CCPP の発電原価の予想.....	5-103
Table 5.5-19	新設 CCPP の損益計算書の予想.....	5-104
Table 5.5-20	新設 CCPP のキャッシュフロー計算書の予想.....	5-105
Table 5.5-21	新設 CCPP の貸借対照表の予想.....	5-107
Table 5.6-1	ガスタービンの管理・点検.....	5-114
Table 5.6-2	ガスタービンの日常点検項目.....	5-115
Table 5.6-3	ガスタービン設備の定期点検の内容.....	5-116
Table 5.6-4	経年劣化現象の分類.....	5-121
Table 5.6-5	発電機の保守管理例.....	5-124

付 図 一 覧

図番号	図 題	ページ
Figure 5.1-1	火力発電所概要図	5-2
Figure 5.1-2	設備別ユニット停止原因	5-3
Figure 5.1-3	ユニット別緊急停止回数	5-4
Figure 5.1-4	ボイラー設備の各種不具合によるユニット停止件数	5-4
Figure 5.1-5	タービン効率の推移	5-7
Figure 5.1-6	復水器真空度の推移	5-7
Figure 5.1-7	ユニット運転時間	5-15
Figure 5.1-8	運転時間ベースの設備稼働率の推移	5-15
Figure 5.1-9	発電電力量ベースの設備利用率の推移	5-16
Figure 5.1-10	所内率の推移	5-16
Figure 5.2-1	発電単価の推移	5-26
Figure 5.2-2	発電原価のコスト比率内訳	5-26
Figure 5.2-3	中長期補修工事計画表(2000～2010).....	5-34
Figure 5.2-4	2003 年の補修計画	5-34
Figure 5.3-1	ウズベキスタン国の火力発電所の最近 10 年間の発電量	5-45
Figure 5.3-2	2001 年のウズベキスタン電力需要と 2002 年のタシケント発電所の発電量.....	5-47
Figure 5.3-3	2002 年 1 月を 100 とした場合の発電原価の各項目の年間の動き	5-53
Figure 5.3-4	2002 年 1 月を 100 とした場合の発電原価の各項目の年間の動き	5-53
Figure 5.3-5	燃料費の価格変動により調整した 2002 年のタシケント発電所の原価指数.....	5-54
Figure 5.4-1	タシケント火力発電所組織図	5-60
Figure 5.4-2	発電部組織図	5-61
Figure 5.4-3	機械補修部組織図	5-61
Figure 5.4-4	電気部組織図	5-62
Figure 5.4-5	発電所新組織図(案).....	5-64
Figure 5.4-6	熱勘定図例	5-68
Figure 5.5-1	ウズベキスタンにおける加重平均電気料金の推移	5-79
Figure 5.5-2	指数表示したウズベキスタンの電力と天然ガス価格	5-79
Figure 5.5-3	最近のスム対米ドル公式外国為替レート	5-81
Figure 5.5-4	1995 年 4 月 30 日から 2000 年 1 月 1 日までの期間におけるスム対米ドル為替レート(出所 IMF).....	5-81
Figure 5.5-5	Henry Hub 天然ガス価格 US\$/mmbtu.....	5-87
Figure 5.5-6	米国天然ガス井本価格 US\$/thousand cft	5-88
Figure 5.5-7	OPEC 原油 Basket Prices	5-88
Figure 5.5-8	ウズベキスタンの銀行外為市場への外貨供給源	5-89

写真一覧

写真番号	写真題	ページ
Picture 5.1-1	既設タシケント火力発電所俯瞰	5-2
Picture 5.1-2	タービン側から見たボイラー全景	5-5
Picture 5.1-3	復水器真空エゼクター	5-8
Picture 5.1-4	タービンのカバー全景	5-9
Picture 5.1-5	タービンケーシングの屋外での作業風景	5-9
Picture 5.1-6	発電機外観	5-10
Picture 5.1-7	操作室の状況	5-11
Picture 5.1-8	燃料ガス受入設備	5-12
Picture 5.1-9	配管保温の脱落状況	5-12
Picture 5.1-10	シミュレーション設備	5-13
Picture 5.1-11	タービン補機建屋内の状況	5-14
Picture 5.1-12	階段、歩廊手摺り	5-14
Picture 5.1-13	タービン周辺からの蒸気漏洩状況	5-17
Picture 5.1-14	6号ボイラー天井部の割れ	5-18
Picture 5.1-15	6号ボイラードラム上部	5-19
Picture 5.1-16	1号機ボイラー内部	5-19
Picture 5.1-17	1号機エアーヒーター内部	5-20
Picture 5.1-18	1号機排ガスダクト	5-20
Picture 5.1-19	1号機中圧タービン動翼最終段	5-21
Picture 5.1-20	6号機エアーヒーター軸受潤滑油ポンプ	5-21
Picture 5.1-21	6号機中操指示・記録計	5-22
Picture 5.1-22	6号機バーナー周辺の各種ケーブル	5-23
Picture 5.1-23	調節器盤	5-23
Picture 5.1-24	現場計器盤・検出配管	5-24

第5章 タシケント火力発電所(DC “TASHTPP”)の維持管理補修計画

5.1 タシケント火力発電所(DC “TASHTPP”)の設備管理状況と問題点

5.1.1 全般

タシケント火力発電所(以下 DC “TASHTPP”)の発電設備は、12 ユニットあり、Table 5.1-1 のように出力は1~5と9号機が150MW、6,11と12号機が155MW、7,8と10号機が165MW のロシア製であり、1963年に1号機が運転を開始して以来、随時運転を開始して、最新の12号機が1971年に運転を開始している。1号機は運転開始から既に40年を、12号機でさえ運転開始から30年以上を経過しているため、各種設備が老朽化している。Picture 5.1-1に既設タシケント火力発電所の俯瞰写真を、Figure 5.1-1に一般的な火力発電所の概要図を示す。

Table 5.1-1 タシケント火力発電所主要設備概要

1. 出力	1~5, 9 号機	150MW
	6, 11, 12 号機	155MW
	7, 8, 10 号機	165MW
2. ボイラー	型式：平衡通風ドラム式自然循環ボイラー	
	蒸気発生量	500t/h
	主蒸気温度	545°C
	主蒸気圧力	130 kg/cm ²
	再熱蒸気温度	545°C
	再熱蒸気圧力	31.5 kg/cm ²
	燃料	天然ガス(ブハラ、シュルタン産) 重油(冬季ピーク時のみ)
3. タービン	型式：再熱式復水タービン	
	出力	150~165MW
	回転数	3,000rpm
4. 発電機	電圧	18kV
	発電機冷却方式	水素冷却
	周波数	50Hz

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ようだが、1990年のソ連崩壊後、維持管理は発電所側で行わなくてはならなくなり、補修資金の不足やロシア製機器の修理部品や予備品の入手が難しくなったため、発電所自ら部品の製作や修理を実施している。そのため、補修に携わる発電所職員の技術力は高い水準に保たれているもの、かなり多くの人員を雇わざるを得ない状況である。



Picture 5.1-1 既設タシケント火力発電所俯瞰

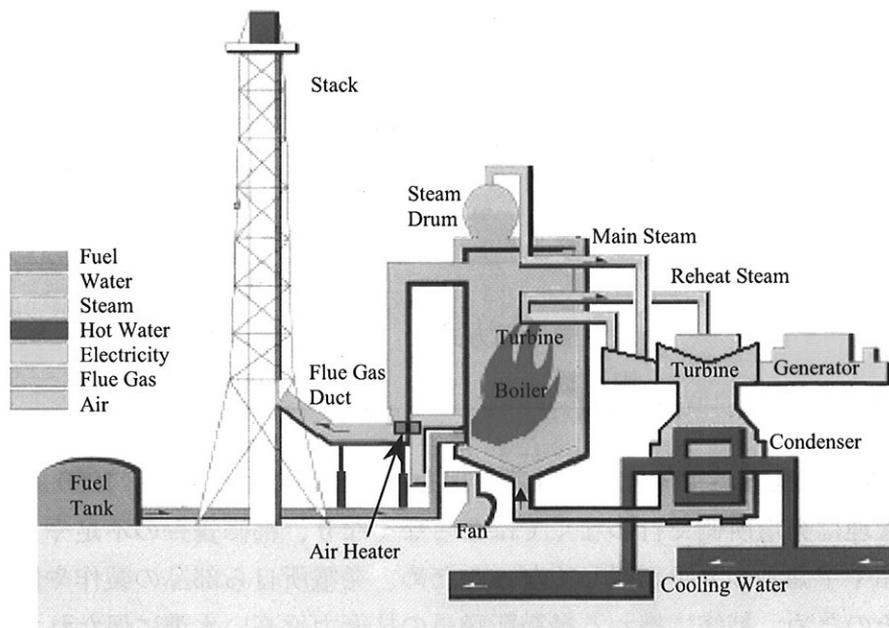


Figure 5.1-1 火力発電所概要図

しかしながら、発電所で行われている補修は設備故障が起きてからその対処をしている事後補修が主で、予防保全的な考え方は無く、設備の延命対策を計画的に実施してはいない。

2002年のDC“TASHTPP”におけるユニット停止に至る主な設備事故として、

- ・ ボイラー各種チューブの破損や溶接部の割れ
- ・ 空気予熱器の詰まり
- ・ タービン、ポンプや通風機類の軸受損傷
- ・ 軸受温度の上昇
- ・ タービン、ポンプや通風機類の振動大
- ・ タービン主塞止弁駆動不良
- ・ 発電機軸受からの水素漏れ
- ・ 発電機回転子劣化
- ・ モータ回転子損傷

などがあげられる。Figure 5.1-2 に 2000 年～2002 年における設備別ユニット停止原因を示す。特筆すべきは、75%を超える割合でボイラー設備に関する不具合が原因でユニットが停止していることである。Figure 5.1-3 から、ここ 3 年間を見ると 1 号機、4 号機と 11 号機が他のユニットと比べて若干緊急停止の回数が多いようであるが、本来なら緊急停止は設備に大きな負担を掛けるため極力なくすべきと考えられる。

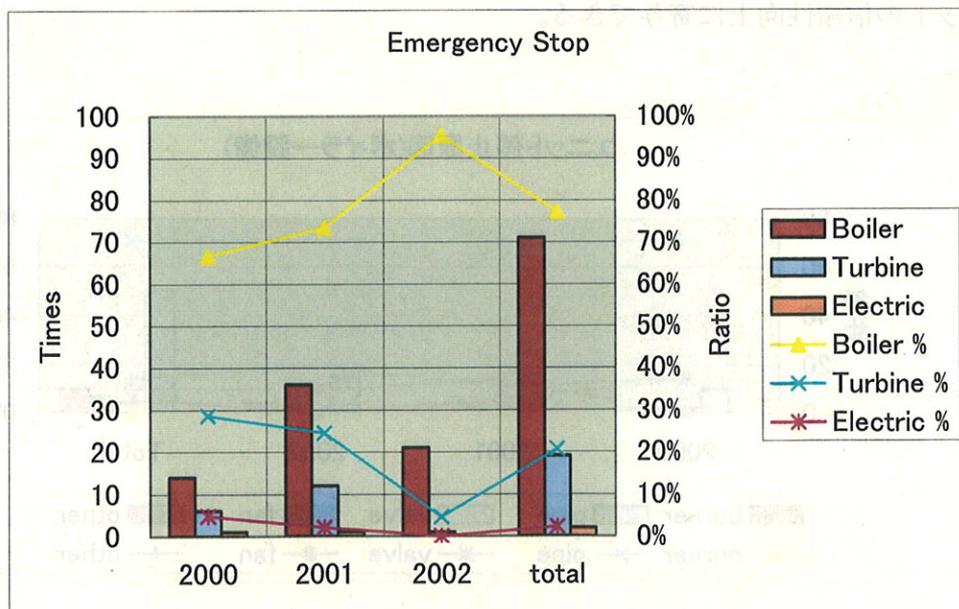


Figure 5.1-2 設備別ユニット停止原因