

5.3.2 生産原価

本節第(1)項および第(2)項においてはタシケント発電所の生産原価について述べる。ウズベキスタンの物価上昇は近年非常に高かった。電気、ガス価格は2ヶ月に1度の価格改定が行われている。前5.3.1節にて述べたように、タシケント発電所は冬場に価格的には高くつくが重油を燃料としている。従い、生産価格の検討を行うにあたり、高インフレーションや冬季の重油使用のことも考慮することとする。

第(3)項においては第(1)項で検討したタシケント発電所の発電原価と電力販売価格との関係を比べ、タシケント発電所の利益貢献について検討を行う。第(2)項の検討結果では利益貢献を行っていると言える。

(1) タシケント発電所の発電原価

Table 5.3-8 は2000年、2001年及び2002年における発電原価を示したものであり、Table 5.3-9 は2002年の月別発電原価を示したものである。

Table 5.3-8 最近3年間のタシケント発電所の発電原価

単位: 千スム

年	2000年		2001年		2002年	
燃料費	16,278,764	88.3%	23,699,804	84.2%	35,291,127	87.6%
消耗品費	328,645	1.8%	515,273	1.8%	926,603	2.3%
保守費	477,734	2.6%	672,875	2.4%	932,441	2.3%
人件費	677,370	3.7%	940,992	3.3%	1,376,013	3.4%
保険料	368,128	2.0%	492,248	1.7%	536,506	1.3%
その他費用	286,174	1.6%	1,732,173	6.2%	855,153	2.1%
減価償却費	29,015	0.2%	82,492	0.3%	365,703	0.9%
合計	18,445,831	100.0%	28,135,857	100.0%	40,283,546	100.0%
送電量	9,032,670 MWh		9,881,233 MWh		9,719,267 MWh	
kWhあたり平均単価	2.04 スム/kWh		2.85 スム/kWh		4.14 スム/kWh	

2000年から2002年にかけての発電原価においては凡そその85%が燃料費である。減価償却費については、タシケント発電所の操業開始が1963年であり最終の12号機の運転開始が1971年であり30年以上経過した設備であることから、減価償却費の占める割合は非常に低い。

Table 5.3-9 2002年のタシケント発電所の月別発電原価であり、Table 5.3-10 はこれをkWhあたりの単位原価で示したものである。

Table 5.3-9 2002 年のタシケント発電所の月別発電原価

単位：千スム

月	燃料費	消耗品費	保守費	人件費	保険料	その他経費	減価償却費	合計
1月	4,222,702	65,682	76,247	95,087	36,952	34,142	30,843	4,561,654
2月	3,215,928	47,579	66,384	100,568	38,060	53,051	27,462	3,549,032
3月	2,565,067	49,166	82,762	96,020	38,915	99,813	31,501	2,963,244
4月	2,550,209	48,943	56,343	115,932	45,214	22,268	31,147	2,870,055
5月	2,121,068	71,489	70,070	113,958	44,597	87,536	27,886	2,536,604
6月	1,927,682	58,833	62,835	103,586	41,887	76,433	27,111	2,298,367
7月	1,887,833	57,833	78,624	115,504	44,430	41,454	32,140	2,257,817
8月	2,509,610	161,157	73,147	125,654	47,316	48,491	32,194	2,997,569
9月	2,560,450	97,382	84,653	126,024	48,268	55,408	32,157	3,004,340
10月	2,965,252	87,266	85,321	122,243	47,775	47,090	32,002	3,386,949
11月	3,827,357	51,275	118,056	123,862	48,634	179,516	28,406	4,377,106
12月	4,937,971	129,999	78,001	137,576	54,457	109,951	32,854	5,480,810
合計	35,291,127	926,603	932,441	1,376,013	536,506	855,153	365,703	40,283,546

Table 5.3-10 2002 年のタシケント発電所の月別単位発電原価

単位：スム/kWh

月	燃料費	消耗品費	保守費	人件費	保険料	その他経費	減価償却費	合計
1月	4.27	0.07	0.08	0.10	0.04	0.03	0.03	4.61
2月	3.75	0.06	0.08	0.12	0.04	0.06	0.03	4.14
3月	3.00	0.06	0.10	0.11	0.05	0.12	0.04	3.47
4月	2.95	0.06	0.07	0.13	0.05	0.03	0.04	3.32
5月	2.88	0.10	0.10	0.15	0.06	0.12	0.04	3.44
6月	3.06	0.09	0.10	0.16	0.07	0.12	0.04	3.65
7月	3.05	0.09	0.13	0.19	0.07	0.07	0.05	3.65
8月	3.30	0.21	0.10	0.17	0.06	0.06	0.04	3.94
9月	3.27	0.12	0.11	0.16	0.06	0.07	0.04	3.84
10月	3.49	0.10	0.10	0.14	0.06	0.06	0.04	3.98
11月	4.53	0.06	0.14	0.15	0.06	0.21	0.03	5.18
12月	5.32	0.14	0.08	0.15	0.06	0.12	0.04	5.91
合計	3.63	0.10	0.10	0.14	0.06	0.09	0.04	4.14

(2) 発電原価の分析

Figure 5.3-3 は 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を見たものである。

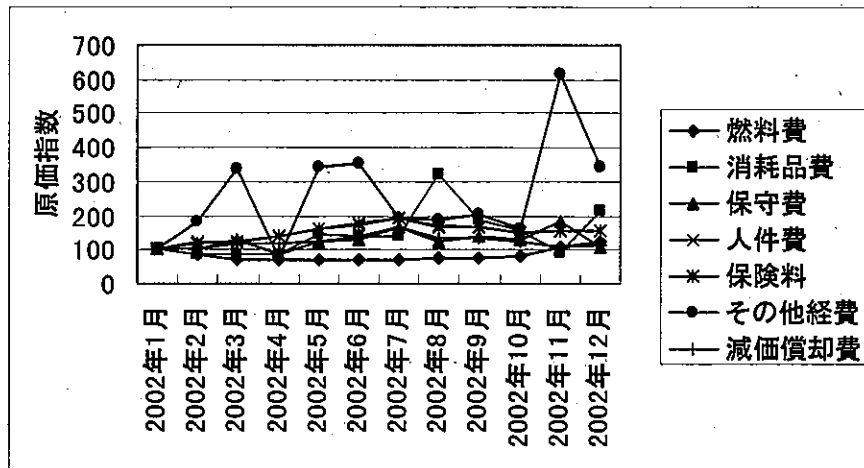


Figure 5.3-3 2002 年 1 月を 100 とした場合の発電原価の各項目の年間の動き

(スム/kWh の単位原価ベース)

燃料費については冬場の方が単位当たりの原価が高い。なお、Figure5.3-4 は燃料費については kWh あたりの単位原価とし、他の原価項目については月別総額として 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を示したものである。なお、その他経費については、ばらつきが大きいため Figure5.3-4 の対象から除外した。Figure 5.3-4 のばらつきは Figure 5.3-3 より少なく、燃料費は発電量に比例関係のある変動費であり、他の費用は固定費であることが読みとれる。

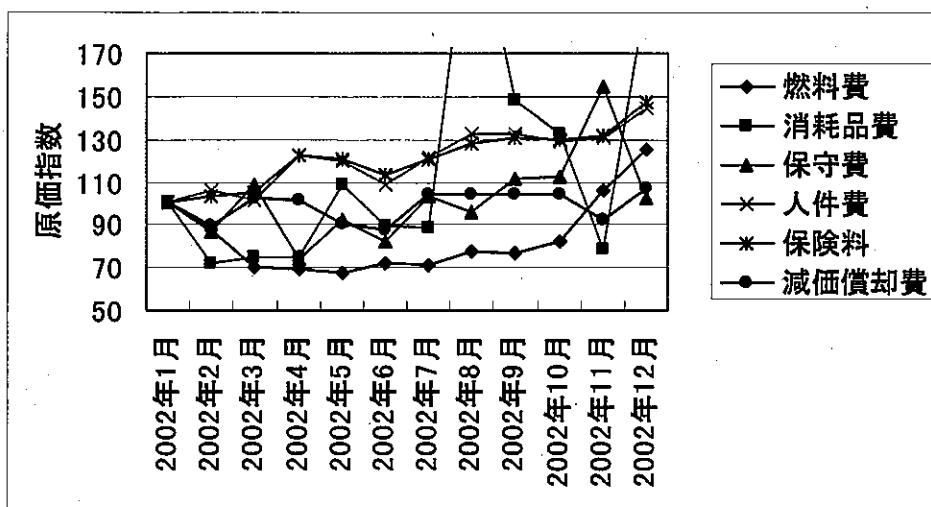


Figure 5.3-4 2002 年 1 月を 100 とした場合の発電原価の各項目の年間の動き

(燃料費は kWh あたりの単位原価。他は月別の費用総額。)

Figure 5.3-4 より燃料費の単位原価は冬場の方が高いことが読みとれる。この原因は、冬場には天然ガスよりも価格が高い重油を使用することによる。特に2002年1月、2月11月及び12月は重油使用割合がそれぞれ70.3%、63.1%、23.1%及び71.8%であった。他の原価項目において1月と12月を比較すると1月が12月より低いのはインフレーションの結果と考えられる。Figure 5.3-5 は、燃料の1月から12月の価格変動を物価のインフレーションと同一であるとみなして、2002年1月を100とし燃料費（単位原価）と燃料費以外（月別原価）を表したグラフである。

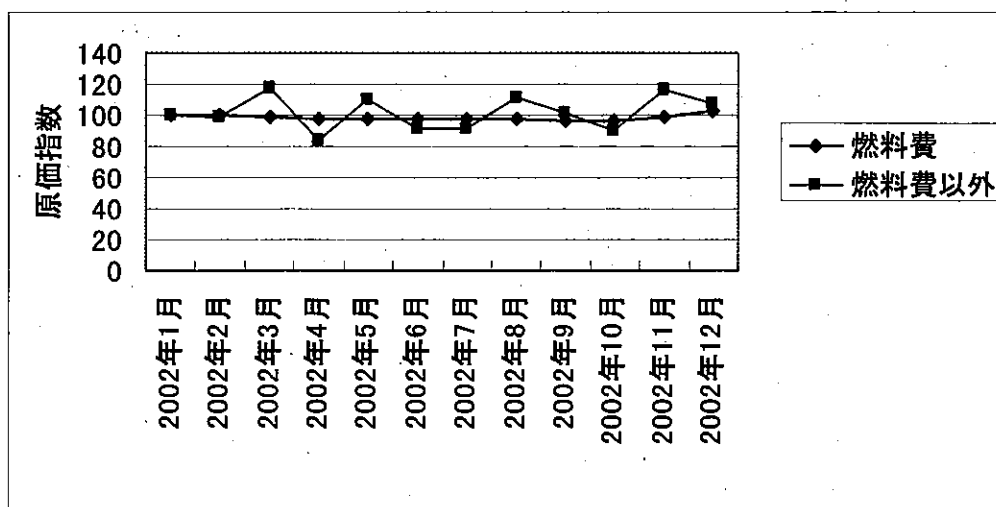


Figure 5.3-5 燃料費の価格変動により調整した2002年のタシケント発電所の原価指数

Figure 5.3-5 の結果から、次のことが言えると考えられる。

- 1) 発電原価は変動費と固定費に大きく分けることができる。
- 2) 一つは kWh の発電量に比例する変動費であり、主として燃料費が該当する。
- 3) 他の一つは kWh の発電量に無関係な固定費であり、燃料費以外がほぼこの種類である。

Table 5.3-11 は 2002 年のウズベキスタンの燃料価格である。

Table 5.3-11 2002 年のウズベキスタンの燃料価格

単位: スム

	2002 年 1-3 月	2002 年 4-5 月	2002 年 6-7 月	2002 年 8-9 月	2002 年 10-11 月	2002 年 12 月	2002 年 平均	1000 kcal 当 たりの平均
ガス/m ³	9.28	10.4	11.1	12.0	12.9	13.8	11.20	1.37
重油/ton	15,098	18,181	19,081	20,081	21,181	24,904	18,937	1.95
石炭/ton	11,777	11,777	11,777	*12,355	*14,333	14,333	12,328	*2.24

(Note) 価格は付加価値税 20%を含む。

石炭価格の 12,355 スムは 2002 年 8 月 15 日からの価格である。

石炭価格の 14,333 スムは 2002 年 11 月 1 日からの価格である。

石炭の発熱量は 5,500 kcal/kg (自然状態)を想定している。

タシケント発電所の単位当たり燃料原価を天然ガスと重油について Table5.3-11 の 2002 年 12 月価格で計算すると (燃料消費量は Table5.3-7 の 2,728 kcal/kWh として) 以下の通りとなる。

天然ガス: 4.60 スム/kWh (付加価値税込み) 3.83 スム/kWh(付加価値税不含)

重油: 7.01 スム/kWh (付加価値税込み) 5.84 スム/kWh (付加価値税不含)

同様に固定費について 2002 年 12 月価格で計算し、これを設備容量の 1,770MW に 対する単位当たりで計算すると 9.52 スム/kW-日となる。

(3) タシケント発電所の利益貢献度

2002年のウズベキスタンの電気料金は Table 5.3-12 の通りである。

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）

単位：スム/kWh

種別	用途	2002年	2002年	2002年	2002年	2002年	2002年
		1-3月	4-5月	6-7月	8-9月	10-11月	12月
I	750kVA以上の工業用	12,800	14,080	15,000	16,300	17,800	19,300
		5.90	6.50	7.00	7.60	8.40	9.05
II	750kVA未満の工業用	10.00	11.40	12.30	13.15	14.35	15.55
III	農業用	6.45	7.30	7.90	8.70	9.50	10.30
IV	鉄道	9.35	10.60	11.45	12.45	13.60	14.75
	市内交通	9.35	10.60	11.45	12.45	13.60	14.75
V	公共機関	7.75	8.80	9.50	10.30	11.25	12.20
VI	商業用	26.90	30.60	33.00	33.05	33.50	34.00
VII	家庭用	6.50	7.40	8.00	8.70	9.50	10.30
	家庭の電気暖房	3.25	3.70	4.00	4.35	4.75	5.15
VIII	冷暖房用	26.90	33.60	33.00	33.05	33.50	34.00
IX	広告用	92.00	104.70	105.00	110.00	110.00	110.00
X	所内動力	5.90	6.70	7.30	8.00	8.90	9.70
加重平均価格		9.45	10.75	11.60	12.37	13.32	14.27

(Note)

- 種別 I の工業用における上段の価格は契約電力 1 kW に対する年間額である。他の価格は、全て 1 kWh の電力使用量に対するものである。
- 加重平均価格は、工業用 38.2%、農業用 32.9%、商業用 7.1%、一般家庭向け 15.6%、その他鉄道用等が 6.2% であると仮定して計算したものである。

(参考)

- 種別 X の所内動力用とは火力発電所の補機動力等の電力消費である。
- 種別 VII の一般家庭用は国民の生活に密接に関わることから低く押さえられている。
- 2002年1月から12月の年間平均加重平均価格は 11.56 スム/kWh（付加価値税込み）または 9.63 スム/kWh（付加価値税付含）である。

Table 5.3-13 は過去 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、電力損失を示したものである。

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

単位： GWh

年	水力発電	火力発電	熱併給 発電	合計	輸入	供給合計	需要	電力損失
1992	5,160	44,423	1,297	50,880	1,845	52,725	42,328	19.7%
1993	6,330	41,586	1,205	49,121	1,508	50,629	41,185	18.7%
1994	6,934	39,549	1,254	47,737	1,438	49,175	39,166	20.4%
1995	5,337	41,086	1,006	47,429	1,224	48,653	38,867	20.1%
1996	5,291	38,735	1,375	45,401	2,160	47,561	39,466	17.0%
1997	5,044	40,089	867	46,000	1,800	47,800	39,937	16.4%
1998	6,009	38,495	1,408	45,912	728	46,640	40,422	13.3%
1999	5,326	38,607	1,386	45,319	1,654	46,973	41,431	11.8%
2000	4,248	41,787	806	46,841	2,239	49,080	41,505	15.4%
2001	4,708	41,201	1,244	47,153	2,239	49,392	40,870	17.3%
合計	54,387	405,558	11,848	471,793	16,835	488,628	405,177	17.1%

2002 年のタシケント発電所の所内動力比は 5.78%であった。この所内動力比 5.78%を、全ての発電所に共通であると仮定すると送配電損失は 12.9%となる。通常電力供給コストに占める発電コストの割合は 50%-70%と考えられる。

送配電損失を 12.9%と仮定し発電電力の 87.1% が供給（販売）され供給（販売）価格の 65% が発電に帰属すると仮定すると発電端における販売価格は 2002 平均価格 9.63 スム/kWh（付加価値税付含）に対し 5.45 スム/kWh（付加価値税付含）となる。Table 5.3-8 においてタシケント発電所の 2002 年発電原価は 4.14 スム/kWh と計算した。発電端想定販売価格と発電原価との間には 1.31 スム/kWh の差があり、この差がタシケント発電所の利益貢献と考えられる。従い、ウズベキエネルゴにおいて、タシケント発電所は利益貢献を行っていると考えられる。

5.3.3 財務上から見た問題点及び今後に向けての提言

5.3.2 節の第 (3) 項での計算では、タシケント発電所は 2002 年平均価格において 1.31 スム/kWh の利益貢献を行っている。年間合計発電量 9,800GWh では 12,838 百万スムとなる。赤字としないことが費用支出の条件であるとするなら 12,838 百万スムの追加予算がタシケント発電所に許されることとなる。

そこでタシケント発電所が保守予算を 12-13 百万スム追加してもその価値があるかどうかを見なければならぬ。タシケント発電所の 1 号機は 1963 年に運転を開始し 12 号機が 1971 年であることから 32 年から 40 年を経過した設備であり、老朽化した設備である。現状使用可能であるが、何時使用不可能となっても良い状態とも考えられる。

タシケント発電所は、利益貢献を行っているとの分析結果であった故、追加保守が設備の信頼性維持や設備寿命の延長につながるのであれば年間 12-13 百万スムの保守費用の増加は許されると考える。

Table 5.3-9 はタシケント発電所の 2002 年の保守費が 932 百万スムであったことを示している。上記の考えからすると 13-14 倍の保守費の支出が可能であり、むしろ既存 12 基のアベイラビリティや信頼性の向上を保守費の増大を恐れることなく目指すことが重要と考える。

5.4 既設発電所運営管理計画

5.4.1 組織の見直し提案

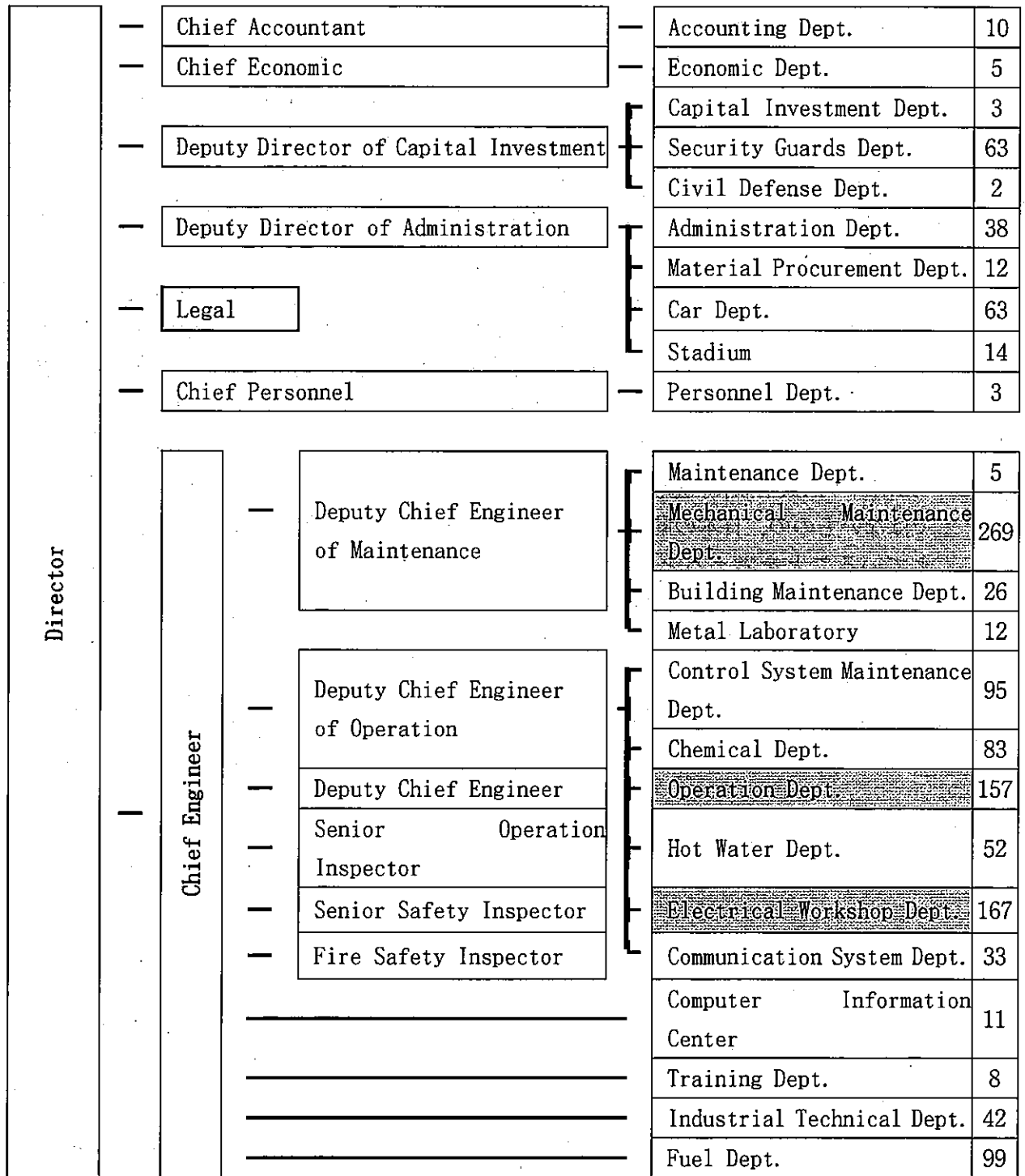
DC “TASHTPP”は 2008 年を目途に法律的に独立した法人となる予定であるが、財務面でウズベクエネルギーに依存しており、発電所独自の経営手腕を発揮できる状況ではない。

発電所には 2002 年末現在 1300 名近くの職員が在籍している。その組織は、Figure 5.4-1 に示す通りで、Director(発電所長)の下、所長直轄部門は各総括者と 200 名程度の間接部門職員、技術部門に関しては Chief Engineer(技師長)が、運転・補修部門とも一人で管轄しており、1000 名を超える職員がその下に在籍している。

発電所を運営して行く上で、現状維持を考えるなら現組織でも十分機能を発揮できると思われるが、今後独立した営利企業への移行を目指すのであれば、設備の高効率高稼働率による財務体質の改善のみならず、現在発電費用に占める人件費の割合が数%程度と低いうちに、今後予想される人件費の増加を視野に入れ、一部業務の外部への委託または請負工事の発注などを総合的に勘案し人件費の削減を考えるべきである。

発電所の人員構成は間接部門と直接部門の構成比率は約 1 : 5 と決して非合理的な数値ではないものの、日本の同規模の出力を持つ火力発電所と比べると 3 倍以上の人員を抱えていることを考えると、大幅な人員削減が可能であると判断できる。しかし DC “TASHTPP”の意向では雇用確保の観点から人員削減につながるような提案は望まれていないため、雇用を確保しつつも発電所の人員を削減する提案を行う。

Organization Chart of Tashkent Thermal Power Plant



注：網掛けは以下の詳細な組織図参照

Figure 5.4-1 タシケント火力発電所組織図

また、Figure 5.4-2、Figure 5.4-3 と Figure 5.4-4 にそれぞれ発電部門・補修部門の組織図を示す。

Organization Chart of Operation Dept.

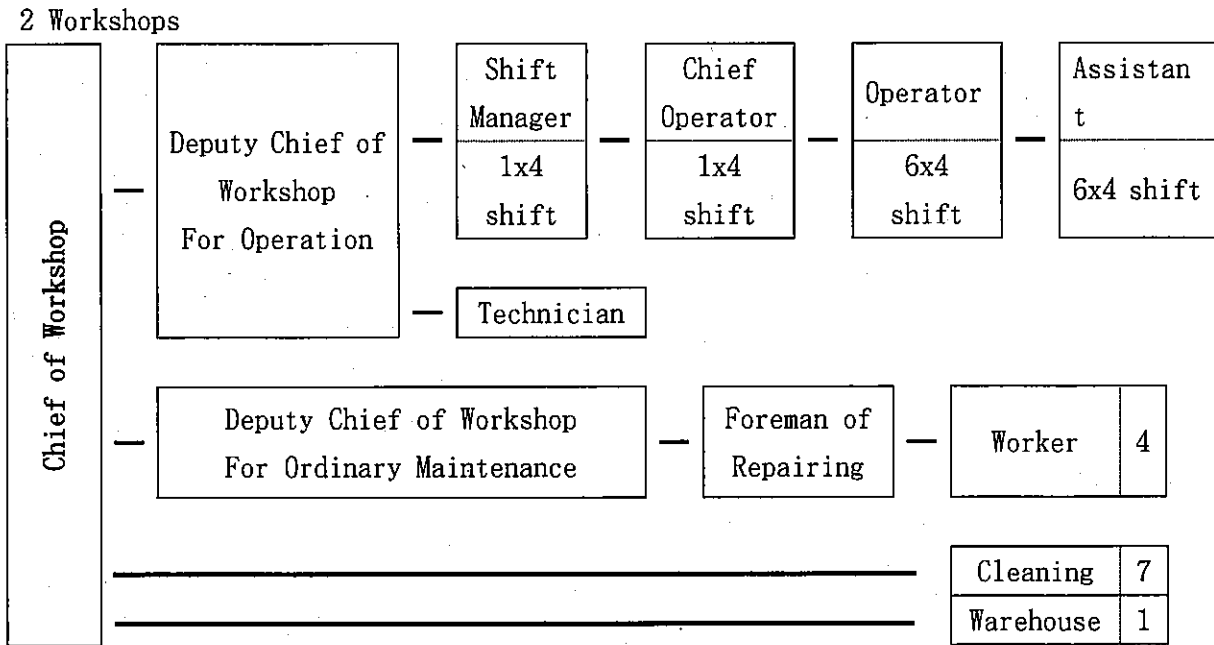


Figure 5.4-2 発電部組織図

Organization Chart of Mechanical Maintenance Dept.

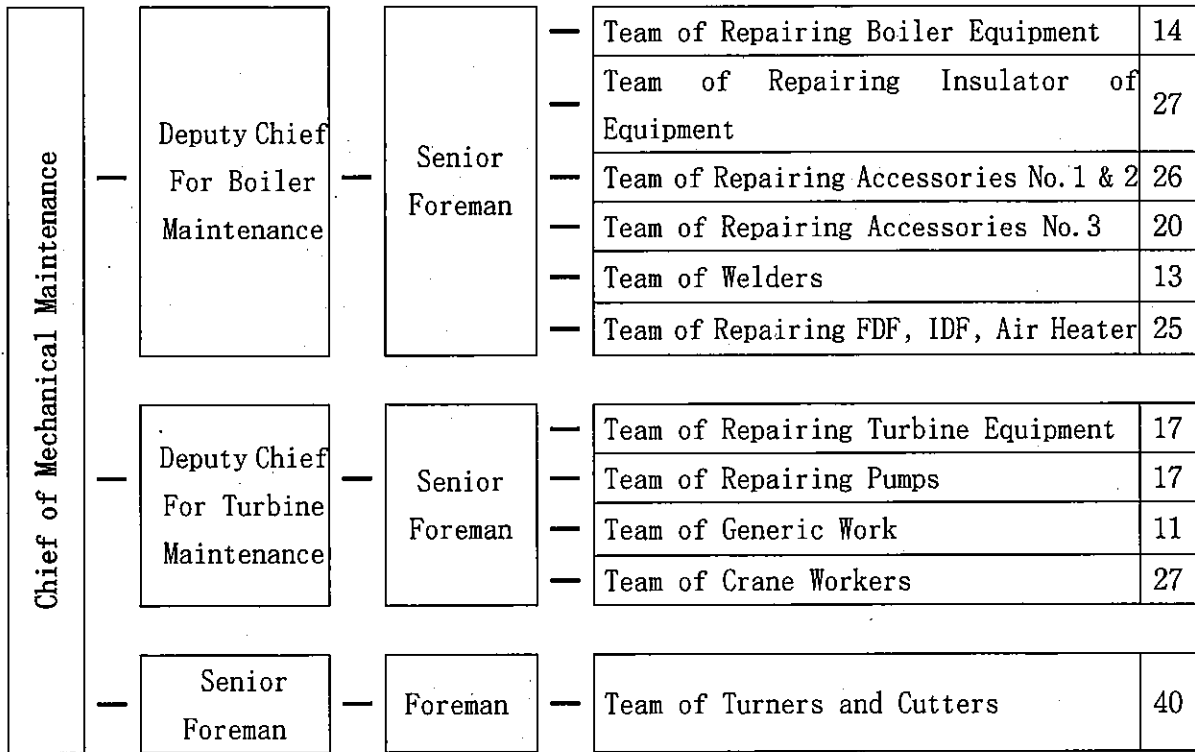


Figure 5.4-3 機械補修部組織図

Organization Chart of Electrical Workshop Department

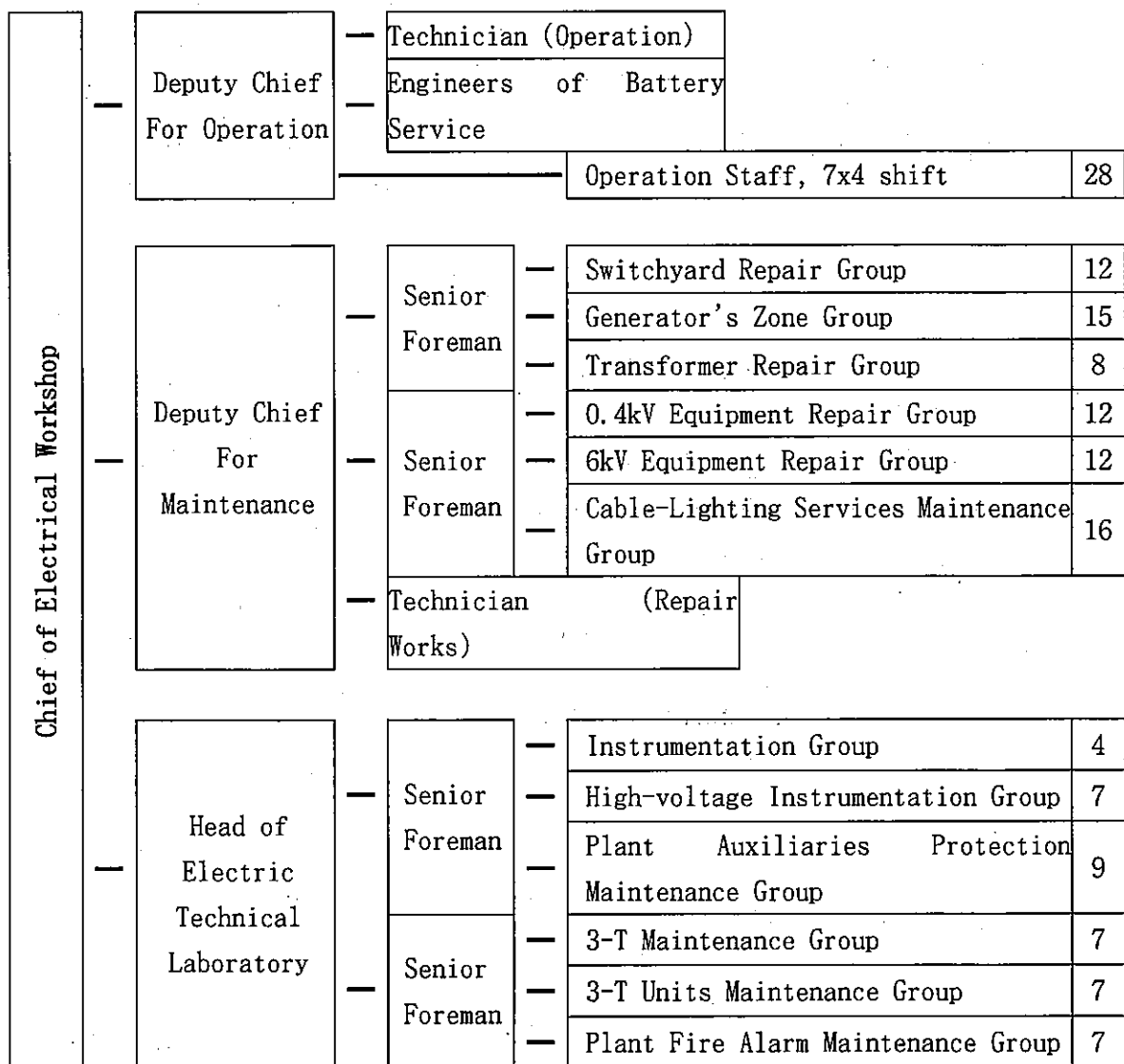


Figure 5.4-4 電気部組織図

(1) 技術部門の整理

技術部門は Chief Engineer 以下の組織が複雑で、Figure 5.4-1 の網掛け部分の通り、運転部門と補修部門の区分けが明確になっていない。

技術部門に在籍する職員が高い専門的な技術力を身に付け、古い設備を大切に扱い、各種運転マニュアルを見ながら殆ど手動調整で発電設備を運転している。また発電所で発生する設備故障にも多くは補修部門の人材で対応している。しかし職員の高い技術力故に、業務が細分化されすぎており、縦割り意識が強く組織としての融通性を欠き、幅広い業務への対応能力を低下させる原因になり兼ねない。発電所において適材適所で優秀な人材を有効活用するためには、幅広い専門性を身に付けた人

員が必要に応じて多岐に渡り能力を発揮できるような体制作りが必要である。

現状でも Chief Engineer のもと、発電部門と補修部門は別部門として存在し、それぞれに Deputy Chief Engineer がいて、一見明確に職務分担がなされているように感じる。ところが機械関係の補修部門が比較的シンプルな組織であるのに比べ、電気関係の補修部門は、発電部にある Electrical Workshop に電気補修課としてあり、また、ユニットの運転にあたる発電部交替勤務者の他に、この Electrical Workshop には電気運転課があって、電気機器の運転監視にあたっている。

このように複雑な組織では、補修を担当する部門間での連携が取りづらく、定期補修時など、発電部から補修部へ設備を引渡す時の作業安全の確保が必要な場合に、指揮命令系統が不明瞭なために、事故に繋がる恐れが残るだけでなく、何か事故があった場合などの責任の所在が明確でなくなる。

上記のことを考慮に入れて発電所の組織全体を見直した場合、発電部門と補修部門は明確に分離して、対等の位置付けとする組織づくりに着手するよう提案する。以下に各組織の詳細を記す。

- 1) 発電部はあくまでも発電設備の運転・監視業務とそれに付随する効率管理などの運転管理業務に一本化して設備の効率的な運用を目指す部門とする。
- 2) 補修部は作業補修の合理化をはかる目的で、日常的な小補修は補修部自ら修理を行い、定期補修などの大型工事は、外注という立場を取り、その計画立案、補修費用の予算立て、発注、施工管理を一括して行う部門とする。更に補修部は、機械グループと電気計装グループから成り、所掌する設備範囲を明確にして、特定の間が特定の設備だけを管理するのではなく、グループ員一人一人が各グループの受け持つ全ての設備に精通して、臨機応変に人員配置ができるようにする。
- 3) 更に水処理設備やその他共通設備の運転や燃料の管理を行う技術部を新設する。
- 4) 間接部門は総務部として一本化し、所長直轄の部門とする。
- 5) 後述する安全管理部門を新たに設立する。

技術部門を整理して、技術部や安全部を組織に加えた発電所新組織図の案を Figure 5.4-5 に示す。

Proposed Organization Chart of DC "TASHTPP"

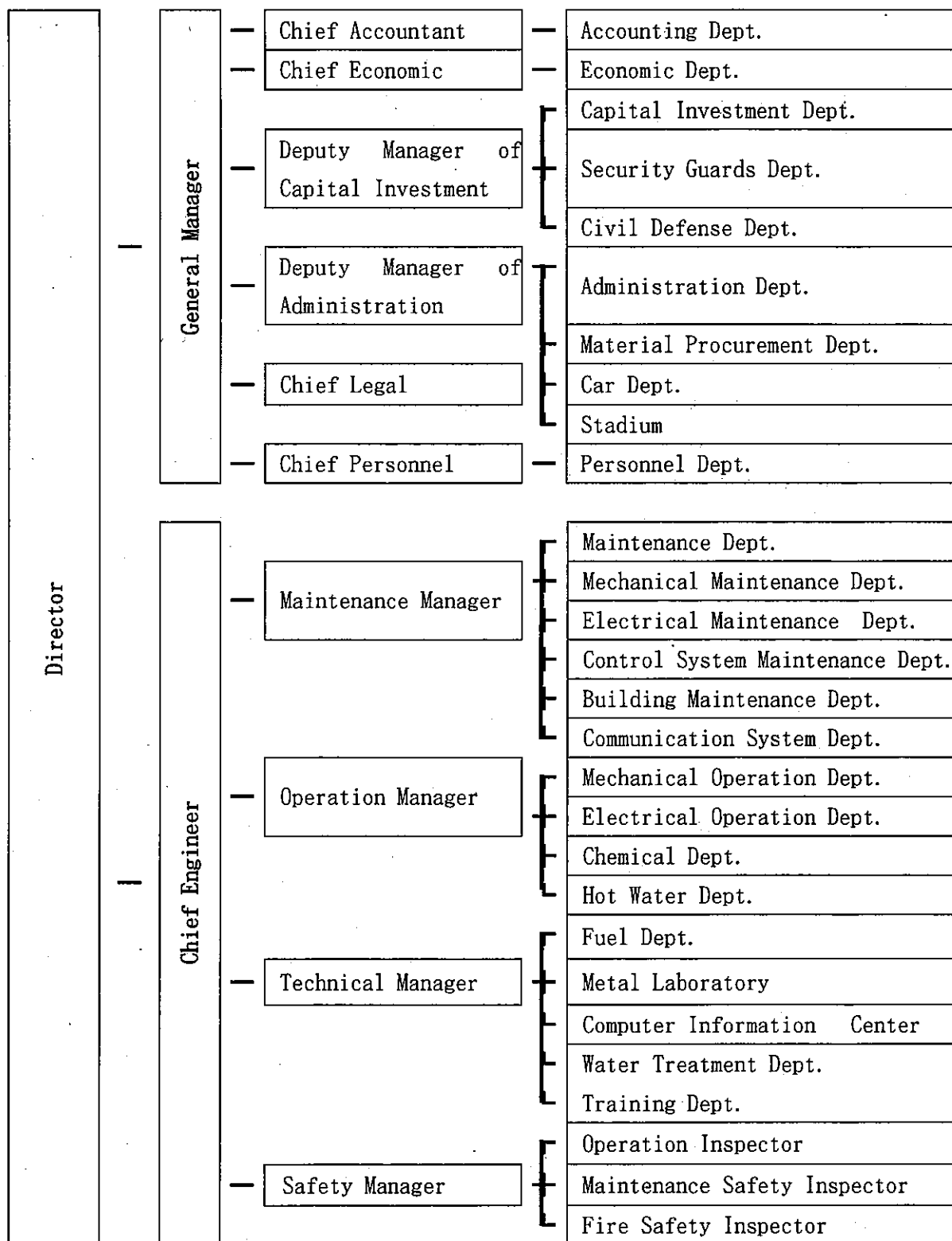


Figure 5.4-5 發電所新組織圖(案)

(2) 安全管理部門の設立

現在安全に関する部門は Chief Engineer の下に、Senior Safety Inspector と Fire Safety Inspector とがある。しかしそれぞれには下部組織がある訳ではなく、安全を堅持する意識が発電所全体において希薄のようである。むろん現場においても中にはヘルメットをかぶっている作業員を見かけるが、全体的に他の保護具を含めて着用率が低いようである。しかし、これらの職員に対しては上記安全担当の検査者が抜き打ちで検査を行い、安全チェックを実施し、ヘルメット等の保護具非着用者には、罰金を課す制度があり、少なからず効果が出ているようである。

DC “TASHTPP”での 2002 年の労働災害は 5 件あり、死亡災害も無く、特別多い数字とは言えないが、安全意識の低い現場であることを考えると報告されていない軽度のけがは相当数に上るものと推測できる。

本来事故を起こさないよう最大限の努力を傾けるべきで、それを実現させるために、職場の安全意識の高揚をはかり、不安全行動を徹底的に無くす必要がある。ユニットの高効率高稼働と同様、DC “TASHTPP”の最重点課題として労働災害の撲滅を位置付け、安全管理の最高責任者である所長を補佐し安全で衛生的な職場環境作りを強力に推進する部門として安全管理部を所長直轄の部門として設立することを提案する。この部門には補修部門の合理化により余剰となる人員を配置することができ、更にそれらの作業安全のポイントを知る人間による現場での安全管理が徹底でき、発電所における労働災害の削減に一役買うものと期待できる。

(3) 発電部門と補修部門の相互人材交流

技術部門の人材は、一度配属された部門からそう簡単に異動することはないようである。その結果、前にも述べた通り個人は自分の専門分野に対しては高い技術力を身に付け、その道のスペシャリストとして無くてはならない存在であるが、それ故業務が細分化され過ぎ、また他の業務に対して関心があまり無いため、幅広い知識を身に付ける機会を無くしているようである。

このことを考慮して、技術部門の人間は、発電部と補修部を交互に行き来して、幅広い専門性を身に付け、双方の長所短所を他の部門から客観的に分析し改善できる人間を育成するとともに、業務に役立つ多くの知識知見を身に付けた者をより上位の職に就かせ、個々人の能力に合った給与を与えるシステムを構築することで、魅力ある職場を造り、職員一人一人のやる気を引き出し、活力があり社会の変化にも柔軟に対応できる組織になるよう自ら変革を遂げるべきである。

(4) 補修部門の分社化

現在補修部門に在籍している職員は、設備の修理を行うだけでなく、日本でならすぐに購入して済ませてしまう簡単な部品であれば自ら製作してしまう程の高い技術力を持っている。その能力は発電所内だけで活かすだけでなく、積極的に他の工場

などの補修で活躍できる場面があると思われる。

これらの人材を有効に活用できるよう補修部門に在籍している職員で、特に直接設備の修理を手がける者は、多方面に渡り活躍の場があるように思われる。そのような修理工を集め、補修工事一般を手がける会社を興し、発電所の子会社として分社化して発電所から発注される補修工事を独占的に請負って実施するのみならず、発電所以外の工事も積極的に獲得して、経営基盤を安定させることができれば、発電所としては人件費・補修費を削減して発電単価の引き下げに結びつけることが可能となる。

このように分社化した子会社を設立することで、発電所としては余剰人員を抱えることなく、尚且つ雇用を確保すると言う点で、充分意義深い試みであると思われる。

5.4.2 設備運用管理

火力発電所の使命は、燃料の持つ熱エネルギーを、ボイラー・タービン・発電機を通じ、より効率的に電気エネルギーに変換し、良質な電気を作り出す事である。そのためには設備の信頼度を維持し、常に高稼働率で、高効率に運転することが重要である。

数度の現地調査を通じて入手した運転に関する各種データを解析した結果、同種データを違う時期に要求したところ、異なった数値データを提供され、解析に支障を来たしたことがある。これは重要なデータ類の一元管理が出来ていないことの現れであり、運転に関するデータだけでなく、点検データ等も管理が行き届いていない状況であることが予想できる。

上記の問題を含め、ここでは主に設備運用に携わる職員の業務に焦点を当て、設備運用面での課題を明らかにして、その対策(改善案)の提言を行う。

発電設備の運転管理業務には、各機器の運転状況把握のための監視・機器巡視による運転管理、運転目標値の維持、効率管理や各機器の性能・機能確認を行う性能管理と設備を健全な状態に保つことで得られる信頼性の確保と熱効率の維持のための保守管理とがある。

(1) 運転管理

1) 監視計器への対策

ユニットの運転状態は需要側の要求により刻々と変化するものであり、通常運転範囲内でのどんな要求に対しても、高効率で安定して運転する必要がある。そのため各運転操作室等で業務にあたる運転員は設備の状態を絶えず監視し、微細な変化も見逃さないよう監視計器へも絶えず細心の注意を払う必要がある。

また人間は不注意による過ちを犯す可能性をゼロにできないことを認識し、誤認、誤操作から来る事故を未然に防止するために必要な設備に対する措置を最大限講じ、事故が起きないようにすることが重要である。そのため各運転操作室に駐在している操作員は、監視盤に設置されている指示計、記録計や警報装置等の各種監視計器を通じて、発電ユニットの運転状態を監視している。それらの計器

類は視認性に優れ、圧力計や温度計などの指示計などには通常指し示しているべき値に何らかのマーキングを実施して、監視技術レベルの異なる操作員や監視員が見ても、一目で良否の判断ができるようにすることも必要である。

2) 監視能力向上

設備点検の結果、それが正常か異常かを判断できるだけの知識・経験は、ユニットの運転に携わる人間には必要なことであり、補修部門と連携して、

- ・ 要監視設備の抽出と判断要領・基準をリストアップしたチェック表の作成
- ・ 点検要領の習得
- ・ 定期補修の設備開放時の内部見学
- ・ トラブルを起こした現場の見学

等により、なるべく現物を見ることで、知識の幅を広げ、実経験にも劣らない技術レベルの向上をはかる。そのためにはより多くの経験を積んできた者は、トラブル体験等を自分だけの物とせず、その時の状況、処置、原因、対策について他班の運転員に周知徹底できるよう詳細な報告書を作成し、それを基にトラブルを想定して、これに対する措置を各班ごとに討議し、技能向上と共に班内各人の意思疎通を良くして、共通の認識を持って協力してユニットの運転に当たれる土壌作りを行う。

(2) 性能管理

火力発電所における発電ユニットの性能管理の目的は、常にユニットの運転状況を正確に把握し、熱効率改善に努めることである。そのためには、各ユニットの性能を把握し、運転に反映することが望ましい。その重要な方法として、

- 1) ユニットに関する代表的な数値データの標準値を設定し、これと実データとの偏差により管理する方法である。標準値とは各機器が通常運転されている限り期待しうる値（設計値と運転により経験的に得られた値など）で、各部の温度、圧力などの運転状態値とユニット効率、ボイラー・タービン効率などの性能値の2種類がある。後者は外的条件によって数値が変化するので、同一条件に修正して比較する必要がある。
- 2) 毎日の運転記録から運転状況を把握するとともに、性能に影響を与える代表項目（復水器真空度偏差、排ガス温度、排ガス O_2 など）を、日・週・月単位で変化の傾向を管理する。
- 3) 定期補修時における性能および熱効率向上対策の効果を評価するために、性能試験項目（高圧タービン内部効率、空気予熱器効率、給水加熱器など）について把握するとともに、ユニット全般についても記録を取り、きめ細かい管理を行う。

上記のようなデータは発電設備の運転には非常に重要であり、適切な管理が望まれる項目である。少なくとも調査団からの要求に対し即座にデータの提供が可能な程

度に改善するなど、データの一元管理は最低限必要である。

上記のデータ管理手法として、ユニットに供給される熱の利用程度を知るために、入熱および出熱を各項目に分けて計算したものを、熱勘定図による管理を行う。これは燃料の燃焼から発電までの間の熱の発生、吸収、損失などの過程を分析して熱の分布を精算する方法である。この熱勘定図は、火力発電所の運転状態の良否判定や熱効率改善のための検討を実施する上で重要なものである。その代表例を Figure 5.4-6 に示す。

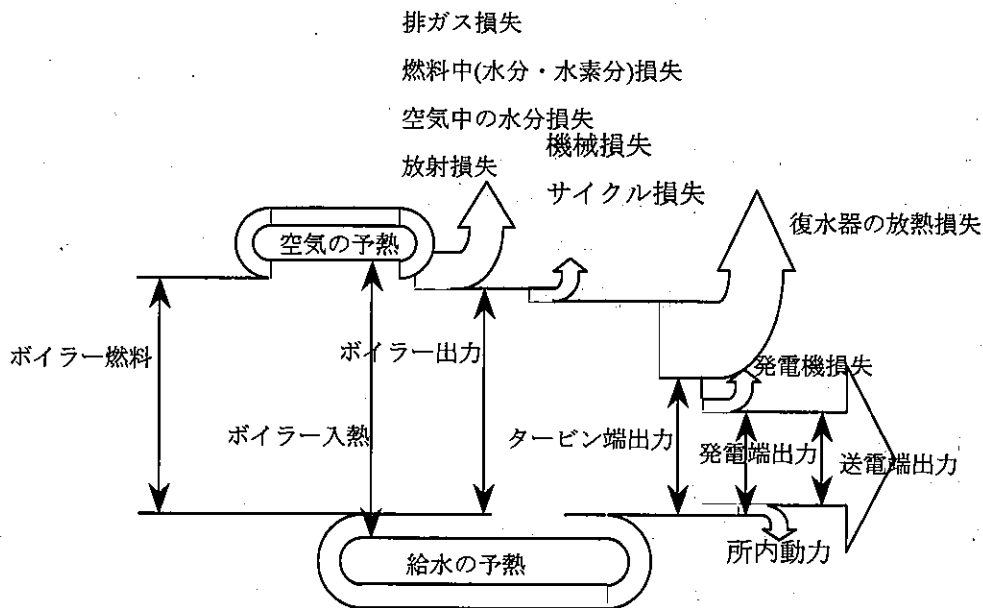


Figure 5.4-6 熱勘定図例

(3) 保守管理

長時間運転を余儀なくされている発電設備において、信頼性の確保と熱効率の維持は最重要課題であると言っても過言ではない。そのためには各種事故に対する予防措置を講じ、予防保全技術・検査技術を習得して、経年劣化している発電設備に対して劣化状況・改善状況を十分に把握したうえで、適切な保守管理を行う必要がある。発電設備に対し予防的に保全対策を講じ健全な状態に保つことが重要である。

1) 予防保全技術の導入

DC “TASHTPP”の既設発電設備の維持管理は概ね良好に行われているが、建設後30年以上を経過した設備であり経年劣化による性能低下、不具合は避けられず、

従来の事故後対応から事前に不具合を察知して今後とも電力需要を確実に支えていくために、特に主機の運転に密接な関連を持つ機器については、不具合を事前に察知し、部品の事前交換などによる事故防止のための予防保全技術の導入は欠かせない。

火力発電設備において予防保全を実施して設備を十分点検・補修することは、設備の安全を確保すると同時に計画外停止等の防止により電力の安定供給とコスト低減が可能となる。

計画停止以外は連続して安定運転されることが望ましく、そのためには、まず定期補修・点検時における各種の診断・検査（寿命評価・診断技術）の適用により、各部に生じる劣化の要因ごとに、その状況を適切に把握し、各種トラブルを未然に防止するとともに、それぞれの部位について綿密な点検を行って、計画的な部品の更新および機器の補修等の適切な措置、具体的な対策を行うことが重要である。

2) 予防保全の必要な機器

予防保全や余寿命診断を行うに際して、設備の状態把握は欠くことのできない、重要な要因であり、設備の状態を正確に把握するためには、発電設備の主な構成機器について精密点検を実施する必要がある。以下に精密検査を必要とする代表的な機器を示す。

- ・ ボイラー本体を構成する管類で高温高压の流体が通過するボイラーチューブ、ヘッダーやドラム
- ・ タービンの動静翼、ローター、車室
- ・ 主要弁(高压弁)の弁座、弁棒、弁箱
- ・ ポンプ・ファン本体
- ・ 発電機・電動機巻線
- ・ 各種回転機器の軸受

5.4.3 安全衛生

安全衛生とは、職場における人身安全を第一に考え、発電所内で考えられる各種事故を未然に防ぎ、人身を危険から遠ざけるだけでなく、職場の作業環境を改善することで、発電所職員の健康状態を良好な状態に保つことを目的としている。

このことは設備を健全な状態に維持することに繋がり、ひいては発電設備を高稼働率で運転するための最も重要な要素の一つであることを、全発電所職員が認識して、日頃から安全衛生に関心を持てるよう配慮する必要がある。

日本では現場の4Sと言って、整理・整頓・清掃・清潔を徹底して、現場での安全確保はまず現場の衛生状態を良好に保つ心構えから養われるとされ、通常操作員がパトロールする通路や作業員が設備を点検整備する場所は、整理整頓が行き届いているものである。しかしDC“TASHTPP”の多くの現場では、まだ職員にそこまでの意識はなく、埃まみれの設備や決して清潔とは言えない服装で補修作業にあたり、ボイラー廻りの通路などは脱落した耐火材がそのまま残っている状況である。

(1) 作業環境

現場における適切な作業環境を整えることは、運転操作やパトロール時に他のことに煩わされず監視業務に集中できるようにするために必要な措置である。これにより設備の不具合箇所を早期発見できるだけでなく、設備の点検補修時に微細な変動を捉えるのに重要なことである。そのことを念頭に置き、現場を歩いて感じ、講じるべきであろう処置を以下に記す。

- 1) 屋内については、特にタービン補機建屋内を歩くと分かることだが、多くの場所が標準的な照度以下と言ってよいほど暗いのが実情である。中には足元さえ覚束ない場所もあり非常に危険である。このことは、現場で作業する人間の視覚を鈍らせ、現場における設備修理や点検を高い精度で維持することや危険箇所の早期発見を妨げることになる。また中央操作室内での誤認、錯覚による誤操作を防ぐためにも照度を十分に取ることが必要である。照度を維持するには必要な電灯を設置するだけでなく、場所ごとの標準照度を設定して、設置後も定期的に照度検査を実施して、照度維持に努めるべきである。基準値を満たしていない場合には、管理者が責任を持って早急な対策が施されるような仕組みを作るべきである。更に電灯や電球の年間必要数量を把握し、絶えず予備品を保管し、切れた場合には直ちに取り替えられるよう備品管理も確実にしておくことである。また現場作業時には、常時点灯の屋内電灯だけでなく、手元を照らせるスポット照明を準備して作業にあたる必要がある。当然その照明のための電源コンセントも必要な場所を把握して予め設置しておくことも忘れてはならない。
- 2) 屋外については、発電所職員の呼吸器系の疾患率が他の疾患に比べ非常に高いことから、冬季の重油焚き時、風速の低い時などに、重油の燃焼排ガスが拡散されずに発電所構内に降り、それを吸引してしまうことが1つの原因ではないかと推測できる。その対策として、冬季特に屋外での作業時は防塵マスク等の保護具を着用する。また、ボイラー廻りでは排ガス漏洩が至る所に顕在しているのだが、特にボイラー上部では上昇集中した排ガスにより煤塵吸引のみならず酸欠の可能性も考えられるため、早急に排ガス漏洩対策を行い、ボイラー廻りでの作業環境を改善する必要がある。このことは、結果的にボイラー効率の向上をもたらすものである。
- 3) 騒音が基準値（80dB(A)）を超過しているような場所としては、ボイラー、タービン周辺およびタービン補機建屋内などが考えられるが、そのような場所で長時間作業を行う場合、難聴等の被害を防ぐため、耳栓等の保護具を着用するなどの対策が必要である。
そのためには、構内を騒音レベルによって区域ごとに構内配置図上で色分けし、現場においては特に耳栓等の保護具を必要とする区域を明確にしてチェーンなどで境界線を設けるなどの対策を立てる。
- 4) 5.1-6(4)で述べたように、定期補修時の現場には関係者以外の立ち入りを禁止する

表示や工事区画を明確に示す柵などは設置されておらず、その補修工事に直接関係の無い人間も安易に現場に立ち入れてしまう状況である。また、開口部などの危険な箇所であることを表す標識等も準備されておらず、危険な状態で作業にあたっている。このような状況ではいつ何時事故がおこるとも限らない。

(2) 労働安全

どの現場でも安全第一を心がけ、設備不具合やヒューマンエラーによる人身災害が起きないように安全管理部が主体となって定期的に各種パトロールを実践し、危険の未然防止、危険予知活動の徹底充実を図るだけでなく、全所員に向けた安全施策の啓蒙を行い、所員一丸となって無事故無災害に向けて取り組むことが重要である。

このような取り組みを継続させることが発電所経営に最良の結果をもたらすものと経営者のみならず全所員が認識して、職場の安全を心掛け、率先して安全行動を取れる風土を造り、各部又はその下部グループ毎に安全目標を掲げ、その達成程度に応じた褒賞制度をつくることも安全活動の定着には必要である。

ユニットの適切な運転・保守管理を行い事故の未然防止に努めることは、言うまでも無いことだが、不幸にして発生した事故については、迅速・的確な処置により二次災害の防止をはかり、事故原因を究明して十分な対策を実施し、同種事故の再発防止に努めなければならない。またそのためには日頃から定期的に防災訓練や安全大会を発電所をあげて実施し、更なる安全意識の昂揚を図る事も効果的である。

5.5 新設プラントの運転維持管理費及び財務経済分析

5.5.1 新設プラントの運転維持管理費

新設プラントはウズベキスタンにおいて初めて導入するガスタービン・コンバインド・サイクル発電所 (CCPP) である。CCPP は、熱効率が高く単位燃料消費量が非常に小さいのがその特徴である。又、設備費用も在来型のボイラーと蒸気タービンを組み合わせた一般火力よりも通常は安い。一方、高度技術の粋ともいえるガスタービンを使用していることからガスタービンに関連する保守費用がやはり高くつくのが実状である。第(1)項においては建設費用、第(2)項においては運転保守費用について述べる。

(1) 新設コンバインドサイクルの建設費用

新設コンバインドサイクル (CCPP) の主要性能は Table5.5-1 のような性能と予想される。なお、この性能を基準として収入や運転費用を計算することとする。

Table 5.5-1 新設コンバインドサイクルの予想性能

項目	予想性能
<u>新設コンバインドサイクルの出力</u>	
主変圧器 2 次側	370 MW
<u>燃料消費量</u>	
ヒートレート	1,536 kcal/kWh
熱効率	56.0 %
1 時間当たり消費熱量	568,320 Mcal/hour
<u>熱併給運転時の性能</u>	
<u>新設コンバインドサイクルの出力</u>	
● 主変圧器 2 次側電力出力	● 363 MW
● 熱供給量	● 35 Gcal/hour
<u>燃料消費量</u>	
1 時間当たり消費熱量	568,320 Mcal/hour
熱併給運転時の総合効率	61.0 %
建設期間	34 月

CCPP の概算建設費は付加価値税その他輸入税等も除いた金額で US\$226,500,000 程度と想定される。その内訳は Table5.5-2 に示した様なものである。

Table 5.5-2 概算建設費の内訳

単位：千米ドル	
項目	予想金額
ガスタービン及びその補機	55,000
排熱回収蒸気発生器及びその補機	26,000
蒸気タービン及びその補機	18,000
発電機及びその補機	15,000
熱併給設備	7,000
その他補機	48,000
土木建築費用	28,000
輸送費	8,500
予備費	16,400
コンサルタント費用	4,600
合計	226,500

(注) 付加価値税及び輸入税等は含まず。

(2) 運転保守費用

新設 CCPP の主要機械であるガスタービンは先進高度技術を適用した機械である。この為、ガスタービンの高温部部品はガスタービンの製造メーカー以外から信頼しうる部品を入手することはできない。ガスタービン高温部部品は運転時には非常に高い温度にさらされることから、部品の腐食、疲労、損耗等が早くメーカーの推奨時間毎に新品と交換する必要がある。

従い、ガスタービン保守の交換部品に要する費用は在来型の一般火力よりどうしても金額的には増加する。

交換部品の年間費用を予測することは困難な面あるが、概算年間費用としてガスタービンについては機器価格の 5%とし、その他の設備については建設費の 1%とする とそれぞれ US\$ 2,750,000 および US\$ 1,420,000 となり合計 US\$ 4,170,000 となる。概算交換部品の価格は 4 百万米ドルから 4.5 百万米ドルの範囲内ではないかと考えられる。

なお、ガスタービンの先進高度技術に関連してガスタービンの開放点検の際にメーカーの技術者の指導・立会が必要となる。外国人技師の派遣費用としては、一日 US\$ 1,000 - US\$ 1,500 程度は必要と考えられ 3 人の技術者が 30 日間滞在するとして合計 US\$ 90,000 - US\$ 135,000. であり、航空運賃や宿泊料を加算すると US\$ 110,000 - US\$ 180,000 程度にはなると予想される。

なお、新設 CCPP は、既存 12 基中 2 基が運転停止すると考えれば、現在のタシケント発電所の人員で運転可能と考えられる。タシケント発電所は現在の人員中から

新設 CCPP の要員を選出し、訓練を行って新設 CCPP の運転保守を行う計画である。現在のタシケント発電所の人員は相当の技術力も要しており、この考え方で問題はないと考える。よって、新設 CCPP に関して運転維持費として追加的に必要となるのは、上記の交換保守部品の購入費と外国人技師の受け入れ費用であると考ええる。

5.5.2 新設プラントの財務分析

本節において第(1)項では財務分析の前提条件について第(2)項において財務分析の計算結果とその結果の考察を行う。

(1) 財務分析の前提条件

1) 設備投資（プラント建設）

Table5.5-2 の通り建設総額は US\$226,500,000 とし、建設期間 34 ヶ月とする。財務分析の計算においては 2004 年に着工し 2006 年末に完成するものとする。

建設費用は入札図書的一般条件の 4.39 Terms of Payment に記載されている決済条件で発生するものと仮定する。即ち、10%が契約調印後ウズベキスタン政府承認時、70%が機材現地到着または工事進行基準により、残 20%が設備完成後テスト合格時の支払である。これは、建設費の大部分はプラント機器コストであると予想されることからである。

2004 年 3 月着工、2006 年 12 月完成の想定で 2004 年から 2006 年の支出額を Table5.5-3 の通りと想定し、財務分析における前提とする。

Table 5.5-3 建設費（資本費用）の支出想定

年	2004 年	2005 年	2006 年	合計
建設費支出額	US\$ 50 百万	US\$ 88 百万	US\$ 88.5 百万	US\$ 226.5 百万

2) 運転形態

新設 CCPP は燃料消費量が優れているのが特徴である。熱併給運転をしない発電運転において単位当たりの燃料消費量（ヒートレート）は新品の汚れが全くない状態では定格出力において Table5.5-1 の通り 1,536 kcal/kWh 程度である。実運転においては、汚れや劣化、空気フィルターの圧力損失の増加、排熱蒸気発生器の熱交換率の低下、その他熱交換器の効率減少等により新品と比較すると燃料消費量は悪くなる。この燃料消費量の増加を 2%-3%と見込むこととする。

なお、2%-3%の燃料消費量増加があったとしても 1,567 kcal/kWh - 1,582 kcal/kWh 程度のヒート・レートであり依然として燃料消費量は少なく優れている。ちなみに、既存設備のヒートレートは Table5.3-7 の通り 2,728 kcal/kWh である。従い、新設 CCPP の燃料消費量は同一の発電量に対し既存設備の半分近い 56%で済むこととなる。

燃料消費量が優れていることは、送電網の余裕等を見無視して考えた場合、ウズベキスタンの電力需要に見合う発電を行う場合に、燃料消費量の優れている設備稼働することが全体の燃料消費を押さえることとなる。ウズベキスタンにおいては、他の火力発電設備は全て在来型の一般火力であることからタシケント発電

所に必要なガスを供給できる限りは新設 CCPP を常に最大出力で運転すると考えられる。

なお、新設 CCPP は起動・停止あるいは出力変動においても優秀な性能を有している。これらの性能は、系統周波数等電力システムの安定に寄与するものであるが、ウズベキスタンの場合、起動・停止性能に優れている水力発電所がこの機能を果たしている。特にタシケント北東の 620MW チャルバック水力発電所は、すぐ下流の 165MW コジケント水力発電所のダムが逆調整池の役目を果たすことができることから当面は電力システムの安定の目的で新設 CCPP を運転する必要はないと考えられる。将来、仮に電力システムの安定やピーク調整の為の変動運転を行うことになったとしても、その場合の付加価値はベースロード発電よりも高いと考えることが可能であり、財務分析の計算においては、常時最大出力運転をベースとして問題ないとする。

しかし、使用中の劣化や定期保守検査等の運転停止は考慮が必要である。

以上の結果を考量し、Table 5.5-4 の運転を財務計算の前提として良いと考える。

Table 5.5-4 財務計算における運転の前提

1	長期設備の稼働率	88.5%(326.7日相当)
2	長期平均設備運転出力	定格出力の96.0%
3	長期平均 P.F.(Plant Factor) [1.(88.5%) x 2.(96.0%)]	85.0%
4	長期平均燃料消費量	1,597 kcal/kWh (590,890 Mcal/時間)

Table 5.5-4 の前提である長期設備の稼働率 88.5%は、メンテナンスのための設備停止、事故等によるフォースド・アウトエージ、更には保守のための出力一時低下等を含め年間 42 日相当の停止しか見込んでいない。また長期平均設備運転出力の 96.0% もやはり相当高いレベルであり、この 2 つを掛け合わせた P.F である 85%が設備の全寿命期間確保されることは相当に高いといえる。しかし、よくメンテナンスを行えば可能と思えることからこの数字を採用することとする。一方、長期の実際の運転における燃料消費量は当初の新品性能試験時の消費量とは条件も異なるのであり、Table 5.5-1 の数字より 4%悪い 1,597 kcal/kWh を使用することとする。

3) 発電収入

タシケント発電所は、新設 CCPP には熱供給の設備を設置し冬場においては熱供給を行うことを計画している。発電のみの運転時間は年間 4,900 時間で熱供給の運転時間を 2,540 時間と想定している。2003 年 4 月 1 日からの電気及び熱の料金は Table 5.5-5 の通りである。

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

種別	電気料金 (スム/kWh)	種別	熱量金 (スム/Gcal)
I	750kVA 以上の工業用	I	II and III を除く全て
			5,555
II	750kVA 未満の工業用	II	卸売り
III	農業用	III	所内熱使用
IV	鉄道及び市内交通		4,710
V	公共機関		4,080
VI	商業用		
VII	家庭用		
	家庭の電気暖房		
VIII	冷暖房用		
IX	広告用		
X	所内動力		

(Note) 種別 I の工業用における上段の価格 22,690 スムは契約電力 1 kW に対する年間額である。他の価格は、全て 1 kWh の電力使用量に対するものである
価格には付加価値税を含む。

Table 5.3-12 にて行った同一計算方法による加重平均価格は 15.83 スム/kWh (付加価値税含む) である。

370MW の新設 CCPP の 1 時間当たりの発電収入は、10%が送配電損失であり 65%が発電相当部分であるとして 15.83 スム/kWh の 58.5%で計算すると、付加価値税を除いた金額で 2,855,336 スムである。¹

熱併給運転の場合は、電力出力は 363MW に低下するが時間当たり 35 Gcal の熱供給を行うこととなる。363MW の出力に対応する時間当たりの発電所における電力収入は、同様計算で 2,801,316 スム (付加価値税含まず) となり熱供給収入が 5,555 スム/Gcal の料金を適用して時間当たり 162,021 スム (付加価値税含まず) となる。即ち熱併給運転時の時間当たりの収入は電力と熱の合計で 2,963,524 スムとなる。(4,710 スム/Gcal の卸売り料金を適用した場合は付加価値税を除く時間当たりの熱収入が 137,375 スムで合計収入が 2,938,691 スムとなる。)

上記からすると熱併給運転時の方が収入額は大きいと考えられる。しかし、上記計算においては、温水輸送時のパイプラインから放熱される熱損失を考慮に入れていない。仮に、輸送熱損失を 20%とした場合は、上記時間当たり収入は

¹ 2002 年の送配電損失は 12.9%であった。本収入は今後 25 年間の平均として考えることから送配電損失は 10% に改善すると仮定した。

2,931,082 スムあるいは 2,911,216 スムとなり、発電専用運転時の収入の 4.6% あるいは 3.9%の増に止まる。タシケント発電所は熱供給運転時間を 2,540 時間と計画しているが発電専用運転の 4,900 時間とで加重平均すると年間収入増は 1.57% と 1.33%の増加に止まる。更には、2,540 時間常時最大出力により熱供給を行うことになるとは考え難く、この差は一段と縮まることとなる。1%程度の収入増と考えるのが妥当かも知れないが、熱供給関係のデータが余り入手できておらず収入増の金額が少額であり財務計算においては、保守的に収入額を手堅く想定することも重要と考えるので、熱供給運転時の収入増は本分析においては考慮しないこととする。

370MW で P.F. 85%とした場合の年間 8,760 時間の送電端発電量は 2,755,020MWh となる。2003 年 4 月 1 日の加重平均電気料金 15.83 スム/kWh (付加価値税含む) を適用し、送配電損失 10%と発電相当部分 65%を掛け合わせると年間収入額 21,261 百万スム (付加価値税不含) となる。

最近のウズベキスタンにおける電気料金の推移は Table 5.3-12 のとおり 2002 年 4 月は 10.75 スム/kWh であったことから、2003 年 4 月への 1 年間で 15.83/kWh へと 47%上昇したこととなる。2001 年 10 月の 9.45 スム/kWh から 2003 年 4 月をとると年率 41%の上昇である。ADB 統計資料から計算すると 2002 年の GDP デフレーターは 1.456 であった。現在のウズベキスタンの電気料金を含めエネルギー価格は国際価格と比較すると非常に安い。付加価値税込みで 15.83 スム/kWh という電気料金の平均価格は米ドルに換算すると 1.3 セント/kWh である。次の(d)項で述べるガス価格 15.52 スム/m³ は、米ドルに換算で US\$0.40/mmbtu である。多くの国で、電気料金は US\$5/kWh より高く、ガス価格もガス産出国でも US\$2.0/mmbtu より高いのがほとんどである。ウズベキスタン政府はエネルギー・セクター改革方針の一環として民間投資資金の導入政策を掲げている。エネルギー価格の適正料金化は、持続発展を維持し、民間資金導入政策を実施するにあたり、その前提として重要である。従い、本財務分析に当たっては、電気料金及びガス・石油代金は年率 3.5% の上昇を続けることをその前提とする。

2001 年 10 月からの加重平均電気料金の推移は Figure 5.5-1 の通りである。

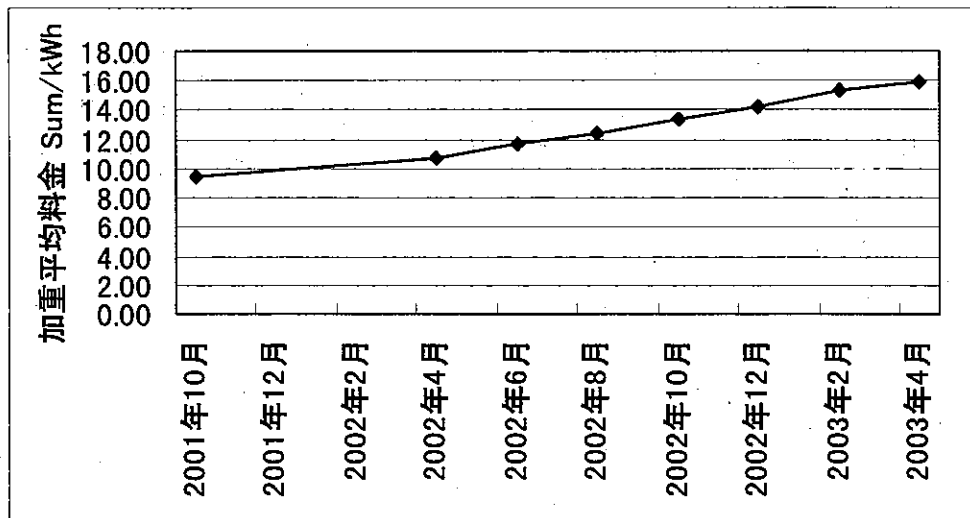


Figure 5.5-1 ウズベキスタンにおける加重平均電気料金の推移

15.83 スム/kWh を使用した場合の年間収入額は 2003 年価額で 21,261 百万スムとなる。

4) 運転維持費

燃料消費量は Table5.5-4 の通り 1,597kcal/kWh とするので、天然ガス燃料発熱量 5.3.1 (4) と同一の 8,181 kcal/m³ とすれば年間送電端発電量 2,755,020MWh に対し年間天然ガス使用量は 537,003,000 m³ となる。

2003 年 2 月 1 日以降の天然ガス価格は 15.00 スム/m³ (付加価値税込み) である。天然ガス価格は Table5.3-11 の通りであるが、天然ガス価格と電力料金の関係を見るために 2001 年 10 月 1 日の価格を 100 として指数化して Figure5.5-2 に示す。

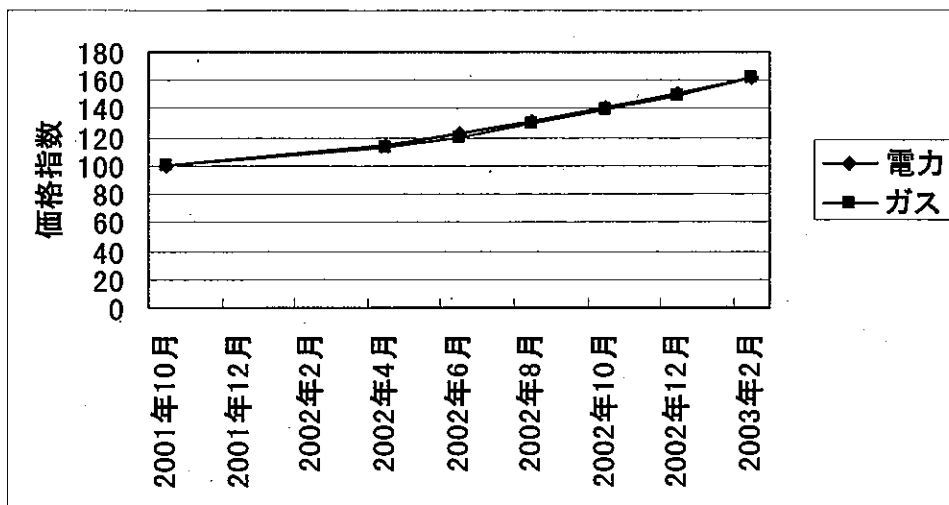


Figure 5.5-2 指数表示したウズベキスタンの電力と天然ガス価格

Figure 5.5-2 から電力料金と天然ガス価格は同一の価格政策により決定されていると考える。従い、財務分析の計算を行うに当たり天然ガス価格は 2003 年 3 月修正価格 15.52 スム/m³ (付加価値税込み)を考慮することとし、この価格を 2003 年価格とし電気料金と同じ年率 3.5% の上昇をみこむこととする。修正価格 15.52 スム/m³は 2003 年 2 月 1 日の天然ガス価格 15.00 スム/m³ に対し電気料金と同一の価格上昇を加えたものであり、付加価値税不含の場合は 12.93 スム/m³ である。

年間燃料費は 付加価値税不含で 6,954 百万スムとなる。

新設 CCGP の追加交換部品等の費用として 5.5.1 (2)にて 4-4.7 百万米ドルの費用を想定した。一方新設 CCGP の人員増は見込まず現有人員で運転・保守を行うと見込むことから追加の費用はないが、現有人員の一部が新設 CCGP の要員となり管理部門も新設 CCGP を管理するのであり、現在の費用の一部を新設 CCGP の費用として合理的に振り替える必要はある。

タシケント発電所の 2002 年の人件費は 1,376 百万スムであった。12 基中の 2 基が運転を停止するとして、新設 CCGP の人件費は 2002 年価格で 1,376 百万スムの 12 分の 2 の 230 百万スムが妥当と考えられる。Table 5.3-8 の 2001 年から 2002 年への人件費増を計算すると 46%増である。2000 年から 2001 年は 39%増である。2003 年の人件費として 2002 年の 1.46 倍であるとする 230 百万スムとなる。

保険料として設備額 226,500,000 米ドルの 0.3 パーセントを見込み 1000 スム /US\$にてスムに換算すると 680 百万スムとなる。

Table 5.5-6 が以上の運転維持関係費用を纏めた総合表である。

Table 5.5-6 新設 CCGP 運転維持管理費

項目	2003 年価格費用
燃料費	6,954 百万スム
部品購入費	4,350 千米ドル
人件費	336 百万スム
保険料	680 百万スム
消耗品費	250 百万スム
その他費用	200 百万スム
合計	7,947 百万スム + 4,350 千米ドル

5) 外国為替レート

Figure5.5-3は2001年1月以降のスミ対米ドル公式外国為替レートの変化である。

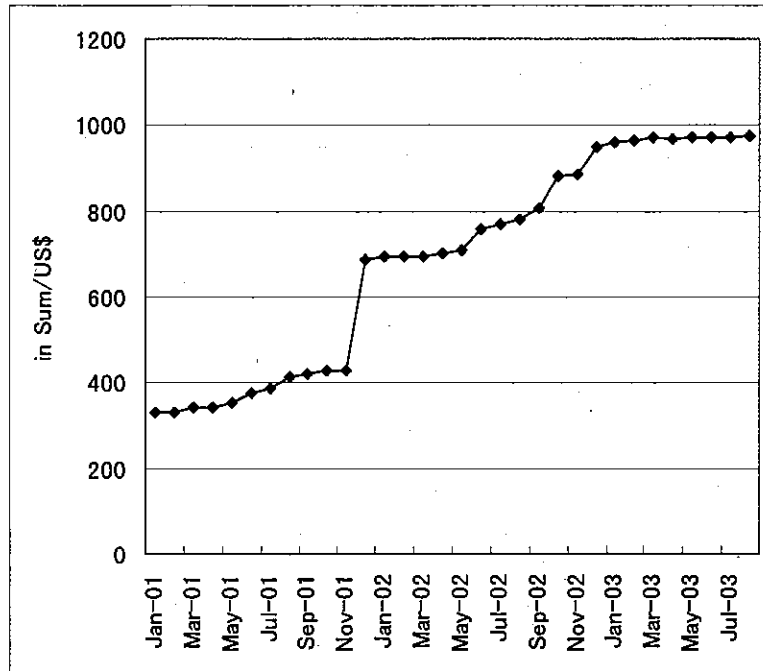


Figure 5.5-3 最近のスミ対米ドル公式外国為替レート

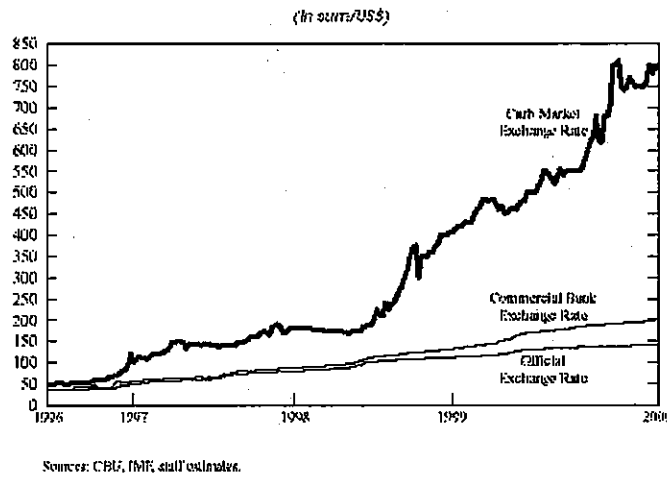


Figure 5.5-4 1995年4月30日から2000年1月1日までの期間におけるスミ対米ドル為替レート(出所 IMF)

2003年1月以降最近まではスミの対米ドル外国為替は970スミ/US\$程度で過去の動きと比較するとすいぶん安定している。政府の外国為替の自由化政策の結果であるとも考えられる。しかし一方、過去を振り返ると Figure5.5-4 の様に公式為替レート、商業銀行レート、非合法マーケットレートと言ったレートが存在したこともある。

財務分析においては、1米ドル=1,000 スムの固定レートで考えることとする。今後のスムの為替レートを予測することは極めて困難である。

6) 設備使用年限

CCPP の設備使用可能年限は在来型の一般火力発電所よりは短いと考えられているのが一般的である。設備寿命はメンテナンスにより相当変化すると考えられるが、財務分析計算においては25年を設備使用年限として計算を行うこととする。

(2) 内部財務収益率(FIRR)の計算

1) 2003年価格における内部財務収益率(FIRR)

Table 5.5-7 に 2003 年価格における内部財務収益率(FIRR)の計算を示す。結果は、年率 5.41%である。

2) 収入減少と運転維持費の増加

P.F.は 5.5.2, 2)に記載の通り 85%として計算した。Table 5.5-8 は、Table 5.5-7 の 85% P.F.で年率 5.41%あった内部財務収益率(FIRR)がゼロとなる収入を逆算したものである。即ち、FIRR がゼロであることは、資金コストの回収が計れないことを意味するが、これを絶対的最低確保ポイントとして P.F.の限界点を求めたものである。なお、収入減は P.F.の減少即ち発電量の減少として仮定したことから、同時に燃料費も減少するとの計算を行い、他の費用は不変とした。Table 5.5-8 の結果は収入額は P.F. 49.4 %に相当するのであり、設備の休止が年間 130 日相当増加した場合に発生する。

もう一つのケースとして Table 5.5-9 は、P.F.は 85%とするが運転維持費がいくら増加すると FIRR がゼロとなるかを計算したものである。P.F.の限界点と同様の考え方であるが、同時に設備の休止年間 130 日を避けるための最大許容追加メンテナンスコストを求めたものである。年間 10,702 百万スムの運転維持費増加がこれに該当する。

収入減は通常は保守状態が悪く稼働率が低下する場合に発生すると考えられる。特に保守状態が悪く、それが原因で事故が発生する場合には、長期の設備稼働停止となり巨額の収入減が生じる。保守部品の購入費を年間 US\$ 4,350,000 と想定したのであるが、これは 1,000 スム/US\$の換算で 4,350 百万スムである。10,702 百万スムの追加費用は 4,350 百万スムの 2.46 倍である。一方、10 日間の設備停止は収支（電力収入減とこれに相当する燃料費の減少額との差）に与える影響は 824 百万スムである。過剰なメンテナンスを行う必要はないが設備の休止は損失が大きくアベイラビリティと信頼性の維持は重要である。

Table 5.5-7 2003 年価格における内部財務収益率(FIRR)の計算

年	資本費用(費用)	収益 (便益)	運転維持費 (費用)	便益 - 費用
-3	2004	-50,000		-50,000
-2	2005	-88,000		-88,000
-1	2006	-88,500		-88,500
1	2007		24,397	10,602
2	2008		25,251	11,176
3	2009		26,135	11,771
4	2010		27,050	12,386
5	2011		27,997	13,024
6	2012		28,977	13,683
7	2013		29,991	14,365
8	2014		31,040	15,072
9	2015		32,127	15,803
10	2016		33,251	16,560
11	2017		34,415	17,343
12	2018		35,620	18,153
13	2019		36,866	18,992
14	2020		38,157	19,860
15	2021		39,492	20,759
16	2022		40,874	21,689
17	2023		42,305	22,652
18	2024		43,786	23,648
19	2025		45,318	24,680
20	2026		46,904	25,747
21	2027		48,546	26,852
22	2028		50,245	27,995
23	2029		52,004	29,178
24	2030		53,824	30,403
25	2031		55,707	31,671
	Total	-226,500	950,279	267,564

FIRR = 5.41% per year

Table 5.5-8 FIRR がゼロとなる収入減

年	資本費用(費用)	収益(便益)	運転維持費(費用)	便益 - 費用
-3	2004	-50,000		-50,000
-2	2005	-88,000		-88,000
-1	2006	-88,500		-88,500
1	2007		14,189	3,732
2	2008		14,686	4,066
3	2009		15,200	4,412
4	2010		15,732	4,770
5	2011		16,282	5,141
6	2012		16,852	5,524
7	2013		17,442	5,921
8	2014		18,053	6,332
9	2015		18,684	6,757
10	2016		19,338	7,197
11	2017		20,015	7,653
12	2018		20,716	8,124
13	2019		21,441	8,612
14	2020		22,191	9,117
15	2021		22,968	9,640
16	2022		23,772	10,181
17	2023		24,604	10,740
18	2024		25,465	11,320
19	2025		26,356	11,920
20	2026		27,279	12,540
21	2027		28,233	13,183
22	2028		29,222	13,848
23	2029		30,244	14,536
24	2030		31,303	15,248
25	2031		32,398	15,986
	Total	-226,500	552,664	0

FIRR = 0.00% per year

Table 5.5-9 運転維持費が増加してFIRRがゼロとなる場合

年	資本費用(費用)	収益(便益)	運転維持費(費用)	便益 - 費用
-3	2004	-50,000		-50,000
-2	2005	-88,000		-88,000
-1	2006	-88,500		-88,500
1	2007		24,397	-101
2	2008		25,251	474
3	2009		26,135	1,068
4	2010		27,050	1,684
5	2011		27,997	2,321
6	2012		28,977	2,980
7	2013		29,991	3,663
8	2014		31,040	4,369
9	2015		32,127	5,100
10	2016		33,251	5,857
11	2017		34,415	6,640
12	2018		35,620	7,451
13	2019		36,866	8,290
14	2020		38,157	9,158
15	2021		39,492	10,057
16	2022		40,874	10,987
17	2023		42,305	11,949
18	2024		43,786	12,946
19	2025		45,318	13,977
20	2026		46,904	15,044
21	2027		48,546	16,149
22	2028		50,245	17,292
23	2029		52,004	18,476
24	2030		53,824	19,701
25	2031		55,707	20,968
	Total	-226,500	950,279	0

FIRR = 0.00% per year

5.5.3 新設プラントの経済分析

本節における第(1)項においては財務分析と経済分析の違いについて述べる。経済分析はウズベキスタン国全体の見地からの分析であり、かかる分析のためには、天然ガス価格、電気料金、為替レートについての検討が必要であるが、第(2)項および(3)項にてその分析を行う。第(4)項で分析結果としての適用数値を検討し、第(5)項として内部経済収益率(EIRR)の計算を行う。

(1) 経済分析

財務分析は事業として事業主体である企業の収支、財務への影響を分析するが、経済分析は社会全体におけるそのプロジェクトの経済効果の分析であり、プロジェクトにより社会が受ける便益（恩恵）と社会的負担（費用）の分析である。

財務分析はタシケント発電所を企業と考えその収支を基に分析を行った。経済分析はウズベキスタン国としての見地からその分析を行う。なお、財務分析はタシケント発電所全体に関わるものではなく、新設設備に関連した財務分析であったことから、経済分析も新設設備に関連した分析とする。

(2) 天然ガス

天然ガスはウズベキスタン国の貴重な天然資源である。Table5.5-12 に世界の 20 位までの天然ガス埋蔵量国と産出国を並べているが、ウズベキスタンは埋蔵量において世界第 16 位であり、産出量で世界第 8 位である。ウズベキスタンは天然ガスをカザフスタン、キルギスタン、ロシア、ウクライナおよびタジキスタンに輸出している。

Table 5.5-10 世界 20 位までの天然ガス埋蔵量国及び産出国

	天然ガス埋蔵増量 (Tcf)		2001 年産出量 (Tcf)	
1	Russia	1680.000	Russia	20.51
2	Iran	812.300	United States	19.36
3	Qatar	508.540	Canada	6.60
4	Saudi Arabia	224.700	United Kingdom	3.74
5	United Arab Emirates	212.100	Algeria	2.84
6	United States	183.460	Netherlands	2.75
7	Algeria	159.700	Indonesia	2.44
8	Venezuela	148.000	Uzbekistan	2.23
9	Nigeria	124.000	Iran	2.17
10	Iraq	109.800	Norway	1.93
11	Indonesia	92.500	Saudi Arabia	1.90
12	Australia	90.000	Malaysia	1.90
13	Norway	77.300	Turkmenistan	1.70
14	Malaysia	75.000	United Arab Emirates	1.59
15	Turkmenistan	71.000	Argentina	1.31
16	Uzbekistan	66.200	Mexico	1.30
17	Kazakhstan	65.000	Australia	1.17
18	Netherlands	62.000	Qatar	1.14
19	Canada	60.118	Venezuela	1.12
20	Egypt	58.500	China	1.07

出所: National Energy Information Center, USA

Figure 5.5-5 は米国における天然ガスのマーケット価格 (US\$/mmbtu) を示したものであり、Figure 5.5-6 は別の資料 (US Energy Information Administration) における米国のガス井における天然ガス取引価格 (US\$/thousand cft) を示したものである。

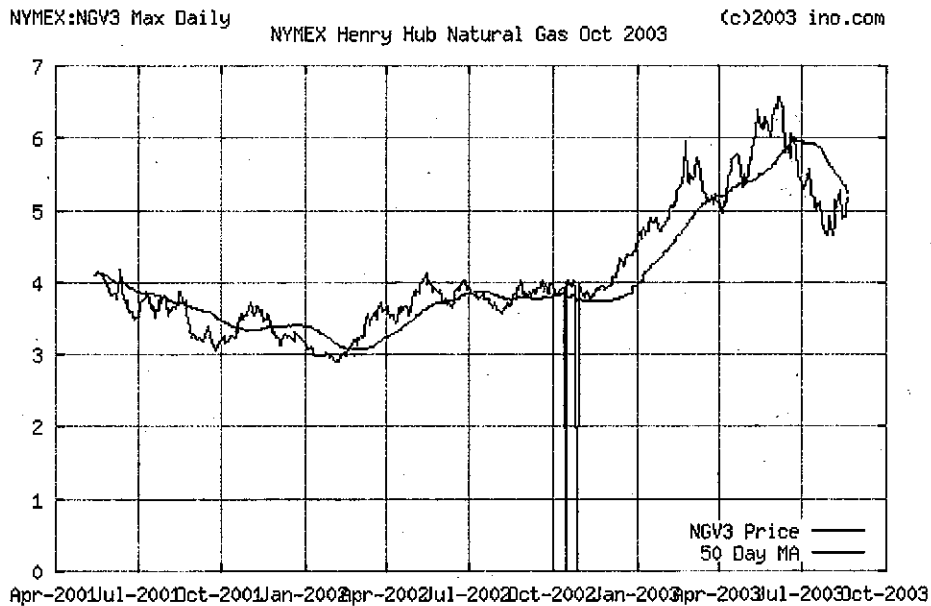


Figure 5.5-5 Henry Hub 天然ガス価格 US\$/mmbtu.

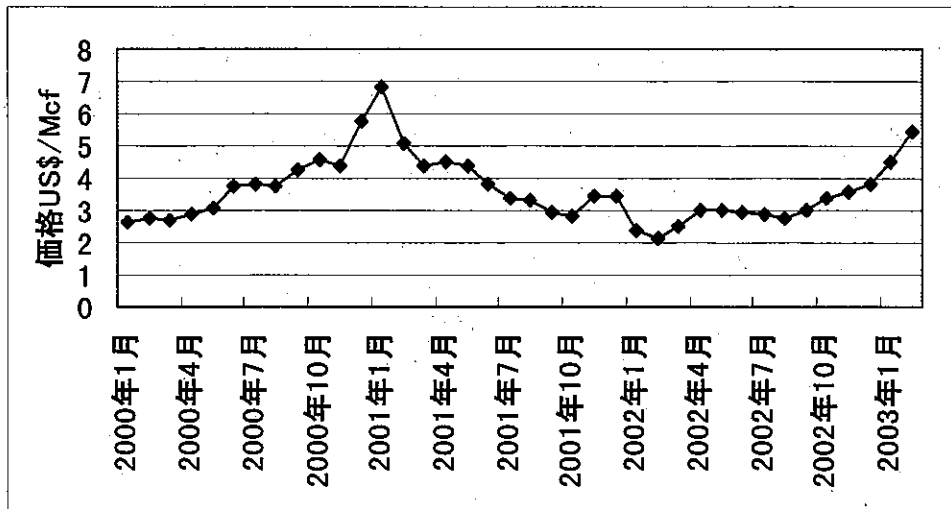


Figure 5.5-6 米国天然ガス井元価格 US\$/thousand cft

Figure 5.5-5 からは最近の米国の天然ガス価格は US\$4.5/mmbtu 程度で Figure5.5-6 からは井元価格が US\$4.5/thousand cubic feet 程度であることが読みとれる。なお、これらの米国価格は 1000 m³ あたり US\$159 であり百万カロリーあたりに換算すると US\$17.9 程度となる。

ウズベキスタンの 2003 年 3 月における天然ガス価格は 1000 m³ あたり 12,930 スム (1000 スム/US\$として US\$13) である。ウズベキスタンの天然ガス国内価格は米国の 8.9% である。

Figure5.5-7 は OPEC の原油 Basket Prices である。この原油価格は百万カロリーあたりに換算すると US\$17.7 となることから米国天然ガス価格より更に高い価格である。

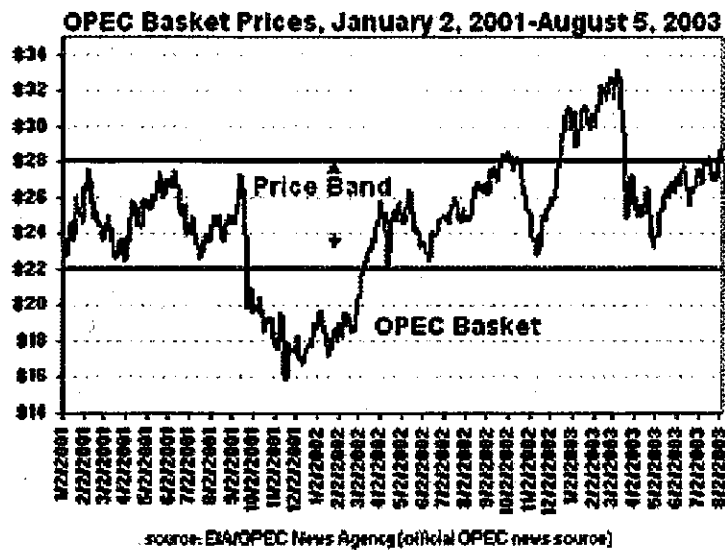


Figure 5.5-7 OPEC 原油 Basket Prices 単位 : US\$/bbl

エネルギー価格の比較は熱量当たりで単純に計算できるものではなく、比較は容易でない。ガスは輸送のためにはパイプラインが必要であり、貯蔵も石油、石炭とは異なり実用的ではない。

経済計算における費用とは社会の機会損失コストであるとも言える。余剰天然ガスが輸出可能であったと仮定したならば、この輸出価格が機会損失コストであるとも言える。しかし、米国への輸出は可能ではなく、米国価格を採用することには無理があると考えられる。そこで、他の方法としてアジアにおけるガス産出国でガスを発電用に利用している国においてのガス価格が US\$ 2.5 – US\$ 3.5 per mmbtu であることからこの価格を採用することが考えられる。

なお、US\$ 2.5- US\$ 3.5 per mmbtu は米国価格より安く且つ原油価格よりも単位熱量当たり相当安い。従い、US\$ 2.5 per mmbtu を経済分析における天然ガス価格として使用することとする。なお、US\$ 2.5 per mmbtu は 2003 年 3 月 1 日のウズベキスタンの天然ガス価格の 6.28 倍の価格である。

(3) 為替レートと電気料金

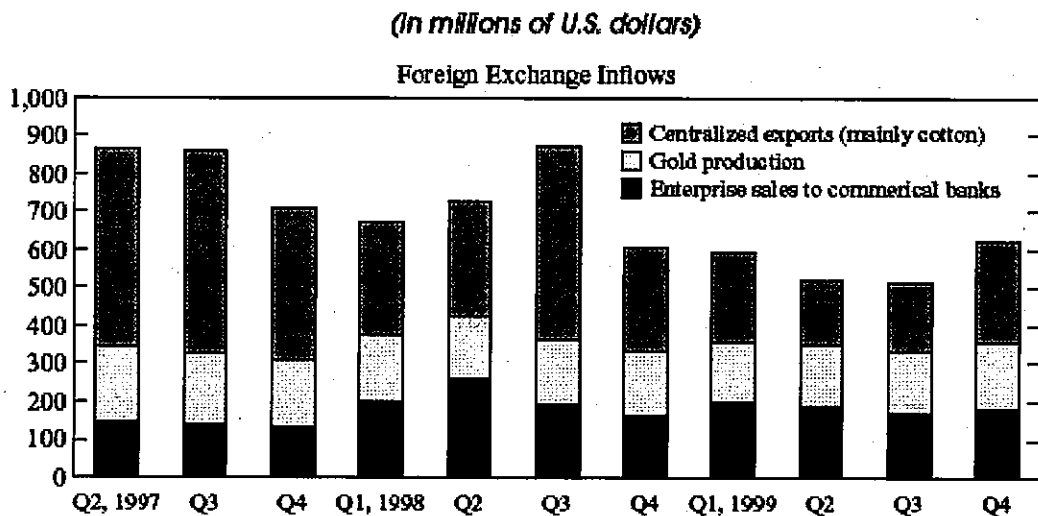


Figure 5.5-8 ウズベキスタンの銀行外為市場への外貨供給源

(出所: IMF Staff Papers Vol. 48. No.1)

Figure 5.5-8 からウズベキスタンにおける外貨流入源は綿と金とその大部分であることが読みとれる。綿と金は国家管理による輸出で、経済分析を行うに当たり適用すべき為替レートを考えるに極めて困難である。新設 CCPP の建設費用の大部分は外貨であり保守部品の購入も外貨部分が大きいと考えられるが、燃料価格を国際価格とし、電気料金についても見直しを行うことにより現在の為替レートを使用して経済計算においては特に問題が生じないとして 1000 スム/US\$ を適用することとする。

前(2)項においてガス価格の検討を行った。電力もガスと同様エネルギーの一種と考えられる。しかし、ガス価格を現在の 6.28 倍としたことにより電力価格を同じく 6.28 倍とすることには問題がある。その理由としては、

- 1) 現在のガスと電力の価格を単位熱量当たりの Gcal あたりの価格で比較するとガスが 1,612 スム/Gcal であり、電力が 15,337/Gcal である。
- 2) 1)のことは、単位熱量当たり電力がガスの 9.5 倍であることを意味するが、この倍率をそのままにしておくことは合理的でないと考える。
- 3) 電力とガスの単位熱量当たりの価格差は電力がガスよりも付加価値が高いからであると考えられるが付加価値分をまでを 6.28 倍として良いのかどうかは検討が必要である。

2003 年 3 月 1 日の加重平均電気料金 13.19 スム/kWh (付加価値税不含) の 6.28 倍は 89.0 スム/kWh であり、US cents 8.3/kWh に相当する。天然ガス価格が US\$2.5 - US\$3.5/mmbtu の国における平均電力料金は US cents 6/kWh 程度であることから、やはり US cents 8.3/kWh の電力料金は高すぎると考えられる。

従って、経済分析を行うにあたり電力価格は US cents 6/kWh に相当する 60 スム/kWh (付加価値税不含の最終配電価格)の 58.5%である 35.1 スム/kWh を一つのケースとして採用することとし、もう一つは下記計算式による 21.04 スム/kWh (発電所送電端価格)を採用することとする。

$$21.0 \text{ スム/kWh} = 13.19 \text{ スム/kWh (現行価格)} \times 58.5\% - [12.93 \text{ スム/m}^3 \text{ (現行ガス価格)} / 8181 \text{ kcal/m}^3 \text{ (ガス発熱量)} \times 1597 \text{ kcal/kWh (燃料消費量ヒートレート)}] + [12.93 \text{ スム/m}^3 \times 6.28 \text{ times} / 8181 \text{ kcal/m}^3 \times 1597 \text{ kcal/kWh}]$$

(Note) 式の第 2 項は現在の電力価格に含まれる燃料費相当額を控除する項であり、第 3 項は燃料費が 6.28 倍となった場合における燃料費相当額を加算する。

(4) 便益と費用天然ガス

1) 便益

新設 CCPP プロジェクトは既存 12 基の 2 基を代替である。従い、既存 12 基の発電量の年間発電量を 10,000,000 MWh とした場合、この 2/12 である 1,666,667 MWh が新設 CCPP の年間発電量 2,755,020 MWh に置き換わるものとする。既存 12 基の年間燃料消費量は Table 5.3-7 の通り 26,517,242 Gcal であるので、この 2/12 である 4,419,540 Gcal が新設 CCPP の燃料消費量 4,399,763 Gcal ($537,803,000 \text{ m}^3 \times 8181 \text{ kcal/m}^3$ - 5.5.2 (1), 4)項参照)となると考える。

従い、燃料を年間 19,777 Gcal 節約し、その上で発電量が 1,088,353 MWh 増加する。燃料節約の便益を US\$ 2.5 per mmbtu で、発電量増加の便益を 35.1 スム/kWh あるいは 21.04 スム/kWh 年としてこの便益金額を計算すると、年間 196,200 米ドル + 38,201 百万スムあるいは年間 196,200 米ドル + 21,417 百万スムとなる。

2) 費用

経済分析における外貨関係の費用は財務分析における費用と同一として計算を行うこととする。一方、既存 12 基の運転を継続した場合と新設 CCPP を設置する場合の費用の差は設備設置の資本費用と新設 CCPP の運転保守費用の増加分となる。これらのうち一部に内貨による費用発生もあるが大部分は外貨であると考えられる。

従って、財務計算で適用した資本費用 US\$ 226,500,000 および部品年間購入費 US\$4,350,000 を経済計算における費用として適用することとする。

資本費用および部品購入費用に関し内貨割合についても考察は以下の通りである。建設費 US\$ 226,500,000 のうち内貨費用は約 US\$37,500,000(16.5%)程度ではないかと推定される。

しかし、運転維持のための部品購入費の内貨費用割合は下記理由により 16.5%より低いと思われる。

- a.. 内貨費用の代表例は基礎等の土木工事や建築工事等の工事関連でこれらについては保守部品の費用は建設費と比較すると小さい。一方、機器の場合は、土木建築設備と比べると購入費用に対する保守部品費用の割合が大きい。
- b.. 高度先進技術が関連するガス・タービン部品は輸入する必要がある。
- c.. 徐々に国内製作可能な保守部品も増加するとは思えるが、時間を要すると考えられる。

(5) 内部経済収益率(EIRR)の計算

Table 5.5-11 は発電電力の便益を 35.1 スム/kWh で計算したものである。結果は年率 12.88%となった。

Table 5.5-12 は発電電力の便益を 21.04 スム/kWh で計算したものである。結果は年率 6.07%となった。

双方のケースとも内部経済収益率(EIRR)は、良好な投資効果が期待できることを示している。新設 CCPP は、熱効率が高い発電設備であることから、相対的に燃料費が高い場合あるいは高い燃料費の結果として電力料金が高い場合には、投資効果が大きくなる。

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)

年	資本費用(費用)	便益	費用	便益 - 費用
-3	2004	-50,000		-50,000
-2	2005	-88,000		-88,000
-1	2006	-88,500		-88,500
1	2007		38,397	34,047
2	2008		38,397	34,047
3	2009		38,397	34,047
4	2010		38,397	34,047
5	2011		38,397	34,047
6	2012		38,397	34,047
7	2013		38,397	34,047
8	2014		38,397	34,047
9	2015		38,397	34,047
10	2016		38,397	34,047
11	2017		38,397	34,047
12	2018		38,397	34,047
13	2019		38,397	34,047
14	2020		38,397	34,047
15	2021		38,397	34,047
16	2022		38,397	34,047
17	2023		38,397	34,047
18	2024		38,397	34,047
19	2025		38,397	34,047
20	2026		38,397	34,047
21	2027		38,397	34,047
22	2028		38,397	34,047
23	2029		38,397	34,047
24	2030		38,397	34,047
25	2031		38,397	34,047
	Total	-226,500	959,925	624,675

EIRR =12.88% per year

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)

年	資本費用(費用)	便益	費用	便益 - 費用
-3	2004	-50,000		-50,000
-2	2005	-88,000		-88,000
-1	2006	-88,500		-88,500
1	2007		23,095	18,745
2	2008		23,095	18,745
3	2009		23,095	18,745
4	2010		23,095	18,745
5	2011		23,095	18,745
6	2012		23,095	18,745
7	2013		23,095	18,745
8	2014		23,095	18,745
9	2015		23,095	18,745
10	2016		23,095	18,745
11	2017		23,095	18,745
12	2018		23,095	18,745
13	2019		23,095	18,745
14	2020		23,095	18,745
15	2021		23,095	18,745
16	2022		23,095	18,745
17	2023		23,095	18,745
18	2024		23,095	18,745
19	2025		23,095	18,745
20	2026		23,095	18,745
21	2027		23,095	18,745
22	2028		23,095	18,745
23	2029		23,095	18,745
24	2030		23,095	18,745
25	2031		23,095	18,745
	Total	-226,500	577,375	242,125

EIRR = 6.07% per year