

5.2 既設設備の維持管理法案

5.2.1 補修設備の選定

ウズベキスタンでは、1991年のソ連邦からの独立に際し、通貨単位が変更になったため、過去と現在の発電単価を単純には比較できないが、Table 5.2-1 と Figure 5.2-1 に見られる通り 1995年以後の発電費用とそれに伴う発電単価の上昇が急激なことがわかる。発電に係る費用の急激な上昇と違い、Figure 5.2-2 から分かるように、各年の発電費用に占める内訳の比率に大きな変化が無いことから、発電単価の上昇は設備の不具合による補修費の増大や稼働時間の低下によるものではなく、インフレによる物価上昇が大きな要因であると推測できる。

DC “TASHTPP”における発電単価に対し最も大きなウェイトを占める内容は燃料費であり、以前に比べ近年その割合は減少したものの、依然として 80%台半ば以上で推移している。燃料費比率が高いと言うことは、燃料費の増減に比例して発電単価が上下することを意味している。また人件費の比率は暫増傾向にあり、今後その傾向が強まるものと思われる。それに比べ補修費用そのものは、他と同様大きく増加しているものの、比率としては若干減少傾向にあると言え、このことは設備補修の実施に対し十分な費用が割り当てられていないことの表れであり、設備を健全な状態に維持するには問題である。

Table 5.2-1 発電単価と内訳

発電単価		1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	
スム/kWh		0.208	0.582	0.837	1.213	1.601	1.925	2.679	3.902	
内訳	人件費	スム*	28,799.6	69,557.2	151,470.7	249,634.3	372,111.4	677,369.9	940,991.7	1,376,013.1
		%	1.29%	1.23%	1.80%	2.47%	2.95%	3.67%	3.34%	3.42%
	補修費	スム	130,264.6	350,819.8	674,400.3	675,142.7	981,329.0	806,379.6	1,188,147.8	1,859,044.5
		%	5.82%	6.18%	8.02%	6.68%	7.78%	4.37%	4.22%	4.62%
	燃料費	スム	2,017,641.9	5,198,108.4	7,460,445.4	9,054,763.9	11,023,426.7	16,278,764.3	23,699,804.7	35,291,126.9
		%	90.11%	91.61%	88.68%	89.59%	87.38%	88.25%	84.23%	87.67%
	その他	スム	126,767.5	127,356.9	238,530.8	683,316.9	2,306,913.5	1,726,518.4	126,767.5	127,356.9
		%	2.79%	0.98%	1.51%	1.26%	1.89%	3.70%	8.20%	4.29%

注)*スム:ウズベキスタンの通貨単位

持できない状態になってしまう。すると補機動力そのものは変化しないものの、発電電力に占める補機動力が相対的に増大し、所内率の増加に結びつく。

このことから現状は各種補機動力が通常持っている能力の上限で運転されてユニットの出力を維持しているため、所内率は若干の上昇傾向に留まっていると推測できる。

ファン類の動力増加原因として

- 1) ボイラーや煙道での空気や排ガスの漏洩
- 2) エアーヒーターエレメントの詰まり

ポンプ類では、

- 3) 水・蒸気配管内部への異物付着による管内径の減少
- 4) ポンプインペラの経年劣化
- 5) 水・蒸気の漏洩

が考えられる。

所内で消費される電力はその殆どが補機動力であり、ボイラーでは FDF、IDF、GRF 等のファン類と給水ポンプ、タービンでは、復水ポンプ、冷却水ポンプの各種ポンプ類、共通設備としてコンプレッサーが消費電力の大きい補機類である。

特に冬場重油を燃焼させている時期は煤が発生するため、その煤が空気予熱器のエレメントに付着し、空気予熱器が詰まりやすくなり、IDF の消費動力を増加させることになる。この対策として DC “TASHTPP” では、燃料ガスをエアーヒーターの排ガス側の下流に少量送気して、断続的に点火爆発させその時の爆風による圧力を利用して煤を払い落とす方法を用いている。しかしその方法はエアーヒーターそのものを損傷させる恐れがあるだけでなく、煙道などにも被害が及ぶ可能性があるため推奨できない。

更に通常エアーヒーターでは回転体の隙間を通して正圧の空気側から負圧の排ガス側へ空気が漏れ込んでしまうと、FDF や IDF の消費動力を増加させてしまうため、漏れを最小限に抑える構造にする必要がある。日本などではその隙間を最小限にするよう制御する方法が採用されているものの、DC “TASHTPP” ではそのシールが固定式の構造であるため、隙間が最小の時に合わせて設定する必要があり、隙間が大きくなった時には漏れ量が大きくなってしまう。対策には日本と同様の方法を採用するのが最も効果の大きい方法であるが、新たに設置するには多くの費用が必要であり推奨できない。代わりに DC “TASHTPP” の高い技術力を駆使して、分解点検後の組み立て時に、精度の高い計測を行い隙間が一定になるよう設置する必要がある。

またポンプ類は液体、ここでは主に水を送り出す用途で使われているが、水が通過する配管内部に固形物などが付着物すると、配管内径を狭めてしまい流体の流れを阻害する。その時にポンプが設計通りの流量を確保するためには、ポンプ出口圧力を高くしなければならず、ポンプでの消費電力を増加させることになる。特にボイラーチューブ内では、ボイラー水の溶解性蒸発残留物であるシリカなどの硬度成分が析出しチューブ内部を塞いでしまうケースが多分にある。また復水器では細管内

にゴミが詰まったり水生の植物が繁茂したりして、同様の現象が起きる場合がある。またその逆に蒸気や水の配管や継手からの漏洩があると、必要な流量と圧力を確保するため、ポンプでの仕事が増加して、消費電力を増加させてしまう。

ボイラーチューブへの対策としては、給水ポンプの吐出圧力を監視して、規定値以上になった場合、酸洗を行うことが最も効果の大きい方法である。DC “TASHTPP”では定期補修時にボイラーチューブを切り取り、配管内のスケール分を目視点検して、付着状況を確認し、その結果により酸洗の要否を判断しているが、酸洗時には予め定められた時間酸液をボイラー内に循環させているため、試験片を使用した酸洗度の確認に比べ、精度が低く適切な管理が行き届かないことも考えられる。その場合酸洗過多で、付着したシリカ分だけでなく、ボイラーチューブまでも酸液に晒されて母材が溶出してしまい、チューブの強度に必要な配管厚さを下回ると、特に管内の圧力変化が大きくなる起動時などに破損事故に結びつく危険が増大し、ユニットの停止時間に影響を与える可能性がある。硬度分を析出させないようにするべき処置として、ボイラー水の適正な水質管理を行い、ボイラー水中の硬度成分を基準値以下に保つよう缶水ブローを定期的に行うことが重要である。この対策により給水ポンプでの消費電力を削減できるだけでなく、硬度成分の析出防止に役立つ、そのことが頻発するボイラーチューブの破損事故を減少させ、後述する設備稼働率の向上に寄与するものと期待できる。

また復水器細管への対策は前節で述べた方法が適切である。

上記のように各所の漏洩対策を適切に実施して、各種配管内面を清浄な状態に保つことで、所内動力の削減が期待できる。

(3) 設備稼働率の向上

稼働率は、ユニットの停止時間に強く影響を受けるものであり、給電指令により停止起動を余儀なくされることはあるが、それ以外で停止せざるを得ない場合は、設備事故による緊急停止が挙げられる。DC “TASHTPP”では、ソ連邦からの独立後メーカーによる技術指導も無くなり、限られた予算にも関わらず、発電所職員が高い技術力を維持することで、各種不具合を職員自らが修理しているため、かなり古い設備にも関わらず、新設当時に近い出力と Figure 5.1-8に見られるように運転時間ベースで70%を超える稼働率を実現している。

第1章で説明した通り、2000年から2002年の統計では緊急停止原因の70%以上をボイラー設備の事故が占めており、ボイラー設備の中でもボイラーチューブの破損事故が大半を占め、全体の50%がボイラーチューブの破損事故によることがわかる。

ボイラーチューブの破損箇所は、どのユニットでも認められ、かつボイラーでも各種部位で起こっているため、原因の特定は難しいが、傾向として設備の老朽化に伴う部材の劣化による強度不足と、先述の硬度成分の析出によるチューブ閉塞が引き起こす過熱膨張が考えられる。このボイラーチューブの破損事故を無くすことで、設備稼働率が飛躍的に向上するものと期待できる。この対策は上記のような水質管

理が重要であり、また以下に挙げる点検補修が望ましい。

今後数年以上設備寿命を保持して高い稼働率を維持し、修理工事を主要な原因とする停止を無くすために、設備事故が起き易い箇所の重点的な点検検査を定期補修に合わせ実施する方法を推奨する。

この方法では、検査結果に基づいて緊急を要するような不具合は、その検査工事中に修理を完了させるとともに、その他の検査結果は定期検査毎にデータを蓄積する。蓄積されたデータから機器類の劣化具合を把握して、次回検査時には寿命が殆どなくなりそうな機器を判別し、そのような設備は検査完了後にリストアップしておき、その際の修理に必要な予算を計上するとともに、修理に合わせた補修計画を立てる必要がある。この方法を実践することで、稼働率の向上が期待でき、かつ設備寿命の延命化が期待できる。

(4) その他設備の補修

1) 保温板金修理

発電所には各種配管が縦横に走っているが、温度の高い流体が内部を通過する配管には、その熱が大気へ逃げて熱損失が出ないように保温が巻きつけてあり、またその外側には保温が外部からの風雨の影響を受けないよう板金が施されている。

しかし、DC “TASHTPP”の設備には板金が外れ、保温だけが残されている配管類が多く、中には保温さえ脱落し配管が剥き出しになり、触れると火傷を負いそうな危険な状態の配管も見られる。ボイラー本体も同様な状態で、給水や蒸気に吸収されるべき熱が大気へ放散していることが窺える。

保温板金を健全な状態に保つことで、どの程度の熱放散が削減できるのか、全体を数値として把握することは困難であるが、熱損失の低減によるユニット熱効率の向上が期待できる。

2) 手摺り・歩廊修理

5.1.6, (4) (Picture5.1-12)で述べたように、ボイラー周辺の歩廊や階段はグレーチングが十分な厚みを持たないため変形してがたついたりしており、更に手摺りは細い鋼材を使用しているため、甚だ心許ない造りであり、安心して各種作業に取り組めない状況である。これらの付属設備を補修することは、ユニットの効率向上に直接役立つものではないが、確実な点検・補修作業には欠かせない物である。これらの付属設備を改善することで、各種作業に集中できる環境となり、設備の些細な変調を早期に発見できたり、補修工事の精度を高めたりすることができ、結果として設備稼働率の向上に役立つものと確信している。

(5) 補修改善効果

1) 燃料消費量の削減

上述の復水器真空度の回復や所内率の低減対策を実施することで、既に述べたように 2002 年をベースとして 6 号機での発電端効率が 33.4%から 1 ポイント上昇して

34.4%になると仮定すると、年間の天然ガスの消費量は $230.2 \times 10^6 \text{ m}^3$ から $220.7 \times 10^6 \text{ m}^3$ 、になると見込まれ、削減量は $9.5 \times 10^6 \text{ m}^3$ 、4.13%の削減率となる。

この燃料使用量削減率を発電所全体に適用すると、2002年の単純に天然ガスだけの場合、その使用量は $2,833.9 \times 10^6 \text{ m}^3$ から、 $2,716.9 \times 10^6 \text{ m}^3$ になり、 $117.0 \times 10^6 \text{ m}^3$ の削減となる。これは1,112百万スムに相当するので、2002年の発電単価3.90スム/kWhであるのに対し、3.79スム/kWhとなり、発電原価は約2.8%の引き下げが見込まれる。

2) 大気汚染物質の削減

天然ガスと重油を比較した場合、重油燃焼の方が大気汚染物質の排出量が多いので、この項では重油の使用量削減による大気汚染物質の排出量に対する影響を評価する。発電所全体では2002年の重油使用量は 684.3×10^3 トンであったが、上記と同条件で熱効率が1%向上した場合、年間にして 117.0×10^3 トンの削減が期待できる。

この重油使用量の削減に伴い、発電所全体では年間 CO_2 約30.5万トン、 NO_2 約839.6トン、 SO_2 約8,424トンの削減が期待でき、それぞれの削減率はそれぞれ19.8%、16.0%、17.1%になる。特に地球温暖化物質である二酸化炭素の排出量削減は、我が国の温室効果ガス排出権取引の材料となり得ると思われる。

3) 有害物質の削減

上記の大気汚染物質以外にも、人体に有害な物質の排出も削減可能となる。その最たるものは、燃料が完全燃焼できずに発生する一酸化炭素(CO)である。ボイラーで燃焼される燃料とそれに必要な空気量の比を最適に保つことで、理論的には燃料中の炭素分を完全燃焼させることでCOの排出を抑えることができる。このためには燃料成分より理論燃焼空気量を導き出し、ボイラーへ送り込む空気量をリアルタイムで制御する方法が補機動力の低減にもなり望ましい方法である。しかし実際には燃料の成分を連続分析することは不可能であるため、燃料受入時に燃料の成分分析を行い、その理論空気量に対し10%程度多めに空気を送り込むことで、完全燃焼を達成してCOの排出を零とすることが可能である。

5.2.3 補修計画

(1) 補修工事の現状

DC “TASHTPP”で行われている補修工事は、“Regulations on conducting maintenance and repair works of power plant equipment”なるガイドラインを持ち、Figure 5.2-3の補修計画表に基づいて各ユニット毎に10年先までの補修工事計画を毎年立案並びに更新している。補修工事には、重要度順に“Capital Repair(C)”, “Midterm Repair(M)”と“Extended Current Repair(ECR)”の3種類があり、ほぼ2年毎に“Capital Repair”, “Extended Current Repair”, “Midterm Repair”, “Capital Repair”を繰り返して補修が行われている。

**Long-term plan of capital, mid-life and extended current repairs of the main equipment
of TashTPP for the period of 2000-2010**

Unit No.	Installed capacity	Scheduled types of repairs (years)										Notes		
		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009		2010	
1	150		M										Capital repair of Unit No.11 in 2000 was done without opening of Turbine casing, which planning to be held in the middle of 2004	
2	150				ECR		C			ECR		M		C
3	150				M		C			ECR		M		C
4	150	M			C		ECR		M			C		ECR
5	150		C			M			M		C			ECR
6	155					M			C		ECR			M
7	165	M				C			ECR		M			C
8	165	ECR				M			C		ECR			M
9	150	C			M		M		C		ECR			M
10	165		C			ECR			M		C			ECR
11	155	C	ECR				M		C		ECR			M
12	155				C		ECR		M		C			ECR
Distribution of repair works in years		2/2/1	2/1/1	2/2/1	2/3/1	2/2/2	2/2/2	2/2/2	2/2/2	2/2/2	2/2/2	2/2/2	2/2/2	

Stack No.	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1						inspection		repair			
2	repair						inspection		repair		
3		inspection		repair							

Symbolic Notation: 1/2/3
 1 – number of capital repairs(C)
 2 – number of midterm repairs(M)
 3 – number of extended current repairs(ECR)

Chief engineer

L.A. Eolyan

署名

Figure 5.2-3 中長期補修工事計画表(2000~2010)

Schedule of Repair of the Plants on Tashkent Thermal Power Plant for 2002

Plant	Load (MW)	Year of last Repair	1st quarter			2nd quarter			3rd quarter			4th quarter			Period of Repair	Total Number of Repair Person	Remarks		
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12					
Capital Repairs																			
Unit No.4	150	29/05/98					1						19			70	412		
Unit No.12	155	11/11/95										5			15	70	412		
Midterm Repairs																			
Unit No.2	150	11/07/97					7									30	288		
Unit No.3	150	13/12/88											2		31	30	288		
Extended Current Repairs																			
Unit No.9	150	10/08/00											1		8	70	483		
Unit No.11	155	30/11/00											5		15	40	483		
Capital Repairs of Transformers																			
AT-4 180000/220		07/84					1									27	34	8	
T-4 200000/110		10/89					1									27	24	8	

Remarks: 1. Unit No.9 - Rewind of Stators of Generator
 2. Unit No.11 - Opening of Turbine casing

Chief Engineer

Chief Engineer of "Uzbekenergotamir" Company

Chief Engineer of "Electrozolit" JV

Chief Engineer of Jointstock Company "Energotamir"

署名

Mr. Eolyan L.A.

Kamalov S.U.

Tekunov S.G.

Saikov R.M.

Figure 5.2-4 2003年の補修計画

それぞれの工事は標準的な工事日数 70 日、30 日、21 日と決められており、その時の工事内容により日数が増えることもある。工事内容の詳細は予算と共に前年までに、Maintenance Dept.において纏められ、Chief Engineer により承認されて、最終決定がなされる（組織図については後述の Figure 3.4-1 参照）。最終的に承認された 2003 年の工事計画を Figure 5.2-4 に示す。

先にも述べた通り、DC “TASHTPP”で実施される補修工事は、読んで字の如く補修工事が主たる目的で行われているのが現状で、日本の火力発電所で実施されている定期点検とは若干考え方に差異があるようである。実際には点検マニュアルも存在していて補修工事期間中にも設備の不具合箇所の点検を行い、次回点検時の補修工事に必要な材料や日数を決定している。しかし各設備の経年的な変化を記録して、設備の経年変化の管理や余寿命診断などの予防保全的な点検は行われていない。しかし老朽設備全体の一括取替えが望めない状況から判断して、従来の事後補修に代わる予防保全の早期導入によって、劣化部位を事前に発見し対策を講じて事故を防止することで、ユニットの稼働率の向上対策を図るべきである。

(2) 補修計画

5.2.3, (1)で述べたように DC “TASHTPP”では、各ユニットほぼ 2 年ごとに定期補修を実施している。定期補修の時期と期間に関しては DC “TASHTPP”の計画に合わせ予防保全のためのデータ採取は可能であり問題はない。

予防保全の必要な機器については、補修期間が長い”Capital Repair”または、必要に応じて補修期間を延長できる”Extended Current Repair”のどちらか先に行われる定期補修に合わせ、機器の劣化状況に合った適切な検査を開始し、劣化部位の把握に努める。

それとは別に直接的に熱効率の改善に貢献できる機器の補修に着手する。まず復水器真空度の回復に関する補修工事、更に把握されている各漏洩箇所の修理を優先的に実施する。

以後指摘されている機器の不具合を定期補修で修繕するよう計画して、段階的に設備の延命化と高効率化を図る。

以下に 6 号機の定期補修計画に従って、通常の定期補修に加えて実施すべき上記の機器の更新、補修工事や点検を盛り込んだ補修計画の一例を示す。

- 2005 年の Capital Repair 時
 - a) 復水器真空装置の更新
 - b) 復水器細管洗浄装置の導入(各ユニットで共通運用)
 - c) 復水器周りの空気漏洩箇所（真空、蒸気配管や弁）の修理
 - d) ボイラーやタービン等の主要機器本体やその他補機類、主要弁の精密点検
- 2007 年の Extended Current Repair 時

- a) ボイラー周辺の空気・排ガス漏洩箇所の修理
 - b) エアーヒーターのシール部修理
 - c) 各種調整弁と制御装置の更新
 - d) 前回の精密点検で指摘された機器の内、次回定期補修までの寿命が無いと診断された高温高圧部で使用される機器類の修理、更新（特にボイラーチューブで弱点部位とされている箇所の耐力強化を含む修理、更新を優先的に実施）
- 2009 年の Midterm Repair 時
 - a) エアーヒーターエレメントの更新
 - b) ボイラー廻りの電気品の防爆化工事
 - c) 水・蒸気系統のリーク修理
 - d) 温水・蒸気系統の保温板金修理
 - e) 歩廊・手摺り修理
 - f) 照明設備の追設

(3) 工事費用予算積算

5.2.1 で計画した機器の更新、補修工事や点検について、補修計画に従って各定期補修時に必要な工事費の概算を Table 5.2-2 から Table 5.2-4 に年別に示す。

Table 5.2-2 2005 年定期補修時の補修費用

項目	金額(百万円)
a) 復水器真空装置の更新	25
b) 復水器細管洗浄装置の導入	12
c) 復水器周りの空気漏洩箇所の修理	10
d) 主要機器本体や補機類、主要弁の精密点検	8
小計(外貨、内貨)	55 (42, 13)
予備費(小計の 5%)	2.8(2.1, 0.7)
コンサルタント費(小計+予備費の 4%)	2.3(2.3, 0)
合計	60.1(46.4, 13.7)

Table 5.2-3 2007 年定期補修時の補修費用

項目	金額(百万円)
a) ボイラー周辺の空気・排ガス漏洩箇所の修理	10
b) エアーヒーターのシール部修理	3
c) 各種調整弁と制御装置の更新	50
d) 前回点検で指摘された機器類の修理、更新	50
小計(外貨、内貨)	113(90, 23)
予備費(小計の 5%)	5.7(4.5, 1.2)
コンサルタント費(小計+予備費の 4%)	4.7(4.7, 0)
合計	123.4(99.2, 24.2)

Table 5.2-4 2009 年定期補修時の補修費用

項目	金額(百万円)
a) エアーヒーターエレメントの更新	50
b) ボイラー廻りの電気品の防爆化工事	8
c) 水・蒸気系統のリーク修理	5
d) 温水・蒸気系統の保温板金修理	6
e) 歩廊・手摺り修理	4
f) 照明設備の追設	3
小計(外貨、内貨)	76(50, 26)
予備費(小計の 5%)	3.8(2.5, 1.3)
コンサルタント費(小計+予備費の 4%)	3.2(3.2, 0)
合計	83.0(55.7, 27.3)

5.2.4 補修計画に関わる財務分析

(1) 補修の財務的観点

補修は設備の生産能力とその性能の維持、生産能力と性能の改善或いは設備の寿命延長のために行われる。

保守・補修の財務的観点は、生産能力と性能維持により得られる対価であると考えられる。古い設備は同種設備であれば古いほど保守費用が多額となる。タシケント発電所の既存設備は30年から40年を経過しており、稼働開始直後の期間と比較してその補修費用は大きくなっていると考えられる。保守・補修の費用は、過去の金額比較ではなく保守・補修で得られる収入・利益と対比することが必要である。

5.3.2 (2)項においてタシケント発電所は、1.31 スム/kWh の利益貢献を行っているとの分析を行っているが、これは年間発電量を9,800GWhとして年間12,838百万スムとなる。この金額を適用した場合には、タシケント発電所は最大年間保守・補修費用の許容額は現状に12,838百万スムを追加できると考えられる。もし、これより少額ですむなら節約額が利益になる。

但し、保守・補修費用の節約は一方で設備のアベイラビリティや信頼性を低下させるリスクがあることを忘れてはならない。設備が単に維持されていても、アベイラビリティや信頼性が低下しているなら、保守・補修が適切とは言いがたい。設備とはその一部の部品に欠陥があっても全体の性能に影響し、運転不可能となることがある。運転が行えず設備が停止することの財務的損失は極めて大きい。古い設備のアベイラビリティや信頼性は運転開始直後と比較して低くなるが、適切な保守・補修を行っていない場合は、その部品の不具合や故障が多く、当然設備のアベイラビリティや信頼性は低くなる。設備の全体及び部分がその機能を発揮するのに必要な保守・補修費用は必要経費である。かかる保守・補修費用が多額となり、新規設備より生産コスト（保守・補修費用のみならず全体の生産コスト）より多額となる場合は、設備の新規設置或いは新旧交代となる。

発電設備においては、建設には計画段階を含め長期間を要する。更に、あらゆる設備は機械であることから事故による停止の可能性はあり、場合によっては天災による運転不能もあり得る。この為には、予備設備も重要であり、予備設備といえども財務的価値は存在する。仮にタシケント発電所の既存12基中2基が新設の370MWCCPPにより代替されとしても、12基すべては3-4年間は維持されねばならない。代替設備がない場合には保守・補修の重要性は極めて大きい。一つの保守・補修費用の許容額は発電コストであり、新設CCPPと既存12基の発電コストと比較した場合、5.5.5 (2)項の記述のように保守・補修費用として更に1基あたり40億スム（12基合計で480億スム）が許容できる。

5.3.1 (1)項の記述の通り、タシケント発電所はウズベキスタンの発電において重要な役割を果たしている。従い、相応な保守・補修費用を費やしても設備を維持していく必要がある。

(2) 熱効率の改善

表 5.2-5 は、熱効率改善に対しての 1 基あたりの燃料費の年間節約額を示している。

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

単位: 千スム

熱効率の 改善幅	相当ヒート レートの 改善幅 (Kcal/kWh)	燃料費 (スム/1000kcal) (付加価値税を含まず。)					
		1.6	1.8	2.0	2.2	2.4	2.6
0.1%	7.8	10,657	11,989	13,321	14,653	15,985	17,317
0.2%	15.5	21,048	23,679	26,310	28,940	31,571	34,202
0.3%	23.1	31,377	35,299	39,221	43,143	47,065	50,987
0.4%	30.6	41,645	46,851	52,056	57,262	62,467	67,673
0.5%	38.1	51,853	58,334	64,816	71,297	77,779	84,260
0.6%	45.6	62,000	69,750	77,500	85,250	93,000	100,750
0.7%	53.0	72,088	81,099	90,110	99,121	108,132	117,143
0.8%	60.4	82,117	92,382	102,646	112,911	123,175	133,440
0.9%	67.7	92,087	103,598	115,109	126,620	138,131	149,642
1.0%	75.0	102,000	114,750	127,500	140,250	153,000	165,750
1.1%	82.2	111,855	125,837	139,819	153,801	167,783	181,764
1.2%	89.5	121,653	136,860	152,066	167,273	182,480	197,686

(Note) 1 基あたりの年間発電量を 850GWh とした場合

1000kCal あたり 1.7 スムはほぼ現状の燃料価格であり、天然ガスと重油の比率は 70%:30% であるとしガス価格を付加価値税込みで 15.5 スム/m³とし重油価格を付加価値税込みで 25,000 スム/ton として計算した。

1%の熱効率改善は年間 1 億スムであるが、熱効率改善の結果が 5 年間継続するとするならば、熱効率改善の補修は 5 億スムの価値を持つこととなる。さらには、燃料費の価格上昇が予想される場合は、その効果は大きくなる。従い、Table 5.2-5 は、様々な燃料費についての年間節約額を示すこととした。

(3) 補修案 (5.2.3, (2)項) の財務観点からの検討

本項においては 5.2.3, (2), (3)の補修計画案の例について財務面の検討を行うこととする。

1) 2005 年の Capital Repair

2005 年の補修計画 (Capital Repair 2005) は復水器の真空度を回復して設備の熱効率を上げることが主要目的である。真空度は設計値と比較してかなり悪化していることから、その効果が期待できる。熱効率が 1%改善するとすれば、Table 5.2-5 からして年間 1 億スムの発電コストの削減が可能となる。

Capital Repair 2005 の概算費用は 5 億スムであることから、5 年間で費用は回収可能であると考えられる。燃料費の上昇を仮定すると、この回収期間は短縮されることとなる。なお、Capital Repair 2005 は熱効率改善だけではなく補修の対象となった機器のアベイラビリティや信頼性は向上すると考えられる。5 億スムの半分がアベイラビリティや信頼性の向上に寄与すると考えれば、補修費用の回収は 2 年ないし 2.5 年と考えることができる。

一方で、Capital Repair 2005 の様な補修を行わなかった場合を考えると、熱効率の低下は更に継続するとも考えられる。これは既存設備の老朽化と関係しているものであり、老朽化対策は古い設備においては例え老朽化を防ぐことはできなくてもその老朽化を遅らせることは可能であり、その設備の運転を継続する限りは対策を講じる必要がある。

5.2.4, (1)項ではタシケント発電所の最大限の保守・補修費用としては、損失の発生を伴わずに年間 12,838 百万スムが最大限追加可能であるとの試算を行った。1 基あたりでは、10 億スムとなる。Capital Repair 2005 は、この金額より少額である。Capital Repair 2005 は実施価値があると考えられる。実施結果、その効果が確認できれば、他の 11 基についても同様な補修を行えばよいと考える。

Capital Repair 2005 は、実施についての更なる詳細検討を行うことが望ましいと考える。

2) 2007 年の Extended Current Repair

2007 年の Extended Current Repair (Extended Current Repair 2007) は補機動力の削減を行い所内率の低減、設備の熱効率の向上を一つの目的としている。しかし、補機の老朽化防止に寄与すると考えられ、アベイラビリティや信頼性向上への寄与がある。

また、Extended Current Repair 2007 はエアーヒーターの補修他がその内容として含まれて

おり、これは重油燃焼による煤の付着と関係がある。冬場の重油燃焼については、5.3.1.(4)項で記述しているがウズベキスタンにおいて重要なことである。冬場に重油燃焼を行えるよう適切に設備を維持管理しておくことは、必要である。Extended Current Repair 2007の熱効率改善は0.2-0.3%程度しか期待できぬかもしれないが、重油燃焼の重要性は大きい。

Extended Current Repair 2007の概算費用は10億スムである。その熱効率改善による効果は年間20-30百万スムであるが、重油燃焼に関連する費用は単なる財務的観点からのみで判断できない。重油燃焼に伴う保守・補修費用の増加は許容されるものである。Extended Current Repair 2007は、老朽化防止とも関係がある。補機の老朽化の防止を行い、設備のアベイラビリティや信頼性向上を図ることは重要である。なお、Extended Current Repair 2007の内容はそのすべてが毎年実施される訳ではない。10億スムは、その補修実施の間隔年数で平均して考えればよいのである。

主機のみならず補機の保守・補修は重要である。アベイラビリティや信頼性を維持していく長期保守・補修計画の立案は重要である。Extended Current Repair 2007の内容もその対象とする補機の範囲によっては、金額は異なってくる。しかし、タシケント発電所が重要な役割を負っていることを考えるとアベイラビリティや信頼性を維持する保守・補修計画の更なる検討は重要である。

3) 2009年のMidterm Repair

2009年のMidterm Repair (Midterm Repair 2007)は、Capital Repair 2005 and the Extended Current Repair 2007と比較するとより多岐にわたった一般補修とも言える。このことは、別の言い方をすれば、アベイラビリティや信頼性の向上に関係する補修であるといえる。5.2.4.(1)項にも述べたが、アベイラビリティや信頼性の維持は非常に重要である。保守・補修費用の節約はアベイラビリティや信頼性に関するリスクと相反する。もし通常点検で信頼性に問題がある部分が発見された場合には、これを時期の定期点検等で取り替えを行わねばならない。

多額の費用を要する大規模補修・大規模改修は設備の耐用年数を延長するものと考えられる。大規模補修・大規模改修の検討を行う必要はあるが、一般保守・補修にもアベイラビリティや信頼性の維持に寄与するものは多いと考えられる。タシケント発電所の既存12基は30年から40年を経過しているからこそ一般保守・補修によりアベイラビリティや信頼性の維持する事が重要である。

Midterm Repair 2009の概算費用は7億スムである。5.2.4.(1)項においてタシケント発電所は1基あたり10億スムの利益貢献であると述べた。これと比較すると7億スムは少額である。Midterm Repair 2009はアベイラビリティや信頼性を保証するものではないが、アベ

イラビリティや信頼性低下のリスクを低減するものであると考えられる。完全性はあり得ないのであり、リスクという観点で評価することが重要と考える。

タシケント発電所においては、保守・補修の内容だけでなく年度毎の支出費用の予算を見積もった長期保守・補修計画を作成する必要がある。計画には、アベイラビリティや信頼性維持の観点を忘れてはならない。そして、タシケント発電所の長期保守・補修計画はウズベキエネルゴ本社と協議の上、実行案を作成する必要がある。本節の10億スムという数字はタシケント発電所の利益貢献を一定の仮定条件で計算した金額である。実際の保守・補修はウズベクエネルゴ電力公社の全設備の状態や様々な要素を加味して決定する必要があるからである。

5.3 タシケント発電所 (DC “TASHTPP”) の経営状況と問題点

5.3.1 生産状況

本節においてはタシケント発電所の生産状況を述べる。第(1)項においては、タシケント発電所における生産（発電）が全ウズベキスタンの発電に占める役割を比較検討することによりタシケント発電所の発電状況を評価し、第(2)項においては、タシケント発電所の月別の発電を検討する。第(3)項においては、水力発電、農業利水、水運用等との関連についても検討を行う。第(4)項においては、タシケント発電所の燃料関係についての分析を行うこととする。

(1) ウズベキスタン国におけるタシケント発電所の役割

現在のタシケント発電所の 12 基の発電設備の合計設備出力は当初能力において 1,860MW であり、現在の運転可能出力は 1,750MW である。この 1,750MW は、ウズベキスタン国における火力・熱併給発電所・水力発電所を合計した全発電設備能力 9,669MW の 18%に相当し、火力のみの場合は合計 7,730MW であることから、その 23%に相当する。なお、ウズベキスタン国の発電所設備は Table5.3-2 の通りである。

発電量で比較するとタシケント発電所は、火力・熱併給発電所・水力発電所を合計したウズベキスタン国全発電量の約 20%の発電を行っている。（各発電所の 2001 年及び 2002 年の発電量についても Table5.3-2 に記載した。）国全体の 20%の発電量の実績は、その国の主要且つ極めて重要な発電所と考えることが適切であり、タシケント発電所はウズベキスタン国の国民生活と産業に大きな貢献を果たしている重要な発電所であると言える。

Table 5.3-1 はウズベキスタン国の全火力発電所の比較である。

Table 5.3-1 ウズベキスタン国の火力発電所

発電所名	運転開始年	燃料	設備 (MW)	2001 発電量		2002 発電量	
				(MWh)	P. F.	(MWh)	P. F.
アングレソ	1953	石炭	200	581,853	33.2%	549,624	31.4%
ノボ・アングレソ	1961	ガス・石炭	1,750	7,881,617	51.4%	7,674,334	50.1%
ナボイ	1962	ガス・重油	1,000	6,823,619	77.9%	5,935,548	67.8%
タシケント	1962-1974	ガス・重油	770	2,933,419	43.5%	2,936,411	43.5%
タシケント	1963-1971	ガス・重油	1,770	10,502,719	67.7%	10,315,266	66.5%
シムダリア	1972-1981	ガス・重油	2,340	12,477,762	60.9%	13,148,310	64.1%
合計			7,830	41,200,989	60.1%	40,559,493	59.1%

Table5.3-1 の P.F. とは、下記の計算式による指標であり、発電所の設備能力に対する出力率を示し、P.F.が高いことは、ベースロード発電所であり、且つ稼働率が高いことを意味する。

$$P.F.(\text{Plant Factor}) = \frac{\text{年間発電量(MWh)}}{\text{設備能力 (MW)} \times \text{年間時間 (8760Hours)}}$$

Table 5.3-2 ウズベキスタン国の発電所

ウズベキスタン国の発電所						
発電所名	運転開始年	燃料 (河川)	当初出力 MW	現在能力 MW	2001年 発電量	2002年 発電量
火力発電所						
アングレン	1953	石炭	272	200	581,853	549,624
ノボ・アングレン	1961	ガス・石炭	2,340	1,750	7,881,617	7,674,334
ホイ	1962	ガス・重油	1,500	1,000	6,823,619	5,935,548
タシケント	1962-1974	ガス・重油	1,000	770	2,933,419	2,936,411
タシケント	1963-1971	ガス・重油	1,860	1,770	10,502,719	10,315,266
シルダリア	1972-1981	ガス・重油	3,000	2,340	12,477,762	13,148,310
アングレン	(2003)	石炭	(800)	(800)		
火力合計			10,342	7,830	41,200,989	40,559,493
熱併給発電所						
フェルガナ		Gas	330	330	668,177	685,676
ムハレク	1980	Gas	166	60	425,664	426,945
タシケント	1967	Gas	90	30	150,070	175,494
熱併給発電所合計			586	420	1,243,911	1,288,115
水力発電所						
チャルバック	1970	(チルチック)	620	620	2,612,997	3,641,208
コジケント	1978	(チルチック)	165	165		
ガザルケント	1980	(チルチック)	120	120		
タバクスク	1941	(チルチック)	72	73	996,987	1,129,033
コモソモリスク	1956	(チルチック)	88	88		
アカハルスク	1946	(チルチック)	52	52		
クブライスク		(チルチック)			313,516	327,275
カジリンスク		(チルチック)				
サファルスク	1944	(チルチック)	10			
ホセレスク		(チルチック)			122,729	141,217
シェイハタルク	1954	(チルチック)	11			
ブルジャルスク	1936	(チルチック)	6			
アクメリンスク		(チルチック)			187,596	237,912
N-ホスイスク No.1-6	1944-1950	(チルチック)	54	54		
アントウジャン						
サマルカント					61,849	47,842
ファルカント	1949		120	120	353,504	469,548
水力合計				1,419	4,708,285	6,044,447
Grand Total				9,669	47,153,185	47,892,055

Table5.3-1 の通りタシケント発電所の 2001 年、2002 年の P.F. は 67%-68% であった。6 箇所の火力発電所のうちアングレンおよびノボ・アングレンはウズベキスタ

ンの石炭産出地域であるアングレン地方（同国の石炭年産3百万トン中の約90%は、この地方の産出である。）に位置し石炭を燃料とする発電所である。タヒアタシュ発電所はウズベキスタン国の西部に位置し、西部地域への電力供給がその主要役割である。他のナボイ発電所、シルダリヤ発電所およびタシケント発電所はガスと重油を燃料とし比較的似かよった発電所である。Table 5.3-3 及び Figure 5.3.1 は最近10年間の火力発電所の発電量を示す。

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)

年	タシケント	シルダリヤ	ナボイ	ノボ・アングレン	アングレン	タヒアタシュ	合計
1993	9,313	13,805	7,821	3,902	1,303	3,327	39,471
1994	9,263	12,084	7,762	4,904	898	2,852	37,763
1995	10,764	13,084	7,144	5,124	629	2,749	39,494
1996	9,746	11,991	6,327	5,812	657	2,684	37,217
1997	10,048	12,404	6,206	6,574	712	2,693	38,637
1998	8,332	12,606	6,015	6,852	733	2,598	37,136
1999	7,882	12,402	5,984	7,646	835	2,491	37,240
2000	9,583	13,548	5,879	7,376	766	3,353	40,505
2001	10,503	12,478	6,824	7,882	582	2,933	41,202
2002	10,315	13,148	5,936	7,674	550	2,936	40,559

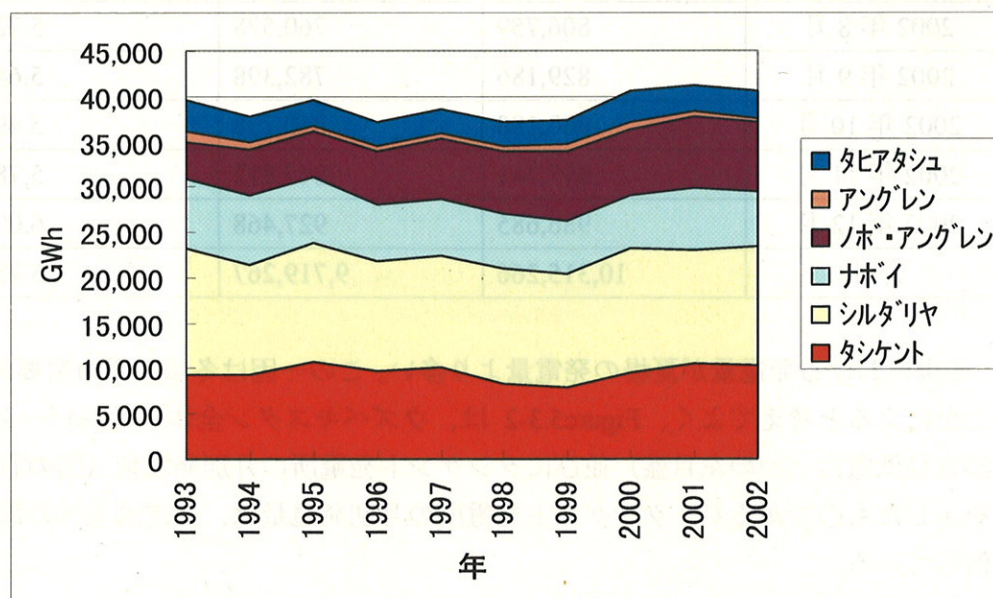


Figure 5.3-1 ウズベキスタン国の火力発電所の最近10年間の発電量

タシケント発電所の発電実績をウズベキスタンの全火力発電所における割合と比較した場合その発電量は約 25%であり、タシケント発電所は十分にその機能を発揮し、国民生活並びに産業への貢献を行っていると考えられる。

(2) タシケント発電所の月別発電量

Table 5.3-4 は 2002 年における月別発電量を示したものである。総発電量とは発電機の発電電力量であり、実発電量とは発電所の変電所から送電された発電量である。従い、総発電量と実発電量の差は発電所内において消費された電力に相当し、ポンプ、送風機、照明、変圧器ロス等の所内動力である。

Table 5.3-4 2002 年におけるタシケント発電所の月別発電量

単位: kWh

月	総発電量	実発電量	所内動力比
2002 年 1 月	1,050,343	989,594	5.78%
2002 年 2 月	912,425	858,262	5.94%
2002 年 3 月	908,052	855,083	5.83%
2002 年 4 月	916,498	863,791	5.75%
2002 年 5 月	782,334	737,082	5.78%
2002 年 6 月	668,007	629,415	5.78%
2002 年 7 月	657,056	619,046	5.78%
2002 年 8 月	806,759	760,578	5.72%
2002 年 9 月	829,186	782,398	5.64%
2002 年 10 月	900,180	850,738	5.49%
2002 年 11 月	897,741	845,812	5.78%
2002 年 12 月	986,685	927,468	6.00%
合計	10,315,266	9,719,267	5.78%

冬場における発電量が夏場の発電量より多い。この一因は冬場の電力需要が大きいことによると考えてよく、Figure 5.3-2 は、ウズベキスタン全体の月別ピーク電力と深夜最低電力（図の左目盛）並びにタシケント発電所の月別発電量（図の右目盛）を示したものであるが、タシケント発電所の月別発電量は、ほぼ国全体の需要に比例している。

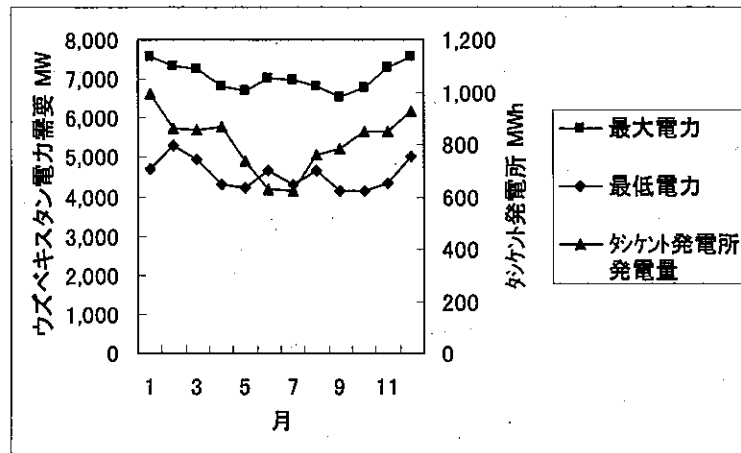


Figure 5.3-2 2001年のウズベキスタン電力需要と2002年のタシケント発電所の発電量

なお、Figure 5.3-2のウズベキスタン全体の最大、最低電力のデータは2001年のものであるが、2002年も月別発電量の分布はほぼ同じと考えられ、タシケント発電所は電力需要に応じた発電を行っていると考えて差し支えないと判断する。

(3) 火力発電、水力発電および灌漑用水の関係

Figure 5.3-2から、タシケント発電所の6月と7月における発電量は需要の減少以上に減少していることが読みとれる。これは、この時期に水力発電所における発電量が豊富なことを意味する。6月、7月はウズベキスタンの綿花栽培等の農業用水のためにダム湖に貯水された水が放流される時期であり、放流は同時に水車発電機を動かすこととなり、水力発電量が豊富となる。

なお、ウズベキスタンの農業用水を貯水するダムはウズベキスタン内とは限らず、むしろシルダリヤ河とアムダリヤ河の上流である東隣のキルギスタンとタジキスタンに多く存在するのである。例えば、キルギスタンの大型水力発電所としては、1,200 MWのトクグル発電所、800 MWのクルプサル発電所や450 MWのタシュクミル発電所がある。これらの水力発電所はいずれもウズベキスタンでシルダリヤ河と合流するナリン河にあり、ダムから放流された水はウズベキスタンの農業用水として利用されるのである。又、ダムからの放流時の豊富な発電電力はウズベキスタンにも輸出されるのである。同様のことは、ウズベキスタン農業が灌漑用水として利用し、その主要水源地であるタジキスタンについてもほぼ同様のことが言える。

Table 5.3-5はタシケントにおける月別降水量であるが、12月から4月が降水量、降雪量が多く、6月から9月は降雨量が非常に少なく乾期である。ウズベキスタン近辺の中央アジアの気候としては、雨期が冬であり夏が乾期である。

Table 5.3-5 タシケントにおける月別降雨量 単位：mm

月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年合計
降雨量	52.8	46.2	70.6	62.9	31.8	6.8	3.4	1.8	4.0	33.8	43.8	52.1	410.0

綿花栽培等の農業用水が必要な時期が夏であり、雨期が冬であることから冬の降雨、春の雪解け水を夏の農業用水のためにダムに貯水することが行われている。農業はウズベキスタンにおいて極めて重要であり、GDPに占める割合も約35%であり鉱業・製造業合計のGDPよりも大きい。またウズベキスタンの最大輸出品目は綿と金であり、Figure 5.5-8の外貨収入のデータにおいても綿花栽培の果たす役割は重要である。

このことは、同時に灌漑水の重要性についても言えるのである。灌漑水確保のためにキルギスタンのダム湖に貯水をする必要があるが、そのために生じるキルギスタンの冬場の電力不足を補うためにウズベキスタンから電力輸出を行う必要がある。同様のことはタジキスタンとウズベキスタンの灌漑水とダム貯水についても言えるのである。

Table 5.3-6は2002年におけるウズベキスタンの月別電力輸出入量である。なお、輸出入量はMWhにて示しているが、各月の輸出入バランス（輸出が大きかった場合は、輸出量から輸入量を差し引いた量を輸出として計上。）である。

Table 5.3-6 2002年のウズベキスタンの月別電力輸出入量

単位 in MWh

相手国	キルギスタン		タジキスタン		トルクメニスタン		合計	
	輸出	輸入	輸出	輸入	輸出	輸入	輸出	輸入
2002年1月	63,800		32,400				96,200	0
2002年2月	22,900		28,200				51,100	0
2002年3月		65,500	32,400				32,400	65,500
2002年4月		2,900	46,200			4,900	46,200	7,800
2002年5月	50,000		1,700		6,200		57,900	0
2002年6月		20,500		18,500	100		100	39,000
2002年7月		207,900		49,000	300		300	256,900
2002年8月		203,600		4,400		2,200	0	210,200
2002年9月	59,500		37,800			800	97,300	800
2002年10月	70,500		82,500			600	153,000	600
2002年11月		22,800	30,600			3,300	30,600	26,100
2002年12月			66,200			1,000	66,200	1,000
合計	266,700	523,200	358,000	71,900	6,600	12,800	631,300	607,900

(4) タシケント発電所の燃料関係

タシケント発電所のボイラーは天然ガスと重油の双方を利用することができ、天然ガスはシュルタン・ガス田及びブハラ・ガス田からパイプラインで輸送され、重油は鉄道輸送である。Table5.3-7は、2002年におけるタシケント発電所の月別燃料消費量を示したものである。本表から冬場、特に12月から2月にかけては重油の使用割合が非常に大きく60%から70%となっていることがわかる。一方、6月から10月にかけては天然ガスのみの使用である。

ウズベキスタンの年間の天然ガスと原油産出量は、天然ガスが約560億 m^3 (2 Tcf)であり原油が約8百万トン(140,000 b/d)であり、最近はガス及び原油とも産出量が国内消費量を上回っている。冬場においては暖房等のためエネルギー需要が増大し、パイプラインが引かれている場合にはガスの使用が重油より容易であることから、一般向けのガス需要が増大する。タシケント発電所は重油が使用可能であり、排煙脱硫等の公害除去設備はないものの120m煙突もある。従い、他の小規模で全く公害設備のないボイラー等で重油を使用するよりもタシケント発電所での重油使用が相対的にはよりましであるとして冬場の重油使用が増大しているものと考えられる。

Table 5.3-7 2002年のタシケント発電所月別燃料使用量

月	ガス(×1000 m^3)		重油 (トン)	熱量換算 (Gcal)		ガスと重油の比		ヒートレート (kcal/kWh)	
	シュルタン	ブハラ		ガス	重油	ガス	重油	Gross	Net
1月	66,900	32,700	199,000	814,828	1,928,310	29.7%	70.3%	2,612	2,772
2月	88,800	19,000	155,500	881,912	1,506,795	36.9%	63.1%	2,618	2,783
3月	54,900	154,900	65,200	1,716,374	631,788	73.1%	26.9%	2,586	2,746
4月	24,800	243,700	12,900	2,196,599	125,001	94.6%	5.4%	2,533	2,688
5月	56,600	185,700	1,200	1,982,256	11,628	99.4%	0.6%	2,549	2,705
6月	101,000	107,400	0	1,704,920	0	100.0%	0.0%	2,552	2,709
7月	63,700	140,400	0	1,669,742	0	100.0%	0.0%	2,541	2,697
8月	38,600	212,400	0	2,053,431	0	100.0%	0.0%	2,545	2,700
9月	23,900	232,200	0	2,095,154	0	100.0%	0.0%	2,527	2,678
10月	49,500	226,300	0	2,256,320	0	100.0%	0.0%	2,507	2,652
11月	77,100	139,300	55,000	1,770,368	532,950	76.9%	23.1%	2,566	2,723
12月	70,400	20,600	195,500	744,471	1,894,395	28.2%	71.8%	2,674	2,845
合計	716,200	1,714,600	684,300	19,886,375	6,630,867	75.0%	25.0%	2,571	2,728

前(3)項にて発電と農業灌漑用水の関係を述べたが、同様のことが天然ガスについても言える。ダムへの貯水は電力が不足する傾向となり、さらには山地が多いキルギ

スタン、タジキスタンの冬はウズベキスタンよりも寒く厳しく暖房用の化石燃料は必需品である。ウズベキスタンからキルギスタン（カザフスタン経由も含め）、タジキスタンには天然ガス・パイプラインが存在し、天然ガスが冬場には輸出される。従い、ウズベキスタンにおいて天然ガスは国内一般需要の増大とともに輸出用としても需要が増大するのである。タシケント発電所における冬場の重油使用は、隣国との国際協調並びに農業生産に貢献しているとも言えるのである。

なお、表 5.3-7 の熱量換算は天然ガスの発熱量を $8,181 \text{ kcal/m}^3$ とし、重油の発熱量を $9,690 \text{ kcal/kg}$ と考えて計算を行った。この発熱量を使用してのヒート・レート（単位燃料使用量）は発電端で $2,571 \text{ kcal/kWh}$ （熱効率 33.5% に相当）、送電端で $2,728 \text{ kcal/kWh}$ （熱効率 31.5% に相当）となる。同種の発電所のヒート・レートは送電端で $2,500 \text{ kcal/kWh}$ （熱効率 34.4% に相当）よりは良いと通常考えられることから、現状の熱効率は良いとは言えないと考える。