

5.5.4 新設 CCPP の発電原価

内部財務収益率(FIRR)や内部経済収益率(EIRR)はプロジェクトの投資適格性、投資収益性及び経済性を判断するための指標であり、企業経営の観点とは少し異なっている。ウズベクエネルギーは 2001 年 2 月 22 日付け大統領令第 UP-2812 号により電力省(Power Engineering and Electrification Ministry)の行政部門を除く現業部門を引き継いで国営株式会社(SJSC)として設立された。大統領令第 UP-2812 号第 1 条には市場経済原則の導入等が規定されている。

本節は、新設 CCPP に関し、収入やコストの予想を基に財務諸表である貸借対照表、損益計算書、キャッシュフロー計算書を作成しこれを分析することにより企業経営の観点における分析を行う。

第(1)項においては、財務分析と経済分析にて考慮していない追加前提について記述し、第(2)項は表示方法について、第(3)項で作成された財務諸表の分析を行う。

(1) 追加前提

財務分析や経済分析はプロジェクトの評価が目的であるため、下記事項については考慮されていない。しかし、事業を経営の観点で分析するためには必要である。

1) 資金コスト

内部財務収益率(FIRR)における収益率(FIRR)の結果は資金コストの参考指標といえる。資金コストが収益率(FIRR)より低ければ、事業利益が期待できるのであり、逆に高い場合は損失発生となる。しかし、内部財務収益率(FIRR)の計算においては、貸借対照表やキャッシュフロー計算書等の財務諸表を作成しておらず、各年度の局面における分析は行っていない。財務諸表作成のためには、資金コストとその調達に係わる前提が必要となる。そこで、資本費用の 85%について金利年率 1.9%で、返済は 2012 年から 2031 年までの間で均等分割返済を行う前提を追加する。

2) 固定資産の減価償却

ウズベキスタン財務省の 1997 年 2 月 27 日付第 7 号通知には、固定資産の減価償却率として建物年 5%、機械設備年 8%と記述されており、ウズベキスタンにおける償却方法である残存価額ゼロの定額償却を行うこととする。なお、Table 5.5-2 の建設費内訳から資本支出に対する 14%が 5%償却の建物等とみなし、86%が 8%償却の機械設備であると想定して減価償却計算を行う。

3) 法人税

法人税率を 35%として、新設 CCPP の営業結果を法人とみなし各年度の利益の 35%を法人税として支出することとする。なお、損失年度について法人税の課税はないが、損失金額は 5 年間繰越可能であるとする。

4) エスカレーション

米ドルベースで下記のエスカレーションを見込むこととする。

ガス : 年率 4%

人件費	: 年率 5%
電気料金	: 年率 3.8%
その他	: 年率 3%

その他の前提は 5.5.1 節及び 5.5.2 節の通りとする。

(2) 財務諸表の表示方法

付加価値税は販売時の仮受税を納付するが仕入時の仮払い税は全額仕入控除可能である故、企業負担は生じないとの考えに立ち、財務諸表は付加価値税を含まない税抜き方式で表示することとする。

販売及び仕入は実際には 30 日程度の掛売・掛仕入と了解するが税務諸表の分析上は現金販売・現金仕入として処理を行っても問題ないと考え、現金販売・現金仕入として財務諸表を作成する。

前 5.5.4 (1), 4)において米ドルベースのエスカレーションを前提として財務諸表を作成することとした。従い、米ドル建ての財務諸表を作成するが、一方スム建て財務諸表も重要であることからスム建て財務諸表も作成する。スム建て財務諸表作成にあたっては、スムが年率 10%で弱くなっていくことをその作成の前提とする。なお、スム建て財務諸表においては為替差損を認識することとなるが、為替差損は法人税上全額損金扱いが可能であるとの前提で法人税の計算を行うこととする。

(3) 財務諸表の分析

Table5.5-13 から Table5.5-16 は以下の財務諸表の予想である。期間は建設中 3 年間と稼働後の 25 年間を対象とした。

Table5.5-13	発電原価計算書
Table5.5-14	損益計算書
Table5.5-15	キャッシュフロー計算書
Table5.5-16	貸借対照表

資本効率(Return on Equity at Discounted Cashflow Method - ROE)は年率 2.05%であった。即ち資本効率は想定した金利率より低く投資適格とは言えないことを意味する。ROE が年率 5%となるように電気料金を毎年一定率で値上げを行う場合と、10% となるように電気料金を毎年一定率で値上げを行う場合につき計算を行った結果、下記が算出された。なお、ガス、人件費、その他経費は(1), 4)の通りのエスカレーション率とし変更はないものとしている。

・米ドルベースで毎年 3.80%ずつの値上げ (現状)	ROE 2.05 % per year
・米ドルベースで毎年 4.25%ずつの値上げ	ROE 5.02 % per year
・米ドルベースで毎年 5.26%ずつの値上げ	ROE 10.00 % per year

(1), 4) のエスカレーション率 (ガス 4.0%、人件費 5.0%、その他 3.0%) の中で電気料

金を年率 3.8%の値上げとする場合では、事業性がよくない。ROE としては金利水準以上が最低限必要と考える。新設 CCPP の分析のみで電気事業の全てに係わる電気料金を決定することは無理があるものの、新設発電所も長期的には事業性が確保されるような電気料金とすることは重要である。大統領令第 UP-2812 号には民間資本や外国資本の導入も計りつつ電力セクターの健全な発展を目指すことが記載されている。民間資本や外国資本が参入しうる事業性を確保することは今後の健全な発展には重要なことであり、その為には電力料金の値上げを行っていくことが必要と考える。

(単位：千US\$)

Table 5.5-13 新設CCPPの発電原価の予想

	1 2007	2 2008	3 2009	4 2010	5 2011	6 2012	7 2013	8 2014	9 2015	10 2016	11 2017	12 2018	13 2019	Total
ガス購入費	8,137	8,463	8,801	9,153	9,519	9,900	10,296	10,708	11,136	11,582	12,045	12,527	13,028	338,875
部品購入費	4,896	5,043	5,194	5,350	5,510	5,676	5,846	6,021	6,202	6,388	6,580	6,777	6,980	178,503
人件費	408	429	450	473	496	521	547	575	603	634	665	699	733	19,492
保険料	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680	17,000
消耗品費	281	290	299	307	317	326	336	346	356	367	378	389	401	10,259
その他費用	225	232	239	246	253	261	269	277	285	294	303	312	321	8,207
建物・構築物原価償却費	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	44,458
機械設備原価償却費	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918	412,391
発電原価合計 (支払金利を除く)	32,165	32,673	33,200	33,747	34,314	34,902	35,512	36,144	36,801	37,482	38,188	38,921	31,722	803,701
単位発電原価(US cent/kWh) (支払金利を除く)	1.17	1.19	1.21	1.22	1.25	1.27	1.29	1.31	1.34	1.36	1.39	1.41	1.15	
支払金利	3,658	3,658	3,658	3,658	3,658	3,567	3,384	3,201	3,018	2,835	2,652	2,469	2,286	
発電原価合計	35,823	36,331	36,858	37,405	37,972	38,468	38,895	39,345	39,818	40,317	40,840	41,390	34,008	
単位発電原価(US cent/kWh)	1.30	1.32	1.34	1.36	1.38	1.40	1.41	1.43	1.45	1.46	1.48	1.50	1.23	
ガス購入費	13,549	14,091	14,654	15,241	15,850	16,484	17,144	17,829	18,542	19,284	19,284	20,056	20,858	338,875
部品購入費	7,190	7,406	7,628	7,857	8,092	8,335	8,585	8,843	9,108	9,381	9,663	9,952	10,259	178,503
人件費	770	809	849	892	936	983	1,032	1,084	1,138	1,195	1,254	1,317	1,387	19,492
保険料	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680	17,000
消耗品費	413	426	438	452	465	479	493	508	523	539	555	572	590	15,259
その他費用	331	340	351	361	372	383	395	407	419	431	444	458	474	12,207
建物・構築物原価償却費	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	44,458
機械設備原価償却費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
発電原価合計 (支払金利を除く)	24,552	25,371	26,220	27,101	28,015	28,964	29,948	29,948	29,948	30,410	31,510	32,652	33,837	803,701
単位発電原価(US cent/kWh) (支払金利を除く)	0.89	0.92	0.95	0.98	1.02	1.05	1.09	1.09	1.07	1.10	1.14	1.19	1.23	1.17
支払金利	2,103	1,920	1,738	1,555	1,372	1,189	1,006	823	640	457	274	91	54,870	
発電原価合計	26,655	27,291	27,957	28,656	29,387	30,153	30,954	30,173	31,051	31,968	32,926	33,928	858,571	
単位発電原価(US cent/kWh)	0.97	0.99	1.01	1.04	1.07	1.09	1.12	1.10	1.13	1.16	1.20	1.23	1.25	

Table 5.5-14 新設 CPP の損益計算書の予想 (単位: 千 US\$)

年	1 2007	2 2008	3 2009	4 2010	5 2011	6 2012	7 2013	8 2014	9 2015	10 2016	11 2017	12 2018	13 2019
売上高	24,681	25,619	26,593	27,603	28,652	29,741	30,871	32,044	33,262	34,526	35,838	37,200	38,613
発電原価(支払利息を除く)	32,165	32,673	33,200	33,747	34,314	34,902	35,512	36,144	36,801	37,482	38,188	38,921	31,722
支払利息	3,658	3,658	3,658	3,658	3,658	3,567	3,384	3,201	3,018	2,835	2,652	2,469	2,286
税引前利益	-11,142	-10,712	-10,265	-9,801	-9,319	-8,727	-8,024	-7,301	-6,556	-5,791	-5,002	-4,190	4,605
法人税	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
税引後利益	-11,142	-10,712	-10,265	-9,801	-9,319	-8,727	-8,024	-7,301	-6,556	-5,791	-5,002	-4,190	4,605
期首繰越利益	0	-11,142	-21,854	-32,119	-41,921	-51,240	-59,967	-67,991	-75,292	-81,848	-87,639	-92,641	-96,831
未処分利益	-11,142	-21,854	-32,119	-41,921	-51,240	-59,967	-67,991	-75,292	-81,848	-87,639	-92,641	-96,831	-92,226
配当金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
次期繰越利益	-11,142	-21,854	-32,119	-41,921	-51,240	-59,967	-67,991	-75,292	-81,848	-87,639	-92,641	-96,831	-92,226
年	14 2020	15 2021	16 2022	17 2023	18 2024	19 2025	20 2026	21 2027	22 2028	23 2029	24 2030	25 2031	Total
売上高	40,081	41,604	43,185	44,826	46,529	48,297	50,133	52,038	54,015	56,068	58,198	60,410	1,000,626
発電原価(支払利息を除く)	24,552	25,371	26,220	27,101	28,015	28,964	29,948	29,350	30,410	31,510	32,652	33,837	803,701
支払利息	2,103	1,920	1,738	1,555	1,372	1,189	1,006	823	640	457	274	91	54,870
税引前利益	13,425	14,313	15,227	16,170	17,142	18,144	19,178	21,864	22,964	24,100	25,272	26,481	142,055
法人税	0	6,076	5,330	5,660	6,000	6,351	6,712	7,652	8,038	8,435	8,845	9,268	78,366
税引後利益	13,425	8,237	9,898	10,511	11,142	11,794	12,466	14,212	14,927	15,665	16,427	17,213	63,689
期首繰越利益	-92,226	-78,801	-70,564	-60,666	-50,156	-39,013	-27,220	-14,754	-542	0	0	0	0
未処分利益	-78,801	-70,564	-60,666	-50,156	-39,013	-27,220	-14,754	-542	14,385	15,665	16,427	17,213	63,689
配当金	0	0	0	0	0	0	0	0	14,385	15,665	16,427	17,213	0
次期繰越利益	-78,801	-70,564	-60,666	-50,156	-39,013	-27,220	-14,754	-542	0	0	0	0	0

Table 5.5-15 新設CCPPのキャッシュフロー計算書の予想 (単位：千US\$)

ROE = 2.05% (年率)

年	-3 2004	-2 2005	-1 2006	1 2007	2 2008	3 2009	4 2010	5 2011	6 2012	7 2013	8 2014	9 2015	10 2016	11 2017	12 2018	Total
売上高	24,681	25,619	26,593	27,603	28,652	29,741	30,871	32,044	33,262	34,526	35,838	37,200	38,538	39,945	41,407	1,000,626
売上による収入	24,681	25,619	26,593	27,603	28,652	29,741	30,871	32,044	33,262	34,526	35,838	37,200	38,538	39,945	41,407	1,000,626
負債原価	-32,165	-32,673	-33,200	-33,747	-34,314	-34,902	-35,512	-36,144	-36,801	-37,482	-38,188	-38,921	-39,688	-40,468	-41,261	-1,000,626
減価償却費	17,537	17,537	17,537	17,537	17,537	17,537	17,537	17,537	17,537	17,537	17,537	17,537	17,537	17,537	17,537	175,370
法人税の支払い	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
営業活動における支出	-14,628	-15,136	-15,663	-16,209	-16,776	-17,364	-17,974	-18,607	-19,263	-19,944	-20,651	-21,383	-22,133	-22,903	-23,684	-24,486
営業活動によるキャッシュフロー	10,053	10,483	10,930	11,394	11,876	12,377	12,897	13,438	13,999	14,582	15,187	15,816	16,470	17,134	17,813	18,507
固定資産の取得による支出	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-500,000
投資活動によるキャッシュフロー	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-500,000
元本借入(又は返済)	42,500	74,800	75,225	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
金利の支払い	-404	-1,518	-2,943	-3,658	-3,658	-3,658	-3,658	-3,658	-3,658	-3,658	-3,658	-3,658	-3,658	-3,658	-3,658	-36,580
資本金払込(又は配当金支払い)	7,804	14,718	16,218	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
財務活動によるキャッシュフロー	50,000	88,500	88,500	-3,658	-3,658	-3,658	-3,658	-3,658	-3,658	-3,658	-3,658	-3,658	-3,658	-3,658	-3,658	-36,580
キャッシュの増減高	0	0	0	6,396	6,825	7,272	7,736	8,218	8,716	9,224	9,742	10,270	10,808	11,356	11,914	12,482
期首キャッシュ残高	0	0	0	6,396	13,221	20,493	28,229	36,447	45,163	54,381	64,123	74,493	85,501	97,157	109,471	122,453
期末キャッシュ残高	0	0	0	6,396	13,221	20,493	28,229	36,447	45,163	54,381	64,123	74,493	85,501	97,157	109,471	122,453
売上高	38,613	40,081	41,604	43,185	44,826	46,529	48,297	50,133	52,038	54,015	56,068	58,198	60,410	62,713	65,107	1,000,626
売上による収入	38,613	40,081	41,604	43,185	44,826	46,529	48,297	50,133	52,038	54,015	56,068	58,198	60,410	62,713	65,107	1,000,626
発電原価	-31,722	-24,552	-25,371	-26,220	-27,101	-28,015	-28,964	-29,948	-30,966	-32,015	-33,094	-34,203	-35,342	-36,511	-37,710	-38,949
減価償却費	9,579	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	18,200
法人税の支払い	0	0	0	-6,076	-5,330	-5,660	-6,000	-6,351	-6,712	-7,082	-7,452	-7,831	-8,219	-8,616	-9,023	-9,439
営業活動における支出	-22,144	-22,933	-29,827	-29,930	-31,141	-32,395	-33,695	-35,041	-36,432	-37,869	-39,352	-40,884	-42,463	-44,090	-45,763	-47,482
営業活動によるキャッシュフロー	16,470	17,148	11,777	13,255	13,685	14,134	14,602	15,091	15,605	16,122	16,701	17,304	17,904	18,507	19,114	19,727
固定資産の取得による支出	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-500,000
投資活動によるキャッシュフロー	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-50,000	-500,000
元本借入(又は返済)	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-96,260
金利の支払い	-2,286	-2,103	-1,920	-1,738	-1,555	-1,372	-1,189	-1,006	-823	-640	-457	-274	-91	91	274	548
資本金払込(又は配当金支払い)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
財務活動によるキャッシュフロー	-11,912	-11,730	-11,547	-11,364	-11,181	-10,998	-10,815	-10,632	-10,449	-10,266	-10,083	-9,900	-9,717	-9,534	-9,351	-9,168
キャッシュの増減高	4,557	5,419	230	1,891	2,504	3,136	3,787	4,459	5,140	5,821	6,502	7,183	7,864	8,545	9,226	9,907
期首キャッシュ残高	46,235	50,792	56,211	56,441	58,332	60,836	63,971	67,759	72,218	76,803	81,505	86,326	91,265	96,310	101,461	106,718
期末キャッシュ残高	50,792	56,211	56,441	58,332	60,836	63,971	67,759	72,218	76,803	81,505	86,326	91,265	96,310	101,461	106,718	112,025

Table 5.5-16 新設CCPPの貸借対照表の予想 (単位：千US\$)

年	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
現金預金	0	0	0	6,396	13,221	20,493	28,229	36,447	35,631	35,519	36,129	37,484	39,605	42,514
建物、構築物	7,057	19,589	32,391	30,772	29,152	27,532	25,913	24,293	22,674	21,054	19,435	17,815	16,196	14,576
機械設備	43,347	120,333	198,974	183,056	167,138	151,220	135,302	119,384	103,467	87,549	71,631	55,713	39,795	23,877
資産合計	50,404	139,922	231,365	220,223	209,511	199,246	189,444	180,125	161,772	144,122	127,195	111,012	95,595	80,967
借入金	42,500	117,300	192,525	192,525	192,525	192,525	192,525	192,525	182,899	173,273	163,646	154,020	144,394	134,768
未処分利益(又は損失)	0	0	0	-11,142	-21,854	-32,119	-41,921	-51,240	-59,967	-67,991	-75,292	-81,948	-87,639	-92,641
資本金	7,904	22,622	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840
負債及び資本合計	50,404	139,922	231,365	220,223	209,511	199,246	189,444	180,125	161,772	144,122	127,195	111,012	95,595	80,967
現金預金	46,235	50,792	56,211	56,441	58,332	60,836	63,971	67,759	72,218	76,803	67,719	58,093	48,466	38,840
建物、構築物	12,956	11,337	9,717	8,098	6,478	4,859	3,239	1,820	0	0	0	0	0	0
機械設備	7,959	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
資産合計	67,150	62,129	65,928	64,538	64,810	65,694	67,210	69,378	72,218	76,803	67,719	58,093	48,466	38,840
借入金	125,141	115,515	105,889	96,263	86,636	77,010	67,384	57,758	48,131	38,505	28,879	19,253	9,626	0
未処分利益(又は損失)	-96,831	-92,226	-78,801	-70,564	-60,666	-50,156	-39,013	-27,220	-14,794	-542	0	0	0	0
資本金	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840
負債及び資本合計	67,150	62,129	65,928	64,538	64,810	65,694	67,210	69,378	72,218	76,803	67,719	58,093	48,466	38,840

Table 5.5-17は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発電原価の予想を計算したものである。なお、以下を前提とした。

- a. 既存12基が25年間現状性能のまま運転可能とする。
- b. 人件費の増加は年5%とする。
- c. 運転保守費等その他経費は年3%の増加とする。
- d. 燃料は重油を使用せず全量天然ガスで発電するものとする。燃料価格は新設CCPPと同一とする。

その結果、既存12基の25年間の平均発電原価は0.94 US cents/kWhであり、新設CCPPの25年間の平均発電原価1.17 US cents/kWhより安かった。2016年までの10年間の各年だけを比べると新設CCPPの発電原価の60%より安いこととなる。理由は既存12基が減価償却を終了しており減価償却費が実質発生しないことである。但し、本前提は架空の前提と言えらるるであり、現実には既存12基が2031年まで運転可能とは考えられず又長期間運転を継続するためには多額の費用をかけて保守、更新、改造等を行わねばならないと考える。

但しTable 5.5-17は、既存12基の設備価値も高いことを示しているのであり、良いメンテナンスを行って運転可能期間の延長に尽力すべきであることを語っていると考える。

Table 5.5-18からTable 5.5-21はウズベキスタン・スムによる財務諸表の予想である。

Table5.5-18	スム表示の発電原価計算書
Table5.5-19	スム表示の損益計算書
Table5.5-20	スム表示のキャッシュフロー計算書
Table5.5-21	スム表示の貸借対照表

スムは米ドルに対し年間10%ずつ弱くなっていくと仮定した。なお、借入金においては円建て部分が大きいと円とスムの関係も米ドルとスムの関係と同一と仮定した。なお、スム建て財務諸表の予測は電力料金が年4.25%値上が行われると仮定する米ドルベースROEが年率5.03%のケースを対象とした。

スム建てで財務諸表を作成すると当初借入金残高が大きい期間においてはスムが弱くなってによりスム表示した借入金が増加し為替差損が発生する。この為、運転開始12年目の2018年まで損失を計上することとなる。一方、ROEはスムベースの14.5%となった。

Table 5.5-17 タン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 (Unit: thousand US\$)

年	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
ガス購入費	50,452	52,470	54,569	56,752	59,022	61,383	63,838	66,392	69,048	71,809	74,682	77,669	80,776
消耗品費	1,074	1,106	1,140	1,174	1,209	1,245	1,283	1,321	1,361	1,402	1,444	1,487	1,532
保守費	1,081	1,113	1,147	1,181	1,217	1,253	1,291	1,329	1,369	1,410	1,453	1,496	1,541
人件費	1,756	1,844	1,936	2,033	2,135	2,241	2,353	2,471	2,595	2,724	2,861	3,004	3,154
保険料	622	641	660	680	700	721	743	765	788	812	836	861	887
その他費用	991	1,021	1,052	1,083	1,116	1,149	1,184	1,219	1,256	1,293	1,332	1,372	1,413
減価償却費	424	437	450	463	477	491	506	521	537	553	570	587	604
発電原価合計	56,401	58,633	60,953	63,366	65,875	68,485	71,198	74,019	76,953	80,004	83,177	86,476	89,907
単位発電原価(U _{sc} /kWh)	0.56	0.59	0.61	0.63	0.66	0.68	0.71	0.74	0.77	0.80	0.83	0.86	0.90
新設の単位発電原価	1.17	1.19	1.21	1.22	1.25	1.27	1.29	1.31	1.34	1.36	1.39	1.41	1.15
差額	0.60	0.60	0.60	0.59	0.59	0.58	0.58	0.57	0.57	0.56	0.55	0.55	0.25

年	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Total
ガス購入費	84,007	87,367	90,862	94,496	98,276	102,207	106,296	110,547	114,969	119,568	124,351	129,325	2,101,136
消耗品費	1,577	1,625	1,674	1,724	1,775	1,829	1,884	1,940	1,998	2,058	2,120	2,184	39,164
保守費	1,587	1,635	1,684	1,735	1,787	1,840	1,895	1,952	2,011	2,071	2,133	2,197	39,411
人件費	3,312	3,477	3,651	3,834	4,025	4,226	4,438	4,660	4,893	5,137	5,394	5,664	83,817
保険料	913	941	969	998	1,028	1,059	1,091	1,123	1,157	1,192	1,227	1,264	22,676
その他費用	1,456	1,500	1,545	1,591	1,639	1,688	1,738	1,791	1,844	1,900	1,957	2,015	36,144
減価償却費	623	641	660	680	701	722	743	766	789	812	837	862	15,457
発電原価合計	93,475	97,186	101,045	105,057	109,231	113,571	118,085	122,779	127,661	132,738	138,019	143,511	2,337,805
単位発電原価(U _{sc} /kWh)	0.93	0.97	1.01	1.05	1.09	1.14	1.18	1.23	1.28	1.33	1.38	1.44	0.94
新設の単位発電原価	0.89	0.92	0.95	0.98	1.02	1.05	1.09	1.07	1.10	1.14	1.19	1.23	1.17
差額	-0.04	-0.05	-0.06	-0.07	-0.08	-0.08	-0.09	-0.16	-0.17	-0.18	-0.20	-0.21	0.23

Table 5.5-18 新設 CCPP の発電原価の予想 (単位：百万円)

(年10%スラムが弱くなっていくと仮定)

年	10%年												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
為替レートの	1,464	1,611	1,772	1,949	2,144	2,358	2,594	2,853	3,138	3,452	3,797	4,177	4,595
ガス購入費	11,913	13,629	15,592	17,837	20,405	23,344	26,705	30,551	34,950	39,983	45,740	52,327	59,862
部品購入費	7,168	8,122	9,202	10,426	11,812	13,383	15,163	17,180	19,465	22,054	24,987	28,310	32,075
人件費	598	691	798	921	1,064	1,229	1,420	1,640	1,894	2,187	2,526	2,918	3,370
保険料	996	1,095	1,205	1,325	1,458	1,603	1,764	1,940	2,134	2,348	2,582	2,841	3,125
消耗品費	412	467	529	599	679	769	871	987	1,119	1,267	1,436	1,627	1,843
その他費用	330	373	423	479	543	615	697	790	895	1,014	1,149	1,302	1,475
廃物・精製物原価償却費	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998
機械設備減価償却費	19,640	19,640	19,640	19,640	19,640	19,640	19,640	19,640	19,640	19,640	19,640	19,640	19,640
発電原価合計	43,056	46,015	49,386	53,226	57,600	62,582	68,269	74,726	82,095	90,491	100,059	110,962	113,568
(支払金利を除く)													
単位発電原価(US cent/kWh)	15.63	16.70	17.93	19.32	20.91	22.72	24.78	27.12	29.80	32.85	36.32	40.28	41.22
(支払金利を除く)	1.07	1.04	1.01	0.99	0.98	0.96	0.96	0.95	0.95	0.95	0.96	0.96	0.90
支払金利	5,856	5,891	6,480	7,128	7,841	8,410	9,127	9,932	10,816	11,793	12,868	14,041	15,314
為替差損益	25,825	28,188	31,006	34,107	37,518	41,269	45,127	49,142	53,394	57,987	62,931	68,239	73,925
発電原価合計	74,036	80,094	86,873	94,461	102,959	112,262	120,162	128,801	138,256	148,616	159,979	172,455	176,348
単位発電原価 Sum/kWh	26.87	29.07	31.53	34.29	37.37	40.75	43.82	46.75	50.18	53.94	58.07	62.60	64.01
単位発電原価 US cents/kWh	1.84	1.81	1.78	1.76	1.74	1.73	1.68	1.64	1.60	1.56	1.53	1.50	1.39
年	10.0%	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
為替レートの		5,054	5,560	6,116	6,727	7,400	8,140	8,954	9,850	10,835	11,918	13,110	14,421
ガス購入費	68,482	78,343	89,825	102,531	117,295	134,186	153,508	175,614	200,902	229,832	262,928	300,789	3,306,872
部品購入費	36,341	41,174	46,651	52,855	59,885	67,850	76,874	87,098	98,682	111,806	126,677	143,525	1,168,762
人件費	3,893	4,496	5,193	5,998	6,927	8,001	9,241	10,674	12,328	14,239	16,446	18,995	137,684
保険料	3,437	3,781	4,159	4,575	5,032	5,535	6,089	6,788	7,528	8,314	9,145	10,015	97,913
消耗品費	2,089	2,368	2,681	3,038	3,442	3,899	4,418	5,006	5,671	6,426	7,280	8,249	67,170
その他費用	1,671	1,893	2,145	2,430	2,753	3,120	3,534	4,004	4,537	5,141	5,824	6,599	53,736
廃物・精製物原価償却費	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998
機械設備減価償却費	19,640	19,640	19,640	19,640	19,640	19,640	19,640	19,640	19,640	19,640	19,640	19,640	19,640
発電原価合計	117,910	134,052	152,451	173,424	197,333	224,589	255,663	289,093	329,488	375,548	428,069	487,963	4,117,610
(支払金利を除く)													
単位発電原価(US cent/kWh)	42.80	48.66	55.34	62.95	71.63	81.52	92.80	104.93	119.60	136.31	155.38	177.12	59.78
(支払金利を除く)	0.85	0.88	0.90	0.94	0.97	1.00	1.04	1.07	1.10	1.14	1.19	1.23	
支払金利	10,631	10,677	10,627	10,459	10,151	9,677	9,008	8,107	6,936	5,450	3,597	1,319	205,801
為替差損益	53,079	53,521	53,521	52,986	51,808	49,866	47,016	43,098	37,926	31,289	22,945	12,620	1,043,788
発電原価合計	181,620	198,251	216,599	236,869	259,293	284,132	311,687	340,298	374,350	412,266	454,612	501,901	5,367,199
単位発電原価 Sum/kWh	65.92	71.96	78.62	85.98	94.12	103.13	113.13	123.52	135.88	149.65	165.01	182.18	77.93
単位発電原価 US cents/kWh	1.30	1.29	1.29	1.28	1.27	1.27	1.26	1.25	1.25	1.26	1.26	1.26	

Table 5.5-19 新設CCPPの損益計算書の予想 (単位：百万スラム)

(年10%スラムが弱くなっていくと仮定)

年	10.0%	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
為替レート	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	1,464	1,611	1,772	1,949	2,144	2,358	2,594	2,853	3,138	3,452	3,797	4,177	4,595	
売上高	36,767	42,162	48,350	55,445	63,581	72,912	83,612	95,882	109,953	126,088	144,592	165,810	190,143	
発電原価(支払利息を除く)	43,056	46,015	49,386	53,226	57,600	62,582	68,259	74,726	82,095	90,491	100,059	110,962	113,568	
支払利息	5,356	5,891	6,480	7,128	7,841	8,410	9,132	9,471	9,787	10,071	10,314	10,314	10,505	
為替差損	25,625	28,188	31,008	34,107	37,518	41,269	43,127	44,942	46,690	48,338	49,849	51,178	52,275	
税引前利益	-37,269	-37,932	-38,523	-39,016	-39,377	-39,350	-36,550	-32,919	-28,304	-22,528	-15,387	-6,644	13,795	
法人税	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
税引き後利益	-37,269	-37,932	-38,523	-39,016	-39,377	-39,350	-36,550	-32,919	-28,304	-22,528	-15,387	-6,644	13,795	
期首繰越利益	-18,868	-56,138	-94,070	-132,593	-171,609	-210,987	-250,336	-286,886	-319,805	-348,109	-370,637	-386,024	-392,669	
未処分利益	-56,138	-94,070	-132,593	-171,609	-210,987	-250,336	-286,886	-319,805	-348,109	-370,637	-386,024	-392,669	-378,874	
配当金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
次期繰越利益	-56,138	-94,070	-132,593	-171,609	-210,987	-250,336	-286,886	-319,805	-348,109	-370,637	-386,024	-392,669	-378,874	
為替レート	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Total	
	5,054	5,560	6,116	6,727	7,400	8,140	8,954	9,850	10,835	11,918	13,110	14,421		
売上高	218,046	250,045	286,739	328,818	377,072	432,407	495,863	568,631	652,077	747,770	857,505	983,344	7,433,611	
発電原価(支払利息を除く)	117,910	134,052	152,451	173,424	197,333	224,589	255,663	289,093	329,488	375,548	428,069	487,963	4,117,610	
支払利息	10,631	10,677	10,627	10,459	10,151	9,677	9,008	8,107	6,936	5,450	3,597	1,319	205,801	
為替差損	53,079	53,521	53,521	52,986	51,808	49,866	47,016	43,098	37,926	31,289	22,945	12,620	1,043,788	
税引前利益	36,426	51,794	70,140	91,949	117,779	148,275	184,176	228,333	277,727	335,483	402,893	481,442	2,066,412	
法人税	0	20,109	24,549	32,182	41,223	51,896	64,462	79,916	97,205	117,419	141,013	168,505	838,478	
税引き後利益	36,426	31,685	45,591	59,767	76,557	96,379	119,715	148,416	180,523	218,064	261,880	312,937	1,227,933	
期首繰越利益	-378,874	-342,448	-310,763	-265,172	-205,405	-128,849	-32,470	0	0	0	0	0	0	
未処分利益	-342,448	-310,763	-265,172	-205,405	-128,849	-32,470	87,244	148,416	180,523	218,064	261,880	312,937	1,209,065	
配当金	0	0	0	0	0	0	87,244	148,416	180,523	218,064	261,880	312,937	1,209,065	
次期繰越利益	-342,448	-310,763	-265,172	-205,405	-128,849	-32,470	0	0	0	0	0	0	0	

Table 5.5-20 新設CCPPのキャッシュフロー計算書の予想 (単位: 百万円)

(年10%スラムが弱くなっていくと仮定) ROE = 14.56% per year

年	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
為替レート	2,004	2,008	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016	2,017	2,018	2,019
10.0%	1,100	1,210	1,331	1,464	1,611	1,772	1,949	2,144	2,358	2,594	2,853
売上高	36,767	42,162	48,350	55,445	63,581	72,912	83,612	95,882	109,953	126,088	144,592
売上による収入	36,767	42,162	48,350	55,445	63,581	72,912	83,612	95,882	109,953	126,088	144,592
発電原価	-43,056	-46,015	-49,386	-53,226	-57,600	-62,582	-68,259	-74,726	-82,095	-90,491	-100,059
減価償却費	21,639	21,639	21,639	21,639	21,639	21,639	21,639	21,639	21,639	21,639	21,639
法人税の支払い	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
営業活動における支出	-21,417	-24,376	-27,748	-31,587	-35,961	-40,944	-46,620	-53,087	-60,456	-68,852	-78,420
営業活動によるキャッシュフロー	15,350	17,786	20,602	23,858	27,620	31,968	36,992	42,794	49,496	57,236	66,171
固定資産の取得による支出	-55,000	-106,480	-117,794								
投資活動によるキャッシュフロー	-55,000	-106,480	-117,794								
元本借入(又は返済)	48,750	90,508	100,124	0	0	-22,698	-24,968	-27,465	-30,211	-33,232	-36,556
金利の支払い	-444	-1,837	-3,918	-6,480	-7,128	-7,841	-8,410	-9,132	-9,471	-9,787	-10,071
資本金払込(又は配当金支払い)	8,694	17,809	21,587	0	0	0	0	0	0	0	0
財務活動によるキャッシュフロー	55,000	106,480	117,794	-5,891	-6,480	-7,841	-8,410	-9,132	-9,471	-9,787	-10,071
キャッシュの増減高	0	0	9,894	11,895	14,122	16,729	19,779	23,247	27,198	31,456	36,100
期首キャッシュ残高	0	0	0	9,894	21,889	36,011	52,740	72,519	92,317	112,773	138,873
期末キャッシュ残高	0	0	9,894	21,889	36,011	52,740	72,519	92,317	112,773	138,873	174,973
年	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
10.0%	2,018	2,019	2,021	2,022	2,023	2,024	2,025	2,026	2,027	2,028	2,029
為替レート	4,177	4,595	5,054	5,560	6,116	6,727	7,400	8,140	8,954	9,850	10,835
売上高	165,810	190,143	218,046	250,045	286,739	328,818	377,072	432,407	495,863	568,631	652,077
売上による収入	165,810	190,143	218,046	250,045	286,739	328,818	377,072	432,407	495,863	568,631	652,077
発電原価	-110,962	-113,568	-117,910	-124,052	-132,451	-142,424	-154,182	-168,033	-183,563	-200,663	-229,488
減価償却費	21,639	11,819	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998
法人税の支払い	0	0	0	-20,109	-24,549	-32,182	-41,223	-51,996	-64,462	-79,916	-97,205
営業活動における支出	-89,324	-101,750	-115,912	-132,163	-150,002	-170,008	-192,557	-221,487	-264,038	-312,126	-369,009
営業活動によるキャッシュフロー	76,487	88,393	102,134	97,882	111,737	125,210	140,515	157,920	177,797	199,621	225,385
固定資産の取得による支出											
投資活動によるキャッシュフロー											
元本借入(又は返済)	-40,211	-44,232	-48,656	-53,521	-58,873	-64,761	-71,237	-78,360	-86,196	-94,816	-104,298
金利の支払い	-10,314	-10,505	-10,631	-10,677	-10,627	-10,459	-10,151	-9,677	-9,008	-8,107	-6,936
資本金払込(又は配当金支払い)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
財務活動によるキャッシュフロー	-50,525	-54,738	-59,287	-64,199	-69,500	-75,219	-81,388	-88,038	-95,244	-103,041	-111,362
キャッシュの増減高	25,961	33,656	42,848	33,683	42,237	49,990	59,127	69,882	81,555	94,371	108,023
期首キャッシュ残高	126,399	152,360	186,016	228,964	282,547	354,774	443,901	553,783	690,338	864,709	1,082,732
期末キャッシュ残高	152,360	186,016	228,964	282,547	354,774	443,901	553,783	690,338	864,709	1,082,732	1,380,755
Total	2,031	13,110	14,421	2,030	13,110	14,421	2,030	13,110	14,421	2,030	13,110

Table 5.5-21 新設CCPPの貸借対照表の予想 (単位：百万スム)

(年10%スムが弱くなっていくと仮定)

年	10.0%													
	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
為替レート	2004 1,100	2005 1,210	2006 1,331	2007 1,464	2008 1,611	2009 1,772	2010 1,949	2011 2,144	2012 2,358	2013 2,594	2014 2,853	2015 3,138	2016 3,452	2017 3,797
現金預金	0	0	0	9,994	21,889	36,011	52,740	72,519	73,380	76,627	82,825	92,639	106,855	126,399
建物、構築物	7,762	22,927	39,966	37,968	35,969	33,971	31,973	29,975	27,976	25,978	23,980	21,981	19,983	17,985
機械設備	47,682	140,834	245,506	225,866	206,225	186,585	166,944	147,304	127,663	108,023	88,382	68,742	49,101	29,461
資産合計	55,444	163,761	285,472	273,828	264,084	256,566	251,657	249,797	229,019	210,628	195,186	183,362	175,939	173,845
借入金	46,750	141,933	256,251	281,876	310,063	341,070	375,177	412,694	431,266	449,424	466,902	483,381	498,486	511,779
未処分利益(又は損失)	0	-4,675	-18,868	-56,138	-94,070	-132,593	-171,609	-210,987	-250,336	-286,896	-319,805	-348,109	-370,637	-386,024
資本金	8,694	26,503	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090
負債及び資本合計	55,444	163,761	285,472	273,828	264,084	256,566	251,657	249,797	229,019	210,628	195,186	183,362	175,939	173,845

年	10.0%													
	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
為替レート	2018 4,177	2019 4,595	2020 5,054	2021 5,560	2022 6,116	2023 6,727	2024 7,400	2025 8,140	2026 8,954	2027 9,850	2028 10,835	2029 11,918	2030 13,110	2031 14,421
現金預金	152,360	186,016	228,864	262,547	304,784	354,774	413,901	483,783	479,071	427,354	360,982	277,544	174,290	48,090
建物、構築物	15,986	13,988	11,990	9,992	7,993	5,995	3,997	1,998	0	0	0	0	0	0
機械設備	9,820	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
資産合計	178,167	200,004	240,853	272,538	312,777	360,769	417,897	485,781	479,071	427,354	360,982	277,544	174,290	48,090
借入金	522,746	530,788	535,212	535,212	529,859	518,085	498,657	470,162	430,982	379,264	312,893	229,455	126,200	0
未処分利益(又は損失)	-392,669	-378,874	-342,448	-310,763	-265,172	-205,405	-128,849	-32,470	0	0	0	0	0	0
資本金	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090
負債及び資本合計	178,167	200,004	240,853	272,538	312,777	360,769	417,897	485,781	479,071	427,354	360,982	277,544	174,290	48,090

5.5.5 財務経済分析の面から見た将来に向けての提言

(1) 電気料金の値上げ

5.5.2 項の財務分析の結果あるいは5.5.4 項の将来の財務諸表の予想からして現在の料金では新設 CCPP は健全な事業を継続できる収入が得られず電気料金の値上げはどうしても必要である。勿論電力は国民生活と産業の基礎インフラであり、値上げをすることの影響は大きい事業として成立せず必要な電力を供給できなくなることの悪影響は更に大きい。

既存 12 基の発電設備は現状においては現在の電気料金で事業性が成立しているが、あらゆる設備は寿命があるのであり、やがて使用不可能となる。新規設備投資は必要であり、新規設備投資の事業性は本新設 CCPP と同じように電気料金の値上げなくして事業健全性の確保は困難と考える。

Table5.5-18 から Table5.5-21 は、米ドルベースで年 4.25%の電気料金を実施した場合のスム表示の財務諸表であるが、当初赤字が発生するがキャッシュフローの不足は生じない。前提条件を少し変化させることにより、損益やキャッシュフローの推移は異なってくるが、この場合はスムベースで年率 14.56%の ROE となり、スム通貨が年 10%の割合で弱くなることを前提としたことから、米ドルベースでは年率 4.18%に相当し、ある程度は健全な財務状況を確保しうる一つの例かも知れない。しかし、新設 CCPP の予想のみで、全てを判断することには無理があり、実際の値上げ率はウズベクエネルギー全体の収支や投資計画も勘案して検討を行う必要である。

(2) 既存設備の保守

既存設備は現状においては赤字ではなく利益貢献を行っている。利益貢献を行っている以上は、現状設備の保守を行い維持していくことは重要である。保守費用、維持費用が更に要しても現状を維持すべきと考える。

Table5.5-17 は新設 CCPP と既存設備の発電原価を比較したものであるが、既存設備は新設 CCPP より発電原価が kWh あたり 0.5 セント以上低い。この差は 1 基当たり年間 800 GWh 発電するとして年間の金額は 4 百万米ドル (40 億スム) となる。既存設備の使用可能年数を延長するような計画の検討を行っても良いと考える。

なお、今後の CCPP 増設に当たり既存設備を順次撤去する案も検討されていると理解するが、下記理由により必ずしも撤去ではなくても良いと考える。

- 1) どの機械から使用不可能となるかの予測が困難である。
- 2) 撤去は、保守費用がかさみ発電原価が高騰する採算ラインを基準として良いと考える。
- 3) 撤去を行わずに必要時に運転できるよう管理を行っておく方法もあると考える。老朽化し信頼性が低下してくるとスタンドバイ機の確保も意味ありと考える。

(3) 燃料関係

冬場においてタシケント発電所の重油使用率は高い。2002年12月のガス使用率は28.2%であり、91,000,000 m³のガス供給を受けた。新設CCPPはフル稼働すると月間約50,000,000 m³のガスを使用することから現状のガス・重油割合であれば半分のガスを新設CCPPが使用することとなる。

新設CCPP稼働後の冬場の燃料対応についてタシケント発電所において検討すると共に、国全体の燃料計画についても再検討の必要性があるかも知れない。

(4) 将来計画

CCPPは熱効率の高い燃料の節約がはかれる発電設備である。しかし、重油燃焼には適さない。ウズベキスタン全体の石油・ガスの生産・供給計画とも照らし合わせまた隣国との国際協調も見据えて今後の発電設備の計画を行う必要がある。

重油とガスの双方への対応が可能な設備としては脱硫設備、公害防止機器を設置した在来型の一般火力が適すると考えるし、ガスの供給に問題がないのであれば、熱効率が高く燃料節約となるCCPPが適するものとする。

(5) CCPPのメンテナンス

CCPPは高温部の部品等保守交換部品に在来型の一般火力と比べ多額の費用を要する。このことから発電所内で部品を自ら製作・加工できた既存設備とは異なる。

CCPPの高熱効率における燃料節約のためには高額な部品購入は必要であり、CCPPを常に高いアベイラビリティで運転することが重要である。部品購入、部品管理という面の管理体制の整備もCCPPには重要である。

5.6 新設プラントの運転及び保守

5.6.1 運転・保守に係る組織体制

新設プラントの運転・保守にあたり、既設の組織とは別の組織を作る必要がある。しかしそこで職務にあたる職員は現在既設プラントの運転・保守に携わっている人間から選抜され、新設プラントの試運転前から組織としての活動を始める必要がある。新設される部門としてはプラントの運転に専念する発電部と新設プラントの点検保守を専門に実施する補修部だけで、残りの他の部門は既設の部門でカバーし、両部に必要な人員が既設プラント側から移動する前に、既設プラントへの人員補充は済ませることが望ましい。

発電部へは運転経験の豊富な職員と若手をバランスよく配置し、シミュレーション設備をプラントの試運転前から活用して運転技術の習熟に努め、試運転開始と共に実機の運転に支障がでないように、準備しておく必要がある。

補修部には新設プラントの建設に携わる人員がそのまま残り、ガスタービン・蒸気タービン、HRSG、電気・制御の3グループを新設して、設備の保守や点検にあたる。補修部員の業務は補修計画から予算管理、補修工事監理を含む保守業務全般に渡る。コンバインドサイクル発電プラントは、ウズベキスタンに初めて導入される設備であり、特にガスタービンの保守は初めての経験となることが多いため、積極的にメーカー等での研修により技術の習得に万全を期する必要がある。

5.6.2 新設プラントの運転・保守

(1) コンバインドサイクル発電プラントの特徴

DC “TASHTPP”に導入されるコンバインドサイクル発電プラントの特徴は、ガスタービンと蒸気タービンが別軸タイプのプラントであり、ガスタービン、HRSGと蒸気タービンから構成され、従来の火力発電プラントと比較して、

- ・ 高効率省資源型のプラントである。
- ・ 起動・停止時間が短い(起動損失も少ない)。

と言える。以下にコンバインドサイクル発電プラントの特性を記す。

1) 熱効率

コンバインドサイクル発電プラントに特徴的なことは、高負荷帯では熱効率にして55% (低位発熱量ベース)前後の高い熱効率で運転することが可能であるが、ユニットの負荷を下げるためにガスタービンを低負荷で運転する場合、低負荷ほどプラント効率が低下することである。これはガスタービン単体の効率特性に大きく依存しているため、低負荷時には従来火力と比べても熱効率が低い場合がある。従ってDC “TASHTPP”に新設されるプラントでは、ガスタービンの出力をできるだけ高負荷で一定にすることで、プラントとしての効率を高く保つ必要がある。

2) プラント特性

一般のガスタービンでは、排ガス流量は負荷に関係なく一定であり、排気ガス温度のみが負荷に応じて直線的に変化する。その特性とは違い、コンバインドサイクル発電プラ

ントでは、ガスタービン空気圧縮機入口案内翼を制御することにより、低負荷での排ガス流量を減少させ排ガス温度を高くしHRSGでの熱回収を容易にするとともに、主蒸気温度の変化幅を小さくするように設計されている。

一方 HRSG の特性として、蒸気温度はガスタービンの排ガス温度によって定まってしまう。(1300℃級以上のプラントでは排ガス温度が高く、主蒸気温度、再熱蒸気温度を定格温度に保つためにスプレー制御を行っており、約 50%以上の負荷帯では、主蒸気、再熱蒸気温度は一定となる。)

また、低負荷時ではガスタービンの排ガス温度の特性上、従来火力に比べて大幅に温度が低下するため、大きな負荷変化に際しては蒸気タービンローターの熱応力の制限によって負荷変化率を小さくするなどの考慮も必要となる。

3) コンバインドサイクル発電プラントの制御

a. ガスタービン制御

ガスタービンの制御は大きく分けて、燃料制御と空気圧縮機入口案内翼制御である。

燃料制御はガスタービンへの燃料流量を制御するもので、起動時における燃料プログラム制御、ガバナとしての速度/負荷制御、そして燃焼温度の制限により高温部分を保護するための温度制御から成る。

空気圧縮機入口案内翼制御は、並列以降、HRSGからの発生蒸気の温度変化幅を小さくするために、ガスタービンの排ガス温度を部分負荷で高くする制御である。部分負荷では入口案内翼は中間開度となり、出力増加による排ガス温度の上昇に合わせ空気圧縮機入口案内翼が開き空気流量を増加させる。

その他に低 NOx 燃焼器の制御があり、拡散燃焼と予混合燃焼の比率、予混合燃焼の投入時期、付随する空気量調節機構の操作があり、考慮点としては、

- ・安定燃焼の確保
 - ・排ガス中の NOx 量の低減
 - ・燃焼振動の抑制
 - ・燃焼切替時の負荷変動量低減
- などがあげられる。

b. 蒸気サイクル系の制御

HRSGと蒸気タービンの主な制御としては、

- ・加減弁制御
 - ・ドラム水位制御
 - ・節炭器再循環制御
 - ・タービンバイパス制御
- などがある。

HRSGの発生蒸気はガスタービンの出力に依存して変化し、整定するまでの時間遅れがある。起動時にはガスタービンの出力上昇に伴ってドラム水位が大きな変動をきたさ

さないよう、また発生蒸気は、タービンバイパス弁を介して復水器に逃がし、起動損失の増加、復水器出入口冷却水温度差の拡大を抑制するようタービンバイパス制御と協調して加減弁開度を調節し、定格負荷運転中は全開に保つ。

ドラム水位制御は基本的には水位偏差と給水流量、蒸気量から制御される。コンバインドサイクル発電プラントは従来の火力発電プラントの起動初期のボイラーへの入熱量に比べ、HRSGへの入熱量が大きい特性があるため、急激な熱吸収によるドラム水位の急上昇に対しては、起動時のドラム水位設定値を通常運転時より低い設定にする。また、ドラムへの給水は、復水ポンプ(低圧給水ポンプ)と高圧・中圧給水ポンプを通じて直接復水器から取るため、ドラム水位変動により給水量が急変すると復水器ホットウェル水位の変動を招き、復水ポンプの吸込水頭の確保が出来なくなり、ホットウェル水位異常高の要因となるため、ドラム水位変動に対する給水調節弁の応答についてはシステム全体のバランスを考慮する必要がある。

節炭器再循環系は、節炭器への給水温度を規定値以上に確保し、排ガス出口側での低温腐食(酸露点腐食)を防止している。これは排熱回収サイクルでは排熱回収効率を向上させるため、給水加熱器を設置せず、復水器からの復水が直接HRSGに供給されるためである。

タービンバイパス系は、起動・停止時と負荷遮断時の余剰蒸気の復水器への回収を目的としているが、負荷遮断等での加減弁急閉時に際してはタービンバイパス弁を急開し、圧力変動とそれに起因するドラム水位の変動を抑制する対策が取られる。

(2) コンバインドサイクル発電プラントの起動・停止操作

プラントの起動・停止は、それぞれ概ね以下の5つの工程で表される。

1) 起動操作

a. 冷却水系統起動

循環水ポンプを起動後、系統内の弁を水張開度にして、配管、復水器水室の水張りを行い、水張り完了後、弁を運転開度にするまでの操作で、復水ポンプ(低圧給水ポンプ)の起動もこの間に行われる。

b. 真空上昇

補助蒸気を使用してグランドシールをかけ、復水器の真空を上げる操作を行うまでは従来火力と同様の手順である。

c. HRSG起動(ドラム水位調整)

給水ポンプを起動し、ドラム水位を所定のレベルになるまで水張りを行う。ガスタービン起動(点火)後は、ガスタービン排ガスにより加熱され、蒸発管内に気泡が発生し、また水温上昇に伴い体積が増大することから、ドラム水位は通常水位より低めに設定される。ドラム水位調整が完了するまでにHRSG出口ダンパーの開操作を行い、ガスタービンの起動に備える。

d. ガスタービン起動

ガスタービンはパージ操作から点火するまでの間と点火後も昇速途中までは別動力による補助が必要である。点火後ガスタービンは速度制御に入り、燃料流量を調節することで制御される。

ガスタービンの排ガスによりHRSGの熱の移動が起きる。上流側の熱吸収が大きいと下流側の温度上昇が遅く、逆に上流側の熱吸収が小さいと下流側の温度上昇が早くなる。熱吸収量を左右するのは、高圧ドラムの圧力であり、タービンバイパス弁による主蒸気圧力の制御の影響を受ける。HRSGがホット状態で排ガス温度が低い時は、高圧側での熱吸収は少なく低圧側は昇温しやすい。逆にコールド状態で高圧側を昇温するために排ガスの熱が奪われ、低圧側は昇温しづらい。

HRSGは高・中・低圧に別れているが、煙風道系としてはワンスルーであり、上流側の影響が下流側に及ぶ。また熱源がガスタービン排ガスであり、昇速時はHRSG側の要求で熱量を増減させることはできない。従って高圧・中圧・低圧の初期状態とタービンバイパス圧力設定によって、初期の昇温特性、蒸発特性を制御することになる。

e. 並列・負荷上昇

ガスタービンガバナを用い揃速して同期投入を行う。並列後、初負荷を取った後負荷上昇に移る。負荷は燃料投入量をその時々状況に応じた上昇率で増加させる。ガスタービン単体では通常の上昇率で起動しても問題ないが、排ガス温度がガスタービン出力の増加に伴い急激に上昇することから、後流のHRSGの熱応力、蒸気温度の上昇を受けた蒸気タービンの熱応力を考慮する必要があり、燃料流量の増加率、保持負荷/保持時間を適切に設ける必要がある。

また、蒸気タービンは復水器の真空度と蒸気条件が規定値に達するまでは、蒸気加減弁は閉じたままで、蒸気タービンの代表メタル温度に対し、主蒸気温度が許容値に達した時点で通気する。通気後の蒸気加減弁の開度割合は蒸気発生に見合うように設定する必要がある。主蒸気圧力は加減弁を使って圧力制御され、圧力設定値の開レートに従って昇圧し、タービンバイパス弁が制御動作で閉じ、主蒸気が加減弁を経由して全量蒸気タービンに流入するようにする。加減弁の開レートは早過ぎると主蒸気圧力の低下を、遅過ぎると主蒸気圧力の急上昇を招くので、ガスタービン出力の上昇と協調を取る必要がある。通気以降なるべく早くタービンバイパス弁を閉じて、蒸気タービンで仕事をする蒸気量を多くし、起動損失を少なくするためと、タービンバイパスから復水器に高い熱量の蒸気が大量に流入して、復水器出入口の冷却水温度差が制限値を超えないようにするためである。

蒸気タービンの昇速が完了し規定の回転数に達したら並列して、負荷を上昇させる操作は、従来の蒸気タービンの起動操作と同様である。

2) 停止操作

a. 負荷降下

蒸気タービンの負荷降下は、主蒸気温度の低下の影響が出ないように、ガスタービンの出力降下に先立って加減弁を閉め始め、蒸気流量を減少させる。ただし、加減弁を早く閉じ過ぎるとタービンバイパスから復水器に高い熱量の蒸気が大量に流入して、停止損失の増大と復水器出入口の冷却水温度差の上昇を招かないよう、閉動作開始のタイミング、閉レートは適切に設定する必要がある。その後の蒸気タービンの解列・停止操作は従来の設備と同様である。その間ガスタービンの負荷降下も併せて行う。

b. 解列／ガスタービン停止

ガスタービンの解列後もガスタービンは燃焼を保持し、燃料を絞り回転数を降下させ、燃焼ガス温度を徐々に低下させ、かつ消火時の空気流量をなるべく少なくして、ガスタービンの受ける熱応力を低減する。

ガスタービン消火後、回転数が 100 から数十 rpm まで低下したところで、HRSG 出口ダンパーを全閉する。これは煙突効果によりガスタービンから煙突へ流れる空気流によりガスタービンの回転数が降下しない状態を避け、ターニングに入れるとともに、HRSG をバンキング状態にするためである。

c. HRSG 停止

消火以降 HRSG のポンプを停止して、ドラム水位が落ち着いた段階で、深夜停止の場合はドラム水位調整を行う。点検停止の場合はドラム水のブローを行う。

d. 真空破壊

従来火力と同様である。

e. 冷却水系統停止

従来火力と同様である。

(3) コンバインドサイクル発電プラントの保守

コンバインドサイクル発電プラントを保守する上で、ガスタービン以外の設備は従来の火力発電プラントの保守と変わらない。そのためここでは、コンバインドサイクル発電プラントにおいて最重要機器であるガスタービンの保守について説明を行う。

1) ガスタービン保守管理の考え方

ガスタービンを長期に渡り良好な状態に維持し、運転していくためには、プラントの運転状態に見合ったきめ細かな短期・長期的視野に立った予防保全を積極的に進める必要がある。Table 5.6-1 にガスタービンの保守管理を進める上で必要な管理・点検について示し、以下に各項目の要点を記す。

Table 5.6-1 ガスタービンの管理・点検

項目	管理・点検内容
運転管理	運転状態を常時把握するため、各運転項目につき管理基準を設け、適切な管理を行う。
日常点検	1回以上/日、日常における巡視点検方法を定め、チェックシートにより確認する。
燃焼器点検	使用条件の過酷な尾筒を含む燃焼器部について、1回/年以上の頻度で分解・点検を行う。
定期点検	設備全般について ①機器の分解による開放点検 ②機器の作動・調整試験 ③記録の確認 を機器に応じて適切に組み合わせ、最長2年を超えない時期に実施する。

a. 運転管理

ガスタービンの運転状態を把握し、常に安定した運用を維持管理するために、次の項目について運転管理基準を定め、毎時記録を取り、適切な運転管理を行う必要がある。

- ・ 発電機の出力
- ・ ガスタービンの速度
- ・ ガスタービンの空気圧縮機の吐出圧力
- ・ ガスタービンの空気圧縮機入口空気温度
- ・ ガスタービン入口における燃料ガス温度
- ・ ガスタービンの軸受入口潤滑油圧力・温度
- ・ 潤滑油の性状
- ・ ガスタービンの振動
- ・ ガスタービンの制御油圧力
- ・ 使用燃料の性状
- ・ ガスタービン効率

b. 日常点検

運転中の設備状況を、日常業務として継続的に点検し、異常箇所の早期発見や振動等の経時変化を監視することによる不具合発生の予知行うもので、特に起動・停止後に必要な箇所の点検を行う必要がある。各設備における点検項目は、Table 5.6-2 の通りである。

Table 5.6-2 ガスタービンの日常点検項目

設備	点検項目
ガスタービン	①振動・異音・過熱その他の異常 ②燃料ガス・潤滑油等の漏洩 ③架台・支持金具類の異常およびボルト・ナット類の緩み等
空気圧縮機	①振動・異音・過熱その他の異常 ②燃料ガス・潤滑油等の漏洩 ③架台・支持金具類の異常およびボルト・ナット類の緩み等
燃料燃焼設備	①燃料の供給圧力 ②燃料ガスの漏洩 ③振動・異音その他の異常
その他	①振動・異音・変形・漏洩その他の異常 ②架台・支持金具類の異常およびボルト・ナット類の緩み等 ③レバー・リンク等の作動状態

c. 燃焼器点検

通常、燃焼器部は定期点検の一部として実施されるが、急激な熱衝撃、熱負荷のかかる厳しい条件下で運転されるため、他の部品と比較して、磨耗・変形・損傷が起りやすく、プラントの運用による実績がノウハウとして蓄積され、保守管理方法が確立されるまでは、1回/半年周期の点検が望ましい。

d. 定期点検

ガスタービン設備を高効率で安定した運用を行うためには、定期的に本格検査を実施し、不具合箇所の補修、内部の点検手入れが必要となる。定期点検の時期は1回/年が望ましいが、ガスタービンの使用状況に応じて適切な運転管理、日常保守点検の他、ガスタービンを含めた事故及び故障に対する防止対策が十分になされ、かつ1回/年以上の燃焼器点検が実施され燃焼器の健全性が確認されていれば、メーカーとの協議により定期点検の周期を伸ばすことも可能である。また定期点検の内容は、Table 5.6-3に従って実施されることが望ましい。

Table 5.6-3 ガスタービン設備の定期点検の内容

機器	標準定期点検	初回点検	日常保守	備考
ガスタービン				
車室	a. 上半車室を取外して点検 b. 必要に応じて ・浸透探傷検査 ・間隔測定	同左	・タービン入出口ガス温度の監視 ・ガス漏洩の確認 ・異音の確認	・4~6年ごとに上半ノズルを取外して車室の点検が望ましい
ローター、円板	a. ローターを外さず静かに回転させて点検 ・ローター ・円板 ・翼取付部 ・バランスウェイト取付状態 b. 必要に応じて ・浸透探傷検査 ・ローター振れ測定	a. ローターを外して点検 ・ローター ・円板 ・翼取付部 ・バランスウェイト取付状態 b. 必要に応じて ・浸透探傷検査 ・ローター振れ測定	・ホイールスペース温度の監視 ・軸振動の監視	・4~6年ごとにローターを取外しての点検が望ましい ・8万時間経過後、精密点検(硬度、組織、中心孔等)が望ましい
ノズル(隔板、静翼、噴口)	a. 上半ノズル取外し、下半ノズルは外さず点検 b. 必要に応じて ・浸透探傷検査 ・間隔測定 ・冷却孔点検	a. 上下半ノズル取外して点検 b. 必要に応じて ・浸透探傷検査 ・間隔測定 ・冷却孔点検	・タービン入出口ガス温度の監視 ・ホイールスペース温度の監視 ・停止時に適宜点検口からボアスコープ等により目視点検	・4~6年ごとに上半ノズルを取外しての点検が望ましい ・4万時間経過後、ノズルを抜取り特別精密点検(硬度、組織等)が望ましい ・初段ノズルは燃焼器点検に合わせての点検が望ましい
動翼	a. 下半車室に入れた状態で静かに回転させて点検 ・翼 ・翼取付部	a. ローターを取外して点検 ・翼 ・翼取付部 b. 必要に応じて	・軸振動の監視 ・タービン入出口温度の監視 ・タービン入出口温度パターンの監視	・4~6年ごとにローターを取外しての点検が望ましい ・4万時間経過後、翼を抜取り特別精

	<ul style="list-style-type: none"> b. 必要に応じて ・浸透探傷検査 ・冷却孔点検 ・コーティング剥離状況検査 	<ul style="list-style-type: none"> ・浸透探傷検査 ・冷却孔点検 ・コーティング剥離 	(変化と分布) <ul style="list-style-type: none"> ・停止時に適宜点検 口からボアスコープ等により目視点検	密点検(硬度、組織等)が望ましい
軸受	a. 軸受部の外観点検	<ul style="list-style-type: none"> a. 軸受を開放して点検 b. 必要に応じて浸透探傷検査 	<ul style="list-style-type: none"> ・給・排油温度の監視 ・軸振動の監視 ・排油量・色の監視 	<ul style="list-style-type: none"> ・ローターの取外し周期に合わせて随時開放点検
軸継手	<ul style="list-style-type: none"> a. 下半車室に入れた状態で静かに回転させて点検 b. 必要に応じて振れ測定 	<ul style="list-style-type: none"> a. 軸継手を切離して点検 b. 必要に応じて振れ測定 	<ul style="list-style-type: none"> ・軸振動の監視 	<ul style="list-style-type: none"> ・4~6年ごとにローターを取外しての点検が望ましい
調速装置、非常停止装置等	<ul style="list-style-type: none"> a. 調速機、非常調速機、トリップ装置等の外観点検 b. 非常停止装置、補助油ポンプ等の作動試験 	同左	<ul style="list-style-type: none"> ・グリス注入 ・ボルト、ピン、回り止めの緩み点検 ・漏油の確認 ・補助油ポンプ等の作動試験 	<ul style="list-style-type: none"> ・4~8年ごとに (a)レバー、リンク機構の磨耗、発錆状況の点検 (b)サーボ弁、電磁弁の異物混入、磨耗状況の点検 (c)油圧作動機器の磨耗状況の点検
空気圧縮機	<ul style="list-style-type: none"> a. 上半車室を開放し、ローターは外さず点検 ・車室 ・ローター ・動翼 ・静翼 b. 必要に応じて ・浸透探傷検査 ・冷却空気取出し口の点検 c. 給気フィルターの点検 	<ul style="list-style-type: none"> a. 上半車室を開放し、ローターは外して点検 ・車室 ・ローター ・動翼 ・静翼 b. 必要に応じて ・浸透探傷検査 ・冷却空気取出し口の点検 c. 給気フィルターの点検 	<ul style="list-style-type: none"> ・軸振動の監視 ・圧縮機出口圧力・温度の監視 ・異音、振動の確認 ・給気フィルターの差圧監視 	<ul style="list-style-type: none"> ・4~6年ごとにローターを取外しての点検が望ましい

燃焼器	a. 内筒、尾筒を取外して点検 b. 必要に応じて ・浸透探傷検査 ・熱遮蔽コーティングの剥離状況検査	同左	・タービン出入口温度の監視 ・燃焼状態の確認 ・運転時間 8,000 時間又は起動回数 400 回のいずれか早い時期に、 (a)内筒、尾筒を取外しての点検 (b) 必要に応じて ・浸透探傷検査 ・熱遮蔽コーティングの剥離状況検査	
-----	--	----	--	--

2) 高温部品の保守管理

ガスタービンは金属の融点を越える温度の燃焼ガスを作動流体として使用するため、燃焼ガスに接する燃焼器内筒・尾筒、タービン動翼・静翼は経年劣化に対し、特に注意を払う必要があり、寿命管理も必須である。

a. 高温部品の経年劣化要因

高温部品の劣化に影響を与える要因として、ガスタービン自体の特性、起動回数、運転時間等の運転モードはもちろんのこと、ガスタービンは開放サイクルであるため、使用燃料と大気質が劣化の進行に大きく影響する。このため、日常の保守としては燃料の微量金属元素の管理、空気取入室フィルターの定期的交換に留意する必要がある。

b. 経年劣化・損傷の要因

ガスタービンの高温部品は、その運転環境により高温の酸化・腐食、高温・高応力下でのクリープ損傷・材料組織変化、熱サイクルによる低サイクル疲労、振動等による高サイクル疲労等、様々な経年劣化の様相を示す。ガスタービンの高温部品の劣化形態は多岐にわたり、定期点検や燃焼器点検時にそれらの劣化状態や劣化の進行状況を詳細に把握する必要がある。すなわちガスタービンの運転に支障をきたさないためにも、点検結果に基づき、部品の取り替え等適切な予防保全措置を講じて機器の耐力維持・向上を図る必要がある。

c. 高温部品の点検・検査

高温部品は厳しい環境条件下で使用される関係上、亀裂・磨耗・変形等が長時間運転後発生する可能性がある。これら不具合現象の主要検査方法として、次の方法が一般的に採用される。

- ・亀裂：染色浸透探傷検査または蛍光浸透探傷検査による。ただし、高温部品の内コーティングが施工されている部分については、浸透探傷検査を行っても有効な結果を得ることが困難なため、目視または拡大鏡による検査が一般的である。
- ・磨耗：スケール、ノギスまたはディプスゲージ等により深さと範囲を測定する。
- ・変形：スケール、ノギス等により変形量を測定する。
- ・腐食・侵食：目視またはコンパウンドによる型取りで、深さと範囲を測定する。

高温部品の予備品との交換または補修を行う上で必要となる主な点検項目および経時変化管理項目は次の通りである。

a) 燃焼器内筒

- ・ 内筒本体亀裂・・・ 許容値を超える亀裂は補修
- ・ 固定部の磨耗・・・ 許容値を超える磨耗は補修
- ・ 真円度円筒度・・・ 許容値を超える変形は修正
- ・ 内面コーティング剥離・・・ 許容面積以上の剥離は再コーティング

b) 尾筒

- ・ 本体亀裂・・・ 許容値を超える亀裂は補修
- ・ 固定部シール部磨耗・・・ 許容値を超える磨耗は補修
- ・ 出口額縁部クリープ変形・・・ 許容値を超える変形は修正
- ・ 内面コーティング剥離・・・ 許容面積以上の剥離は再コーティング

c) タービン動翼

- ・ 表面コーティング剥離・・・ 許容面積以上の剥離は交換
- ・ 腐食・浸食・・・ 許容値を超える腐食・浸食は交換
- ・ 亀裂・・・ 許容範囲の亀裂は補修
- ・ 先端磨耗・・・ 許容値を超える磨耗は交換あるいは補修

d. 高温部品の寿命管理

ガスタービン高温部品の寿命を決定する要因としては、クリープ損傷、低サイクル疲労、高温使用環境下における材料劣化、高温腐食、浸食がある。

- ・ 主要因
 - └ クリープ ─ 主として運転時間に比例
 - └ 低サイクル疲労 ─ 主として起動・停止回数に比例
- ・ 加速要因
 - └ 材料劣化 ─ 主として運転時間と空気、燃料による
 - └ 高温腐食 ─ 経年的影響
 - └ エロージョン ─

高温部品の寿命には、これら多数の要因が影響することに加え、高温部品の材料であるニッケル基耐熱合金・コバルト基耐熱合金の材料劣化の機構が完全に解明されていないことから、現状では高温部品の寿命予測精度は低い。従って現状の高温部品寿命管理は、当該品の使用時間により制限する方式が主流であり、この最大許容使用時間についても、

運転実績のみで管理する方式あるいは、実運転時間に起動・停止等の影響を加味した等価運転時間方式が採用される。

ガスタービンの特徴の1つである短時間での起動負荷運転を行った場合にタービン動翼と静翼に発生する熱応力は、着火直後が最大になり、その後温度差が緩和されるにつれ減少し、負荷上昇に応じ徐々に増加する傾向を示す。また、材料の損傷特性としてはクリープあるいは低サイクル疲労単独より両要因の相乗効果としての影響がより大きく現れる。

従って、より高精度で寿命を予測する場合は等価運転時間方式が適している。

高温部品の寿命は各プラントの運転条件・環境条件によって大きく影響されるため、より高精度の寿命管理のためには運転実績に基づくデータの蓄積をはかり、各プラントの特性に合った寿命管理方法を確立する必要がある。

e. 高温部品の補修技術

ガスタービンの高温部品は、運用管理の面より以下のように分類できる。

a) 定期点検時、予想寿命時間に到達で交換する部品

- ・タービン動翼
- ・タービンシュラウドセグメント

b) 定期点検時または燃焼器点検時、補修判定基準に基づき判定し、補修が必要と判断された場合、所定の要領により補修し、総運転時間が予想寿命に到達した時点で交換する部品

- ・タービン静翼
- ・燃焼器内筒
- ・尾筒

高温部品 b)における補修は、最低限次回定期点検までの期間、その健全性を維持しなければならない。一般にこれらの補修は、溶接・熱処理および機械加工の組み合わせで処理されることが多く、また材料としてコバルト基耐熱合金、ニッケル基耐熱合金であることから、溶接には特殊技能が要求されるため、専門工場にて施工されることが望ましい。更に補修後の部品の状態は完全に元に回復するわけではなく、使用材料自体の組織劣化は、運転時間、起動・停止回数の増加に伴い進む。寿命限度内であるからと言って何度でも補修可能な訳ではないため、補修費と部品の回復による余寿命延長効果を良く見極めて、経済的に最適となるように配慮する必要がある。

f. 高温部品の運用

高温部品は先に述べたように、寿命管理が必要であり、計画的な部品交換あるいは補修を行うことになる。部品交換の場合は、設計寿命と運転時間の関係をよく把握し、前もって交換部品を準備する管理が欠かせない。

タービン静翼のような補修しながら使用する部品は通常、点検期間中に補修を完了させることが工程的に困難であるため、代替部品を準備して交互に使用する運用が図られる。

3) 蒸気タービンの保守管理

蒸気タービンの保守管理は、DC “TASHTPP”が今まで実施してきた開放点検と補修による方法と特に変わるところはないので、ここでは蒸気タービンに特有の劣化現象を簡単に説明する。

蒸気タービン材料は高温・高圧の蒸気中で使用されるため、長期使用中に種々の劣化・損傷が進行するもので、蒸気タービン材料に生じる劣化・損傷形態として、材料劣化、亀裂、割れ、変形、減肉等がある。またこれらの現象の原因として、軟化、脆化、クリープ、疲労、侵食、腐食、磨耗等がある。Table 5.6-4 に経年劣化現象の分類を示す。これらは運転を継続する上で避けられない劣化であるため、定期点検毎に精密なデータを収集し、前述したように予防保全と余予寿命診断技術を運転初期から導入し、設備の長寿命化をはかることが重要であると思われる。

Table 5.6-4 経年劣化現象の分類

劣化・損傷形態	要因	劣化部位
材料劣化	軟化	ローター
	脆化	ローター
亀裂・割れ	クリープ	ケーシング
	応力腐食割れ	動翼
	腐食疲労	動翼
変形	クリープ	ケーシング

4) HRSGの保守管理

a. 運転管理

コンバインドサイクル発電プラントでは、3つの主要構成機器であるガスタービン、蒸気タービンおよびHRSGからなり各々単体としてではなく、互いに協調を取って運転され、その中でHRSGはガスタービンと蒸気タービン間を連絡する役割を持つ熱交換器としての特性を持つ。

HRSGはガスタービンの排ガスが持つ熱を回収して蒸気を発生させる装置であるが、流入排ガスの条件(流量、温度、圧力)等の調整機能を持たず、発生する蒸気も熱回収率によって決まる条件のまま蒸気タービンへ流入する。これは従来の汽力ボイラーに比べて熱交換器としての性格が強い。

排ガスと水または蒸気との熱交換は、排ガス条件の変動があっても、HRSG内の水が確保されている限り支障は無い。しかし、ドラム水位の低下は極端な場合、空焚きを引き起こし、逆に高すぎると汽水分離が不完全となって蒸気タービン損傷の原因となるので、ドラム水位を規定値内で一定に保つことが重要である。

また高圧蒸気・再熱蒸気の各温度は、それぞれ過熱器あるいは再熱器に設置された

減温器スプレー水量を制御することで、各負荷に応じた温度に維持される。更に低圧節炭器入口給水を低圧節炭器出口から低圧節炭器入口へ戻して循環することで低圧節炭器入口給水温度が高め、伝熱管表面のメタル温度を排ガス露点以上に保ち、結露による腐食を回避していることも特色である。(燃料中に硫黄分がある場合)

b. 保守管理

HRSGは従来の汽力ボイラーと違い、通常バーナーを持たず熱交換器的な役割を持つ。水冷壁管もないため構成がシンプルで、ケーシング開口部における伝熱管の複雑な配置が必要なくなり、それに対する熱応力による伝熱管破損の心配が無い代わりに、以下のような注意が必要となる。

a) フィンチューブ

HRSGは、従来の汽力ボイラーに比べガス温度が低く、ガスタービンの燃料は天然ガス等が主流で、排ガスが比較的クリーンであることから、伝熱管にはフィンチューブが使用されている。コンバインドサイクル発電設備は起動時間が短く、起動時に各伝熱管に生じる温度差により、管台・スタブ管溶接部に応力が生じ、クリープと熱疲労による損傷の原因となる。そのため定期点検時は管台やスタブ管溶接部の点検箇所の清掃・目視点検やカラーチェックを行い、欠陥の有無を確認して、欠陥が認められる場合は除去するなどの対策を取る。フィンチューブ自体は高圧過熱器や再熱器の内面における水蒸気酸化スケールの剥離に注意する必要がある。この対策としては定期点検時サンプル管を抜管して内層スケールの成長状況を把握して、必要に応じて酸洗などを行い、スケールの除去に努める。

b) ドラム

ドラムは一般的に、HRSGの上部に設置され、ガスタービンからの排ガスには接触せず、また高温クリープ域で使用されることはないので、損傷原因としては疲労が考えられる。

ドラムは他の耐圧部と比較して径が大きいことから、厚肉の胴板で製作されている。従って起動・停止時、強制冷却、負荷変動などの缶水の急激な温度変化に伴って、ドラム内外面に温度差が生じる。起動時間の短いコンバインドサイクルではガスタービン排ガスの温度も急激に上昇するため、この温度差は大きくなる。このドラム胴の肉厚方向に生じる温度勾配により大きな熱応力が発生する。この熱応力が繰り返されることで、疲労損傷を受ける。この疲労損傷は、特に熱応力が集中する部位で顕著であり、定期点検時には清掃・目視点検やカラーチェックを行い、欠陥の有無を確認して、欠陥が認められる場合は除去するなどの対策を取る必要がある。

c) 管寄せ

高温度領域で使用される管寄せ胴部では胴母材や胴端板、その長手および周方向の溶接継手部および管台・スタブ管溶接部クリープ損傷が生じやすい。

起動時にはドラムと同様に胴の内外面温度差による応力集中で、熱疲労が発生

することと、各伝熱管の温度差による変位にばらつきが生じ、管台・スタブ管溶接部に応力が生じる。加えて起動時は管寄せの上下方向にも温度差が生じ、管寄せ端部側は大きく変位するため、端部の管台・スタブ管溶接部に応力が生じる。このことから、管台・スタブ管溶接部では、クリープと熱疲労による損傷に注意する必要がある、フィンチューブの項で説明した対策がここでも適用できる。

d) 減温器

HRSGの減温器スプレー装置は、急速な負荷変動や短い起動時間などの要求から、過酷な条件下で使用されるため、冷却水の熱衝撃による疲労損傷に対する注意が必要である。

e) ケーシング・ダクト

HRSGのケーシング・ダクトは、従来汽力ボイラーの炉壁とは異なり、缶水で冷却されないことから、より高温で使用される部位がある。例えば 600℃を超えるタービン排ガスにさらされる部位は、従来汽力ボイラーのダクトより厳しい条件で使用されている。HRSGは部位ごとに保温構造が異なるため、ケーシング・ダクト板の温度は、常温から高温の排ガス温度まで様々であり、損傷要因も異なる。

一般的にケーシング・ダクトが高温で使用される場合には疲労損傷が、低温で使用される場合には低温腐食による損傷が考えられる。

熱応力については、起動時等の排ガス温度の急激な上昇に伴い、ケーシング・ダクト板もそれに追従して温度が上昇するのに対し、外面の補強材は温度上昇が遅れるため、板と補強材との間に温度差が生じ、ケーシング・ダクトのコーナー取合部、フランジ取合部などで大きな熱応力が発生する。

排ガス中に SOx が含まれる場合、ケーシング・ダクトの温度が露点以下になると、低温腐食(酸露点腐食)を引き起こす可能性があり注意が必要である。

5) 空気冷却式発電機の保守管理

a. 空気冷却式発電機の特徴

冷却媒体として空気の熱容量が水素のそれより小さいため、水素冷却式発電機と比べて、同一出力では発電機とその冷却設備であるクーラーの容量が大きくなり重量が増大してしまう。また、空気の密度は水素の密度よりも大きいため、運転中の風損も大きくなるデメリットがある。しかし、水素のような爆発性のある危険物を冷却媒体として使用しない分、運転中の水素漏洩に気を配る必要も無く、また軸受潤滑油中の水素を分離する密封油装置や水素監視盤などを必要としないため、補機類がシンプルになる。更に定期点検時、補機類の点検が少なくなるだけでなく、発電機を開放する際、発電機内の水素を二酸化炭素に、二酸化炭素を空気に置換する手間がなくなる(復旧時の逆の操作もなくなる)ため、定期点検の工期が短縮され、工期の短縮に伴い、定期点検に必要な人員も削減されるなどの大きな効果が考えられ

る。

b. 発電機の劣化と検査

一般的に発電機は長期間の運転により、

- a) 起動停止回数の増加による回転子における低サイクル疲労や磨耗
- b) 起動停止を含む負荷変動が原因の熱変化の繰り返しによるコイルや絶縁物における疲労や磨耗
- c) 回転子振動や電磁振動による回転子における高サイクル疲労と磨耗や部品の緩み
- d) 長期運転や環境変化による回転子の経年劣化や機能低下

が起こる可能性がある。発電機や補機類の各機器の部品は、機器の性能に重大な影響を与える物や、使用条件・環境により劣化する物とそれらとは逆に影響の少ない物まで多岐にわたる多くの部品で構成されている。効率的な保守管理を行い、設備を長期にわたり安定して運転して行くには、これら構成部品の中から劣化要因、重要度等により保守管理項目を決め、点検・診断・管理の方法を明確にすることが大切である。その一例を Table 5.6-5 に示す。

Table 5.6-5 発電機の保守管理例

	点検部位	保守管理項目	点検方法
回転子	シャフト中心孔	低サイクル疲労(欠陥・亀裂の有無および進展)	非破壊検査
	シャフトジャーナル部	振り疲労(亀裂の有無)	非破壊検査
	回転子楔	疲労およびクリープ(亀裂の有無)	非破壊検査
	エンドリング	応力腐食割れ	非破壊検査
	極間接続銅帯	低サイクル疲労(亀裂の有無)	外観点検
	ローターコイル	絶縁損傷	絶縁抵抗、外観点検
固定子	固定子巻線	絶縁劣化、絶縁層表面、固定部の緩み	絶縁抵抗、絶縁診断、コイルエンド糸縛り緩み、目視点検
	固定子楔	緩み	緩みの有無
	固定子鉄心	鉄心の傷、打痕	目視点検
軸受	再度ギャップ、クリアランス、背面ギャップ、バビット密着度、摺動面当たり	磨耗、傷、剥離、焼損	各部隙間計測、寸法計測
冷却器	内部水室	クラック、孔食	非破壊検査、漏洩検査

第6章 ウズベキスタン国の CDM への 取組み状況

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 6 章 ウズベキスタン国の CDM への取組み状況.....	6-1
6.1 UNFCCC 対応.....	6-1
6.2 CDM への取組み.....	6-6
6.3 気候変動・環境保護に係わる組織、等.....	6-9
6.3.1 組織.....	6-9
6.3.2 法制度.....	6-9

付表一覧

<u>表番号</u>	<u>表 題</u>	<u>ページ</u>
Table 6.2-1	ウズベキスタン国の CO ₂ 排出削減に寄与する提案プロジェクト (as of 2001)	6-7

付図一覧

<u>図番号</u>	<u>図 題</u>	<u>ページ</u>
Figure 6.1-1	UNFCCC 及び京都議定書に係わる活動の組織機構図.....	6-4
Figure 6.1-2	国内・国際機関との活動協調の関係図.....	6-5

第6章 ウズベキスタン国の CDM への取組み状況

昨年(2003年)5月14日から6月3日にかけて、ウズベキスタン国の Clean Development Mechanism (CDM) への取組み、並びに国連気候変動枠組条約(United Nations Framework Convention on Climate Change : UNFCCC)への対応状況について、ウズベキスタンの政府関係者への面談を中心とした調査をおこなった。以下は、その調査結果を纏めたものである。

関連情報・データ収集の面談者

- 水気庁 (Main Administration of Hydrometeorology at the Cabinet of Ministers, "Glavgidromet")
面談者 Dr. Tatyana A. Ososkova, Chief, Department of Environmental Pollution Monitoring 及び Ms. Gulunora Zubkova
- マクロ経済省 (Ministry of Macro Economy)
面談者 Mr. Vasikov Abdumadjit, Chief of Fuel Provision Complex
- 自然保護委員会 (Nature Protection Committee, "Goskompriroda")
面談者 Mrs. Nadezhda Dotsenko, Head of "Ozone Office" under UNDP/UNEP
- 石油・ガス会社 ("UZBEKNEFTEGAZ" National Holding Company)
面談者 Mr. Yergen K. Tursinbayev, Head of Scientific and Technical Dept
Mrs. Vil'k Ludmilc, Chief of Environment Protection
- 石炭会社 (Carbon Company)
面談者 Mr. Ibraghimov, Chief Engineer
- ウズベクエネルギー (UzbekEnergo)
面談者 Mr. Khamidov Shukrat, Chief of Investment Project's Dept.
Mr. Unusov, Deputy chief of Investment Project's Dept.
Mrs. Badaeva Nonna, Chief of Environment Protection Dept.
- タシケント火力発電所 (Tashkent Thermal Power Plant)
面談者 Mr. Yerzenkin, Chief of Joint Operational-Technical Dept.

6.1 UNFCCC 対応

ウズベキスタン国は、地球規模の気候変動とその影響緩和への効果的対策の重要性を鑑みた大気中の温室効果ガス濃度安定化に対する国際合意を内容とする気候変動枠組条約 (UNFCCC) に1993年調印、地球温暖化防止へ積極的な関与を表明した。その後、1998年に京都議定書調印、翌年1999年には同議定書を批准している。

UNFCCC 調印年の1993年には、UNFCCC に示される義務の実行、また国内関係省庁及び国営企業の活動調整を行う国家気候変動委員会 (National Commission of the Republic of Uzbekistan on Climate Change : この委員会は、副首相が委員長で、34の関係省庁(添付のメンバーリスト参照)の代表者が参画、また委員会が取り上げる問題検討に同国一級の科

学者また複数の NGO が参加) が設置され、UNFCCC がその調印国に求める活動 (温室効果ガスの排出と吸収の情報整理等) への取り組みが行われた。この取り組みにおいてウズベキスタン国気候変動調査が実施され、“第一回ウズベキスタン国気候変動報告書”として纏められた。

このようにウズベキスタンは、UNFCCC への対応担当組織 (水気庁) を決め、義務とされる活動も行ってきた。しかしながら CDM については、その具体的手続きの検討が長らく続いたこと、また、ウズベキスタンは温室効果ガス削減義務がないことが理由とも考えられるが、ウズベキスタンでは CDM への組織面、制度面を含む対応方針が決められないまま、現在に至った。

ウズベキスタン国の UNFCCC 対応履歴

- 1992 年: ウズベキスタン政府により、水気庁 (Main Administration of Hydro-Meteorology at the Cabinet of Ministers) が 1992 年にウズベキスタン国の水と気象、気候変動、及び環境汚染に関する情報を政府及び関係諸機関への提供を行う、またこれ等の事項に関する国際協力担当機関として指定された。
- 1993 年: ウズベキスタン国は、地球温暖化の重大性を理解、その緩和に積極的に関与するとして 1993 年に気候変動枠組条約 (UNFCCC) に調印。
- 1995 年: UNFCCC への対応の一環として気候変動問題の検討・対処するため 1995 年に水気庁を始め 34 の省庁等関係機関 (含むウズベクエネルギー) からの代表者を加えた副首相を委員長とする国家気候変動委員会 (National Commission of the Republic of Uzbekistan on Climate Change) が設置された。尚、この国家気候変動委員会は、水気庁は UNFCCC 対応の責任組織として存続するものの、他のメンバーは気候変動事案検討へ適宜参画という形態へ改められ、委員会の活動は 2001 年には事実上停止している。(委員会メンバーリスト、対応組織機構図参照)
- 1995 年: 水気象観測機構の長官である V.E.Chub 氏を、UNFCCC におけるウズベキスタン代表に任命。
- 1998 年: 京都議定書調印。
- 1999 年: 京都議定書批准 (1999 年 8 月)。
- 1999 年: UNDP/GEF の支援の下、水気庁は、温室効果ガス専門家の参画を得て“ウズベキスタンの気候変動調査 (Uzbekistan Country Study on Climate Change)”を実施、国内における気候変動に係わる温室効果ガス等の 1990 年と 1994 年における状況、また 2010 年までの予測、またその緩和策の概要を纏めた“第一回ウズベキスタン国気候変動報告書 (First National Communication of the Republic of Uzbekistan on Climate Change)”が作成された。―― 第 2 フェーズとして、温室効果ガス (GHG) 排出削減及び気候変動に対する負の効果の緩和等に係わる施策、またモニタリングの強化を検討し、その結果が“第一回ウズベキスタン国気候変動報告書 (第 2 フェーズ)”として纏められている。

国家気候変動委員会 (National Commission of the Republic of Uzbekistan on Climate Change) メンバーリスト

- Ministry of Macro-economics and Statistics
- Main Administration of Hydro-Meteorology (Glavgidromet)
- State Nature Protection Committee (Goskompriroda)
- Ministry of Energy and Electrification (現ウズベクエネルギー電力公社)
- Ministry of Finance
- Ministry of Higher and Secondary Special Education (MinVUZ)
- Ministry of Agriculture and Water Management
- Ministry of Justice
- Ministry of Public Health
- Ministry of Foreign Affairs
- Ministry of Housing and Communal Services
- State Committee for Science and Technology (GKNT)
- Academy of Science
- State Forestry Committee
- State Committee for Architecture and Construction
- State Publication Committee
- Uzbek State Committee for Standards
- Uzbek State TV and Broadcast Company
- National Aviation Company "Uzbekiston Khavo Yullari"
- State Joint Stock Railway Company "Uzbekiston Temir Yullari"
- Association "Uzkhimprom"
- State Joint Stock Company for Automobile Transport "Uzaavtotrans"
- State Joint Stock Company "Uzavtodor"
- Republican association of enterprises and organizations of household services
- Agricultural Industrial Association "UzMetKombinat"
- State Committee for Control over safe working in industry and mine Supervision
- Joint Stock Company "UzVtorTsvetMet"
- Joint Stock Company "Ugol" (Coal)
- Almalyk Mining and Metallurgical Industrial Complex
- AK "UzStroyMaterialy" (Construction Materials)
- Navoi Mining and Metallurgical Industrial Complex
- National Oil and Gas Corporation "UzbekNefteGas"
- "SpetsSplav" State Facility (Special Alloys)
- GGP "UzbekGidroGeologiya" (State Hydrogeological Facility)

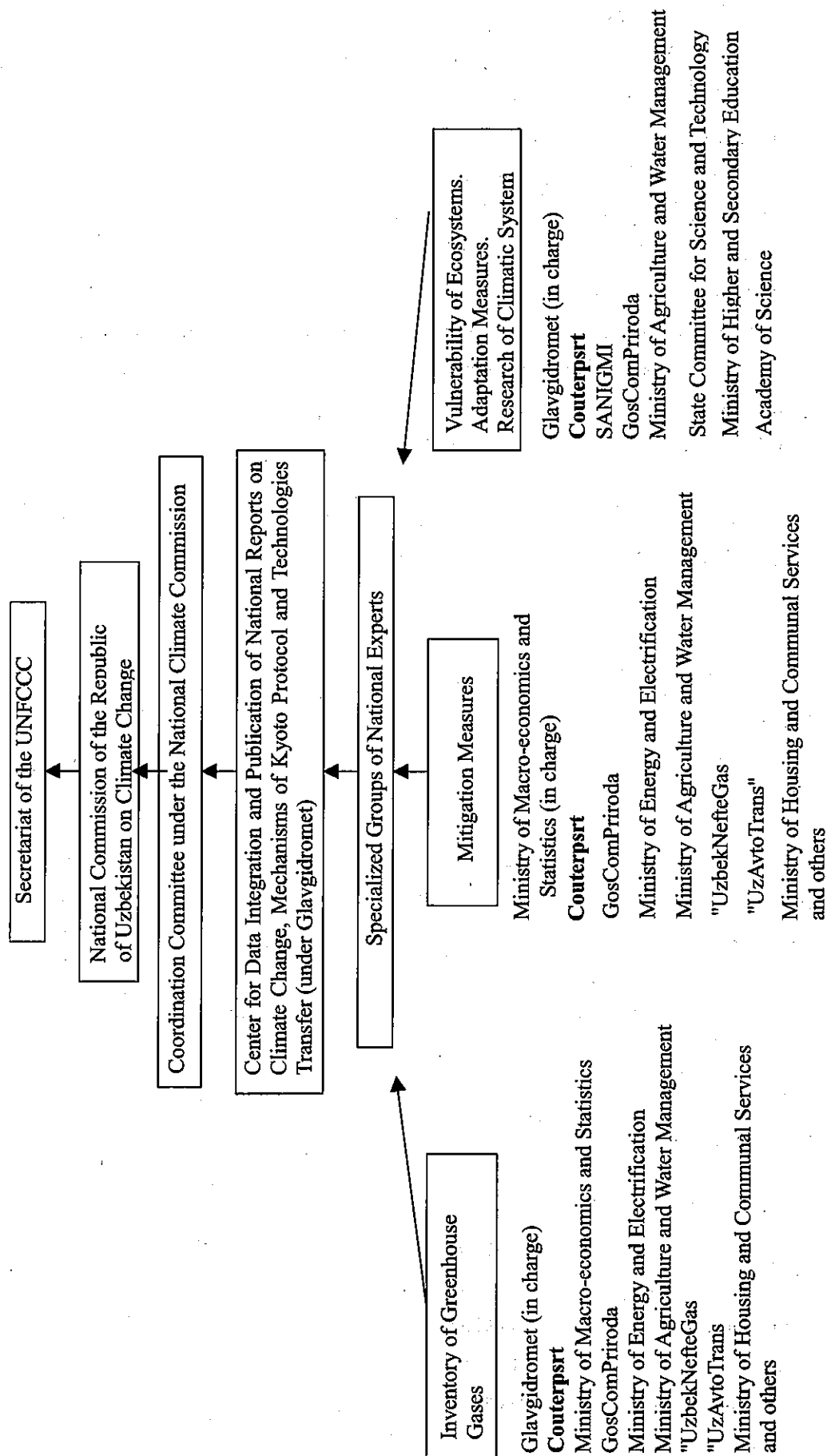


Figure 6.1-1 UNFCCC 及び京都議定書に係わる活動の組織機構図
 ("Initial National Communication of the Republic Uzbekistan under the UNFCCC / 1999"からの抜粋)

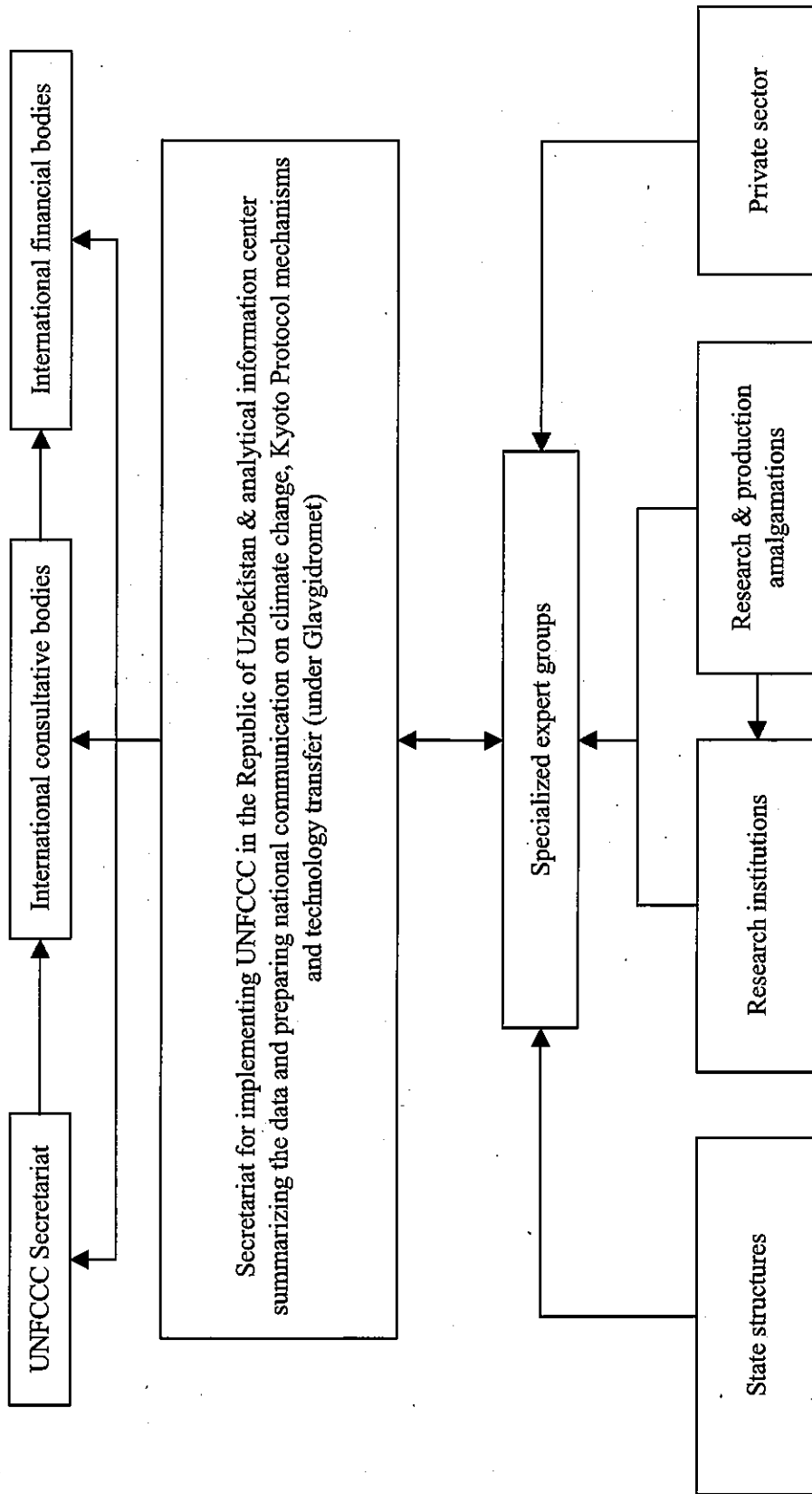


Figure 6.1-2 国内・国際機関との活動協調の関係図
 ("Initial National Communication of the Republic Uzbekistan under the UNFCCC / 2001" より抜粋)

6.2 CDM への取り組み

ウズベキスタン国においては、環境保護に関する法令（「環境保護、自然資源に係わる法令」参照）の整備を進めると同時に、気候変動調査の実施（結果は“第一回ウズベキスタン国気候変動報告書”として纏められた。）、GHG 削減に寄与する 40 のプロジェクトを計画（添付一覧表参照）するなど、地球温暖化防止へ取り組みを積極化させてきた。このように、地球温暖化防止へ取り組みを積極化させてきたが、CDM については、GHG 排出削減に関するセミナー等を通じ関係省庁の環境担当者の理解を深めるものの、国としての対応組織や関係法制度の整備は行われず、GHG 排出削減効果が期待できるプロジェクトも CDM プロジェクトとして位置づけられることはなかった。

しかしながら、ここに来て、「①開発援助国からの CDM プロジェクト対応への打診がある。②UNFCCC の CDM 理事会において CDM プロジェクト実施手続きが明らかになってきた。更に、③地方自治体が外国援助機関の支援を受けた熱供給プロジェクトを CDM プロジェクトとして進めている地方自治体がある。」と、CDM への状況が変化してきた。このような状況の変化がその理由とも考えられるが、「本年（2003 年）5 月 30 日に内閣から水気象観測機構に対し、「関係省庁との検討を踏まえ、CDM 担当機関（CDM National Authority）創設の手続き整備、及び CDM 事案対応に関する内閣決議（Resolution of Cabinet of Ministers）素案の作成」の指示が出された。このことは、国レベルでの CDM 取り組みへ、その体制、制度整備が開始されるに至ったものと言える。尚、この CDM に係わる議案は、大統領令発布の後、首相が署名することによって内閣決議として施行されることになるが、これまでの内閣決議の素案作成から施行までの所要期間から推し量ると、その施行は 2003 年末が想定される。

Table 6.2-1 ウズベキスタンのCO₂排出削減に寄与する提案プロジェクト (as of 2001) 1/2

Project Category	Project Title	Budget, in mil US\$	Potential reduction of CO ₂
1 Renewable source of energy	Construction of a wind-driver power station	6.0	14.2 k.t/yr
2 Oil & gas supply	Utilization of accompanying gas of Kokdumalak oil and condensed gas deposit at the Mubared oil-and-gas processing plant	82	1.135 mil.t/yr
3 Oil & gas supply	Installation of pre-cleaning of departing gases by a method SCOT on Mubarek oil- and-gas processing plant	28.3	148 k.t/yr
4 Oil & gas supply	Installation of system of the automatic control of structure of departing gases and loading, parity hydrogen and oxygen on Mubarek oil-and-gas processing plant	0.8	60 k.t/yr
5 Oil & gas supply	Installation of pre-cleaning of departing gases by a method adsorption on a cold layer of the catalyst on Mubarek oil-and gas processing plant	2.3	79 k.t/yr
6 Oil & gas supply	Gas fractional installation on Fergana oil-and-gas processing plant	76.8	0.2 mil.t/yr
7 Oil & gas supply	Reconstruction of Flare system of the main unit of the Oil and Gas Enterprise "Shurtanneftegaz"	59.5	0.47 mil.t/yr
8 Oil & gas supply	The second step of installation of reception of sulfur by a method of direct oxidation on Mubarek oil-and gas processing plant	0.8	26 k.t/yr
9 Oil & gas supply	Reconstruction of torch system on Mubarek oil-and gas processing plant	60	0.5 mil.t/yr
10 Oil & gas supply	Reconstruction of compressor station S-0 in Mubarek city	63.8	111 k.t/yr
11 Oil & gas supply	Reconstruction of thermal boiler-house No1 and No.2 on Mubarek oil-and-gas processing plant	2.5	52.6 k.t/yr
12 Oil & gas supply	Reconstruction of compressing stations of the main units at the Gazli deposit	100	154 k.t/yr
13 Oil & gas supply	Reduction of methane emission from outflow at transportation of natural gas	3.8	641 k.t/yr
14 Oil & gas supply	Reduction of outflow of gas on a main gas pipeline	64	147 k.t/yr
15 Electric power engineering (EPE)	Tashkent thermal power plant modernization	221	
16 EPE	Reconstruction of Navoi power plant	232	751 k.t/yr
17 EPE	Introduction of gas turbine with utilizing boiler at the Tashkent heat power plant	22	175 k.t/yr
18 EPE	Reconstruction of Mubarek heat power plant	98.9	362 k.t/yr
19 EPE	Reconstruction of Joint-stock venture "Bukharaenergomarkaz" ---- Gas turbine introduction	40	162 k.t/yr

Table 6.2-1 ウズベキスタンのCO₂排出削減に寄与する提案プロジェクト (as of 2001) 2/2

Project Category	Project Title	Budget, in mil US\$	Potential reduction of CO ₂
EPE	Hydroelectric power station on the river Paskem	420	1 mil.t/yr
EPE	Introduction of energy-saving complex on Talimarjan hydroelectric power station	2.5	12.6 k.t/yr
District heating	Utilization of domestic waste as the low-calorie fuel (Incinerating plant in Smarkand city)	45	128.1 k.t/yr
District heating	Technology of electric and heat generation on the base of a bio-gas from the surplus active sludge at the water treatment plant of Tashkent city	8.0	
Chemical industry	Reconstruction of manufacture of carbamide on Chirchik plant	56.7	127 k.t/yr
Chemical industry	Construction of the new unit of ammonia on Chirchik plant	263.6	205 k.t/yr
Chemical industry	Reconstruction of carbamide manufacture on Fergana plant	71	138 k.t/yr
Chemical industry	Reconstruction of large-weighty of the unit of ammonia on Fergana plant	25	357 k.t/yr
Chemical industry	Reconstruction of large-weighty of the unit of ammonia on Chirchik plant	25	357 k.t/yr
EPE	Construction of energy unit on Navoi plant	136	148 k.t/yr
Chemical industry	Construction of new manufacture of carbamide on Navoi plant	71	220 k.t/yr
Cement manufacture	Transfer of a technical line of manufacture from a wet method to dry method	84.4	193 k.t/yr
Cement manufacture	Transfer of a technical line of manufacture from a wet method to dry method	87.2	245 k.t/yr
Cement manufacture	Transfer of a technical line of manufacture from a wet method to dry method	87.2	179 k.t/yr
Building	Modernization of manufacture of glassware in joint stock company	6	15 k.t/yr
District heating	Reconstruction of district heating system	0.14	404 t/yr
District heating	Demonstration project for district heating system	0.54	1.6 k.t/yr
District heating	Demonstration project for district heating system	0.44	11.3 k.t/yr
District heating	Demonstration project for the large solar station of heating supply	0.26	658 t/yr
District heating	Demonstration project of a factory of the equipment of solar heating supply	0.15	330 t/yr
Forest shelter belt	Development of forest shelter belt system at the irrigated lands to stabilize the agriculture landscapes in Besharuk district	0.12	3.6 k.t/yr

6.3 気候変動・環境保護に係わる組織、等

6.3.1 組織

気候変動・環境保護に係わるウズベキスタンの政府関係組織として次のものがある：水気庁（Glavgidromet）は、政府関係機関に対する水及び気象の実態情報と予報、環境汚染度等を提供する。また、この水気庁の長官は、UNFCCC 事務局におけるウズベキスタン代表を勤める。； 国家自然保護委員会（Goskompriroda）は、各省庁、企業及びその他の機構の環境に影響する活動に係わる規制を行う主機関であり、環境基準や標準への準拠監視、環境評価の実施、汚染物質や廃棄物の排出許可の発行・取消、国家環境プログラム作成、等を行う。； マクロ経済省は、中長期の環境影響とその保全対策に係わる費用と便益を予測する。； 内務省、労働・安全国家委員会、農水省、国家土地委員会等の政府機関が、それぞれの行政担当分野における環境事案に関与している。

6.3.2 法制度

合理的エネルギー利用（Rational Energy Use, 1997）、自然保護（Protection of Nature, 1992）、水と水利（Water and Water Use, 1993）、特別自然保護区（Specially Protected Natural Areas, 1993）、大気保全（Air Protection, 1996）、動物保護と利用（Protection and Use of Animals, 1997）、植物利用（Use of Vegetation, 1997）、等の環境保護、天然資源に関わる約 100 の法令、規則が施行されている。