

No.

ウズベキスタン国
タシケント熱併給発電所近代化事業
に関する NEDO 連携促進調査

ファイナルレポート
(要約)

平成 21 年 11 月

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

委託先

東電設計株式会社

東中

JR

09-018



ウズベキスタン国
タシケント熱供給発電所近代化事業に関するNEDO連携促進調査
ファイナルレポート（要約）

2009年11月



Japan International Cooperation Agency (JICA)



Tokyo Electric Power Services Co., Ltd. (TEPSCO)



目次 (1/2)

第1章 レイアウト策定

- 1.1 NEDO事業設備との共有化設備
- 1.2 送電線接続方法
- 1.3 全体レイアウト計画

第2章 最適プラントシステムの検討

- 2.1 既存設備構成の確認
- 2.2 既存設備の運転状況
- 2.3 GT コージェネレーション・システムの基礎検討
- 2.4 最適プラントシステムの検討

第3章 電力系統解析

- 3.1 基本的な技術基準及び検討条件
- 3.2 電力潮流・電圧解析
- 3.3 短地絡電流解析



目次 (2/2)

第4章 EIA作成支援調査

- 4.1 大気質、水質、騒音等の現状
- 4.2 大気質及び騒音予測結
- 4.3 EIAに記載項目の選定
- 4.4 工事中・供用時の影響に対する緩和策とモニタリング計画
- 4.5 EIAの実施時期
- 4.6 ドラフト版EIA報告書



第1章 レイアウト策定

- 1.1 NEDO設備との共有化設備
- 1.2 送電線接続方法
 - 1.2.1 既設送電線の概要
 - 1.2.2 新設開閉所への引込箇所現状
 - 1.2.3 送電線引込方法の検討
 - 1.2.4 開閉所引込み径間の検討
- 1.3 全体レイアウト計画
 - 1.3.1 110kV開閉所の設置計画
 - 1.3.2 主機の配列形式
 - 1.3.3 全体レイアウトの検討
 - 1.3.4 代替案の検討



第1章 レイアウト策定

1.1 NEDO設備との共有化設備 (1/3)

以下の設備に付き、NEDO設備との共有化に対するメリット/デメリットにより共有化の方針を検討した。

- (1)110kV開閉所
- (2)建屋
- (3)中央操作室
- (4)各種配管



第1章 レイアウト策定

1.1 NEDO設備との共有化設備 (2/3)

	共有化のメリット	共有化のデメリット	方針
110kV 開閉所	各 GTCS とともに 2 回線送電が可能となり、供給信頼度が向上する。 共通設備化により一元管理できる。	NEDO 設備建設時(ウズベクエネルギー所掌)に JICA 設備接続を考慮した設備設計とする必要がある。	<u>共有化を行う。</u> NEDO 設備建設時に JICA 設備接続用の母線も整備する。
建屋	天井クレーンの共有化による設備コストの圧縮が図れる。 建屋設置スペースの合理化が図れる。 建屋内メンテナンススペースの共有化により作業性の向上が図れる。	建屋貫通工事が発生する。 NEDO 設備の GTG 配置は Hot-end(予定)であるが、JICA 設備の入札結果次第では JICA 設備が同一配置となるとは限らず、クレーンスパンが一致しない可能性がある。	<u>共有化を行う。</u> ただし、JICA 設備仕様により天井クレーンの共有化が図れない可能性がある。



第1章 レイアウト策定

1.1 NEDO設備との共有化設備 (3/3)

	共有化のメリット	共有化のデメリット	方針
中央操作室	操作員の共有化により人件費が削減できる。 運転操作・監視の一元管理が図られる。	NEDO 設備用建屋面積が若干広くなる。 JICA 設備建設時に運転中のNEDO設備内でのケーブル布設工事が発生する。	<u>共有化を行う。</u> JICA 設備用の操作コンソールをNEDO設備中央操作室内に併設できるようにする。
各種配管	燃料ガス配管、給水・蒸気配管等の共有化により一度の工事で布設が可能となる。	JICA 設備仕様が NEDO 設備と必ずしも同一となるとは限らないため、各流体の条件が一致しない可能性がある。	配管は個別布設とするが <u>共通架台等の設置を行う。</u>



第1章 レイアウト策定

1.2.1 既設送電線の概要

- 区間: タシケント熱併給発電所(TashTEZ)～220/110kV ユックサック変電所
 - TashTEZから亘長2.66kmのNo.13及びNo.14鉄塔で織物コンビナート供給送電線に2回線T分岐(亘長0.55km)
- 亘長: 4.22km
- 回線数: 2回線(Л-5-Ю-1線(西側)、Л-5-Ю-2線(東側))
- 鉄塔基数: 36基
- 使用電線: AC-185 (2005年に全区間張替済)



第1章 レイアウト策定

1.2.2 新設開閉所への引込箇所現状 (1)

- 既設110kV送電線 No.6鉄塔～No.7鉄塔間(径間長68m)
- No.6鉄塔: П Г с 110-18 a - T型懸垂鉄塔
- No.7鉄塔: А у с 110-26 a - T型耐張鉄塔



No.6鉄塔



No.7鉄塔



第1章 レイアウト策定

1.2.2 新設開閉所への引込箇所現状 (2)

- 凡-5-10-2線下から東に約9mの位置に低圧配電線(南北方向)
 - 配電線地上高:約7m(目測による)
 - 配電柱地上高:約8~9m(〃)
- 同線下から東に約11mの位置に蒸気パイプライン(南北方向)
 - 地上高:約7.3m



低圧配電線と電柱



蒸気パイプライン

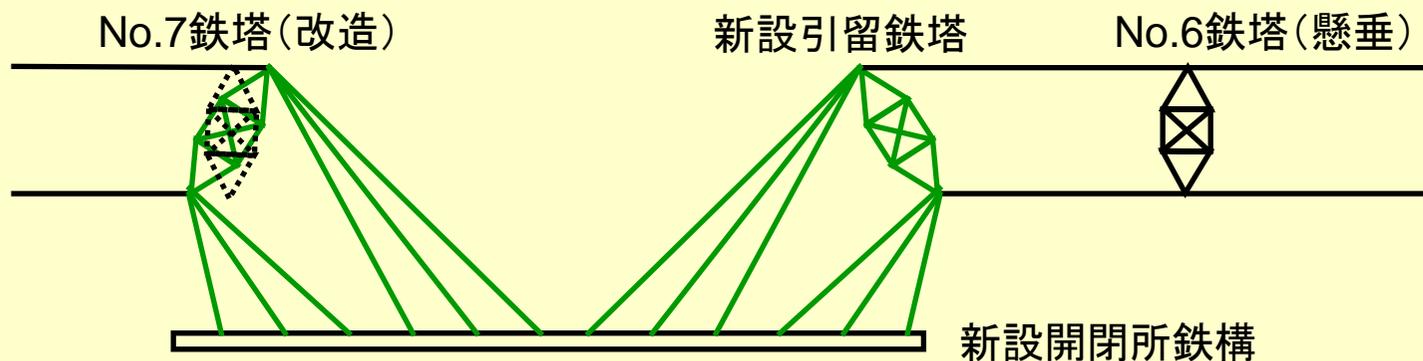


第1章 レイアウト策定

1.2.3 送電線引込方法の検討 (1)

- A 案: 2回線 π 引込み

当該径間内に新規に引留鉄塔を設置し、既設送電線の起点側から同引留耐張鉄塔を介して2回線開閉所鉄構に引込み、終点側からもNo.7耐張鉄塔を介して2回線開閉所鉄構から引出す。



➤メリット: 送電線の高信頼度確保

➤デメリット

- ✓ 既設No.7耐張鉄塔の腕金及び引留用改造或いは建替が必要となる可能性がある。
- ✓ 送電線引出し、引込み用のベイ数がT引込みの場合の2倍必要となる。

建設コストが割高になる可能性あり。

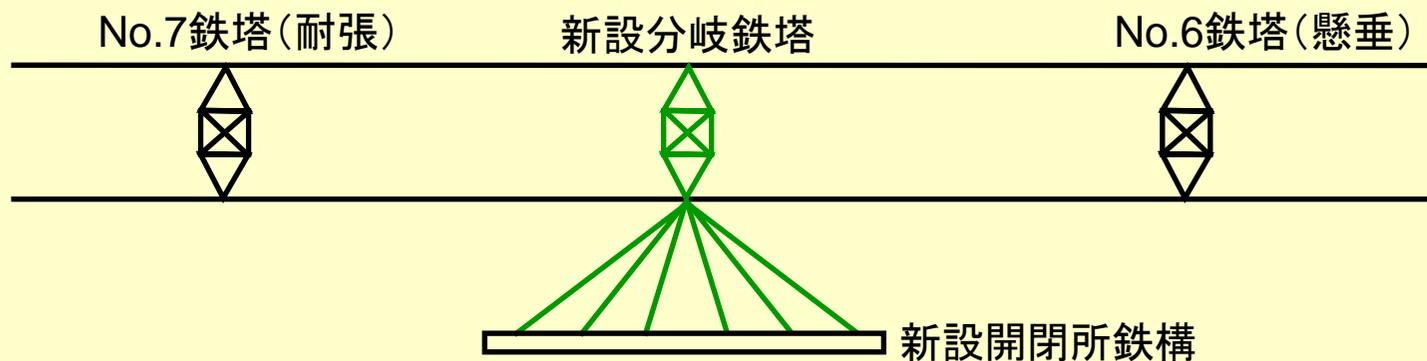


第1章 レイアウト策定

1.2.3 送電線引込方法の検討 (2)

- B案: 2回線T引込み

当該径間内に新規に分岐鉄塔を設置し、既設線路を活用しつつ分岐鉄塔を介して開閉所に引込む。



▶メリット

- ✓ 分岐鉄塔～新設開閉所鉄構間の新規架線により、既設送電線を分断せずに活用できる。
- ✓ 送電線引込み用のベイ数が π 引込みの場合の半分で済む。

建設コストを低減できる可能性あり。

▶デメリット

- ✓ 多端子送電線となるため、信頼度維持の為に適切な保護リレー選定の必要あり。



第1章 レイアウト策定

1.2.3 送電線引込方法の検討 (3)

- 中央アジア送電ネットワーク設計会社 (SAESP) に対し、A案及びB案のいずれを採用すべきか確認
 - SAESP意見
 - ✓ 当該区間においては既設送電ルートを分断することは認められない。
 - ✓ T分岐用標準鉄塔が一般的に適用されている。



B 案:2回線T引込みを採用



T分岐用標準鉄塔



第1章 レイアウト策定

1.2.4開閉所引込み径間の検討 (1)

- 設計基準
 - 「ウ」国の電気設備設置設計規則(PUE)、ウズベキスタン技術基準(GOST)を基本とする。
- 気象条件
 - 周囲温度
 - ✓ 最高気温 45°C
 - ✓ 最低気温 -30°C
 - ✓ 年平均気温 15°C
 - ✓ 着雪時気温 -5°C
 - 風圧
 - ✓ 強風時 490Pa(風速28m/sec相当)
 - ✓ 架線作業時 60Pa(風速10m/sec相当)



第1章 レイアウト策定

1.2.4開閉所引込み径間の検討 (2)

- 気象条件(続き)
 - 荷重条件(設備通常運用時及び架線作業時)
 1. 最高気温、無風、無着雪
 2. 最低気温、無風、無着雪
 3. 年平均気温、無風、無着雪
 4. 着雪時気温、無風、着雪あり(着雪厚10mm、比重0.9)
 5. 最大風速時風圧、温度 -5°C 、無着雪
 6. 着雪時気温、最大風速時風圧の0.25倍、着雪あり(着雪厚10mm、比重0.9)
 7. 架線作業時(気温 -15°C 、風圧 $6.25\text{kgf}/\text{m}^2$ 、無着雪)
 8. 最高電線温度(100°C と仮定)、無風、無着雪



第1章 レイアウト策定

1.2.4開閉所引込み径間の検討 (3)

● 設計条件

本事業に伴い接続される既設110kV送電線の設計条件を参考にした。

➤ 電線

- ✓ 2005年以前に既設110kV送電線に架線されていたAC-150/24及び、現行のAC-185/24を使用した場合の2通りを考慮。

➤ 架空地線

- ✓ 新設開閉所における接地抵抗値が接地規範を満たすと仮定、及びNo.1～既設開閉所鉄構間で架空地線を架設していないことから考慮しない。

➤ 電線の安全率

- ✓ 最過酷時の電線張力は、最小引張荷重の45%とした。

➤ がいし

- ✓ 既設110kV送電線で使用されているものと同じΠ C Д70 Eタイプを適用。
- ✓ がいし連数を1連、連当たりの連結個数を9個とした。
- ✓ がいし連長: 1.792m、がいし連重量: 47.3kg (既設No.7耐張鉄塔のがいし装置と同じ)

➤ 鉄塔

- ✓ PUEで規定される110kV、2回線送電線用分岐鉄塔(y c 110-8型)を適用。



第1章 レイアウト策定

1.2.4開閉所引込み径間の検討 (4)

- 設計条件(続き)

- 電線地上高及びパイプライン等との離隔 (PUE 2.5.169 表2.5.24)

- ✓ 最低電線地上高:7m
- ✓ 蒸気パイプラインとの離隔:4m

- 開閉所引込み径間の検討

- 【分岐鉄塔～新設開閉所間の最大使用張力の検討】

- ✓ 緊線作業時の電線取込による張力増加及び電線安全率を考慮した最大使用張力

電線線種	径間長	
	30m	20m
AC-150	3,100N	2,100N
AC-185	2,900N	2,100N

- ✓ 径間長20mの場合は30mの場合に比べ、電線実長の変化に対する張力変化が顕著
 - 電線架線工事に際し、より厳密な張力管理が求められる。

径間長30mを推奨



第1章 レイアウト策定

1.2.4開閉所引込み径間の検討 (5)

- 開閉所引込み径間の検討(続き)

【分岐鉄塔～新設開閉所間における地上及び既設構造物との間の離隔確認】

- ✓ 最大弛度時の地上高及びパイプラインとの間の垂直離隔を計算
- ✓ 最大弛度時の条件:無風、無着雪、電線温度100℃を仮定
- ✓ 新設開閉所鉄構の電線支持点の高さは、分岐鉄塔最下腕金高さ(10.5m)に等しいと仮定

径間長	電線地上高		パイプラインとの垂直離隔	
	30m	20m	30m	20m
AC-150	9.63m (0.87m)	10.00m (0.50m)	2.37m (0.83m)	2.70m (0.50m)
AC-185	9.71m (0.79m)	9.93m (0.57m)	2.45m (0.75m)	2.63m (0.57m)

□ 電線地上高はPUEに規定されている7m以上を確保。

□ パイプラインとの垂直離隔は、必要距離の4mを1.37～1.63m下回る。

- ✓ パイプライン高さの変更、或いは新設開閉所鉄構高さをパイプラインとの垂直離隔を確保出来るように設計するなどの対策が必要

□ 配電線及び配電柱についても正確な位置を把握し、位置変更等の対応検討が必要。



第1章 レイアウト策定

1.2.4 開閉所引込み径間の検討 (6)

- 開閉所引込み径間の検討(続き)

【分岐鉄塔～新設開閉所間における電線各相間の離隔確認】

➤ 110kV送電線で弛度が3mまでの場合は、所要最小水平距離は3m

◇ (PUE 2.5.52節 表2.5.9「懸垂がいしを適用した高圧送電線用電線の最小許容離隔及び電線の水平位置」)

➤ 110kV送電線で垂直間隔が4mの場合は、電線オフセットは0m

◇ (PUE 2.5.53節 表2.5.11「エリアII内の懸垂鉄塔における隣接する水平レベルの電線最小オフセット(電線ギャロッピング頻度(普通))」)

□ 検討対象径間の最大弛度は1m以下であり、分岐鉄塔の電線垂直間隔は4mであるため、所望の条件を満足していると考えられる。

- 送電線レイアウト

✓ 分岐鉄塔位置はNo.6～No.7鉄塔間の中央付近が望ましい

✓ 仮に中央から±5m程度ずれた位置であっても、分岐鉄塔-鉄構中心が線路と90度方向をなしていれば、検討条件と大きく変わらない

✓ 線下土地利用との干渉が考えられるため、詳細設計時には留意が必要



第1章 レイアウト策定

1.3 全体レイアウト計画

1.3.1 110kV開閉所の設置計画

- 開閉所の形式としては経済性に優れ、コンパクトな設計が可能な複合型SF6ガス遮断器を採用する予定である。
- 母線部分はガス封入機器ではなく通常の架線とすることで後続するJICA設備の接続に考慮した構成とした。
(母線部分の整備はエネルゴ所掌、遮断器等機器購入はJICA所掌)
- 母線の相間距離は2mとして設計した。
- 2回線T引き込み式を採用するため送電側は2ベイとした。
- 発電側は発電機毎に3ベイ、母線連絡に1ベイとした。



第1章 レイアウト策定

1.3.2 全体レイアウトの検討 (1/2)

ウズベクエネルギーでは現在政府申請中のPre-FSの中で JICA設備をNEDO設備と同型機2台と想定してレイアウト原案を作成している。

調査団としてはNEDO設備との共有化設備検討、送電線引込みスペース、110kV開閉所設備仕様等の確認・検討を実施し、上記レイアウト原案の修正案を作成した(次ページ参照)。

主な点は以下である。

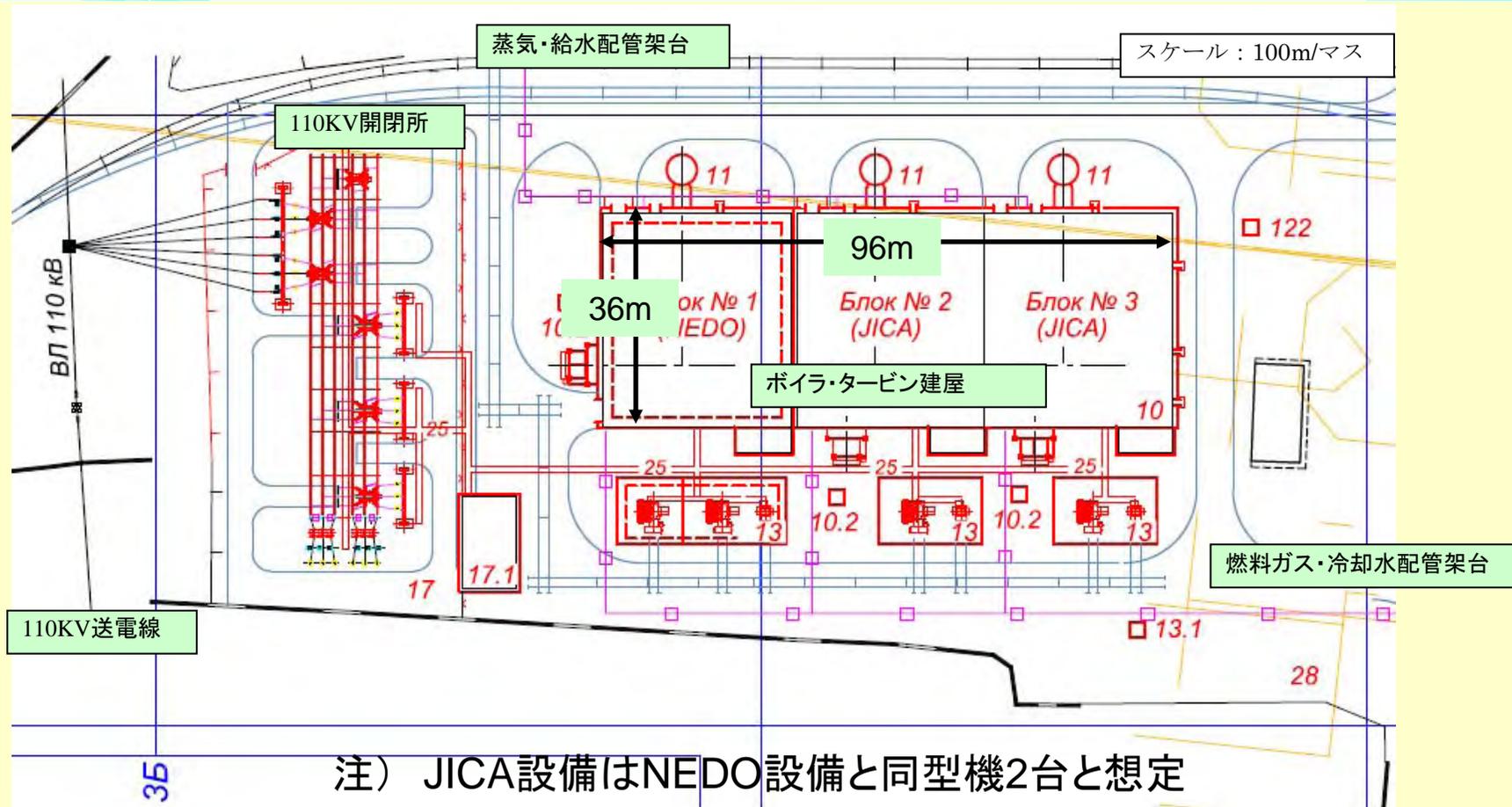
- (1) 送電線引込みスペース30mを確保
(これに伴いをレイアウト原案から設備全体を10m東へ移動)
- (2) T分岐鉄塔、引き込み線の追加
- (3) T分岐接続による開閉所鉄構基数およびベイ数変更
- (4) 配管ルートの変更

今後、NEDO事業実施時の建屋・機器配置詳細設計を経て最終レイアウトが決定される。



第1章 レイアウト策定

1.3.2 全体レイアウトの検討 (2/2)

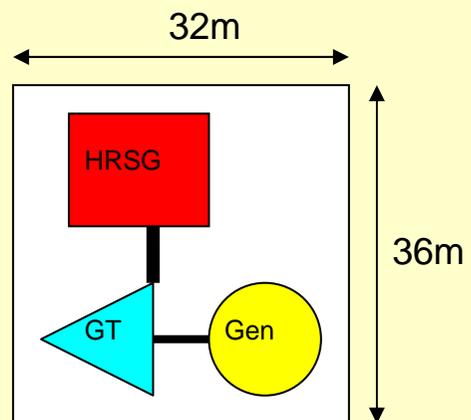


ボイラ・タービン建屋を共有化したことにより省スペース化が図られ、25MW級GTCS 3台および110kV開閉所を新設用地内に配置することが十分可能と判断する。

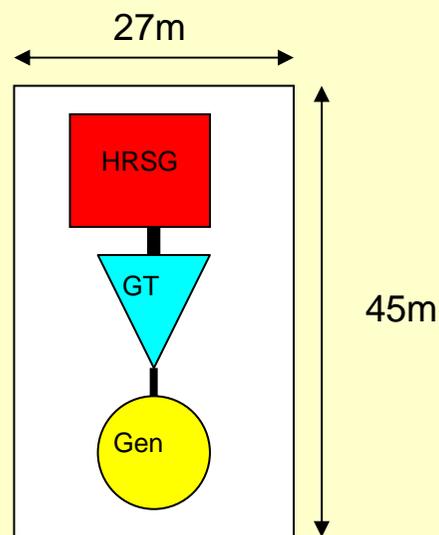


第1章 レイアウト策定

1.3.3 代替案の検討 (1/2)



Hot-end Drive



Cold-end Drive

Note) HRSG: Heat Recovery Steam Generator

GT: Gas Turbine

Gen: Generator

記載した寸法はNEDO事業採用予定GT(H-25)の場合の概略建屋寸法

図. ホットエンドタイプとコールドエンドタイプのGTCS概略配置



第1章 レイアウト策定

1.3.3 代替案の検討 (2/2)

JICA設備としてコールドエンドタイプを採用した場合

東西86m (=32m + 27m x 2) ⇒ 10m短縮

南北45m(JICA設備部分) ⇒ 9m増加

前ページに示すホットエンドタイプの場合でも南北方向のスペースにあまり余裕がないため、コールドエンドタイプの採用に当たってはできるだけNEDO設備建屋、燃料ガス・冷却水配管架台を南方向に設置するよう検討すべきである。



第2章 最適プラントシステムの検討

2.1 既存設備構成の確認

2.1.1 既存設備の仕様(機械設備)

2.1.2 既存設備の仕様(電気設備)

2.1.3 新規設備と既存設備の取り合い点

2.2 既存設備の運転状況

2.2.1 電力、温水及び蒸気の供給量

2.2.2 既存設備の運転状況

2.3 GT コージェネレーション・システムの基礎検討

2.3.1 検討条件

2.3.2 検討結果

2.4 最適プラントシステムの検討

2.4.1 最適GTコージェネレーション・システムの検討

2.4.2 電気設備の基本仕様



第2章 最適プラントシステムの検討

2.1 既存設備構成の確認

2.1.1 既存設備の仕様(機械設備)

Table 2-1-1 既存主要設備の仕様(1/2)

設備名	単位	蒸気ボイラ					合計
		K-1	K-2	K-3	K-4	K-5	
定格蒸発量	t/h	60.0	60.0	70.0	75.0	150.0	415.0
主蒸気圧力 (過熱器出口にて)	MPag (kg/cm ² g)	3.14 (30.8)	3.14 (30.8)	3.43 (33.6)	3.53 (34.6)	3.33 (32.7)	
主蒸気温度 (過熱器出口にて)	°C	425	425	425	420	420	

設備名	単位	温水ボイラ							合計
		K-6	K-7	K-8	K-9	K-10	K-11	K-12	
定格容量	Gcal/h	50	100	100	100	100	100	100	650
温水出口圧力 (ボイラ出口にて)	MPag (kg/cm ² g)	2.5 (24.5)	2.0 (19.6)	2.5 (24.5)	2.5 (24.5)	2.5 (24.5)	2.5 (24.5)	2.5 (24.5)	
温水出口温度 (ボイラ出口にて)	°C	150	150	150	150	150	150	150	

設備名	蒸気タービン
定格容量	22,500kW
タービン入口蒸気条件	2.75MPag (27.0kg/cm ² g)、400°C
抽気蒸気条件	9kg/cm ² g、320°C
工場蒸気条件	7kg/cm ² g、270°C
最大蒸気呑込量 (タービン入口にて)	350t/h
最大蒸気抽気量	300t/h
復水器内真空	0.05ata

(出所) タシケント熱併給発電所 回答



第2章 最適プラントシステムの検討

2.1 既存設備構成の確認

2.1.1 既存設備の仕様(機械設備)

Table 2-1-2 既存主要設備の仕様(2/2)

設備名	(Eq NO.1) 復水器	(Eq NO.2) 復水ポンプ	(Eq NO.3) 蒸気ボイラ用低圧給水加熱器	(Eq NO.4) 蒸気ボイラ用脱気器
数量	1	2	1	4
仕様	<ul style="list-style-type: none"> 冷却水量: 3,500m³/h 伝熱面積: 2,000m² 	<ul style="list-style-type: none"> 容量: 125t/h × 2台 (Total: 250t/h) 全圧力: 5.5kg/cm² 	<ul style="list-style-type: none"> 復水流量: 50~130t/h 復水入口温度: 40~45℃ 復水出口温度: 45~80℃ 	<ul style="list-style-type: none"> 型式: 加圧式 器内圧: 0.22kg/cm²
設備名	(Eq NO.5) 蒸気ボイラ用給水ポンプ	(Eq NO.6) 水処理装置	(Eq NO.7) 温水ボイラ用低圧給水加熱器	(Eq NO.8) 温水ボイラ用低圧送水ポンプ
数量	7	3	1	6
仕様	<ul style="list-style-type: none"> 容量: 100t/h × 3台 150t/h × 4台 (Total: 900t/h) 全圧力: 53kg/cm² 	<ul style="list-style-type: none"> 温水ボイラ用 1,250t/h × 1台、2,000t/h × 1台 蒸気ボイラ用 180t/h × 1台 	<ul style="list-style-type: none"> 給水流量: 1,500~3,200t/h 給水入口温度: 25~40℃ 給水出口温度: <95℃ 	<ul style="list-style-type: none"> 容量: 720t/h × 4台 1,250t/h × 1台 1,260t/h × 1台 (Total: 5,390t/h) 全圧力: 5kg/cm²
設備名	(Eq NO.9) 温水ボイラ用高圧給水加熱器	(Eq NO.10) 温水ボイラ用脱気器	(Eq NO.11) 温水ボイラ用高圧送水ポンプ	(Eq NO.12) 温水ボイラ用給水ポンプ
数量	5	4	6	14
仕様	<ul style="list-style-type: none"> 給水流量: 400~1,800t/h 給水入口温度: 120~150℃ 	<ul style="list-style-type: none"> 型式: 真空式 器内圧: -0.65~-0.75kg/cm² 	<ul style="list-style-type: none"> 容量: 720t/h × 3台 800t/h × 1台 1,250t/h × 1台 1,260t/h × 1台 (Total: 5,470t/h) 吐出圧: 6.4~10kg/cm² 	<ul style="list-style-type: none"> 容量: 1,000t/h × 14台 (Total: 14,000t/h) 全圧力: 12~17kg/cm²



第2章 最適プラントシステムの検討

2.1 既存設備構成の確認

2.1.1 既存設備の仕様(機械設備)

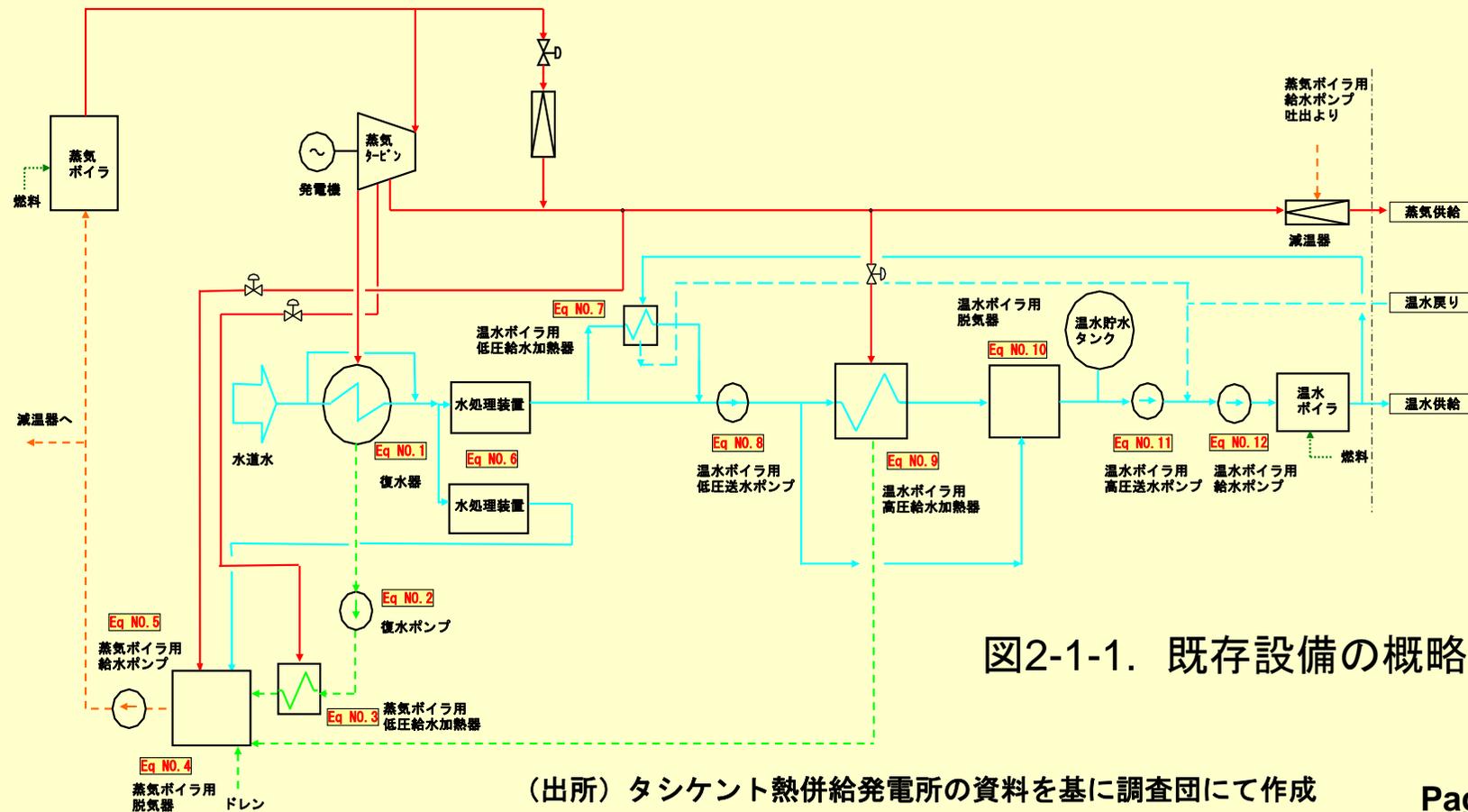


図2-1-1. 既存設備の概略系統図

(出所) タシケント熱供給発電所の資料を基に調査団にて作成



第2章 最適プラントシステムの検討

2.1 既存設備構成の確認

2.1.2 既存設備の仕様(電気設備)

- 全体的に劣化が進行、信頼度低下が大きい、これまでの技術の継承が劣化設備のメンテナンスに十分反映されていることが伺える。
- 設備保護に重要な継電器は、旧式な電磁式可動接点、テレフォンリレー等が設置され、保護の即応性・確実性から信頼度が低下している。
- 発電機は容量25,000kVA、電圧6.3kV、1953年ソ連ハリコフ社製の空冷型発電機。これまで数回、回転子・固定子コイルの巻替えを実施。
- 6.3kV高圧補機用遮断器、低圧補機遮断器には旧式なタイプであり、一部にはヒューズ付の刃型スイッチ等が使用されている。
- 電力は既設変電所母線からStep-up変圧器(31,500kVA×2)で昇圧され、110kV送電線2回線でYUKSAK変電所と連携している。
- 唯一、ロシア製新システムとして主要発電データをコンバーターで変換し、別室でCRTデータモニタリング可能な設備が導入されている。



第2章 最適プラントシステムの検討

2.1 既存設備構成の確認

2.1.3 新規設備と既存設備の取り合い点 (1/3)

(1) 給水

既存蒸気ボイラ給水水質とJIS要求値

項目		単位	最小値	最大値	JIS B8223 表4 「排熱回収 [*] 行の給水及び [*] 行水のの水質」 10MPa以下の欄 参照
補給水の種類		-			イオン交換水
給水 (蒸気ボイラ入口)	pH (at 25°C)	-	8.5	9.5	8.5-9.7
	硬度	mg/l as CaCO ₃	-	-	検出せず
	油脂類	mg/l	0.13	0.2	低く保つことが望ましい
	溶存酸素	μg/l	10	20	7以下
	鉄イオン	μg/l as Fe	35	90	30以下
	銅イオン	μg/l as Cu	5	15	20以下
	ヒドラジン	μg/l as N ₂ H ₄	-	-	10以上

(出所) タシケント熱供給発電所 回答

※現状の給水水質は溶存酸素、鉄イオンでやや高い値となっているものの、当該水質にて既設ボイラが問題なく運転されているため問題ない。また給水量については既設ボイラを停止し代替として新設ボイラを運転するため問題ない。



第2章 最適プラントシステムの検討

2.1 既存設備構成の確認

2.1.3 新規設備と既存設備の取り合い点 (2/3)

(2) 軸受冷却水

- 軸受冷却水は隣接するサラ川より取水し、フィルターにて除塵した後、各機器の軸受冷却し、未処理のままサラ川へ放流している。
- 既設の軸受冷却水ポンプは4台(290t/h×2台、2,020t/h×2台)保有している。
- 2,020t/h×2台のポンプはTextile工場向けに使用していたが現在は使われていない。
- 290t/h×2台を現在使用している。(1台常用機、1台予備機)
- 新規設備の軸受冷却水必要量は約700t/h(GT3台にて)である。
- 既存設備の軸受冷却水使用量は約150～200t/hである。

※現状の設備では容量が不足しているため、軸受冷却水ポンプを追設する若しくは空冷式を採用する必要がある。



第2章 最適プラントシステムの検討

2.1 既存設備構成の確認

2.1.3 新規設備と既存設備の取り合い点 (3/3)

(3) 排水

- 現状排水処理装置は保有していない。ユニット起動停止時に発生する排水等は未処理のまま隣接するサラ川に放流している。

※現状既存設備における排水水質測定の結果、排水基準を満足しており、また新規設備からの排水は既存設備と同程度のため、未処理のまま排水可能であると想定できる。



第2章 最適プラントシステムの検討

2.2 既存設備の運転状況

2.2.1 電力、温水及び蒸気の供給量

2008年の実績は以下の通りである。

- 電力、温水、及び蒸気の供給量は、いずれも冬季が多く、夏季は少ない。
- 温水供給量は、全エネルギー供給量の90%を占めるが、冬季(71.8Gcal/h)は夏季(368.8Gcal/h)の5倍で季節格差が最も大きい。
- 発電電力量は、夏場は16.6MW、冬季は23.1MWで運転されている。冬季は定常的に定格出力(22.5MW)を超えて運転されている。
- 蒸気供給量は、温水に比べて供給量は全体に占める割合は2%程度である。

	夏季 平均(最小～最大)	冬季 平均(最小～最大)	年間合計
発電電力	16.6 (16.4～16.7) MW	23.1 (22.8～ 23.3) MW	162.1x10 ³ GWh
温水熱供給量	71.8 (67.6～76.1) Gcal/h	368.8 (322.3～403.9)Gcal/h	1623.0x10 ³ Gcal
蒸気熱供給量	1.7 (0.8～ 3.4) Gcal/h	6.0 (16.4～ 16.7)Gcal/h	28.6x10 ³ Gcal
(電力+熱)供給量	87.8 (84.4～91.3) Gcal/h	394.7 (341.9～424.0)Gcal/h	1651.8x10 ³ Gca



第2章 最適プラントシステムの検討

2.2 既存設備の運転状況

2.2.2 既存設備の運転状況

- 既設熱併給発電所のエネルギー需要は、5缶の蒸気ボイラと7缶の温水ボイラで賄われている。
- 蒸気ボイラ発生蒸気(30k)は、主に蒸気タービン発電機駆動用蒸気(28k)として供給される。
- 蒸気タービン抽気(8k~13k)は、温水系統補給水(水道水)の加熱用蒸気及び工場用蒸気として利用されている。蒸気タービン排気は、復水器で温水補給水の予熱用に利用される。
- 温水ボイラは、温水系統補給水とタシケント市からの温水戻りを合わせて加熱し、タシケント市に供給する。
- 蒸気ボイラは、蒸気タービンを点検する4月と9月の1週間ずつ合計14日間停止する以外は、年間を通じて連続運転される。
- 温水ボイラは、タシケント市の暖房設備が稼動する11月から3月の5~6ヶ月だけ運転され、4月から10月の6~7ヶ月間は停止する。



第2章 最適プラントシステムの検討

2.3 GT コージェネレーション・システムの基礎検討(1/9)

2.3.1 検討条件

- | | | |
|-----|-------|----------------------------------|
| (1) | 大気 | |
| | 温度 | 15 °C |
| | 圧力 | 96.3 kPa |
| | 湿度 | 60 % |
| (2) | 燃料 | |
| | 種類 | 天然ガス |
| | 低位発熱量 | 11,376 kcal/kg |
| (3) | 熱出力 | |
| | 高圧蒸気 | 30 kg/cm ² ab ×400 °C |
| | 中圧蒸気 | 10 kg/cm ² ab ×280 °C |
| | 低圧蒸気 | 3 kg/cm ² ab ×150 °C |
| | 温水 | 70 °C |



第2章 最適プラントシステムの検討

2.3 GT コージェネレーション・システムの基礎検討(2/9)

2.3.1 検討条件

- | | | |
|-----|----------------------|-----------------------|
| (4) | 給水温度 | |
| | 蒸気 | 105 °C / 70 °C |
| | 温水 | 15 °C |
| (5) | ガスタービン型式 | Hitachi H25 最新型 |
| | 発電端出力 | 31.0 MW (27.5 MW) |
| | 発電端熱効率 | 34.8 % (33.8 %) |
| | 空気流量 | 93.9 kg/s (88.0 kg/s) |
| | 排ガス温度 | 564 °C (555 °C) |
| | NO _x 抑制方法 | DLN燃焼器の採用 (水噴射) |

() 内数値は旧型H25の性能値を示す。尚、性能値はGT World誌に記載の性能仕様による。



第2章 最適プラントシステムの検討

2.3 GT コージェネレーション・システムの基礎検討(3/9)

2.3.1 検討条件

(6) HRSGシステム

多くの候補HRSGシステムの中から、既設STCSとの組み合わせが考えられる次の8のHRSGシステムについて検討する。

No.	HRSG形式	回収熱エネルギーの形式				給水温度 (°C) 蒸気/温水	脱気器
		高圧蒸気	中圧蒸気	低圧蒸気	温水		
1	HP Stm w/o Dea	○				105/ -	
2	HP Stm w Dea	○				70/ -	○
3	IP Stm w/o Dea		○			105/ -	
4	IP Stm w Dea		○			70/ -	○
5	HP/IP Stm w Dea	○	○			70/ -	○
6	IP/LP Stm w Dea		○	○		70/ -	○
7	HP Stm/HW	○			○	105/15	
8	HW				○	- /15	



第2章 最適プラントシステムの検討

2.3 GT コージェネレーション・システムの基礎検討(4/9)

2.3.2 検討結果

(1) 性能数値

検討した8のGT コージェネレーション・システムの内代表的な3の例について、その結果を示す。合わせて、参考までに既設コージェネレーション・システムの性能数値を示す。次頁以降に各方式の簡略系統線図を示す。

コージェネ・システム形式	既設 STCS	新設 GTCS (JICA2 台分)		
		HP Stm w/o Dea	IP Stm w Dea	HW
熱の種類	高・中圧蒸気/温水	高圧蒸気	中圧蒸気	温水
発電出力 (MW)	20.7	58.2	58.2	58.2
合計出熱量 (Gcal/hr)	428.0	66.8	73.0	81.2
HRSG 出口ガス温度 (°C)	90-110	177	140	90
HGSG 伝熱面積 (m ²)	-	8,326	8,044	4,470
プラント熱効率 (%)	87.6	80.3	84.5	90.1

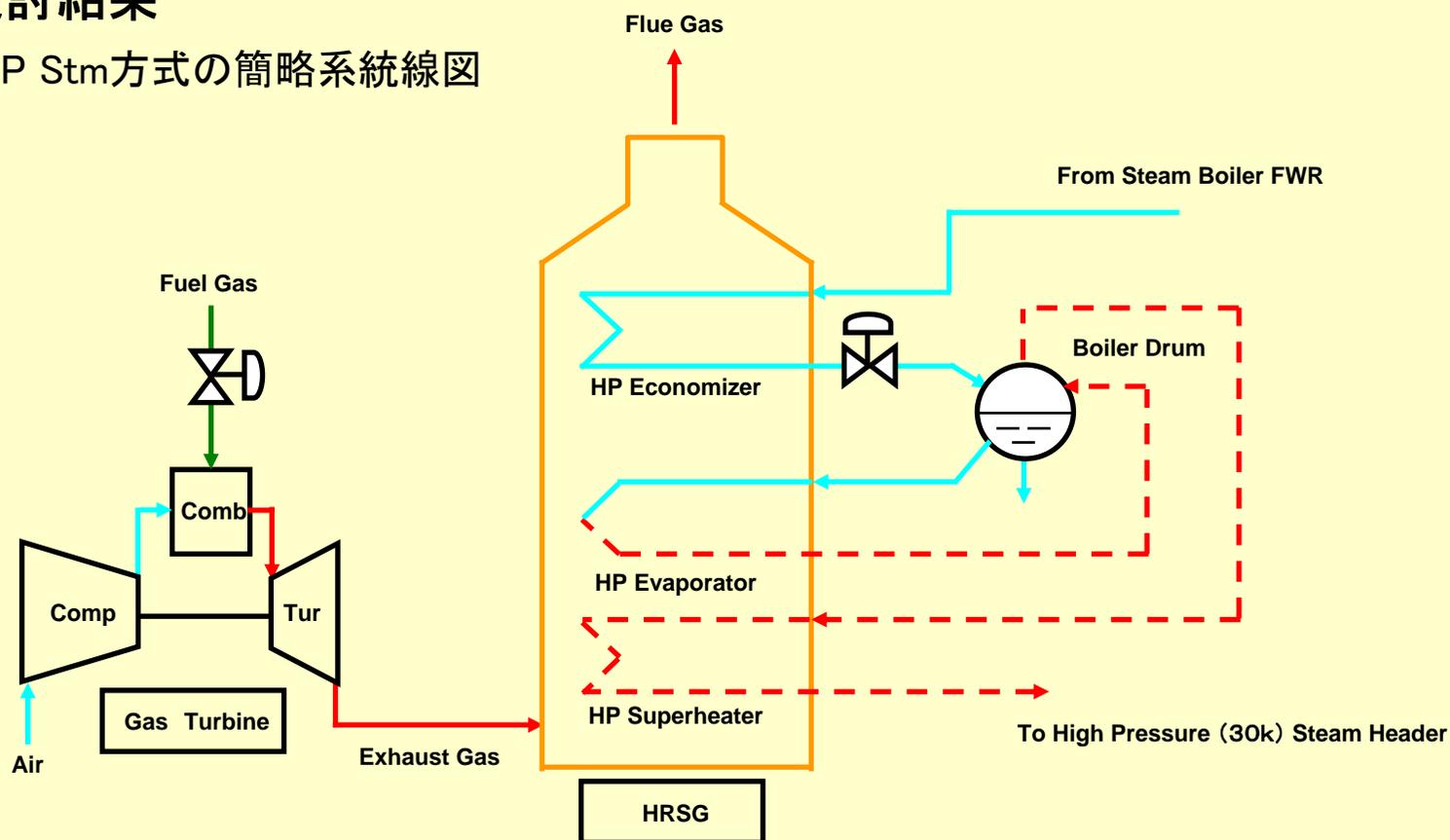


第2章 最適プラントシステムの検討

2.3 GT コージェネレーション・システムの基礎検討(5/9)

2.3.2 検討結果

(2) HP Stm方式の簡略系統線図



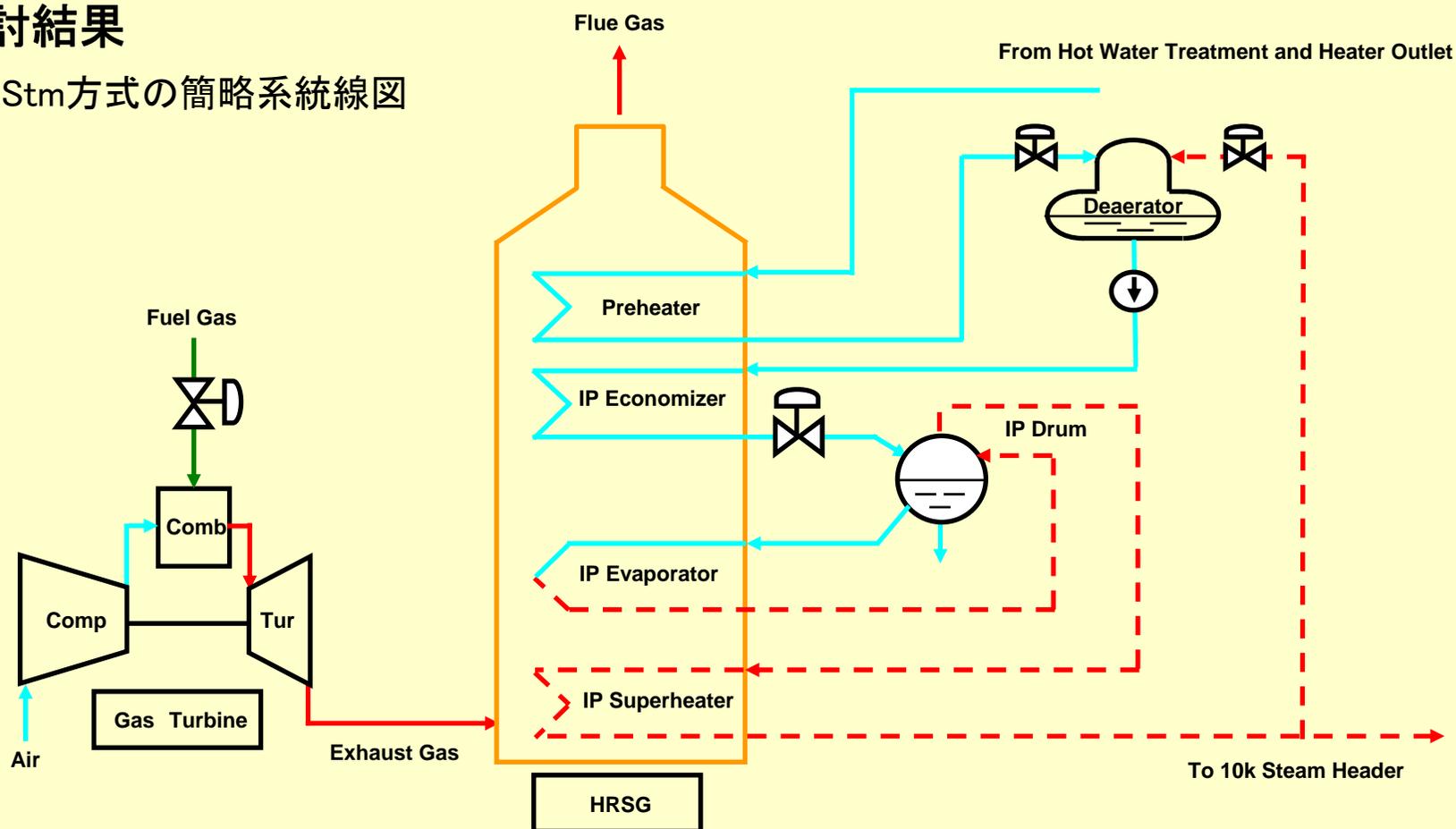


第2章 最適プラントシステムの検討

2.3 GT コージェネレーション・システムの基礎検討(6/9)

2.3.2 検討結果

(3) IP Stm方式の簡略系統線図



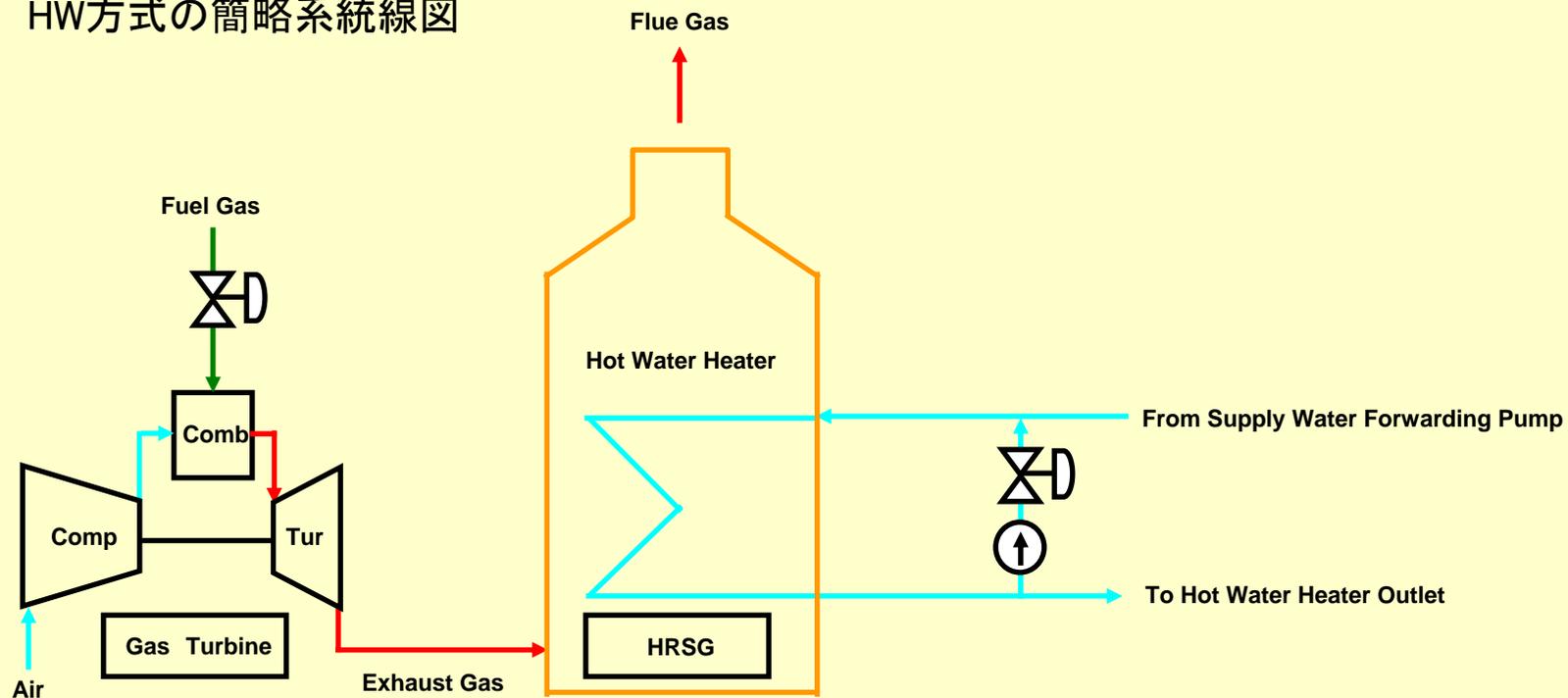


第2章 最適プラントシステムの検討

2.3 GT コージェネレーション・システムの基礎検討(7/9)

2.3.2 検討結果

(4) HW方式の簡略系統線図





第2章 最適プラントシステムの検討

2.3 GT コージェネレーション・システムの基礎検討(8/9)

2.3.2 検討結果

(5) 結果の概要

- 1) GT コージェネレーション・システムのプラント熱効率はHRSGのシステムによって大きな差(80%~90%)が生じる。
- 2) HRSGの伝熱面積*が大きいシステムのプラント熱効率が低いとは限らない。
- 3) 高圧蒸気だけを回収するHP Stm方式は、伝熱面積は最大となっているが、プラント熱効率は最低である。
- 4) 温水だけを回収するHW方式は、伝熱面積は最小(HP Stm方式の約50%)であるが、プラント熱効率は最高となっている。
- 5) 中圧を回収するIP Stm方式は、プラント熱効率は中間的な値となっているが、伝熱面積はHP Stm方式より小さくなっている。

* HRSGの伝熱面積はHRSGコストの支配的要因である。



第2章 最適プラントシステムの検討

2.3 GT コージェネレーション・システムの基礎検討(9/9)

2.3.2 検討結果

(6) まとめ

検討結果、GT コージェネレーション・システムの性能は、HRSGシステムによって大きな差があることが分かる。HP Stm方式、IP/LP Stm方式およびHW方式の3のGT コージェネレーション・システムと既設システムを結合したトータル・システムの熱バランスを検討し、性能、運用性、操作性、保守性等の観点から3の統合システムを比較検討し、最適トータル・システムを決定する。



第2章 最適プラントシステムの検討

2.4 最適プラントシステムの検討

2.4.1 最適GTCSシステムの検討(1/11)

新設するガスタービン・コジェネレーション・システム(GTCS)は、ガスタービン排熱から回収した熱を既設熱併給発電所で利用することで、高効率の発電を可能とする。ここでは、高圧蒸気、中圧蒸気、及び温水の3ケースのGTCSを既設システムと組み合わせた場合について、経済性を比較評価する。

(1) 検討条件

a) 一般条件

- ・ 既設の発電電力、温水供給量、及び蒸気供給量は、GTCS導入前後で変化しないものとする。
- ・ NEDOのGTCSがH-25(2007年式)ガスタービン(1台)に対し、JICAのGTCSは、納入時期の違いから最新式H-25型ガスタービン(2台)を想定する。
- ・ 年間運転日数は、既設設備は夏季に14日間の停止を見込み351日とする。GTCSは、NEDO、JICA共に既設と同じとする。夏季と冬季の運転時間は、既設プラント熱収支計算結果から計算される年間エネルギー供給量が2008年実績値と合致するように351日を割り振った時間とする。
- ・ プラント熱収支計算は、エネルギー供給量が季節により格差があることを考慮して、夏季(温水ボイラ停止)と冬季(温水ボイラ運転)に分けて検討する。
- ・ 大気温度は夏季25℃、冬季5℃とする。大気圧と湿度は年間を通してそれぞれ96.3kPa及び60%とする。
- ・ 使用燃料は、既設ボイラ、新設GTCS共に天然ガスを使用する。
- ・ 新設GTCSの発電電力は、他の発電所の老朽化した設備の負荷を下げたり、停止することによって調整され、ウズベキスタン国合計発電量はGTCS導入前後で変化しないものとする。
- ・ 経済性評価は、GTCS導入前後のウズベキスタン国全体での年間燃料使用量を現在価値に換算したもので評価する。



第2章 最適プラントシステムの検討

2.4 最適プラントシステムの検討

2.4.1 最適GTCSシステムの検討(2/11)

(1) 検討条件

b) 年間の発電電力、温水供給量、及び蒸気供給量

既設設備の発電電力、温水供給量、及び蒸気供給量は、下表に示す
2008年実績を想定する。

年間の発電電力量	139.4x10 ³ Gcal/year (162.1GWh/year)
年間の温水供給熱量	1623.0x10 ³ Gcal/year
年間の蒸気供給熱量	28.6x10 ³ Gcal/year
年間のエネルギー供給量合計	1791.0x10 ³ Gcal/year



第2章 最適プラントシステムの検討

2.4 最適プラントシステムの検討

2.4.1 最適GTCSシステムの検討(3/11)

(1) 検討条件

c) タシケント熱併給発電所での供給熱量

タシケント熱併給発電所が供給する熱量は、GTCS導入前後で変化せず、夏季及び冬季の供給熱量の内訳は以下の通りとする。

供給熱量	単位	夏季	冬季
蒸気	Gcal/h	1.7	9.1
温水	Gcal/h	73.4	389.9
合計	Gcal/h	75.1	399.0



第2章 最適プラントシステムの検討

2.4 最適プラントシステムの検討

2.4.1 最適GTCSシステムの検討(4/11)

(1) 検討条件

d) ガスタービン性能

25MW級ガスタービン2基を導入した場合とする。

型式 x 数量	単位	Hitachi H-25(最新型) x 2台	
		冬季	夏季
大気温度	°C	5.0	25.0
大気湿度	%	60	
大気圧力	mbar	963	
発電機出力	MW	30.7	27.3
燃料入熱	Gcal/h	75.6	70.2
排ガス温度	°C	561	573
空気流量	t/h	324.6	305.2
排ガス流量	t/h	331.2	311.3



第2章 最適プラントシステムの検討

2.4 最適プラントシステムの検討

2.4.1 最適GTCSシステムの検討(5/11)

(1) 検討条件

e) 排ガスボイラの性能

夏季と冬季の性能は以下の通りとする。

GTCS熱回収方式	-	高圧蒸気	中圧蒸気	温水	高圧蒸気	中圧蒸気	温水
季節	-	冬季			夏季(25℃)		
大気温度、湿度/圧力	-	5℃/60%/96.3kPa			25℃/60%/96.3kPa		
排ガス流量	t/h	331.2			311.3		
排ガス温度(入口)	℃	561			573		
排ガス温度(出口)	℃	177	140	90	176	139	90
回収熱量	Gcal/h	34.0	36.9	41.2	33.2	36.0	39.8



第2章 最適プラントシステムの検討

2.4 最適プラントシステムの検討

2.4.1 最適GTCSシステムの検討(6/11)

(1) 検討条件

f) 経済性評価条件

- ・ 天然ガス価格： 40USD/Gcal
ロシア国ガスプロム社の2008年欧州向け天然ガス価格水準326 US\$/1000m³ (40.0 US\$/Gcal) を使用する。
- ・ 現在価値評価条件;
 - 事業期間： 25年
 - 割引率： 12%
 - 年金現在価値係数： 7.84



第2章 最適プラントシステムの検討

2.4 最適プラントシステムの検討

2.4.1 最適GTCSシステムの検討(7/11)

(2) 熱収支計算結果

a) タシケント熱併給発電所での発電電力及び送電電力

		GTCS導入前		GTCS導入後 (高圧蒸気方式)		GTCS導入後 (中圧蒸気方式)	
		夏季	冬季	夏季	冬季	夏季	冬季
発電電力							
・既設蒸気タービン	MW	16.41	20.72	16.41	20.72	8.80	20.72
・NEDO-GTCS	MW	—	—	25.38	28.69	25.38	28.69
・JICA-GTCS	MW	—	—	52.69	61.47	42.91	61.48
・発電電力合計	MW	16.41	20.72	94.48	110.88	77.09	110.89
	MW	ベース	ベース	+78.1	+90.2	+60.7	+90.2
送電電力	MW	ベース	ベース	+69.5	+85.7	+54.0	+80.2
JICA-GTCS負荷率(*)	%	-	-	96.4	100	78.5	100

供給熱量が夏季は減少するので、JICA-GTCSの負荷率を下げ調整している。中圧蒸気方式の場合、既設受入れ熱量が少なく負荷率は78.5%となり、高圧蒸気方式の場合の96.4%と比較して著しく低下する。



第2章 最適プラントシステムの検討

2.4 最適プラントシステムの検討

2.4.1 最適GTCSシステムの検討(8/11)

(2) 熱収支計算結果

b) タシケント熱併給発電所での燃料消費量

燃料消費量	単位	GTCS導入前		GTCS導入後 (高圧蒸気方式)		GTCS導入後 (中圧蒸気方式)	
		夏季	冬季	夏季	冬季	夏季	冬季
既設蒸気ボイラ	Gcal/h	103.38	221.32	0.0	110.1	0.0	108.0
既設温水ボイラ	Gcal/h	-	254.63	0.0	254.6	-	254.6
NEDO-GTCS	Gcal/h	-	-	71.7	77.5	71.7	77.5
JICA-GTCS	Gcal/h	-	-	135.4	151.2	108.8	151.2
燃料消費量合計	Gcal/h	103.4	475.9	207.1	593.4	180.4	591.2
	Gcal/h	ベース	ベース	+ 103.7	+117.5	+77.1	+115.3



第2章 最適プラントシステムの検討

2.4 最適プラントシステムの検討

2.4.1 最適GTCSシステムの検討(9/11)

(2) 熱収支計算結果

c) 他の発電所での送電電力と燃料消費量

タシケント熱供給発電所でのGTCS導入による送電電力増加分は、ウズベキスタン国内の他の発電所の電力量と、発電に要していた燃料を節約できる。

他の発電所	単位	GTCS導入前		GTCS導入後 (高圧蒸気方式)		GTCS導入後 (中圧蒸気方式)	
		夏季	冬季	夏季	冬季	夏季	冬季
	-	base	base	-69.5	-80.2	-54.0	-80.2
送電端電力	MW	base	base	-69.5	-80.2	-54.0	-80.2
燃料消費量	Gcal/h	base	base	-194.0	-224.1	-150.8	-224.1

備考: 送電端電力は、タシケント熱供給発電所での増加分である。燃料消費量は、ウズベキスタン国発電所の2008年実績送電端効率30.8%を使用して算出している。

d) GTCS導入による燃料消費量削減効果

ウズベキスタン国全体で供給熱量と電力量を変化させない場合、燃料消費量はGTCS導入によって以下の通り削減される。

	単位	GTCS導入前		GTCS導入後 (高圧蒸気方式)		GTCS導入後 (中圧蒸気方式)	
		夏季	冬季	夏季	冬季	夏季	冬季
燃料消費量	Gcal/h	base	base	-103.1	-121.7	-70.6	-123.9



第2章 最適プラントシステムの検討

2.4 最適プラントシステムの検討

2.4.1 最適GTCSシステムの検討(10/11)

(3) GTCS導入による燃料消費量低減の現在価値

GTCS導入による燃料消費量低減分を現在価値として評価すると、高圧蒸気方式と中圧蒸気方式でそれぞれ255百万ドルと230百万ドル現状より有利である。また、高圧蒸気方式は、中圧蒸気方式より、25百万ドル有利である。

	単位	GTCS導入前		GTCS導入後 (高圧蒸気方式)		GTCS導入後 (中圧蒸気方式)	
		夏季	冬季	夏季	冬季	夏季	冬季
	-	夏季	冬季	夏季	冬季	夏季	冬季
燃料消費量	Gcal/h	base	base	-90.3	-106.6	-73.7	-108.8
年間運転日数(*)	Day/year	219	132	219	132	219	132
年間燃料消費量	10 ³ Gcal/year	base	base	-475	-338	-387	-345
	10 ³ Gcal/year	base		-812		-732	
天然ガス単価	USD/Gcal	40		40		40	
年間燃料代	百万USD/year	base		-32.5		-29.3	
現在価値係数(**)	-	7.84		7.84		7.84	
燃料代現在価値	百万USD	Base (+210)		-255 (base)		-230 (+25)	

(*)： 年間運転日数は、既設設備の4月と9月各7日間停止するとしてするとして351日とし、GTCSはNEDO、JICA共に既設と同じとしている。夏季と冬季の運転日数は、年間の熱出力合計(Gcal/year)が2008年実績と一致するように割り振った。

(**)： 現在価値係数は、事業期間25年、割引率12%として7.84としている。



第2章 最適プラントシステムの検討

2.4 最適プラントシステムの検討

2.4.1 最適GTCSシステムの検討(11/11)

(4) GTCS熱回収方式の経済性比較結果

- GTCS導入によって、他の効率の低い既設火力発電所で消費されていた天然ガスの焚き減らしを行うことができる。現在価値法で25年間の燃料費を評価すると高圧蒸気方式と中圧蒸気方式ではそれぞれ255百万USDと230百万USDの低減となる。したがって、高圧蒸気方式GTCSは、中圧蒸気方式に比べて、25年間で25百万USDの燃料代をさらに低減できる。
- 排ガス熱回収ボイラの建設費は高圧蒸気方式の場合10百万USD前後であるため、中圧蒸気方式や温水方式の採用による建設費の削減は多くても数百万USD程度である。
- したがって、中圧蒸気方式や温水方式の採用による建設費の削減量は燃料費削減差25百万USDと比較してかなり小さいため高圧蒸気方式の方が経済的である。
- 技術的観点からは高圧蒸気方式GTCSは、中圧蒸気方式や温水方式に比べて
 - i) GTCS用の脱気器が必要でない。
 - ii) 補給水設備が要らない。
 - iii) 給水ポンプが要らない。など設備構成がシンプルで、運用性、補修性の面からも優れている。

(5) 結論

既設蒸気タービンと組み合わせたトータルシステムとしてタシケント熱供給発電所で採用する最適GTCSは高圧蒸気方式である。



第2章 最適プラントシステムの検討

2.4 最適プラントシステムの検討

2.4.2 電気設備の基本仕様

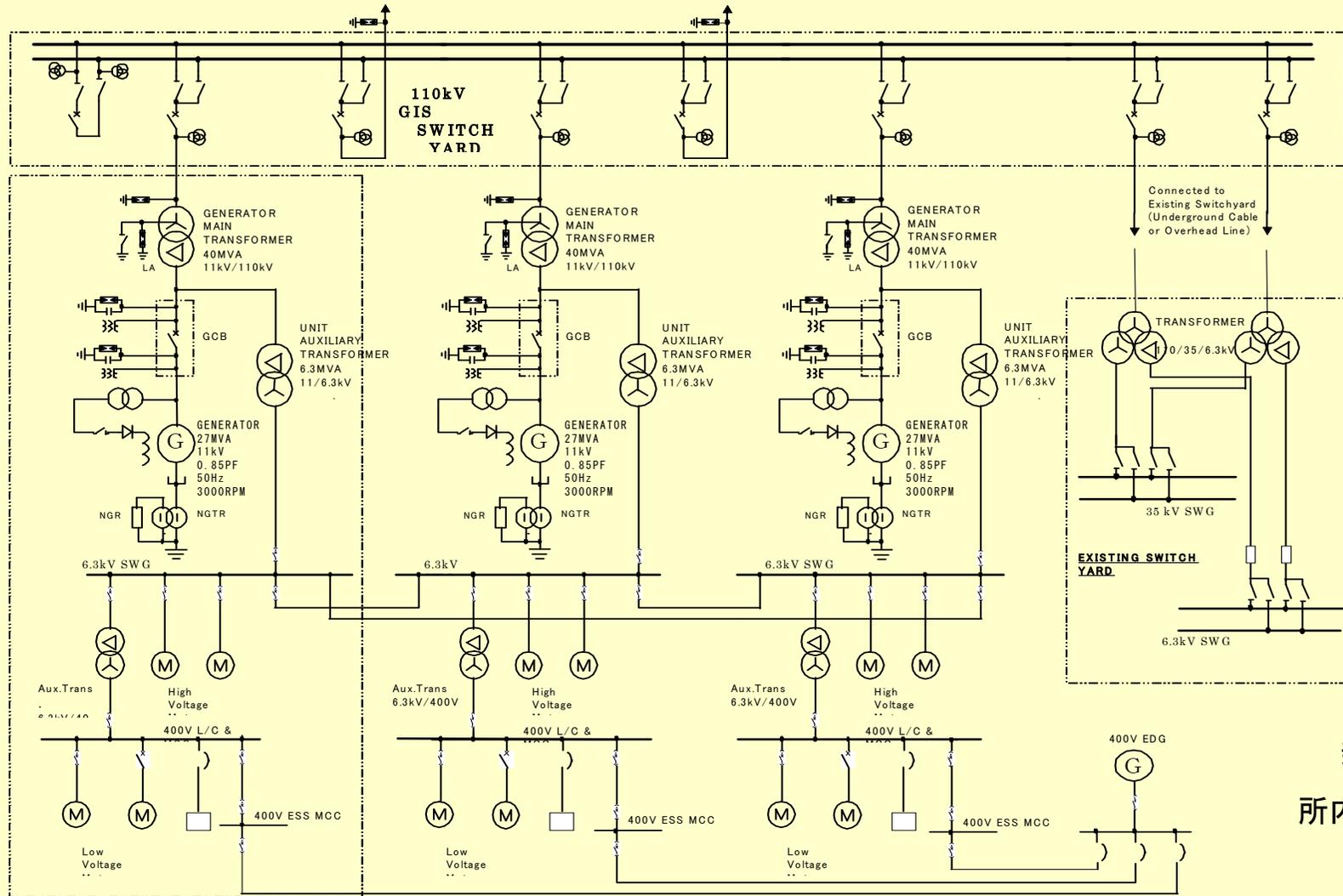
(1) 基本事項

- 発電機励磁装置はブラシレス静止型タイプとする。
- 新プランと主変圧器2次側から、構内スイッチヤードまでの接続はケーブル埋設トレンチタイプとする。
- 発電機端子電圧既設は6.3kVであるが、11kVとする。所内変圧器を設置し、所内電源を供給する。
- 開閉所高圧遮断器は複合型SF₆ガス遮断器を設置する。
- 中央操作室には発電機自動同期システムを導入する。
- 熱併給プラント全体の制御特性・操作性を十分考慮し、CRTオペレーション可能な最新制御システムを導入する。
- 事故時・熱併給発電所全停時に備えて非常用ディーゼル発電設備を設置する。
- 発電所通信設備全般にわたり、基本設計を考慮して設備を新設・改修する。

(次ページ 新設プラント所内電源回路単線結線図参照)



第2章 最適プラントシステムの検討



新設プラント
所内単線結線図



第2章 最適プラントシステムの検討

2.4 最適プラントシステムの検討

2.4.2 電気設備の基本仕様

(2) 発電機・励磁装置

発電機は容量27MVA × 2, 50Hz, 力率0.8, 端子電圧11kV, 空気冷却型とし、励磁装置は構造が簡単なブラシレスサイリスタ励磁装置を採用する。励磁システムは、精度、安定度、速応性に優れ、装置も小型軽量となり、安価で保守も容易である。

(3) 変圧器

・ 主変圧器

発電所の構内敷地は大変限られた狭いスペースであり、基本的に各ユニット共、発電プラント建屋の南側に近接して配置する。発電機と主変圧器間、所内変圧器間には相分離母線で接続されるので二次側引出しを考慮して適正な配置としなければならない。

都市型熱併給発電所であることを考慮し、油入変圧器にはメンテナンス時に取り外し可能な構造の防火壁を設けるのが一般的である。また、状況によっては防音壁・防油堤などの設置を考慮する。

- ・ タシケント熱併給発電所では定期的に変圧器の絶縁油をサンプルし、ガス分析をして絶縁劣化状態を把握しているが、近年劣化診断を行う連続油中ガス分析測定システムによって機器のわずかな異常兆候も、早期に発見可能なリアルタイムに変圧器の運転状態を監視する連続監視システムが普及しており、これらのシステムを採用する。



第2章 最適プラントシステムの検討

2.4 最適プラントシステムの検討

2.4.2 電気設備の基本仕様

(4) 相分離母線

一般的にソ連製の旧式プラントでは発電機出口から主変圧器の一次側主回路はケーブル接続が主流である。電圧11kV、通電電流・短絡電流を考慮し、機械的・電氣的性能に優れた相分離母線を使用する。コスト面から考慮すれば一次側主回路にはケーブルで接続する選択肢もあるが、長期的設備信頼度・安全性から相分離母線の採用を推奨する。

(5) 高圧スイッチギア・P/C、C/Cブレーカー

発電所所内電源は、電圧クラスにより高圧6kV級メタルクラッド型配電盤(通称メタクラ:M/C)と、低圧400V級パワーセンター(P/C:別名ロードセンター:L/C)およびコントロールセンター(C/C)で構成する。閉鎖配電盤の構成要素は、遮断器・保護継電器・計器用変成器・母線などの主回路構成機器・計器・表示灯・補助継電器・操作スイッチ等の制御回路部品と、母線支持碍子・扉・シャッターなどの部品で構成する。

(6) 高圧電動機

タシメント熱併給発電所では、主に3相誘導電動機を使用し、電圧によって高圧電動機(6.3kV)、低圧電動機(400V・220V)に区分し、また据付状態(立型、横型)、巻線種別(かご型、巻線型)、等々、用途によって様々な形式がある。速度調整・起動トルク特性などで特殊な性能を要求される天井走行クレーン等は巻線型が使用される以外、一般的にはかご型を使用する。尚、電動機の保護は ①過負荷保護 ②短絡保護 ③地絡保護が必要となる。



第2章 最適プラントシステムの検討

2.4 最適プラントシステムの検討

2.4.2 電気設備の基本仕様

(7) 発電機・変圧器保護リレー

保護リレーはプラントの保護に即応できる機器保護・電力系統保護の面から各リレーの性能向上が要求される。したがって、新設プラント設備では半導体を使用した設置スペースも大幅に縮小できる静止型とし、十分な信頼度・特性性能が十分なシステムをリレー室に導入する。

(8) 直流UPSシステム

UPSシステムは一般制御用使用するほか、運転中に所内電源全停事故が発生した場合、ユニットを安全に停止し、補完するために重要な設備である。充電器の交流電源は、非常用発電機により給電されるコントロールセンターに接続する。UPSの基本部分は、「コンバータ」、「インバータ」、「蓄電池」、「無瞬断切換スイッチ」から構成する。充電器の故障や点検等を考慮して、充電器は2系統として、片側系統が停止した場合でもバッテリーに充電可能な系統とする。

(9) 非常用ディーゼル発電機

タシケント熱供給発電所が系統事故または所内電源事故等により全停止した場合に、① ユニットの安全停止 ② 停電中の保安用電源確保 ③ 再受電後の早期起動準備発電機容量の選定に当たっては対象負荷の総量を算出し発電機容量を決定する。またエンジン容量についても負荷容量をベースに決定するものとする。



第2章 最適プラントシステムの検討

2.4 最適プラントシステムの検討

2.4.2 電気設備の基本仕様

(10) 熱併給発電所の制御システム

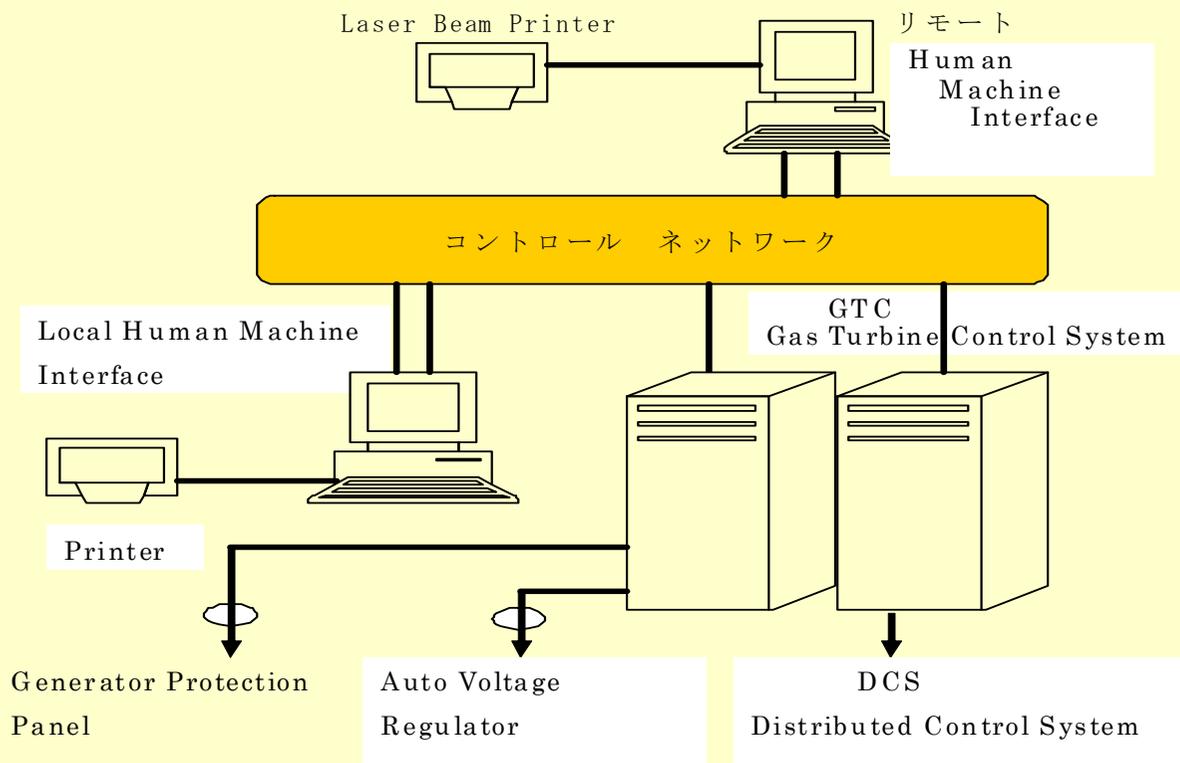
- ・ 発電プラントにおける制御設備は、電力の安定供給、高効率、高運用性、環境保全など広範囲にわたる性能が要求される。このため、プラントの監視・操作はより高度な運転管理が可能なマンマシンコミュニケーションが要求される。タシケント熱併給発電所の新規設備ではこれ等の要求に適合したデジタル計装制御システムを導入する。
- ・ 新設プラントの制御システムの基本は、電力、蒸気、温水の安定供給・予防保全の見地から保守性・操作性・信頼性の高い最新の情報制御技術の導入、また、経済性の観点からコストミニマム化を考慮したケーブル工事、制御装置の合理化を図ることが基本的コンセプトである。
- ・ 自己診断、オンライン保守、冗長化などの機能を充実させたデジタル制御装置を分散配置し、計算機をトップに効果的にこれ等を統括し、また、プラントの情報は運転管理に必要な情報に集約して中央のオペレーター監視デスクでタシケント熱併給発電プラント全体が集中管理できるようなシステム構成を基本とする。

(次ページ タシケント熱併給発電所基本制御システム構成図参照)



第2章 最適プラントシステムの検討

タシケント熱併給発電所基本制御システム構成





第2章 最適プラントシステムの検討

2.4 最適プラントシステムの検討

2.4.2 電気設備の基本仕様

(11) 通信設備

- ・ 系統保護、系統運用、設備管理のための情報を発電所、変電所、ウズベクエネルギー、給電指令所などの事業所相互間で伝達するための設備と、所内での各部所間の電話、プラント現場と中央操作室間の構内拡声、現場との通話連絡装置（ページングシステム）を設置する。
- ・ ウズベクエネルギー—タシケント熱併給発電所—YUKSAK変電所間の通信回線に光ファイバーケーブルを使用した通信システムに更新し、確実な給電指令の構築によって技術信頼度の向上を図る。
- ・ 将来的な電力通信システムとしては、通信ケーブルによる有線設備、マイクロ波による多重無線設備と併用したシステム信頼度の高い設備近代化を図ることを推奨する。

(12) 照明設備

所内コントロールセンターから照明用主電源を供給する。共通コントロールセンターからは、非常灯電源設備、航空障害灯、構内通路照明（低圧ナトリウム電灯）、事務所建屋、各現場機器設備・通路作業灯等々を設置する。尚一部の照明設備は自動ON/OFFとし、また、省電力の観点から一部ソーラー電源供給タイプを考慮する。タシケント国際空港からも比較的近いことから航空障害灯設置は重要である。



第3章 電力系統解析

- 3.1 基本的な技術基準
- 3.2 検討断面
- 3.3 模擬系統
- 3.4 計算プログラム
- 3.5 電力潮流・電圧解析
 - 3.5.1 仮定条件
 - 3.5.2 解析結果
- 3.6 短地絡電流解析
 - 3.6.1 解析結果
- 3.7 結論と提言



第3章 電力系統解析

目的

- NEDO事業設備を含めたガスタービンコージェネレーション設備(以下、GTCS)3台導入による既設110kV電力系統への影響を潮流・電圧・事故電流の観点から確認

3.1 基本的な技術基準

- 潮流
 - 単一設備事故(N-1)時には、事故復旧操作の後20分以内に健全状態に復帰すること。
 - 回線数が2回線以上の区間における1回線事故時において、残回線の潮流は、周囲温度によって決まる許容潮流の120%以内。
- 電圧維持基準
 - 設備健全運用時
 - ✓ 系統電圧±10%(変電所母線)、系統電圧±5%(発電所母線)
 - 異常時
 - ✓ 系統電圧+10%(変圧器)、系統電圧+15%(開閉器)



第3章 電力系統解析

3.1 基本的な技術基準(続き)

- 事故電流
 - 許容事故電流最大値: 40kA (220kV)、30kA (110kV)
- 信頼度基準
 - N-1基準
- 送電線、変圧器、発電機
 - 送電容量(周囲温度40°Cを仮定)

電線線種	許容電流* (通常時)	許容電流* (緊急時)	定格送電容量 (通常時)	定格送電容量 (緊急時)
AC-150	364A	436A	69MVA	83MVA
AC-185	417A	499A	79MVA	95MVA

- 送電線、変圧器、発電機のインピーダンス
 - ✓ SAESP提供データによる
- 周波数維持基準
 - 設備健全運用時: 50±0.2Hz
 - 異常時: 50±0.4Hz



第3章 電力系統解析

3.2 検討断面

- 2012年断面
 - 本来、本事業運転開始が想定される2015年断面の系統の模擬が望ましいが、NEDO事業設備運転開始予定年度の2012年断面以降の将来計画の正確なデータが入手出来なかったことによる。
- 潮流様相の異なる夏・冬ピーク時、及び夏・冬軽負荷時の4断面

3.3 模擬系統

- 既設タシケント熱併給発電所～220kV/110kV Yuksak変電所間110kV送電線4.2km
- 織物コンビナート供給用110kV送電線(亘長0.55km)
- Yuksak変電所の110kV母線より背後の系統については、1機無限大母線と仮定(スラック母線:Yuksak変電所110kV母線)

3.4 計算プログラム

- 系統解析ソフトウェア「PSS/E (Power System Simulator for Engineering) ver.31
 - Siemens Power Technologies International (Siemens PTI(米国))社製



第3章 電力系統解析

3.5 電力潮流・電圧解析

3.5.1 仮定条件

- 軽負荷時、既設タシメント熱併給発電所から空港方面へ向かう負荷がピーク負荷の50%と仮定
- 夏・冬ピーク時のYuksak変電所110kV母線電圧は、SAESP提供の潮流計算結果における母線電圧に設定
- 軽負荷時のYuksak変電所110kV母線電圧は、許容最高電圧に等しい121kV (1.10p.u)に設定
- 検討対象N-1事故(残回線潮流への影響が大きいもの)
 - ✓ 新設開閉所への分岐鉄塔～新設開閉所母線間の1回線事故
 - ✓ 新設開閉所への分岐鉄塔～織物コンビナートへの分岐鉄塔間の1回線事故



第3章 電力系統解析

3.5 電力潮流・電圧解析

3.5.2 解析結果

- 夏・冬ピーク時
 - ✓ 設備健全時、N-1事故時共に送電線過負荷、電圧異常は生じない (AC-185)
- 夏・冬軽負荷時
 - ✓ 送電線の過負荷は発生しない (AC-185)
 - ✓ 織物コンビナートの変電所110kV母線、既設タシケント熱併給発電所110kV母線、及び新設開閉所110kV母線の全てで異常電圧(1.10pu以上)
 - ✓ GTCS 3台及び既設タシケント熱併給発電所発電機の端子電圧を最大限(1.05pu)まで上昇させても、GTCS 3台が進相運転



第3章 電力系統解析

3.6 短地絡電流解析

3相短絡及び1線地絡事故電流の計算実施

3.6.1 解析結果

- ✓ Yuksak変電所、織物コンビナート変電所、既設タシケント熱併給発電所110kV母線、新設開閉所110kV母線における3相短絡電流値及び1線地絡電流値は、110kV用機器の定格容量の30kA未滿を満足。

発電所名	3相短絡電流 (A)		増減 (A)	1線地絡電流 (A)		増減 (A)
	GTCS無し	GTCS有り		GTCS無し	GTCS有り	
Yuksak	20,282	23,392	3,110	20,427	23,384	2,957
Textile	16,403	19,366	2,963	14,303	16,937	2,634
Tashkent CHP Plant (existing)	13,692	19,112	5,420	11,437	17,438	6,001
New switching station	N/A	20,005	N/A	N/A	18,275	N/A



第3章 電力系統解析

3.7 結論と提言

- GTCS 3台が接続される既設110kV送電線の使用電線(AC-185)の送電容量(79MVA(健全時)、95MVA(異常時))は十分である。
- 夏・冬軽負荷時(Yuksak変電所110kV母線電圧が許容最高電圧121kVまで上昇すると仮定した場合)
 - ✓ 夏・冬の軽負荷時にはGTCS出力の抑制について検討が必要
 - ✓ NEDO事業及び本事業設備の各発電機の運用方法について検討が必要
 - ✓ 変電所母線電圧抑制の為の並列リアクトル導入による無効電力制御
或いは変圧器タップ調整の検討が必要



第4章 EIA作成支援調査

4.1 大気質、水質、騒音等の現状

4.1.1 大気質の現状

4.1.2 水質の現状

4.1.3 騒音の現状

4.2 大気質及び騒音予測結果

4.2.1 大気質予測結果

4.2.2 騒音予測結果

4.3 EIAに記載項目の選定

4.4 工事中・供用時の影響に対する緩和策とモニタリング計画

4.4.1 工事中・供用時の影響に対する緩和策

4.4.2 工事中・供用時の影響に対するモニタリング計画

4.5 EIAの実施時期

4.6 ドラフト版EIA報告書



第4章 EIA作成支援調査

4.1 大気質、水質、騒音等の現状

4.1.1 大気質の現状

ウズベキスタン共和国(以下「ウ」国)では、大気質の状況については、一般環境中の大気質のモニタリングを、水象・気象院(Uzgidromet : Uzbek Hydrometeorological Institution)が、国家自然保護委員会のもとで実際の測定を行っている。

タシケント熱併給所(TashTEZ)の最寄の監視局の2006年～2008年の測定結果によれば、本事業により発生する二酸化窒素(NO₂)は、年間の平均値では0.05～0.06 mg/m³、各年の最大では0.24～0.37 mg/m³の濃度となっている。

各年の最大値はいずれの年も「ウ」国の最大許容濃度(MAC)0.085 mg/m³を超えており、最大値は3.4倍の高い値となっている。

また、年間の平均値で見るとIFCのEnvironmental, Health and Safety General Guidelines (2006)で国際的な基準として引用されている世界保健機構(WHO)の基準値0.04 mg/m³を超えており、タシケント熱併給所周辺の二酸化窒素の汚染レベルは高いものと推察される。



第4章 EIA作成支援調査

4.1.2 水質の現状

TashTEZの排水2箇所及び流入する河川の上流側及び下流側の2箇所で、水質のモニタリングが定期的に行われている。

TashTEZから入手した2008年における測定結果によれば、排水が流入している河川は濁り、窒素及び燐等は既にかかなり汚染されており、排水中の濃度よりも高くなっている。

このため、排水の上流側に比べ、排水の下流側では排水の希釈効果による逆に濃度が低くなっている現象がみられる。

4.1.3 騒音の現状

TashTEZでは所内及び周辺での騒音の測定は行われていないことが確認された。このため、現地調査時に簡易騒音計を用いて、本事業のガスタービン増設予定地4箇所で昼間に騒音レベルの測定を行った。

騒音レベルの測定結果によれば、ガスタービンの増設予定地では、既設設備が稼働している北側以外は、概ね45dB(A)～57dB(A)であり、「ウ」国の住居地域の基準を準用してもほぼ問題ない、静穏な状況である。



第4章 EIA作成支援調査

4.2 大気質及び騒音予測結果

4.2.1 大気質予測結果

本事業のガスタービン2台のほかNEDO事業の1台増設も含めた、排ガスの影響については、現状と比較して将来改善されるよう、既設の蒸気ボイラー3台(2~4号)を廃止する計画を基本として検討が行われている。

これらの検討では下記のケースについて、拡散シミュレーションモデルによる寄与濃度の予測を行っている。

- ・現状の既設設備の稼働による寄与濃度
- ・増設設備3台の稼働による寄与濃度
- ・将来設備(2~4号ボイラーを除く既設設備+増設設備)の稼働による寄与濃度

二酸化窒素の予測結果によれば、現状の既設設備の排ガスによる寄与濃度は、 $0.060\text{mg}/\text{m}^3$ (0.71MAC)であり、増設設備の寄与濃度は $0.010\text{ mg}/\text{m}^3$ (0.12MAC)、将来設備の寄与濃度は $0.043\text{ mg}/\text{m}^3$ (0.51MAC)である。

既設の2~4号ボイラーを廃止することで大気質の改善に寄与している。

ただし、この大気質の予測では、計算に必要なデータをインターネットで入手しているため、一部排出ガスの速度が、一般的なガスタービンによる発電設備に比べかなり遅い値で設定されていることなど、今後データをより実態に即した適切なものにする必要があり、シミュレーションのやり直しの必要があると思われる。

シミュレーションのやり直しについては、JICAからTashTEZに、正式な依頼レターが必要であり、また、調査団から排ガスの諸元データを供与することがTEPより依頼されている。



第4章 EIA作成支援調査

4.2.2 騒音予測結果

本事業のガスタービン2台のほかNEDO事業の1台増設も含めた3台による騒音予測をシミュレーションモデルにより実施している。

それによれば、騒音レベルは住宅地域では、30dB(A)未満と、環境基準値を十分下回っており、影響は無視できるレベルである。

ただし、大気質と同様に、騒音の予測についても計算に必要なデータはインターネットで入手しているため、本事業でタシケント熱併給所の南側に隣接するアパート側に設置が予定されているガスコンプレッサーによる騒音の影響が検討されていないなど、今後データをより実態に即した適切なものにする必要があり、シミュレーションのやり直しの必要があると思われる。

シミュレーションのやり直しについては、JICAからTashTEZIに、正式な依頼レターが必要であり、また、調査団から騒音源の諸元データを供与することがTEPより依頼されている。



第4章 EIA作成支援調査

4.3 EIAに記載項目の選定

本調査で作成することを想定していた、環境影響評価報告書(EIS)については、既に2009年7月2日に国家自然保護委員会(Goskomprirody)にそのドラフト版が提出され、特に追加の調査やシミュレーションの必要性はなく、Goskomprirodyから2009年8月25日に承認を受けていることが確認された。

EISはNEDO事業の影響も含めた検討が行われ、既存の蒸気ボイラーのうち、2～4号機を廃止する代替りとして承認されている。当初は2,3号だけの廃止条件で調整していたが最終的には2～4号の廃止条件でEISを提出。これにより、計画段階の環境影響評価の手続きは終了している。

9月に行われた現地調査での国家自然保護委員会との協議内容を参考として下記に示す。

EISに記載されている内容について、今後JICAガイドライン、JBICのガイドライン・チェックリストやIFCのガイドラインと整合性や設備計画や排出諸元の検討により、今後、必要に応じて前述した追加予測のほか緩和策、モニタリング等の記載内容の修正、追加を行いEISの改訂版を作成し、次の調査でEIS改訂版の承認という法的な取り扱いについて協議・確認することとなった。



第4章 EIA作成支援調査

入手したEISの内容は下表のとおりであり、本事業の事業特性及び環境影響を勘案すると、大気質、騒音の影響等、基本的な項目については記載されているが、JBICのチェックリストと比較してまったく記載されていない項目として工事中の緩和策や工事中及び運転中のモニタリング計画があげられる。これらについてはEISの改訂版として追加する必要があり、前述した大気質、騒音の追加予測を含めて次回の調査前にJICAからTashTEZにその旨正式な依頼レターが必要である。

目次	主な記載事項
前書き	・プロジェクトの背景・必要性
1章地域の自然環境の特性	・物理的・地理的気候条件／・既存の環境汚染源／・大気質の状況／・河川／・土壌及び地下水／・植生／・騒音の状況／・住民の健康状況／・環境の状況の評価
2章社会／経済的側面	・電気と熱の安定供給／・技術者の養成
3章環境分析によるプロジェクトの決定	・発電設備／・火災防止設備／・排ガス諸元(排ガス量・温度・速度、窒素酸化物濃度等)／・燃料消費量／・水利用
4章設計決定の代替案改良分析	・太陽光発電の実施状況／・燃料消費・環境汚染・温室効果ガスの削減
5章境影響評価	・大気質／・水質／・騒音
6章緊急時の環境影響評価	・自動制御によるリスクの低減
7章天然資源の利用の影響評価	・土地利用／・水利用／・ガス利用量
8章環境への影響緩和策及び提案	・大気質への影響の削減／・河川の水質への影響は変化なし／・自動制御システムによる危険性の低減
結論及び勧告	・影響は現状に比べ低減



第4章 EIA作成支援調査

4.4 工事中・供用時の影響に対する緩和策とモニタリング計画

4.4.1 工事中・供用時の影響に対する緩和策

1) 工事中の影響に対する緩和策

建設工事に当たっては、タシケント熱供給所は、建設事業の内容を十分考慮し、必要な緩和策について、建設事業者に十分理解させ、実施する必要がある。このため、所長は、必要な組織を形成する。

特に、工事中は作業員の流入や工事車両の数も多く、周辺地域のコミュニティーへ工事内容、工事スケジュール、保全対策を十分説明し、住民の意見を把握して、必要な対策を随時変更する。

建設工事中の主な環境影響は以下のとおりである。

- ・作業員の流入、工事用車両の増加
- ・土砂粉塵の飛散や工事用車両・機械からの排ガス
- ・工事用車両・機械からの騒音の発生

これらの緩和策については、今後建設事業者との間で十分協議して計画する。実施した内容の確認や更なる対策を検討するため、建設事業者から実施状況について、報告書を用いた報告のスケジュールを策定する。

工事中の主な緩和策(推奨案)は次表に示すとおりである。



第4章 EIA作成支援調査

要素	潜在的な影響	計画すべき環境保全措置(推奨案)
作業員の流入 工事用機材の搬入	安全・事故防止・陸上交通	<ul style="list-style-type: none">・通学時間帯の運行の回避・通学路や住宅地での減速・交通規則の点検、標識の設置、安全運転教育・安全プログラム(道路標識、速度制限、トラックの点灯、積載制限、装備の点検(ブレーキ、クラクションなど))の実施。
	騒音の発生	<ul style="list-style-type: none">・夜間の通行の禁止
	車両からの排ガスや土砂粉塵の飛散	<ul style="list-style-type: none">・定期的な点検や維持管理の実施・法規制に基づく車両排ガス濃度の定期的な確認・作業待ち時間のエンジンの停止・飛散防止のためのカバー、定期的な洗車・定期的な周辺道路の洗浄
掘削工事および建設機械稼働	機械からの排ガスや土砂粉塵の飛散	<ul style="list-style-type: none">・土砂堆積場等への定期的な散水
	騒音の発生	<ul style="list-style-type: none">・原則として作業は昼間のみ・低騒音型の機械の採用(消音器、マフラー等)
	労働安全衛生	<ul style="list-style-type: none">・安全管理計画の策定規定の策定・労働者の長時間に渡る騒音曝露の規制・個人用保護具(PPE)の使用
	建設廃棄物の発生	<ul style="list-style-type: none">・削減、再利用、リサイクルを含む廃棄物管理プログラム・汚染物質投棄の禁止・種類ごとに適切な分別し、決められた処分場への処分



第4章 EIA作成支援調査

2) 供用時の影響に対する緩和策

タシケント熱併給所は発電所に、必要な組織を形成し、緩和策としての環境管理計画を策定し実施する責任がある。

運転中の周辺地域の住民からの苦情等についても把握・対応する組織とし、住民の意見を把握して、必要な対策を行う。

地域のコミュニティと連携することを基本とし、発電所での十分な環境管理方法等の説明は重要であり、将来的には住民や学校児童の発電所見学等も有用である。

運転中の主な環境影響は以下のとおりである。

- ・排ガスの発生
- ・運転機械からの騒音の発生

環境管理計画を確実に実施するために環境管理者が上記の組織を管理しなければならない。また、環境管理者は、発電所の建設から運転中も含めてすべての段階で環境管理計画や後述する環境モニタリングの計画や実施した内容について、併給所所長に報告し、所長が最終的にこれらに責任を持つことになる。

環境管理者は、運転開始前にまでに環境管理の内容を職員に教育し、運転中もチェックを行いながら、再教育を行う必要がある。

また、周辺住民等との対応や環境自然保護委員会等関連機関へ、環境管理、環境モニタリングおよび訓練状況についても、あわせて環境管理者が責任をもって報告を行う。

供用時の主な緩和策(推奨案)は次表に示すとおりである。



第4章 EIA作成支援調査

要素	潜在的な影響	計画すべき環境保全措置(推奨案)
発電	排ガスの発生	<ul style="list-style-type: none">・天然ガスの使用・完全燃焼によるCO,SPMの抑制・高煙突の採用・速い排出ガス速度・建屋等と煙突の気象条件を考慮した配置・排ガス連続監視装置の設置・低NO_x燃焼器の採用
	騒音・振動の発生	<ul style="list-style-type: none">・発電所周囲への樹木帯および防音壁の設置・低騒音型の機器の採用、防音カバーの設置・低振動型の機器の採用、基礎を強固とする・定期的な維持管理・発電施設やタービンなど高騒音の労働者による耳覆い、耳栓など聴力保護材の使用
	安全・事故	<ul style="list-style-type: none">・ガスの漏洩防止管理計画の策定し、防止機器を漏洩危機管理計画の一環として整備する。・固定式防火設備、消火栓、消火器、火事脱出口、火災報知機、防火区画設備、非常口などの設置・安全規定の策定



第4章 EIA作成支援調査

4.4.2 工事中・供用時の影響に対するモニタリング計画

工事中および運転中のモニタリング計画(推奨案)は下表のとおりである。

区分	項目	パラメーター	場所、頻度
工事中	大気質	SPM NO _x (NO, NO ₂)	既存の監視場所・頻度
	騒音	騒音レベル	タシケント熱併給所境界 近隣住居地域 (最も工事量が大きくなる時期)
供用時	排ガス	NO _x (NO, NO ₂)	煙道(連続監視)
	大気質	NO _x (NO, NO ₂)	既存の監視場所・頻度
	騒音	騒音レベル	タシケント熱併給所境界 近隣住居地域 (年2回程度)



第4章 EIA作成支援調査

4.5 EIAの実施時期

住民説明会は、今後行うこととし、行うべき内容と概略スケジュールについて協議・確認した。

ほぼ1カ月で説明会の開催の周知、EISの内容の縦覧・周知等を行い、説明会の実施、実施後の意見の把握及び意見内容等の関係機関及び住民への報告といった内容が終了することである。前述したEISの改訂の内容を住民に説明する必要がある、この内容が固まった段階で、行う必要がある。

今後、現地調査でEISの改訂及び追加シミュレーション内容や説明会の実施方法、スケジュールを協議・調整する。



現時点では概ね下表に示す内容及びスケジュールを想定している。

なお、説明会へはスケジュール的に調査団は参加できないが、JICAが参加する場合には、TashTEZにメール等で連絡する必要がある。

区分	実施内容	必要日数	スケジュール
1	EISの改訂内容、追加シミュレーションの協議・確定(現地調査時)	5日間	2009年10月下旬
2	EISの改訂報告書作成、「ウ」国におけるEISの改訂手続き	1.5ヶ月	2009年11月
3	地方自治体、地域住民、地域自治会に対する説明会の実施	1週間	2009年12月中旬～ 2010年1月中旬
4	EIS要約版の作成および関係者への配布、発電所及び地域自治会でのEISの縦覧	1週間	
5	環境影響評価説明会の実施	-	
6	地域住民アンケートの実施と結果集約・分析	1週間	
7	関係機関への報告	1週間	



第4章 EIA作成支援調査

4.6 ドラフト版EIA報告書

改訂EISとして現在想定している内容は、現時点でのEISの内容の8章環境緩和策について、工事中と供用時に分けて、前述したような緩和策の内容を記載することを想定している。

また、9章として、新たに環境モニタリング計画の章を追加し、同様に前述したようなモニタリング計画の内容を記載することを想定している。

今後、現地調査でEISの改訂内容をTashTEZ、TEP及び国家自然保護委員会等と協議・調整して方針を確定する。