

国際協力事業団

カンボディア王国
鉦山エネルギー省 (MIME)
カンボディア電力公社 (EDC)

カンボディア王国

シアヌークヴィル・コンバインドサイクル
発電開発計画調査

最終報告書

(要約版)

2002年1月

株式会社 ニュージェック

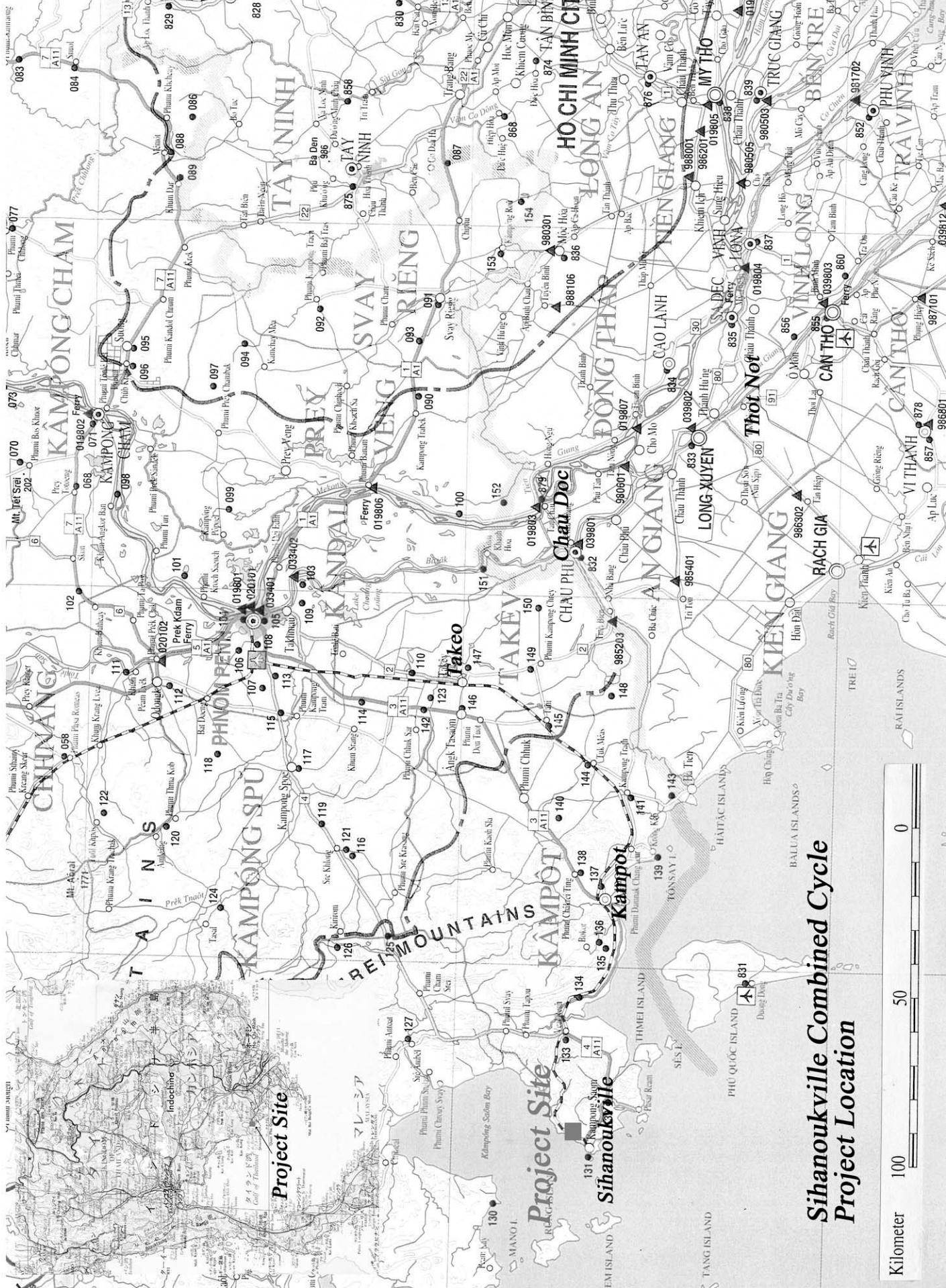
鉦調資

J R

02-007



180 MW Sihanoukville Combined Cycle Power Plant



Project Site

Project Site
Sihanoukville

Sihanoukville Combined Cycle Project Location





180 MW Sihanoukville Combined Cycle Power Plant Site

Abbreviations and Definitions

ADB	:	Asian Development Bank
CIF	:	Cost, Insurance and Freight
CMAC	:	Cambodian Mine Action Center
CNPA	:	Cambodia National Petroleum Authority
DSCR	:	Debt Service Coverage Ratio
EAC	:	Electricity Authority of Cambodia
EIA	:	Environmental Impact Assessment
EDC	:	Electricite du Cambodge (one of the counterpart)
EIRR	:	Economic Internal Rate of Return
EVN	:	Electricity of Vietnam
GDP	:	Gross Domestic Product
GT	:	Gas Turbine
HHV	:	Higher Heating Value
HRSG	:	Heat Recovery Steam Generator
IBRD	:	International Bank for Reconstruction and Development (The World Bank)
IPP	:	Independent Power Producer
IRR	:	Internal Rate of Return
ISO	:	International Standard Organization
JBIC	:	Japan Bank for International Cooperation
LHV	:	Lower Heating Value
LNG	:	Liquefied Natural Gas
LPC	:	Levelised Production Cost
LPG	:	Liquefied Petroleum Gas
MEF	:	Ministry of Economy and Finance
MIME	:	Ministry of Industry, Mines and Energy
MOE	:	Ministry of Environment
NPV	:	Net Present Value
PSC	:	Production Sharing Contract
ROE	:	Return on Equity
ST	:	Steam Turbine
Stage 1	:	The works of the first 90 MW capacity plant
Stage 2	:	The works of the second 90 MW capacity plant
Stage 3	:	The works of the third 90 MW capacity plant
VAC	:	Ventilation, Air-Conditioning

Units

BCF	:	Billion Cubic Feet ($10^9 \text{ ft}^3 = 28,320,000 \text{ m}^3$)
¢	:	US cent
kcal	:	Kilo-calorie (1 kcal = 4.187 kJ)
kWh	:	Kilo-watt-hour
GWh	:	Giga-watt-hour (10^6 kWh)
M.	:	Million
MW	:	Mega-watt (10^3 kW)
MMBTU	:	Million Btu (1 Btu = 0.252 kcal = 1.055 kJ)
TCF	:	Trillion Cubic Feet ($10^{12} \text{ ft}^3 = 1,000 \text{ BCF}$)

カンボディア国
シアヌークヴィルコンバインドサイクル発電開発計画調査

最終報告書

要約版

目次

1. まえがき	1 - 1
1.1. 調査の背景	1 - 1
1.2. 調査の目的	1 - 1
2. 発電送電計画	2 - 1
2.1. 電力需要想定	2 - 1
2.2. 最適電源開発計画	2 - 3
2.3. 電力系統計画	2 - 7
2.4. 関連送変電プロジェクトに関する情報	2 - 10
3. 最適発電方式の選定	3 - 1
3.1. 燃料	3 - 1
3.2. 対象とする発電方式の概要	3 - 7
3.3. 各発電方式の技術面、環境面での比較	3 - 11
3.4. 経済性比較	3 - 14
3.5. 結論	3 - 19
4. 発電所建設予定地の選定	4 - 1
4.1. 調査候補地	4 - 1
4.2. 各候補地の踏査結果概要	4 - 2
4.3. 土地の取得可能性および予想取得価格	4 - 2
4.4. 環境の影響度に対する評価	4 - 3
4.5. 設備コスト（含む運転コスト）の比較	4 - 3
5. 詳細現地調査結果	5 - 1
5.1. 地形，地質，水文，海底地形，海底地質および海象調査結果	5 - 1
5.2. 環境ベースライン調査結果	5 - 2
6. 環境規制および基準	6 - 1
6.1. 発電所計画に関連する環境基準	6 - 1
6.2. 本プラントに適用される環境基準	6 - 1

6.3.	環境影響評価 (EIA) 作成に適用される環境ガイドライン	6 - 4
7.	発電所の最適設計	7 - 1
7.1.	発電所計画基本概念	7 - 1
7.2.	プラントの基本設計条件	7 - 4
7.3.	発電設備方式	7 - 9
7.4.	主要機器仕様	7 - 11
7.5.	工事範囲	7 - 19
7.6.	設備概要	7 - 22
7.7.	発電設備配置計画	7 - 43
8.	環境影響評価	8 - 1
8.1.	プロジェクトの実施により発生し得る環境影響	8 - 1
8.2.	環境影響軽減対策	8 - 2
9.	発電所運営体制	9 - 1
9.1.	組織と要員配置	9 - 1
9.2.	運転・保守技術者の訓練計画	9 - 1
10.	予想プロジェクト実施工程	10 - 1
11.	経済・財務分析	11 - 1
11.1.	建設費	11 - 1
11.2.	経済分析	11 - 2
11.3.	財務分析	11 - 8
11.4.	結 論	11 - 22
12.	プロジェクト実施上の問題点	12 - 1
12.1.	燃 料	12 - 1
12.2.	実施工程	12 - 2
12.3.	カンボディアの電源構成	12 - 3
12.4.	運営管理・人員計画	12 - 4
12.5.	資金計画	12 - 4
13.	総合評価と推奨	13 - 1
13.1.	総合評価	13 - 1
13.2.	推 奨	13 - 2

List of Tables

Table 2.2-1	Existing and Committed Major Plants.....	2 - 4
Table 2.2-2	Planned Alternative Plant Specifications and Restrictions.....	2 - 5
Table 2.3-1	Criteria of Cambodian Power System.....	2 - 7
Table 3.1-1	Taxes for Fuels.....	3 - 6
Table 3.3-1	Comparison of Type of Plant.....	3 - 12
Table 3.3-2	Emission Levels in Each Power Plant	3 - 13
Table 3.3-3	Quality of Air pollutant Discharged from Each Power Plant	3 - 11
Table 3.4-1	Characteristics of Candidates of Power Plants and Fuel Cost	3 - 16
Table 3.4-2	Net Present Value and Levelized Production Cost	3 - 15
Table 3.4-3	Comparison among the Power Plant Candidates	3 - 17
Table 7.2-1	Properties of Typical Natural Gas.....	7 - 5
Table 7.2-2	Properties of Diesel Oil.....	7 - 6
Table 7.2-3	Non-Excess Probability Dry Season Rainfall at Sihanoukville	7 - 7
Table 7.2-4	Quality of Fresh Water	7 - 8
Table 7.3-1	Comparison between Single Shaft and Multiple Shaft Configurations	7 - 10
Table 7.4-1	Performance of Typical Gas Turbines with N.G. at Site Conditions.....	7 - 12
Table 7.4-2	Performance of Typical Gas Turbines with D.O. at Site Conditions.....	7 - 12
Table 7.4-3	Type of HRSG	7 - 13
Table 7.4-4	Comparison between Natural Circulation and Forced Circulation Type of HRSG.....	7 - 15
Table 7.4-5	Comparison of Type of HRSG	7 - 16
Table 9.2-1	Program of Classroom Training and OJT.....	9 - 3
Table 11.1-1	Estimate of Construction Cost (as of 2001).....	11 - 1
Table 11.2-1	Fuel Prices for Economic Analysis.....	11 - 2
Table 11.2-2	Project Characteristics and Assumed Conditions	11 - 3
Table 11.2-3	Characteristics of Alternative Diesel and Assumed Conditions	11 - 4
Table 11.2-4	Calculation Cases and Summary of Results	11 - 6
Table 11.2-5	Economic Calculation for Case No.100.....	11 - 7
Table 11.3-1	Tariff Structure of EDC (as of November 2001)	11 - 10
Table 11.3-2	Future Power Tariff Scenario (Riel/kWh)	11 - 8

Table 11.3-3	Exchange Rate Forecast (Riel/\$) and Power Tariff Forecast (¢/kWh)	11 - 9
Table 11.3-4	Taxes and Duties on Fuel.....	11 - 11
Table 11.3-5	Sihanoukville C.C. Project Calculation Conditions.....	11 - 12
Table 11.3-6	Calculation Cases and Results for Financial Analysis.....	11 - 18
Table 11.3-7	Total Project Cost and Financial Arrangement for Sihanoukville Combined Cycle Project	11 - 19
Table 11.3-8 (1/2)	Profit and Loss Statement for Case No. 1000.....	11 - 20
Table 11.3-8 (2/2)	Cashflow Calculation for Case No. 1000	11 - 21
Table 11.3-9	Power Purchase Prices from Vietnam.....	11 - 16
Table 11.3-10	Comparison of Purchase Price and LPC.....	11 - 17

List of Figures

Fig.2.2-1(1)	Proposed Power Generation Expansion Plan (Base Case)	2 -	6
Fig.2.2-1(2)	Proposed Power Generation Expansion Plan (Low Case).....	2 -	6
Fig.2.3-1	Transmission Expansion Plan (until 2010).....	2 -	9
Fig.2.4-1	Plan of 220 kV Transmission Lines	2 -	12
Fig.3.1-1	Gas and Oil Blocks (Offshore) in Cambodia	3 -	3
Fig.3.1-2	Fuel Price in Phnom Penh (CIF) Purchased from CUPL	3 -	5
Fig.3.2-1	System Diagram of Gas Turbine Combined Cycle Power Plant.....	3 -	8
Fig.3.2-2	System Diagram of Diesel Power Plant	3 -	9
Fig.3.2-3	System Diagram of Conventional Power Plant.....	3 -	10
Fig.3.4-1	Comparison of Production Cost Components at Plant excluding Taxes imposed on Fuel (10% Discount Rate).....	3 -	18
Fig.4.1-1	Location of Candidate Sites	4 -	1
Fig.7.2-1	Variation of Rainfall in Dry Season	7 -	7
Fig.7.6-1	Heat Balance of Gas Turbine Combined Cycle Power Plant (Natural Gas)	7 -	23
Fig.7.6-2	Heat Balance of Gas Turbine Combined Cycle Power Plant (Diesel Oil)	7 -	24
Fig.7.6-3	Steam and Water System of Gas Turbine Combined Cycle Power Plant	7 -	26
Fig.7.6-4	Flow Diagram of Main Cooling Water System.....	7 -	29
Fig.7.6-5	Flow Diagram of Fresh Water Supply System.....	7 -	31
Fig.7.6-6	Flow Diagram of Wastewater Treatment System.....	7 -	33
Fig.7.6-7	Flow Diagram of Compressed Air System.....	7 -	35
Fig.7.6-8	Preferable Typical Scheme for Station Auxiliary Electrical Supply	7 -	37
Fig.7.7-1	Plot Plan for Combined Cycle Power Station	7 -	45
Fig.7.7-2	General Arrangement for Power Plant	7 -	46
Fig.9.1-1	Organization and Function of Sihanoukville Combined Cycle Power Station ...	9 -	2
Fig.9.2-1	Schedule of Training Plan	9 -	4
Fig.10-1	Approximate Implementation Schedule of 180 MW CCGT.....	10 -	2
Fig.11.4-1	Comparison of Relate Power Cost	11 -	23

1. まえがき

本編は、2000年2月より2001年11月に亘って実施された180 MW 発電プラントの開発計画調査の要約報告である。

本調査は、米国の GCP International Inc.の協力の下、(株)ニュージェックが実施した。また、(株)ニュージェックの再委託業務として、SIAM TONE Co., Ltd. (タイ) および TEAM Consulting Engineering Management CO., Ltd. (タイ) が詳細現地調査を実施した。

1.1. 調査の背景

カンボディアでは、内戦時代に発電システムのみならず多くの工業設備、インフラ設備が破壊され、最近漸く発電所や送電・配電設備を含めた復元に着手した所である。現在、カンボディアの電力供給システムは分割されており、また、発電は小容量のディーゼル発電所に頼っており、なおかつ、その容量は需要を賄うに十分ではない。また、電力料金も2000年の平均値で14.6 ¢/kWh と非常に高い。このため、カンボディア政府は、大容量の経済性に優れた新規発電所の建設を熱望している。

この状況の下、カンボディア政府は、日本政府に対しシアヌークヴィルコンバインドサイクル発電所の開発計画調査を依頼して来た。日本政府はこれに応え、プロジェクト形成調査団、予備調査団の調査結果を基に、開発計画調査実施を決定した。

1.2. 調査の目的

本件調査の目的は、シアヌークヴィルに設置する発電所の開発計画策定のため、技術・経済・財務および環境の各方面からのフィージビリティ評価を行い、併せて調査実施中に発電開発計画調査に関する技術移転を先方カウンターパート機関である MIME (Ministry of Industries, Mines and Energy) および EDC (Electricite du Cambodge) に対し実施することである。

また、本発電プラントはカンボディア国側の計画では90 MW 2系列のガスタービンコンバインドサイクルとして提案されているが、本発電容量の妥当性についてのレビューを行うと共に、他の方式の発電プラント(汽力発電、ディーゼル発電等)との比較による最適発電方式の選定も併せて行う。

2. 発電送電計画

2.1. 電力需要想定

2.1.1. 国勢・経済関係統計データ

(1) 人口および人口分布データ

カンボディアの人口調査は 1962 年を最後に、つい最近までほとんど本格的な調査は行われていなかった。このため、人口に関する統計値は非常に乏しいが、カンボディア国における 2000 年以降の人口は以下のとおり増加するものと予測されている。

	人口（百万人）	人口増加率
2000 年	11.7	3.0 %
2005 年	13.5	2.8 %
2010 年	15.4	2.6 %
2015 年	17.8	2.4 %

(2) 経済指標

GDP 成長率は 1992 年から 1996 年までは順調に 7%を越える成長をしてきたが、1997 年および 1998 年は国内の政変により落ち込み、低い値にとどまった。しかし、ここに来て政情も安定してきたため、これからは 4 - 6%の安定した成長をするものと予想されている。

2.1.2. 電力需要想定

(1) 電力需要実績

カンボディアにおける電力需要は、1999 年実績で発電電力量 387 GWh，発電出力 97 MW であった。1995 年以降、需要は堅調に増加していることがわかった。電力需要の増加は、マクロ的には、人口増加率，GDP 増加率などの変動の影響を受けるため、今後も堅調に増加すると考えられる。

(2) カンボディア電力セクター戦略による電力需要予想

カンボディア電力セクター戦略によれば、2016 年には、最大電力 746 MW , 発電電力量 2,634 GWh に増加すると予想されており、それぞれの年平均伸び率は、12.0% , 9.4%となっている。この需要想定は、世界銀行の電力システムマスタープランスタディに基づいている。これは、代表となるエリアを決め、そのエリアごとの電力消費量を想定し、その他のエリアは、経済的に似通った代表エリアのデータをもとに想定し、全てのエリアの想定値を積み上げたものである。

(3) 電力需要予測の見直し

カンボディア電力セクター戦略による需要予測と需要実績を比較してみると、1999 年までの実績は、予測をやや下回る状況となっており、需要予測の修正が必要であることがわかった。そのため、世界銀行レポートのデータおよび JICA 調査団の調査により得られた電力需要実績データ、セクターごとの GDP 予測等を基に、電力需要予測の修正をマクロ手法で実施した。その結果、世界銀行による需要予測と JICA 調査団の調査結果に基づく需要予測結果を比較すると、世界銀行の需要予測と傾向は同様であるが、少し下回る結果となった。

(4) 経済開発計画の影響

現在カンボディアでは、シアヌークヴィルの工業団地および輸出加工区の計画、プノンペンからシアヌークヴィルへ向かう国道 4 号線沿いの工業化計画、またタイ国境での輸出加工区の計画等、いくつかの経済開発計画がある。しかし、いずれも初期構想段階であり、電力をどの位消費するかの具体的計画は全く決まっていないとのことであった。いずれにしても、カンボディアでは縫製業等の軽工業が主で、近い将来に電力多消費型の産業開発が行われることは予測できないので、電力需要計画には、特定の経済開発計画による影響は考慮しなかった。

(5) 電力システムを考慮した電力需要予測

カンボディア電力システムに接続される電源の開発計画を検討するためには、カンボディア全体の需要予測を地域別にし、システムへの連系時期を考慮した需要とする必要がある。各地域への需要の配分は、世界銀行の電力システムマスタープランスタディに基づいた各地域の需要分布を参考にして行い、また、カンボディア

電力系統への連系時期は、EDCの開発計画を考慮した。

またここでは、先に述べた需要予測に加え、最近の需要の伸びが低く押えられていることを考慮し、需要の伸び率が予測よりさらに10%低くなった場合を設定し、Base Case , Low Case の2通りの需要予測を行っている。

次項で検討する電源開発計画には、この需要予測を用いる。

2.2. 最適電源開発計画

2.2.1. 電源開発計画地点

(1) 計画地点一覧

MIME/EDC の2000年初頭におけるカンボディア電源開発計画は、以下の通りとなっていた。

- 2001年 IPP2 コンバインドサイクル発電所 (60 MW)
- 2002年 Kirirom , Prek Thnot 水力発電所 (29 MW)
- 2003年 ヴィエトナム , タイ融通受電開始
- 2003-5年 Temporary IPP (15MW / 3年間限定)
- 2004/5年 シアヌークヴィルコンバインドサイクル発電所 (90 MW × 2)
- 2008年 Kamchay 水力発電所 (47 - 127 MW)
- 2011年 Battambang 1&2 水力発電所 (60 MW)
- 2012年 Stung Atay 水力発電所 (110 MW)
- 2014年 コンバインドサイクル発電所 (90 MW)
- 2016年 Russei Chrum 水力発電所 (125 MW)

なお、上記の開発計画は既に以下のように修正されている。

- IPP2 建設計画の一時中断。
- 2002年の Kirirom と Prek Thnot 両水力発電所 (29 MW)の開発計画は当面2003年の Kirirom 水力発電所 (12 MW)のみへと変更。
- IPP (15 MW) からの一時的な受電期間については2000年～2003年に見直し。

(2) シアヌークヴィルコンバインドサイクル発電所

シアヌークヴィルコンバインドサイクル発電所は、計画では Stage 1 , Stage 2 そ

れぞれ 2004 年と 2005 年に投入となっていたが、実際の建設スケジュールを考慮すれば Stage 1 の投入時期は早くても 2006 年以降となると考えられる。

(3) 融通受電

ベトナムからの融通受電については、2003 年より最大 80 MW、更に 2005 年以降最大 200 MW の融通が計画されており、買電単価についても合意がとれている。しかし、ベトナム連系送電線計画は遅れているので、本レポートでは融通開始を 2004 年と推定した。

2.2.2. 最小コスト電源開発計画解析

(1) 入力諸元

電源開発計画レビューのため、今回使用した既設発電所データおよび、新規電源候補発電所のデータを Table 2.2-1 , Table 2.2-2 に示す。なお、一部入手不可であったデータについては、同種発電所の標準的なデータを用いている。

Table 2.2-1 Existing and Committed Major Plants

Plant Name	Capacity (MW)	SMD (days/yr)	FOR (%)	Plant Life (years)	Fixed O/M Cost (\$/kW-yr)	Variable O/M Cost (\$/MWh)	Fuel Type	Heat Rate (MMBTU/MWh)	Fuel Cost (\$/MMBTU)	Installed Year
IPP1	35	28	6	20	21	3	HFO	9.0	3.99	1997
Temporary IPP	15	28	6	20	21	3	Diesel	9.0	6.02	2000-3
C2 ⁽¹⁾	18	28	6	20	21	3	HFO ⁽³⁾	11.9	3.99	1999 (Rehabili.)
C3 ⁽²⁾	14.2	28	6	20	21	3	Diesel	11.9	6.02	1996
C5	10	28	6	20	21	3	Diesel	11.9	6.02	1995
C6	18	28	6	20	21	3	HFO ⁽³⁾	11.9	3.99	1996

SMD : Scheduled maintenance day

(Source : EDC, Consultant's data-base)

FOR : Forced outage rate

Note : (1) Demolished in 2004, (2) Demolished in 2004 and 2006, (3) Sifted to HFO in 2000

Table 2.2-2 Planned Alternative Plant Specifications and Restrictions

Plant Name	Capacity (MW)	Annual Hydro Energy (GWh) per Unit	Total Installed Cost (\$/kW)	SMD (days/yr)	FOR (%)	Plant Life (years)	Fixed O/M Cost (\$/kW-yr)	Variable O/M Cost (\$/MWh)	Fuel Type	Heat Rate (MMBTU/MWh)	Fuel Cost (\$/MMBTU)	Maximum Units Allowed in Study	Maximum Units Allowed per year	First Year Available
Sihanoukville	90	-	870	49	8	20	20	2.5	natural gas	6.83	4.0	2	2	2006
Kirirom	12	53	2,027	6	1	40	10	0.25	hydro	-	-	1	1	2003
Kamchay	127	558	1,961	6	1	40	10	0.25	hydro	-	-	1	1	2008
Stung Atay	110	588	1,422	6	1	40	10	0.25	hydro	-	-	1	1	2011
St. Russei Chrum	125	668	2,197	6	1	40	10	0.25	hydro	-	-	1	1	2012
Battambang 1 & 2	60	307	1,900	6	1	40	10	0.25	hydro	-	-	1	1	2016

SMD : Scheduled maintenance day

(Source : EDC, Consultant's data-base)

FOR : Forced outage rate

(2) 解析結果

Table 2.2-1, Table 2.2-2 のデータを用い、供給予備率が 15%以上、LOLP (Loss of Load Probability) 電力不足確率が 24 時間以下を、目標基準として、最小コスト電源開発計画解析を行った。結果を Fig.2.2-1 に示す。Base Case ではシアヌークヴィル火力発電所については、2006 年に Stage 1 の 90 MW 投入としているが、これは、需要が下方修正されたことによるものではなく、現状では完成が最短でも 2006 年以降と考えられるためである。2006 年以降、シアヌークヴィル火力発電所がヴィエトナム融通（後続分）よりも先に投入されているのはコスト面で優位であるからである。従って、本プロジェクトはできるだけ早く実施すべきと考える。

なお、Stage 2 の 90 MW を 2008 年に続けて投入できるかどうかについては、今後の更なる検討を要す。

(注) : 本レポート作成時には Kamchay 水力のフェージビリティ調査が終了していなかったため、水力発電所に関する最新データが入手できなかった。従って、このフェージビリティ調査が終了した時点で水力発電所の投入計画の見直しが必要である。

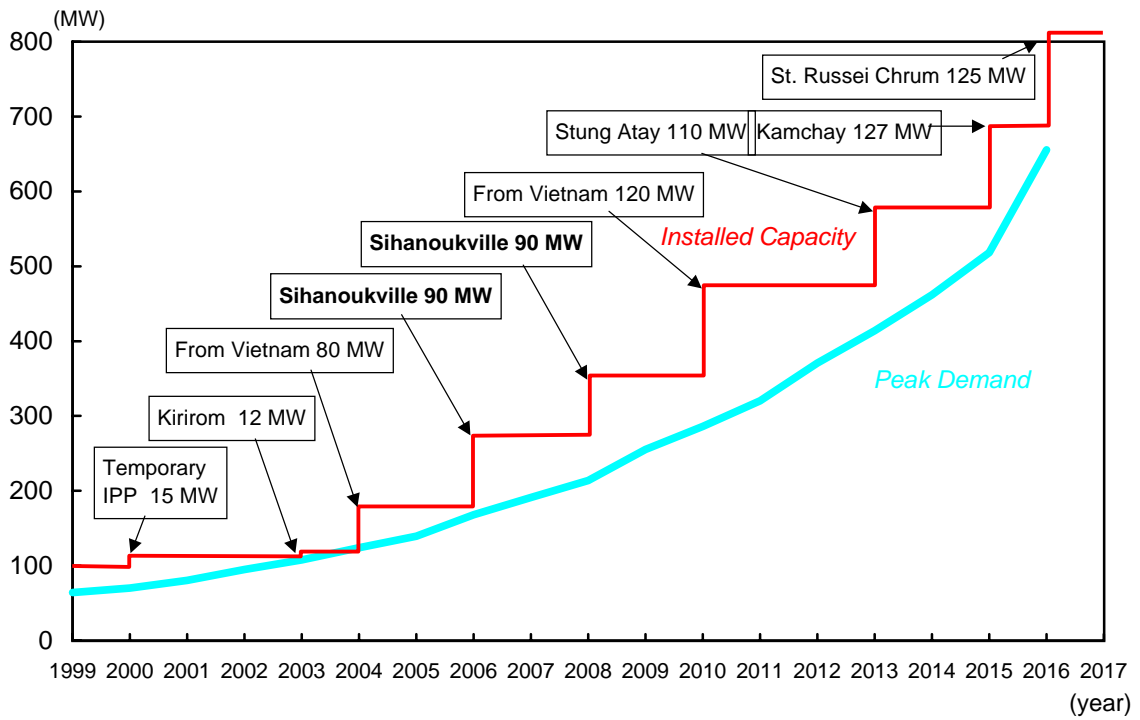


Fig.2.2-1 (1) Proposed Power Generation Expansion Plan (Base Case)

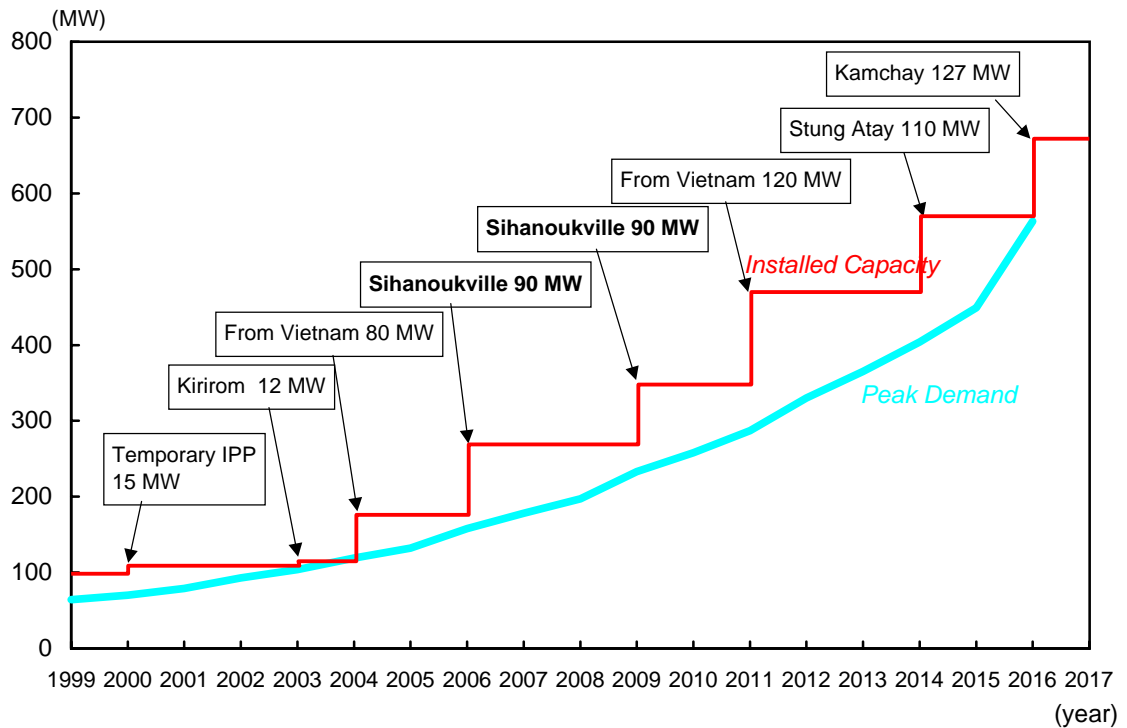


Fig.2.2-1 (2) Proposed Power Generation Expansion Plan (Low Case)

2.3. 電力系統計画

カンボディアの電力系統は、プノンペン市内周辺の 115 kV 送電系統以外は、未発達で、分散電源による電力供給に頼っている状況である。今後開発される電源から効率的に需要地へ、安定した電力供給を実施するためには、電力系統の拡充が必要不可欠である。電力系統拡充計画によれば、シアヌークヴィル発電所は、220 kV 2 回線系統でプノンペンまで、接続される予定である。この送電系統の妥当性を判断するために、潮流解析、安定度解析、故障解析を実施した。また、シアヌークヴィル発電所の単機容量は 30 MW で計画されているが、その妥当性について、単機故障発生時の周波数低下面からの検討を実施した。検討対象とした EDC からの情報による 2010 年までの電力系統拡充計画を Fig.2.3-1 に示す。

解析においては、EDC の資料に基づき Table 2.3-1 に示すクライテリアを考慮する。

Table 2.3-1 Criteria of Cambodian Power System

機器容量限度	平常時、緊急時に各機器に流れる潮流が、規定容量を超えないこと。
系統安定性	電力系統において 3 相事故が発生した場合、10 秒以内に安定傾向になること。事故後の事故系統の遮断時間は、230 kV 系統では 100 mS、115 kV 系統では 140 mS とする。
系統周波数	平常時 50 ± 0.5 Hz、事故時 47 Hz ~ 52 Hz を超えてはならない。
電圧変動	平常時 $\pm 5\%$ 、事故時 - 10% ~ + 5% を越えてはならない。
短絡電流レベル	遮断機の許容短絡電流は、31.5 kA を設計値とする。

2.3.1. 潮流解析

潮流解析の検討断面は、シアヌークヴィル発電所 Stage1 の投入時期である 2006 年およびシアヌークヴィル発電所 Stage 2 投入以降の 2010 年とした。

2006 年および 2010 年における潮流計算結果は、平常運用時および緊急運用時において、潮流、電圧が上記クライテリアを逸脱することはなく、良好であった。ただし、2010 年の系統において、115 kV 系統の電圧低下が厳しいため、いくつかの変電所にシャントキャパシタンスを設置することが望ましい。

2.3.2. 安定度解析

2006年および2010年の2ケースについて、安定解析を行った。

事故点は、220 kV 送電線のシアヌークヴィル発電所至近端とした。また、事故条件は、前述クライテリアに基づき、3相地絡事故後、事故回線遮断（事故後100 mS）、再閉路無しとした。

各ケースにおける発電機出力波形によれば、各波形とも10秒以内に安定傾向となっており、問題はない。

2.3.3. 故障解析

2006年および2010年における各発電所の3相短絡電流計算結果によれば、遮断器の短絡電流設計値である31.5kAを超える発電所、変電所は無く問題はない。

2.3.4. 周波数解析

電力系統において、任意の発電機1台が故障等により系統から切り離された場合を想定しても、系統周波数の低下が基準値以内でなければならない。カンボディア電力系統では、発電機単機容量は、系統容量の約15%以下でなければならないこととなる。しかし一方で、系統容量は、需要の増加に伴って年々大きくなるので、許容される発電機容量の上限も年々大きくなる。そのため、周波数低下面のみを考慮して、単機容量を小さくすれば、発電機効率面からは、不利となるため、その決定には、総合的な判断が必要である。

今回、シアヌークビル発電所においては、周波数低下対策として発電機事故時の負荷遮断を2007年まである程度（約10 MW以下）許容すれば、単機容量を約30 MWとすることができ、比較的効率のよいプラントを利用できる。

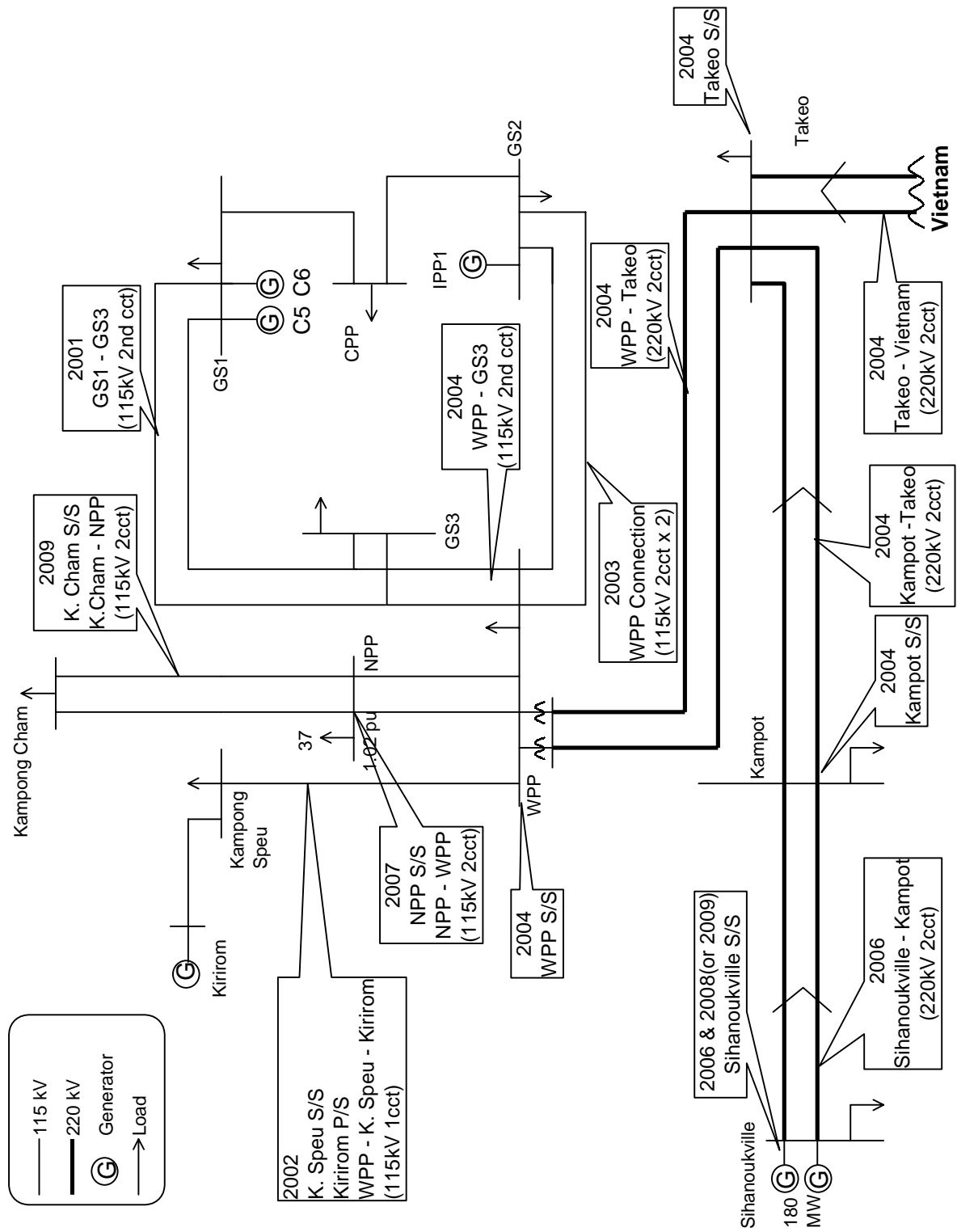


Fig.2.3-1 Transmission Expansion Plan (until 2010)

2.4. 関連送変電プロジェクトに関する情報

本開発計画調査の実施の前提条件として、シアヌークヴィル～プノンペン間の送・変電設備は、世界銀行のプロジェクトにより実施されることとなっていたため、JICA 調査団は世界銀行の該当プロジェクト “Cambodia Rural Electrification and Transmission Project” (RE & T Project) に関する情報を入手すると共に、その他関連情報収集も行った。

2.4.1. 世界銀行の送・変電プロジェクトに関する情報

RE&T Project の送・変電設備は、下記の設備，システムから成っている。

- プノンペンより Takeo を経てเวียดนามへと連絡する全長約 109 km の 220 kV 送電線（Takeo に中間変電所を設ける）。
- 220/110/22 kV 西部プノンペン変電所。
- プノンペン地域の 115 kV 回線の補強と、西部プノンペン変電所と既設 GS1，GS2 および GS3 との連絡送電線。

上記の様に、Takeo から Kampot への送電線並びに Kampot からシアヌークヴィルへの送電線は現時点の範囲 (Phase 1) には含まれておらず、第 2 段階の候補プロジェクトのひとつとして位置付けられている。

RE&T Project のプロジェクトコスト総額は建中金利，予備費を含め 89 百万ドルと予想されている。この内、送・変電プロジェクトは約 44 百万ドルで、国際協力銀行 (JBIC) と International Development Association (IDA) の協調融資で賄われることになっているが、世界銀行・JBIC 間の合意はまだ得られていない。

送・変電設備の完成時期は、当初 2003 年中と予定されていたが、上記協調融資についての意見調整遅れのため、プロジェクトの最新レポートでは既に 2004 年中完成に変更されている。

上記送電線はเวียดนามの Chau Doc 変電所へと連絡されることとなっており、さらに Chau Doc から Thot Not 変電所を経て O Mon 発電所へと連絡されることになっている。

2001 年 6 月時点でのเวียดนามの電源開発計画によると、これらの計画は下記の

通りとなっている。

O Mon 発電所, 油 - ガス焚 600 MW	2004 - 2005 年
O Mon - Thot Not T/L, 220 kV 2 回線 (28 km)	2004 年
Thot Not - Chau Doc - Tinh Bien T/L, 220 kV 2 回線 (96 km)	2003 年
Thot Not 変電所	2002 - 2003 年
Chau Doc 変電所	2003 - 2004 年

なお、Thot Not - Chau Doc - Tinh Bien 送電線は世界銀行案件で実施することとなっている。

2.4.2. Takeo からシアヌークヴィルへの送電線

Takeo から Kampot (Takeo からシアヌークヴィルへ至るほぼ中間点) までの送電線については、ドイツの無償援助で 220 kV × 2 回線が 2004 年までに建設されることになっているが、Kampot からシアヌークヴィルへと連絡する送電線の具体的な計画は今のところない。

Fig.2.4-1 に上記送・変電プロジェクトとシアヌークヴィル発電所との位置関係を示す。

3. 最適発電方式の選定

3.1. 燃 料

3.1.1. 利用可能な燃料

火力発電用として一般に使用されている燃料としては、重油，ディーゼル油，ナフサ，天然ガス，液化天然ガスそして石炭がある。

本プロジェクト用としては、下記に示す様に、現在では重油とディーゼル油，近い将来にはこれに天然ガスの追加利用が考えられる。

(1) 重油，ディーゼル油，ナフサ

カンボディアで最近消費されている商用エネルギー源は液体燃料で、重油，ディーゼル油，灯油，ガソリンおよび LPG で、これらは全て輸入されている。その内で重油とディーゼル油が発電用として使用可能である。

カンボディアでは、これらの燃料をシンガポール，タイおよびヴィエトナムより輸入している。輸入石油製品は船でシアヌークヴィルの石油基地（発電所近くの Sokimex 石油ターミナル）へ荷下しされるかメコン河を溯ってバージにてプノンペンで荷下しされている。

(2) 天然ガス

天然ガスは、現在カンボディアでは利用不可能であるが、利用可能とするには 3 つの下記のオプションがある。

- カンボディア領域内での開発
- カンボディア - タイ紛争区域での開発
- 隣国からの輸入

(a) カンボディア領域内での開発

現段階ではカンボディア領域内の商業ベースに乗る油やガスの開発は行われていない。多くの開発会社が 1950 年代からガス / 石油の開発を試みて来た。しかし、その全てが 1998 年までに期待通りの油田が見付からず撤退している。現在はオーストラリアの石油会社 Woodside 社のみがガス田の開発を試みている。

2001年6月にカンボディア政府と Woodside 社は、第1～4鉱区内に新しい区域を設けて新たに開発合意に向けて協議を開始した。この区域には Koah Tang , Koah Pring , Apsara , Poulo Wai , Angkor および DA と呼ばれるガス田が含まれている (Fig.3.1-1 参照)。

Woodside 社は、この区域の埋蔵ガス量を 2.7 TCF と推定している。180 MW 規模の発電所のガス消費量は約 10 BCF / 年であるので、一番大きな Angkor-1(577 BCF)の区域で約 55 年分の量があることになる。Woodside 社は、PSC (Product Sharing Contract) から商業生産までの期間を約 5 年と言っているが、現在のところ、まだ PSC の調印は行われていない。

(b) カンボディア / タイ紛争区域での開発

この区域は、タイの既存のガス田と地質学的に継がっており、多くの量のガスが埋蔵されていることが期待でき、約 9 TCF のガス量と推定されている。2000年6月にタイとの共同開発に関する覚書が調印されたが、これには共同開発に関する基本姿勢が述べられているだけである。

タイ側のこの区域の開発に関する優先度は高くないので、カンボディア側の委員が強力なリーダーシップを発揮し、早期開発を目指す必要がある。

(c) 隣国からの輸入

隣国からの輸入として可能性があるのは、タイおよびベトナムからである。

タイからの輸入の場合は、タイ湾にある既存のガス田からのパイプライン輸送となる。ベトナムの場合は、タイ湾南のガス田からの輸送となると思われるが、しかしこのガス田は現在開発中である。

以上のオプションに共通している基本的な問題点は、カンボディアでのガスの需要が少ないがための低い経済性にある。従って、ガス田を新たに開発するか、輸入するかどちらにしても、需要を増大させることがこれらを実現するために最も効果的な方策であろう。

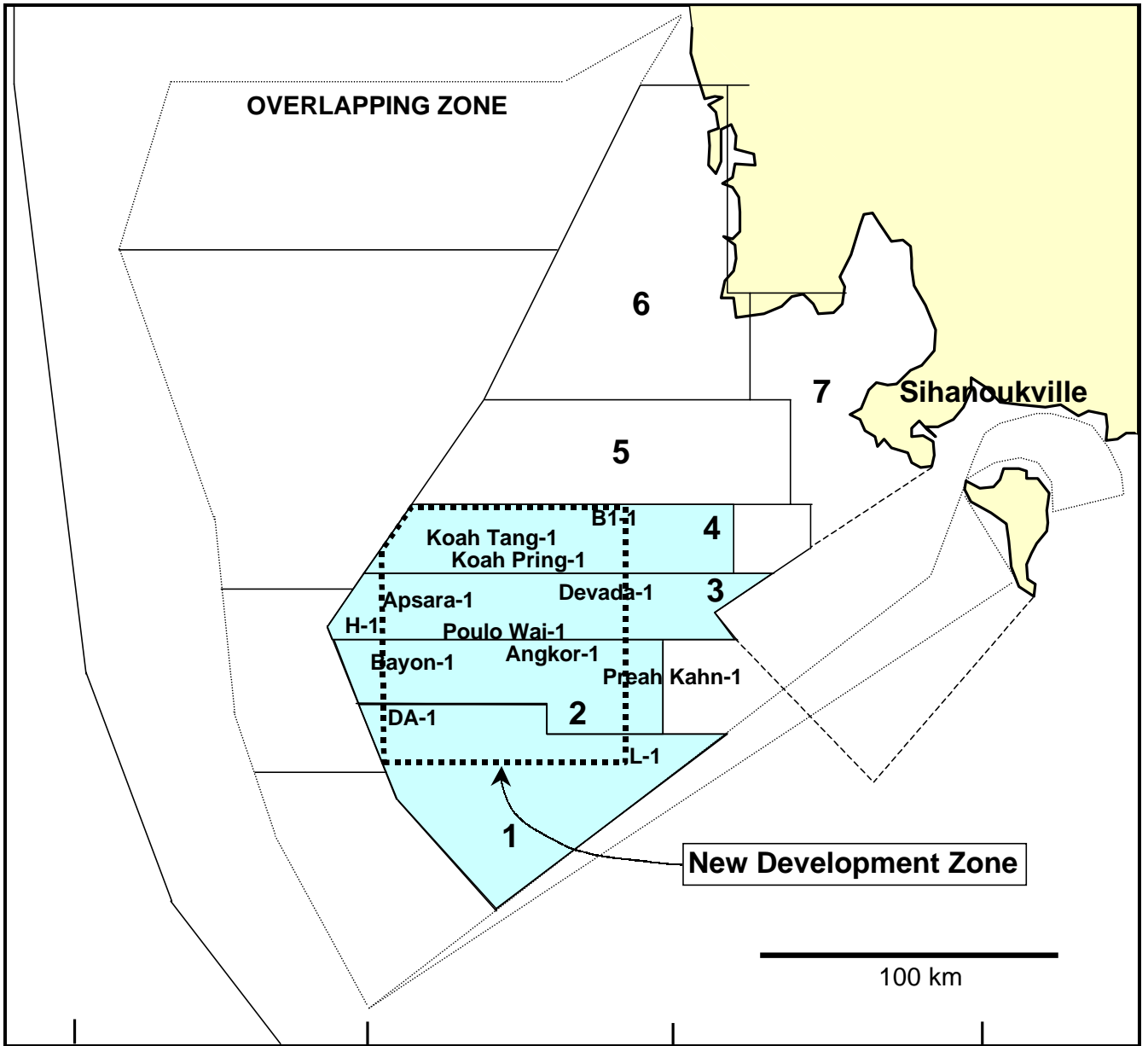


Fig.3.1-1 Gas and Oil Blocks (Offshore) in Cambodia

(3) 液化天然ガス

液化天然ガスも現在カンボディアでは利用出来ない。輸入するとすれば、マレーシア、インドネシアおよびブルネイ等であろう。180 MW 発電所の場合、LNG バースを含めた受入・貯蔵・気化設備等の建設コストは約 130 ~ 170 百万ドルと推定される。この金額は、ほぼ発電所の建設コストに匹敵するものであり、一般に LNG そのものの価格は天然ガスよりも高いことを考えると、本プロジェクトでは検討対象外と判断される。

(4) 石 炭

石炭の利用は、本プロジェクトの場合、発電所規模が比較的小さいこと、石炭は全て輸入しなければならない等の経済面からの判断から、可能性は低いと考えられる。カンボディアでは、石炭鉱床の存在の兆候は見られるが、未だ開発には至っていない。従って、石炭を発電用に使用するには全て輸入せねばならず、その上カンボディア国内には石炭荷揚設備がないので、その設備から作らねばならない。Stage 3 までこのプラントが完成すると 270 MW となり、そのための港湾、荷揚装置、保管ヤード、灰処理等の新設費用は 130 百万ドル以上と初期投資額を巨大なものとしてしまう。その上、発電プラントそのものの建設コストもガスタービンコンバインドサイクルに比べるとはるかに高くなる。

(5) 結 論

以上のことから、当発電所用の燃料としては、ディーゼル油と重油が使用可能であり、これに近い将来、天然ガスも使用可能となろう。

3.1.2. 燃料価格

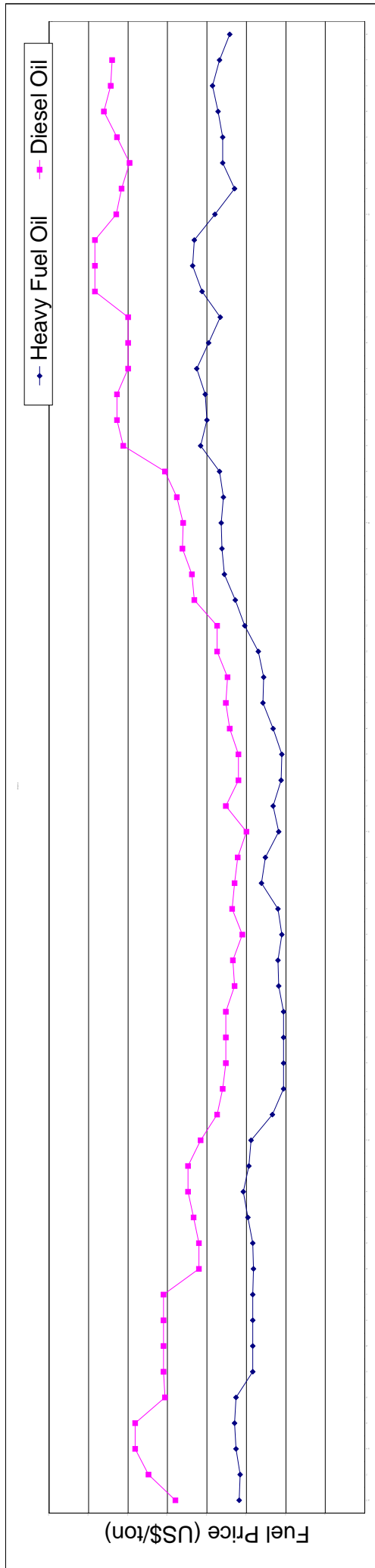
(1) 重油およびディーゼル油

EDC は、現在、重油、ディーゼル油を数社の石油供給会社の競争入札を経て購入している。重油とディーゼル油の過去の価格のトレンドを Fig.3.1-2 に示す。過去 5 年間の重油並びにディーゼル油の平均価格は、CIF プノンペン税抜きの価格で、それぞれ 154 および 237 \$/ton であった。Table 3.1-1 に燃料に課せられる税を示す。輸入税はディーゼル油に対し 20%、重油に対しては 7%である。また、付加価値税 (VAT) は全ての燃料に対して 10%である。

CIF Phnom Penh

FuelType	1996												1997												1998												1999												2000												2001												Ave
	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug																											
Heavy Fuel	159	158	163	165	163	142	142	142	142	141	142	148	154	147	144	117	103	103	103	103	109	110	110	105	110	110	131	126	109	116	106	105	116	129	128	135	152	164	178	181	182	179	184	208	200	202	213	198	183	206	218	216	190	165	180	180	186	193	184	171	154												
Diesel Oil	240	274	291	291	253	255	255	255	255	210	210	217	224	224	208	187	180	176	176	176	165	167	155	168	165	161	150	176	160	160	171	176	174	187	187	216	219	231	230	238	253	306	314	314	300	300	300	342	342	342	315	308	298	314	330	322	320	237															

Note: The above fuel prices exclude tax and duties.



Source: Information from EDC

Fig. 3.1-2 Fuel Price in Phnom Penh (CIF) Purchased from CUPL

Table 3.1-1 Taxes for Fuels

Kind of Fuel	Custom Cost (\$)	Import Tax		Exceptional Tax		Social Funds *1 (\$)	Sub Total	VAT		Grand Total	
		%	Amount (\$)	%	Amount (\$)			%	Amount (\$)	Amount (\$)	%
Gasoline	320	50	160.00	20	96.00	1.10	257.10	10	57.71	314.81	98.4
Diesel Oil	275	20	55.00	-		0.94	55.94	10	33.09	89.03	32.4
Heavy Fuel Oil	129	7	9.03	-		0.81	9.84	10	13.88	23.72	18.4
Gas	325	7	22.75	-			22.75	10	34.78	57.53	17.7
Lubricant	160	20	32.00	20	38.40		70.40	10	23.04	93.44	58.4

Note; *1 : 3 Riel/1

(2) 天然ガス

天然ガスは、現在カンボディアでは使用されていないので、価格の指標もない。隣国で取引されている天然ガスの価格に関する情報は下記の通りである。

- タイ湾での Erawan ガス 2.2 \$/MMBTU 以下 (井戸元にて)
- タイ湾全体の平均価格 2.5 \$/MMBTU (井戸元にて)
- ミャンマーから輸入の Yadana ガス 2.5 \$/MMBTU (タイ国境にて)
- 南シナ海の Nam Con Son ガス 2.5 ~ 3.0 \$/MMBTU (発電所にて)

上記データから推定すると、カンボディアでの各井戸の容量が比較的小さいことによる割高傾向を考えると、井戸元にて約 2.5 ~ 3.0 \$/MMBTU と推定される。一方、270 MW 発電所に相当する 12 インチサイズの 170 km 長さのパイプラインの建設コストは約 90 百万ドルと推定される。

この設備コストのガス価格への影響は、ガスの消費量によっても変わるが、約 1.0 ~ 1.5 \$/MMBTU と推定される (割引率 15% , 資金回収年限 20 年にて)。

従って、発電所での価格は 3.5 ~ 4.5 \$/MMBTU の範囲になると思われる。

3.2. 対象とする発電方式の概要

現在、世界中で事業用発電設備に使用されている火力発電方式には、

- 通常汽力発電
 - ガスタービンコンバインドサイクル発電
 - ディーゼル発電
 - オープンサイクルガスタービン発電（ガスタービン単独）
- 等がある。

本調査では、シアヌークヴィルに建設するベースロード型発電設備の型式の検討を行うことから、効率の低いオープンサイクルガスタービン発電を除く上記の 3 種類の発電方式（通常汽力発電，ガスタービンコンバインドサイクル発電，ディーゼル発電）を比較検討する。

3.2.1. ガスタービンコンバインドサイクル発電

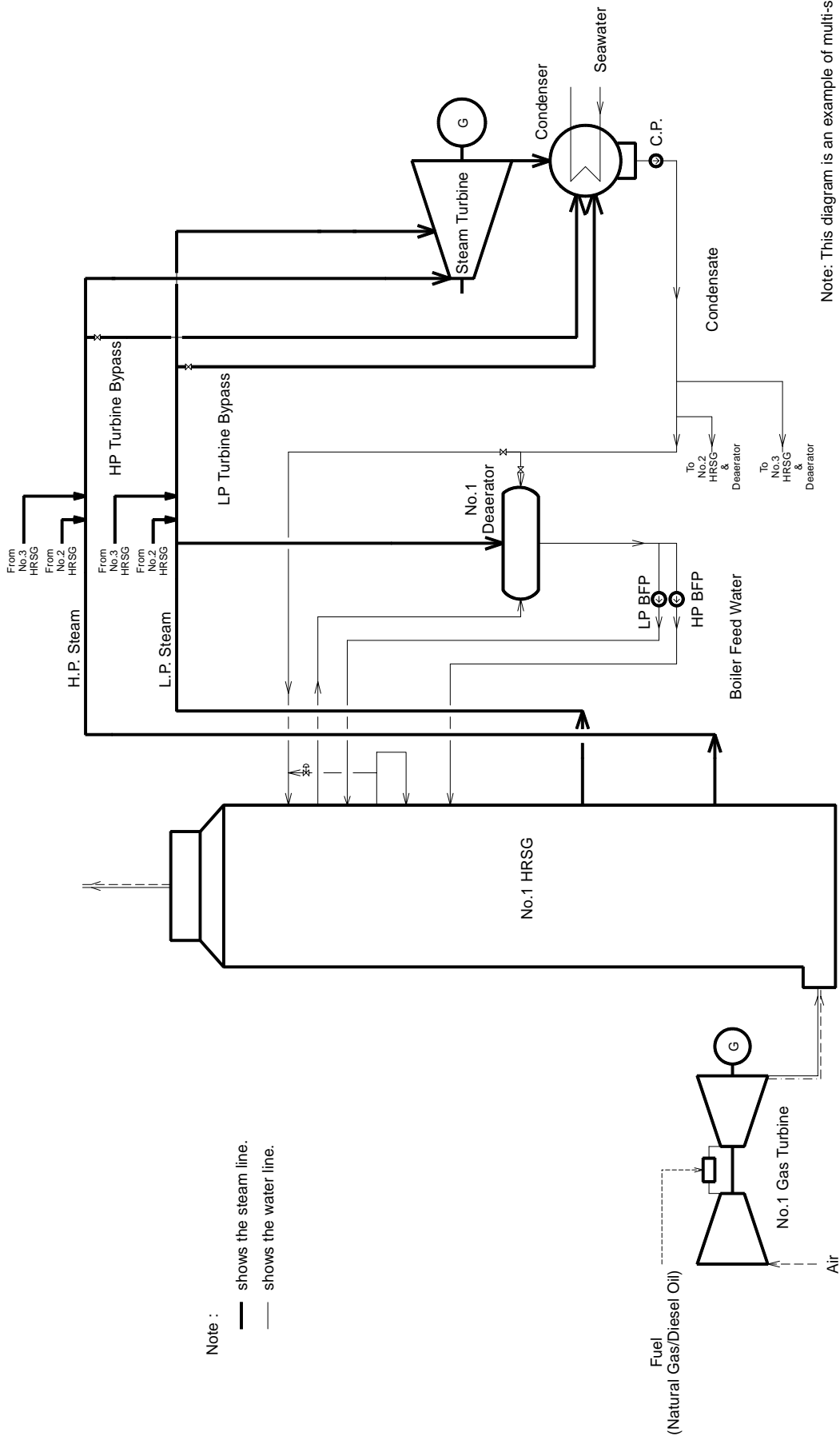
ガスタービンコンバインドサイクル（以下 GTCC）の主な構成機器は、ガスタービン，排熱回収ボイラ（HRSG），蒸気タービン，発電機である。GTCC の概略系統を Fig. 3.2-1 に示す。燃料には天然ガスを主燃料としディーゼル油をバックアップ用として使用する。

3.2.2. ディーゼル発電

ディーゼル発電はディーゼル機関，発電機から構成される。ディーゼル発電の概略系統を Fig.3.2-2 に示す。発電用ディーゼル機関には高速，中速，低速の三種類があるが、高速ディーゼルは、ごく小容量であるため本検討では除外する。低速ディーゼルは高い熱効率を有するが、価格が高い。カンボディアで通常用いられているのは中速ディーゼルである。燃料には重油を使用する。

3.2.3. 汽力発電（コンベンショナル）

汽力発電設備の主な構成機器はボイラ，蒸気タービン，発電機である。汽力発電設備の概略系統を Fig.3.2-3 に示す。燃料には重油を使用する。



Note: This diagram is an example of multi-shaft type.

Fig.3.2-1 System Diagram of Gas Turbine Combined Cycle Power Plant

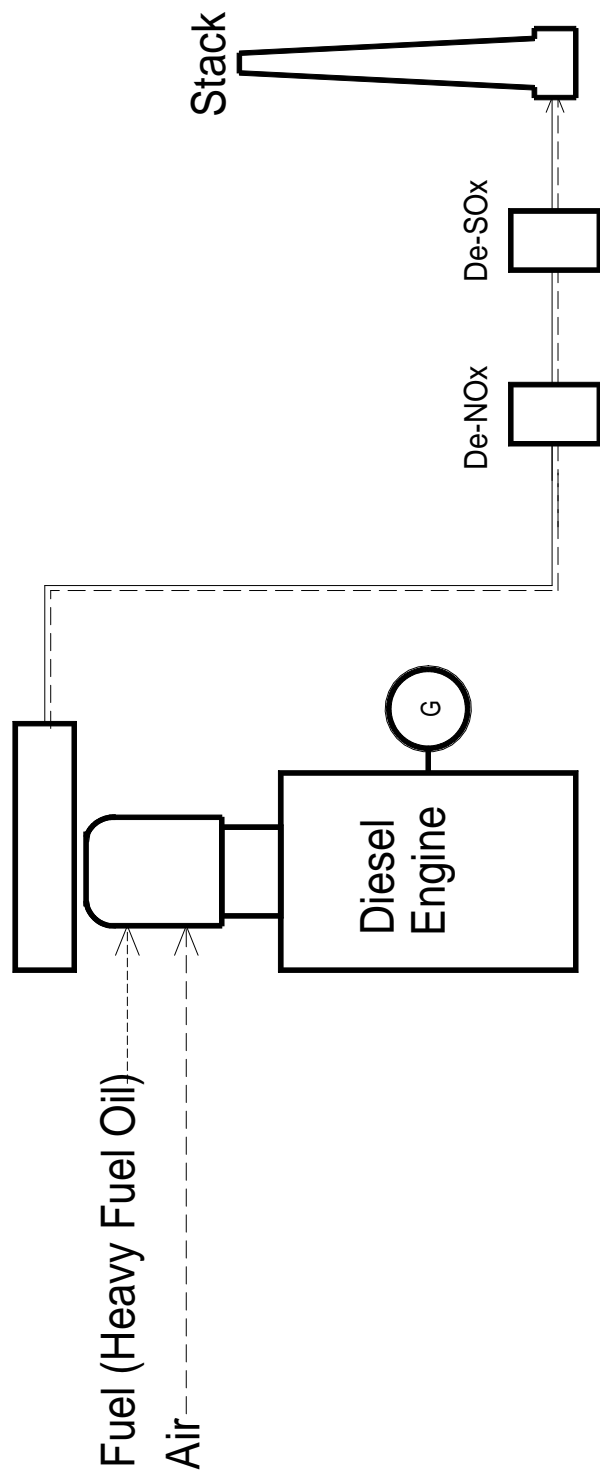


Fig.3.2-2 System Diagram of Diesel Power Plant

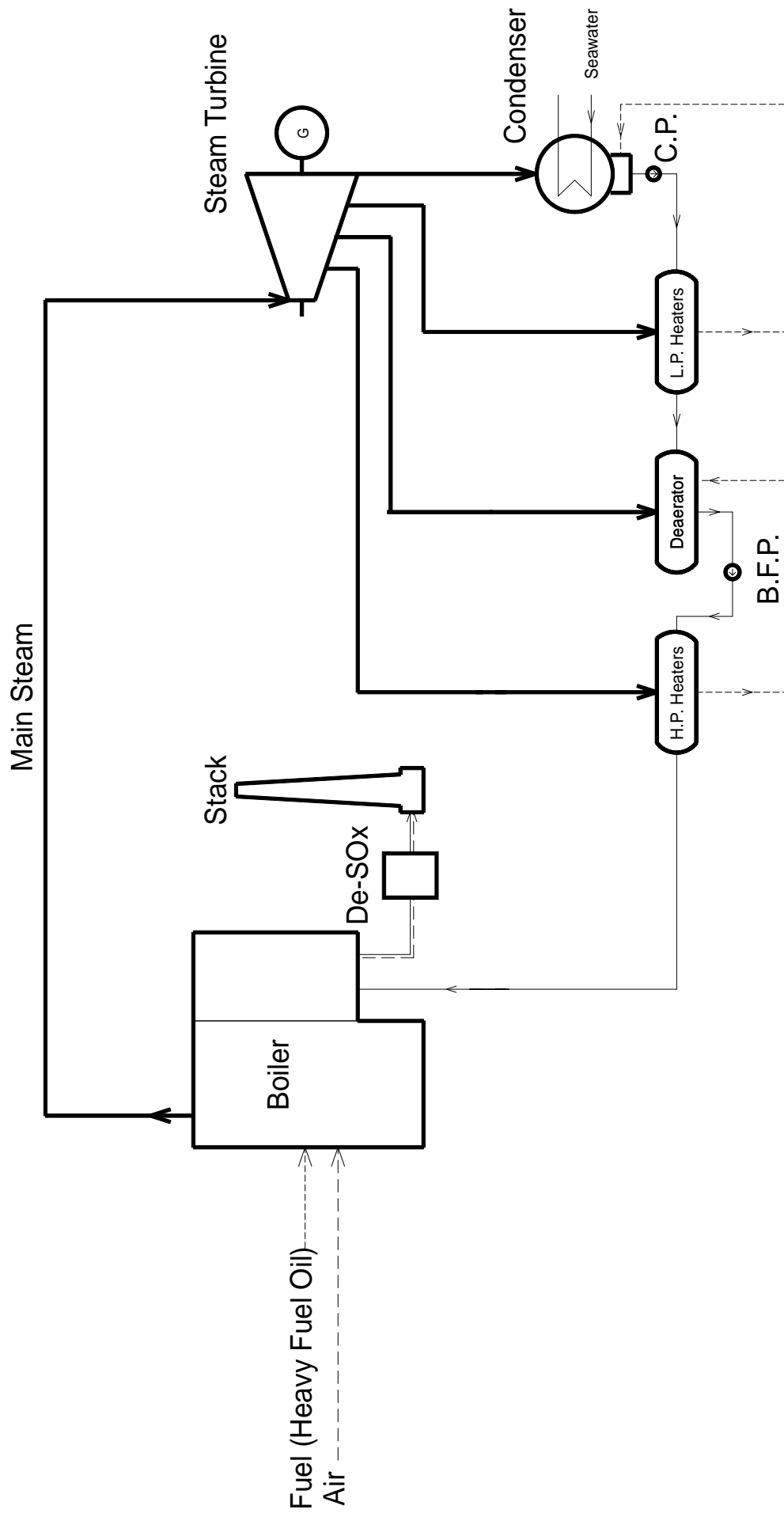


Fig.3.2-3 System Diagram of Conventional Power Plant

3.3. 各発電方式の技術面、環境面での比較

各発電方式の技術的特性比較を Table 3.3-1 に示す。また、各発電方式から排出される汚染物質の濃度を Table 3.3-2 に、180 MW プラントの年間の予想排出量を Table 3.3-3 に示す。

Table 3.3-1 に示される通り、GTCC はプラント性能、建設コストの点で 4 種類の型式の比較において最も優れており、次に中速ディーゼルが優れている。火力発電はあまり有利な点が見られない。最終的には経済性比較により最も有利なプラント型式を選定するものとする。

汚染物質の年間排出量の比較では、GTCC は SO_x 排出量はゼロ、CO₂ 排出量も最小で、NO_x 排出量は火力発電より若干上回る低値であり、環境面では一番優れている。ディーゼル発電は環境防止装置を設けても NO_x および SO_x の排出量は他に比べて著しく多い。

Table 3.3-3 Quantity of Air Pollutant Discharged from Each Power Plant

	NO _x as NO ₂ ton/year	SO _x as SO ₂ ton/year	CO ₂ ton/year
GTCC	928	0	343,000
Diesel (Middle Speed)	3,766 ^{*1}	1,353 ^{*2}	527,000
Diesel (Low Speed)	3,335 ^{*1}	1,198 ^{*2}	466,000
Oil-fired Conventional	868	506 ^{*2}	596,000

*1 : after DeNO_x system

*2 : after DeSO_x system

Table 3.3-1 Comparison of Type of Power Plant

Item	Gas Turbine Combined Cycle	Diesel (Middle Speed)	Diesel (Low Speed)	Conventional (Oil-fired Thermal)
Construction Cost	870US\$/kW	1,370US\$/kW	2,020US\$/kW	1,340US\$/kW
Fuel	Natural Gas	Heavy Fuel Oil	Heavy Fuel Oil	Heavy Fuel Oil
Efficiency (LHV)	Approx. 50%	Approx. 43%	Approx. 49%	Approx. 39%
Auxiliary Power Consumption Ratio	Approx. 2.8%	Approx. 4.6%	Approx. 4.6%	Approx. 6.7%
Environmental Mitigating Measures	Air Pollution	necessary	necessary	necessary
	Hot Water Discharge	necessary	not necessary	necessary
Ease of Operation	Good	Better	Better	Good
Reliability	Good	Better	Better	Good

LHV : Low Heating Value

Table 3.3-2 Emission Levels in Each Power Plant

Item	Cambodian Standard	Gas Turbine Combined Cycle	Diesel Generator (Middle Speed)	Diesel Generator (Low Speed)	Conventional Power Plant
NOx	1,000 mg/m ³ (487 ppm)	< 150 ppm	< 1,500 ppm	< 1,500 ppm	< 300 ppm
SOx	500 mg/m ³ (175 ppm)	-	< 700 ppm	< 700 ppm	< 2,200 ppm
Particulate	100 mg/m ³	< 5 mg/m ³	< 250 mg/m ³	< 250 mg/m ³	< 200 mg/m ³

Note : Cambodian standard is based on the sub-decree on Control of Air Pollution and Noise.

The maximum concentration of sulfur for diesel oil and heavy fuel oil is 0.2 % and 3.5 % respectively.

Emission levels for Gas Tribune Combined Cycle are based on natural gas, because diesel oil is used as back-up fuel.

Above concentrations are based on 760 mmHg, 0°C condition, and the emission levels of NOx and Particulates are referred to typical maximum level given by main manufacturers.

3.4. 経済性比較

3.4.1. 目的

本節では経済性比較を通じて、カンボディア国に導入する発電プラントの中で最も経済的な発電型式を検討することを目的とする。

3.4.2. 比較手法

以下の経済指標を経済性比較に使用する。

- (1) 総費用の純現在価値 (Net Present Value)
- (2) 発電所出口端での年均等化発電原価 (Levelised Production Cost)

全ての発電プラントは発電所出口端で同じ kWh 価値と kW 価値を有するものと仮定する。

3.4.3. 発電プラントの型式

前述されている以下の4発電型式について経済性比較を行う。

- (1) ガスタービンコンバインドサイクル 発電
- (2) ディーゼル発電 (中速)
- (3) ディーゼル発電 (低速)
- (4) 汽力発電

各発電型式の建設単価，運転・維持費，使用燃料，燃料費，所内率，事故停止率，年間点検日数等を Table 3.4-1 に示す。

3.4.4. 経済性比較

(1) 発電プラントの建設単価

プラント建設単価は概算費用をドルで見積っており、国境価格と見なして、そのまま使用する。

(2) 燃料価格

カンボディア国の発電所の使用燃料は、天然ガスを除いて、全て海外から輸入しているため、CIF (Cost, insurance and freight) 価格を使用する。CIF 価格は 3.1.2 節に記載の 1996 ~ 2001 年の平均 CIF 価格を用いる。

将来カンボディア国内で開発が期待されている天然ガスに関しては、諸経費・利益を含めて 4.0 \$/MMBTU (L.H.V. ベース) と仮定する。

3.4.5. 経済比較の結果

前記 4 型式発電プラントの経済比較を行った結果の要約を Table 3.4-2 に示す。また、計算シートを Table 3.4-3 に示し、Fig.3.4-1 に発電原価の構成内訳を示す。

Table 3.4-2 Net Present Value and Levelised Production Cost

Type	Natural Gas Combined Cycle	Diesel (Middle Speed)	Diesel (Low Speed)	Oil-fired Conventional
Fuel Price	4.0 \$/MMBTU (- \$/ton)	3.99 \$/MMBTU (154 \$/ton)	3.99 \$/MMBTU (154 \$/ton)	3.99 \$/MMBTU (154 \$/ton)
NPV	412.1 M.\$	591.4 M.\$	694.8 M.\$	601.2 M.\$
LPC	5.52 ¢/kWh	7.92 ¢/kWh	9.30 ¢/kWh	8.05 ¢/kWh
Fuel	NG	HFO	HFO	HFO

費用の純現在価値は、コンバインドサイクルが最も安く、その値は中速ディーゼルの 70%、低速ディーゼルの 59%および汽力の 69%となっている。

発電所出口端での年均等化発電原価に関しても同様で、コンバインドサイクルは代替発電型式の中で圧倒的に安くなることが予想される。

上記の結果から、コンバインドサイクル発電が最も経済的に有利であると思われる。

Table 3.4-1 Characteristics of Candidates of Power Plants and Fuel Cost

Name of Plant	Unit Capacity MW	Installed Cost US\$/kW	Construction Period Years	Disbursement Schedule		SMD days/year	FOR %	Station Use %	Plant Life Years	Fixed O/M Cost		Variable O/M Cost \$/MWh	Fuel Type
				1st year	2nd year					O/M Cost \$/kW-year	O/M Cost \$/MWh		
Combined Cycle	90	870	2	40%	60%	49	8	2.8	20	20	1.0	NG	
Diesel (Middle Speed)	90	1,370	2	50%	50%	28	20	4.6	20	21	3.0	HFO	
Diesel (Low Speed)	90	2,020	2	50%	50%	28	20	4.6	20	21	3.0	HFO	
Oil-fired Conventional	100	1,340	2	40%	60%	53	8	6.7	20	20	3.6	HFO	

Note: SMD =Scheduled Maintenance Days, FOR=Forced Outage Rate, NG = Natural Gas, HFO=Heavy Fuel Oil

Installed costs of Diesel and Oil-fired Conventional include the mitigation equipment costs against the air pollution.

Plant Type	Fuel Type	Fuel Price* US\$/MMBTU	Efficiency BTU/kWh	Fuel Cost US\$/MWh
Diesel (Middle Speed)	HFO	3.99	7,888	31.49
Diesel (Low Speed)	HFO	3.99	6,987	27.89
Oil-fired Conventional	HFO	3.99	8,729	34.85

Note: *Fuel Price based on L.H.V. (Low Heating Value)

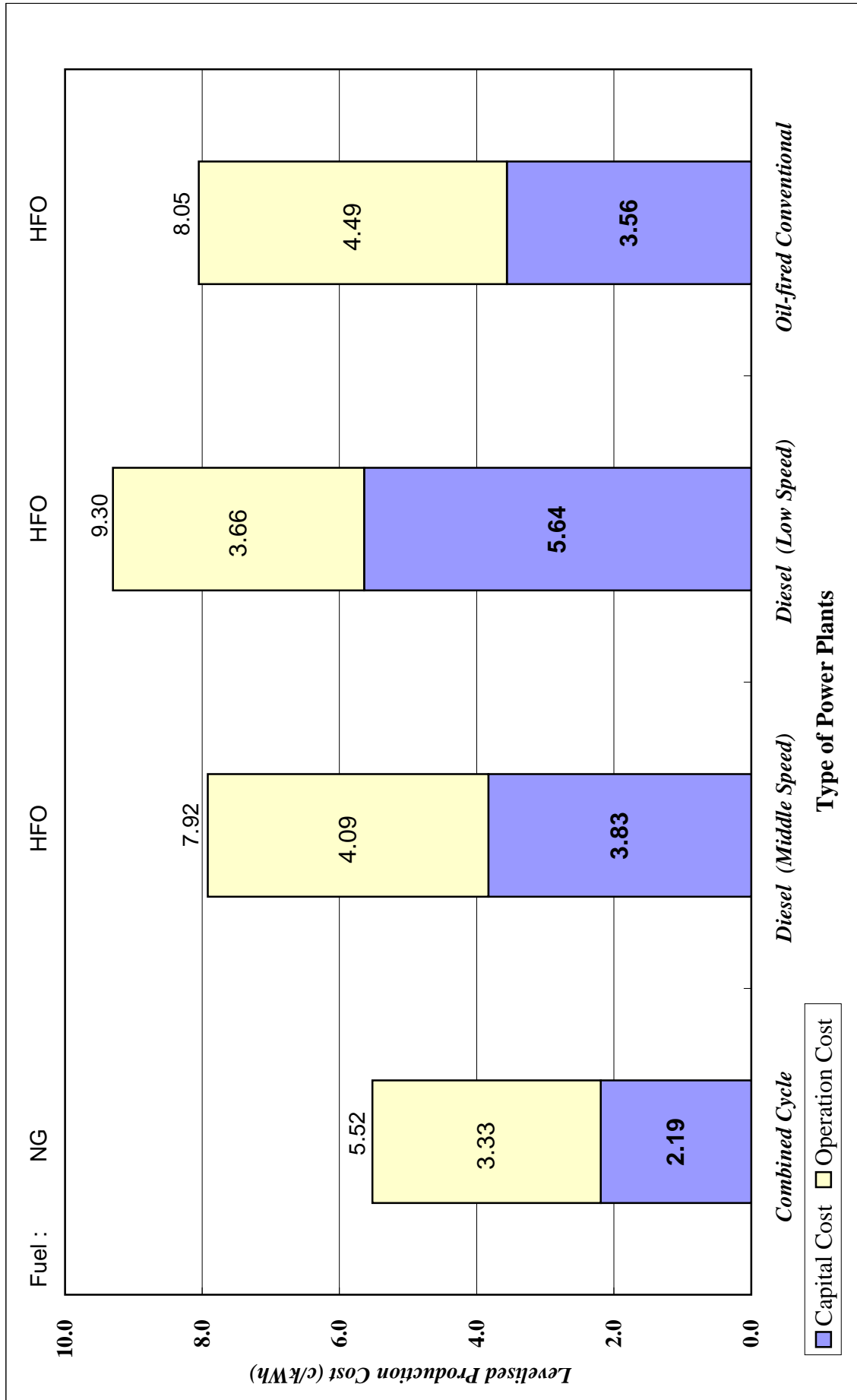


Fig.3.4-1 Comparison of Production Cost Components at Plant excluding Taxes imposed on Fuel (10%Discount Rate)

3.5. 結 論

3.5.1. 技術面・環境面での評価

プラント性能，環境特性の点において、GTCC は最も優れている。GTCC を採用した場合、大気汚染物質の排出量は通常カンボディアで使用されている重油焚き中速ディーゼルと比較して NO_x では約 75%，SO_x は 100%，CO₂ では約 35%少なくなり、大気汚染防止，地球温暖化防止といった環境保護の観点からも GTCC を採用することが望ましい。

インドネシア，バングラディシュ等 東南アジアの近隣諸国においてもガスタービンは 1960 年代，GTCC は 1980 年代から使用されており、開発途上国における GTCC 導入に関して、技術上の問題は特にないと思われる。カンボディアにおいても技術研修を行うことにより、GTCC の導入は十分可能であると思われる。

3.5.2. 経済的評価

4 種類の発電型式を総費用の純現在価値，年均等化発電原価の観点から経済比較を行ったが、コンバインドサイクル発電型式が想定した条件下では最も有利である。

3.5.3. 総合評価

以上、技術面、環境面および経済面からの総合評価として、カンボディア国にとってガスタービンコンバインドサイクル発電が最も適した発電設備である。

一方、ガスタービンコンバインドサイクルは、ガスタービン単体も含めカンボディアにとって初めての経験であるので、今後、導入時期に合わせた研修プランスケジュールを組み、技術者の養成を行う必要がある。

4. 発電所建設予定地の選定

4.1. 調査候補地

発電所候補用地として Kron Preah Sihanouk Province の Stung Hav District 内の合計 5 ヶ所 (OP-1 ~ OP-5) の地点の調査を行った。

調査の途中で、OP-3 は土地購入が不可能であることが判明したため、最終的に OP-3 を除いた 4 ヶ所につき詳細評価を行った。

各サイトを環境影響面、土地取得費および建設費 / 運転費の観点から総合評価し、OP-4 をシアヌークヴィル発電プラントの最適地として選定した。

各候補地の位置を Fig.4.1-1 に示す。



Fig.4.1-1 Location of Candidate Sites

4.2. 各候補地の踏査結果概要

踏査結果から得られた各サイトの特徴のまとめを下記に示す。

- OP-1 : OP-1 サイトは比較サイトの中では最も東部に位置しており、Sokimex 石油ターミナルからも 1 番遠い。海岸線にはマングローブの林、湿地帯が有り、また、海は遠浅であるため、海水の冷却水としての利用には適していない。また、主幹道路からはかなり離れた位置のため、長いアクセス道路を建設する必要が有ると、シアヌークヴィル港からの主幹道路には、老朽化した橋が有るため、資材の輸送のためには、この橋のリハビリも必要である。
- OP-2 : OP-2 サイトは、Sokimex 石油ターミナル近くの丘陵地帯である。従って、燃料の輸送には適しているが、海が遠いため、海水の冷却水としての利用には不可能である。主幹道路が直ぐそばを通過しているためアクセスは便利である。
- OP-4 : OP-4 サイトは、Sokimex 石油ターミナルの直ぐ南側に位置しているため、燃料の輸送に適している。更に、海にも近く、また、この辺りの海は比較的深いため、海水の冷却水としての利用には最適である。しかし、北東および東側に比較的急な山が迫っているため、270 MW 以上の将来の発電所増設に対する余裕度は小さい。主幹道路、鉄道とも近いため、資材輸送、アクセスには便利である。
- OP-5 : OP-5 サイトは、Sokimex 石油ターミナルの直ぐ東側に位置し燃料の輸送には適している。また、海にも近く、深さもある程度深いので、海水の冷却水としての利用も可能である。しかし、サイトとして与えられた場所は、真ん中を川が流れている谷状の地形であり、サイトの造成、川の経路変更等の大掛かりな工事が必要となる。

4.3. 土地の取得可能性および予想取得価格

土地の取得可能性については調査の結果、OP-3 以外のいずれのサイトも問題のない事が分かった。シアヌークヴィル市庁より聴取した土地の取得予想単価は、OP-1 が約 2.0 \$/m² , OP-2 および OP-5 が約 3.0 \$/m² , OP-4 は約 2.3 \$/m² であった。

4.4. 環境の影響度に対する評価

すべてのサイトとも住居は無いが、あっても僅かの戸数であり、住民移転の問題は小さい。

貴重種や保護種、ならびに文化財的・考古学的遺産はいずれのサイトにも観察されなかった。また、どのサイトも保護地区からは遠く離れている。

OP-5 は掘削土量が多くその処分に問題がある。サイトのレベルを冷却水ポンプ動力を抑える様に設定すると約 4.5 百万 m³ の土を他所へ処分しなければならない。

4.5. 設備コスト（含む運転コスト）の比較

各サイトの特徴から、下記の条件を前提とした建設コストの差を算出した。

- (1) プラント発電出力は 180 MW とする。
- (2) ガスタービンコンバインドサイクルとし、各サイトへ適用する冷却方式を下記とする。
 - OP-1：空冷コンデンサ
 - OP-2：空冷コンデンサ
 - OP-4：海水冷却コンデンサ
 - OP-5：海水冷却コンデンサ
- (3) 油燃料輸送は Sokimex 石油ターミナルより鉄道線沿いに油管を設置し圧送する。
- (4) 清水は、OP-1 は Hun Sen Dam より、OP-2 , OP-4 および OP-5 は Prey Treng Pond より取水することとする。
- (5) 所内変電所に Takeo からの送電線を直接接続する。
- (6) 各土地の取得価格は 4.3 項に記載の価格とする。

また、空冷コンデンサと海水冷却コンデンサでは復水器の真空度が変わり、発電効率が異なるため（海水冷却方式の方が効率が高い）、経済寿命 20 年間の運転経費の積算

値の差を現在価値に戻した値を、設備コストの差として評価した。
また、天然ガスのパイプライン長さは各サイト共約 170km のオフショアからのため、
各サイト共全て同じとし、評価から外した。

以下に示すように、OP-4 が最も設備コストが安く、次が OP-2 , OP-1 と続き、OP-5 が
最も設備コストが高い結果となった。

(単位 100万\$)

OP-1	+ 16.5
OP-2	+ 10.6
OP-4	Base
OP-5	+ 28.9

5. 詳細現地調査結果

5.1. 地形，地質，水文，海底地形，海底地質および海象調査結果

5.1.1. 地形測量

サイトの地形は、南側は一般的に平坦で標高 1 ~ 8 m，地形勾配は約 1/70（東西方向）および約 1/50（南北方向）となっている。北部および東部の端は比較的低い高さ 100 ~ 211 m のピークを持つ山で囲まれ、緩勾配から次第に急勾配へと変化する。サイトの南側は池が広がり、2本の池に流入するクリークがサイト内を横切る。

5.1.2. 地質調査

サイトの地質は、ジュラ紀後期 - 白亜紀の上部砂岩層がシアヌークヴィル地域に広がる主な岩盤を形成する。

基岩の一般的な走向は N50 - 70E であり、NW 方向の緩やかな傾斜 5-10 度を持つ。被り層は主として砂，シルト砂から成り 4.35 - 25.75 m の厚さを持つ。サイトの南側ではやや厚く (19 - 26 m)、その厚みは北に行くに従って薄くなる。サイト内の中央部および南側では基岩深さ約 - 15 m ~ - 22 m + MSL となっている。

5.1.3. 水文調査

Hun Sen Dam と Prey Treng Pond の流出量を堰上流の水位計測結果から算出した。乾期の Prey Treng Pond での流出量は 2001 年 2 月末で約 17 lit/sec であり、同時期の Hun Sen Dam の越流量は 10 lit/sec であった。2000 ~ 2001 年の乾期の降雨量は 1991 ~ 2001 年の降雨量データに基づくと、約 1.4 年の再現期間を持つ。この結果、Prey Treng Pond を発電所の主な原水補給源として考えることができる。

5.1.4. 海底地形

サイト前面は南北方向に約 1 km の砂浜が広がる。浜の勾配は約 1/50 で、沖合方向に徐々に緩やかになり岸から約 1 km の沖で海底勾配は約 1/500 となる。海底地形は比較的単調で特に目立った起伏は見られない。

5.1.5. 海底地質調査

沖合ボーリング 4 孔を実施した。上部の土層は非常に緩いおよび「緩い」から「中程度に密な」砂質土から成る。砂岩は砂質堆積物の下の海底下 4.5 ~ 9.5 m の深さに現れる。

5.1.6. 海象調査

潮位観測結果から、以下の潮位パラメータが得られた。

CDL (Chart Datum Level)	=	- 1.07 m + MSL*
MHWL (Mean High Water Level)	=	+ 0.37 m + MSL*
MSL (Mean Sea Level)	=	+ 0.08 m + MSL*
MLWL (Mean Low Water Level)	=	- 0.17 m + MSL*
HHWL (Highest High Water Level)	=	+ 1.17 m + MSL*
LLWL (Lowest Lower Water Level)	=	- 1.06 m + MSL*

* MSL at Hatien in Vietnam

5.2. 環境ベースライン調査結果

環境ベースライン調査は、2000 年 9 月に開始し 2001 年 8 月に終了した。詳細は TEAM 社の作成した最終レポートに記述されている。得られたデータは、JICA 調査団により別途作成される EIA レポートの基礎情報となる。調査は 10 のカテゴリーに対して行われ、その概要を下記に示す。

5.2.1. 土地利用調査と利用地図の作成

プラントサイト、油パイプラインルート、Stage 3 建設用地およびプラントサイトから 30 km 半径内に入る地域の調査を行った。

プラントサイトは 86% が草地と雑木林で、西側に鉄道と道路があり、白砂のビーチへと続いている。

その他のサイト関連地域も大部分が雑木および雑草で覆われているが、30 km 半径内の主たる土地利用形態は森林である。

5.2.2. 人口調査

プラントが設置される Krong Preah Sihanouk Province および Stung Hav District の人口はそれぞれ 15,600 人および 13,000 人で、15 才以下の人口の比率が高い。活動の約半数は農業，漁業等の第 1 次産業で、鉱業および製造業の第 2 次産業 (11%)，サービス業の第 3 次産業 (38%) の比率となっている。教育レベルは低く、83% が小学校卒業または中退である。飲料水源は井戸，照明手段は灯油ランプ，燃料は薪が主で住環境も良くない。

プラントサイト内の居住者の数は僅か 6 世帯である。

5.2.3. 社会経済調査

(1) 交通状況調査

シアヌークヴィル港とサイト近くの Sokimex 石油ターミナルまでの雨季 / 乾季両方の交通状況を調査した。調査は代表的な 3 地点につき行った。

港に最も近い地点での交通量は乾季の 24 hr で 10,000 ~ 12,000 度数，雨季で 7,000 ~ 8,000 度数であり、ほとんどがモーターバイクであった。

Sokimex 石油ターミナルに近い 2 点の交通量は極端に低く、上記の約 7 分の 1 であった。

(2) 道路沿いの建造物

シアヌークヴィル港と Sokimex 石油ターミナル間の道路沿いにある建造物の数を調べた。道路沿い 20 m の地域に存在する建造物の数は合計 691 で、58.7% が住居，37.9% が商店，その他少数の工場，政府機関のオフィスであった。

(3) 30 km 半径内の社会経済状況

特徴は下記の通り。

- 学校の生徒数が多い (小学校)
- 多くの世帯が漁業をやっている
- 製造業は少なく、規模も小さい。
- 病院は人口の割には患者数，専門スタッフも少ない

(4) プラントサイト，油パイプラインルートおよび Stage 3 建設用用地

上記地域の 39 世帯のアンケート結果の概要は下記の通り。

- 平均世帯人数 : 5人
- 平均年齢 : 23才
- 雇用状況 : 20人は専業、残りは兼業
- 世帯の平均年収 : 1,500ドル
- 土地の所有 : 住居地については100%住居者の所有
- プロジェクト存在の認識 : 約46%
- 転居に関する期待 : 33%はシアヌークヴィル市街地への移住を希望，現金による代償希望95%，転居のための新地希望59%

5.2.4. 考古学的調査

文献調査，聞き取り調査，試掘および土壌サンプル採取による調査を行ったが、プラントサイト，油パイプラインルート，Stage 3 建設用地とも考古学的価値のあるものは見付からなかった。

5.2.5. 陸上生物生態調査

“IUCN’s Red Data Book”等の国際文献およびカンボディア国の農林・漁業省から出されている文献“Declaration on the Species Listed of Wild Game Forbidden to be Hunted”等をベースに調査を実施した。

調査は、住民へのインタビューと資格を持った生態学者による観察により行われた。Hun Sen Dam および Prey Teng Pond で観察された数種の保護鳥類を除き、リストにある保護動物は調査団によっても観察されず、住民からも最近見たという報告はなかった。

プラントサイトおよび油パイプラインルートにある 10 cm DBH 以上の樹木の目録も作成した。この種の樹木は、プラントサイトに 302 本，油パイプラインルートには 147 本存在していた。

5.2.6. 水質と水生生物生態調査

調査は Hun Sen Dam 貯水池内，Hun Sen Dam 下流域，プラントサイト近傍の Prey

Treng Pond の 3 ヶ所で乾季，雨季両方実施した。

調査対象は植物および動物性プランクトン，ベントス，魚類，水生植物，鳥類およびその他の動物相である。

上記調査点で確認された保護鳥の数は 18 種であった。また、調査団は確認できなかったが、住民により観察されたと報告のあった保護動物は 8 種あった。しかし、いずれも最近観察されたものはない。

5.2.7. 海洋生物生態系および漁業調査

シアヌークヴィル港と Stung Hav 港における漁業調査を、2000 年 9 月末から 2001 年 8 月初旬の間 8 回行った。この結果、プロジェクトサイトのある海岸域では、広く漁業活動や漁獲が行われていることがわかった。

プロジェクト地域（半径 30 km 内）で観察（数は少ない）または漁師のインタビューから判明した保護海洋生物は、イルカ，サメ，鯨，海亀，珊瑚礁，マングローブ林等である。

魚類プランクトンについては、冷却水取入口，排水口の予定地近くの 6 ヶ所で 8 回計 48 のサンプリングを実施した。その結果、48 科の卵および幼生が見付かったが、取・排水口直近は近傍の深層よりは少なかった。

5.2.8. 大気性状および騒音調査

30 km 半径内の汚染物排出源の調査を行い目録にまとめた。シアヌークヴィル港と Sokimex 石油ターミナル等の一部を除いて、地域の大气汚染に大きな影響を与える汚染源はなかった。

現状の大气性状を 2 ヶ所にて測定したが、SO₂，NO₂ともカンボディア基準値，世界銀行の指針よりかなり低い値であった。

騒音については 3 ヶ所にて 24 時間連続測定を行った。計測値はかなり低く、全般的な最高値は約 60 dB(A)であった。瞬時最高値は、列車通過時で約 85 dB(A)，大型トラック通過時で約 79dB(A)であった。

5.2.9. 温排水拡散シミュレーション

現地で海水温度，潮流および方向の計測を乾季，雨季の 2 度行った。また、海象調査で計測された海底地形調査のデータおよびシアヌークヴィル港で測定された潮位

データも収集・編集し、これらのデータをシミュレーション計算に使用した。

計算には AQUASEA モデルを使用した。

計算はプラントの最終負荷 270 MW に対して、乾季，雨季両方のケースにつき、(i) 底面から表面まで一様に混合が行われているとした場合、ならびに(ii) 表面から 2.5 m 深さでのみ混合が行われているとした場合の計算を行った。

計算結果から、現在の取・排水設備の設計で、世界銀行の指針（排水口から 100 m の地点で 3°C 以下の温度上昇）は十分達成可能であることが確認された。

また、温排水拡散範囲もプロジェクト近くの海岸の狭い範囲に限定されているので、漁業に与える影響もほとんどないと思われる。しかし、雨季の場合の約半分は、0.5°C の温度上昇が冷却水取水口を越えて広がることも予想される。

5.2.10. 排出ガスの拡散計算

USEPA Industrial Source Complex 3 Model (ISC3)を使用し NO₂ , SO₂ , CO および TSP の地上濃度を推定する排ガス拡散シミュレーション計算を行った。

計算は、Stage 毎の環境への影響，燃料の違いによる差，排出システムの違いによる差をみるため、多数のオプションにつき実施した。

計算結果を要約すると下記の通りであった。

- 調査した全ての汚染物質について、最大地上濃度はプラントサイトの東および南東の丘で発生する。
- シアヌークヴィル市街，Sokimex 石油ターミナルおよび Stung Hav（受容地域）での地上濃度は、上述の丘の上での最大濃度に比べて著しく低い。
- 1 Stage あたりに 1 本の集合煙突の方が、1 Stage あたり 3 本の個別煙突より大気中の拡散には適している。
- クリアすべき最も困難な基準は、ディーゼル油焼き時の NO₂ 1 時間値である。

最終的に、本発電所が 270 MW まで増設されるとして、全てのカンボディアの基準値を満足するオプションは、50 m 高さの集合煙突（各 Stage に対し 1 本，合計 3 本）であった。

6. 環境規制および基準

6.1. 発電所計画に関連する環境基準

現在まで、カンボディアが制定した発電所計画に関連する環境法には、下記のものがある。

- 環境保全および天然資源の管理に関する法律 (1999年 12月制定)
- 環境影響評価手続き政令 (1999年 8月制定)
- EIA レポート作成のためのガイドライン (2000年 3月草案)
- 水質汚濁の規制に関する政令 (1999年 4月制定)
- 固形廃棄物の管理に関する法令 (1999年 4月制定)
- 大気汚染および騒音の規制に関する政令 (2000年 7月制定)

本プロジェクトには、原則として上記の法に決められた環境基準値・規制を適用するものとする。但し、上記の法に欠陥やあいまいさがあるものについては、参考となる世界銀行やその他の適当なガイドラインを適用することとする。

6.2. 本プラントに適用される環境基準

(1) 大気中への排出に関する基準値

下記のカンボディア基準値を適用する。

汚染物質	許容排出濃度	関連比較
NOx	1,000 mg/m ³ *	世銀：(15 % O ₂ 基準)ガス燃料 125 mg/Nm ³ ディーゼル油 165 mg/Nm ³
SOx	成分別に下記の通り	世銀：2000 mg/Nm ³ および 0.20 tpd/MWe
SO ₂	500 mg/m ³ *	
SO ₃	35 mg/m ³ *	
H ₂ SO ₄	35 mg/m ³ *	
Dust (SiO ₂)	100 mg/m ³ *	世界銀行：全粒状物質 = 50 mg/Nm ³
VOC	成分毎に異なる	
CO	1,000 mg/m ³ *	

* 規定されていないが、乾きガス，15 % O₂，1.013 bar，0°C を基準とする

大気中の汚染物質濃度に付いても下記のカンボディア基準値を適用する。

汚染物質	1時間平均値 mg/m ³	8時間平均値 mg/m ³	24時間平均値 mg/m ³	年平均値 mg/m ³
NO ₂	0.3	-	0.1	-
SO ₂	0.5	-	0.3	0.1
TSP	-	-	0.33	0.1
CO	40	20	-	-
Ozone	0.2	-	-	-
VOC (one by one)				

(2) 排水に関する基準値

排水性状については、下記のカンボディア基準値を適用する。

項 目	単位	最大許容値	
		公共水域および下水	関連比較
Temperature	°C	< 45	世界銀行：温度変化 3°C 以下
PH		5-9	世界銀行：6-9
BOD5	mg/l	< 80	-
COD	mg/l	< 100	-
Total Suspended Solids	mg/l	< 80	世界銀行：50
Total Dissolved Solids	mg/l	< 2000	-
Grease and Oil	mg/l	< 15.0	世界銀行：10
Detergents	mg/l	< 15.0	-
Nitrate	mg/l	< 20	-
Chlorine (free)	mg/l	< 2.0	世界銀行：0.2
Chloride (ion)	mg/l	< 700	-
Sulfate (as SO ₄)	mg/l	< 500	-
Phosphate (PO ₄)	mg/l	< 6.0	-
Iron (Fe)	mg/l	< 20.0	世界銀行：1
Chromium (Cr ⁺³)	mg/l	< 1.0	世界銀行：計 0.5
Chromium (Cr ⁺⁶)	mg/l	< 0.5	
Copper (Cu)	mg/l	< 1.0	世界銀行：0.5
Lead (Pb)	mg/l	< 1.0	-
Nickel (Ni)	mg/l	< 1.0	-
Zinc (Zn)	mg/l	< 3.0	世界銀行：1.0
Ammonia (NH ₃)	mg/l	< 7.0	-
Dissolved oxygen (DO)	mg/l	> 1.0	-

Prey Treng Pond への排水放出は行わない事とする。従って、環境水質規制値は海岸水域に対する基準値を採用し以下とする。

Coastal Water

項目および単位	基準値	関連比較
PH	7.0 – 8.3	-
COD (mg/l)	2 – 8	-
Dissolved Oxygen (DO) (mg/l)	2.0 – 7.5	-
Coliform bacteria (MPN/100 ml)	<5000	-
Oil content (mg/l)	0	-
Total Nitrogen (mg/l)	0.2 – 1.0	-
Total Phosphorus (mg/l)	0.02 – 0.09	-

冷却水の温水塊による混合域の広さに対する規制は、世界銀行の推奨を遵守する事とする。即ち、冷却水の排出地点から 100 m の位置にて 3°C 以下とする。

塩素注入に関しても世界銀行の推奨に準じ、低濃度連続注入は行わず高濃度間欠注入を基本とする。

(3) 固形廃棄物の排出基準

カンボディアの固形廃棄物に関する具体的なガイドラインは未だ制定されていない。従って、本プロジェクトには次に示す一般的に採用されている対処法を採用する。

- 分別，回収，売却等による量の縮減
- 有害物とその他の物との分別
- 無害物の焼却による量の縮減
- 無害物，不燃物および回収不能物の埋立て処理
- 信頼できる業者を使うか埋立て前安定化処理を施しての有害物処理

(4) 騒音規制値

本プロジェクトに対する規制値は、カンボディアの基準を参考に下記の通りとする。

サイト境界および周辺地は商業・工業用地とされているので、本プロジェクトが

らの境界騒音値は 70 dB(A)以下とする。

サイト境界から最も近くにある住居地点では、下記の制限値を超えない事とする。

6:00 ~ 18:00	75 dB(A)
18:00 ~ 22:00	70 dB(A)
22:00 ~ 6:00	50 dB(A)

6.3. 環境影響評価 (EIA) 作成に適用される環境ガイドライン

カンボディアでは、5 MW 以上の発電プラントは環境影響評価が要求されている。

カンボディアでの EIA 作成を行う為の法的体制や遵守事項に付いては、1999 年 8 月 11 日付省令である「Sub-Decree on Environmental Impact Assessment Process」に記載されている。

EIA レポートの内容に対するガイドラインは未だ草案で承認されていないが、本プロジェクトで作成する EIA レポートは原則としてこのガイドラインに準拠することとする。

7. 発電所の最適設計

7.1. 発電所計画基本概念

シアヌークヴィル発電所は下記に示す計画概念をベースに設計する。

- プラント容量および増設プラン

プラントの設備容量を 180 MW とするが、将来 270 MW まで増設可能とする。しかしながら、180 MW プラントの建設も、数年間隔の 2 ステージに分けて建設するものとする。また、180 MW から 270 MW への増設は 180 MW 完成後すぐではなく 10 年程度経った後と想定する。

以上の計画をベースにシアヌークヴィルの呼称発電容量および建設ステージを下記のように定義する。

プラント呼称容量 : 180 MW

建設ステージおよび各ステージの容量

第 1 ステージの 90 MW 工事 ; Stage 1

第 2 ステージの 90 MW 工事 ; Stage 2

第 3 ステージの 90 MW 工事 ; Stage 3

本レポートでは、要求される設備仕様，配置，建設コスト，建設スケジュール，経済性等についての詳細検討は Stage 1 および Stage 2 のみについて行う。Stage 3 については、必要な建設スペースの検討および環境に関する検討は行うが、その他特に具体的な検討は行わないこととする。

- ユーティリティ

コンバインドサイクル発電所での主なユーティリティとしては、燃料，電気，冷却水，プラント補給水，消防用水，その他各種化学薬品がある。

- (i) 燃料

本プラントの主燃料は天然ガスで、ディーゼル油をバックアップ燃料とする。天然ガスの可能性については現在調査中であるが、パイプラインは海からプラントの西端へ至るものとする。

ディーゼル油は Sokimex 石油ターミナルよりパイプラインにて輸送されるものとし、パイプラインは石油ターミナルより鉄道沿いに敷設され、プラント敷地

の北西端へ至るものとする。

ガスパイプラインの容量は Stage 3 も含めた 3 期分とする。

(ii) 電 気

通常のプラント起動および停止用の電気は 220 kV 送電線から降圧トランスを通して供給される。一方、通常連続運転中の必要電気は所内の発電機の出力回路に設置される降圧トランスを通して供給される。

(iii) 冷 却 水

蒸気タービン復水器用の冷却水としては海水が使用される。海水はプラント西側の海より取水され同じ海域に放水される。取水口および放水口は約 5 m 深さの海底に設置され、各々の口は温水の再循環を防止するのに必要な十分な間隔を取った配置とする。取水口からプラントまで、およびプラントから放水口までの冷却水移送はいずれも配管とし、海の部分では海底下に、陸の部分では鉄道および道路を横切って地下へ埋設することとする。

(iv) プラント補給水

プラント補給水は Prey Treng Pond から取水する。

しかし、Prey Treng Pond の水は既に現在、Sokimex 石油ターミナルと近隣の住民に利用されているので、乾期の水量の少ない時期のために、プラント内に約 1 ヶ月分の容量の原水貯蔵タンクを設置することとする。

(v) 消防用水

Prey Treng Pond の水を消防用水として使用する。2 台の消火水ポンプ（1 台は電動、他の 1 台はディーゼルエンジン駆動）を池の岸に設置する。

(vi) 化学薬品および潤滑剤

ガスタービンコンバインドサイクル発電所の運転・保守には多種の化学薬品および潤滑油が必要となる。カンボディアでは、これらの薬品・潤滑剤はすべて輸入されることになると想定されるので、それぞれ購入に必要な期間を考慮して数ヶ月分の貯蔵ができる様にする。

• 送 電

本プラントは 220 kV 送電線（2 回線）に連絡される。送電線は Takeo 変電所から Kampot を経由して、本プラントの北側から進入して来るものとしている。

本プラントはシアヌークヴィルの市中心へ向う高压送電線の連結も準備している。この送電線はプラントの南側へと向うこととしている。

- 設備予備に対する方針

一般的には、プラントの 100% 出力運転を維持するために連続運転を要求される機器またはシステムに対しては「N + 1」ベースを適用する。ここで「N」とはプラントの 100% 出力運転のために必要な機器またはシステムの数量を示す。

しかし、次の機器またはシステムについては「N」ベース（予備なし）が適用される。

- 主要な機器ではあるが設備コストの高い機器，例えば：
ガスタービン，HRSG，蒸気タービン，復水器，冷却水ポンプ 等
- 頻繁なまたは偶発的な事故の可能性の低い機器，例えば：
配管システム，変圧器，遮断器 等
- プラントの連続運転に必須ではない機器，例えば：
換気・空調設備，廃水処理装置，貯蔵製造，保守用設備，緊急用設備 等

監視制御装置には下記の方針を適用する。

- 現場計器および制御装置は一重化とする。
- マイクロプロセッサ技術を基本としたガスタービン，HRSG，蒸気タービン当の重要機器を制御する中央制御システムは二重化とする。
- 上記中央制御システム間の通信のためのデータウェイは二重化とする。

- ブラックスタートおよび非常用電源

外部からの電気の供給なしにプラントの起動や重要機器の運転を可能とするために非常用ディーゼル発電機を設置する。プラントを安全に停止するために必要な緊急用の制御や照明のための直流電気を供給する無停電電源装置 (UPS) を設けることとする。

- 保守・点検に対する方針

プラント内に機械工場と化学研究室を設ける。

通常の保守・点検は発電所内にて行われるものとするが、ガスタービンのための特殊な保守・補修はガスタービン製造メーカーの工場にて行われるものとする。

7.2. プラントの基本設計条件

7.2.1. サイト条件

(1) 地 形

サイトの地形は、全般的に標高 1.0 m ~ 8.0 m 程度、勾配が 1/50 ~ 1/70 の丘陵地で低木で被覆されている。南側は池が広がり、2本の小川がサイト域内を横切る。

(2) 地 質

サイト域は、砂岩、シルト岩から成る岩盤が広がり、その上に砂、シルト砂からなる被り層が 4 ~ 26 m の厚さで堆積する。サイトの南側で厚く (19 ~ 26 m)、北に行くに従って薄くなる。サイト中央部および南側で基岩面の標高は約 -15 m + MSL ないし -22 m + MSL となる。

(3) 気 象

サイトでの主な気象パラメータは以下の通り。

- a. 気 温 平均 28.8 °C , 最高 33.7 °C , 最低 24.5 °C
- b. 相対湿度 86% (月平均最高) , 76% (月平均最低)
- c. 降 雨 量 年平均雨量 3,200 mm (675 mm 最大月平均)
10 分間降雨量 45.3 mm (50 年確率)
- d. 風 平均風速 3 ~ 6 m/sec
風向き N, SW (雨期) , N, S (乾期)
最大風速および風向き 24 m/sec , W - NW (1996 年に発生)

(4) 海 象

- a. 潮 位

主なパラメータは以下の通り。

CDL	(Chart Datum Level)	=	-1.07 m + MSL*
MHWL	(Mean High Water Level)	=	0.37 m + MSL*
MSL	(Mean Sea Level)	=	+0.08 m + MSL*
MLWL	(Mean Low Water Level)	=	-0.17 m + MSL*
HHWL	(Highest High Water Level)	=	+1.17 m + MSL*

$$\text{LLWL (Lowest Lower Water Level)} = -1.06 \text{ m} + \text{MSL}^*$$

* MSL at Hatien in Vietnam

b. 風 波

サイト前面海域での 50 年確率の風波は、有義波高 3.8 m , 有義波周期 6.5 sec と推定される。

(5) サイト地盤標高

サイトの地盤標高は、サイト造成時の土工バランス , 潮位 , 風波に対する安全性 , 冷却水循環水路管路のサイフォンリミット等を総合的に考慮して 4.1 m + MSL とする。

7.2.2. 燃 料

(1) 使用燃料

シアヌークヴィル発電所では、主燃料として天然ガスを、補助燃料としてディーゼル油を使用する。燃料の利用可能性については 3.1 節を参照のこと。

(2) 天然ガス性状

代表的な天然ガスの性状および発熱量を Table 7.2-1 のように想定した。

Table 7.2-1 Properties of Typical Natural Gas

Components	Unit	
CO ₂	vol. %	1.65
N ₂	vol. %	1.92
CH ₄	vol. %	95.49
C ₂ H ₆	vol. %	0.72
C ₃ H ₈	vol. %	0.07
C ₄ H ₁₀	vol. %	0.02
C ₅ H ₁₂	vol. %	0.10
High Heating Value	kJ/Nm ³	38,700
Low Heating Value	kJ/Nm ³	34,920

(3) ディーゼル油性状

ディーゼル油の性状および発熱量を Table 7.2-2 のように想定した。

Table 7.2-2 Properties of Diesel Oil

Components	Unit	
Carbon	wt. %	86.22
Hydrogen	wt. %	13.10
Oxygen	wt. %	0.10
Nitrogen	wt. %	0.08
Sulfur	wt. %	0.20
Water & Sediment	wt. %	0.00
Ash	wt. %	0.00
High Heating Value	kJ/kg	44,430
Low Heating Value	kJ/kg	41,470

7.2.3. 冷却水

(1) 冷却水媒体 海水

(2) 温 度

復水器設計温度 29°C

許容温度上昇 7°C

(3) 水 位 (7.2.1 節 (4) 参照)

7.2.4. 原 水

(1) 水 源

Prey Treng Pond が本発電設備にとって最も有力な淡水源である。

(2) 水 量

乾季における Prey Treng Pond からの水量は、2001 年の 2 月末にて約 17 l/sec であった。この淡水量は発電設備にとって十分な量である。しかし、今後他の消

費者による淡水需要が増加することを考慮にいれて、乾期の水不足対策として1ヵ月分の貯蔵タンクを設けることにしている。

1991年から2001年間の乾期（11月から翌年3月まで）の降雨量の変化を Fig. 7.2-1 に示す。Table 7.2-3 に示されるデータに基づき2000年/2001年の乾期の降雨量の再現期間を算出すると、ほぼ1.4年となる。この結果から、原水補給は主として Prey Treng Pond から期待できる。

(3) 水 質

Table 7.2-4 に Prey Treng Pond における淡水の性状を示している。

Table 7.2-3 Non-Excess Probability Dry Season Rainfall at Sihanoukville

Return Period (year)	Probability (%)	Rd (mm)
20	5.00	23.51
10	10.00	88.74
5	20.00	167.69
3	33.33	241.46
2	50.00	318.75
1.5	66.67	396.04
1.2	83.33	492.83
1.1	90.91	558.42

RD : Rainfall in Dry Season (November - March)

Dry year : Probability 10% occurrence of Rd less than 88.74 mm.

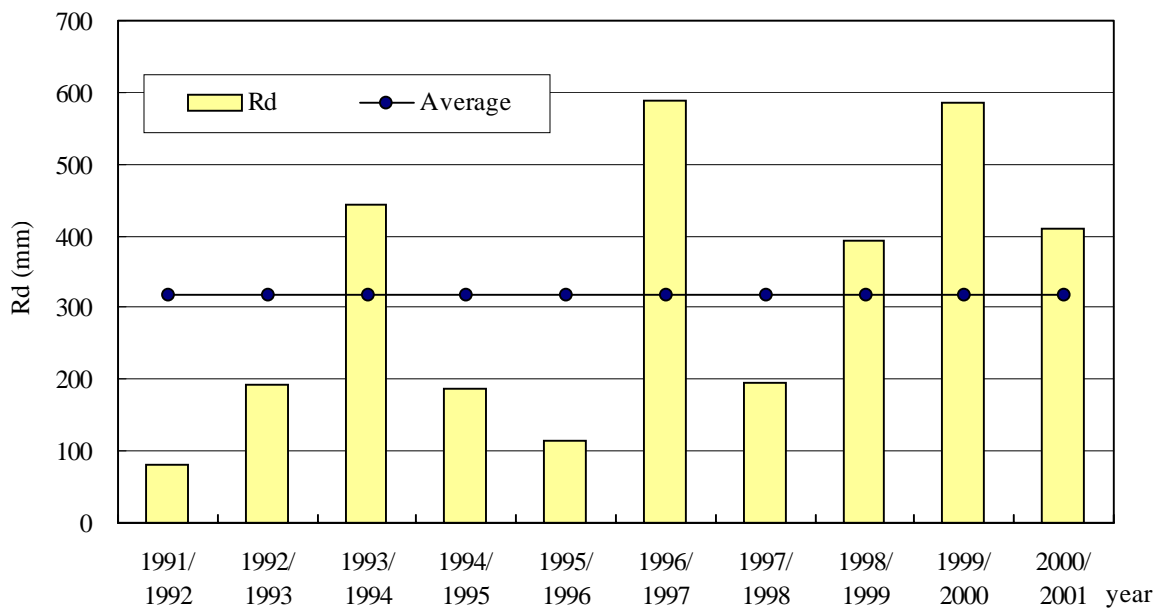


Fig.7.2-1 Variation of Rainfall in Dry Season

Table 7.2-4 Quality of Fresh Water

Parameter	Unit	Dry Season	Rainy Season
Color	-	Yellowish	Yellowish
Odor	-	No	No
pH	-	9.0	6.9
Salinity	ppt	0	0
Transparency	m	1.3	2.2
Dissolved Oxygen	mg/l	5.3	6.8
Turbidity	NTU	3.2	2.2
Total Hardness	mg/l as CaCO ₃	12.0	8.1
Total Suspended Solids	mg/l	1.0	2.0
Total Solids	mg/l	65.0	36.0
Carbon Dioxide	mg/l	2.11	2.07
Cations			
Sodium	mg/l as Na	3.142	2.60
Potassium	mg/l as K	0.809	0.315
Calcium	mg/l as Ca	ND	ND
Magnesium	mg/l as Mg	2.92	1.96
Manganese	mg/l as Mn	Limit of Quantitation	ND
Iron	mg/l as Fe	0.918	0.731
Ammonia Nitrogen	mg/l as NH ₃ -N	0.185	0.14
Anions			
Chloride	mg/l as Cl	4.76	5.82
Bicarbonate Alkalinity	mg/l as CaCO ₃	12.0	2.07
Sulfate	mg/l as SO ₄ ²⁻	3.1	2.1
Silica	mg/l as SiO ₂	28.0 *	4.06
COD	mg/l	35.93	37.85
Oil and Grease	mg/l	ND	ND

* should be checked by further analysis

7.2.5. 地震力

カンボディアでの地表最大加速度 (PGA) 値は 20 - 40 gal である。この結果から、疑似静的解析における水平力として使用される重力との比で定義される構造物の水平震度係数は 0.05 となる。

津波については、サイト周辺は地震の可能性がほとんどないこと、仮にタイ湾で津波が発生したとしてもサイト地域はサイト前面の島々により遮蔽されるため、その影響はほとんどないと考えられる。

7.2.6. 取・放水施設の形式の選択

取・放水施設形式の選択のために 3 種類の形式 1) 捨石タイプ, 2) 鋼管杭タイプ, 3) 埋設管タイプについて各形式の建設工事費と特徴を比較した。

その結果、建設コストが小さいことに加えて、環境へのインパクトが少ない埋設管形式を採用する。

7.3. 発電設備方式

7.3.1. 概要

本発電設備の概要は以下の通りである。

- 設備容量 180 MW
 Stage 1 : 1 × 90 MW
 Stage 2 : 1 × 90 MW
- 形 式 ガスタービンコンバインドサイクル
- 設置場所 シアヌークヴィル特別市 OP-4 候補地
 (Sokimex 石油ターミナルの南方約 2 km)
- 運転モード ベース負荷運用
- 使用燃料 天然ガスおよびディーゼル油
- 冷却水源 海 水
- 淡水源 Prey Treng Pond (サイトに隣接)
 乾季における水不足を補うために発電所敷地内に貯水タンク
 を設ける。

7.3.2. コンバインドサイクル発電設備概要

ガスタービンコンバインドサイクル発電設備は、ガスタービン、排熱回収ボイラおよび蒸気タービンから構成されており、一般に必要な発電容量を確保するために、ガスタービンが 1 から数台、蒸気タービンが対応する必要台数設置されている。また排熱回収ボイラは、ガスタービンと同数設置されており、ガスタービン排ガス中の熱を蒸気に変換し蒸気タービンで利用している。

コンバインドサイクル発電設備には、ガスタービン・蒸気タービン・発電機を同一軸上にした一軸型とガスタービンと蒸気タービンを別軸上にした多軸型とがある。その特徴を Table 7.3-1 に示す。

Table 7.3-1 Comparison between Single Shaft and Multiple Shaft Configurations

	Single Shaft	Multiple Shaft
Capital Cost	Base	Same
Efficiency	Base	Better at higher load Worse at lower load
Availability	Base	Same
Operability	Base	Worse
Required Area	Base	Smaller

7.3.3. ガスタービン単機容量

多軸型ガスタービンコンバインドサイクル発電設備は、必要な発電容量を確保するために、蒸気タービン 1 台に対してガスタービンが 1 から数台組合される。

送電システムの安定性からは、小容量のガスタービンを数多く設置し、万が一の事故停止時における影響を低くする必要がある。

カンボディアの系統においては、送電システムの安定性から、ガスタービン 1 台が停止した場合に許容される最大低下容量は、約 30 MW である。それゆえ、ガスタービンの単機容量としては、約 20 MW となり、台数は、各ステージ 90 MW に対して 3 台必要となる。

7.3.4. 蒸気条件

蒸気タービン入口蒸気条件は次のとおりとなる。

天然ガスにて

- 圧 力 5.4 MPa
- 温 度 493°C

ディーゼル油にて

- 圧 力 5.5 MPa
- 温 度 497 °C

7.3.5. 真 空 度

本プロジェクトにおいては、冷却水入口温度は 29°C , 冷却水出口温度は 36°C (29 + 7) , 飽和温度は 40°C (36 + 4)となる。それゆえ、復水器真空度は 40°C の飽和圧力である 7.38 kPa とする。

7.4. 主要機器仕様

7.4.1. ガスタービン

(1) ガスタービン仕様

ガスタービンの仕様は以下のとおりである。

- | | |
|---------|---------------|
| (a) 容 量 | 20 MW 級 |
| (b) 形 式 | 屋内型 |
| (c) 燃 料 | 天然ガスおよびディーゼル油 |
| (d) 数 量 | 各ステージ当り 3 台 |

(2) サイト条件におけるガスタービン性能

ガスタービンの性能は、使用燃料，大気圧，大気温度，湿度等で変化する。
本プロジェクトで使用される燃料は、天然ガスとディーゼル油であり、また、シアヌークヴィル特別市における平均気象条件は、大気圧が 1,013 hPa , 大気温

度が 28.8℃，相対湿度が 81%である。

サイト条件を加味した天然ガスを使用した予想ガスタービン性能およびディーゼル油を使用した予想ガスタービン性能をそれぞれ Table 7.4-1 および Table 7.4-2 に示す。

Table 7.4-1 Performance of Typical Gas Turbines with N.G. at Site Conditions

Manufacturer	GE	ANSALDO	ABB	MHI
Model	LM2500-PE	AGT25000	GT10B	MFT8
Capacity (kW)	19,670	23,480	22,220	22,610
Heat Rate (kJ/kWh)	10,216	10,513	11,015	10,262
Exhaust Temperature (°C)	538	479	557	482

Table 7.4-2 Performance of Typical Gas Turbines with D.O. at Site Conditions

Manufacturer	GE	ANSALDO	ABB	MHI
Model	LM2500-PE	AGT25000	GT10B	MFT8
Capacity (kW)	19,640	22,680	21,460	21,830
Heat Rate (kJ/kWh)	10,295	10,605	11,112	10,350
Exhaust Temperature (°C)	547	481	559	484

(3) 標準ガスタービン

ガスタービンは、各製造業者が固有のモデルを所有しており、性能ばかりでなく出力も異なっている。そこで、本検討においては、各製造業者保有のガスタービンの平均性能を有するガスタービンを想定し、標準ガスタービンとして今後の検討を進めることにする。

標準ガスタービンの性能（現地気象条件にて）は、以下に示す通りである。

(a) 天然ガス焚

- 容 量 20,600 kW
- ヒートレート 10,500 kJ/kWh (2,508 kcal/kWh)
- 排ガス温度 514℃

(b) ディーゼル油焚

- 容 量 20,000 kW
- ヒートレート 10,593 kJ/kWh (2,530 kcal/kWh)
- 排ガス温度 518°C

(4) ガスタービンの主要構成機器

ガスタービンは、空気フィルター，圧縮機，燃焼設備，タービン，排気ガス系統，潤滑油系統および起動系統から構成されている。

ガスタービンは、減速歯車を介してあるいは直接、発電機と接続している。

(5) 保守計画





ガスタービンは、性能を維持しまた信頼性を確保するために、定期的な保守が必要である。一般的に、燃焼器検査は 12,000 相当運転時間（1.5 年後）毎に、高温ガス部は 24,000 相当運転時間（3 年後）毎に実施されている。また本格検査は 48,000 相当運転時間（6 年後）毎に実施される。

7.4.2. 排熱回収ボイラ (HRSG)

(1) 排熱回収ボイラの型式

排熱回収ボイラ (HRSG) はコンバインドサイクル発電プラントにおいて、ガスタービン排ガスの熱を回収し、蒸気タービンに供給する蒸気を得るために設置される。排熱回収ボイラの型式としては Table 7.4-3 の様な分類があり、適用される蒸気条件や設置スペース等によりその型式が使い分けられている。

Table 7.4-3 Type of HRSG

stage of steam pressure		circulation of boiler water		gas flow direction
single-pressure		natural circulation		horizontal
multi-pressure		forced circulation		vertical

(2) 発生蒸気圧力段数

排熱回収ボイラには、蒸気圧力の段数について 2 種類の型式がある。本プロジェクトにおいては、熱効率向上の観点から、多重圧式（複圧式）を採用することが望ましい。

(3) ボイラ水循環方式

ボイラ水循環方式には、ボイラ水循環系統内の流体密度差による循環力を利用する自然循環型と、ポンプによりボイラ水を循環する強制循環型がある。両者の比較を Table 7.4-4 に示す。

(4) ボイラガス流れ方向

ボイラ本体の型式としては、ガス流れ方向によって横型と縦型に大別される。両者の比較を Table 7.4-5 に示す。

(5) 排熱回収ボイラの予想主要仕様

Item	Unit	Natural Gas		Diesel Oil	
		HP	LP	HP	LP
Evaporation	t/h	85.8*	20.6*	84.9*	20.2*
Steam pressure	MPa	5.7	0.74	5.8	0.74
Steam temperature	°C	496	235	500	235
Feedwater temperature	°C	60		135	
Number of installation		One for each GT (Three for each stage of 90 MW)			

* Total evaporation of three HRSGs for 90 MW

(6) 煙 突

排ガスを大気に拡散するために、3 缶の廃熱回収ボイラに対して、1 基の集合煙突が設置される。

煙突の高さは 50 m であり、直径は 3.9 m である。

Table 7.4-4 Comparison between Natural Circulation and Forced Circulation Type of HRSG

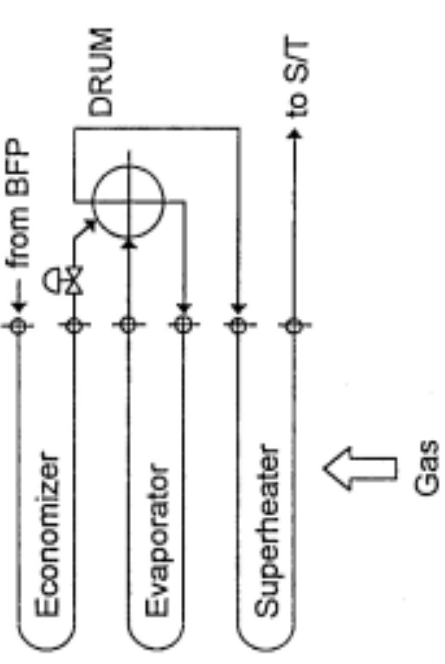
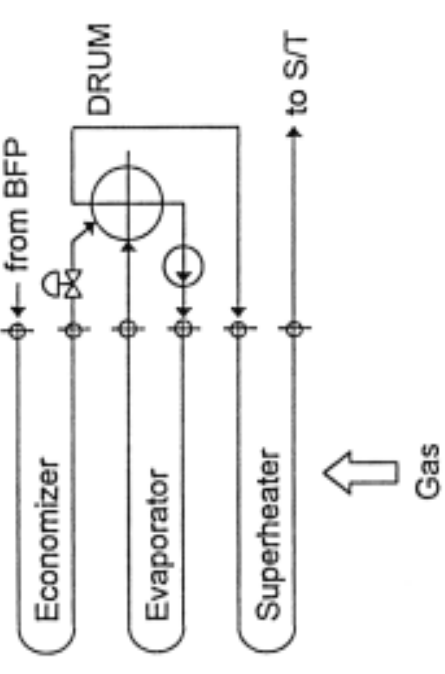
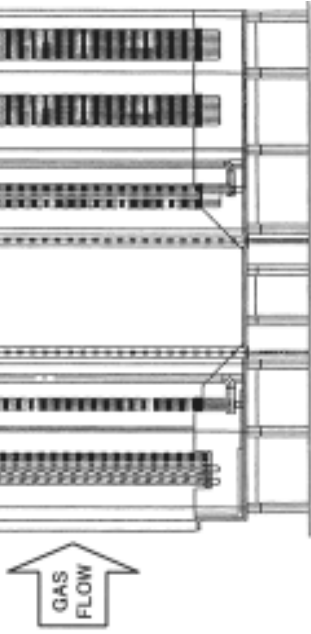
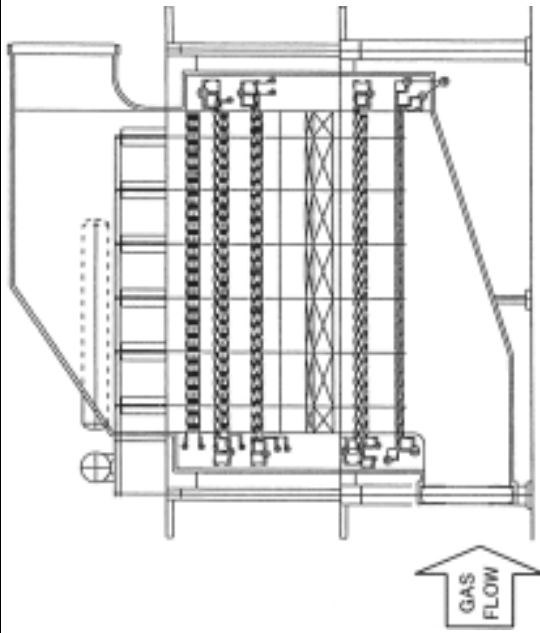
Schematic system		natural circulation	forced circulation
			
Applicable Range	Circulation Ratio	14 ~ 6	~ 4
	Pressure	below 17.7 MPa	below 19.6 MPa
Startup Time		Base	Shorter
Reliability	Stability of Water Circulation	Base	Better
	Possibility of Trouble	Base	Higher
Size	Height	Circulation system is simple.	Circulation system is rather complicated.
	Required space	Base	Same
Cost	Pressure parts	Base	Same
	Non-pressure parts	Base (100%)	Lighter (90%)
	Steel structure	Base (100%)	Same
	Auxiliary Power Consumption	Base (100%)	Same
	Maintenance	Base	Larger (120%)
	Construction cost	Base	Maintenance cost of BCPs increase.
		Base	Same

Table 7.4-5 Comparison of Type of HRSG

		Horizontal Gas Flow Type	Vertical Gas Flow Type
Features of HRSG			
Features	Heat Exchange Area	Base	Same
	Pressure Drop of Exhaust Gas	Base	Same
	Startup Time&Load Variation	Base	Same
Size	Height	Base	Same
	Required space	Base (1 0 0 %)	Smaller(9 8 %)
Cost	Weight	Heat Exchange Tube Header	Same
		Non-pressurized Parts	Lighter (8 3 %)
	Steel Frame	Base (1 0 0 %)	Heavier (1 3 3 %)
	Ease of Construction	Base (1 0 0 %)	Smaller (6 7 %)
	Ease of Maintenance and Inspection	2Modules	1Module
Construction Cost		Base (Scaffolding is required.)	Easier (Scaffolding is not required.)
		Base	Same

7.4.3. 蒸気タービン

(1) 形 式

コンバインドサイクルに使用される蒸気タービン形式としては、排気の流れ方向により、軸流排気型と下流排気型がある。

この内、軸流排気型は、排気損失が低減されることから効率が高くなり、また、据付レベルを低く出来ることからタービン基礎およびタービン建屋の費用を低減することが可能であり下流排気型より優れている。

本プロジェクトに使用される蒸気タービンは、軸流排気型を採用する。

(2) 主要仕様

蒸気タービンの主要仕様は、以下の通りである。

- 形 式 軸流排気型
- 定格容量 28,200 kW
- 回 転 数 3,000 rpm
- 蒸気条件 入口圧力（高圧 / 低圧） : 5.4 MPa / 0.7MPa
 入口温度（高圧 / 低圧） : 493°C / 234°C
- 復水器真空 7.38 kPa
- 設置台数 各ステージ (90 MW) 当り 1 台

(3) 主要構成機器

蒸気タービンは、ケーシング、翼、車軸、軸受設備、弁類、制御油系統、潤滑油系統およびターニング装置から構成されている。

蒸気タービンは、減速歯車を介してあるいは直接、発電機と接続している。

蒸気タービン排気を冷却水により凝縮させるために、復水器が設置されている。

7.4.4. 発 電 機

発電機の主要仕様は、世界的な市場において最新で十分実績のある技術、経済性、信頼性、運用性および保守性等全ての要素を考慮して、以下に示す事項が推奨される。

(1) 保護形式および冷却形式

ガスタービン発電機および蒸気タービン発電機は、天候に関係なく運転と保守作業が容易になるように屋内型とする。本発電所の発電機の単機容量は約 50 MVA より小さいので、適用できる型式は、経済的技術的な観点から開放空気冷却型、空気/水クーラー付き全閉空気冷却型および水素ガス/水クーラー付き全閉水素冷却型である。

高純度の水素ガスの入手や安全な運転や容易な保守を考えると、全閉水素冷却型の採用は避けるべきである。

全閉空気冷却型の採用が、開放空気冷却型より効率が良い点から最も望ましい。しかしながら、ボイラーや蒸気タービンを含めたコンバインドサイクル全体を設置する前に、ガスタービン発電機を単純サイクルとして設置し運転する場合には、冷却水の使用ができないので開放空気冷却型の採用が許される。

(2) 定格容量および定格力率

発電機の定格出力は通常通りガスタービン或いは蒸気タービンの定格出力に等しくする。空気冷却発電機の一般的に適用される力率とブロンベン電力網負荷の平均力率の過去の記録を考慮して力率 0.85 が推奨される。

(3) 定格電圧

発電機の定格電圧は発電機製造者によってその設計基準に従って最も適切な値に決定される。発電機発生電圧は主変圧器で送電線電圧まで昇圧され、外部の制約を一切受けない。

(4) 絶縁階級および許容温度上昇

本プラントの重要性を考慮して信頼性を上げるために、クラス F 絶縁材料を採用し、温度上昇はクラス B に抑えることが推奨される。

(5) 励磁方式

一般に本プロジェクトにはブラシレス励磁方式か静止励磁方式が適用可能である。本プロジェクトには保守業務を簡単にし減らすためにもブラシレス励磁方式が推奨される。

7.5. 工事範囲

本プロジェクトは、据付および土木工事を全て含んだフルターンキーとする。

シアヌークヴィル発電所の建設は3段階（つまり、Stage 1，Stage 2 および Stage 3）で実施され、各段階毎に 90 MW 発電設備が 1 基ずつ建設される。しかし、整地造成などの共通工事は Stage 1 にて実施されることになる。

Stage 1 (90 MW)から Stage 2 (総出力 180 MW) への展開の思想は以下のとおりである。ここで、「全工事」とは Stage 1，Stage 2 および Stage 3 の設備に対して必要な全ての工事を意味している。

	Stage 1 (出力 90 MW)	Stage 2 (総出力 180 MW)
土木工事		
敷地測量	全工事	無
整地・造成	全工事	無
余剰土砂廃棄	全工事	無
基礎	第 1 期 90MW 関連工事	第 2 期 90MW 関連工事
取水路および放水路	第 1 期 90MW 関連工事	第 2 期 90MW 関連工事
冷却水ピット	第 1 期 90MW および第 2 期 90MW 関連工事	無
冷却水路と既設地方道および鉄道との交差部における橋梁およびカルバート工事	全工事	無
敷地内道路	全工事	無
植樹および造園	全工事	無
駐車場	全工事	無
フェンス	全工事	無
淡水ポンプピット	第 1 期 90MW および第 2 期 90MW 関連工事	無
コンクリート製原水タンク	第 1 期 90MW 関連工事	第 2 期 90MW 関連工事
コンクリート製濾過水タンク	第 1 期 90MW および第 2 期 90MW 関連工事 (共用)	無
水処理装置用コンクリートタンク	第 1 期 90MW および第 2 期 90MW 関連工事	無
建築工事		
本館	全工事	無
ガスタービン室	第 1 期 90MW 関連工事	第 2 期 90MW 関連工事

	Stage 1 (出力 90 MW)	Stage 2 (総出力 180 MW)
蒸気タービン室	第 1 期 90MW 関連工事	第 2 期 90MW 関連工事
ポンプ室	第 1 期 90MW 関連工事	第 2 期 90MW 関連工事
非常用ディーゼル発電機室	第 1 期 90MW および第 2 期 90MW 関連工事	無
制御棟	第 1 期 90MW および第 2 期 90MW 関連工事	無
食堂	全工事	無
修理工場	第 1 期 90MW および第 2 期 90MW 関連工事	無
倉庫	第 1 期 90MW および第 2 期 90MW 関連工事	無
水処理建屋	第 1 期 90MW および第 2 期 90MW 関連工事	無
守衛所	全工事	無
換気・空調設備	第 1 期 90MW 関連工事	第 2 期 90MW 関連工事
ディーゼル油受入設備用建屋	第 1 期 90MW および第 2 期 90MW 関連工事	無
淡水取水用建屋	第 1 期 90MW および第 2 期 90MW 関連工事	無
機械設備		
ガスタービン	第 1 期 90MW 関連工事 (3 ガスタービン)	第 2 期 90MW 関連工事 (3 ガスタービン)
HRSG および煙突	第 1 期 90MW 関連工事 (3 HRSG)	第 2 期 90MW 関連工事 (3 HRSG)
蒸気タービン	第 1 期 90MW 関連工事 (1 蒸気タービン)	第 2 期 90MW 関連工事 (1 蒸気タービン)
脱気器	第 1 期 90MW 関連工事 (3 脱気器)	第 2 期 90MW 関連工事 (3 脱気器)
復水器	第 1 期 90MW 関連工事 (1 復水器)	第 2 期 90MW 関連工事 (1 復水器)
蒸気および給水系統	第 1 期 90MW 関連工事	第 2 期 90MW 関連工事
主冷却水系統	第 1 期 90MW 関連工事	第 2 期 90MW 関連工事
所内冷却水系統	第 1 期 90MW 関連工事	第 2 期 90MW 関連工事
燃料ガス処理・供給系統	第 1 期 90MW 関連工事	第 2 期 90MW 関連工事
ディーゼル油受入設備	第 1 期 90MW 関連工事および第 2 期 90MW 増設対策 工事	第 2 期 90MW 関連工事
油貯蔵タンク	第 1 期 90MW 関連工事 (1 タンク)	第 2 期 90MW 関連工事 (1 タンク)
ディーゼル油ポンプ	2×100% ポンプ (常用 1 台と第 1 期 90MW / 第 2 期 90MW 共通予備 1 台)	1×100% ポンプ
ディーゼル油供給系統	第 1 期 90MW 関連工事および第 2 期 90MW 増設対策 工事	第 2 期 90MW 関連工事
水処理設備用ポンプ類	2×100% ポンプ (常用 1 台と第 1 期 90MW / 第 2 期 90MW 共通予備 1 台)	1×100% ポンプ
前処理設備	2×100% 系列 (常用 1 系列と第 1 期 90MW / 第 2 期 90MW 共通予備 1 系列)	1×100% 系列
淡水供給系統	第 1 期 90MW 関連工事および第 2 期 90MW 増設対策 工事	第 2 期 90MW 関連工事
純水装置	2×100% 系列 (常用 1 系列と第 1 期 90MW / 第 2 期 90MW 共通予備 1 系列) および第 1 期 90MW / 第 2 期 90MW 共通再生設備	1×100% 系列

	Stage 1 (出力 90 MW)	Stage 2 (総出力 180 MW)
純水タンク	第 1 期 90MW 関連工事 (1 タンク)	第 2 期 90MW 関連工事 (1 タンク)
純水供給系統	第 1 期 90MW 関連工事および第 2 期 90MW 増設対策 工事	第 2 期 90MW 関連工事
飲料水系統	第 1 期 90MW 関連工事および第 2 期 90MW 増設対策 工事	第 2 期 90MW 関連工事
排水処理装置	第 1 期 90MW 関連工事	第 2 期 90MW 関連工事
空気圧縮機	2×100% 圧縮機 (常用 1 圧縮機と第 1 期 90MW / 第 2 期 90MW 共通予備 1 圧縮機)	1×100% 圧縮機
圧縮空気供給系統	第 1 期 90MW 関連工事および第 2 期 90MW 増設対策 工事	第 2 期 90MW 関連工事
吊上設備	第 1 期 90MW 関連工事 (ガスタービン室用天井クレー ンは第 1 期 90MW / 第 2 期 90MW 共通)	第 2 期 90MW 関連工事
防火システム	消火システムに関する全ポンプと第 1 期 90MW 関連工 事および第 2 期 90MW 増設対策工事 第 1 期 90MW 機器関連の消火設備	第 2 期 90MW 機器関連の 消火設備
計装制御設備		
コンバインドプラント総括監視制御装置	第 1 期 90MW 関連工事	第 2 期 90MW 関連工事
ガスタービン発電機監視制御装置	第 1 期 90MW 関連工事	第 2 期 90MW 関連工事
HRSG 監視制御装置	第 1 期 90MW 関連工事	第 2 期 90MW 関連工事
蒸気タービン発電機監視制御装置	第 1 期 90MW 関連工事	第 2 期 90MW 関連工事
データ情報処理装置	第 1 期 90MW 関連工事	第 2 期 90MW 関連工事
共通設備監視制御装置	第 1 期 90MW 関連工事	第 2 期 90MW 関連工事
計装制御設備用無停電電源装置	第 1 期 90MW 関連工事	第 2 期 90MW 関連工事
給電指令送受信通信設備	第 1 期 90MW 関連工事および第 2 期 90MW 増設対策 工事	第 2 期 90MW 関連工事
電気設備		
発電機および主回路機器	第 1 期 90MW 関連工事	第 2 期 90MW 関連工事
変圧器設備	第 1 期 90MW 関連工事	第 2 期 90MW 関連工事
所内高圧 / 低圧電源設備	第 1 期 90MW 関連工事	第 2 期 90MW 関連工事
直流電源装置	第 1 期 90MW 関連工事	第 2 期 90MW 関連工事
非常用ディーゼル発電設備	第 1 期 90MW および第 2 期 90MW 関連工事 (共有)	無
運転指令装置	第 1 期 90MW 関連工事	第 2 期 90MW 関連工事
接地設備	第 1 期 90MW 関連工事	第 2 期 90MW 関連工事
照明設備	第 1 期 90MW 関連工事	第 2 期 90MW 関連工事
避雷設備	第 1 期 90MW 関連工事	第 2 期 90MW 関連工事
併設変電所	第 1 期 90MW 関連工事	第 2 期 90MW 関連工事
電気設備監視・操作・保護装置	第 1 期 90MW 関連工事	第 2 期 90MW 関連工事
構内電話設備	第 1 期 90MW 関連工事および第 2 期 90MW 増設対策 工事	第 2 期 90MW 関連工事

7.6. 設備概要

7.6.1. 予想性能

標準ガスタービンを使用したコンバインドサイクルの性能は、以下の通りである。

(1) 天然ガス焚

• 発電端出力	ガスタービン	61,800 kW (3 × 20,600 kW)
	蒸気タービン	28,200 kW
	合 計	90,000 kW
• 送電端出力		87,400 kW
• ヒートレート (LHV)	発電端	7,205 kJ/kWh (1,721 kcal/kWh)
	送電端	7,419 kJ/kWh (1,772 kcal/kWh)

Fig.7.6-1 に天然ガス焚におけるガスタービンコンバインドサイクル発電設備の概略ヒートバランスを示す。

(2) ディーゼル油焚

• 発電端出力	ガスタービン	60,000 kW (3 × 20,000 kW)
	蒸気タービン	25,700 kW
	合 計	85,700 kW
• 送電端出力		83,100 kW
• ヒートレート (LHV)	発電端	7,418 kJ/kWh (1,772 kcal/kWh)
	送電端	7,650 kJ/kWh (1,827 kcal/kWh)

Fig.7.6-2 にディーゼル油焚におけるガスタービンコンバインドサイクル発電設備の概略ヒートバランスを示す。

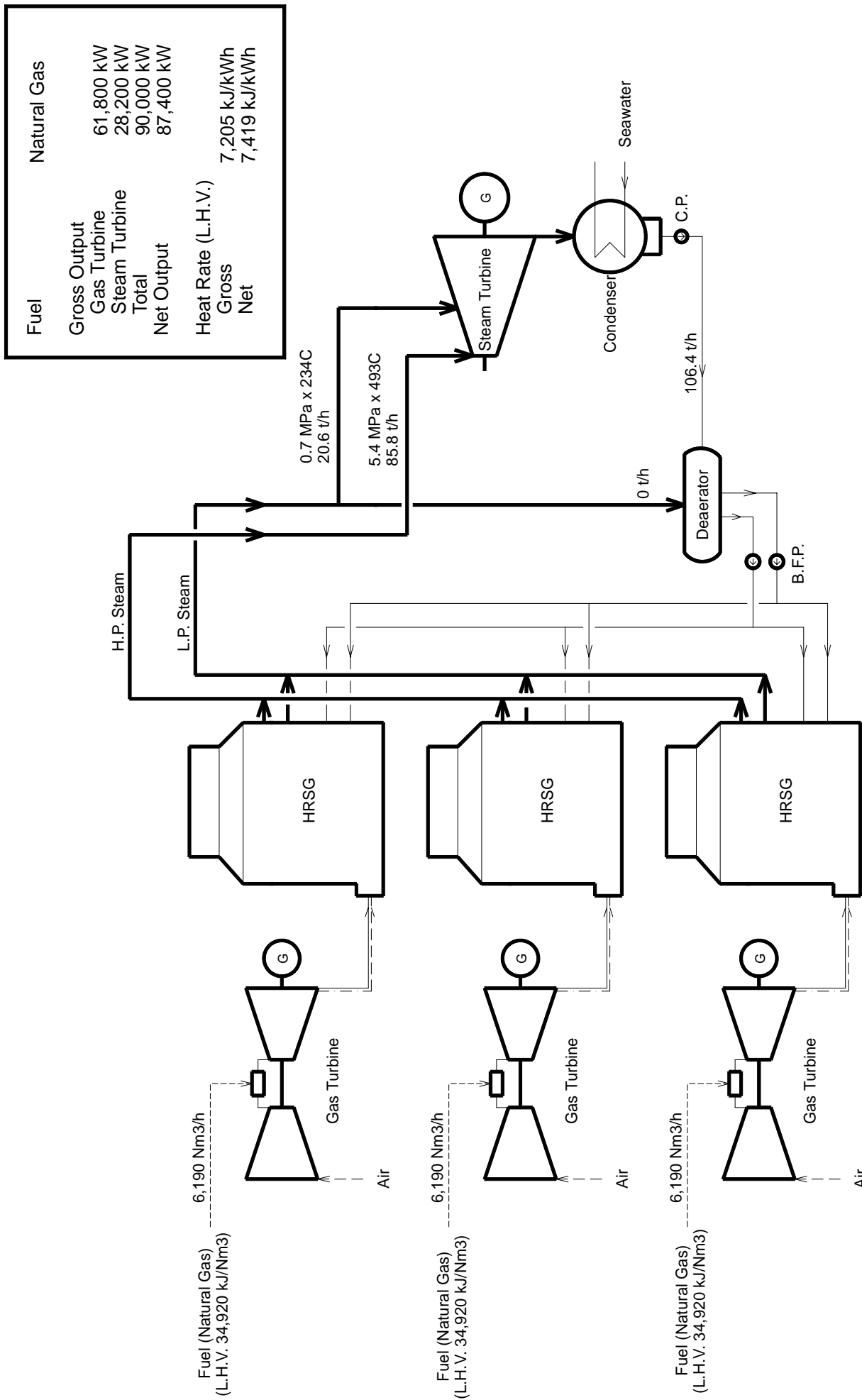


Fig.7.6-1 Heat Balance of Gas Turbine Combined Cycle Power Plant (Natural Gas)

7.6.2. 蒸気 / 給水系統

(1) 蒸気系統

高圧および低圧過熱蒸気が、ガスタービン排ガスの熱により排熱回収ボイラから発生する。これら蒸気は蒸気タービン内で膨張し、蒸気タービンと直接にあるいは減速歯車を介して接続している発電機を回転させる。

蒸気タービンバイパス設備を設置することにより、蒸気タービンおよび排熱回収ボイラの起動あるいは再起動の時間を短くしたり、あるいは発電設備が系統から切離された場合でも発電設備の運転を継続し補機動力を確保することが出来る。

蒸気タービンの排気は復水器に入り、そこで冷却水により凝縮される。

低圧蒸気系統から給水の加熱用蒸気が脱気器に供給される。

Fig.7.6-3 を参照のこと。

(2) 給水系統

復水は、復水ポンプにより排熱回収ボイラに供給される前に、直接（ディーゼル油燃焼時）あるいは低圧節炭器を介して（天然ガス燃焼時）、脱気器に供給される。復水は、脱気器で低圧蒸気により（ディーゼル油燃焼時）、あるいは低圧節炭器の高温給水再循環により（天然ガス燃焼時）加熱され、その後ボイラ給水ポンプにより脱気器から排熱回収ボイラに供給される。

高圧給水ポンプおよび低圧給水ポンプが各排熱回収ボイラに設置される。高圧給水ポンプは高圧ラインに低圧給水ポンプは低圧ラインに給水を供給する。

排熱回収ボイラに供給される給水温度は、節炭器管の外表面に硫酸腐食や炭酸腐食が発生しないように調整される必要がある。

本プロジェクトに関しては、給水温度は、ディーゼル油燃焼時には、脱気器における蒸気加熱により 135°C に、天然ガス燃焼時には、低圧節炭器の高温給水再循環により 60°C に調整されている。

Fig.7.6-3 を参照のこと。

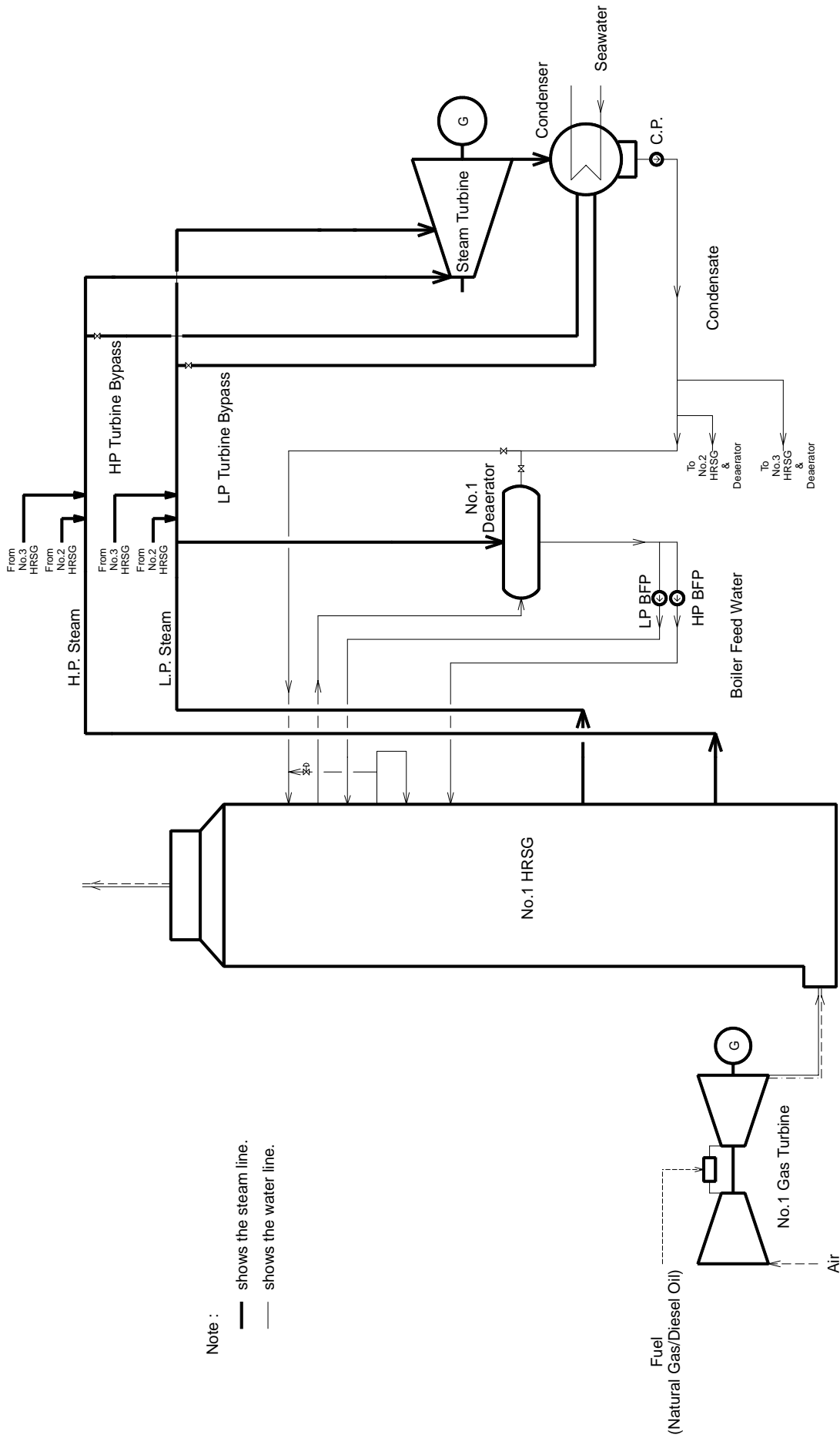


Fig.7.6-3 Steam and Water System of Gas Turbine Combined Cycle Power Plant

7.6.3. 燃料供給貯蔵システム

(1) 使用燃料

本プロジェクトでは天然ガスとディーゼル油を燃料として使用する。

(2) 天然ガス供給計画

天然ガスは主燃料として使用される。また、天然ガスはパイプラインにより発電所の境界まで供給されることになる。

ガス処理設備から持ち越された微粒子や水分からガスタービンの燃料設備を保護するために、各ガスタービンにはフィルター式分離装置が設置される。また受入配管にガス流量計が設置される。

(3) ディーゼル油供給計画

天然ガスが使用出来ない場合にディーゼル油を補助燃料として使用する計画である。カンボディアでは、現在、ディーゼル油等の液体燃料は、全て輸入に頼っている。

建設予定地が Sokimex 石油ターミナルの南方約 2 km に位置するので、本プロジェクトのディーゼル油は、この石油ターミナルから入手することにする。輸送方法としては、距離が近いことから配管による輸送とする。

(4) ディーゼル油貯蔵計画

貯蔵タンク容量は、14 日分の燃料消費量である 5,180 トンとする。また、貯蔵タンクは、1 Stage あたり 1 基設置する。

7.6.4. 冷却水システム

(1) 概 要

冷却水システムは、運転するために冷却が必要な発電設備用機器に冷却水を供給するために設置されている。冷却水システムは、海水を使用した 1 次冷却水システム（以降、主冷却水システムと称する）と淡水を使用した 2 次冷却水システム（以降、所内冷却水システムと称する）から構成されている。

(2) 主冷却水システム

主冷却水システムは、復水器と所内冷却水システムが必要とする海水の全量を供給する。沖合いから取水した海水を利用する開放方式とし、使用後の昇温した海水は、再循環を防ぐために、取水部から十分離れた場所に排出される。冷却水の温度上昇は、海洋生物や魚等に与える影響を最小限にするため、7°C 以下にすることが望ましい。また、放出後の温度上昇は 100 m 離れた地点にて 3°C 以下にすべきである。

各 Stage 毎の冷却水必要量は以下の通り想定される。

a. 復水器用	:	8,000 m ³ /h
b. 所内冷却水システム用	:	1,000 m ³ /h
c. 合計（90 MW 当り）	:	9,000 m ³ /h

主冷却水システムには、スクリーン設備，塩素注入設備，冷却水ポンプ，所内冷却水システム用の海水ブースタポンプ等から構成されている。

Fig.7.6-4 に主冷却水システムの系統を示している。

(3) 所内冷却水システム

所内冷却水システムは、運転するために冷却が必要な機器に冷却水を供給するために設置されている。

機器冷却媒体としては純水が使用されている。その冷却水は冷却器で海水により冷却される。

所内冷却水システムは、各 Stage 毎に設置される。各システムは、冷却器，ヘッドタンク，循環ポンプおよび供給系統から構成されている。

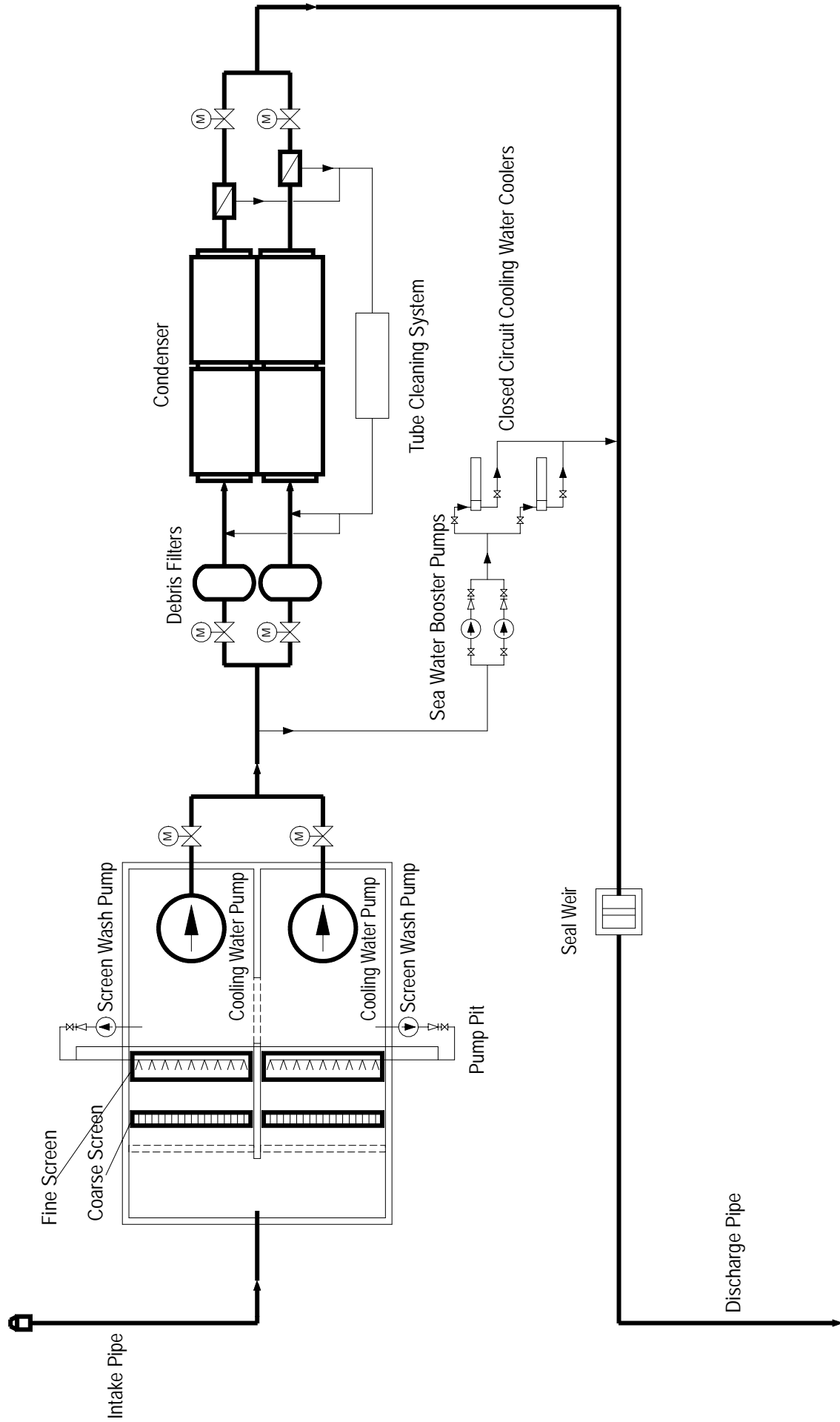


Fig.7.6-4 Flow Diagram of Main Cooling Water System

7.6.5. 淡水供給システム

(1) 淡水供給源

発電所における淡水の消費量は 90 MW × 2 基では約 9 m³/h, 1 基増設後 (90 MW × 3 基) では約 13 m³/h である。この淡水の供給源はサイトに近い Prey Treng Pond が最も適している。しかし、乾期には十分な取水量を確保できない可能性があるため、原水貯蔵タンクが必要となる。

(2) 淡水供給システム

淡水供給システムは、主発電サイクル用補給水として、飲料水としてあるいはその他の用途として必要な量を供給する。

淡水の需要先は以下のとおりである。

- a. 主発電サイクル用補給水としての純水
- b. 所内冷却水システム用補給水としての純水
- c. 飲料水
- d. 雑用サービス (床洗浄, 樹木用撒水等) のための濾過水

淡水供給システムは、原水供給設備, 前処理設備, 飲料水設備および純水装置から構成されている。

Fig.7.6-5 に淡水供給システムの系統を示している。

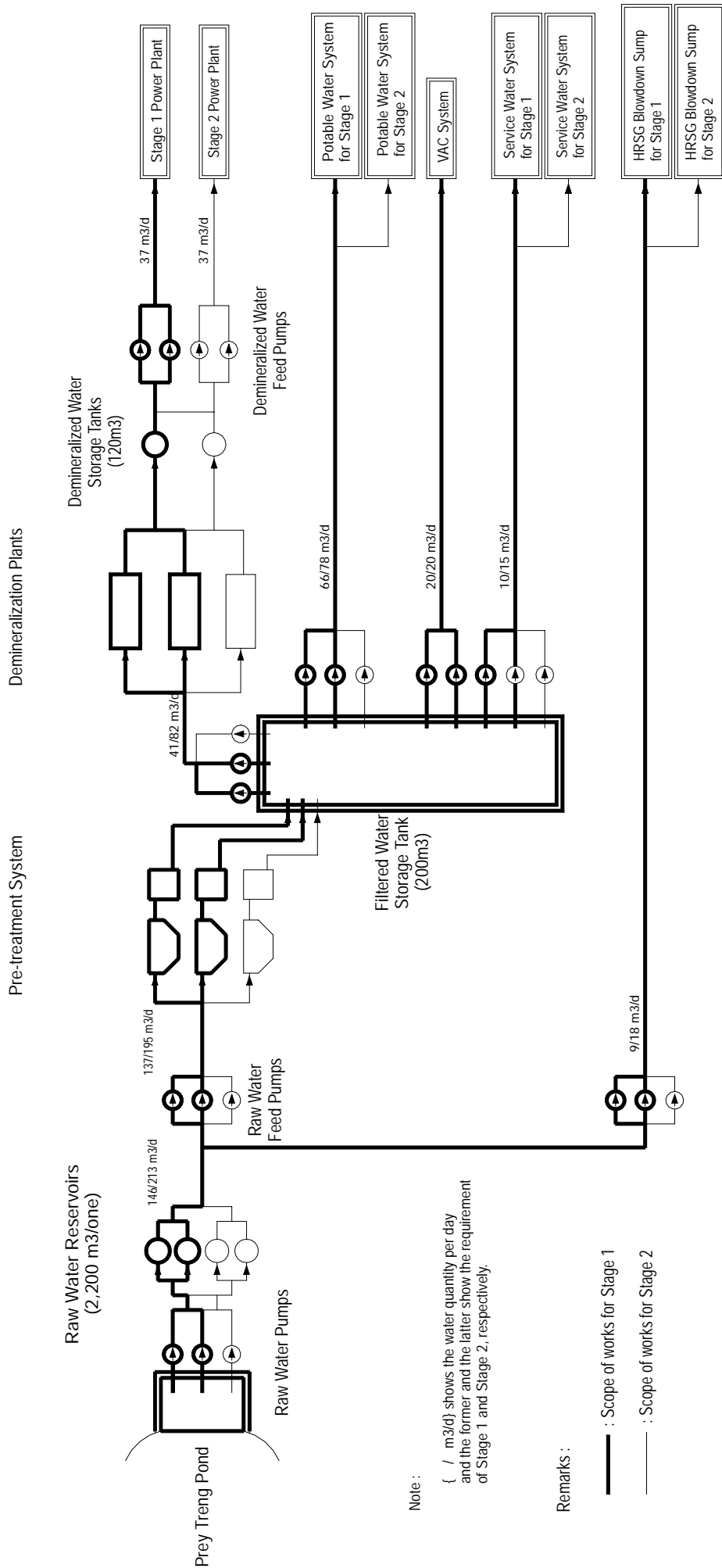


Fig.7.6-5 Flow Diagram of Fresh Water Supply System

7.6.6. 排水処理設備

発電所からの排水は、放出あるいは再利用前に、排出基準を満たした性状にするため排水処理システムに集められ処理される。

排水処理システムは、定常的に排出される化学排水，非定常的に排出される化学排水，油分を含んだ排水，生活排水および雨水排水等、種々の排出源から出されるこれら排水を処理するものである。排水はその性状により別々のシステムに集められ、適切なプロセスにより処理される。

排水処理システム系統を Fig. 7.6-6 に示す。

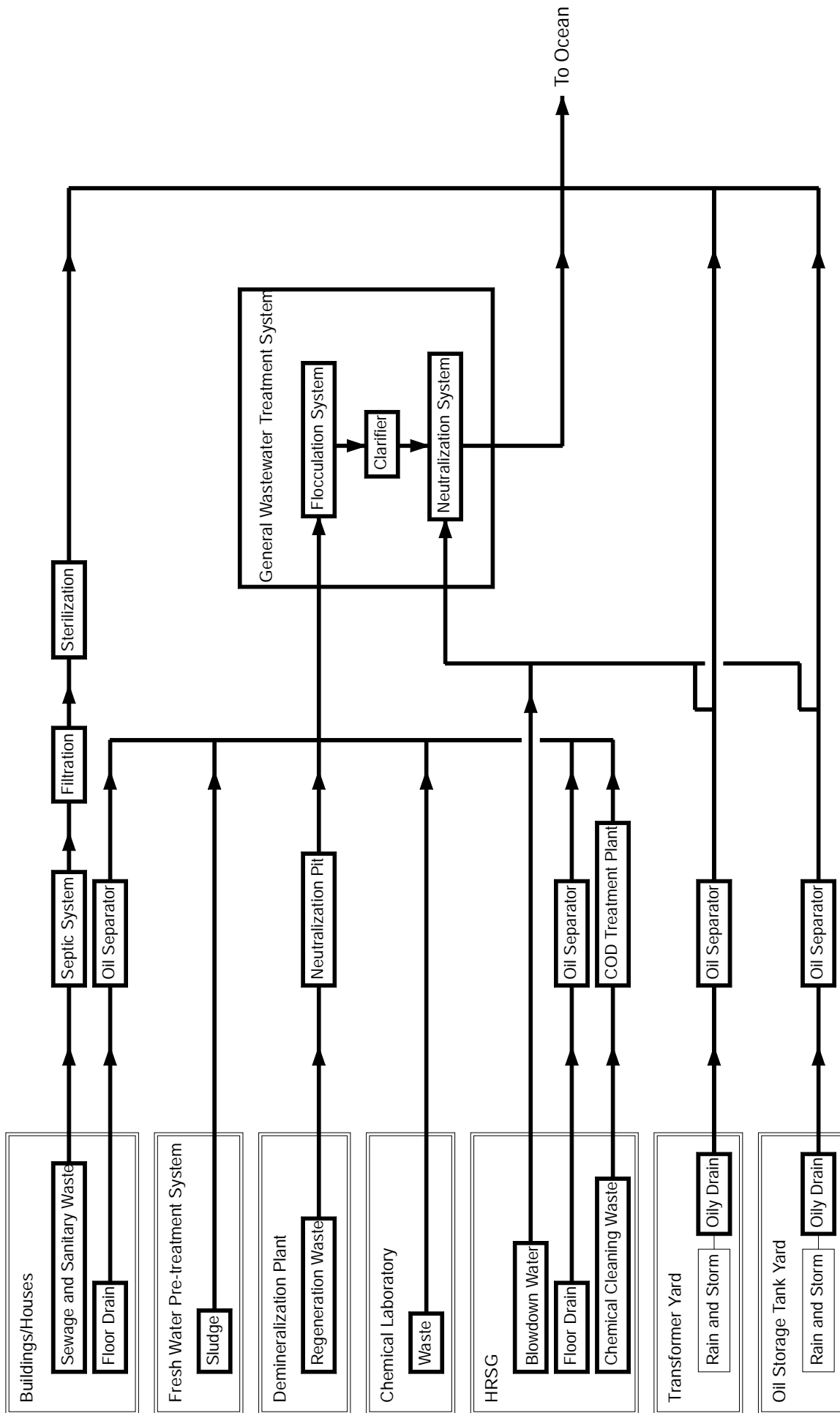


Fig. 7.6-6 Flow Diagram of Wastewater Treatment System

7.6.7. 圧縮空気システム

圧縮空気供給システムは、計装用圧縮空気システムと一般用圧縮空気システムからなり、両システムとも空気圧力は常用 7 bar (g)である。

圧縮空気システム系統を Fig. 7.6-7 に示す。

計装用圧縮空気システムは、ダイヤフラム弁，弁ポジションナ，空気式制御装置，トランスミッタおよびその他の制御機器の駆動源として、清浄で乾いたオイルフリーの圧縮空気を供給する。

一般用圧縮空気システムは、ガスタービン室，蒸気タービン室，排熱回収ボイラエリア，燃料ポンプ，修理工場，倉庫，化学分析室等において保守あるいは運転のために必要な圧縮空気を供給する。

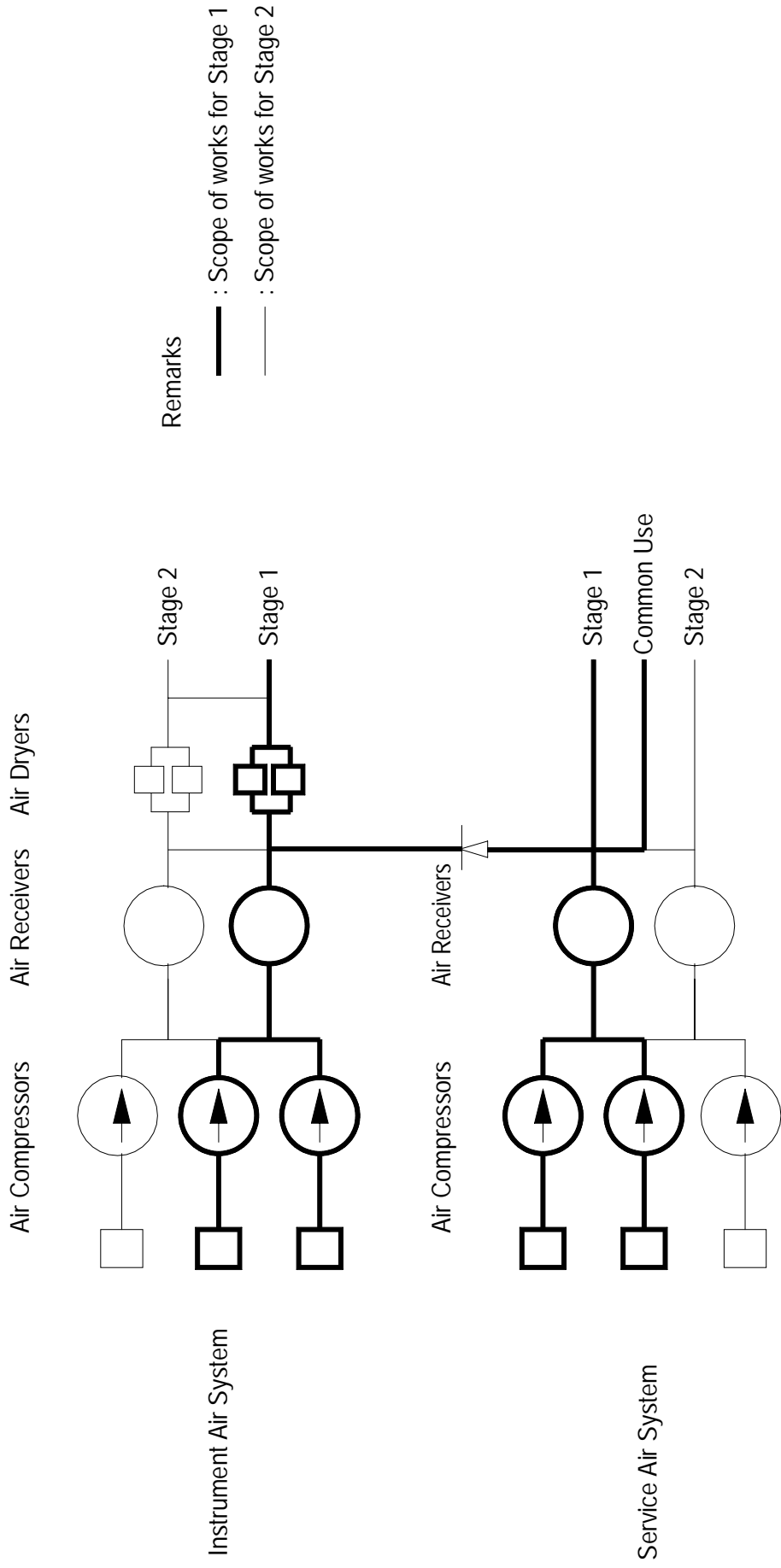


Fig.7.6-7 Flow Diagram of Compressed Air System

7.6.8. 所内電気回路

(1) 発電所所内電気系統の構成

信頼性と運用性と経済性を考慮した、発電機出力回路と発電所所内電気系統の推奨構成を Fig.7.6-8 に示す。この構成で、送電線から受電して併設変電所が生きている場合には、ガスタービンの起動のための電力は 2 つのうちのどちらかのルートからも受電できる。1 つは変電所と主変圧器とブロック変圧器を経由するもの、もう 1 つは変電所と起動用変圧器を経由するものである。発電機は主変圧器の低圧側の遮断器で変電所と同期を取り並入される発電機低圧同期方式である。Fig.7.6-8 に示されるように、主変圧器には配置を簡潔にし経済性を考えて三巻線型が適用される。起動用変圧器は Stage 1 と Stage 2 に共用とし発電所共通負荷に供給する。

(2) 非常用ディーゼル発電機

プラントの保安用電力および発電所全体がブラックアウト状態でのガスタービン発電機の起動用電力を供給するために発電機全体に対して非常用ディーゼル発電機 1 台が供給される。発電所全体がブラックアウト状態とは、発電もしていないし、送電線のような外部回路からの電力の供給も無い状態である。

(3) 併設変電所と将来拡張性

Fig.7.6-8 に示されるように、220 kV 併設変電所には二重母線単一遮断器方式が推奨される。当分の間発生電力の殆どすべては Kampot , Takeo を経由してプノンペンに送電される計画となっている。送電線 2 回線が発電所から Kampot へ計画されている。経済性を考えて 1 回線目は Stage 1 で建設され 2 回線目は Stage 2 の時点で建設されることが推奨される。併設変電所の敷地計画には Stage 3 やシアヌークヴィル市域への送電線フィーダー用に必要な敷地スペースを含んでいる。

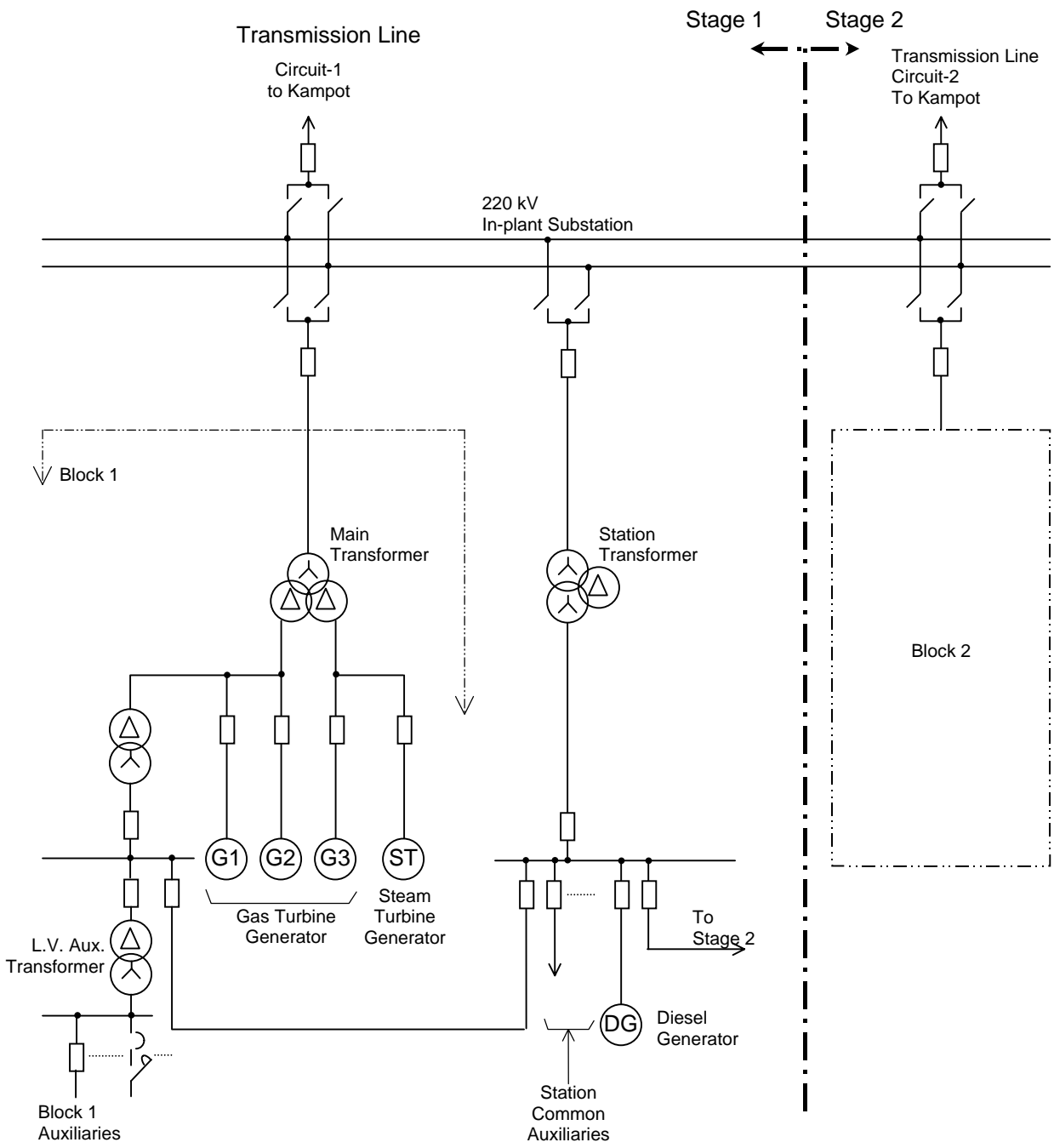


Fig.7.6-8 *Preferable Typical Scheme for Station Auxiliary Electrical Supply*

7.6.9. 監視制御システム

(1) システム構成

信頼性と保守性と将来の拡張性への柔軟性を考慮して、機能分散型監視制御方式 (DCS : Distributed Control System) が採用される。制御や監視機能は中央制御室に集中される。DCS はマイクロコンピュータ技術に依っておりシステムは機能グループ毎に分散される。発電所共通，発電所データ監理，ガスタービン制御，蒸気タービン制御および協同制御，熱回収ボイラ制御等である。この構成はコンバインドサイクル発電を含め火力発電所としては世界的に普通の構成である。2重化のような冗長設計思想が通信データウェイを含め重要な制御や監視機能に採用される。

(2) マン・マシンインターフェース

マン・マシンインターフェースには最も効果的な運転と監視を達成するために CRT オペレーション思想が採用される。タッチスクリーン CRT を搭載したオペレーターコンソールがプラントの操作と監視に最も適したような配置で供給される。プラントの運転と監視に必要な情報は全て文字や図表の形式で表示され、オペレーターは CRT のタッチ操作かキーボード操作でプラントの運転ができる。

(3) 所内通信設備

発電プラントの運転指令のために発電所内に適切に配置された拡声器と電話システムを有する運転指令装置と一般的な事務連絡用の構内自動ダイヤル電話装置が供給される。

(4) 中央給電指令所との情報交信

ブノンペンにある EDC の中央給電指令所との間の運転データの交信，送電線保護のためのインタートリップ信号の送受信および中央給電指令所との音声通話のための通信システムが供給される。この通信手段としては、技術の先進性，信頼性，性能および経済性を考慮して、第一手段として「光ファイバーケーブル方式」，バックアップ手段として「電力線搬送 (PLC) 方式」が推奨される。光ファイバーケーブルも電力線（送電線）も別途他のプロジェクトで建設されるが、光ファイバーケーブルについては送電線用架空地線を兼ねる形態として

光ファイバー複合架空地線 (OPGW) を設置することが推奨される。

7.6.10. 防火システム

防火システムは発電設備や建物の火災による損害を最小限に食い止めるために設けられる。1 台の消防車が設置され、また炭酸ガス (CO₂) 消火装置が、放水の適さない場所に設置される。

防火システムは、火災検知設備と消火設備とから構成されている。

集中火災検知盤は、発電所の制御室内に設置され、現場火災検知盤は、各ブロックに設置される。

防火システムは、集中火災検知盤からでも現場火災検知盤からでも作動できる。

人間が通常存在しない機器や場所（例えば、屋外設置の変圧器や油タンク等）の防火システムは、検知器からの火災信号により自動的に作動する。

各消火設備は、National Fire Protection Association (NFPA) の規定や推奨方法に従ったシステムとする。

7.6.11. 基礎の設計

(1) 油貯蔵タンク

油貯蔵タンクの基礎は、一般に浅い基礎、杭基礎、地盤改良に分類されるが、油貯蔵タンク付近での N 値を考慮して、浅い基礎、あるいは部分的に地盤改良を含めた浅い基礎とする。

圧密沈下および液状化を最小限に押えるために約 1 m の厚さの土を締め固めた砂層で置換する。

(2) HRSG / ガスタービン等の重量設備

HRSG, ガスタービン, 蒸気タービンおよび主要変圧器等の重量設備の設置場所付近のボーリング孔では N 値が 50 以上 (EL.-10 m 以下) の厚い層があり、杭基礎の支持地盤とし期待できる。

鋼製打込み杭（径約 900 mm）を杭基礎として配置する。

(3) 取・放水構造物の基礎

取・放水口構造物は、サイトの西側の水深約 5 m の沖合に設置される。管路は取水ピットと取水口を、また放水口と放水ピットをそれぞれ接続し、海底下に埋設される。

取・放水口基礎は、N 値が 0 である非常に緩い砂の被り層の下方に基岩の砂岩層が広がる。この緩い被り層は、掘削後、捨石および強化土により支持層まで置換する。捨石層の厚さは少なくとも 1.5 m を確保する。

管は海底面から約 2 m の深さに埋設する。基礎は約 0.5 m の捨石層の上に管路を埋設し、強化土により囲み、さらに掘削土により埋め戻す。

7.6.12. 建築工事

(1) 一般事項

建物および建築関連構造物は主に以下のようなものがある。

(a) 主要建屋

- 1) 発電所建屋（含：中央制御室，ガスタービン室，蒸気タービン室，電気室，ポンプ室，非常用ディーゼル発電機室，その他）
- 2) 管理棟建屋

(b) 付属建屋

- 3) 修理工場
- 4) 倉庫
- 5) 食堂・休憩所
- 6) 守衛所
- 7) 水処理建屋

(c) 外構

- 8) 煙突
- 9) 外周壁
- 10) 造園

(2) 設計条件

建屋は下記に示す条件等を考慮の上設計を行う。

(a) 気象条件

- 1) 風速 ; 26.9(m/s) : 50 年確率速度
- 2) 雨量 ; 127.3 (mm/hr) : 50 年確率雨量
- 3) 大気 ; 海岸沿いの為塩分を含む
- 4) 平均気温 ; 乾球温度 28.8 (°C)
- 5) 平均湿度 ; 81 (%)

(b) 地質条件

予定敷地の表層部は地質調査データに示すとおり地表より 10 ~ 15 m 深さまでシルト混じりの砂層から成り、その下部は砂岩層 (N 値 > 50) となっている。このような地盤条件を考慮し、建物の設計を行うものとするが主要建物においては不等沈下などに備えてコンクリート杭などで基礎補強を施す必要がある。

(c) 地震条件

カンボディア国において震度 4 以上の地震は記録されていないことから建屋の構造設計における地震荷重の考え方として以下の式を適用する。

$$Cd = C \cdot I \cdot K$$

ここで、 Cd : 設計せん断力係数 (設計ベースシャー係数)

C : 標準ベースシャー係数 (0.05)

I : 建物重要度係数

K : 構造種別係数

垂直地震荷重は考慮しない。

(3) 主要建築物

(a) 発電所建屋

発電所建物は、Stage 1 の 90 MW , Stage 2 の 90 MW 用に据付けられる 6 台のガスタービンおよび 2 台の蒸気タービンならびにこれらに付属する機器を収納する。Stage 1 の建屋には Stage 2 の施工に対応した増築可能なジョイントの構造 , 壁を配慮しておく。

発電所建屋は杭基礎とし上屋は鉄骨造として屋根 , 外壁は波型鋼板葺きとする。

(b) 管理棟建屋

管理棟内には事務所，会議室，応接室，所長室，通信・コンピュータ室，化学分析室、さらにトイレ，湯沸しなどの水廻り施設が必要である。建屋は鉄筋コンクリート造 2 階建てとし、Stage 1 で建設されるが 2 ステージを通じての収容規模を確保する。

(c) 付属建物

修理工場； 建屋内には、機器類の点検，修理のための工具棚やリフトを備えた電気・機械作業室を配置する。建屋は鉄骨造とし、壁，屋根は波型鋼板葺きとする。

倉庫； 建屋は鉄骨造とし、壁，屋根は波型鋼板葺きとする。

食堂・休憩所； 管理棟近くに食堂・休憩所を設ける。

守衛所； 管理棟近くの正門近くに守衛所を設置する。

水処理建屋； 薬注設備を含む水処理設備のための鉄筋コンクリート製建屋を設ける。建屋内には化学薬品等を貯蔵するストックルームを設置する。

(d) 外 構

煙突，敷地外周壁，造園および当該発電プラントを完成させるための屋外工事が必要である。

(4) 換気および空調設備

推奨される換気，空調設備の設計条件を以下に示す。

1) 外気条件

乾球温度：33°C，相対湿度：81%

2) 室内条件

1. 空調対象室（中央制御室，リレー室，管理建屋等）

乾球温度：25°C，相対湿度：50 ± 5%

制御機器のための特別な部屋では 23 ~ 24°C が望ましい。

2. 換気対象室（ガス / 蒸気タービン発電機室，補機室，その他）

乾球温度：最高 38°C（外気温+5°C）

機械換気により限度以下とする。

7.7. 発電設備配置計画

コンバインドサイクル発電所の配置を Fig.7.7-1 に示す。発電所敷地面積は約 13.1 ha である。

(1) 発電設備エリア

Stage 1 と Stage 2 発電設備を建設予定地の中央部に配し、その北側に Stage3 用の増設スペースを設けている。

発電設備の配置を Fig.7.7-2 に示す。

(2) 併設変電所エリア

併設変電所エリアは、変電所から Kampot (発電所の北東) への送電線ルートおよび海風の直接の影響を避けることを考慮し、発電設備の東側に配した。Stage 3 用の増設スペースはこのエリア内に設けている。変電所エリアはまた、発電機変圧器から変電所までのブスタクトルートを考慮し、Stage 1 と Stage 3 発電設備の中間に配した。

さらに、将来のシアヌークヴィル市への送電および計画中の工業団地への送電の可能性を考慮して、エリア東側に増設に必要なスペースを設けている。

(3) 油貯蔵エリア

Sokimex 石油ターミナルが建設予定地の北方に位置しているため、油貯蔵ヤードは予定地の北部に配した。Stage 1 および Stage 2 用として、2 基のディーゼル油貯蔵タンクがこのエリアに設置される。また、将来の Stage 3 用のタンク増設スペースをこのエリアの北部に設けている。

(4) 本館エリアおよびアクセス道路

本館は発電設備エリアの南側に配した。本館は海に (西方) 面し、また前方には庭園と駐車場を備えた広場を設けている。さらに、本館の南側には Prey Treng Pond がある。

既設の地方道から発電所までのアクセス道路は、予定地の南西部に設けた。また、

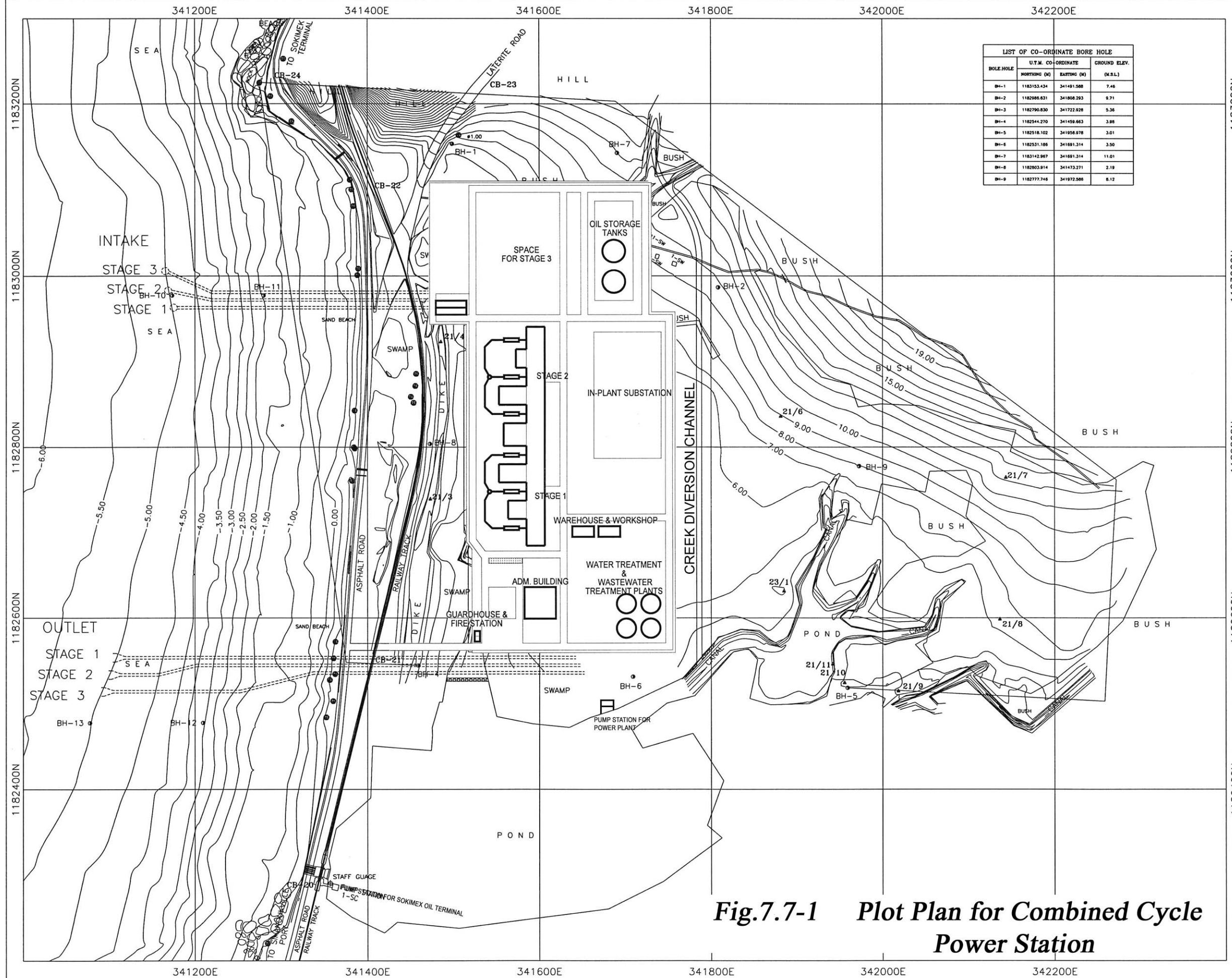
発電所の入口部には守衛所および構内消防署を設けている。

(5) その他エリア

冷却水の取水点および放水点間の距離を十分に確保するために、冷却水ポンプピットは建設予定地の北西部に配し、また放水路は南西部に配した。

淡水供給源である Prey Treng Pond が予定地の南側に位置するので、水処理および排水処理設備は南部に配した。

修理工場および倉庫は Stage 1 の近くに配した。



BORE HOLE	U.T.M. CO-ORDINATE		GROUND ELEV. (M.S.L.)
	NORTHING (M)	EASTING (M)	
BH-1	118353.434	341491.508	7.46
BH-2	118298.631	341808.293	9.71
BH-3	118279.830	341722.928	5.36
BH-4	118244.270	341458.663	3.88
BH-5	1182518.102	341958.978	3.01
BH-6	1182531.186	341691.314	3.50
BH-7	1183142.967	341691.314	11.01
BH-8	1182803.914	341473.271	2.19
BH-9	1182777.746	341972.586	6.12

LEGEND

- ▲ PERMANENT HORIZONTAL AND VERTICAL CONTROL
- △ TRAVERSE STATION (TEMPORARY)
- WATER PIPELINE
- ⊙ SPOT HEIGHT
- CONTOUR LINE INTERVAL 0.50 M.
- BORE HOLE
- BUILDING
- 1-SW ONE STOREY WOODEN HOUSE
- 1-SC ONE STOREY CONCRETE HOUSE
- TREES PERIMETER
- #X.XX TREE WITH STEM DIAMETER
- BOUNDARY LINE

- NOTES**
1. THE CO-ORDINATE AND ELEVATION WAS REFERED FROM G.P.S. "CB-11"
 2. THE CO-ORDINATES WHERE SHOWN IN THIS DRAWING ARE U.T.M. CO-ORDINATE.
 3. THE ELEVATION REFERED FROM MEAN SEA LEVEL.
 4. MORE INFORMATION SEE SURVEY REPORT.

LIST OF CO-ORDINATE CONTROL POINT

STA.	U.T.M. CO-ORDINATE		ELEVATION (M.S.L.)	REMARKS
	NORTHING (M)	EASTING (M)		
CB-11	117632.855	337672.506	6.480	CONCRETE MONUMENT
CB-20	118292.327	341341.277	3.346	CONCRETE MONUMENT
CB-21	118257.109	341405.936	3.102	CONCRETE MONUMENT
CB-22	1183102.181	341405.512	3.442	CONCRETE MONUMENT
CB-23	1183221.407	341538.451	20.223	CONCRETE MONUMENT
CB-24	1183220.930	341291.716	2.320	CONCRETE MONUMENT
CB-25	1183379.873	346353.658	18.428	CONCRETE MONUMENT
CB-26	1185144.836	350827.338	3.272	CONCRETE MONUMENT
CB-27	1185075.592	350795.057	2.455	CONCRETE MONUMENT

Scale: 0 25 50 100 150 200 m.

North Arrow pointing upwards.

No.	REVISION	APPROVE	DATE

CONSULTANTS

NEWJEC
NEWJEC INC.
OSAKA JAPAN

PROJECT

SIHANOUKVILLE
CCGT FEASIBILITY STUDY
SIHANOUKVILLE, CAMBODIA

TITLE

ARCHITECT
STRUC. ENGINEER
CIVIL ENGINEER
ENVIR. ENGINEER
SURVEY ENGINEER

DRAWN BY: _____ SHEET No. _____

CHECKED BY: _____ DATE: _____

APPROVED BY: _____ DATE: _____ SCALE: _____

Fig.7.7-1 Plot Plan for Combined Cycle Power Station

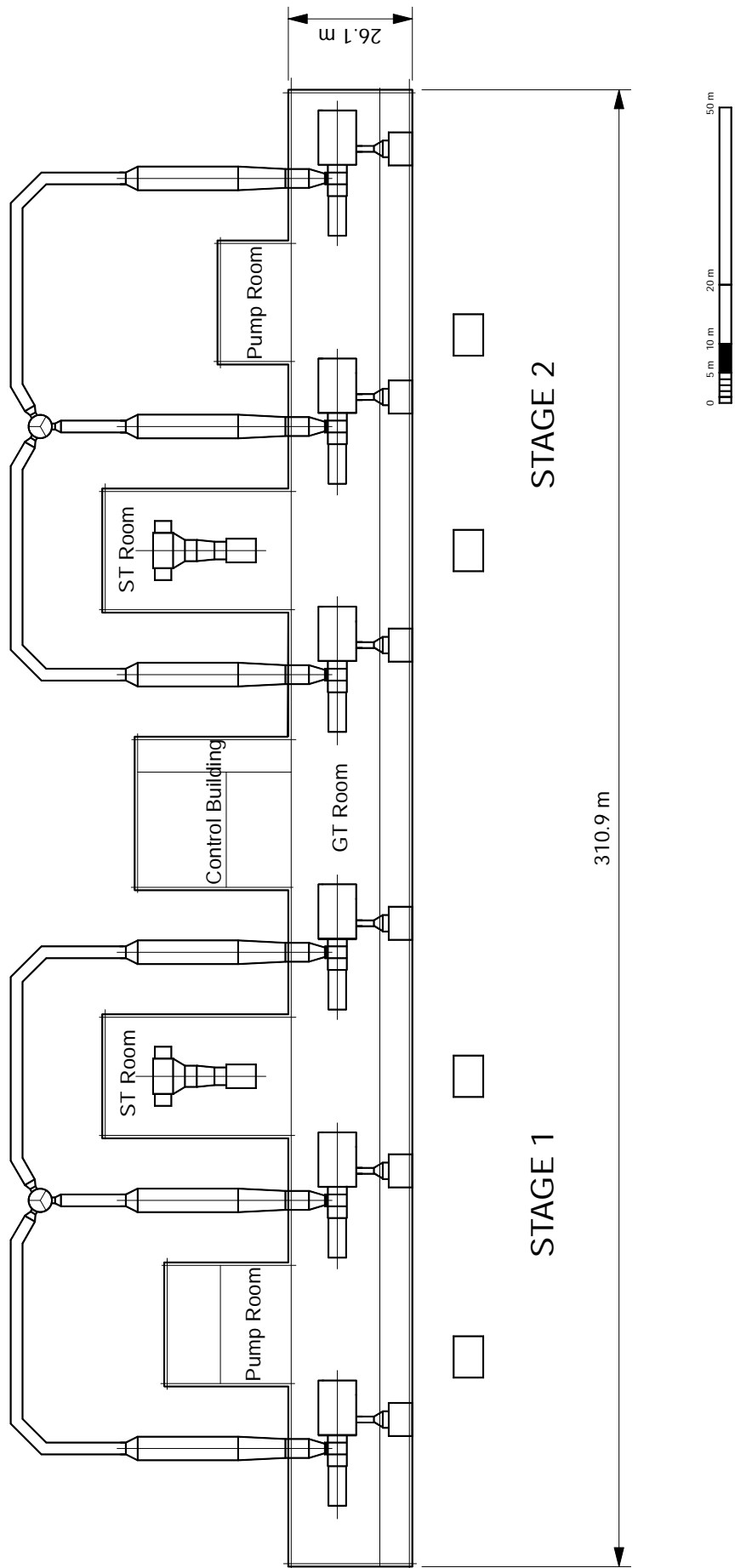


Fig.7.7-2 General Arrangement of Power Plants

8. 環境影響評価

8.1. プロジェクトの実施により発生し得る環境影響

8.1.1. 建設工事による影響

計画および想定

環境影響評価に関連する重要点として下記を考慮した。

- a. 通常、各ユニットは、Stage 毎に別々に建設される。
- b. 全ての Stage の整地は、Stage 1 の建設時に実施する。
- c. 共通の構造物、例えば作業所、倉庫、所内用揚水井、食堂等については、Stage 1 だけでなく、Stage 2 あるいは、Stage 2 および 3 も合わせて計画する。
- d. 全ての Stage 用の煙突、冷却水関連構造物および汚染物抑制関連システムは、最終開発設備容量を 270 MW として環境基準を充足するように設計する。

予想される環境影響

工事の施工により起り得る環境影響は下記の通りである。

- a. 進入道路沿いの交通渋滞および事故
- b. 騒音
- c. プラントサイト近辺の不法占拠および侵入
- d. サイト造成段階での土地侵食および土壌堆積
- e. 冷却水システムの建設中の土壌沈殿物および塩化
- f. 工事中の流出、生活排水および処理排水による Prey Treng Pond の水質汚染
- g. プロジェクト地域の住民移転
- h. プラント稼働中の増設機器建設による相乗環境影響
- i. 工事により創出される雇用機会および経済活動創出
- j. 粉塵による環境の悪化

8.1.2. プラント稼働中の影響

予想される影響

影響は大きくないと考えられるが、プラント稼働中の主な潜在影響は下記の通り。

- a. 排出ガスによる大気汚染
- b. プラント排水による海および Prey Treng Pond の水質汚染
- c. 温排水および塩素使用による海生魚類プランクトンの死滅
- d. 地域経済に与える持続雇用および経済活動貢献

8.2. 環境影響軽減対策

8.2.1. プラント計画による環境軽減対策

プロジェクトと環境との調和を図る事を目的とした環境影響軽減対策はフィージビリティ調査での重要なテーマであり、プラント計画には下記に示す配慮を払っている。

- a. 環境問題を積極的に、専門的に扱う環境専門家を配置した。
- b. フィージビリティ調査の初期段階から環境に対する配慮に心がけ、それをサイトの選択・評価においての主要テーマとした。
- c. プロジェクトに対する本格 EIA 作成や環境影響軽減対策に必要な情報を集めるための1年間に亘る環境ベースライン調査を実施した。
- d. 冷却水の取水・放水設備は周囲の景観を損ねたり、構造物による影響が無い様に、取水・放水管を海底に埋める設計としている。また、冷却水取水口での吸込み水の流速を 0.2 m/s の低速とすることにより魚類への影響の少ない設計としている。
- e. 冷却水への塩素注入については、海生プランクトンへの影響の少ない間欠注入を行う計画としている。
- f. 冷却水放水設備については、温水影響ゾーンを出来るだけ狭くするために、その構造・配置に考慮を払っている。
- g. Stage 1 または Stage 1 および Stage 2 が運転中に次のステージの建設が重なる時の

影響についても、既に乾季の水の確保や、建設用地の確保について考慮済み。

- h. プロジェクトの計画や環境影響軽減対策は、カンボディアの基準をベースとした設計としている。しかし、カンボディアの基準に欠陥やあいまいさがあるものについては、世界銀行やその他の適当なガイドラインに従う事としている。
- i. Prey Treng Pond からのプラント補給水の確保には、池の季節による水位変動を乱すことの無い様、また、Sokimex への水供給を阻害することの無い様に 1 ヶ月分の容量の貯蔵タンクを計画している。池の水位や生態系に出来るだけ影響を及ぼさない様に、雨季の水の潤沢な期間に池からの水を貯蔵し、それを乾季に必要なに応じ使用することとしている。
- j. 煙突の形式と高さは、US EPA ISC3 (Industrial Source Complex 3) 煙拡散モデルを使用した 50 ケース以上の作業に基づいて決定されている。最終的に 3 Stage 全てにディーゼル油を使用しても環境基準を満足する高さ 50 m の集合煙突 (Stage 毎に 1 本) としている。
- k. コスト、環境影響および将来起り得る稼働中の設備と建設中の設備との相乗影響を軽減するために、Stage 1 の工事には Stage 2 および 3 との共通設備を含める。
- l. 影響軽減対策への住民参加は、プロジェクトサイトに関する人口、社会経済、生態、魚、考古学的遺物等の環境ベースライン調査チームによる関係者へのインタビューにより実施され、プロジェクト地域の土地所有者とシアヌークヴィル市副市長との間において土地売却に対する意志確認が行われた。
- m. プロジェクトの政府認可を容易にするため、環境影響評価が完成次第できるだけ早い時期に、環境調査申請書 (Environmental Examination Application) および EIA の提出に関するアドバイスを得るため環境省との接触を開始すべきである。カンボディア政府によるプロジェクト実施の承認後、土地取得に係る全ての問題を扱う“土地取得委員会”が設けられる。この委員会とシアヌークヴィル市役所が取得した土地の住民移転に関わる問題を取扱う。
従って、EIA レポートは、住民移転計画や移転する住民の収入回復については触れていない。

8.2.2. 建設工事中の軽減対策

入札書類にて請負業者に下記を要求すべきである。

- a. 進入道路沿いの工事車輛による交通渋滞・夜間騒音・粉塵の制御

- b. 建設工事中のサイトからの騒音および粉塵
- c. サイトへの不法占拠者，侵入者および廃水の制御
- d. 作業者の病気の管理および安全の推進
- e. サイト造成工事に伴う Prey Treng Pond を堆砂から守る
- f. 冷却水システム建設時に発生する廃土の管理
- g. サイトへの新規移入者に魅力を与えることのない適切な便宜を提供する住民移転管理
- h. 稼働中の設備への妨害を最少限に抑える
- i. Stage 3 のための使える工事用地の提供（本項は工事実施主体側の責任）
- j. 現地住民優先の仮雇用のためのガイダンスの提供

8.2.3. プラント稼働中の影響軽減

- a. 月一度の排ガス中の NO_x，SO_x，微粒子排出の濃度のモニタリング
- b. 燃料，化学物質等の漏出の防止
- c. 汚水の定期的検査，廃水処理設備の操業および維持管理のモニタリング
- d. 冷却水の拡散状態のモニタリングおよび検出したものに対する対応

9. 発電所運営体制

9.1. 組織と要員配置

シアヌークヴィル・コンバインド火力発電所は、カンボディア国初の大型火力発電所であり、発電所組織を発電所の特徴や特性に合わせて構成する必要がある。

シアヌークヴィル・コンバインドサイクル発電所の組織と業務分掌を Fig.9.1-1 に示す。

90 MW 2機の場合は、約 150 名の発電所要員数となる。ただし、各部署の業務分掌および要員数については、EDC の組織運営や人材等の実状に応じて見直していく必要がある。

9.2. 運転・保守技術者の訓練計画

訓練計画は、基本的に次の 3 タイプに分類される。

- (1) カンボディア国内および外国における講義
- (2) OJT (On the Job Training)
- (3) 営業運転開始後のアドバイザーによる訓練

講義と OJT の内容は、Table 9.2-1 に示される通りである。

ヒューマンエラーや不適切な保守や資材管理によって、コンバインドサイクルプラントのような高効率プラントを運転不能に至らしめたり、電力供給に支障をきたすことは、社会的に致命的な損失である。従って、プラントの効率的な運転を継続し、運転・保守員の能力向上を図るためには、運転開始・設備引き渡し完了後プラント供給者の保証期間終了まで数人の経験豊かなエンジニアをアドバイザーとして、プラントに残すべきである。

アドバイザーには、次に示す技術者が含まれるものとする。

- (1) ガスタービン技術者
- (2) 蒸気タービン技術者
- (3) 計装関係技術者

訓練計画のスケジュールを Fig.9.2-1 に示す。

Combined Cycle P/S	Function
<p>personnel (Stage1 & 2)</p> <p>3</p> <p>26</p> <p>7</p> <p>12</p> <p>7</p> <p>53</p> <p>16</p> <p>16</p> <p>11</p> <p>Total 151</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Overall management (station manager, and 2 vice station managers (administration, technical)) • Administration (Commercial, Personnel matter, Labor management, Education, Health administration, Public welfare, Document management etc) • Others (Drivers, Medical staffs, Security guards, Office workers) • Accounting, Material procurement, etc. • Data Evaluation and Statistics (Environment, Efficiency of the plant etc) • Chemical affairs (Quality control of supply water, Chemical analysis, etc.) • Operation (4 groups on 3 shifts) • Logistics for Operation (Material control for operation such as fuel, disposal control of sludge, sewage & etc., planning an education for operating, etc.) • Maintenance (Electrical & C&I) • Maintenance (GT, ST & HRSG, BOP)

Fig.9.1-1 Organization and Function of Sihanoukville Combined Cycle Power Station

Table 9.2-1 Program of Classroom Training and OJT

Type	Location	Subject	Trainer	Trainee	Duration (Working Day)	Time	Number of Trainees
Classroom		General	Consultant	Managers & Engineers	1	at start of project	3 ~ 4
		Project management			4		
		Design/Environment	Contractor and/or Electric Power Co.	Engineers & Technicians	15	during manufacturing	5 ~ 6 personnel × 2 times
		Operation			43		
		Maintenance & Material control			2		
		Power Station Tour			2		
at Site	Operation	Contractor	Engineers & Technicians	10	during erection	10 personnel × 2 times	
	Maintenance & Material control			5			
	Construction	Contractor	Technicians	full time during construction/ erection/ operation	during construction/ erection/ operation	all operators & maintenance personnel	
Operation							
OJT	at Site	Maintenance & Material control					

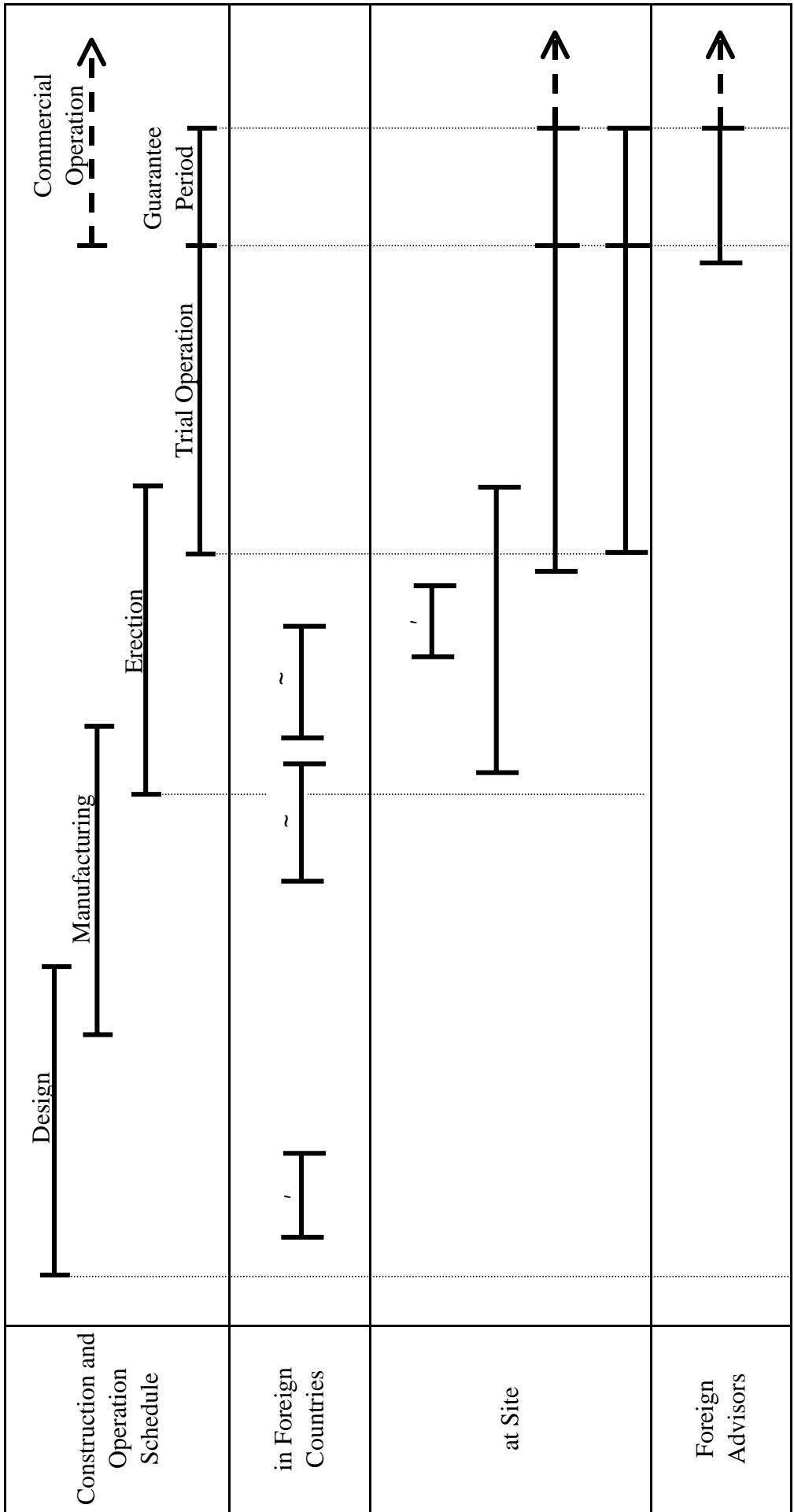


Fig.9.2-1 Schedule of Training Plan

10. 予想プロジェクト実施工程

予想プロジェクト実施工程を Fig.10-1 に示す。

この工程は第 2 章で検討した最適電源開発計画に基づいたものである。

本調査業務の開始時点でのカンボディアの電源開発計画では、シアヌークヴィルの発電所は 1 期目 (90 MW) を 2004 年, 2 期目 (90 MW) を 2005 年に投入する計画となっていた。しかしこの計画は 2000 年時点で既に EDC により変更され、最近入手した EDC の 2000 年度の年次報告によると、シアヌークヴィル発電所の投入計画は IPP2 が投入されなかったときの High Scenario において、2007 年に 90 MW となっている。この年次報告書は 2008 年以降の計画を示していないので、シアヌークヴィル発電所の 2 期目 (90 MW) の投入時期は不明である。

第 2 章の最適電源開発計画では、シアヌークヴィル発電所の投入時期につきそれぞれ、Base Case では Stage 1 を 2006 年, Stage 2 を 2008 年, Low Case では Stage 1 を 2006 年, Stage 2 を 2009 年とすることを示唆している。

Fig.10-1 に示す 180 MW 発電プラントの実施スケジュールは Base Case の 2 年の時期差をベースとしている。

一方、Kampot からシアヌークヴィルへの送電線の建設計画は未だ決定されていない。Fig. 10-1 ではこの送電線のフェージビリティ調査開始から建設完了までの必要期間を約 53 ヶ月と想定している。

Fig.10-1 から分る様に、シアヌークヴィル発電所の可能投入時期は、送電線の実施工程によって左右される。従って、発電所の実施工程を守るためには、発電所建設の決定以前に送電線の F/S を開始することを推奨する。

11. 経済・財務分析

11.1. 建設費

シアヌークヴィル・コンバインドサイクル発電プラントの建設費は Table 11.1-1 に示すように、Stage 1 が 100.2 百万ドル，Stage 2 が 74.6 百万ドルと想定される。

Table 11.1-1 Estimate of Construction Cost (as of 2001)

(unit : 1,000 \$)

	Stage 1			Stage 2		
	F/C	L/C	Total	F/C	L/C	Total
Mechanical	44,290	3,330	47,620	41,100	3,090	44,190
Electrical	19,250	1,230	20,480	14,610	930	15,540
Civil Works	5,450	6,650	12,100	2,520	3,090	5,610
Building & Structure	3,400	1,830	5,230	1,570	850	2,420
Spare Parts & Others	6,720	0	6,720	3,470	0	3,470
Subtotal	79,110	13,040	92,150	63,270	7,960	71,230
Note: The above items include physical contingency of 5 %.						
Training	100	0	100	50	0	50
Owner's Administration Fee	0	2,600	2,600	0	1,300	1,300
Engineering Consultant Fee	4,390	0	4,390	2,040	0	2,040
Land Acquisition	0	740	740	0	0	0
Resettlement & Compensation	0	30	30	0	0	0
Mine Survey	0	190	190	0	0	0
Subtotal	4,490	3,560	8,050	2,090	1,300	3,390
Grand Total	83,600	16,600	100,200	65,360	9,260	74,620

	F/C	L/C	Total
Associated Transmission Line (Site ~ Kampot)	8,640	2,160	10,800

11.2. 経済分析

11.2.1. 目的

経済分析の目的はカンボディア国の経済的観点から本プロジェクトの実施が経済的に有効であるかどうかを検証することにある。

11.2.2. 燃料および燃料価格

現時点ではカンボディアで使用される油燃料は全て輸入されているので、油燃料価格については CIF (Cost, insurance and freight) 価格を使用する。

将来発掘が期待されている天然ガスについては、発掘費用がガス田の非効率性から国際市場価格に比べて幾分高くなり、国内消費に充当させるものと予想される。天然ガス価格は諸経費等を含めて暫定的に発電所サイトにて 4.0 \$/MMBTU と想定した。

Table 11.2-1 Fuel Prices for Economic Analysis

Fuel Type	Fuel Price (CIF Price)	Remarks
Diesel Oil ^{*1)}	237 \$/MT	Average from 1996 Nov. ~ 2001. July
Heavy Fuel Oil ^{*2)}	154 \$/MT	Average from 1996 Nov.~ 2001. August
Natural Gas	4.0 \$/MMBTU	Engineer's assumptions (L.H.V. base) 3.5 \$/MMBTU and 4.5 \$/MMBTU are also testified in the economic analysis.

出典: *1) and *2) EDC

11.2.3. 燃料転換

現時点ではプロジェクトに使用する燃料を特定できないので、経済分析では以下の燃料変換シナリオを想定した。

- (1) 天然ガスを運開当初から経済寿命の 20 年間フルに使用する。(Base Case)
- (2) ディーゼル油を当初の 5 年間使用し、残りの 15 年間は天然ガスを使用する
- (3) ディーゼル油を当初の 10 年間使用し、残りの 10 年間は天然ガスを使用する
- (4) ディーゼル油を運開当初から経済寿命の 20 年間フルに使用する

11.2.4. 計算条件

本検討過程で明らかになったプロジェクト特性と仮定条件を Table 11.2-2 に示す。

Table 11.2-2 Project Characteristics and Assumed Conditions

Items	Value	Unit	Remarks																								
Installed capacity	180	MW	90 MW × 2 stages																								
Capacity Factor	Average 54 %	%	<table border="1"> <tr> <td></td> <td>2006</td> <td>2007</td> <td>2008</td> <td>2009</td> <td>2010</td> <td>2011</td> <td>2012~</td> </tr> <tr> <td>ST-1</td> <td>24</td> <td>75</td> <td>55</td> <td>63</td> <td>67</td> <td>70</td> <td>50</td> </tr> <tr> <td>ST-2</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>18</td> <td>63</td> <td>67</td> <td>70</td> <td>50</td> </tr> </table>		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012~	ST-1	24	75	55	63	67	70	50	ST-2	-	-	18	63	67	70	50
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012~																				
ST-1	24	75	55	63	67	70	50																				
ST-2	-	-	18	63	67	70	50																				
Construction cost	164.4	M.\$	Excluding Engineering and Administration Fees ST-1: 93.2 M.\$, ST-2 :71.2 M.\$																								
Scheduled maintenance days	49	Days	For kW and kWh adjustments use only																								
Forced outage rate	8.0	%																									
Station use	2.8	%																									
Fixed O/M cost	20.0	\$/kW-year																									
Natural Gas																											
Fuel price	4.0	\$/MMBTU	LHV Base Domestic price including markup																								
Heat rate	6,829	BTU/kWh																									
Fuel cost	27.32	\$/MWh																									
Variable O/M	1.0	\$/MWh																									
Diesel Oil																											
Fuel price	6.02	\$/MMBTU	LHV Base CIF Price for Diesel :237 \$/ton																								
Heat rate	7,030	BTU/kWh																									
Fuel cost	42.32	\$/MWh																									
Variable O/M	2.5	\$/MWh																									
Construction period	2	Years	Disbursement schedule are 40 % and 60 %.																								
Construction start	2004, 2006		2-staged construction																								
Operation start	2006, 2008		Each operation of 90 MW																								
Economic life time	20	Years																									

現在のカンボディアの供給システムからプロジェクトと等価な規模のディーゼル発電プラントを代替火力プラントと設定した。

Table 11.2-3 に代表的な等価ディーゼル発電プラントの諸特性を示す。

Table 11.2-3 Characteristics of Alternative Diesel and Assumed Conditions

Items	Value	Unit	Remarks																								
Installed capacity	197.8	MW	98.9 MW × 2 stages, (Middle Speed)																								
Annual generation		GWh	<table border="1"> <tr> <td></td> <td>2006</td> <td>2007</td> <td>2008</td> <td>2009</td> <td>2010</td> <td>2011</td> <td>2012~</td> </tr> <tr> <td>ST-1</td> <td>192.8</td> <td>602.4</td> <td>441.8</td> <td>506.1</td> <td>538.2</td> <td>562.3</td> <td>401.7</td> </tr> <tr> <td>ST-2</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>144.5</td> <td>506.1</td> <td>538.2</td> <td>562.3</td> <td>401.7</td> </tr> </table>		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012~	ST-1	192.8	602.4	441.8	506.1	538.2	562.3	401.7	ST-2	-	-	144.5	506.1	538.2	562.3	401.7
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012~																				
ST-1	192.8	602.4	441.8	506.1	538.2	562.3	401.7																				
ST-2	-	-	144.5	506.1	538.2	562.3	401.7																				
Construction cost	271.0	M.\$	Excluding Engineering and Administration Fees																								
Scheduled maintenance days	28	days																									
Forced outage rate	20	%																									
Station use	4.6	%																									
Fixed O/M cost	21.0	\$/kW-year																									
Variable O/M cost	3.0	\$/MWh																									
Fuel Price	3.99	\$/MMBTU	L.H.V. base, CIF Price for HFO: 154.0 \$/ton																								
Heat rate	7,888	BTU/kWh	HFO																								
Fuel cost	31.49	\$/MWh	HFO																								
Construction period	2	years	Disbursement schedule are 50 % and 50 %.																								
Construction start	2004, 2006		2-staged construction																								
Operation start	2006, 2008		Each operation of 90 MW																								
Economic life time	20	years																									
kW Adjustment	1.099																										
kWh Adjustment	1.019																										

11.2.5. 計算ケースと計算結果

(1) 計算ケース

燃料転換シナリオおよび天然ガスの価格組み合わせで Table 11.2-4 に掲げた 10 ケースの計算を実施する。

計算ケースの 100 番台、200 番台および 300 番台は天然ガスの導入時期による差に着目したケースで、400 番は天然ガスの優位性を見るため、ディーゼル油を経済寿命の 20 年間フルに使用した場合である。

天然ガス価格については 4.0、3.5 および 4.5 \$/MMBTU を想定している。

(2) 計算結果

Table 11.2-4 には経済分析結果も合わせて掲載している。代表的なケース（ケース番号 100）については計算シートを Table 11.2-5 に示す。

建設費が代替火力プラントより安く、また天然ガスの燃料費も重油より安いというメリットからプロジェクトの経済指標はケース番号 400 を除いて卓越した経済性を示している。

Table 11.2-4 Calculation Cases and Summary of Results

1. Calculation Cases

Se.No.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Case No.	100	110	120	200	210	220	300	310	320	400
A Fuel Conversion Scenario										
(1) Natural Gas for full 20 years										
(2) Diesel Oil 5 years + NG 15 years										
(3) Diesel Oil 10 years + NG 10 years										
(4) Diesel Oil for full 20 years										
B Natural Gas Fuel Price										
(1) 4.0 US\$/MMBTU										
(2) 3.5 US\$/MMBTU										
(3) 4.5 US\$/MMBTU										
C Diesel Oil Price (CIF)										
(1) 237 US\$/ton										

Note: means Base Case.

2. Calculation Results

Economic Internal Rate of Return (EIRR)	%	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	3.81*1
Net Present Value of Cost	M.US\$	249.3	233.7	264.2	276.3	266.5	299.0	294.1	303.6	321.7										
Net Present Value of Benefit	M.US\$	345.0	345.0	345.0	345.0	345.0	345.0	345.0	345.0	345.0										
B - C	M.US\$	95.7	111.3	80.8	68.7	78.5	46	50.9	41.4	23.3										
B/C		1.38	1.48	1.31	1.25	1.29	1.15	1.17	1.14	1.07										

Note: Net Present Value as of 2001 is discounted value with 10 % discount rate.

N.A means EIRR>100 %

*1: For the Case No. 400, B-C becomes positive on condition that the discount rate is higher than 3.81 %, unless B-C becomes negative.

11.3. 財務分析

11.3.1. 目 的

財務分析の目的はプロジェクト所有者および資金の貸手側の観点からプロジェクトが財務的に実行可能かどうかを検証することにある。従って、分析では諸税や補助金を加味した市場価格で行う。

カンボディア国¹ではドルもカンボディアアンリエルと同様に流通しているので、財務分析ではドル貨幣単位で実施する。

11.3.2. 電力料金予想

2000年現在の平均電気料金は 554 Riel/kWh² (または 14.57 US¢ /kWh)で Table 11.3-1 に現行の電気料金体系表を示す。

将来の電気料金については、Table 11.3-2 および 11.3-3 に掲げる EDC レポート、ADB プロジェクトレポート³ および世界銀行のプロジェクトレポート⁴ の料金予想を参考とした。

Table 11.3-2 Future Power Tariff Scenario (Riel/kWh)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
ADB *1)	652	700	752	728	730	746	778
EDC *2)	608	613	620	628	636	646	656

*1) ADB “Provincial Power Supply Project”, November 2000, Appendix-9, Page 4, Table A9.1

*2) EDC Report, page 14

¹ 例えば電力料金はカンボディアン・リエルで請求されるが、支払いはリエルでも\$でもどちらでも良い。

² “Prepared and Analyses Study, EDC’s Strategic Planning for Year 2001, 2002 and 2003 within Planning until 2010”, Page 14, EDC, November 2000

³ “Report and Recommendation of the President to the Board of Directors on a Proposed Loan to the Kingdom of Cambodia for the Provincial Power Supply Project”, November 2000

⁴ “The World Bank Cambodia Rural Electrification and Transmission Project (PHRD TF025765) Feasibility Study Report for the Transmission Link between Phnom Penh and the Southern Region of Cambodia, Project Overview”, April 2001

Table 11.3-3 Exchange Rate Forecast (Riel/\$) and Power Tariff Forecast (¢/kWh)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Exc. Rate *3)	3,971	4,149	4,335	4,530	4,734	4,946	5,169
EDC	15.31	14.79	14.31	13.86	13.44	13.06	12.68
ADB *4)	16.42	16.87	17.35	16.07	15.42	15.08	15.05
World Bank *5)	16.1	16.1	16.1	14.5	13.8	13.4	12.5

*3) EDC Report, page 14

*4) ADB の¢/kWh は上記為替レートを使って変換している。

*5) World Bank “Project Overview Report”, Page 58, Table 7

註: ドルに対する為替変動は年率 4.5 % の下落を EDC は見込んでいる。

上記の料金予想から 2006 年以降の電気料金を 13.0 ¢/kWh と仮定する。

ただし、上記平均電力料金には以下の費用が含まれており、プロジェクト財務収支に寄与する電力料金は平均電力料金から直接運転経費以外の経費を除いた値となる。

- 直接運転経費（燃料費，固定 および 変動運転維持費）
- IPP からの電力購入費
- 送・配電設備の維持費
- 本店経費

EDC の 1997 年，1999 年の 2 年間の上記費用の実績によると、直接運転経費以外の経費は約 15% となるので、プロジェクトに寄与する電力料金を 11.05 ¢/kWh (13 ¢/kWh × 85% = 11.05) と設定する。

Table 11.3-1 Tariff Structure of EDC (as of November 2001)

I. Phnom Penh Operation (Effective in August 2000)		Existing Power Tariff	
		Riel/kWh	c/kWh (1US\$=3900 Riel)
Sector			
I. Residential Sector			
	0-50 kWh/month	350	8.97
	51-100 kWh/month	550	14.10
	>100 kWh/month	650	16.67
II. Industrial & Handicraft Sector			
	<45,000 kWh/month	600	15.38
	45,000 - 80,000 kWh/month	550	14.10
	80,000 - 130,000 kWh/month	550	14.10
	>130,000 kWh/month	500	12.82
	MidiumVoltage	480	12.31
III. Commercial & Service Sectors			
	<45,000 kWh/month	650	16.67
	45,000 - 80,000 kWh/month	600	15.38
	80,000 - 130,000 kWh/month	600	15.38
	>130,000 kWh/month	500	12.82
	MidiumVoltage	480	12.31
IV. Hotels & Guest Houses			
	<45,000 kWh/month	650	16.67
	45,000 - 80,000 kWh/month	600	15.38
	80,000 - 130,000 kWh/month	600	15.38
	>130,000 kWh/month	500	12.82
	MidiumVoltage	480	12.31
V. Embassy, Foreigners' Houses, NGO Go			
		800	20.51
VI. Government Institutions			
		700	17.95

2. Sihanoukville Operation (Effective in Feb. & Jul. 1999)		Riel/kWh	c/kWh	
Sector				
I. Residential Sector				
		500	12.82	
II. Industrial & Handicraft Sector				
	<20,000 kWh/month	670	17.18	
	20,000 - 50,000 kWh/month	670/610 a)	17.18	15.64
	50,000 - 110,000 kWh/month	670/560	17.18	14.36
	>110,000 kWh/month	670/513	17.18	13.15
III. Commercial & Service Sector				
	<20,000 kWh/month	740	18.97	
	20,000 - 50,000 kWh/month	685	17.56	
	50,000 - 110,000 kWh/month	625	16.03	
	>110,000 kWh/month	570	14.62	
IV. Hotel & Guest Houses				
	<20,000 kWh/month	760	19.49	
	20,000 - 50,000 kWh/month	700	17.95	
	50,000 - 110,000 kWh/month	650	16.67	
	>110,000 kWh/month	610	15.64	
V. Houses for Foreigners				
		740	18.97	
VI. Embassy, Government Institutions				
		760	19.49	

Note: a) 670/610 - night/day time

3. Siem Reap Operation (Effective in July 1999)		Riel/kWh	c/kWh	
Sector				
Overall Sector				
	<20,000 kWh/month	875	22.44	
	20,000 - 50,000 kWh/month	735	18.85	
	50,000 - 110,000 kWh/month	670	17.18	
	>110,000 kWh/month	620	15.90	

4. Kampong Cham Operation		Riel/kWh	c/kWh	
Sector				
Flat Rate				
		850	21.79	

11.3.3. 燃料費用と燃料転換

プロジェクトに使える燃料は天然ガスとディーゼル油の2種類と想定した。

(1) 燃料費

財務分析で使用する燃料費は諸税を含む市場価格で、Table 11.3-4 に示す現行課税を考慮する。

Table 11.3-4 Taxes and Duties on Fuel

Fuel Type	Import Tax	Social Fund	VAT
Diesel Oil	20 %	1.40 \$/ton	10 %
Natural Gas	None ^{*1)}	1.40 \$/ton	10 %

註：天然ガスの税率は仮定値。*1) 天然ガスは国産と仮定

課税対象前の燃料価格はディーゼル油が 237 \$/ton (CIF 価格)，天然ガスが 4.0 \$/MMBTU (L.H.V. ベース) と想定した。

また、ディーゼル油については年率 2%の物価上昇を考慮し、天然ガスについては国内産との理由から物価上昇を考慮しない。

(2) 燃料転換

経済分析でも触れたように、カンボディア国内での天然ガスの採掘が将来期待されており、経済分析と同様に以下の燃料転換シナリオを想定した。

- (a) 天然ガスが運転開始当初からプラントの経済寿命の 20 年間フルに使われる。
(Base Case)
- (b) ディーゼル油が運転開始から 5 年間使われ、その後、天然ガスが 15 年間使用される。
- (c) ディーゼル油が運転開始から 10 年間使われ、その後、天然ガスが 10 年間使用される。
- (d) ディーゼル油が運転開始当初からプラントの経済寿命の 20 年間フルに使われる。

11.3.4. 実施方法

プロジェクトの実施方法として、以下の2通りを想定する。

- (1) オプション1 : EDC が公的ローンを使ってプロジェクトを実施する。
- (2) オプション2 : 民間投資家が自己資本とローンを使ってプロジェクトを実施し、その後電力買取契約 (Power Purchase Agreement) に従って、EDC に売電する (BOT 形態)。

11.3.5. 計算条件

以上の検討から財務分析で使用する計算条件を Table 11.3-5 に要約する。

Table 11.3-5 Sihanoukville C.C. Project Calculation Conditions

<i>Items</i>	<i>EDC Project</i>					<i>IPP Project (BOT)</i>		
Installed Capacity	90 MW × 2 stages = 180 MW							
Annual Plant Factor (Average 54 %)		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012~
	ST-1	24%	75%	55%	63%	67%	70%	50%
	ST-2	-	-	18%	63%	67%	70%	50%
Station Use	2.8 %							
T/L and Distribution Loss	15.7 %					0 % (Sales at P/S exit)		
Salable Energy	Generation Energy × 81.94 %					Generation Energy × 97.2 %		
Construction Cost for Stage 1 F/C L/C inc. duties and taxes Total (inc. T/L)	After escalation					Import tax will be exempted. ^{*1)}		
	101.6 Million \$					101.6 Million \$		
	45.3 Million					31.9 Million \$		
	146.9 Million \$					133.5 Million \$		
Construction Cost for Stage 2 F/C L/C inc. duties and taxes Total (inc. T/L)	After Escalation					Import tax will be exempted. ^{*1)}		
	75.5 Million \$					75.5 Million \$		
	29.5 Million \$					18.8 Million \$		
	105.0 Million \$					94.3 Million		
Escalation L/C F/C	2.4 % per annum							
	2.4 % per annum							
Disbursement Schedule	2004	2005	2006	2007	2008			
	Stage 1	22.5%	50.3%	27.2%	-	-		
	Stage 2	-	-	22.2%	51.3%	26.5%		

<i>Items</i>	<i>EDC Project</i>	<i>IPP Project (BOT)</i>
Finance Planning		
Financial Source	Subsidiary Loan-1	OIL \$ Loan
Interest Rate (=IDC)	3.5 % per annum	LIBOR+1 % * ²⁾ (3.46 + 1 = 4.46)
Commitment Fee	-	0.25 % of remaining loan
Grace Period	8 years	5 years
Repayment Period	23 years including grace period	15 years
Loan Limit	100 % of F/C or 85 % of the project cost	60 % of debt portion
Top Front Fee	-	1.0 % of loan amount
Finance Source	Subsidiary Loan-2	Bank Syndicate Loan
Interest rate (=IDC)	3.5 % per annum	LIBOR+2.5% (3.46 + 2.5=5.96)
Commitment Fee	-	0.5 %
Front End Fee	-	1.25 % of loan amount
Grace Period	8 years	5 years
Repayment Period	23 years inc. 5 years grace period	15 years including grace period
Loan Limitation	100 % of F/C or 90 % of the construction cost inc. IDC	None
Equity : Debt	-	30 % : 70 %
Economic Life Time	20 years	
Depreciation Method	Accelerated method with 11 % for 20-years economic lifetime	
Power Tariff as of 2006 excluding maintenance cost of T/L, D/S and overhead	11.05 ¢/kWh	¢/kWh for PPA PPA: Power Purchase Agreement
Operation Cost	Stage 1: 40.2 \$/kW-year (inc. T/L: 41.5) Stage 2: 31.7 \$/kW-year	
Fixed O/M Cost	Natural Gas : 1.0 \$/MWh Diesel Oil : 2.5 \$/MWh	
Variable O/M Cost	Natural Gas : 30.27 \$/MWh Diesel Oil : 58.28 \$/MWh	
Fuel Cost		
Tax and Duties		
Profit Tax	20%	9 % with 8 years Tax Holiday * ¹⁾
Commencement of Operation	Stage 1: 2006 Sep.1 Stage 2: 2008 Sep.1	
Discount Rate	10 %	
Exchange Rate	1 \$ = 4000 Riel as of 2001	

Note: *1) Power Purchase Agreement between Leader Universal Holdings Berhad Delcom Services SDN BHD INTERCORE INC. and EDC, Appendix K, page 94.

*2) LIBOR は 2001 年 10 月現在 3.46 %。(Source: www.bankrate.com/brm/news/biz/ratechart.asp)

11.3.6. 計算ケースと計算結果

(1) 計算ケース

上記検討を基に、Table 11.3-6 に示す 27 ケースを計算する。

- (a) ケース番号 1000 番台は Subsidiary Loan-1 で実施された場合である。
- (b) ケース番号 2000 番台は Subsidiary Loan-2 融資で実施された場合である。
- (c) ケース番号 3000 番台はプロジェクトが IPP で実施され、ROE が 20%となる EDC への電力販売料金を計算し、EDC への売電は発電所出口渡しと想定している。
- (d) ケース番号 4000 番台は EDC が購入するヴィエトナムや IPP1 からの電力購入料金と比較するために、付加価値税や利益税を除外した発電原価を計算している。また、同比較のため、配電ロスも除外している。

上記のプロジェクト実施方法による全ての費用を含む総プロジェクト費用を Table 11.3-7 に掲載する。

(2) 計算結果

Table 11.3-6 には財務分析の計算結果も併記しており、ケース番号 1000 については Table 11.3-8 にその計算シートを載せている。

(a) プロジェクト IRR

天然ガスが経済寿命 20 年間フルに使われるか、運転開始から 5 年未満に投入される場合にはほぼ 10%のプロジェクト IRR が期待できる。また、ディーゼル油が経済寿命の 20 年間フルに使われた場合、プロジェクト IRR は計算不能で、プロジェクトの財務面から見た魅力は雲散する。

従って、プロジェクト IRR の観点からは、プロジェクトの運開後 5 年未満に天然ガスが投入されれば、プロジェクトの財務的実行可能製は期待しうる。

(b) 株主資本利益率 (ROE) と債務返済指数 (DSCR)

Table 11.3-7 に見られように、EDC は補助ローン合意書に基づいて建設中金利 (IDC) のみを負担すればいいので、ROE は全てのケースで良い利益率を示している。

しかし、DSCR に着目するとディーゼル油が運転開始から 10 年以上使用さ

れた場合には DSCR の最小値は 1.0 を下回るか負の値になる。1 以下の DSCR とは、EDC は金利・元本を支払うための手元資金が不足し、追加ローンを組む必要があることを意味する。

従って、天然ガスが運転開始から 5 年未満に投入可能であるという保証がある場合、貸手側はプロジェクトを許諾しうるが、そうで無い場合には許諾されないであろう。

(c) 年均等化発電原価

有効電力料金 11.05 ¢/kWh の下での諸税を含む年均等化発電原価は運転開始から 5 年以内に天然ガスが投入された場合には、天然ガスの価格 4.0 \$/MMBTU の場合で 7.84 ¢/kWh から 9.45 ¢/kWh と予想される。また、天然ガスが 11 年目以降もしくは天然ガスが全く投入されない場合には年均等化発電原価は 10.96 ¢/kWh から 12.85 ¢/kWh と予想される。

天然ガスが運転開始から投入された場合の発電原価は 11 年目に投入された場合の発電原価より約 30% も安くなることが予想される。

(d) IPP プロジェクト

IPP プロジェクトの場合、財務的に実行可能な ROE を 20% と想定した。この ROE 20% を満足するためには、EDC への売電単価（発電所出口渡し）は、天然ガスの投入時期が 5 年以内、価格が 4.0 \$/MMBTU の場合で 7.70 ¢/kWh から 9.85 ¢/kWh と予想される。

この販売料金は、途中の 15.7% の送配電ロス を考慮すると消費者端に換算すれば、9.13 ¢/kWh ~ 11.68 ¢/kWh に相当する。

この消費者端での売電単価は EDC が実施した場合の年均等化発電原価を上回っており、IPP プロジェクトで実施した場合には、EDC は自己で実施した場合の発電以上の高い原価で電力購入を迫られることとなる。

ディーゼル油が全運転期間使用される場合には、EDC への売電単価は 14.39 ¢/kWh と期待値の電力料金 13.00 ¢/kWh を上回る結果となり、EDC にとって受け入れられるものではない。

(e) 税金を含まない発電原価

- IPP1 からの電力購入との比較

EDC は電力買取契約 (PPA) に基づいて IPP1 から 8.94 ¢/kWh (1997) ~ 10.95 ¢/kWh (2000) の単価で電力を購入している。EDC は IPP1 が使用する燃料の税金を IPP1 に代わって負担しており、上記の売電単価には税金

は含まれていない。

ケース番号 4000 番台は IPP1 からの購入料金と同一レベルで比較するために、発電原価には税金を除外している。

プロジェクトの発電原価 5.78 ¢/kWh は明らかに現行 IPP1 から購入している料金単価を下回っている。

- ヴィエトナムからの電力輸入との比較

2000 年 7 月 24 日調印された「Power Purchase Agreement」によれば、ヴィエトナム国からの電力購入は以下の条件となっている。

- a. 電力購入開始年 : 2003⁵年
- b. 電力供給地点 : Thot Not 経由 Chau Doc 変電所
- c. 結合点 : カンボディア国とヴィエトナム国との国境
- d. 電力メータ計測点 : Chau Doc 変電所
- e. 電力供給可能量 : 80 MW (2003 ~ 2005)
: 200 MW (2006 年以降)
- f. 購入電力単価有効期間 : 5 年
- g. 支払通貨 : ドル

Table 11.3-9 Power Purchase Prices from Vietnam

Dry Season (November ~ June 30)	Peak hours (18:00 ~ 22:00)	8.50 ¢ /kWh
	Normal hours (4:00 ~ 18:00)	6.25 ¢ /kWh
	Off-peak hours (22:00 ~ 4:00)	4.50 ¢ /kWh
Wet Season (July ~ October 31)	Peak hours (18:00 ~ 22:00)	8.00 ¢ /kWh
	Normal hours (4:00 ~ 18:00)	6.00 ¢ /kWh
	Off-peak hours (22:00 ~ 4:00)	3.00 ¢ /kWh

国境での平均購入単価はほぼ 6.0 ¢/kWh⁶と推定される。

国境価格を 6.0 ¢/kWh と仮定した場合、Takeo およびプノンペン市での相当購入価格は途中の送電線ロスを考慮すると Table 11.3-10 に示す値となる。

なお、同表にはケース番号 4000 と 4100 の発電原価も比較のために記載している。

⁵ 2.2 節で述べているように、実際の電力輸入はこれより遅れる模様。

⁶ 乾季 = $(8.5 \times 4 + 6.25 \times 14 + 4.5 \times 6) / 24 = 6.2$, 雨季 = $(8.0 \times 4 + 6.0 \times 14 + 3.0 \times 6) / 24 = 5.6$, 通年 = $(6.2 \times 8 + 5.6 \times 4) / 12 = 6.0$

Table 11.3-10 Comparison of Purchase Price and LPC

	Power Purchase from Vietnam	Levelised Production Cost (LPC)
At Phnom Penh	$6.0 / (1 - 0.02) = 6.12 \text{ ¢/kWh}$	5.78 ¢/kWh (No. 4000)
At Takeo	$6.0 / (1 - 0.01) = 6.06 \text{ ¢/kWh}$	5.73 ¢/kWh (No. 4100)

註：Chau Doc からプノンペンおよび Takeo までの送電線ロスを 2.0 %、1.0 % と仮定する。

上記比較から、4.0 \$/MMBTU の天然ガスが運転開始年から投入された場合には、プロジェクトの発電原価は 베트남国からの電力購入単価より安くなることが期待できる。

さらに、将来シアヌークヴィル工業団地が実現した場合⁷、その立地条件から益々プロジェクトが優位になるとと思われる。

⁷ ADB からの情報によれば、海外投資家を招くために、現在国内線専用のシアヌークヴィル空港の国際線への改善計画がカンボディア政府とバンコック航空の間で話し合われている。

Table 11.3-6 Calculation Cases and Results for Financial Analysis

Se.No.	1. Calculation Cases																												
	1000	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	
A. Finance Sources																													
(1) Subsidiary Loan - 1																													
(2) Subsidiary Loan - 2																													
(3) OIL + Bank Syndicate Loan																													
B Implementation Method																													
(1) Implemented by EDC																													
(2) IPP																													
C Fuel Conversion Scenario																													
(1) Natural Gas for full 20 years																													
(2) Diesel 5 years + NG 15 years																													
(3) Diesel 10 years + NG 10 years																													
(4) Diesel Oil for full 20 years																													
D Natural Gas Price (inc. Taxes)																													
(1) 4.43 US\$/MMBTU																													
(2) 3.88 US\$/MMBTU																													
(3) 4.98 US\$/MMBTU																													
E Diesel Oil Price (inc. Taxes)																													
(1) 326.54 US\$/ton																													
F T/L from Kampot to Site																													
(1) Including T/L (11.8 M.US\$)																													
(2) Excluding T/L																													
G Power consumption at Phnom Penh																													
(1) Phnom Penh																													
(2) Takeo																													
H Value Added Tax & Profit Tax																													
(1) No VAT																													
(2) No Profit Tax																													

2. Calculation Results

1 Project IRR (%)	11.6	12.7	10.5	6.6	7.1	5.9	3.0	3.4	2.6	N.A.	13.2	11.6	12.7	10.5	6.6	7.1	5.9	N.A.	8.9	9.0	8.9	10.0	10.1	10.0	8.0	20.7	21.0		
Stage-1																													
Stage-2																													
2 Return on Equity (%)	16.5	17.7	15.2	12.1	12.8	11.2	7.1	7.5	6.5	N.A.	16.5	16.5	17.7	15.2	12.1	12.8	11.2	N.A.	14.1	14.1	14.2	16.9	17.1	16.7	12.3	27.6	28.0		
Stage-1 & Stage-2																													
3 Min. Debt Service Coverage Ratio	13.5	14.5	12.3	8.7	9.7	8.1	4.8	5.2	4.3	N.A.	14.5	13.5	14.5	12.3	8.7	9.7	8.1	N.A.	10.9	11.0	10.9	12.6	12.8	12.5	9.6	23.0	23.1		
Stage-1																													
Stage-2																													
4 Levelised Production Cost (¢/kWh)	2.10	2.24	1.97	4.6	4.8	4.3	1	4	-2	N.A.	2.37	2.10	2.24	1.96	4.5	4.7	4.3	N.A.	15.0	15.0	14.9	14.7	14.7	14.8	15.0	30.9	31.3		
Stage-1																													
Stage-2																													
Power Tariff for PPA (¢/kWh) at P/S exit	2.44	2.58	2.30	9.1	9.4	8.8	3.3	3.5	3.1	N.A.	2.44	2.45	2.58	2.30	9.1	9.4	8.8	N.A.	29.4	29.4	29.5	30.2	30.3	30.2	29.2	33.7	34.2		
Stage-1 & Stage-2																													
Power Tariff for PPA (¢/kWh) at P/S exit	2.13	2.26	1.99	5.9	6.1	5.7	1.4	1.6	1.1	N.A.	2.38	2.13	2.26	1.99	5.9	6.1	5.6	N.A.	20.0	20.0	20.0	19.9	19.9	20.0	20.1	31.0	31.4		
Stage-1																													
Stage-2																													
Power Tariff for PPA (¢/kWh) at P/S exit	1.0	1.1	0.9	1.0	1.1	0.9	0.1	0.1	0.1	-0.6	1.1	1.0	1.1	0.9	1.0	1.1	0.9	-0.6	1.0	1.0	1.0	0.6	0.5	0.7	0.9	1.8	1.8		
Stage-1																													
Stage-2																													
Power Tariff for PPA (¢/kWh) at P/S exit	1.5	1.6	1.4	1.1	1.1	1.1	0.1	0.1	0.1	-0.9	1.5	1.5	1.6	1.3	1.5	1.6	1.3	-0.9	1.5	1.5	1.5	2.3	2.4	2.2	1.2	2.6	2.7		
Stage-1 & Stage-2																													
Power Tariff for PPA (¢/kWh) at P/S exit	8.12	7.77	8.49	10.07	9.90	10.28	11.44	11.36	11.55	13.04	7.90	8.15	7.79	8.53	10.10	9.92	10.31	13.08	7.26	6.89	7.66	9.14	8.94	9.34	11.86	6.09	6.02		
Stage-1																													
Stage-2																													
Power Tariff for PPA (¢/kWh) at P/S exit	7.48	7.12	7.84	8.65	8.39	8.91	10.34	10.21	10.48	12.59	7.48	7.49	7.13	7.86	8.66	8.41	8.94	12.61	6.34	5.96	6.73	7.52	7.25	7.80	11.25	5.40	5.34		
Stage-1 & Stage-2																													
Power Tariff for PPA (¢/kWh) at P/S exit	7.84	7.48	8.20	9.45	9.24	9.67	10.96	10.86	11.08	12.83	7.72	7.86	7.50	8.23	9.47	9.26	9.71	12.88	6.86	6.48	7.25	8.43	8.20	8.66	11.59	5.78	5.73		
Stage-1 & Stage-2																													
Power Tariff for PPA (¢/kWh) at P/S exit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.70	7.32	8.09	9.85	9.68	10.04	12.13	-	-		
Stage-1 & Stage-2																													

**Table 11.3-7 Total Project Cost and Finance Arrangement for
Sihanoukville Combined Cycle Project**

Subsidiary Loan - 1

(Unit :Million US\$)

	Stage-1			Stage-2			Stage-1 & Stage-2		
	F/C	L/C	Total	F/C	L/C	Total	F/C	L/C	Total
Construction Cost	79.9	16.0	95.9	62.4	8.8	71.2	142.3	24.8	167.1
Physical Contingency	3.8	0.6	4.4	3.0	0.4	3.4	6.8	1.0	7.8
Price Contingency	8.5	1.6	10.1	10.1	1.4	11.5	18.6	3.0	21.6
Duties and Taxes	0.0	24.7	24.7	0.0	18.9	18.9	0.0	43.6	43.6
IDC by EDC	7.6	0.0	7.6	5.4	0.0	5.4	13.0	0.0	13.0
Associated T/L	9.4	2.4	11.8	0.0	0.0	0.0	9.4	2.4	11.8
Total	109.2	45.3	154.5	80.9	29.5	110.4	190.1	74.8	264.9

	Stage-1		Stage-2		Stage-1 & Stage-2	
	Amount	Portion	Amount	Portion	Amount	Portion
Loan - A	122.2	79.1%	86.1	78.0%	208.3	78.6%
RGC	24.7	16.0%	18.9	17.1%	43.6	16.5%
EDC	7.6	4.9%	5.4	4.9%	13	4.9%
Total	154.5	100.0%	110.4	100.0%	264.9	100.0%

2. Subsidiary Loan - 2

(Unit :Million US\$)

	Stage-1			Stage-2			Stage-1 & Stage-2		
	F/C	L/C	Total	F/C	L/C	Total	F/C	L/C	Total
Construction Cost inc.IDC	81.7	16.0	97.7	63.7	8.8	72.5	145.4	24.8	170.2
Physical Contingency	3.8	0.6	4.4	3.0	0.4	3.4	6.8	1.0	7.8
Price Contingency	8.5	1.6	10.1	10.1	1.4	11.5	18.6	3.0	21.6
Duties and Taxes	0.0	24.7	24.7	0.0	18.9	18.9	0.0	43.6	43.6
IDC by EDC	7.6	0.0	7.6	5.4	0.0	5.4	13.0	0.0	13.0
Associated T/L	9.4	2.4	11.8	0.0	0.0	0.0	9.4	2.4	11.8
Total	111.0	45.3	156.3	82.2	29.5	111.7	193.2	74.8	268.0

	Stage-1		Stage-2		Stage-1 & Stage-2	
	Amount	Portion	Amount	Portion	Amount	Portion
Loan - B inc.IDC	124.0	79.3%	87.4	78.2%	211.4	78.9%
RGC	24.7	15.8%	18.9	16.9%	43.6	16.3%
EDC	7.6	4.9%	5.4	4.8%	13.0	4.9%
Total	156.3	100.0%	111.7	100.0%	268.0	100.0%

3. Overseas Investment Loan + Bank Syndicate Loan

(Unit :Million US\$)

	Stage-1			Stage-2			Stage-1 & Stage-2		
	F/C	L/C	Total	F/C	L/C	Total	F/C	L/C	Total
Construction Cost	79.9	16.0	95.9	62.4	8.8	71.2	142.3	24.8	167.1
Physical Contingency	3.8	0.6	4.4	3.0	0.4	3.4	6.8	1.0	7.8
Price Contingency	8.5	1.6	10.1	10.1	1.4	11.5	18.6	3.0	21.6
Duties and Taxes	0.0	11.3	11.3	0.0	8.2	8.2	0.0	19.5	19.5
IDC & Financial Fee	8.9	0.0	8.9	6.2	0.0	6.2	15.1	0.0	15.1
Associated T/L	9.4	2.4	11.8	0.0	0.0	0.0	9.4	2.4	11.8
Total	110.5	31.9	142.4	81.7	18.8	100.5	192.2	50.7	242.9

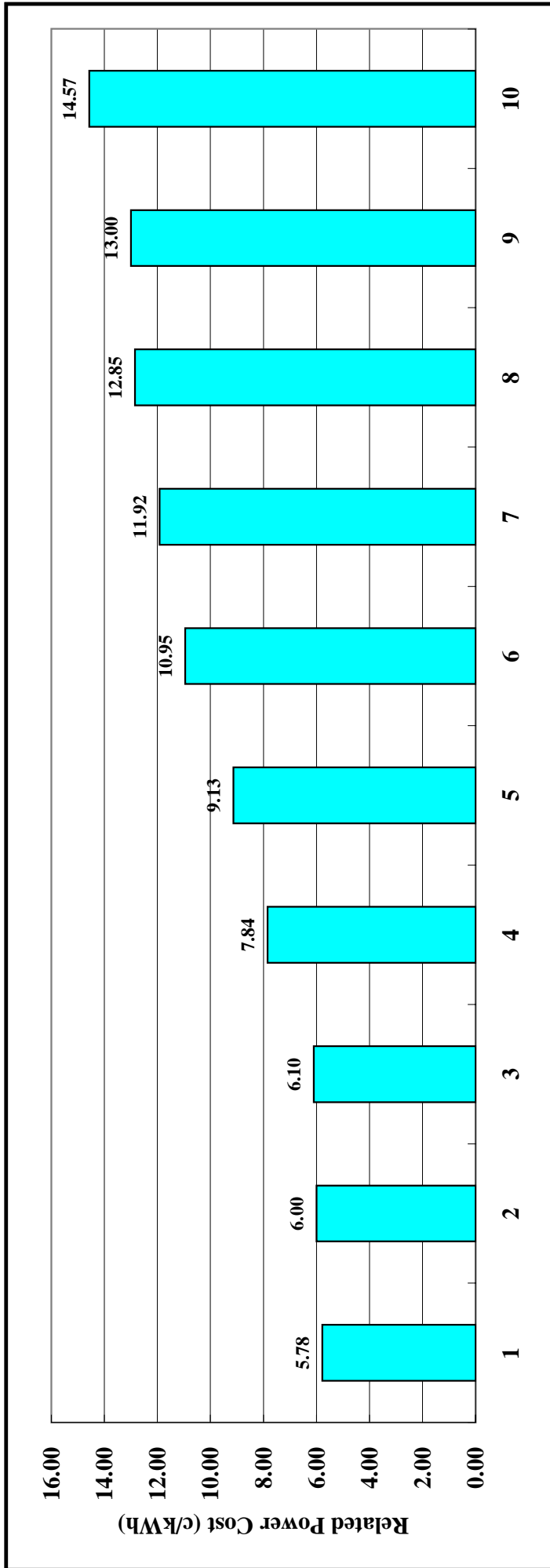
	Stage-1		Stage-2		Stage-1 & Stage-2	
	Amount	Portion	Amount	Portion	Amount	Portion
OIL	59.9	42.1%	42.2	42.0%	102.1	42.0%
Bank Syndicate Loan	39.8	27.9%	28.1	28.0%	67.9	28.0%
IPP Own Finance	42.7	30.0%	30.2	30.0%	72.9	30.0%
Total	142.4	100.0%	100.5	100.0%	242.9	100.0%

11.4. 結 論

経済・財務分析を通じて、前記の計算条件下で以下の結論が導かれる。

- (1) プラント建設費，諸税，建中金利，その他財務費用および Kampot までの関連送電線を含めるとプロジェクト総費用は Stage 1 で 155 百万ドル，Stage 2 で 110 百万ドルと予想される。
- (2) 天然ガスがプロジェクト運転開始後 5 年未満に投入される場合には、経済性，財務性が期待できる反面、ディーゼル油がフルに使われる場合、プロジェクトの経済的および財務的実行可能性は期待できない。
- (3) 特に天然ガスが運転開始当初から投入された場合には、プロジェクトの発電原価は現行の IPP1 からの電力購入料金を大幅に下回り、また、将来ヴィエトナム国からの電力購入料金より安くなることが期待される。
- (4) 4.0 \$/MMBTU の天然ガス価格は世界市場⁸に照らし合わせるとやや割高の感がする。もし、天然ガスが 4.0 \$/MMBTU 以下で入手できるのであれば、プロジェクトの経済性、財務性はさらに向上する。
- (5) 以上の検討を基に、Fig.11.4-1 に EDC および財務分析結果に関する電力コストを示している。Fig.11.4-1 に見られるように、天然ガスを 20 年間焚く場合のシアヌークヴィルコンバインドサイクル発電プラントは各コストレベルで最小のコストを示しており、EDC の将来の電気料金低減に多大に寄与することが期待される。
- (6) プロジェクトを実現するために EDC に課せられた課題は EDC の財務問題と思われる。EDC は 1997 年以降赤字運営が続いており、現在の財務状況では、プロジェクト費用の 5%にしか過ぎない IDC を EDC が負担することさえ、難しいのではないと思われる。シアヌークヴィルコンバインドサイクルプロジェクトは EDC にとって総額 265 百万ドルに達する一大プロジェクトであり、プロジェクトが着手されるまでに、EDC の経営改善が強く望まれる。

⁸ “2001 World Development Indicators, World Bank”によれば 1998 年から 2000 年の 3 ヶ年の天然ガスの平均はヨーロッパで 2.72 \$/MMBTU，アメリカで 2.81 \$/MMBTU である。



Power Cost Items	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Levelised Production Cost for Sihanoukville C.C NG for 20 years	Average Import Power Tariff from Vietnam	Average Import Power Tariff from Vietnam	Levelised Production Cost for Sihanoukville C.C NG for 20 years	Power Purchase Price from Sihanoukville C.C NG for 20 years by IPP	Power Purchase Price from IPP-1 in 2000	Production Cost of EDC (PHN's) in 1999 inc. Power Purchase from IPP-1	Levelised Production Cost for Sihanoukville C.C DO for 20 years	Assumed Power Tariff from 2006 onwards	Average Power Tariff in 2000
Taxes	W/O Taxes	W/O Taxes	W/O Taxes	W/ Taxes	W/O Import Duties	W/O Import Duties	W/ Taxes	W/ Taxes	W/O VAT	W/O VAT
Cost at	Entrance at Phnom Penh	Border between Vietnam and Cambodia	Entrance at Phnom Penh	Consumer's end in Phnom Penh	Consumer's end in Phnom Penh	IPP-1 P/S Exit	Consumer's end in Phnom Penh	Consumer's end in Phnom Penh	Consumer's end in Phnom Penh	Consumer's end in Phnom Penh

Fig.11.4-1 Comparison of Related Power Cost

12. プロジェクト実施上の問題点

12.1. 燃 料

本プロジェクトでは、天然ガスを主燃料，ディーゼル油をバックアップ燃料とすることで計画されているが、現時点ではカンボディアでは天然ガスは使用できない。

天然ガスを使用可能とするための、自国での開発，他国からの輸入等のいくつかのオプションがカンボディア政府により検討されているが、各オプションともそれぞれ問題があり、直ぐには結論が出そうには見えない。

最も好ましいオプションは自国での開発であろう。それは、自国の天然資源の有効利用，第三者の意向に左右されずに利用計画を立てられること、また、外貨の節約の意味からカンボディア政府にとって、最も利益のある解決法と考えられる。

しかし、開発業者の Woodside 社の説明によると、カンボディア領海内のガス田は必ずしも経済的に有利とは言えず、1 個の井戸から得られるガス量が比較的小さいために井戸掘削費用が割高になると言っている。

また、現在カンボディア国内には本発電プロジェクト以外には具体的な需要計画が少ないため、ガスパイプラインの設備費用も割高になると言われている。天然ガスの価格は、需要が増大すればそれに従い下がってくる傾向にある。現在の 180 MW の発電規模は、天然ガスの経済的価格を実現するためには、小さ過ぎると評価されており、少なくとも 300 MW 以上の発電規模が好ましいと言われている。

従って、これらの不利な条件を加味して、いくらでガスを入手できるかが、本プロジェクト実現のためのキーポイントとなる。

もしカンボディア政府が将来の電源開発を天然ガスを利用するコンバインドサイクルを主体として行う方針を立て、発電規模とその導入時期を決めた具体的なプランを作成すれば、天然ガス利用実現のための大きな動機付けとなると考えられる。

12.2. 実施工程

12.2.1. **Kampot - シアヌークヴィル間の送電線との関係**

最適電源開発の検討では、シアヌークヴィル発電所は 2006 年に Stage 1 を、2008 年に Stage 2 を導入する結論となっている。

しかし、Fig.10-1 に示される様に可能な Stage 1 の建設完了は、Kampot～シアヌークヴィル間の送電線の完成が条件となる。

現在の所、同送電線建設の具体的計画はなく、また、フィージビリティ調査も行われていない。Fig.10-1 に示している送電線の工程は、シアヌークヴィル発電所を 2006 年に運転開始するために要求される仮想のスケジュールであり、確定されたものではない。従って、発電所完成時期を遅らせないためには、発電所建設の最終決定を待つことなく、送電線のフィージビリティ調査を出来るだけ早くに開始することを推奨する。

12.2.2. **天然ガスの使用可能時期との関係**

一方、発電所運転開始時から天然ガスを使用することを条件とすると、天然ガスの使用開始可能時期が問題となる。本プロジェクトのガスタービンは、バックアップ燃料としてディーゼル油を使う計画としているので、天然ガスの使用開始が遅れても価格の高いディーゼル油を使用することによる短期間の不利益を除けば、運転上、特に問題はない。しかし、この場合であっても、ある期間遅れて、天然ガスが確実に使用可能になることが、プロジェクト実施決定段階で確認されていなければならないであろう。

天然ガス開発業者の計画によると、PSC (Production Sharing Contract) が調印されてから商業生産に至るまでの期間は約 5 年と言っている。しかし、開発業者と CNPA (カンボディア石油庁) 間の PSC 調印はまだなされていないので、2006 年度中にガスを供給できるかどうかは、微妙である。また、実際に供給が実現するためには、価格条件が合意されなければならない。一般にこの種の交渉は、長期間を要するのが常であるので、プロジェクトを要求時期にスタートするためには当事者である MIME/EDC が主導的な立場で交渉を積極的に進めることを推奨する。

12.3. カンボディアの電源構成

現在、カンボディアの最大の発電所は IPP (Independent Power Producer) の IPP1 37.1 MW であり、その他は数千 kW から 2 万 kW 以下の小容量ディーゼル発電所である。これに 2003 年から 12 MW の Kirirom 水力発電所 (IPP) が加わり、2004 年からはヴィエトナムとの連系がスタートする計画となっている。また将来投入される発電所は、シアヌークヴィル発電所を除くと、Kamchay (47 – 120 MW) , Stung Atay (110 MW) , St. Russei Chrum (125 MW) , Battambang (60 MW)等、全て水力発電所となっている。

IPP1 および Kirirom 発電所は Take-or-Pay の契約形態上、負荷調整の役割はあまり期待できない。

また、他の水力発電所も負荷調整することなく、利用可能な水量に応じた発電を行うこととなる。

従って、負荷調整可能な電源は、将来順次停止されていくであろう既設のディーゼル発電所を除くと、シアヌークヴィル発電所、C6 発電所 (18 MW)とヴィエトナム連系のみとなる。

シアヌークヴィル発電所は高効率の新火力発電所であり、ベース負荷運用をし、低価格の電力を発生することを期待されているが、上記理由により、その役目を十分に果たす程負荷を上げて運転できない環境にある。

さらに水力発電所に関連するもう一つの問題は、可能発生電力量が季節によって大きく変ることである。この差を補うため、負荷調整用火力発電所は雨期には低負荷、乾期には高負荷の運転を行うことになる。負荷調整用火力発電所の規模は乾期の水力発電所の低出力を考慮して決められるため、結果的に火力発電所の利用率は低くなり、経済性が低下する。換言すると、発電システム全体として高い予備率を必要とする結果にもなる。

従って、今後のカンボディアの電源開発計画においては、高い料金の長期の IPP 契約を抑制する必要があることは当然ながら、全体の投資コスト、運転コストを考慮した火力発電、水力発電の最適バランスを追求した計画とする必要がある。

また、将来の火力発電能力の増強は、安い天然ガスの入手にも継がることになる。

12.4. 運営管理・人員計画

カンボディアの発電所の主体はディーゼル発電所であり、これ以外は小さな汽力発電所が1ヶ所あるだけである。ガスタービンの運転の経験は全くない。

従って、シアヌークヴィル発電所建設を決めた時点から直ちに運転員の教育・訓練を開始する必要がある。可能であれば、外国の同種発電所における長期実地訓練が望ましい。また、運転開始当初の2～3年間は外国の熟練技術者を運転チームのリーダーとし、教育・訓練を受けることを推奨する。また、当初は運転管理プラン、保守・点検、資材調達等の全体プランの作成・管理のできる外国人を雇用することも必要であろう。

シアヌークヴィル発電所の運営要員規模を Stage 2 完成時点で 151 人と推定している。このうち技術関係は 115 人である。2000 年時点の EDC の社員数は 1,513 人で、このうち“Engineers, Vocational Technician”および“Skilled Worker”と分類されている人数は 858 人である。また、発電所に属している人間は、プノンペン地区で約 330 人、地方発電所合計で約 210 人、合計 540 人である。

従って、プノンペン地区の発電所を順次縮小・閉鎖を行っていけば、シアヌークヴィル発電所の要員を EDC 内部だけで充当することも可能な様に思われる。

しかし、これは約 260 km 離れた首都圏から地方への多数の職員の転勤を伴うので、シアヌークヴィル地区で新たに雇用しなければならないことになるかも知れない。

12.5. 資金計画

今回の検討で、本プロジェクトの建設資金は Kampot までの関連送電線を含めると、総額で 265 百万ドル（円貨換算で約 318 億円相当）と予想され、そのうち低利の公的ローンからの融資分を 212 百万ドル（同 254 億円相当）と想定している。公的ローンとしては国際協力銀行も当然候補の一つであるが、カンボディア国へ国際協力銀行が融資した最近の実績は 1999 年の「シアヌークヴィル港緊急リハビリテーション事業」で融資額は約 41 億円であった。これに比べると本件の必要融資額は遥かに多額であり、国際協力銀行単独で必要投資額の調達は困難かも知れず、アジア開発銀行との協調融資も視野に入れるべきである。

また、現在の計画では Stage 1 建設後、2 年遅れて Stage 2 を建設するスケジュールとなっているが、建設資金調達の面から、Stage 2 の建設を遅らざるを得ない可能性もある。

13. 総合評価と推奨

13.1. 総合評価

- (1) シアヌークヴィル発電所は、2006年に Stage 1 の 90 MW , 2008年に Stage 2 の 90 MW を建設することを推奨する。しかし、可能な建設時期は、Kampot ~ シアヌークヴィル間の送電線の建設スケジュール , 天然ガスの使用可能時期および資金調達の可能性次第である。
- (2) 最も適した発電形式は、天然ガス焚きのガスタービンコンバインドサイクルである。
- (3) プラント建設最適地は、シアヌークヴィル市街より北北東に約 9 km 離れた OP-4 サイトである。
- (4) 発電所で使用される燃料は、天然ガスが主燃料で、ディーゼル油をバックアップ燃料として使用する。

天然ガスの供給源は未だいくつかのオプションにつき検討中であるが、最も好ましいオプションはカンボディア領域内での開発であろう。

- (5) 発電所は、運転開始時より天然ガスを使用できることが好ましい。天然ガスの目標価格は諸税を除いた平均発電コストで 6 ¢/kWh 以下を達成できる約 4.0 \$/MMBTU (L.H.V.ベース , 税抜き) 以下である。
- (6) 財務分析中の年均等化発電原価は、天然ガスを運転開始当初から導入した場合でも、7.8 ¢/kWh (4.0 \$/MMBTU) と予想される。

東南アジアの天然ガスコンバインドサイクル発電所の同発電原価は、一般に 4.0 ~ 5 ¢/kWh 以下と言われており、これらと比較しても依然として割高な発電原価である。

当プロジェクトの発電原価が割高な理由として、以下のカンボディア国電力部門が抱える問題点が挙げられる。

- (a) ガス田の非効率性および天然ガスの需要未開発から天然ガス価格が国際市場価格より割高と予想されること。
- (b) 将来の電源開発計画に水力導入が予定されており、そのため、本プロジェクト

トの運転パターンがベースロード対応では無く、負荷調整型として運用される可能性が高いこと。

- (c) 発電規模が比較的小さく、かつ、構成する発電機の単機容量が電力系統の大きさから小容量に抑えられている。

- (7) 本レポートや EIA レポートに記述されたプラント設計方針や環境管理計画および環境影響低減計画を実施することにより、本プロジェクトによる環境への影響はカンボディア国やその他主要な国際基準を十分満足することが確認された。

13.2. **推 奨**

- (1) Kampot～シアヌークヴィル間の送電線のフィージビリティ調査は、出来るだけ早く開始すべきである。

- (2) 天然ガスの開発を加速するため、MIME および EDC は開発業者の交渉に積極的に参加するとともに、カンボディア国内の天然ガスの需要量に関する具体的な指標を提示することを推奨する。

- (3) 電源開発計画は、水力と火力の最適バランスを考慮して構築されるべきである。天然ガスを使用する火力発電所のさらなる建設は、天然ガス開発を促進することにも継がる。