

国際協力事業団

ブルガリア共和国  
国営電力会社 (NEK)

マリツツァ・イースト第1火力発電所  
性能改善・環境保全再建計画調査

最終報告書

要約版

1996年9月

JICA LIBRARY



J 1131621 (3)

電源開発株式会社  
東電設計株式会社

資源調査
CR (3)
96 - 106



国際協力事業団

ブルガリア共和国  
国営電力会社 (NEK)

マリツツァ・イースト第1火力発電所  
性能改善・環境保全再建計画調査

最終報告書

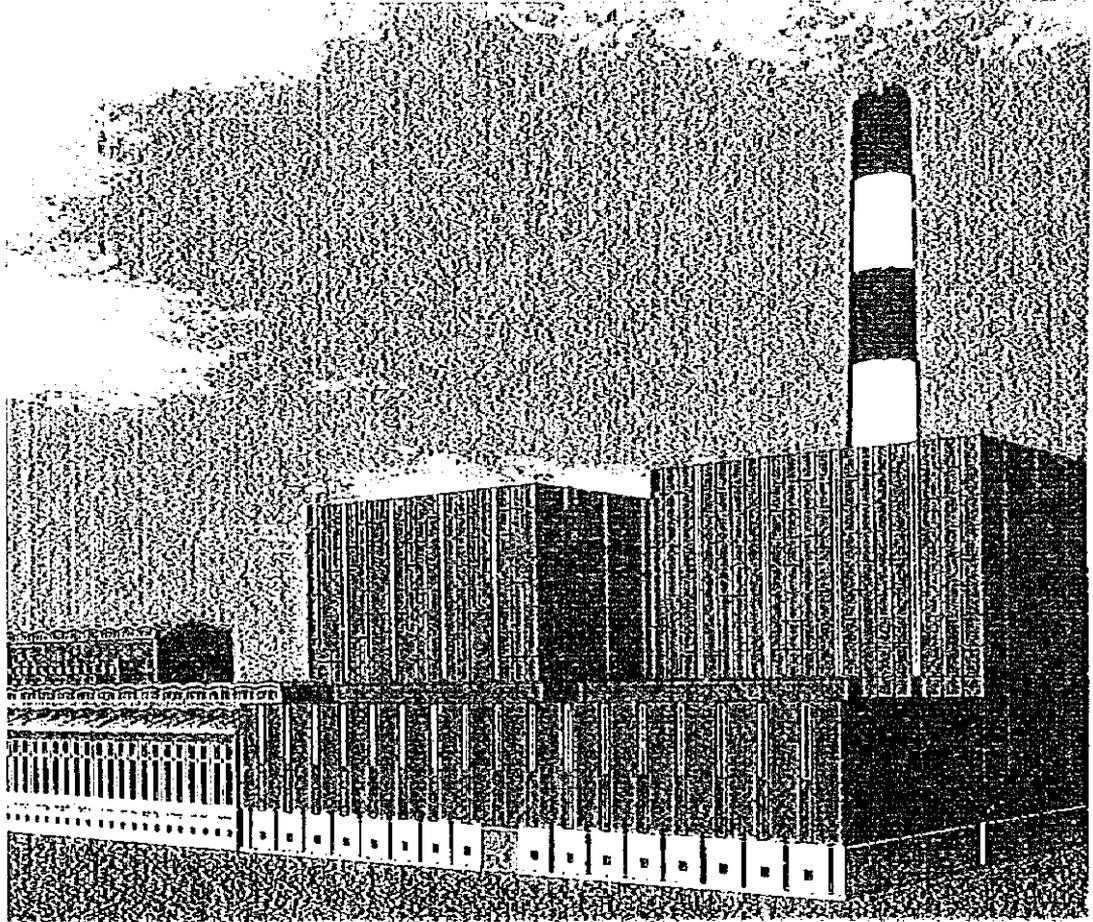
要約版

1996年9月

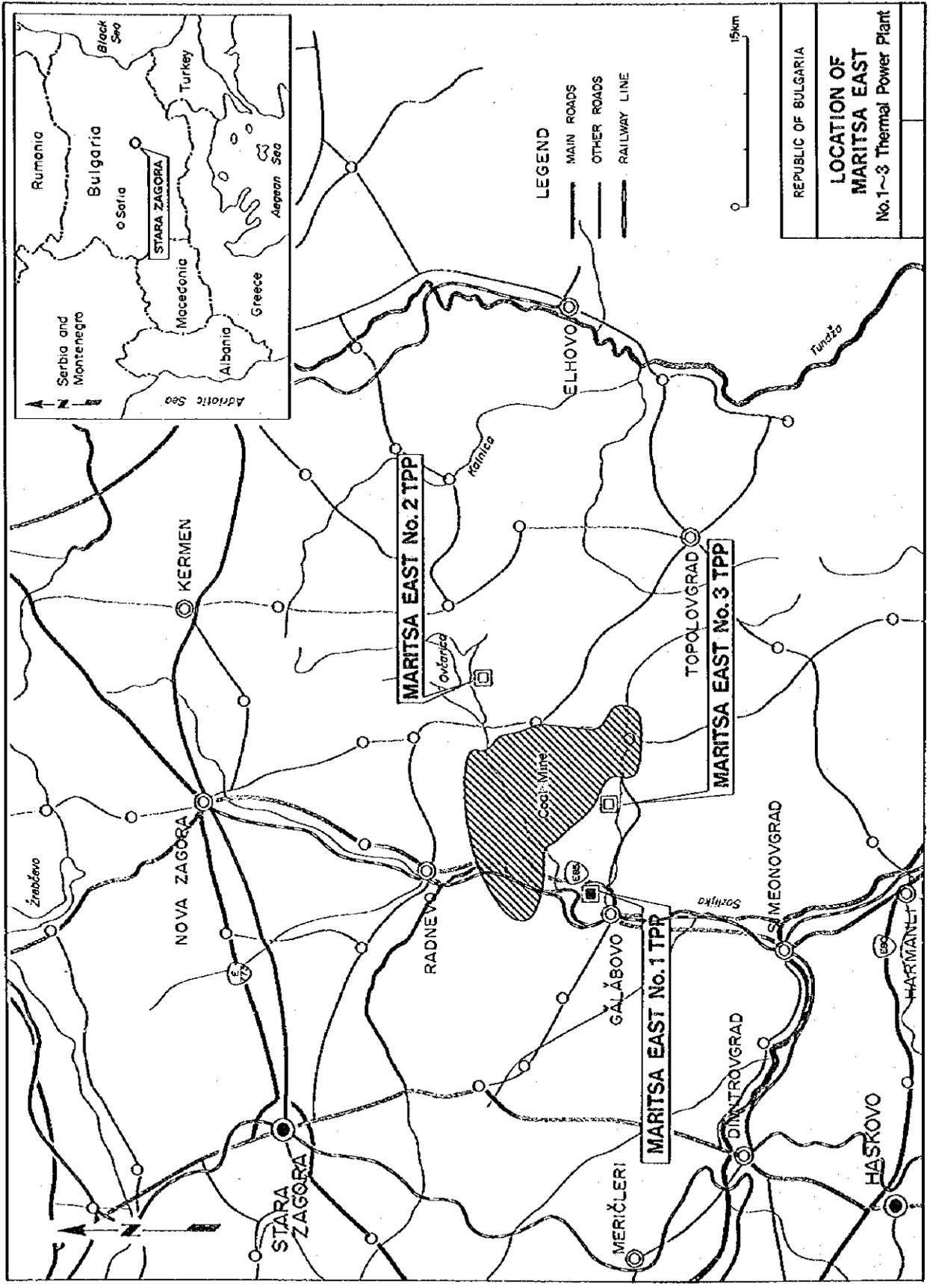
電源開発株式会社  
東電設計株式会社

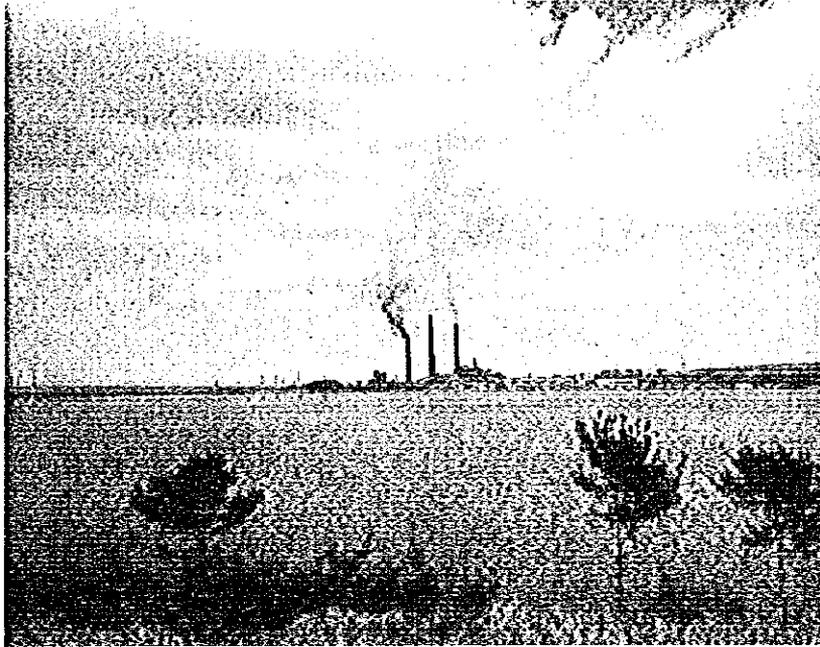


1131621 {3}

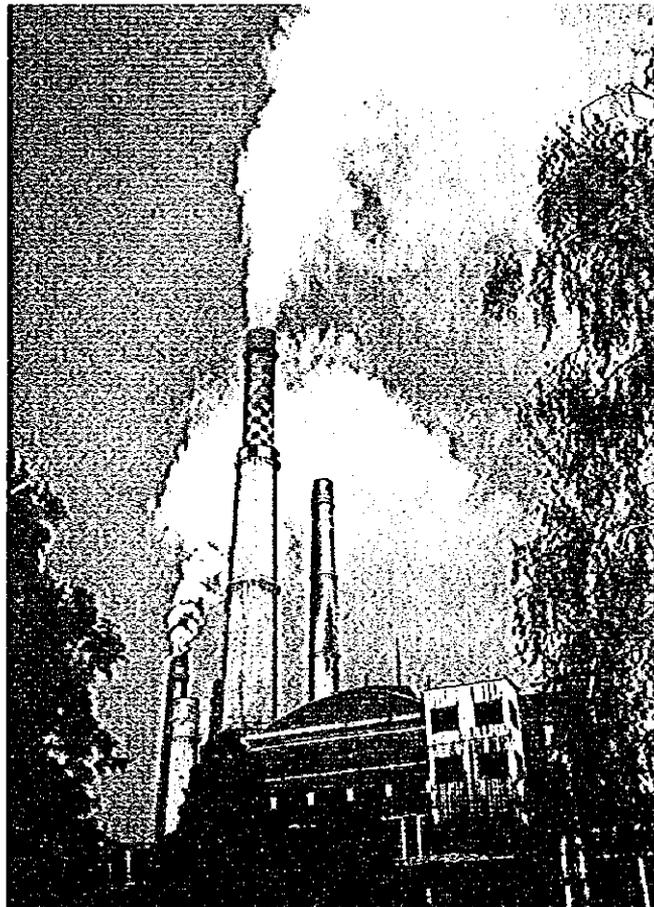


**Maritsa East No.1 Replacing Thermal Power Plant**

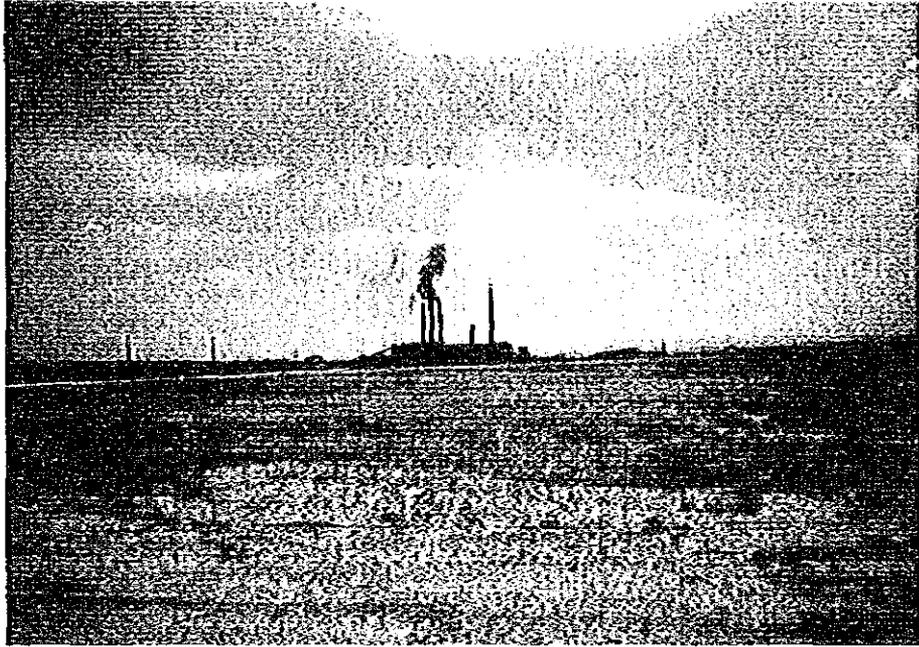




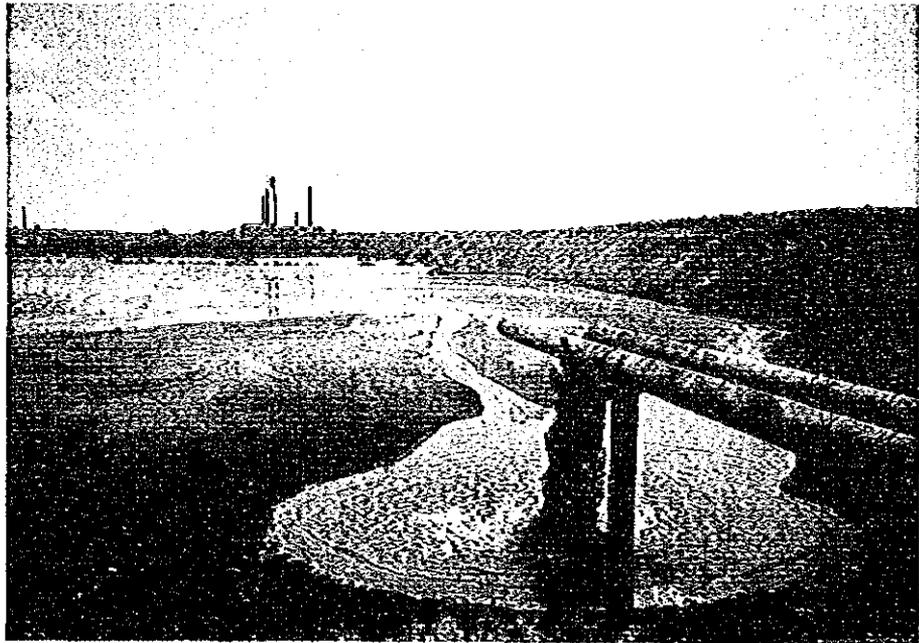
Maritsa East No.1 Thermal Power Plant and Rozovkladenets Lake  
(Artificial Lake for Cooling Water)



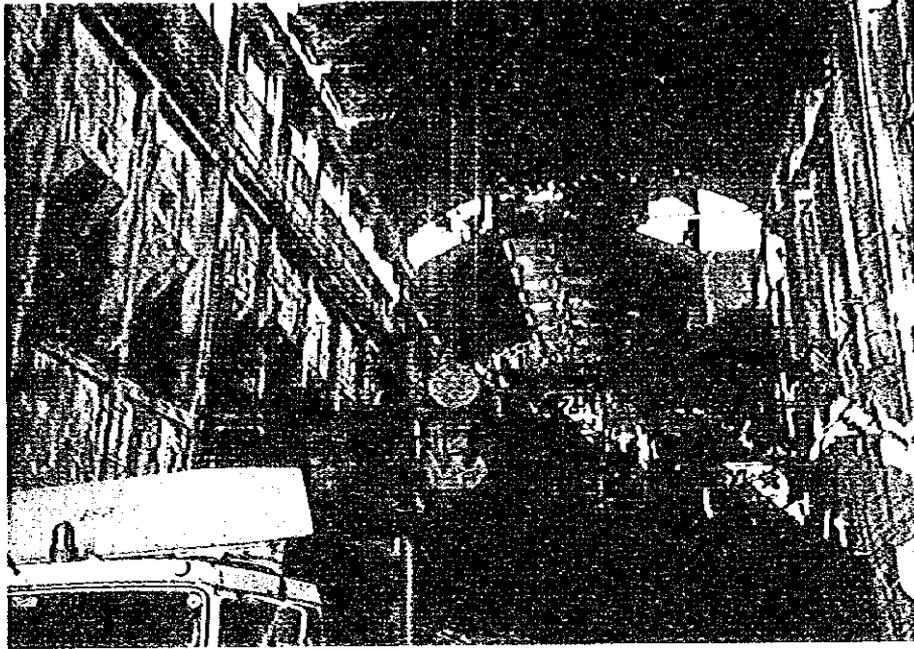
Flue Gas from Stack for Boilers Nos.1~6 (FRONT)  
and Stack for Coal Drying Facilities (LEFT)



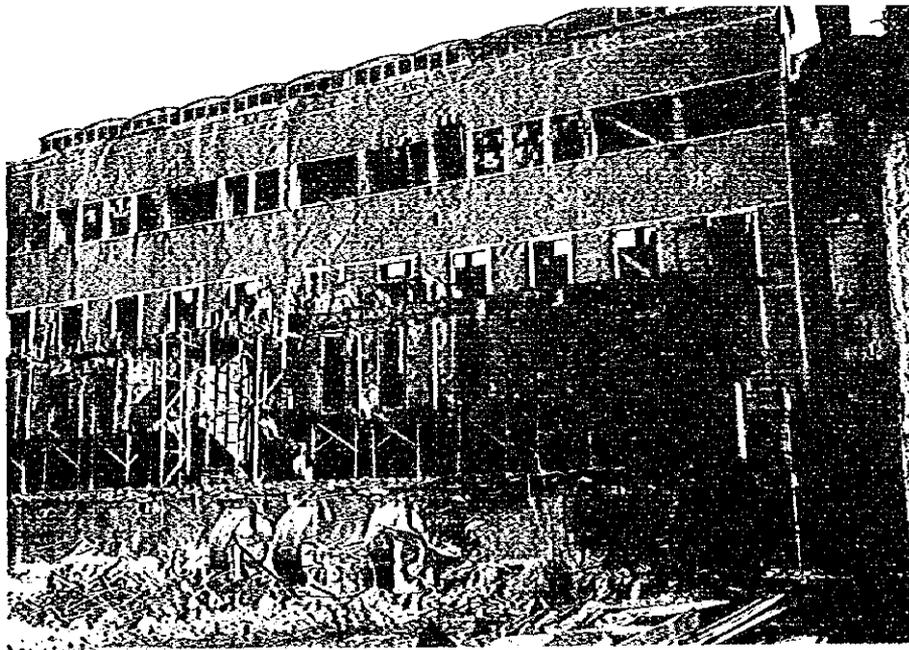
Ash Disposal Area No. 1  
(A Site Proposed for Coal and Limestone Storage Yard)



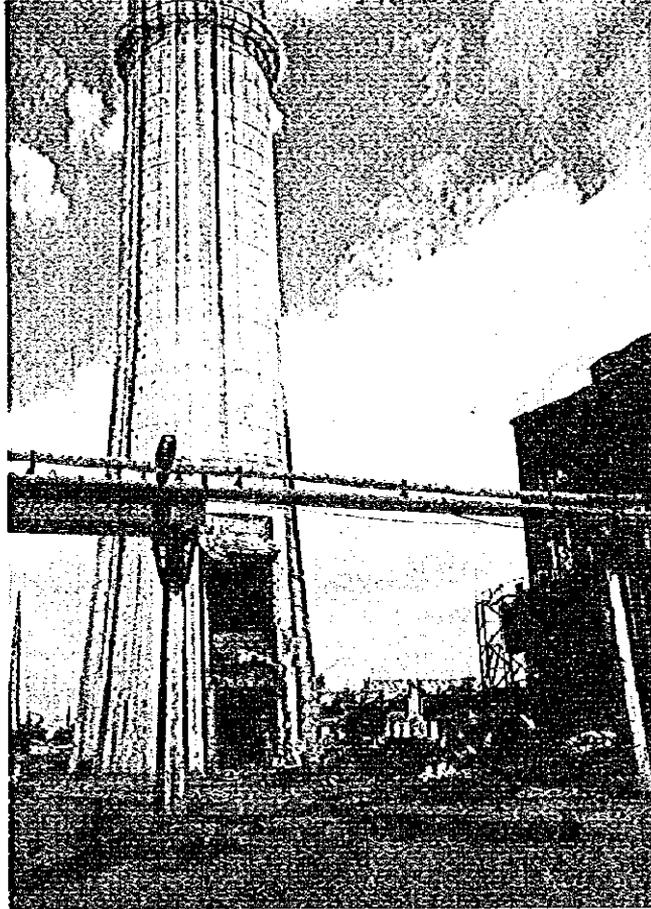
Ash Disposal Area No. 3 A (for Existing Plant 4X50MW)



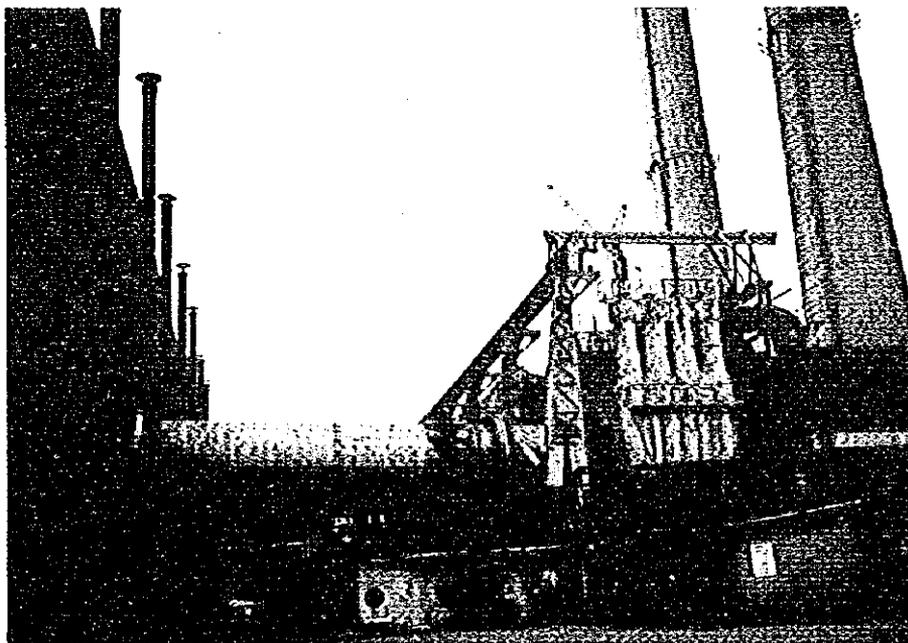
Removal of Boiler House for Old Nos. 7~10 (INSIDE)



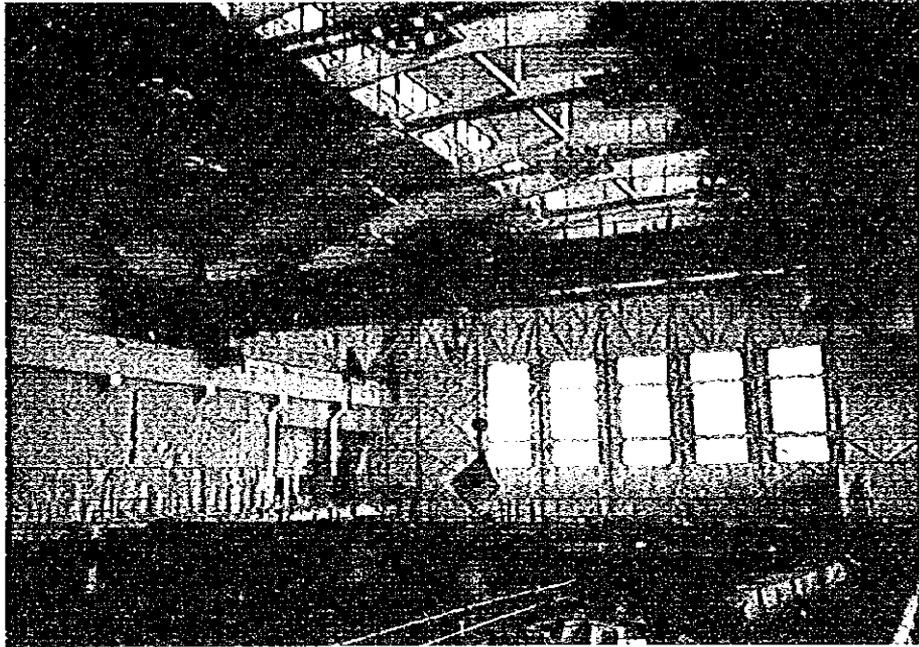
Removal of Boiler House for Old Nos. 7~10 (OUTSIDE)



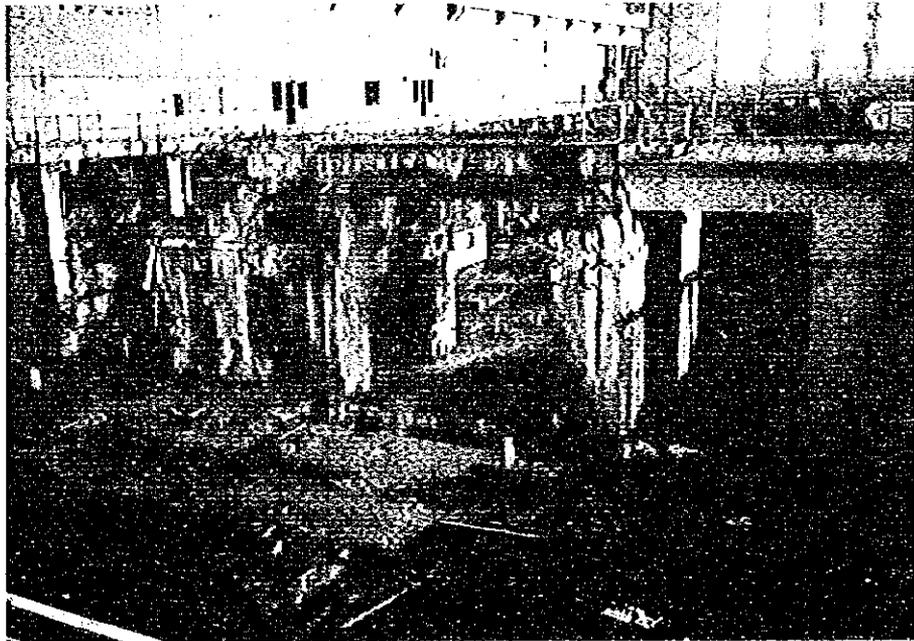
180m High Stack for Old Boilers Nos. 7~10  
(removed in April, 1996)



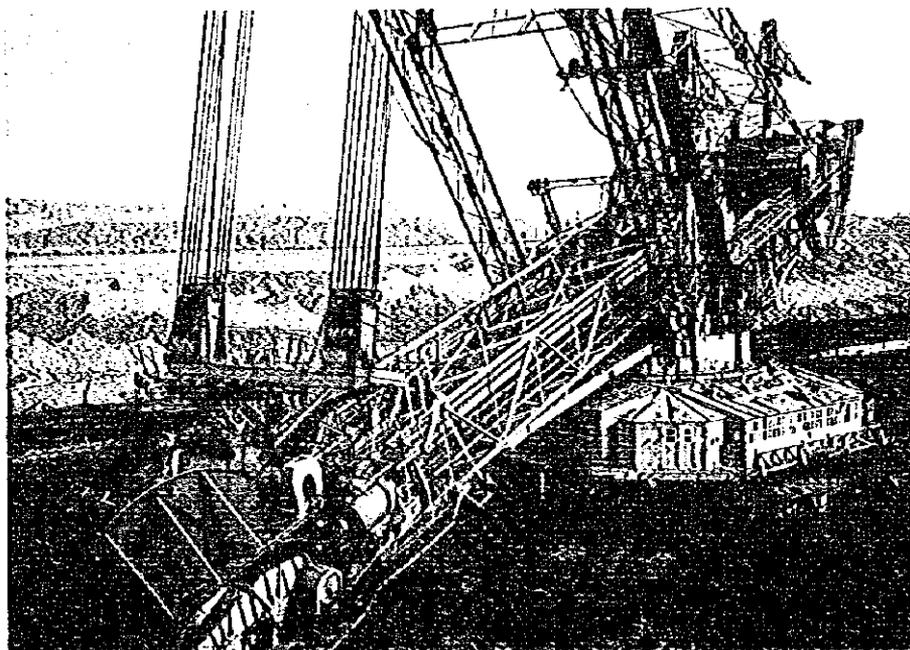
Rotary Kiln for Coal Drying and Cyclone Precipitator  
(These Facilities and 120m High Stack for Old Boilers will be removed)



Reusable Crane in Turbine House for Old Nos.5~6 (INSIDE)



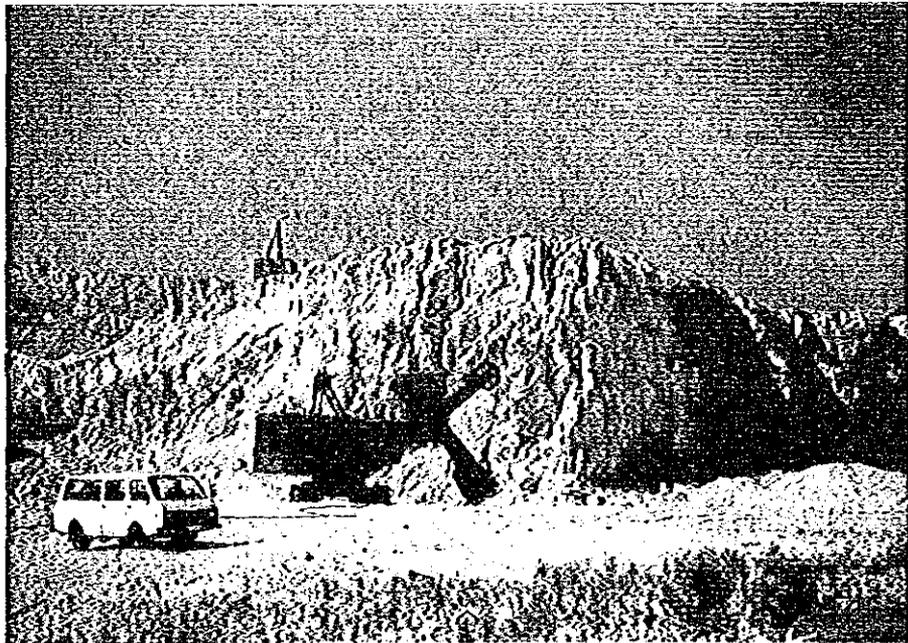
Removal of Turbine and its foundation for Old Nos.5~6 (INSIDE)



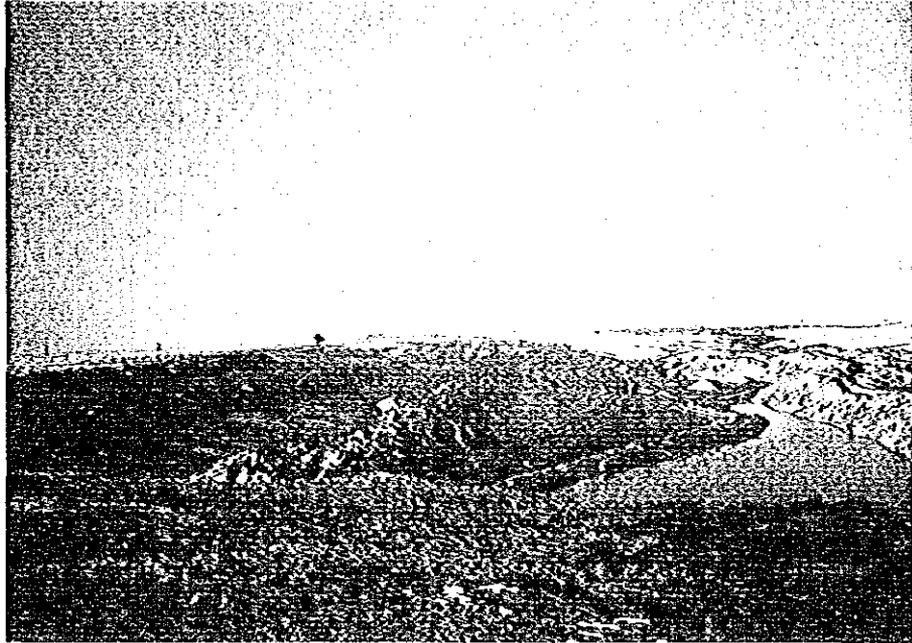
Troyanovo Coal Mine (Lignite : Open-Cast)



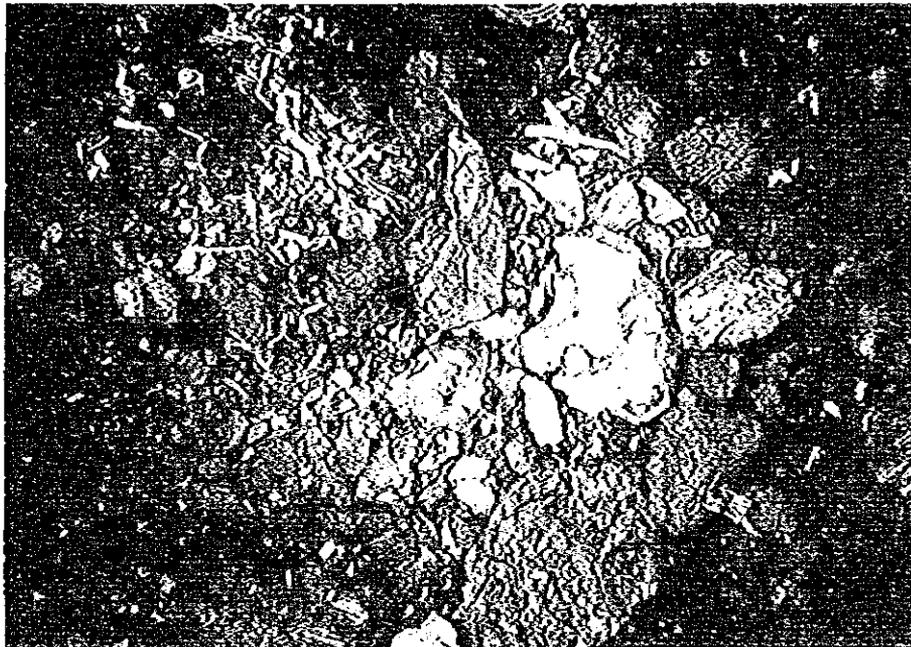
Limestone Mine to be developed (Bratyakunchevi)



Existing Limestone Mine (Yurdere) for Cement Industry



Topsoil Disposal Area  
(To be Used for Ash Disposal Area of Replacing Plant, too)



Lignite (Incompletely Carbonized)



Topsoil (Sand, Clay, Lignite, etc.)



# 目 次

	( 頁 )
結論と勧告	1 ~ 12
<b>第1章 序 章</b>	
1.1 調査の背景及び経緯 .....	1- 1 ~ 1- 4
1.2 調査の目的, 概要, 範囲及び期間 .....	1- 5 ~ 1- 9
1.3 関係組織 .....	1-10 ~ 1-11
1.4 研修員の受入れ .....	1-12 ~ 1-12
1.5 機材の供与 .....	1-12 ~ 1-12
<b>第2章 再建計画地点</b>	
2.1 マツマ・イースト第1火力発電所概況 .....	2- 1 ~ 2- 2
2.2 立地条件 .....	2- 2 ~ 2- 5
<b>第3章 電力開発計画</b>	
3.1 電力設備 .....	3- 1 ~ 3- 1
3.2 電力需給 .....	3- 2 ~ 3- 6
3.3 電力系統解析 .....	3- 6 ~ 3-14
<b>第4章 石炭・石灰石供給計画</b>	
4.1 石炭 .....	4- 1 ~ 4-12
4.2 石灰石 .....	4-13 ~ 4-20
<b>第5章 最適開発計画</b>	
5.1 検討諸元 .....	5- 1 ~ 5- 4
5.2 ボイラ型式選定 .....	5- 5 ~ 5-15
5.3 タービン・発電機型式選定 .....	5-16 ~ 5-16
5.4 既存流用可能設備 .....	5-17 ~ 5-23
<b>第6章 概念設計</b>	
6.1 設計諸元 .....	6- 1 ~ 6- 3
6.2 計画性能 .....	6- 4 ~ 6- 5
6.3 レイアウト .....	6- 6 ~ 6- 9
6.4 ボイラ/マテリアルバランス .....	6-11 ~ 6-12
6.5 タービンヒートレート .....	6-13 ~ 6-15
6.6 ボイラ設備 .....	6-16 ~ 6-20
6.7 蒸気タービン設備 .....	6-21 ~ 6-29
6.8 発電機設備 .....	6-30 ~ 6-31
6.9 熱供給設備 .....	6-32 ~ 6-32
6.10 環境対策設備 .....	6-33 ~ 6-38
6.11 灰処理設備 .....	6-39 ~ 6-43
6.12 発電所用水設備 .....	6-44 ~ 6-45
6.13 空気供給設備 .....	6-46 ~ 6-50
6.14 燃料及び石灰石貯蔵運搬設備 .....	6-51 ~ 6-61
6.15 電気及び制御設備 .....	6-62 ~ 6-69
6.16 開閉所及び変電所設備 .....	6-70 ~ 6-78
6.17 建築物及び煙突 .....	6-79 ~ 6-85

第7章	施工計画		
7.1	契約形態	.....	7- 1 ~ 7- 3
7.2	建設工程	.....	7- 4 ~ 7- 8
第8章	再建費用		
8.1	算定の基本的考え方	.....	8- 1 ~ 8- 2
8.2	建設工事費	.....	8- 3 ~ 8- 3
8.3	年度別所要資金	.....	8- 4 ~ 8- 5
8.4	運転保守費	.....	8- 6 ~ 8- 8
第9章	環境影響評価		
9.1	環境法規制	.....	9- 1 ~ 9- 1
9.2	環境の現状	.....	9- 2 ~ 9- 2
9.3	環境影響予測と評価	.....	9- 3 ~ 9- 3
9.4	湖水温度調査	.....	9- 3 ~ 9- 3
9.5	環境保全計画	.....	9- 3 ~ 9- 3
9.6	環境監視計画	.....	9- 4 ~ 9- 4
9.7	総合評価	.....	9- 4 ~ 9-21
第10章	経済・財務分析		
10.1	経済分析	.....	10- 1 ~ 10- 2
10.2	財務分析	.....	10- 2 ~ 10- 2
10.3	新電気料金体系の算定	.....	10- 3 ~ 10- 4
10.4	社会・経済的影響評価	.....	10- 5 ~ 10-26

## ABBREVIATIONS

AD	:	Air Dried Basis
AFT	:	Ash Fusion Temperature
AH	:	Air Pre-heater
AR	:	As Received Basis
AVR	:	Automatic Voltage Regulator
BOD	:	Biochemical Oxygen Demand
Cap.	:	Capacity
CB	:	Circuit Breaker
CIF	:	Cost, Insurance and Freight
COD	:	Chemical Oxygen Demand
COE	:	Committee of Energy
CW	:	Circulating Water
CWP	:	Circulating Water Pump
DC	:	Direct Current
DD	:	Detail Design
DWT	:	Dead Weight Ton
ECR	:	Economical Continuous Rating
EGP	:	Energoprocket Ltd.
EIRR	:	Economic Internal Rate of Return
EPDC	:	Electric Power Development Co., Ltd.
ESP	:	Electrostatic Precipitator
FC	:	Foreign Currency
FDF	:	Forced Draft Fan
FIRR	:	Financial Internal Rate of Return
FL	:	Floor Level
FOB	:	Free On Board
FS	:	Feasibility Study
G	:	Gal
Geo.	:	Geothermal
GDP	:	Gross Domestic Product
GIS	:	Gas Insulated Substation
GNP	:	Gross National Product
Grid	:	Electric Power System
HGI	:	Hard Grove Index (Index of Grindability)

H-O	:	Heavy Fuel Oil
HV	:	Heating Value
Is.	:	Island
IDF	:	Induced Draft Fan
JICA	:	Japan International Cooperation Agency
LNG	:	Liquefied Natural Gas
LC	:	Local Currency
Max.	:	Maximum
MC	:	Metal Clad Switchgear
MCR	:	Maximum Continuous Rating
Min.	:	Minimum
MOEER	:	The Ministry of Energy and Energy Resources in Bulgaria
MSV	:	Main Stop Valve
NEK	:	Natsionalna Elektricheska Kompania
NOx	:	Nitrogen Oxides
NPV	:	Net Present Value
PAF	:	Primary Air Fan
PF	:	Power Factor
R1	:	Replacing No.1 unit
R2	:	Replacing No.2 unit
S	:	Sulfur
SCR	:	Short Circuit Ratio
SOx	:	Sulfur Oxides
SPL	:	Sound Pressure Level
SPM	:	Suspended Particulate Matter
SS	:	Suspended Solid
S/S	:	Substation
TEPCO	:	Tokyo Electric Power Services Co., Ltd.
TL	:	Transmission Line
TM	:	Total Moisture
Tr.	:	Transformer
VAT	:	Value Added Tax
VM	:	Volatile Matter

## UNITS

### Prefixes

$\mu$	:	micro-	= $10^{-6}$
m	:	milli-	= $10^{-3}$
c	:	centi-	= $10^{-2}$
d	:	deci-	= $10^{-1}$
da	:	deca-	= 10
h	:	hecto-	= $10^2$
k	:	kilo-	= $10^3$
M	:	mega-	= $10^6$
G	:	giga-	= $10^9$

### Units of Length

m	:	meter
mm	:	millimeter
cm	:	centimeter
km	:	kilometer
in	:	inch
ft	:	feet
yd	:	yard

### Units of Area

$\text{cm}^2$	:	square centimeter
$\text{m}^2$	:	square meter
$\text{km}^2$	:	square kilometer
$\text{ft}^2$	:	square feet (foot)
$\text{yd}^2$	:	square yard
ha	:	hectare

### Units of Volume

$\text{m}^3$	:	cubic meter
l	:	liter
kl	:	kiloliter

### Units of Mass

g	:	gram
kg	:	kilogram
t	:	ton (metric)
lb	:	pound

### Units of Density

kg/m <sup>3</sup>	:	kilogram per cubic meter
t/m <sup>3</sup>	:	ton per cubic meter
mg/m <sup>3</sup> N	:	milligram per normal cubic meter
g/m <sup>3</sup> N	:	gram per normal cubic meter
ppm	:	parts per million
µg/scm	:	microgram per standard cubic meter

### Units of Pressure

kg/cm <sup>2</sup>	:	kilogram per square centimeter (gauge)
lb/in <sup>2</sup>	:	pound per square inch
mmHg	:	millimeter of mercury
mmHg abs	:	millimeter of mercury absolute
mAq	:	meter of aqueous
lb/in <sup>2</sup> , psi	:	pounds per square inches
atm	:	atmosphere
Pa	:	Pascal
bara	:	bar absolute

### Units of Energy

kcal	:	kilocalorie
kWh	:	kilowatt-hour
MWh	:	megawatt-hour
GWh	:	gigawatt-hour
Btu	:	British thermal unit

### Units of Heating Value

kcal/kg	:	kilocalorie per kilogram
Btu/lb	:	British thermal unit per pound

### Units of Heat Flux

kcal/m <sup>2</sup> h	:	kilocalorie per square meter hour
Btu/ft <sup>2</sup> H	:	British thermal unit per square feet hour

### Units of Temperature

deg	:	degree
°	:	degree
C	:	Celsius or Centigrade
°C	:	degree Celsius or Centigrade
F	:	Fahrenheit
°F	:	degree Fahrenheit

### Units of Electricity

W	:	watt
kW	:	kilowatt
A	:	ampere
kA	:	kiloampere
V	:	volt
kV	:	kilovolt
kVA	:	kilovolt ampere
MVA	:	megavolt ampere
Mvar	:	megavar (mega volt-ampere-reactive)
kHz	:	kilohertz

### Units of Time

s	:	second
min	:	minute
h	:	hour
d	:	day
y	:	year

### Units of Flow Rate

t/h	:	ton per hour
t/d	:	ton per day
t/y	:	ton per year
m <sup>3</sup> /s	:	cubic meter per second
m <sup>3</sup> /min	:	cubic meter per minute
m <sup>3</sup> /h	:	cubic meter per hour
m <sup>3</sup> /d	:	cubic meter per day
lb/h	:	pound per hour
m <sup>3</sup> N/s	:	cubic meter per second at normal condition
m <sup>3</sup> N/h	:	cubic meter per hour at normal condition

### Units of Conductivity

μS/cm	:	microSiemens per centimeter
-------	---	-----------------------------

### Units of Sound Power Level

dB	:	deci-bell
----	---	-----------

### Units of Currency

L	:	Leva
US\$	:	US Dollar
¥	:	Japanese Yen



**[List of Tables]**

- 2-1-1      **Organization and Personnel of ME-1 TPP**
  
- 3-1-1-1    **Development of Installed Capacity in Bulgaria**
- 3-1-1-2    **Outline of Thermal Power Plants in Bulgaria**
- 3-1-2-1    **Outline of Transmission system in Bulgaria**
- 3-2-2-1    **Data for Regression Equation**
  
- 4-1-1      **Coal Mines in Bulgaria**
- 4-1-2      **Coal Produced during the Period 1.1.1992 - 31.10.1994 and Utilization Break-down**
- 4-1-3      **Coal Mining Forecast in Bulgaria**
- 4-1-4      **Specification of Maritsa East Lignite Basin/Troyanovo 2/ After 1998 for Maritsa East 1 TPP**
  
- 4-2-1      **Cement Production Capacity of Each Plant**
- 4-2-2      **Properties of Sampled Limestone**
  
  
- 5-1-1      **Design Lignite Properties**
- 5-1-2      **Design Limestone Properties**
- 5-1-3      **Heavy Oil Properties**
- 5-2-1      **Comparison of Boiler Types**
- 5-2-2      **Planned Performance**
- 5-4-1      **Results of Diagnosis of Durability**
  
  
- 6-1-1      **Design Lignite Properties**
- 6-1-2      **Design Limestone Properties**
- 6-1-3      **Heavy Oil Properties**
- 6-2-1      **Planned Performance**
- 6-10-1-1   **Dust Collector Comparison**
- 6-14-3-1   **Heavy Oil Properties**
- 6-17-1     **List of Building**
  
  
- 8-3-1      **Disbursement Schedule**
- 8-4-1      **Operation and Maintenance Cost (2 Units)**
- 8-4-2      **Trial Calculation of Generation Cost**
  
  
- 9-1-1      **Air Quality Standard in Bulgaria**
- 9-1-2      **Emission Standard in Bulgaria**

- 9-1-3 SO<sub>2</sub> Emission Level and Its Reduction Percentages in Bulgaria
- 9-1-4 SO<sub>2</sub> Emission Limit from New Plant in the EU (Solid fuels)
- 9-1-5 The Water Quality Standard of Bulgaria
- 9-1-6 Permission Noise Level (BSS 14478-82)
- 9-1-7 Highest Admissible Noise Levels in Different Residential Areas and Zones
  
- 10-1-1 Initial Investment Cost of ME-1 Replacing Thermal Power Plant (Market price basis)
- 10-1-2 Initial Investment Cost of ME-1 Replacing Thermal Power Plant (Economic price basis)
- 10-1-3 Initial Investment Cost of Alternative Thermal Power Plant (Market price basis)
- 10-1-4 Initial Investment Cost of Alternative Thermal Power Plant (Economic price basis)
- 10-1-5 Basic Condition for Economic Evaluation
- 10-1-6 Basic Factors for Economic Evaluation
- 10-1-7 Net Present Value and Benefit-Cost Ratio
- 10-1-8 Economic Evaluation of ME-1 Thermal Power Plant
- 10-1-9 Sensitivity Analysis
- 10-2-1 Basic Condition for Financial Evaluation
- 10-2-2 Revenue for Sales of Electricity and Heat
- 10-2-3 Financial Evaluation of ME-1 Thermal Power Plant
- 10-2-4 Fund Requirement and Repayment
- 10-2-5 Profit and Loss Statement
- 10-2-6 Cash Flow Sheet
  
- 10-3-1 Trend of Electricity and Heat Price
- 10-3-2 (1) Financial Evaluation of ME-1 Thermal Power Plant (Case 1)
- 10-3-2 (2) Financial Analysis of ME-1 Thermal Power Plant (Case 1)
- 10-3-3 (1) Financial Evaluation of ME-1 Thermal Power Plant (Case 2)
- 10-3-3 (2) Financial Analysis of ME-1 Thermal Power Plant (Case 2)

**[List of Figures]**

- 1-2-5 Study Work Flow Chart**
- 1-3-1 NEK System**
  
- 2-1-1 Layout of Unit for Maritsa East No.1 Thermal Power Plant**
  
- 3-1-1-1 Outline of Electric Power Facilities in Bulgaria**
- 3-2-1-1 Monthly Trend of Energy Consumption in Bulgaria**
- 3-2-1-2 Peak and Minimum Consumption Days in 1994**
- 3-2-2-1 Relationship between GDP per capita and Energy Consumption**
- 3-2-3-1 Energy Demand Forecast**
  
- 4-1-1 Locations of Coal Mines in Bulgaria**
- 4-1-2 Locations of Coalfield and Power Stations in Maritsa East**
- 4-1-3 General Process Flow Diagram of the Open Cast Pits of the Maritsa East Complex**
- 4-2-1 Locations of Limestone Mine and Cement Factory**
- 4-2-2 Locations of Limestone Mines**
  
- 5-2-1 CFBC (230MW) Layout**
- 5-2-2 BFBC (230MW) Layout**
- 5-2-3 PCF+FGD (230MW) Layout**
- 5-2-4 Effective Stack Height vs. Adjacent Structure Height on a 120 m High Stack, ME-1 P/S**
- 5-4-1-1 Intake and Discharge Tunnel**
  
- 6-3-1 General Layout**
- 6-3-2 CFBC (230MW) Layout**
- 6-4-1 Fuel Firing System & Air & Gas Draft System Material Balance**
- 6-5-1 Turbine Cycle Heat Balance Diagram (230 MW)**
- 6-5-2 Turbine Cycle Heat Balance Diagram (200 MW)**
- 6-6-1 Side View of C-FBC Boiler Plant**
- 6-7-1 General Arrangement Ground Floor (GL+200)**
- 6-7-2 General Arrangement of Operating Floor (GL+8,000) and Deaerator Floor (GL+16,000)**
- 6-7-3 General Arrangement View A-A**
- 6-7-4 Flow Diagram of Condenser Cooling Water System**
- 6-7-5 Flow Diagram of Condensate, Feedwater and Main Steam Line**
- 6-7-6 Flow Diagram of Auxiliary Cooling Water System**
- 6-9-1 Flow Diagram of the District Heating System**

- 6-10-2-1 Flow Diagram of Waste Water Treatment System
- 6-11-1 Water Intake and Discharge System in Power Station
- 6-11-2 Ash Handling System Flow
- 6-12-1 Flow Diagram of Water Treatment System
- 6-13-1 Instrument Air Piping Line
- 6-14-1-1 Coal Handling System Flow
- 6-14-2-1 Limestone Handling System Flow
- 6-14-3-1 System of Heavy Oil Receiving and Discharging
- 6-15-1-1 One Line Diagram
- 6-15-2-1 Sophistication of the Roles and Expansion in Application of Computer for Thermal Power Plant
- 6-16-1 Single Line Diagram of Switchyard (ME-1 TPP Side)
- 6-16-2 Switchyard Plan (ME-1 TPP Side)
- 6-16-3 Switchyard Section (ME-1 TPP Side)
- 6-16-4 Single Line Diagram of Switchyard (ME-1 S/S Side)
- 6-16-5 Plan of Switchyard (ME-1 S/S Side)
- 6-16-6 Power System Diagram of Maritsa East No.1 Thermal Power Plant
- 6-16-7 Transmission Lines Route of ME-1 TPP
- 6-17-1 Elevation with the Existing Hall
- 6-17-2 Turbine Hall and Boiler House Ground Floor (GL+200)
- 6-17-3 Turbine Hall and Boiler House Operation Floor (GL+8,000) and Deaerator Floor (GL+16,000)
- 6-17-4 Turbine Hall and Boiler Section Elevation and Section
- 6-17-5 New Stack H=180
  
- 7-2-1 Maritsa East No.1 Replacing Power Plant [Unit R-1 & R-2] Implementation Schedule
- 7-2-2 Design Stage (For example)
- 7-2-3 Construction Schedule (For example)
  
- 9-1-1 New Plant Emission Limit Values for SO<sub>2</sub> in the EU in mg/m<sup>3</sup>N (Solid fuels)
- 9-1-2 Rates of Desulfurization in the EU
- 9-1-3 New Plant Emission Limit Values for SO<sub>2</sub> in the EU in mg/m<sup>3</sup>N (Liquid fuels)
- 9-1-4 Water Quality Sampling Sites at River Network in Bulgaria
- 9-2-1 Monitoring Record (Galabovo, 1993)
- 9-2-2 Monitoring Record (Galabovo, 1993)
- 9-3-1 Contour Map Based on Replaced Equipment (Daytime)
- 9-3-2 Contour Map Based on Replaced Equipment (Night)
- 9-4-1 Location Map of Lake Water Temperature Measurement Points

**9-4-2 Forecast of Warm Water Distribution (CASE-I, Summer)**

**9-4-3 Forecast of Warm Water Distribution (CASE-II, Winter)**

## 結 論 と 勧 告

## 結 論 と 勧 告

### 【結 論】

本調査は、アツツ・イースト第1火力発電所（旧5～6号機：2×150MW 跡地）において、ブルガリア国の主要なエネルギー資源であるリチウムを用い、ブルガリア国及びE Cの環境規制に適合し、かつ技術的・経済的観点から最適な発電設備再建計画のフェーズ別調査を行うものである。

本調査で技術、経済、財務及び環境面からの検討・評価を実施した結果、再建計画は実施可能であるとの結論を得た。結論内容は次のとおりである。

- 1: ブルガリア国の電力需要は、1989年の政変以降、工業部門の減少傾向が著しく産業用需要が民生用需要を割り込むといった逆転現象を生じているが、1994年からはわずかながら増加に転じており、今後、ブルガリア国の経済成長が堅実に進み、産業用需要が伸びてくれば、電力需要の上昇率は着実に伸びていく可能性が想定される。2010年の電力需要想定はGDPと人口推移の関係(1993年ベース)より次の結果となった。

①ロー・ケース（GDP成長率3%）

2,100 US\$/人 → 4,100 kWh/人 ⇒ 37,000 GWh (16%増 at 1995年ベース)

②ミドル・ケース（GDP成長率4%）

2,400 US\$/人 → 4,200 kWh/人 ⇒ 38,000 GWh (19%増 at 1995年ベース)

③ハイ・ケース（GDP成長率5%）

2,700 US\$/人 → 4,300 kWh/人 ⇒ 39,000 GWh (22%増 at 1995年ベース)

また、電力供給面をみても火力発電用燃料である輸入炭(ウクライナ)の安定供給性が悪いこと、発電設備の老朽化も進んでいること、コズロデュイ原子力発電所の老朽化した1・2号機(2×440MW)の廃止が2000年頃から予定されていること等の問題も多々ある。電力需要想定に基づくNBK電源開発計画(2005年時点)は次のとおりとなる。

①電源開発規模 951 MW (9%増) ⇒ 発電設備 11,540 MW

(火力) 1,275 MW増 ⇒ (火力) 6,130 MW(53.1%)

(水力) 476 MW増 ⇒ (水力) 2,710 MW(23.5%)

(原子力) 800 MW減 ⇒ (原子力) 2,700 MW(23.4%)

②供給予備力は、原子力設備容量減に伴い2000～2001年が最も低下する。

よって、2000年頃には電力需給がかなり逼迫する可能性があることから新規電源の早期開発の必要性は非常に高い。さらに既設発電設備の再建、改修および改良による発電設備容量の増量化は、電源計画を立てる上で重要な位置付けとなる。

なお、再建方針運転開始の2001年断面における電力系統解析の結果は、次のとおりとなった。

①電力潮流計算 ⇒ 各変電所の母線電圧、送電線潮流とも問題なし。

②短絡容量 ⇒ 535 MVA (3相短絡電流 1.4 kA)

③過渡安定度 ⇒ 問題なく安定

2. 石炭は九州国内最大の埋蔵量(85%以上)を有するアツタ・イースト炭鉱(アツタ露天掘り炭田)の北鉱区から貨車輸送にて発電所に供給され、石炭消費量(約520万ト/年)に対する埋蔵量(約52,000万ト)は30年以上を十分に有しており、現状の採掘設備及び発電所までの鉄道線路はそのまま使用可能である。

しかし、次の事項については炭鉱会社との協議等事前の整備が必要である。

(1) 石炭供給に関する契約条件には現状の灰分、水分、発熱量に加えて硫黄分の追加が重要である。

(2) 発電所の貯炭場が現状第1灰捨場に計画されているので、石炭搬入線路の追設改造工事が必要となるため、炭鉱会社との施工責任分担を明確にし、線路敷設工程は再設方針建設工程と既設方針運転状況との協調を計る必要がある。

(3) 石炭中の粘土質分は、発電所における運炭及び破碎工程で支障となる最大要因であるため、炭鉱側の運用管理をより強化して貨車積み以前に極力粘土質分混入を排除する必要がある。

3. 脱硫材となる石灰石は発電所の約100km圏内に点在(4ヵ所)し、その内2ヵ所(コルベ、ナラ)は既にセメント原料として開発されセメント工場が運営されており、その他2ヵ所は未開発であるが、未開発の内“ナラクンビ”は砂利製造所として既に運営され、発電所までの鉄道施設が有り、石灰石消費量(約110万ト/年)に対する埋蔵量(約9,000万ト)も豊富なため、脱硫材専用鉱山として開発が可能である。

しかし、石灰石鉱山の開発にはアツタ・イースト第2火力発電所(No.8 unit)排煙脱硫装置設置計画との協調も必要であり、地質調査(30年前実施)を再度実施することが望ましい。

4. 最適開発計画の主要諸元は、次のとおりである。

①電気出力 : 230 MW × 2 ユニット

②地域暖房用温水 : 25 Gcal/h

供給は両号機のどちらか一方のみから行うものとする。

また、その供給号機の電気出力は供給熱量相当分を減じるものとする。

③蒸気条件 : 発生蒸気量 = 740 t/h (MCR)  
主蒸気圧力 = 169 kg/cm<sup>2</sup>g (2,400 psig) (タービン入口にて)  
主蒸気温度 = 538 °C (1,000 ° F) (タービン入口にて)  
再熱蒸気温度 = 538 °C (1,000 ° F) (タービン入口にて)

④設計リフト、灰

及び石灰石性状 : 1995. 1. 12 付開発調査要請書 (TOR: Terms of Reference) に依る。

⑤排出ガス基準 : SO<sub>2</sub> = 650 mg/m<sup>3</sup>N (227 ppm) 以下 [ブルガリア国基準]  
(O<sub>2</sub>=6%, Dry ベース) 又は脱硫効率=90%以上 [高硫黄炭使用時のBC基準]  
NO<sub>x</sub> = 600 mg/m<sup>3</sup>N (292 ppm) 以下 [ブルガリア国基準]  
Dust = 100 mg/m<sup>3</sup>N 以下 [ブルガリア国基準]  
CO = 250 mg/m<sup>3</sup>N (200 ppm) 以下 [ブルガリア国基準]

⑥排水基準 : ブルガリア国「表面流水の水質の評価に適用される指標と基準」の分類IIIを遵守する。

⑦フル年間利用率 : 70 %

⑧最低負荷 : 40 %

⑨過負荷 : ボイラMCR = タービン定格時蒸気量×103 % 以下  
タービンTMP = 定格出力×105 % 以下  
発電機 = 定格出力×105 % 以下

⑩リフト、石灰石貯蔵量 : 23 日分 [ブルガリア国基準]

5. 最適開発計画の主要設備は、上記主要諸元を基本条件として次の型式を選定した。

(1)ボイラ : 循環式流動床燃焼 (C-FBC: Circulating Fluidized Bed Combustion)

(選定根拠) 商用機としての実績が有り、ブルガリア国産リグナイトを燃焼でき、かつ排出ガス基準値の遵守が可能であることを前提条件として、流動床燃焼(循環式、バフリング式)と微粉炭焚き燃焼 + 排煙脱硫装置(湿式石灰石-石膏法)の3型式に対して、技術的、経済的な比較・検討を行った。

その結果、技術的には循環式流動床燃焼と微粉炭焚き燃焼 + 排煙脱硫装

置が適用可能であり、経済的には循環式流動床が有利であるため、総合的に判断して循環式流動床の採用を推奨することとした。

(2)集塵器：電気式

(選定根拠) 比較対象を電気式とバグフィルターとし、技術的、経済的な比較・検討を行った。その結果、ろ布に信頼性等が左右されるバグフィルターに対し、運転保守性、経済性に優れ、既設プラントでも稼働実績のある電気式の採用を推奨することとした。

(3)タービン：串型2車室複流排気型(TCDF:Tandem Compound Double Flow)

(選定根拠) 当型式は同等クラスでの運転実績が豊富で、運転操作性が良く、保守も容易であり、さらにリッツアー・イース第2,3火力発電所でも採用されている。

(4)発電機：水素冷却形、横置円筒回転界磁、耐爆構造、三相交流同期式

(選定根拠) タービン型式選定根拠と同じである。

6. 当発電所の旧5～6号機は現在撤去中であるが、工事費の低減という観点からその付帯設備の中で再設プラントへの流用が可能と思われる設備等を調査した結果は、次のとおりである。

(1) 冷却水路設備

(a)スクリーンポンプ室は、スクリーン設置用ガイドウォール及びポンプ交換に伴う基礎スラブの改造を要する。

(b)取水路は、次のとおりである。

①既設コンクリート円形カバト部：流用可能

②既設鋼管直埋部：鋼管減肉(8mm→5.5-7.4mm)が大きいため補強を要する。

・地上部障害有の範囲→新規鋼管を内挿し、その周辺はモルタル注入する。

・地上部障害無の範囲→新規鋼管に交換し、その周辺はコンクリート巻きとする。

③新設部：再設タービン据付け位置に合わせ新規鋼管を延長増設し、その周辺はコンクリート巻きとする。

(c)放水路は、次のとおりである。

①既設ボックスカバト部：流用可能

②新設ボックスカバト部：再設タービン据付け位置に合わせコンクリートボックスカバトを延長増設する。

③新設循環水路部：再設タービン据付け位置から新設ボイラ部まで新規鋼管を布設し、その周辺はコンクリート巻きとする。

## (2) 本館タービン室

既設タービン室はコンクリートの中酸化がある程度進行しているものの耐用性評価では使用可能である。タービン室から煙突までの再設ボイラ機器配置に対して、旧5～6号機タービン室の全面利用だけではスペースが不足するため、既設の一部を利用して増築する。

しかし、既設と増設の両用となるため、建物寿命に違いが有り、荷重を伝達させない構造にしたり、機器等配置に制約をする等建築の計画上さらなる詳細調査を行う等の留意が必要である。

## (3) 煙 突

(a)旧5～6号機ボイラ用煙突(180m)は、再設ボイラ機器配置に対して障害となるため利用出来ない。

(b)旧5～6号機石炭乾燥用煙突(120m)は、排出ガスの拡散がボイラ建屋によるダウンドラフト効果で妨げられ、さらに煙突出口径が小さいことから再設ボイラ排出ガスに対し容量不足となるため再利用出来ない。

## (4) 機械設備

(a)河川水送水ポンプは既設ポンプを流用し、送水配管は一部流用して途中より再設プラントに分岐する。

(b)天井クレーン（タービン建屋）自体の流用は可能であるが、レールの増設や使用前の負荷試験等を行う必要がある。

(c)保守用クレーン（循環水ポンプ室）の流用は可能であるが、新設ポンプ及びモータ重量との確認が必要である。

(d)地域熱供給用配管の流用は可能であるが、タービン建屋の延長に伴う配管は新設する必要がある。

(e)消火設備の流用は可能であるが、既設配管と再設プラントの干渉部は新設し地上式配管とする。

(f)石灰石受入れ設備として、旧7～10号ボイラ用石炭受入れ設備の線路、建屋及び洞道を流用する。

7. 最適開発計画において選定された主要設備及び既存流用可能設備の検討結果に基づき、次の再建プラント主要設備の概念設計を行った。

- ・レイアウト      ・ボイラ設備      ・タービン設備      ・発電機設備
- ・熱供給設備      ・環境設備（ESP, 排水処理）      ・灰処理設備
- ・発電所用水設備      ・空気供給設備      ・電気及び制御設備
- ・燃料及び石灰石貯蔵運搬設備（石炭, 石灰石, 重油及びLPG）
- ・開閉所及び変電所設備      ・建築物及び煙突

8. 再建工程は需給バランス上新規電源を要する時期、同規模の建設実績及び作業能率に影響する季節等を考慮して、次の工程とした。

しかし、本計画は予算措置に要する期間やNEKの業務推進次第では変更を余儀なくされることが多分にある。

	(再建1号機)	(再建2号機)	
(1) フィージビリティ・スタディ終了	1996年8月末	同 左	
(2) 予算措置終了 (但し、コンサルタントエンジニアリングは要早期措置)	1997年6月末		
(3) コンサルタント選定終了	1997年1月初		
(4) 基本設計・詳細設計及び入札仕様書作成終了	1997年8月末		
(5) 入札評価終了及び発注			
・ Civil Boiler Turbine, C/H	1998年4月初		
・ Boiler Turbine, C/H	1998年6月初		
(6) Civil 工事開始	1998年4月初		
(7) 機器据付開始	1999年8月初		
(8) ボイラ水圧テスト	2000年9月初		
(9) 受電及び試運転開始	2000年12月初		6ヶ月遅れ
(10) ボイラ火入れ	2001年4月初		
(11) 発電機初併入	2001年7月初		
(12) 営業運転開始 (R-1 unit)	2001年10月初		

9. 再建費用は1996年1月時点で期待される技術水準による設計、施工方法及び材料と製品を適用し、機器類は基本的に輸入品とし、国際競争入札ベースで購入し、土木建築据付71万円は71万円国内で請負われるものとして見積もった。

その建設費は次のとおりである。

(単位: 10 <sup>6</sup> US\$)			
[直接工事費]		[外貨分]	[内貨分]
・ボイラ 71万円	226.0	192.1	33.9
・タービン 71万円	106.0	90.1	15.9
・石炭ハンドリング 71万円	89.1	75.7	13.4
・土木建築据付71万円	144.2	62.0	82.2
(計)	565.3	419.9	145.4
[技術費]	20.0	20.0	—
[予備費]	20.0	15.0	5.0
(総計)	605.3	454.9	150.4

また、再建プラントの運転保守費及び発電コストは、次のとおりである。

[運転保守費]

・燃料費	30,312 × 10 <sup>3</sup> US\$/年 = 1.1 セント/kWh
・石灰石等 3-71万円費用 労務費、修繕費	28,141 × 10 <sup>3</sup> US\$/年 = 1.0 セント/kWh

[発電コスト]

・発電端コスト	4.6 セント/kWh
・送電端コスト	4.9 セント/kWh

10. 再建プラント運転に伴う周辺環境への影響予測（大気、排水、騒音、温排水）を行ったところ、次の結果が得られた。

(1) 大気汚染

環境基準にて排出基準が設定されているものは、硫黄酸化物(SO<sub>2</sub>)、窒素酸化物(NOx)及びばいじん(Dust)がある。従って、予測対象物質をSO<sub>2</sub>、NOx及びDustとし、

短期拡散（再建後のみ）と長期拡散（1～6号機運転時、1～4号機運転時/現状、再建後）を予測した結果は次のとおりである。

但し、リッファース第2、3火力発電所からの汚染物質排出による周辺環境への影響も非常に大きいものと思われるが、これは別途検討されるものとした。

〔短期拡散予測〕

- ・最大着地濃度：各物質共、フル7国基準を満足する。
- ・最大着地濃度距離：煙突風下17.6km程度

〔長期拡散予測〕

- ・1～6号機運転時：SO<sub>x</sub>, Dust着地濃度が7国基準を大幅に越えている。
- ・1～4号機運転時/現状：同上
- ・再建後：各物質共、7国基準を満足する。

さらに、硫黄酸化物及びばいじん排出量は、再建前の1～6号機運転時および1～4号機運転時に比べて再建後（R<sub>1</sub>, R<sub>2</sub>号運転）は次のように減少する。

〔硫黄酸化物〕	54.4 t/h	－	5.3 t/h	=	49.1 t/h	（約 90%減）
						〔1～6号機運転時に対して〕
	32.5 t/h	－	5.3 t/h	=	27.2 t/h	（約 84%減）
						〔1～4号機運転時に対して〕
〔ばいじん〕	8.28 t/h	－	0.2 t/h	=	8.08 t/h	（約 98%減）
						〔1～6号機運転時に対して〕
	4.54 t/h	－	0.2 t/h	=	4.34 t/h	（約 96%減）
						〔1～4号機運転時に対して〕

(2) 排水汚濁

発電所構内に河川水質基準を遵守できる適切な排水処理装置を設けることで、当発電所からの排出による河川汚濁は軽減されると予測できるが、他の排出源も含め地域一帯となって対策を計画実施しない限り根本的な解決とはならない。

なお、法律改正による特定施設（発電所等）からの排出規制が早期に実施されることを期待するものである。

(3) 騒音

低騒音機器の採用や屋内配置等により、発電所敷地境界における騒音レベル予測結果は、特に問題となるレベルではない。

なお、現在の規制は敷地境界での騒音より、むしろ働く人の作業環境としての騒音を重視しているが、障害が起きてから対策をすると経費や工期の面で問題が大きくなるので、再建計画時点から騒音発生源となる機器等は騒音防止対策を行うことが望ましい。

#### (4) 温排水

発電用冷却水の排出に伴うロソフクラネツ湖の湖水温度上昇は、取放水温度差を7℃として温排水拡散解析を行った結果、水温は発電用冷却水出口で高い傾向が有るものの、その分布範囲は放水口近くに限られており、冷却湖としての機能は満足している。また、温排水による魚の養殖等、環境への影響もないと思われる。

11. 経済評価は、次のとおり代替輸入炭火力発電所の設置よりも優位で、いずれの指標を用いても本計画の成立することが判明した。

また、本計画の感度分析（建設費、等価割引率及び燃料費を変化させる）結果も、本計画の優位性が維持されることが判明した。

- (1) 純現在価値（便益－費用）と便益対費用比率（便益／費用）の二つの指標より、本計画の建設費とプロジェクト生涯にわたる維持管理費、燃料費は代替輸入炭火力に比べて経済的に有利である。
- (2) 本計画への投資価値と代替プロジェクトへの投資価値のそれぞれの現在価値がプロジェクトの初年度で等しくなるような等価割引率（経済内部収益率（EIRR））は25.3%となり、資本の機会費用の10.0%を上回り、本計画が成立する。

12. 財務評価は、投資費用（建設費、維持管理費）に対し、電力、地域暖房蒸気の売上収益は、将来とも2001年時点の標準電気料金（4.5 ㇵ/kWh）、蒸気料金（31.4 ㇵ/Gcal）は変更しないという条件で算出し、外貨に対し金利 8.0%、20 年間返済、内貨に対し金利 10%、15年間の返済条件として評価した。その結果、財務的内部収益率（FIRR）は 8.8%となり、国際金融機関からの借入金返済は外貨分に対し支障は無いが、10%の市場割引率のもとでは困難となる。

よって、現在新電気料金システムの見直し中ではあるが、現行料金をベースに2001年時点の電気料金単価を 5.0 ㇵ/kWhに仮設定すると、FIRRは 10%を超えて良好な財務状況となる。

13. 再建計画がもたらす社会・経済的影響は、次のとおりである。

- ① 投資の増に基づく、経済的波及効果、雇用力の拡大が期待される。
- ② 77国で最初の循環型流動床火力発電所となり、同国リグナイト利用による新規電源開発に対して、技術の普及・伝播が可能となる。
- ③ 発電事業に関連する建設、鉱業、鉄鋼、電機、輸送、通信等各産業の活性化及び拡大化が期待される。
- ④ 環境対策実施による社会・経済的影響をマクロ経済的に評価する手法はまだ十分に確立していないが、住民の健康被害、疾病が減少し、生活環境、社会環境、自然環境の改善がされることは、他国の環境対策事例から実証される。

## 【勸告】

本再建計画は、技術的及び経済的にフィージブルであると共に環境への貢献度が非常に高いので、2001年頃の電力需給バランス予測からして本計画の早期実施を勧告する。

なお、本計画の早期実現化のため、次の事項について早急に対応する必要がある。

1. 資金手当てが重要なポイントとなるが、炭鉱会社及び石灰石会社も含み国家プロジェクト的な位置付けとして、全体の綿密な計画立案を行い、早期に国際金融機関の協力を国ベースで行うことが重要である。
2. 資金調達に当たり返済計画も非常に重要であり、投資（建設費、維持管理費）に係るコスト回収は電気料金として確実に原価回収されることが望ましく、現在行われている電気料金制度の見直しを早期に実施して、返済見通しを確立させておくことが必要である。
3. 再建費用を低減させるためには、可能な限り自国内での資機材調達及び施工を図ることであり、本計画に係る国内の有力なメーカー、施工会社等の能力、実績及び可能性等詳細な調査を更に検討しておくことが必要である。  
本プロジェクトの重要性に鑑み、プロジェクトをフィージブルなものとするためにも、税制上の優遇策が是非とも必要と考えられるため、本計画に係る輸入品の関税や外国指導員に支払われる給与・手当に対する税金等の免除措置及び手続きの簡略化について、関連政府機関との事前調整が必要である。
4. 豊富な経験と技術力を有し、九州国内の各種法規に精通し、現地の状況を熟知している誠実なコンサルタントを早期に選定し、本計画に係る推進要領や問題点等を整理検討して施工への見通し（解決含む）を得ておく必要が有る。

なお、本調査の現地再委託調査を依頼したローカルコンサルタントは、NEK所有の発電設備全般について設計施工等に係る図面、データ類全てを所有管理し改良・撤去工事等プロジェクト発足時はエンジニアリング部門全般を担当している。

従って、マリツァ・イースト第1火力発電所はもとより近隣の第2,3火力発電所のトラブル事例等問題点や運用状況等を設計に反映することが可能で、かつ本調査の現地再委託調査を受託した関係で本計画の位置付け、内容等も十分理解しているので、契約形態の本質を損なうことがない限り同社の協力を得ることは本計画に対し有効であると判断される。

5. 本調査では、マリツァ・イースト第1火力発電所の初期環境調査（IEE）及び環境影響評価（EIA）を行ったが、ルガノ国の規制に基づく様式の環境影響評価レポートを作成して環境省と事前協議し、必要に応じて更なる環境モニタリングを行い環境省はもとより地域住民との合意を得る必要が有る。

また、将来に向けてはマリツァ・イースト・コンプレックス全体（マリツァ・イースト第2,3火力発電所含む）としての環境影響評価が必要となる時期が到来するものと考えられ、その準備や体勢整備等を図ることが望ましい。

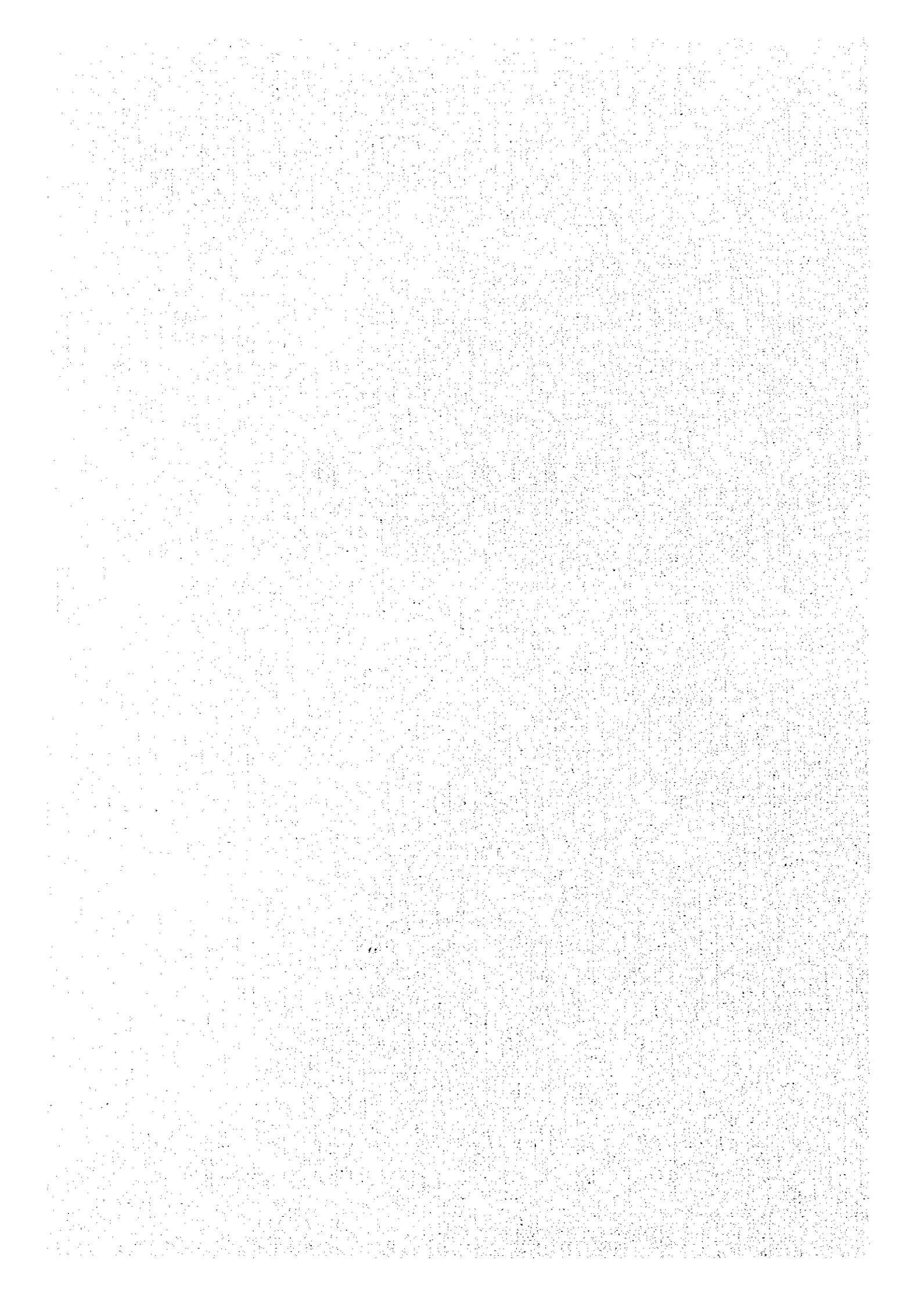
6. 本計画実施前に、炭鉱会社及び石灰石会社と次の協議等をする。

- 〔炭鉱会社〕
- ・石炭性状に関する取引契約条件整備
  - ・石炭中への粘土質分混入に対する運用管理の強化
  - ・石炭運搬に関する貨車整備及び運行管理計画
  - ・炭鉱表土処理場を灰捨場とするための貨車整備及び運行管理計画
  - ・貯炭場新設に伴う鉄道線路改造及び敷設工事の責任施工分担
- 〔石灰石会社〕
- ・石灰石鉱山の計画地点は未開発状態なので、再建計画工程と協調のとれた開発計画を立案し、資金手当てをする。
  - また、開発計画が遅れる場合も考慮して代替地を検討する。
  - ・石灰石運搬に関する貨車整備及び運行管理計画

7. 既設取放水路のコンクリート製円形及びボックス部分部は全プラントの共通設備であり、現在までプラント運転中のため、その健全度調査は実施されておらず、劣化状況が不明である。

よって、本調査では、支障なくプラント運転がされていることから健全であると想定しているが、本計画実施に当たっては事前調査を実施することが必要である。

# 第 1 章 序 章



## 第1章 序章

### 1.1 調査の背景及び経緯

#### 1.1.1 ブルガリア国の電力需要概要

ブルガリア共和国の電力需要の伸びは、1989年にピークに達した。1989年のブルガリア民主化革命や市場経済化に伴い、過渡的現象として工業部門が年平均8%も落ち込み、また産業用需要が民生用需要を割り込むといった逆転現象が生じている。

しかしながら、ブルガリア国政府が進めている市場経済化への移行を考慮すると、将来に向けた電力の需要増は確実と予想される。

#### 1.1.2 ブルガリア国の電力供給

ブルガリア国の電力供給面における設備容量は12,000MW程度を保有し、その構成比率は火力：51.7%、原子力：29.5%、水力：18.8%となっており、ここ数年は大きな変化はない。

ただし、火力発電所の大半は旧ソ連製を主とする東欧の設備によるもので、いずれも設備の老朽化が進んでいる。

また原子力発電所に関しては、コズロデュイ原子力発電所の初期の設備 440MW×2基が近い将来に稼働停止を余儀なくされている。季節的需給バランス上からは、特に冬期の供給力が厳しく、将来さらに経済復興に伴って、供給力の増強が期待されている。

#### 1.1.3 ブルガリア国のエネルギー概況

国内消費エネルギーのほとんどを輸入に依存している。旧ソ連との友好関係上、天然ガスと石油は旧ソ連から、石炭はウクライナから得ていたが、市場経済化に伴い海外からの安定供給が困難になってきており、すでに影響はウクライナ炭を使用している火力発電所などに出始めている。

現在一次エネルギーの海外への依存度は、95年：74%、2000年は75.3%、2010年は77.2%、そして2020年には84%まで達すると予測されている。

ここで重要なことは、国内エネルギー資源の有効活用を押し進めることであり、ブルガリア国内炭の全生産85%近くを占めるリグナイトの有効活用である。このリグナイトは、低発熱量で水分が多く、硫黄含有量が高い特徴を有する。

#### 1.1.4 ブルガリア国での環境問題の現状

ブルガリア国の主要な国産エネルギーとして、比較的豊富に得られるのはマリッツァ地域で産出するリグナイトである。現時点での埋蔵量は約17億tonといわれている。

NEKの火力発電所で使用される燃料は設備容量 6,415MWのうち、国内炭火力は4,118MW(64%)、輸入炭火力 1,847MW (29%)、残り 450MW (7%) が石油火力であり、圧倒的に石炭火力が多い。

ブルガリア国政府は、原子力の開発とともに、石炭火力の建設にも力を注いでいるが、そのほとんどが高硫黄で高灰分であることから、大気汚染を中心とした環境問題は深刻さを増してきている。

大気汚染物質発生量の現状は、各種データからSO<sub>2</sub>: 238万ton/年、NO<sub>x</sub>: 42万ton/年、およびダスト: 65万ton/年と推測されるが、この内、火力発電所からの寄与率は大略25~50%程度と思われる。

ブルガリアは東欧諸国の中では、比較的大気汚染の少ない国であるが、全欧州レベルで見た場合、SO<sub>2</sub>に関しては上位に位置する。

環境省では、1990年4月に「ブルガリア共和国の環境改善のための緊急対策プログラム」を発行しており、この中でも大気汚染対策は水質改善・森林保護と並んで重要な課題と位置づけている。

また、ブルガリア国政府は、EC加盟に備え、ECのガイドラインに従うことを表明しており、ブルガリア国政府とEC間で硫酸化物による大気汚染の対策と低減に関する協議がなされ、1980年をベースに、2000年には33%、2005年 40%、2010年45%低減する目標が設定されている。

本プログラムの中で、火力発電所の公害対策は全て「エネルギー委員会」の責任下で行うことになっている。

#### 1.1.5 火力発電所の環境規制

ブルガリア国における環境保護法によれば、1993年以降に新設される発電所はすべてブルガリア国の環境基準を守る設備であることが義務づけられている。

それ以前の既設発電所は、SO<sub>2</sub>およびダストに対して基準を越えた部分に対してペナルティーを支払って運転を継続している。

### 1.1.6 マリツァ・イースト発電所群

首都ソフィアの東約250kmにあるブルガリア国第6の都市スタラ・ザボラのさらに南東約40kmに位置するマリツァ地域には、リグナイトを産出するトロヤノヴォ炭鉱があり、これを燃料に使用して稼働しているマリツァ・イースト発電所群が隣接している。

ここには、第1、第2、第3の3火力発電所があり、各々200MW、1,235MW、840MWの合計2,280MWの発電設備を有しており、ブルガリア国の火力発電設備の約35%が集中している。

### 1.1.7 マリツァ・イースト第1火力発電所

本発電所は1960年の運転開始後約35年を経過しており、老朽化が著しく、主要機器であるボイラ・タービンの金属疲労が進み、その余寿命が限界まできていることから、運転を継続する上できわめて深刻な状態に陥っている。

また、燃料に使用するリグナイトに含まれる水分55%を乾燥するためにわざわざリグナイト乾燥工場を併設している。集塵装置はサイクロンのみのため集塵効率が60%と低く、また脱硫設備も導入されていないため、同発電所の排煙が環境基準を10数倍超えてSO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、ダストを排出している。

約5年前に150MW×2基を停止し、現在解体撤去作業中であるが最終段階を迎えている。現在は50MW×4基を運転中であるが、この蒸気450t/hを隣接する民生用ブリケット工場へ供給する責務があって、本発電所の運転を停止することは困難な状況にある。

本発電所は、マリツァ地区リグナイトを最初に使用した発電所であり、このリグナイトの取り扱いに慣れた優秀なエンジニアを大勢育ててきたという実績を有する。これ等のエンジニアによって、以降の第2と第3火力発電所の建設及び保守に活かされている。

現在、約1,200名の職員を擁し、内110名の経験豊かなエンジニアが在籍しており、その他技工として、機械工、電工、溶接工も多数いる。

#### 1.1.8 本件の要請

以上の現状を踏まえ、1994年1月12日、ブルガリア国政府は日本国政府に対し、本件開発調査の実施を要請した。

#### 1.1.9 予備調査の実施

ブルガリア国からの本件要請書の内容には不確定要素が多いと考えられたことから、1994年11月、JICAは予備調査団に派遣し、カウンターパートであるブルガリア国営電力会社に対し、S/W締結に際してF/S範囲の枠組み構築のための調査を実施した。

#### 1.1.10 事前調査の実施

1994年11月の予備調査での合意を踏まえ、1995年1月～2月、JICAは事前調査団をブルガリア国へ派遣し、S/W締結のためNEKとの協議、現地調査、再委託協議等を行った。その結果、ブルガリア国側と全面的に合意に達し、同年2月9日、S/W及びM/Mの署名が締結された。

#### 1.1.11 フィージビリティ調査（F/S）の実施

調査は2年次にわたり実施した。第1年次（1995年度）は、95年6月から開始し、予備調査段階および詳細調査段階の全てとフィージビリティ設計段階の主要部分を実施した。

第2年次（1996年度）は、フィージビリティ設計段階のうち、経済・財務評価を行い、その結果をドラフト・ファイナル・レポートに取りまとめ、96年7月にNEKに説明の上協議する。ドラフト・ファイナル・レポートに関するコメントをNEKより1ヵ月以内に受け取った後、必要に応じ修正を行い、1ヵ月以内にファイナル・レポートを提出する。

なお、F/S調査の期間中、技術移転を目的としたセミナーをブルガリア国の関係者に2度にわたって開催した。

## 1.2 調査の目的・概要・範囲及び期間

### 1.2.1 調査の目的

本調査は、マリツァ・イースト第1火力発電所における、旧5号・6号機 150MW × 2基の撤去跡地を活用して、環境保全に配慮した最適な発電設備を再建することを目的とする。

### 1.2.2 調査の概要・範囲及び期間

ブルガリア国の首都ソフィアの東約250kmにあるスタラ・ザゴラ市のさらに南東約40kmに位置するガラボヴォ町にあるマリツァ・イースト第1発電所構内及び隣接する炭鉱を主要な調査対象地域とする。

現地の関連施設としては、同発電所の北東に広がるトロヤヴォ第1から第3炭鉱とこれらを管理するマリツァ・イースト炭鉱管理会社、これら炭鉱のリグナイトを使用しているマリツァ・イースト第2及び第3火力発電所、エネルゴモント機械工場、石灰石鉱山等がある。

本調査は、1995年2月9日に合意された実施細則(S/W)及び同意義に関する議事録(M/M)に基づき実施するものである。

調査の要点は、ブルガリア国の主要なエネルギー資源であるリグナイトを用い、ブルガリア国及びECの環境基準に適合する技術的及び経済的な観点から最適な発電設備の再建計画に係る技術検討と評価、フィージビリティ設計ならびに経済・財務評価を行うフィージビリティ調査を実施する。

調査は次の3段階に分けて実施する。

#### (1) 第1ステージ

予備調査段階 1995年 6月 ～ 1995年10月

#### (2) 第2ステージ

詳細調査段階 1995年11月 ～ 1995年12月

#### (3) 第3ステージ

フィージビリティ設計段階 1996年 1月 ～ 1996年 6月

## [調査団]

総括団長	井上 寿郎
副総括・電力開発計画	筒井善二郎
火力発電設備 (給水、環境保全設備)	小林 康一
火力発電設備 (給水及び付属設備)	森下 政徳
環境保全設備	坂西 良一
火力発電設備 (電気・計装・制御)	石川 泰
火力発電設備 (タービン発電機及び付属設備)	岡野 秀之
火力発電設備 (電気・計装)	清沢 俊一
発電土木	秋國 直人
環境	小野 政義
送電計画	野村 京哉
経済・財務	荒木 宏仁
測定・分析	三橋 淳
業務調整	横山 祐作

### 1.2.3 現地調査

専門別に分けられた調査団員により、各ステージ毎の調査精度に応じた現地調査を以下の通り行った。

#### (1) 予備調査段階

- (a) 調査に関連するデータ・情報の収集と解析
- (b) 石炭・石油・ガス供給調査
- (c) 石灰石供給調査
- (d) 電力開発計画調査
- (e) 発電所運用基準調査
- (f) 初期環境調査 (I E E)
- (g) 既存流動床 (F B C) ボイラ及びリグナイト焚ボイラ調査

- (h) 流用可能既存設備調査
  - (i) 現地粗立・据付作業の可能性調査
  - (j) 送電線、変電所調査
  - (k) 現地再委託調査
  - (l) 燃焼試験用リグナイト輸送手続き
  - (m) 既設発電所調査
- (2) 詳細調査段階
- (a) 詳細現地調査
  - (b) 環境影響調査 (E I A)
  - (c) 資機材調査
  - (d) 建設工事費等調査
  - (e) 設計に係る制約条件調査
  - (f) 稼動設備との取り合いに関する制約条件調査
  - (g) リグナイト燃焼試験実施及び評価
  - (h) 現地再委託業務の進捗状況調査
- (3) フィージビリティ設計段階
- 経済・財務に関する補足調査

#### 1.2.4 国内調査

現地調査および日本国内において得られた情報およびデータをベースとして、種々の観点から調査を実施した。主要な調査事項を挙げると以下の通りである。

- (1) 電力開発計画
- (2) 燃料、石灰石供給計画
- (3) リグナイト流動床ベンチスケール燃焼試験
- (4) 最適再建計画
- (5) 概念設計
- (6) 施工計画
- (7) 再建費用
- (8) 環境影響評価
- (9) 経済、財務分析

### 1.2.5 調査業務フローチャート

Figure 1-2-5 の調査業務フローチャートの手順で業務を遂行した。

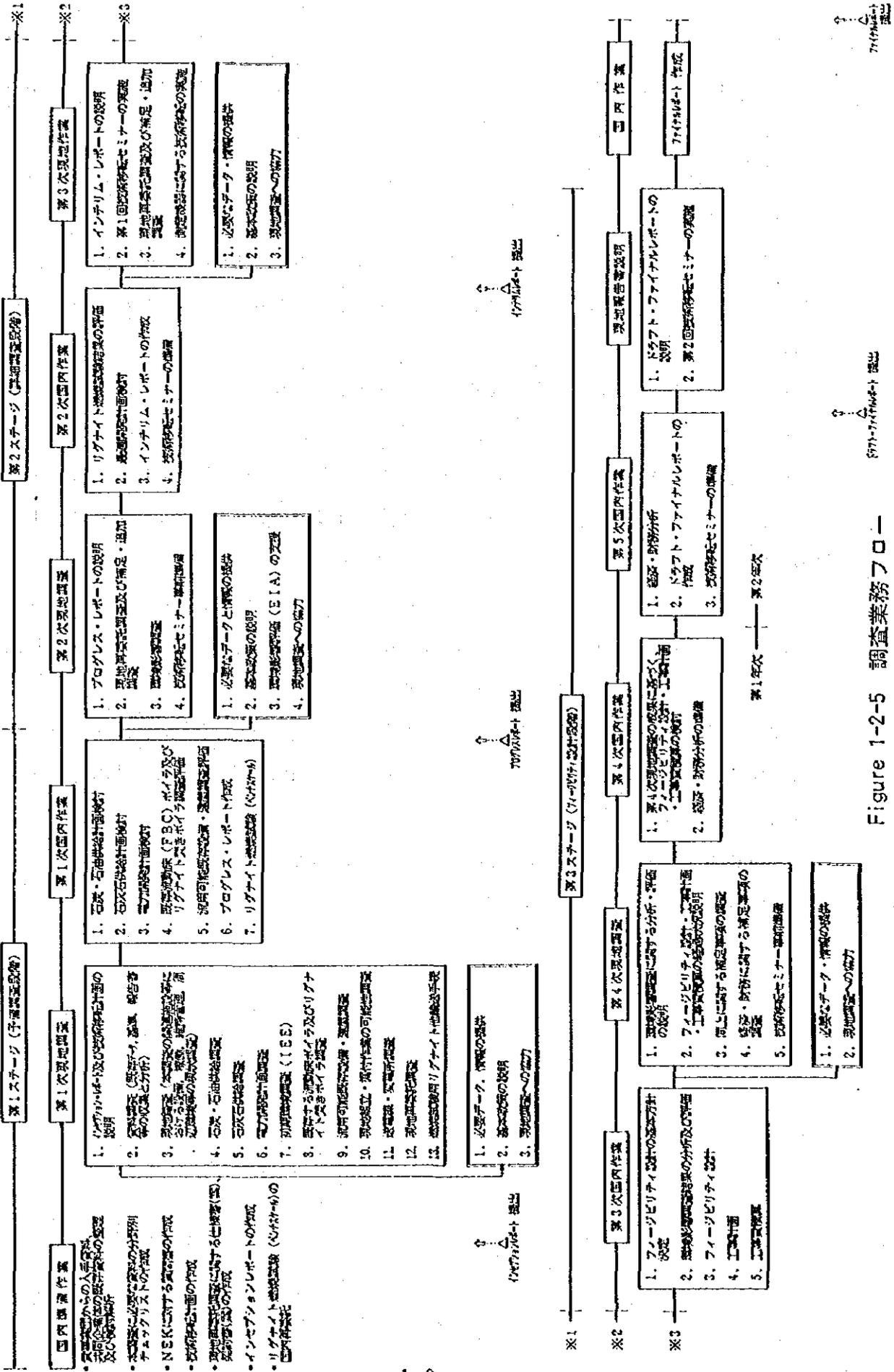


Figure 1-2-5 調査業務フロー

### 1.3 関係組織

1991年11月7日付内閣令によって、ブルガリア国営電力会社（NEK：Nationala Elektricheska Kompania）が設立され、92年1月から営業を開始した。

同社は国有の株式会社で、発電・送電・配電の一貫経営を行っており、また熱供給事業も兼ねている。

NEKは主要な発電所として火力発電所、水力発電所（揚水発電所も含む）、コズロデュイ原子力発電所の他、全国のすべての変電所、送電線および配電網を所有し運用している。

NEKには41の支社が設けられており、発電部門に10支社、配電部門に28地方電力供給支社、建設部門に3支社がそれぞれ配置されている。

96年現在、NEKの総従業員数は約32,000名である。中央給電指令所はNEK本部に隣接しており、約80名で運用されている。NEK本部の陣容は約120名で、少人数の組織となっている。

NEKはエネルギー委員会の監督下に置かれており、電気事業全般の規制は同委員会によって行われている。しか電気料金の規制については、93年6月に新設された国家エネルギー規制委員会に委ねられている。

93年6月には、エネルギー委員会内に国有資産、民営化、財務保護部が設けられた。この部局は、93～97年の再編戦略、エネルギー部門内の企業の民営化計画を実現する専門のセクションである。

NEKが属する政府機関は現在産業省の傘下にある。

Figure 1-3-1 にNEKの機構を示す。

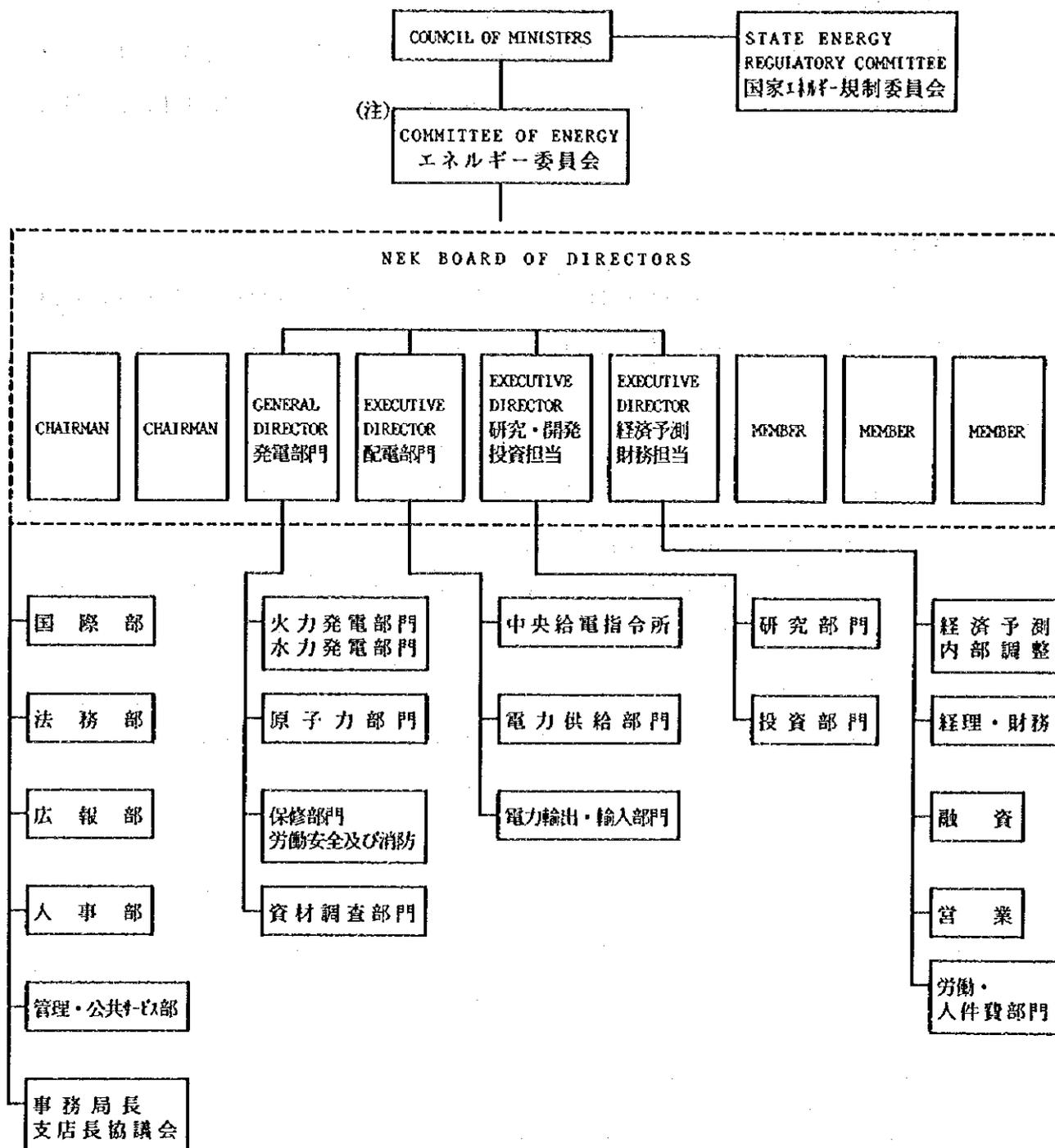


Figure 1-3-1 NEK 機構図

注) 1996年6月14日付で「Committee of Energy」は、「Ministry of Energy and Energy Resources」に変更となった。

#### 1.4 研修員の受入れ

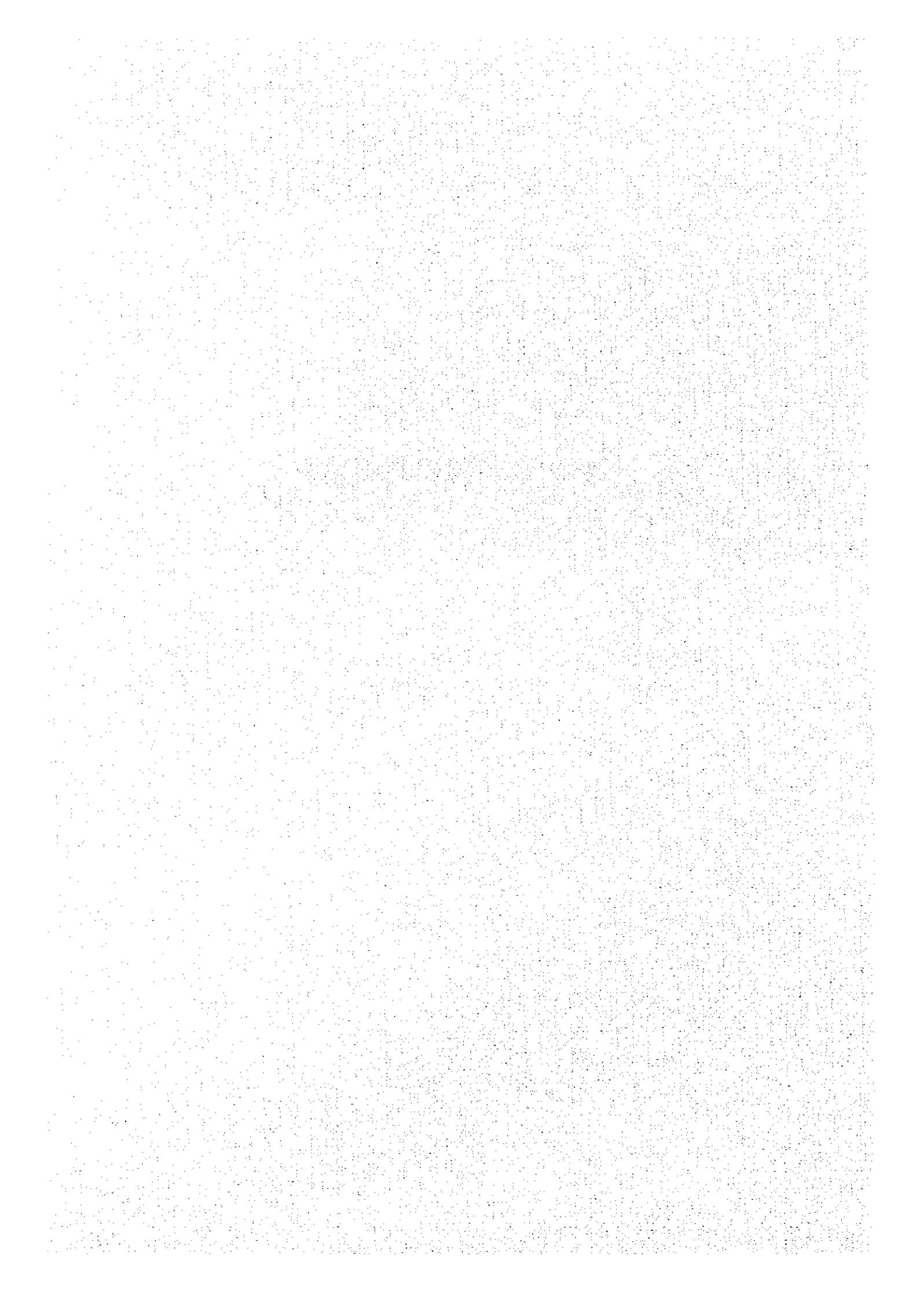
日本での研修員受入れとして、カウンターパートであるNEKより Mr. Dimitre Lubomirov Petrinski と Mr. Penio Jekov Penev の2名が1996年3月21日より4月13日の期間来日した。

#### 1.5 機材の供与

本調査において必要な調査用機材として、以下の大気測定用機材及び排ガス測定用機材がJICAからNEKへ供与された。

1.	Stack gas measuring instrument	
1-1	Portable NOx, SO <sub>2</sub> , O <sub>2</sub> gas analyzer	1set
1-2	Dust sampling equipment	1set
2.	Air pollution measuring instrument	
2-1	AO <sub>2</sub> monitor	1set
2-2	NOx monitor	1set
2-3	Dust sampler and deposit gauge	4 sets

## 第 2 章 再建計画地点



## 第2章 再建計画地点

### 2.1 リグナイト第1火力発電所概況

#### 2.1.1 概要

##### (1) 発電設備

当発電所は、1959年の運転開始後約36年以上を経過しており、老朽化が著しく、主要機器であるボイラ及びタービンの金属疲労が進み、その余寿命が限界まできていることから、継続運転上極めて深刻な状況に有る。

また、隣接する民生用ブリケット工場への乾燥用蒸気(450t/h)と近隣地域への暖房用蒸気(50-60t/h)を供給する責務が有ることや国産リグナイトの燃焼に伴う燃焼ガス(SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, Dust, etc)が環境基準を大幅に超えて排出されている等発電所としての重要性と共に早急な環境対応が迫られている。

なお、当発電所の概略レイアウト及びユニット構成図を Figure 2-1-1 に示す。

##### (a) 1～4号機(1959～1962年運開)

- ① ボイラ(210t/h)×6基→共通蒸気ヘッド + タービン発電機(50MW)×4基  
タービン抽気→蒸気供給設備(ブリケット用:450 t/h、地域暖房用:50-60 t/h)
- ② 主要設備: 全て旧ソ連製、電気集塵器は旧東ドイツ製

##### (b) 5～6号機(1964年以降運開、現在廃止撤去中)

- ① ボイラ×4基 + タービン発電機(150MW)×2基
- ② 主要設備: 全て旧ソ連製

##### (c) リグナイト乾燥設備

石炭バンカーに入れる前段で全水分=約55%(到着ガス)⇒約40%程度まで下げる。但し、現在撤去中の旧7～10号ボイラ用乾燥設備はボイラと同様に撤去中である。

##### (d) 煙突(コンクリート製)

稼働中ボイラ(1～6号機)用=1本(150m高)、撤去中ボイラ(7～10号機)用=1本(180m高)、石炭乾燥用=2本(120m高)。但し、撤去用ボイラに関連する煙突は全て撤去される。

##### (e) その他特記事項

現在稼働中(1～4号機)主要機器も金属疲労による余寿命が限界に近いが、

ブリケット及び地域暖房用への蒸気供給が必要なため、運用及び補修等で運転の継続を行っている。

## (2) 稼働経緯及び実績

### (a) 1～4号機（稼働中：運開～1994.10）

- ・累計運転時間：（総計）19～21万時間，（タービン/発電機）24～25万時間
- ・起動停止回数：（総計）600～950回，（タービン/発電機）360～450回

### (b) 5～6号機（撤去中：1991年運転停止）

- ・累計運転時間：16万時間
- ・起動停止回数：500～550回

### (c) 発電電力量及び熱供給量（1993/1994年）

- ・発電電力量（ $10^6$ kWh）：1,118 / 980
- ・熱供給量（ $10^3$ Gcal）：1,553 / 1,102

## 2.1.2 組織体制

発電所人員は合計1,234名程度であり、その組織及び人員配置をTable 2-1-1に示す。

## 2.2 立地条件

### 2.2.1 位置

首都ソフィアから東方約250kmにある「ブ」国第6の都市スタラ・ザゴラ（人口約30万人）からさらに南東約40kmの内陸部マリツァ地域で、同国内唯一のリグナイト炭田（露天掘）の近傍に位置（ガボラ地区）している。

なお、同炭田の周囲には第2火力発電所（1,235MW）及び第3火力発電所（840MW）もあり、同国の火力発電設備容量（自家発含む）の約36%が集中している。

### 2.2.2 アクセス

首都ソフィアからマリツァ・イスト第1火力発電所までのアクセスは、車両によってスタラ・ザゴラまでの高速道路を経て、南東に延びた主要道路から一般道路及び主要道路に至るものであり、発電所前の主要道路はトルコ国とルーマニア国を結ぶ産業用の重要幹線道路となっている。

また、発電所構内には鉄道引き込み線が敷かれており、今回の再建計画に当たってはこの鉄道網を有効に活用できる。

### 2.2.3 気 象

(1) 「ブ」国の気候は比較的温暖で、四季の区別がはっきりしており、当発電所周辺地域は温暖多湿の地中海性気候で台風が無い。

(2) 当発電所南西 1kmのロソフクラネツ湖畔に設置されている気象観測所で、1983年から1992年までの10年間に観測された気温、降雨日数、相対湿度等の年平均値は、次のとおりである。

- ・ 気 温 : 12.5 °C [月平均→Max 23.8°C(7月), Min 1.8°C(1,12月)]
- ・ 大気圧 : 1003.5 hPa [月平均→Max 1007.9hPa(12月), Min 998.9hPa(6月)]
- ・ 降雨日数 : 42 日 [月平均→ Max 8日(1,11,12月)]
- ・ 降雪日数 : 14 日 [月平均→ Max 4日(1,2月)]
- ・ 相対湿度 : 73 % [月平均→ Max 84 %(12月), Min 63 %(6月)]
- ・ 風向風速 : 北東, 2.5 m/s

### 2.2.4 地形及び地質

(1) 当発電所は海拔約100mのトラキア平原に有り、その周囲はなだらかな丘陵地で農耕地(麦, ジャガイモ, 果樹, 他)として利用され、樹木は少ない。

(2) 当発電所の北側にはサズリーカ川が流れ、リツァ・イ・ス第3火力発電所方面からソコリツァ川がサズリーカ川に流れ込んでいる。

さらに南側には、ソコリツァ川を人工的に塞ぎ止めて発電用の冷却水を確保するためのロソフクラネツ湖が有る。

(3) 地下水は農耕地の灌漑用で使用し、飲料水はサズリーカ川から取水している。

(4) 当発電所は自然保護区域等の特別地域指定にはなっていないが、発電所構内には紀元前2~3世紀のトラキア人の遺跡が1箇所存在し、発掘調査は既に終了して保護柵等で大切に保護されている。

(5) 当発電所地点の地質は、ソコリツァ川の沖積世堆積物によるものであり、表層4mは砂, 粘土, 石炭等の堆積物で、それ以下6L-6m~-11mまでは砂質粘土, 砂で構成され、その下には層厚30~40mに渡ってN値21~33程度の硬い粘土層が有り、この層が基礎の支持層となっている。

既設発電所本館等の重量構造物の基礎形式は、この地盤を支持層とした直接基礎形式である。

また、発電所本館地点の平均地下水は 6L-6m (標高101.2m) である。

Table 2-1-1 Organization and Personnels of MB-1 TPP

Division	Description of Division	Personnels	Remarks
発電所長	発電所全体の統括	1	
1. 石炭受入供給	石炭受入, 貯蔵, 輸送及び粉砕	145	
2. 石炭乾燥処理	石炭の乾燥処理	105	
3. ボイラ設備運転保守	ボイラ設備の運転, 管理, 補修及び灰処理, 重油設備の運転, 管理, 補修	230	
4. ボイラ関連設備保修	石炭乾燥炉, ボイラ及び補助設備の分解点検補修及び日常軽補修	97	
5. 溶接保守	同上設備の溶接補修	39	
6. タービン設備運転保守	タービン設備の運転, 管理, 補修	116	
7. 電気設備運転保守	電気設備の運転, 管理, 補修	97	
8. 計装設備運転保守	計装設備の運転, 管理, 補修	47	
9. 用水設備運転保守	用水設備の運転, 管理, 補修	42	
10. 回転機器保修	ポンプ, バルブ, モータ等の補修及び予備品製造	57	
11. 熱供給・排水設備運転保守	熱供給設備の運転, 管理, 補修及び関連建屋の建設 排水設備 (下水道含む) の管理, 補修	31	
12. 運輸調達	構内の機器等運搬, 消費物資, 予備品及び材料の調達	30	
13. 経理, 人事, 厚生	経理, 人事及びその他一般事務に関する運営管理 厚生施設等運営管理	197	

(Total) 1,234

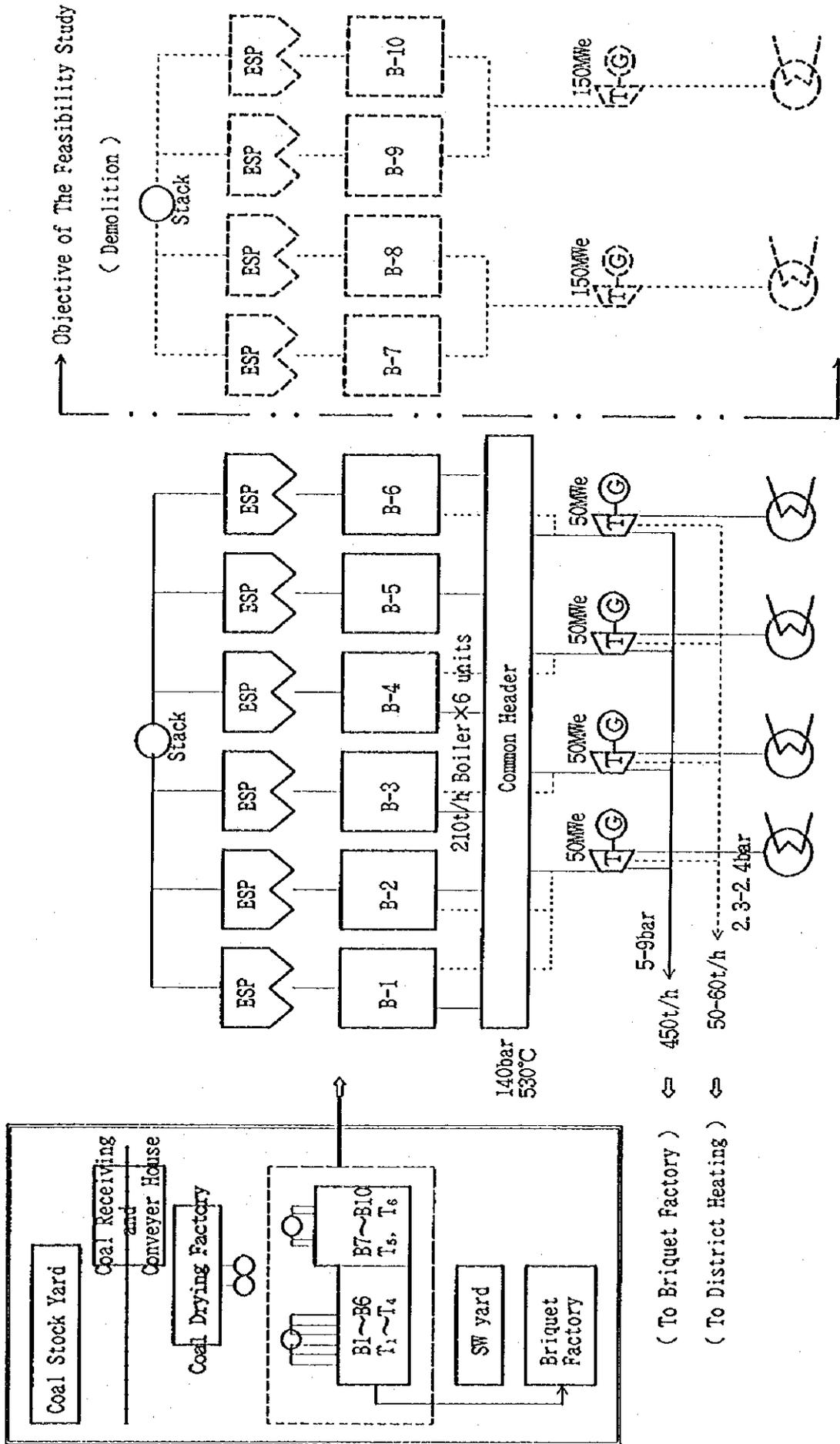


Figure 2-1-1 Layout of Unit for Maritsa East No. 1 Thermal Power Plant

## 第 3 章 電力開発計画

## 第3章 電力開発計画

### 3.1 電力設備

#### 3.1.1 発電設備

ブルガリアにおける電力設備の概要図を Figure 3-1-1-1 に示す。

1985年～95年の発電設備容量の推移を、Table 3-1-1-1 に示す。

1995年の総発電設備は12,751MWで、このうち11,112MWはNEKが所有しており、残る1,639MWが自家発電設備である。

電源別で見ると、火力：6,589MW（51.7%）、原子力：3,760MW（29.5%）、水力：2,402MW（18.8%）となっている。

主要火力発電所の一覧を Table 3-1-1-2 に示す。

火力発電設備のうち1993年におけるNEK所有火力発電設備の燃料構成はリグナイト：64.09%、輸入石炭：20.69%、瀝青炭：14.21%、天然ガス：1.01%となっている。

水力発電所は87箇所あり、その内58箇所は流れ込み式であり（合計出力176MW）、残りの29箇所は調整池式である。（合計出力2,226MW）

1994年にはチャイラ揚水発電所Ⅰ期の216MW×2 uが完成し、現在、Ⅱ期分の216MW×2 uが建設中である。

ブルガリア唯一の原子力発電所であるコズロデュイ原子力発電所はロシア製原子炉（VVER）6基3,760MW（440MW×4基、1,000MW×2基）を有している。

老朽化した1号機から4号機の改修作業が1991年から開始され、92年には2号機、93年には1号機そして94年には3、4号機の改修作業が終了している。又、91年にブルガリア政府は老朽化した1、2号機440MW×2基の廃止を決定しているが、その時期は未定である。

#### 3.1.2 送変電設備

ブルガリア国内の基幹送電系統は、400kV及び220kVで構成されている。

750kV送電線についてはルーマニアを経由してウクライナまで至る連系用にのみ使用されている。送電線の概要を Table 3-1-2-1 に示す。

1995年現在、変電所の数は750kV系統で1箇所、400kV系統で10箇所、220kV系統で16箇所、110kV系統で269箇所、設備容量は31,527MVAである。

## 3.2 電力需給

### 3.2.1 電力需要の分析

#### (1) 電力需要の推移

消費電力量は、89年以降減少しており、91年には前年比マイナス14.4%という大幅な落込みとなったが、その後は小幅な減少に止まっており、94年には前年比わずかながら0.3%の増加に転じた。さらに、95年は厳寒の影響もあり、消費電力量は320億1,500万kWhと大幅な増加となった。

一人当たりの年間消費電力量は、93年現在、3,429kWh/Capitaとなっている。

最大電力は89年の8,332MWを最高に、以降減少していたが、95年には7,520MWと再び増加した。

94年と95年の月別消費電力量を Figure 3-2-1-1 に示す。最大電力量は12月と1月に、最小電力量は7月と8月に現れている。

#### (2) 発電電力量の推移

発電電力量は89年以降減少を続けていたが、93年からは増加に転じている。

1995年の発電電力量は420億300万kWhと前年比10.2%の大幅な増加となった。

#### (3) 電力融通の実績

輸入電力量から輸出電力量を差し引いた純輸入電力量でみると、かつてブルガリアは電力の輸入国であった。しかし、最近では両者の割合はほぼ均衡している。

#### (4) 負荷の特徴

産業部門別では、産業用、建設用そして農業用の減少傾向が著しいのが特徴である。

また、93年の構成比率では産業用45.4%、建設用1.6%、農業用2.7%、運輸通信用4.8%、公共用11.0%そして家庭用34.5%となっている。

年負荷率は50%前後で推移している。また、損失率もほぼ一定しており、85年から95年の11年間の平均は発電所内消費電力量が4,474GWh、送電損失電力量が4,680GWhであり、一方、95年の所内消費電力量は4,353GWh、送電損失電力量は5,415GWh、所内消費電力量の発電電力量に対する比率は10.4%、送電損失電力量は送電端電力量に対

して14.4%であり、両者を合わせた総合損失電力量は発電電力量に対して23.3%である。

94年の最大および最小負荷日の負荷曲線を Figure 3-2-1-2 に示す。

### 3.2.2 電力需要想定

#### (1) 予測手法

電力需要予測は全国需要を一括したマクロ予測の手法を用いる。これは過去の需要電力量の実績傾向の中に一定の法則または傾向線を見出し、長期に亘る国全体の電力需要を推定する方法である。予測手法として、以下の5種類の方法が一般的な手法として知られている。

- (a) 過去の需要の対数的変化の中に傾向線を求め、これを外挿する手法。
- (b) GDPと電力需要との間に直線的な関係が認められた場合に用いられる一次回帰予測手法。
- (c) GDPと電力需要との間に曲線的な関係が認められた場合に用いられる二次回帰予測手法。
- (d) 説明変数（独立変数）として、GDPのほかに売電単価や人口（または需要家数）を用いて行う重回帰予測手法。
- (e) 国際的統計の中に見出されるGDP/CapitaとkWh/Capitaの相関関係が確認される。

ここで、(a)は実績傾向線をそのまま外挿するという簡単なもので、ごく近い将来に対する予測しか適用できない。

一方、消費電力量の過去の実績は1985年から89年までは増加傾向、90年から93年は減少傾向、そして94年に再び増加傾向をみせている。すなわち、傾向線としては3種類のパターンがある。このため、(b)~(d)の手法をあてはめるのはかなり困難なものとなる。

以上のことから、(e)の手法により需要想定を行うこととし、ここでは1985年～93年までのブルガリアのGDP/CapitaとkWh/Capitaの関係を採用する。

## (2) 想定条件

### (a) 説明変数

消費電力量実績とその説明変数であるGDPと人口の推移（1985年～93年）をTable 3-2-2-1に示す。また、GDP/CapitaとkWh/Capitaの関係をFigure 3-2-2-1に示す。

尚、需要想定期間は1996年から2010年までの14年間とした。

### (b) 経済シナリオ

ここで、経済動向のシナリオを策定する。ブルガリアのGDP成長率は1989年までは順調に伸びていたが、90年以降GDP値は急激に減少傾向をみせていた。しかしながら、この減少傾向も91年に底をうっており、最近の調査では、95年には前年度比2.5%の増加となっている。

そこで、ここでは94年のGDP値を対前年と同額、95年以降は増加していくとして、その増加値として、3%（ロー・ケース）、4%（ミドル・ケース）そして5%（ハイ・ケース）を設定した。

また、人口については、1993年現在847万2,000人であるのに対して2000年には889万7,000人、2010年には890万2,000人に増加していくとみられている。

### (c) 需要想定の結果

上記の条件より、1993年を基準として、2010年のGDPと人口の関係は以下の通りとなる。

- ・ ロー・ケース（GDP成長率3%）

$$\text{GDP} : 10,812 * (1+0.03)^{16} = 18,000 (\text{Million US\$})$$

$$\text{人口} : 8.902 (\text{百万人})$$

$$\text{GDP/Capita} : 18,000 / 8.902 = 2,100 (\text{US\$ / Capita})$$

Figure 3-2-2-1より、kWh/Capitaは4,100(kWh/Capita)となり、

$$\text{2010年 時点の消費電力量は} 4,100 * 8.902 = \underline{37,000 (\text{GWh})}$$

- ・ ミドル・ケース（GDP成長率4%）  
 GDP：10,812 \* (1+0.04)<sup>16</sup> = 21,000 (Million US\$)  
 人口：8.902 (百万人)  
 GDP/Capita：21,000 / 8.902 = 2,400 (US\$/Capita)  
 Figure 3-2-2-1より、kWh/Capitaは4,200 (kWh/Capita) となり、  
 2010年時点の消費電力量は4,200 \* 8.902 = 38,000 (GWh)
- ・ ハイ・ケース（GDP成長率5%）  
 GDP：10,812 \* (1+0.05)<sup>16</sup> = 24,000 (Million US\$)  
 人口：8.902 (百万人)  
 GDP/Capita：24,000 / 8.902 = 2,700 (US\$/Capita)  
 Figure 3-2-2-1より、kWh/Capitaは4,300 (kWh/Capita) となり、  
 2010年時点の消費電力量は4,300 \* 8.902 = 39,000 (GWh)

### 3.2.3 NEKによる電力需要想定

NEKは供給電力量について高中低の3シナリオに基づき2010年までを想定している。中シナリオで見た場合、89年の実績を回復できるのは2005年とされている。

NEKの需要想定は供給電力量について行っているため、発電所内電力量と送配電損失電力量を差し引いた消費電力量に換算することとし、1985年～95年の11年間の平均値よりそれぞれ4,474GWh、4,680GWhを採用する。尚、輸出入電力量についてはここ数年均衡しているため無視した。

Figure 3-2-3-1にNEKとJICA調査団の需要想定と比較を示す。これから、JICAのケースはNEKのロー・ケースとミドル・ケースのほぼ中間に位置している。NEKミドル・ケースとハイ・ケースは1995年から2000年にかけての需要の伸びがそれぞれ20%と30%と非常に高い伸び率を採用している。1995年を基準として2010年での需要の伸びは、JICAケースの場合、ロー・ケースが16%、ミドル・ケースが19%そしてハイ・ケースが22%となっている。一方、NEKケースの場合、ロー・ケースが9%、ミドル・ケースが34%そしてハイ・ケースが46%となっている。

NEKのロー・ケースは1995年～2000年の需要は減少傾向をみせており、ここ2～3年の傾向とは相反している。又、NEKのハイ・ケースは1995年～2000年の需要の伸びが極端に大きく、現実的とは考えられない。

これから、JICA調査団の需要想定に傾向が似ているNEKのミドル・ケースが採用可能と思われる。

### 3.2.4 電源開発計画と需給バランス

NEKが1994年に作成した電源開発計画（1995年～2005年）を需要想定と併せてTable 3-2-4-1に示す。尚、この需要想定はミドル・ケースである。

1995年以降の電源開発規模は951MW（9%増）であり、その内訳は火力が1,275MWの増、水力が476MWの増そして原子力が800MWの減となっている。

この結果、2005年の設備出力の合計は11,540MWとなり、その内訳は火力が6,130MW（53.1%）、水力が2,710MW（23.5%）、そして原子力が2,700MW（23.4%）となる。

ここで、最大需要電力に対する供給予備力をみた場合、原子力の設備容量が減少となる2000年から2001年が最も低くなるとみられている。

今後、ブルガリア国の電力需要は最低のシナリオをたどったとしても堅実に伸びていくことが予想されること、需要構造をみた場合、現在は産業用電力需要の落ち込みが激しいが、経済成長が進み、産業用電力需要が伸びてくれば、電力需要の上昇率は飛躍的に伸びていく可能性があること、また、2000年から予定されているコスロデュイ原子力発電所1、2号機の廃止により電力需給が逼迫する可能性があることから、新規電源開発の必要性は高い。

さらには、エネルギー資源を考えた場合、唯一のエネルギー資源であるリグナイトの有効利用は必須なものである。

一方、既設発電設備の再建を含めた改修、改良による設備容量の増量化はブルガリア国の電源計画を考える上で重要な意味を持っている。

こうしたことから、マリッツァ・イースト第1火力発電所の再建計画必要性は極めて重要であるといえる。

## 3.3 電力系統解析

### 3.3.1 検討条件

ブルガリア国電力系統の電力系統解析（電力潮流計算、短絡容量、過渡安定度）を下記条件により実施した。

- (1) 検討年度：再建プラントの運転開始予定の2001年
- (2) 系統構成及び系統インピーダンスはNEK作成資料を使用した。
- (3) 2001年における総需要は8,470MWとした。
- (4) 過渡安定度計算のための事故点はマリッツァ・イースト第1変電所の母線事故とした。尚事故種別は3相地絡事故(3LG-0)事故とした。
- (5) 電力系統の運転条件は、系統維持電圧95~105%、負荷力率95%(遅れ)とした。

### 3.3.2 検討結果

#### (1) 電力潮流計算

電力潮流計算結果では、各変電所の母線電圧、送電線の潮流とも問題はない。

#### (2) 短絡容量

3相短絡電流1.4kA(短絡容量535MVA)となった。

#### (3) 過渡安定度

過渡安定度計算結果では安定であった。

Table 3-1-1-1: Development of Installed Capacity in Bulgaria (Unit:MW)

Years	NEK				Total	Increase (%)
	Thermal	Nuclear	Hydroelectric	Sub Total		
1985	4,820	1,760	1,975	8,555	1,681	10,236
1986	4,820	1,760	1,975	8,555	1,681	10,236
1987	4,820	2,760	1,975	9,555	1,681	11,236
1988	4,820	2,760	1,975	9,555	1,725	11,280
1989	5,030	2,760	1,975	9,765	1,725	11,490
1990	4,735	2,760	1,975	9,468	1,664	11,132
1991	4,735	2,760	1,970	9,465	1,639	11,104
1992	4,735	2,760	1,970	9,465	1,639	11,104
1993	4,735	3,760	1,970	10,465	1,639	12,104
1994	4,735	3,760	2,402	10,897	1,639	12,536
1995	4,950	3,760	2,402	11,112	1,639	12,751

Table 3-1-1-2: Outline of Thermal Power Plants in Bulgaria

Power Plants	Commissioning Date	Installed Capacity (MW)	Energy Generation in 1994 (GWh)	Fuel Type
Varna	1968,69,70,77,79	1,260	2,308	Imported Coal, Natural Gas
Maritsa East 2	1966,69,85,90,95	1,450	6,091	Lignite
Maritsa East 3	1978,79,80,81	840	4,437	Lignite
Bobob Dol	1973,74,75	630	2,075	Brown
Russe	1964,66,67,84,85	400	638	Imported Coal
Maritsa East 1	1959,60,61,62	200	980	Lignite
Maritsa 3	1951,52,54	170	232	Lignite

Table 3-1-2-1: Outline of Transmission System in Bulgaria (Unit:km)

Years	750kV		400kV		220kV		110kV		
	Overhead	Cable	Overhead	Cable	Overhead	Cable	Overhead	Cable	
1985			1,509		2,197		7,382		34
1986			1,671		2,242		7,519		39
1987			1,680		2,288		7,576		39
1988	85		1,718		2,282		7,795		44
1989	85		1,844		2,283		7,809		44
1990	85		1,844		2,283		7,922		44
1991	85		1,844		2,285		7,929		44
1992	85		1,844		2,308		7,937		44
1993	85		1,862		2,296		8,026		44
1994	85		1,862		2,296		8,026		44
1995	85		1,862		2,296		8,165		44

Table 3-2-2-1: Data for Regression Equation

Year	GDP		Energy Consumption		Population		GDP/Capita		kWh/Capita
	Million US\$	Increase %	GWh		Million	Increase %	US\$/Capita		
1985	32,277		37,376		8,961		3,602		4,171
1986	31,569	-2.2	37,027		8,958	0.0	3,524		4,133
1987	28,786	-8.8	38,643		8,971	0.1	3,209		4,308
1988	26,197	-9.0	39,485		8,980	0.1	2,917		4,397
1989	24,294	-7.3	39,336		8,885	-1.1	2,734		4,427
1990	15,982	-34.2	36,854		8,669	-2.4	1,844		4,251
1991	7,068	-55.8	31,561		8,596	-0.8	822		3,672
1992	8,608	21.8	29,259		8,485	-1.3	1,014		3,448
1993	10,812	25.6	29,048		8,460	-0.3	1,278		3,434



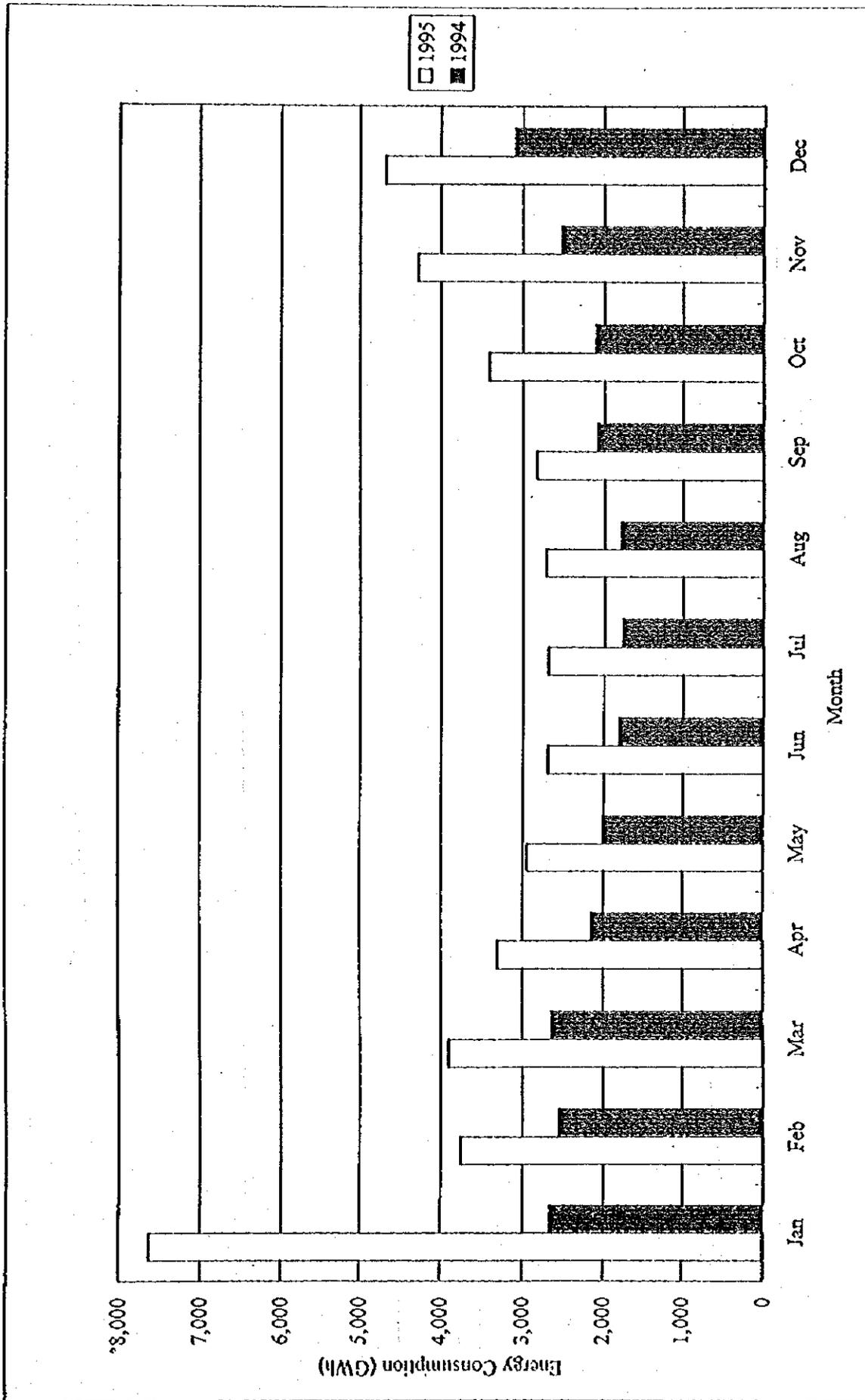


Figure 3-2-1-1: Monthly Trend of Energy Consumption in Bulgaria

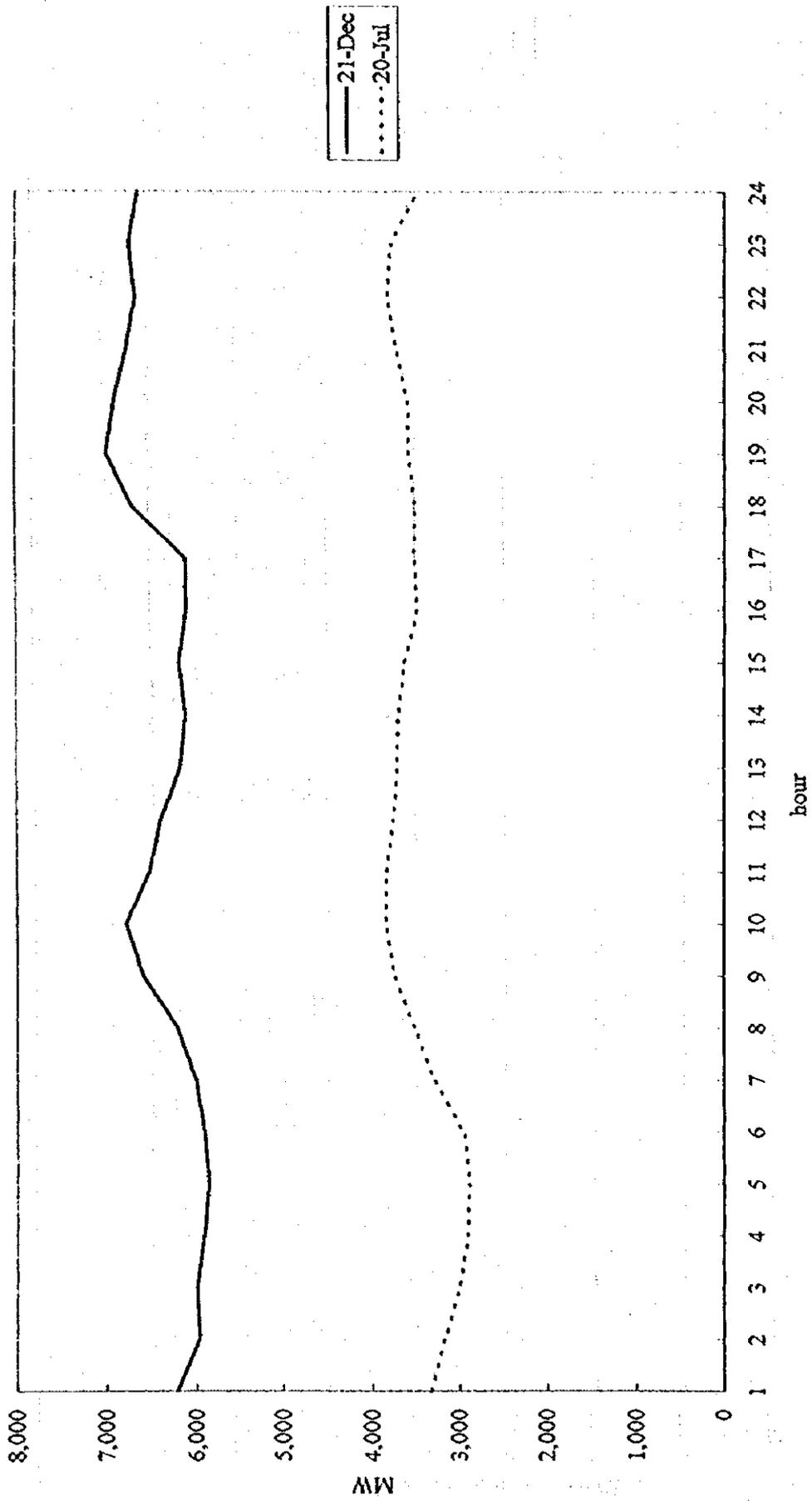


Figure 3-2-1-2: Peak and Minimum Consumption Days in 1994

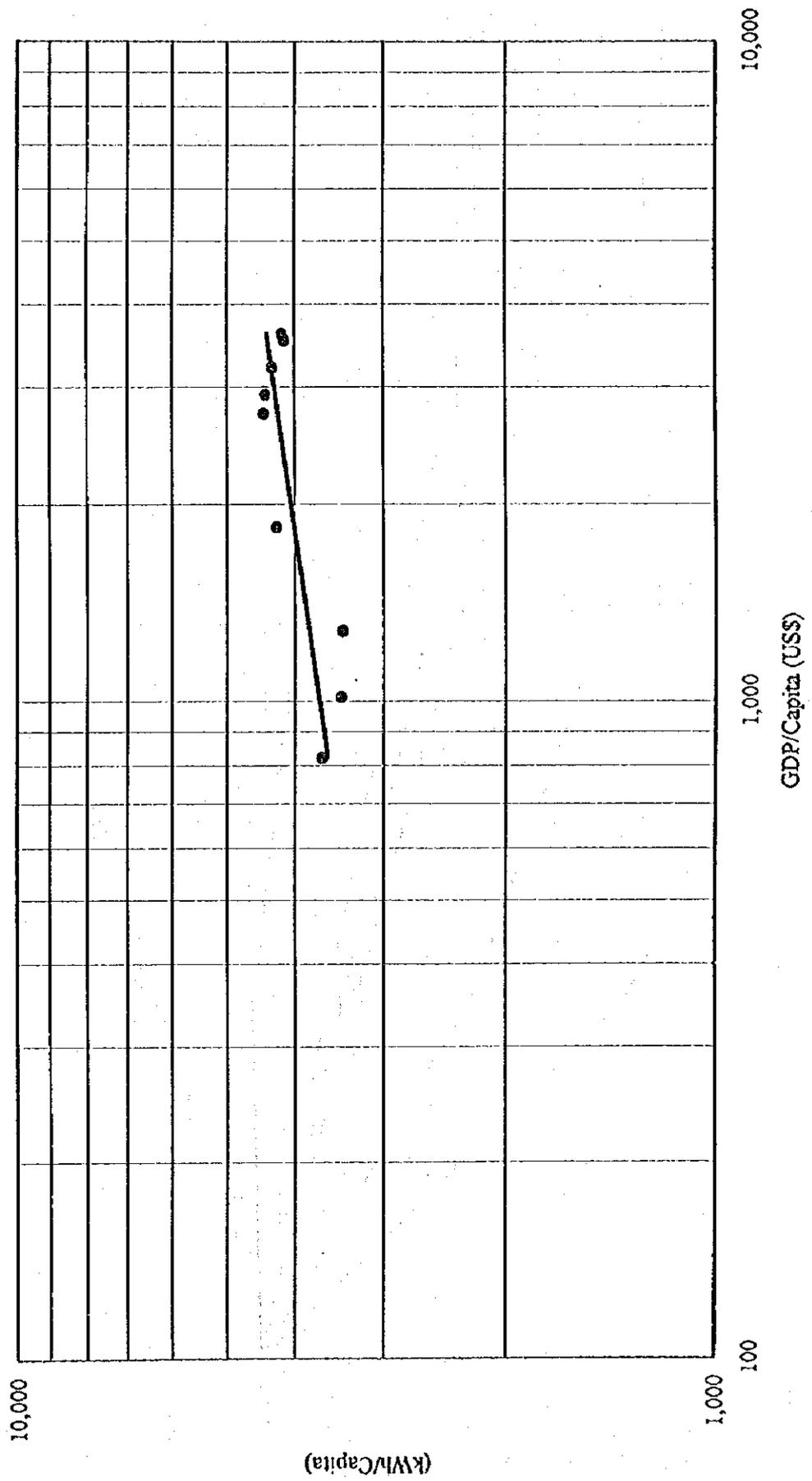


Figure 3-2-2-1: Relationship between per capita GDP and Energy Consumption

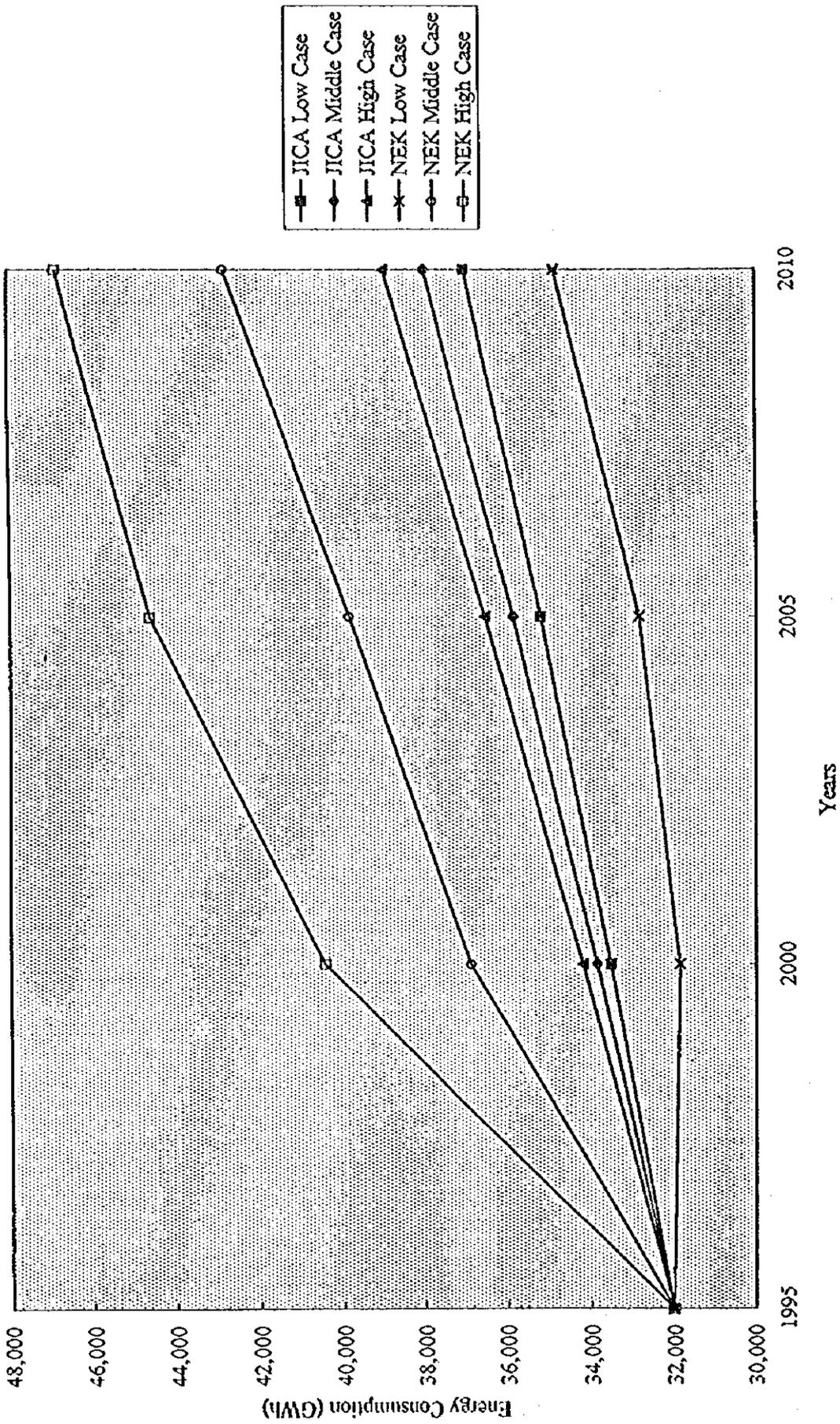
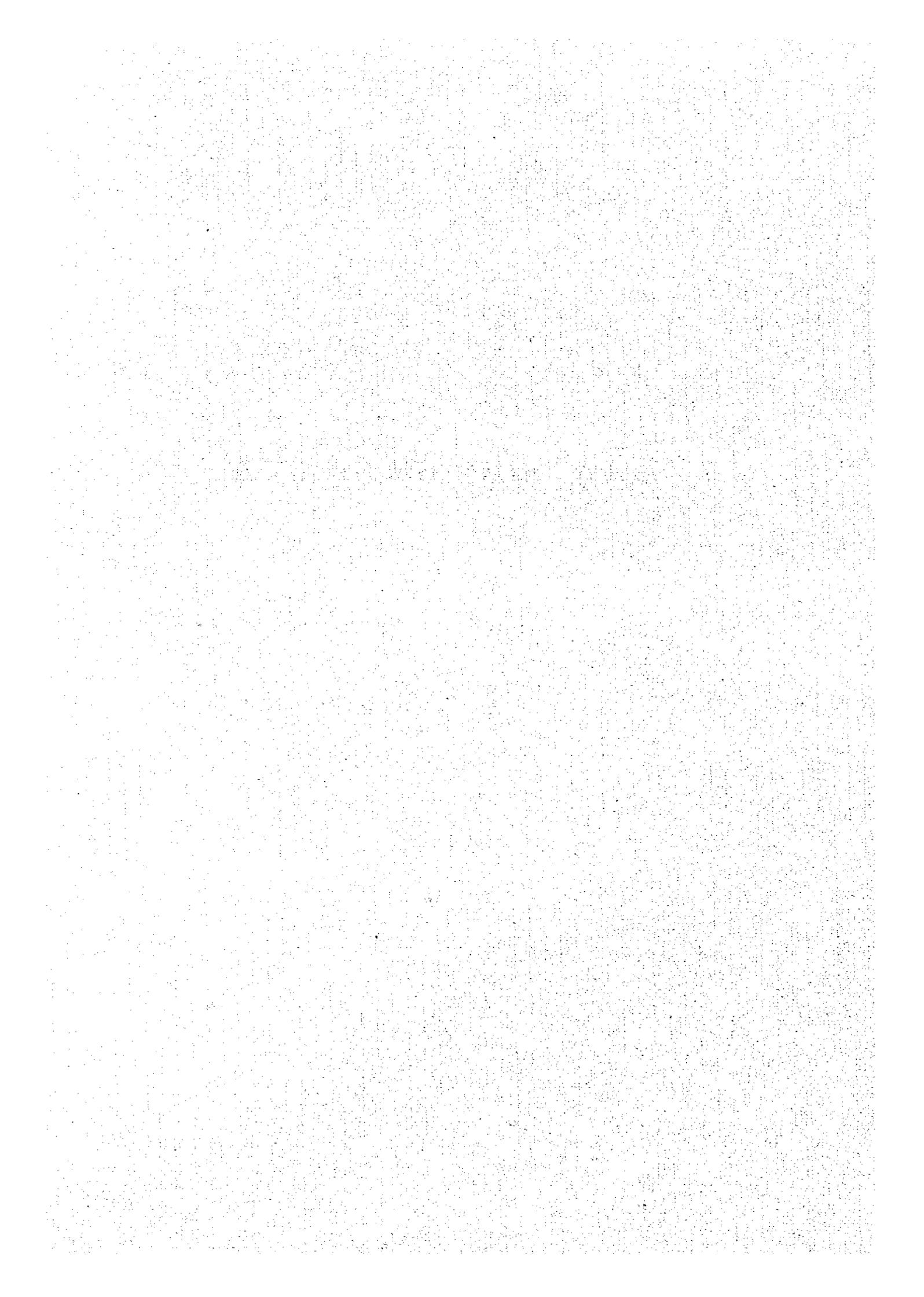


Figure 3-2-3-1: Energy Demand Forecast

## 第 4 章 石炭・石灰石供給計画



## 第4章 石炭・石灰石供給調査

### 4.1 石炭

#### 4.1.1 「ブ」国内の現状と計画

##### (1) 炭鉱所在地

「ブ」国を大別して東側と西側に12ヶ所の炭鉱が点在している。  
その所在地を Figure 4-1-1 に示す。

##### (2) 埋蔵量, 炭種, 採炭方法

リグナイトが多く、リグナイト炭鉱が85%以上の埋蔵量を有している。  
その各炭鉱別埋蔵量, 炭種, 採炭方法を Table 4-1-1 に示す。

##### (3) 各炭鉱の出炭実績

1992.1.1～1994.10.31までの各炭鉱別出炭実績を Table 4-1-2 に示す。

##### (4) 各炭鉱の出炭計画

1995～2020年までの各炭鉱別出炭計画を Table 4-1-3 に示す。

#### 4.1.2 リグナイト炭鉱

##### (1) 炭鉱所在地

「ブ」国内最大のリグナイト露天掘り炭田で、3鉱区(Troyanovo-North, Troyanovo-1, Troyanovo-3)に分けて操業しており、その周囲3ヶ所にリグナイト第1～3火力発電所が有る。

その炭鉱と発電所の概略位置を Figure 4-1-2 に示す。

##### (2) 現況と特徴

(a) 管理会社：トロヤノヴォ炭鉱会社（ラドネヴォ町）が統括し、第1～3支社、レモンテック（機械修理）、資本投資会社で構成されている。

##### (b) 生産量

① 1993年実績は概ね  $23 \times 10^6$  トン/Year であり、その内リグナイト第1～3発電所用は  $19 \times 10^6$  トン/Year, ブリケット用は  $4 \times 10^6$  トン/Year であった。

② 最近では財政難から定期点検修理計画が立てにくく、交換部品等も不足し機械不調となっているが、各鉱区とも2025年までは問題無しと評価している。

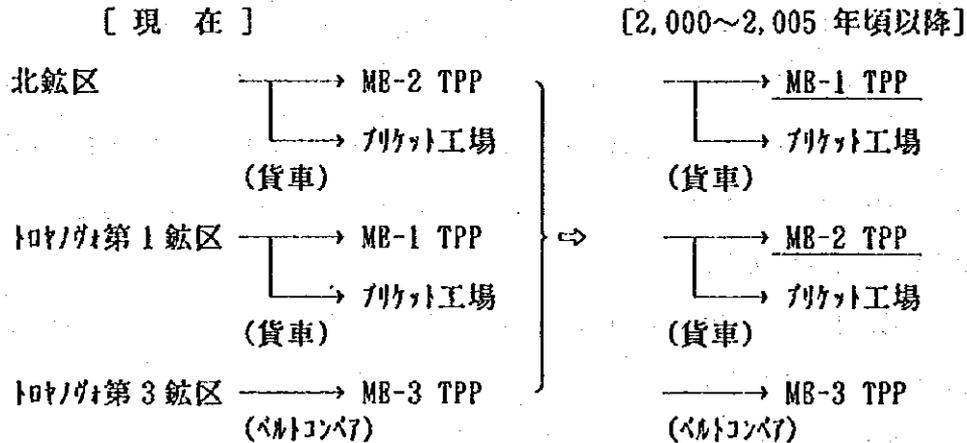
(c) 石炭性状（硫黄分、灰分= as Air-Dried Base, 水分= as Received Base）

・「ブ」国基準=低位発熱量(LHV) 1,300 kcal/kg 以上, 灰分 36%以下

- ・発電所用 = LHV 1,300~1,350 kcal/kg, 灰分 34 ~ 35%, 水分 52~ 60%
- ・フリクト用 = LHV 1,300~1,750 Kcal/kg, 灰分 22%以下
- ・硫黄(S)分 = 5~6 % (as Dried Base)
- ・C= 15% , H<sub>2</sub>=1.6% , O<sub>2</sub>=5.5% , N<sub>2</sub>=0.34% (as Received Base)

(d) 各鉱区の供給先と輸送方法

24時間の運転体制は可能であり、現況と将来予定は次のとおりである。



(e) 炭層の特徴

① 三層に別れ、その各層の間には粘土が有り、概略下図構造となっている。

(層厚)	——( 地 表 )——			
50~60 m	表 土			
0.7~0.9m	石炭第1層: 不使用	・灰分 30 %		
0 ~ 4 m	粘 土 (通称:Blue Clay)	・灰分 60 ~70 %		
20 m	石 炭 第2層	} ・灰分 20 ~30 % ※層中に粘土質分(0.5~2m)が含まれる。(通称:Black Clay)		
	<table border="0" style="display: inline-table; vertical-align: middle;"> <tr><td>→ 発電用</td></tr> <tr><td>→ フリクト用</td></tr> <tr><td>→ 発電用</td></tr> </table>		→ 発電用	→ フリクト用
→ 発電用				
→ フリクト用				
→ 発電用				
3 m	粘 土 (通称:Blue Clay)	・灰分 60 ~70 %		
3 m	石炭第3層: 発電用	・灰分 30 ~35 %		
1 ~ 2 m	粘 土 (通称:Blue Clay)	・灰分 60 ~70 %		

② 現在、S分は 2.0~2.6 % (as Dried Base) であるが、石炭第2層と第3層の差はなく、掘削方向によって変化する。

・北⇒南: S= 2.5 → 1.7 %    ・東⇒西: S= 4.55 → 6.0 %

また、灰分 (32~33% as Air-Dried Base)についても掘削方向、深さによっ

て変化する。

・東⇒西：1～2%上昇 ・中層（第2層）⇒下層（第3層）：2～3%上昇

(f) 運用管理

- ① 「ブ」国基準を遵守するよう運用管理している。特に灰分 $34 \pm 2\%$ になると現状発電設備では運炭及び燃焼に支障を来すことが稀に有るため灰分 $33 \sim 34\%$ を厳守するようにしている。
- ② 石炭第2層の採掘は、石炭の崩れ等防止のため石炭層上下の粘土層50cmまでをリクレーマで掘り採っており、さらにその石炭層には粘土質分が含まれるので、発電所への輸送石炭には必ず粘土分が含まれることとなる。
- ③ 表土は専用貨車及びベルトコンベアによって炭鉱周辺の専用場所に廃棄処分されており、その輸送設備及び廃棄設備等全て炭鉱会社所有で運用管理されている。その廃棄処分場位置を Figure 4-1-3 に示す。

(g) 発電所との契約条件

1995年 3月までは灰分と水分がベースであったが、1995年 4月以降は発熱量が追加された単価契約となっている。

(h) 輸送問題

- ① 大気温度が $-5^{\circ}\text{C}$ 以下になると貨車内面に付着凍結することは有るが、石炭受入れ時に解凍処理されている。  
また、過去(35年間) 線路の材切替が凍結等による不能で3～4日間位輸送停止したことが有る。
- ② 線路敷設の場合、発電所との責任分界点は“発電所境界線”となり、発電所までは炭鉱会社が施行する。

(i) トイワ北鉱区の概況

- ① 2000年迄に $12 \sim 13 \times 10^6$  トン/Year の生産計画が有る。
- ② シンリングは、ブ国及び DIN規格により必要の都度(3kg/1回) 実施している。
- ③ S 分は水分と灰分による相関表により求めている。

$$S(\%) = 6.03[1 - 0.253(A\%/100)](100 - W\%)/100$$

- ④ 炭鉱掘削機械、ベルトコンベア の能力等はおりのとおりである。
  - ・掘削機能力：1,000 t/h , 3,000 t/h (ドイツ製, 3年前購入)
  - ・ベルトコンベア：2,250m/m巾(オランダ製) 1,600～1,800m/m巾(ブラストン&バンド製)

- ⑤ 従業員は鉄道、掘削等関係機関を含み12,400人いる。

#### 4.1.3 採炭及び輸送計画

##### (1) 採炭計画

###### (a) 検討条件

- ① 採炭鉱区 : トトノ北鉱区
- ② 埋蔵量 :  $512,855 \times 10^3$  ton(1994.1現在)
- ③ 掘削機能力 : 1,000 t/h , 3,000 t/h
- ④ 運転体制 : 24時間(2直×12時間) 体制可能
- ⑤ 再設方ノ消費石炭量 :  $840$  t/h (420 t/h×2 units)  
 $20,200$  t/d ( $\approx 840$ t/h×24 h)  
 $5,160 \times 10^3$  t/y (2units, 年間利用率 0.7)
- ⑥ 冬場, 日照時間, 労働安全問題から 1日平均10時間運転とする。

###### (b) 検討結果

上記 (a)①～④項の採炭能力は再設方ノ消費量を十分に許容出来るが、掘削時間を考慮し、次のような採炭計画を行うものとする。

・採炭量 : 1日 20,200 ト

$$\begin{cases} 1,000 \text{ t/h 掘削機} = 505 \text{ t/h} \\ 3,000 \text{ t/h } " = 1,515 \text{ t/h} \end{cases} \quad (\text{計}) 2,020 \text{ t/h}$$

(概算)  $20,200 \text{ t/d} = 10\text{hr} \times (Q_1 + 3Q_2) \therefore Q_1 = 505 \text{ t/h} \rightarrow \text{計 } 2,020 \text{ t/h}$

##### (2) 輸送計画

###### (a) 検討条件

- ① 輸送方法 : 鉄道石炭専用貨車
- ② 貨車能力 : 1編成 (10両: 55 t (Coal)/台)
- ③ 採炭量 : 20,200 t/d, 2,020 t/h

###### (b) 検討結果

- ① 貨車は1日当たり37編成必要である。 [  $37 \approx (20,200) / (55) \cdot (10)$  ]
- ② 1編成 (10両) 貨車への石炭積み込み時間を40分 (含む入出庫) とすると、運行時間は1日当たり25時間を要する。よって、2編成 (10+10両) を基本として、1日当たり13時間程度の運用をする。 [  $25 \approx (37) \cdot (40) / (60)$  ]

#### 4.1.4 再設方外使用石炭性状

再設方外用燃料として計画されている石炭性状を Table 4-1-4 に示す。

#### 4.1.5 計画実行に伴う考慮事項

- (1) 再設方外用燃料性状で硫黄分（S分）が重要な要素となるので、発電所との契約条件には現状の灰分、水分、発熱量に加えてS分の追加が不可欠となり、炭鉱会社との事前協議（契約条件等整備）が必要となる。
- (2) S分値は現状の水分／灰分の相関表から求めるのではなく、石炭分析時の実測値を用いる方が望ましい。
- (3) 発電所の貯炭場が現状第1灰捨場に計画されているので、石炭搬入線路の追設改造工事に当たり発電所と炭鉱会社との責任分界点を更に明確にし、その工事工程は再設方外建设工程と既設方外運転状況との協調が必要となる。
- (4) 石炭中の粘土質分は、発電所における運炭及び破碎工程で支障となる最大要因なので、炭鉱側の運用管理をより強化して貨車積み以前に極力粘土質分混入を排除することが望ましい。

Table 4-1-1 Coal Mines in Bulgaria

MINES	DATA	Balance of Deposits on 01.01.1994 thousand t.	Type of Coal	Mining method
1. Maritsa East Mines Of them : Troyanovo 1 Troyanovo North Troyanovo 3		2,312,214 684,677 512,855 512,855	Lignite Lignite Lignite Lignite	Opencast Opencast Opencast Opencast
2. Bell Breg Mine		26,257	Lignite	Opencast
3. Staniantsi Mine		18,027	Lignite	Opencast
4. Chukurovo Mine		10,659	Lignite	Opencast
5. Bistritsa Mine		31,588	Lignite	Underground
6. Maritsa Basin Mines		61,753	Lignite	Underground
7. Bobov Dol Mines		165,985	Brown	Underground and opencast
8. Pernik Mines		25,783	Brown	Underground and opencast
9. Cherno More Mine		20,709	Brown	Underground
10. Pirin Mine		20,189 4,180	Brown Lignite	Underground Underground and opencast
11. Balkan Basin Mines		7,253	Hard	Underground
12. Anthracite Mine		3,746	Anthracite	Underground

Table 4-1-2 Coal Produced during the Period 1.1.1992 - 31.10.1994  
and Utilization Break - down

Company	1992						1993				January - October 1994		
	Tonnage Estimate Total :	Steam Coal	Briquet-table Coal	Commodity Fund & Other Consumers	Tonnage Estimate Total :	Steam Coal	Briquet-Table Coal	Commodity Fund & Other Consumers	Tonnage Estimate Total :	Steam Coal	Briquet-table Coal	Commodity Fund & Other Consumers	
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
1. Maritsa East Mines Of them : Troyanovo 1 Troyanovo North Troyanovo 3	7,672 8,406 8,042	5,059 7,271 8,042	2,613 1,135		7,538 8,010 7,209	4,364 7,454 7,209	3,174 556		5,272 6,726 6,033	3,075 6,562 6,033	2,197 164		
2. Beli Breg Mine	563	534		29	505	480		25	410	386		24	
3. Staniantsi Mine	584	542		42	535	495		40	448	415		33	
4. Chukurovo Mine	430	367		63	452	389		63	325	282		43	
5. Bistritsa Mine	80	51		29	85	61		24	42	38		4	
6. Maritsa Basin Mines	863	863			926	926			755	755			
7. Bobov Dol Mines	1,426	1,275		151	1,483	1,334		149	1,118	1,012		106	
8. Pernik Mines	1,314	1,169		145	1,389	1,240		149	1,080	966		114	
9. Cherno More Mine	240	235		5	212	204		8	164	160		4	
10. Pirin Mine	402	303		99	364	269		95	247	199		48	
11. Balkan Basin Mines	201	201			222	222			126	126			
12. Anthracite Mine	45			45	41			41	25			25	

10<sup>3</sup> tonnes

Table 4-1-3 Coal Mining Forecast in Bulgaria

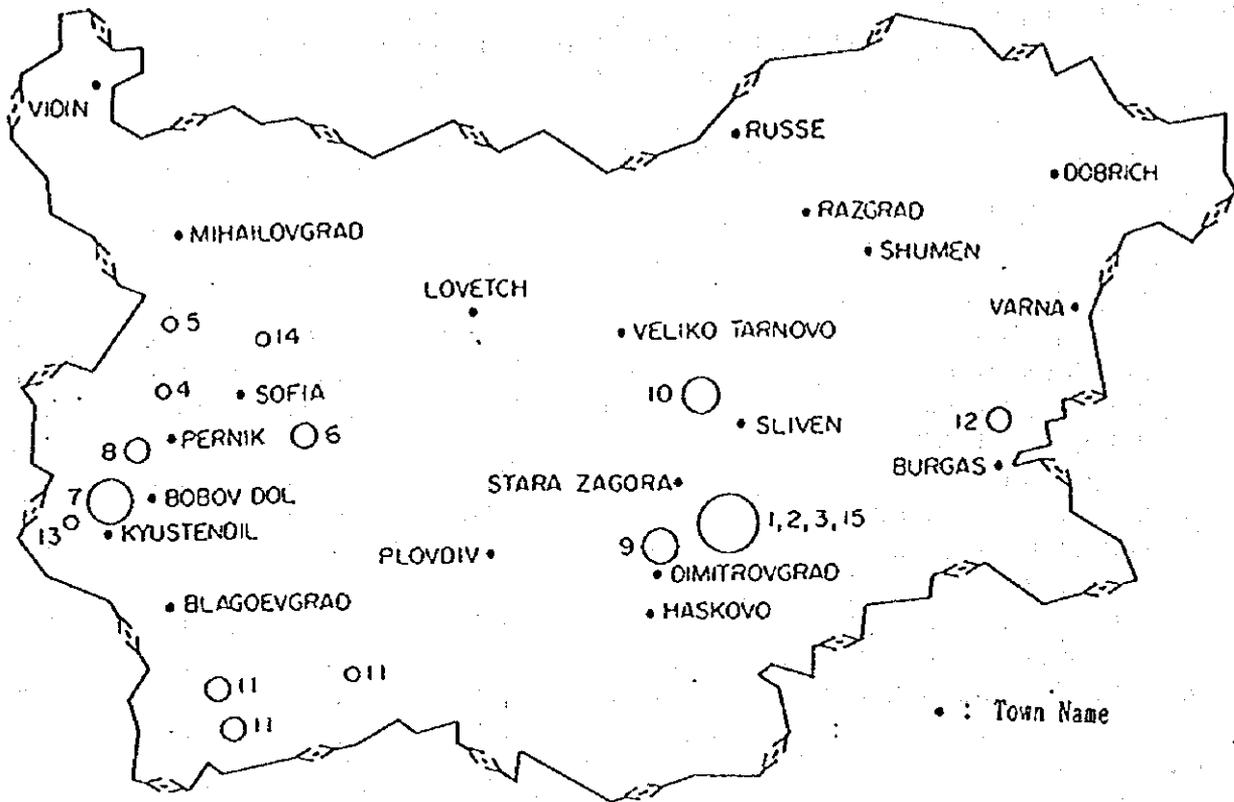
10<sup>6</sup> tonnes

Company	1995		1996		1997		1998		1999		2000		2001 - 2005		2006 - 2010		2011 - 2015		2016 - 2020	
	Estim.	Steam	Estim.	Steam	Estim.	Steam	Estim.	Steam	Estim.	Steam										
	Q-ty	Coal	Q-ty	Coal	Q-ty	Coal	Q-ty	Coal	Q-ty	Coal										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1. Maritsa East Mines - As per Coal Mining Development Concept - As per the Maximum Mining Capacities	22,254	18,334	25,890	23,090	26,430	23,630	27,380	24,580	27,880	25,080	28,380	25,580	32,000	29,000	32,000	29,000	32,000	29,000	32,000	29,000
2. Beli Breg Mine	522	450	530	450	570	450	665	565	665	565	665	565	665	565	665	565	665	565	665	565
3. Stambantsi Mine	540	500	540	500	540	500	710	610	710	610	710	610	900	800	900	800	900	800	900	800
4. Chukurovo Mine	440	350	440	360	450	360	450	360	450	360	450	360	450	360	450	360	450	360	450	360
5. Ristritsa Mine	2,000	1,370	1,830	1,540	1,830	1,590	1,910	1,660	1,910	1,660	1,910	1,660	1,845	1,660	1,810	1,660	1,865	1,660	1,890	1,660
6. Maritsa Basin Mines	1,950	1,110	1,190	1,010	1,252	1,100	1,216	1,075	1,200	1,060	1,200	1,075	1,085	1,000	940	920	970	920	915	865
7. Bobov Dol Mines	1,000	995	995	990	995	990	995	990	995	990	995	990	995	990	995	990	995	990	995	990
8. Pernik Mines	205	160	215	160	215	180	215	180	215	180	215	180	235	180	235	180	235	180	235	180
9. Cherno More Mine	330	255	365	225	385	245	395	255	415	275	415	275	445	305	365	225	365	225	365	225
10. Pirin Mine	220	210	237	200	237	170	355	170	475	290	475	290	495	300	495	300	495	300	495	300
11. Balkan Basin Mines	110	80	110	65	110	65	110	65	110	65	110	65	110	65	110	65	110	65	110	65
12. Anthracite Mine	24		28		28		28		28		28		28		28		28		28	

Table 4-1-4

SPECIFICATION  
of MARITSA EAST LIGNITE BASIN / TROYANOVO 2 / AFTER 1998  
for MARITSA EAST 1 TPP

No.	Indicator	Measure Unit	Coal Analysis			
			N1 Guaranteed	N2 with Amax	N with Wmax	N with Qmax
1.	Ash, air-dried base	%	35.50	45.00	33.00	30.0
2.	Moisture as received	%	55.0	49.0	57.0	55.0
3.	Ash as received	%	15.98	22.95	14.09	13.5
4.	Carbon as received	%	18.23	18.85	18.22	20.17
5.	Hydrogen as received	%	1.54	1.42	1.54	1.70
6.	Oxygen as received	%	5.46	5.05	5.47	6.02
7.	Nitrogen as received	%	0.32	0.30	0.32	0.35
8.	Combustible sulphur as received	%	2.7	3.2	2.9	2.4
9.	Volatiles from mineral substance as received	%	1.51	2.19	1.35	1.28
10.	Calorific value (LHV)	kcal/kg	1,410	1,315	1,400	1,590
		KJ/kg	5,910	5,510	5,860	6,660
11.	Volatiles combustible base	%		60	—	64
12.	Hygroscopic moisture	%		11		
13.	Milling efficiency as per —K —for guaranteed coal			0.83	—	1.22
					k =	1.1
14.	Ash analysis					
	SiO <sub>2</sub>	%		35	—	50
	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	%		16	—	32
	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	%		7	—	20
	MgO	%		1.5	—	3.5
	CaO	%		2.5	—	5.0
	SO <sub>2</sub>	%		2.5	—	15
15.	Ash Fusion Temperature					
	A. In oxidizing environment (by Leitz)					
	for Analysis 1,2,3					
	—deformation point	t°C	1,250	1,220	—	1,300
	—melting point	t°C	1,280	1,260	—	1,300
	—running point	t°C	1,300	1,280	—	1,300
	B. In semi-reduction environment (by Bunte-Baum)					
	for Analysis 4					
	—deformation point,	t°C		1,050	—	1,150
	—melting point,	t°C		1,150	—	1,300
	—running point,	t°C		1,200	—	1,400
16.	Density	gr/cub.cm		1.5	—	1.9
17.	Bulk weight	kg/cub.m		700	—	1,100



I. POSITION :

1. TROYANOVO 1
2. TROYANOVO NORTH
3. TROYANOVO 3
4. BELI BREG
5. STANIANTSI
6. CHUKUROVO
7. BOBOV DOL
8. PERNIK
9. MARITSA BASIN
10. BALKAN BASIN
11. PIRIN
12. CHERNO MORE
13. BISTRITSA
14. ANTHRACITE
15. BRIKETNA FABRICA

II. COAL

- LIGNITE : 1, 2, 3, 4, 5, 6, 9, 13  
 BROWN : 7, 8, 11, 12  
 BLACK : 10  
 ANTHRACITE : 14

III. MINES

- OPEN : 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 11  
 UNDERGROUND : 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14

Figure 4-1-1 Locations of Coal Mines in Bulgaria

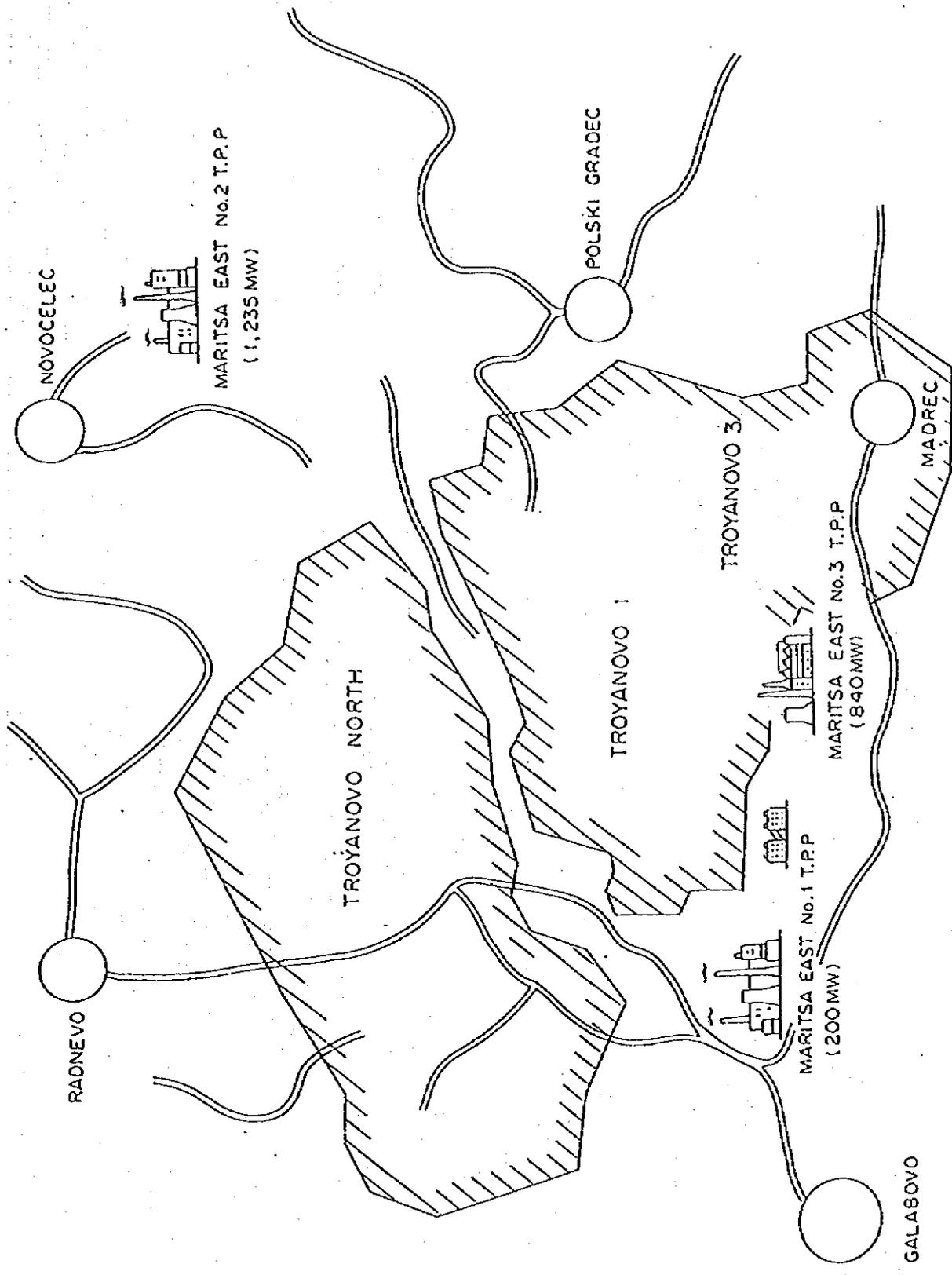
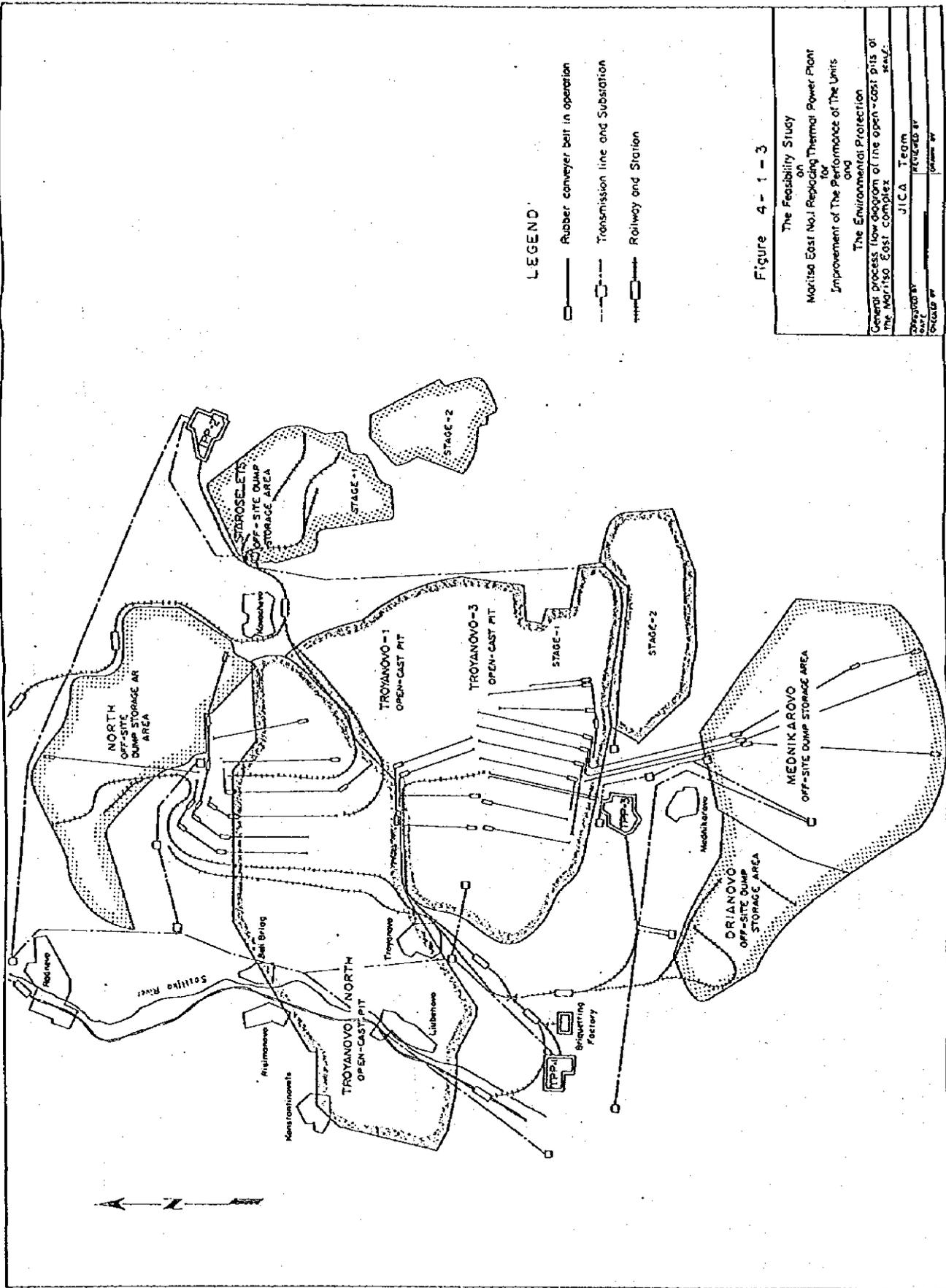


Figure 4-1-2 Locations of Coalfield and Power Stations in Maritsa East



**LEGEND**

- Rubber conveyer belt in operation
- Transmission line and Substation
- ⊞ Railway and Station

Figure 4-1-3

The Feasibility Study  
 on  
 Morisa East No.1 Replacing Thermal Power Plant  
 for  
 Improvement of The Performance of The Units  
 and  
 The Environmental Protection  
 General Process Flow Diagram of the open-cast pits of  
 the Morisa East Complex

JICA Team  
 PREPARED BY  
 REVIEWED BY  
 DATE