

9.3 環境影響予測と評価

9.3.1 大気汚染

マツタ・イースト第1発電所の汚染物質の排出にともなう、周辺環境への影響の程度を予測するために大気拡散解析をおこなった。予測事項は、短期拡散と長期拡散とし、予測範囲はマツタ・イースト第1発電所から半径30kmとした。

予測対象物質は硫黄酸化物、窒素酸化物及びばいじんとし、これらは同じ挙動をするものとした。気象条件は、気象の項目に記載したものをを用いた。

短期拡散の計算条件は、再建後のみとし、長期拡散は、マツタ・イースト第1発電所1～6号機運転当時と現状及び再建後の3ケースとした。

尚、マツタ・イースト第2・第3火力発電所からの汚染物質の排出による周辺環境への影響は非常に大きいと思われるが、これは別途検討されるものとして、以下ではマツタ・イースト第1発電所に関して検討する。

(I) 短期拡散予測計算

短期拡散予測計算は、ポサンケ・サットン式に基づき、おこなった。

(a) ポサンケ I 式による煙突有効高さの計算式

$$H_e = H_s + \alpha (H_n + H_i)$$

$$H_n = \frac{4.77}{1 + 0.43 \cdot \frac{U}{V}} \cdot \frac{\sqrt{Q \cdot V}}{U}$$

$$H_i = 6.37 \cdot g \cdot \frac{Q (T - T_1)}{U^3 \cdot T_1} \left(\log_e J^2 + \frac{2}{J} - 2 \right)$$

$$J = \frac{U^3}{\sqrt{Q \cdot V}} \left(0.43 \sqrt{\frac{T_1}{g \cdot G}} - 0.28 \cdot \frac{V}{g} \cdot \frac{T_1}{T - T_1} \right) + 1$$

ここで、

H_e : 有効煙突高さ (m)

H_a : 煙突実高さ (m)

α : 排煙上昇係数

U : 風速 (m/s)

V : 排出ガス速度 (m/s)

Q : 排出ガス量 (m³/s, 大気温度換算)

T_1 : 排出ガス密度が大気密度に等しくなる温度 (°K)

T : 排出ガス温度 (°K)

G : 温位勾配 (°C/m)

g : 重力加速度 (=9.8 m/s²)

(b) サットンの拡散計算式

$$C(x) = \frac{2 q \cdot \eta}{\pi \cdot C_a \cdot C_s \cdot U \cdot X^{3/2}} \cdot \exp\left(-\frac{1}{X^{3/2}} \cdot \frac{H_e^2}{C_s^2}\right)$$

$$C_{max} = 0.234 \cdot \frac{C_s}{C_a} \cdot \frac{q}{U \cdot H_e^2} \cdot \eta$$

$$x_{max} = \left(\frac{H_e}{C_s}\right)^{2/3}$$

ここで、

- $C(x)$: 風下軸上距離 x における地上濃度 (硫黄酸化物及び窒素酸化物は m^3/m^3 、ばいじんは kg/m^3)
- x : 風向に沿った風下距離 (m)
- C_{max} : 最大着地濃度 (硫黄酸化物及び窒素酸化物は m^3/m^3 、ばいじんは kg/m^3)
- x_{max} : 最大着地濃度地点までの距離 (m)
- q : 汚染物質排出量 (硫黄酸化物及び窒素酸化物は m^3/s 、ばいじんは kg/s)
- C_x : 水平方向拡散パラメータ (m)
- C_z : 鉛直方向拡散パラメータ (m)
- U : 風速 (m/s)
- n : 大気の乱れ係数
- H_e : 有効煙突高さ (m)
- η : 時間修正係数

(c) 計算条件

計算に用いた定数は、Table 9-3-1-1 のとおりである。また、煙源の諸元は Table 9-3-1-2 に示すものを用いた。

(d) 計算結果

短期拡散予測による最大着地濃度及び最大着地濃度距離は、Table 9-3-1-3 のとおりである。地上濃度曲線は Figure 9-3-1-1, 2 のとおりである。

最大着地濃度距離は、煙突風下17.6km程度であり、各汚染物質の最大着地濃度は、いずれもブルガリア国の基準を、満足している。

(2) 長期予測

有効煙突高さ推定は、CONCAWE式及びブリッグス式、拡散計算は、ブルーム式及びパフ式を用いた。

(a) 有効煙突高さ計算式

(i) 有風時：CONCAWE式

$$H_e = H_o + \Delta H$$

$$\Delta H = 0.175 \cdot Q_H^{1/2} \cdot U^{-3/4}$$

(ii) 無風時：ブリッグス式

$$H_e = H_o + \Delta H$$

$$\Delta H = 1.4 \cdot Q_H^{1/4} (dQ/dz)^{-3/8}$$

$$Q_H = \rho \cdot Q \cdot C_p \cdot (T - T_i)$$

ここで、

- H_e : 有効煙突高さ (m)
- H_o : 煙突の実高さ (m)
- ΔH : 排煙上昇高さ (m)
- Q_H : 排出熱量 (cal/s)
- ρ : 0 °Cにおける排出ガス密度 (=1,293 g/m³)
- Q : 排出ガス量 (Nm³/s)
- C_p : 定圧比熱 (=0.24 cal/k·g)
- T : 排出ガス温度 (°C)
- T_i : 大気温度 (°C)
- d : 煙突口径 (m)

(b) 拡散計算式

(i) 有風時：ブルームの長期平均式

$$C(x) = \frac{2q}{\sqrt{2\pi} \cdot \frac{\pi}{8} \cdot x \cdot \sigma_x \cdot U} \cdot \exp\left(-\frac{1}{2} \cdot \frac{H e^2}{\sigma_x^2}\right)$$

(ii) 無風時：簡易パフ式

$$C(R) = \frac{2q}{(2\pi)^{1/2} \cdot \alpha^2 \cdot \gamma} \cdot \frac{1}{\left(\frac{R^2}{\alpha^2} + \frac{H e^2}{\gamma^2}\right)}$$

ここで、

- C(x) : 煙源から風下距離 x (m) の地点における地上濃度 (m³/m³)
- C(R) : 煙源から R (m) の地点における地上濃度 (m³/m³)
- Q : 汚染物質の排出量 (Nm³/s)
- U : 風速 (m/s)
- x : 煙源からの風下距離 (m)
- R : 煙源からの距離 (m)
- H_e : 有効煙突高さ (m)
- σ_x : 風下距離 x (m) における鉛直方向の拡散幅 (m)
- α : 水平方向の拡散パラメータ (m/s)
- γ : 鉛直方向の拡散パラメータ (m/s)

拡散パラメータに関して有風時は Table9-3-1-4 に示すパスキル・ギフォード線図の近似関数、無風時は、Table9-3-1-5 に示すパスキル安定度を用いた無風時拡散パラメータを用いた。

(c) 発生源条件

煙源の諸元を、Table9-3-1-6 に示す。

(c) 計算結果及びその評価

長期拡散予測による年平均値の濃度分布は、Figure 9-3-1-3~9-3-1-11 のとおりである。最大着地濃度は、下記のとおりである。

① ケース I (The Past) :

(i) 硫黄酸化物

最大着地濃度は、年平均 $165 \mu \text{ g/m}^3\text{N}$ である。

(ii) 窒素酸化物

最大着地濃度は、年平均 $5 \mu \text{ g/m}^3\text{N}$ である。

(iii) ダスト

最大着地濃度は、年平均 $48 \mu \text{ g/m}^3\text{N}$ である。

硫黄酸化物濃度とダスト濃度は、ブルガリア国の環境基準を大幅に越えている。よって、リファ・イ-スト 第 1 発電所 1~6 号機運転当時の大気質は、あまり望ましい状態ではなかったと思われる。

② ケース II (The Present) :

(i) 硫黄酸化物

最大着地濃度は、年平均 $100 \mu \text{ g/m}^3\text{N}$ である。

(ii) 窒素酸化物

最大着地濃度は、年平均 $3 \mu \text{ g/m}^3\text{N}$ である。

(iii) ダスト

最大着地濃度は、年平均 $31 \mu \text{ g/m}^3\text{N}$ である。

硫黄酸化物濃度とダスト濃度は、「ブ」国の環境基準を越えている。よって、現状の大気質は、あまり望ましい状態ではないと思われる。

③ ケースⅢ(After Replacing) :

(i) 硫黄酸化物

最大着地濃度は、年平均 $16\mu\text{ g/m}^3\text{N}$ である。

(ii) 窒素酸化物

最大着地濃度は、年平均 $4\mu\text{ g/m}^3\text{N}$ である。

(iii) ダスト

最大着地濃度は、年平均 $0.6\mu\text{ g/m}^3\text{N}$ である。

硫黄酸化物濃度、窒素酸化物濃度及びダスト濃度ともに、「ブ」国の環境基準を満足している。

ここで、再建計画が実現すると、マツ・イ・シ 第1発電所では、最終的に1～6号ボイラ、石炭乾燥設備（7～10号ボイラは既に撤去されている）もなくなる。そして、総SO₂排出量は、1～6号ユニットすべてが運転されていた時に比べ、最終的におよそ $54.4\text{t/h} - 5.3\text{t/h} = 49.1\text{t/h}$ 減少し、減少率は約90%となる。(Table 9-3-1-7 参照)

また、ばいじんの総排出量は、最終的におよそ $8.28\text{t/h} - 0.20\text{t/h} = 8.08\text{t/h}$ 減少し、減少率は約98%となる。(Table 9-3-1-8 参照)

よって、本再建計画の環境に対する貢献度は非常に大きいといえる。

Table 9-3-1-1 Calculation Constant

Item	Unit	1 Hour Value	24 Hour Value
On-ground Concentration	—	Sutton's Formula	
Effective Height of Stack	—	Bosanquet's I Formula	
Temperature	°C	15	15
Wind velocity	m/s	6	6
Dispersion Variable	—	$Cy=Cz=0.07$	$Cy=Cz=0.07$
Ambient Condition	—	$n=0.25$	$n=0.25$
Temperature Gradient	°C/m	$G=0.0083$	$G=0.0083$
Flue Gas Ascending Coefficient	—	$\alpha=0.65$	$\alpha=0.65$
Time Correction Coefficient	—	$\eta=0.224$	$\eta=0.046$

Table 9-3-1-2 Data/Specification of Pollutant Emission Sources

	Unit	Maritsa East # 1 (After Replacing)	R2 (230MW)
Plant Specification Unit NO.		R1 (230MW)	R2 (230MW)
Stack Height	m	180	180
Stack Inner Diameter at the Top	m	4.8	4.8
Flue Gas Flow	10 ³ m ³ N/h	1,297	1,297
SO ₂ Conc.	ppm	940	940
NO _x Conc.	ppm	292	292
Dust Conc.	mg/ m ³ N	100	100
Stack outlet gas Temp.	°C	170	170
Velocity	m/s	30	30

Table 9-3-1-3 Maximum On-ground Concentration and Distance of Maximum On-ground Concentration with reference Environmental Standards

Item	Unit	Maximum On-ground Concentration	Bulgarian Standard
SOx	1 hour value	97	254
	24 hour value	20	150
NOx	1 hour value	21	102
	24 hour value	4	60
Dust	1 hour value	4	424
	24 hour value	1	250
Distance to Maximum On-ground Concentration Position	km	17.6	—

Table 9-3-1-4 Dispersion Variable (Windy condition)

(Approximate function of Pasquile.Gyford Figure)

$$\sigma_z(x) = b \cdot x^a$$

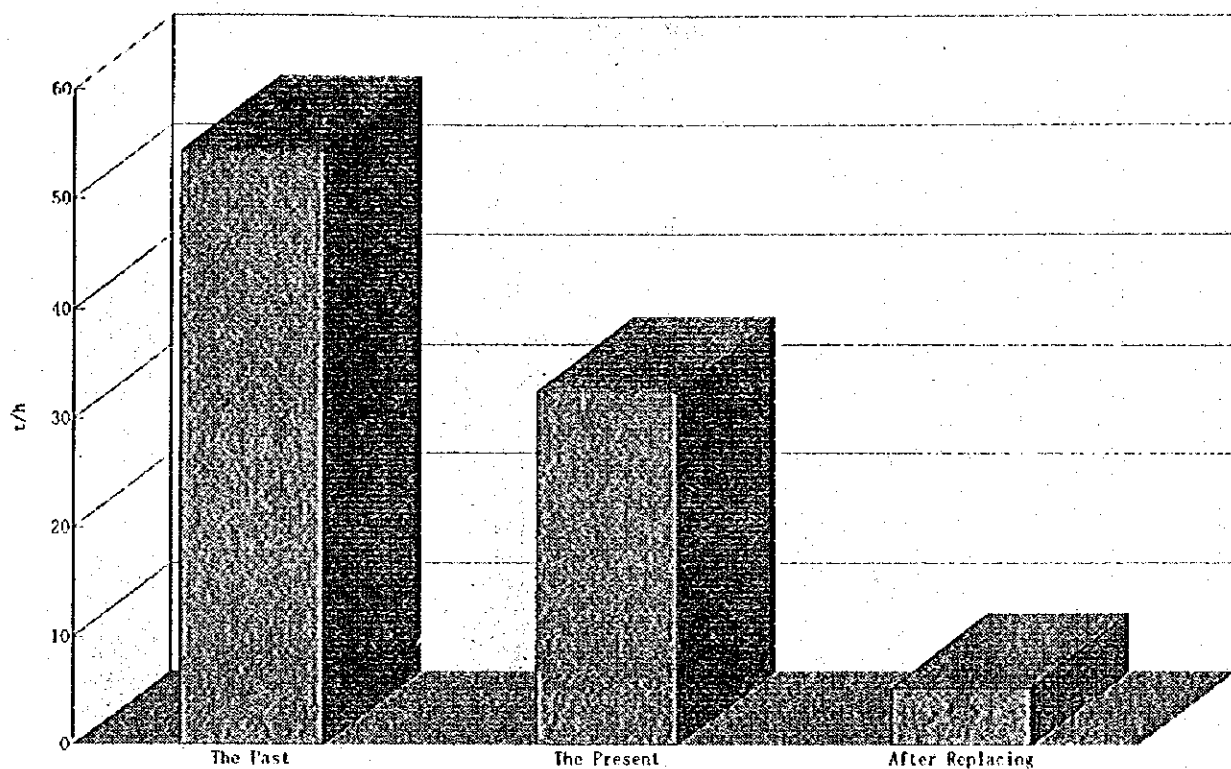
Atmospheric Stability	a	b	Leeward distance X (m)
B	0.964	0.1272	0 - 500
	1.094	0.0570	500 -
C	0.918	0.1068	0 -
	0.872	0.1057	0 - 1,000
CD	0.775	0.2067	1,000 - 10,000
	0.737	0.2943	10,000 -
D	0.826	0.1046	0 - 1,000
	0.632	0.400	1,000 - 10,000
	0.555	0.811	10,000 -
E	0.788	0.0928	0 - 1,000
	0.565	0.433	1,000 - 10,000
	0.415	1.732	10,000 -
F	0.784	0.0621	0 - 1,000
	0.526	0.370	1,000 - 10,000
	0.323	2.41	10,000 -

Table 9-3-1-5 Dispersion Variable (Windless condition)

Atmospheric Stability	α	γ
B	0.781	0.474
C	0.635	0.208
CD	0.542	0.153
D	0.470	0.113
E	0.439	0.067
F	0.439	0.048

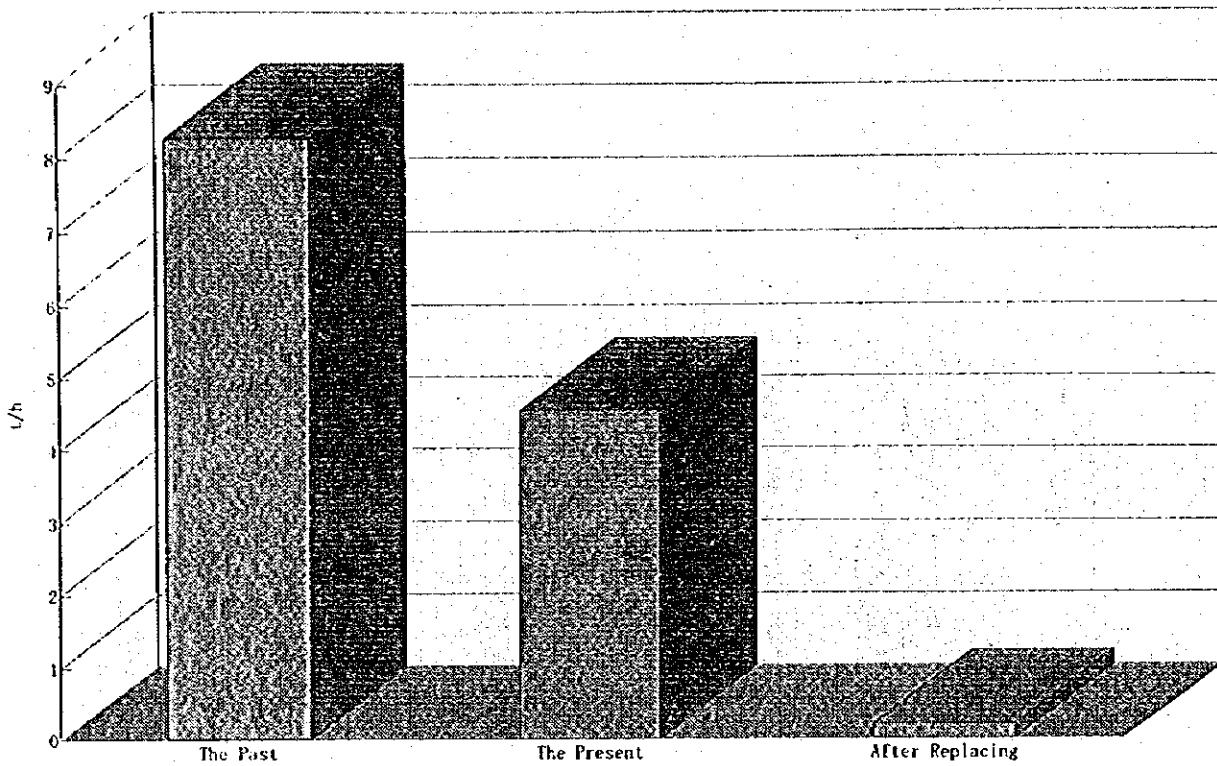
Table 9-3-1-6 Data/Specification of Pollutant Emission Sources

	Unit	Maritsa East			#1	Case III (After Replacing)
		Case I (The Past)	Case II (The Present)	Case III (The Present)		
Plant Specification						
Boiler No.		1~6 (210t/h×6)	7~10 (250t/h×4)	Dryer 1~14	1~6 (210t/h×6)	R1,2 (740t/h×2)
Stack Height	m	150	180	120	150	180
Stack Inner Diameter at the Top	m	6	6	5	6	4.8
Flue Gas Flow	10 ³ m ³ N/h	2,316	1,448	806	2,316	2,594
SO ₂ Conc.	ppm	5,000	5,000	5,000	5,000	940
NO _x Conc.	ppm	240	240	97	240	292
Dust Conc.	mg/m ³ N	200	200	15,000	200	100
Stack Outlet Gas Temp.	°C	190	190	92	190	170
Velocity	m/s	12.0	12.0	11.0	12.0	30



	The Past	The Present	After Replacing
Operating Condition	No.1~4 unit No.5~6 unit Dryer	No.1~4 unit Dryer	No.R1~R2 unit
Total SO ₂ Amount of Discharge	About 54.4t/h	About 32.5t/h	About 5.3t/h
Reduction Ratio	Base	About 40 %	About 90 %
	About 167 %	Base	About 84 %

**Table9-3-1-7 Total SO₂ Amount of Discharge and Reduction Ratio
at Maritsa East No.1**



	The Past	The Present	After Replacing
Operating Condition	No.1~4 unit No.5~6 unit Dryer	No.1~4 unit Dryer	No.R1~R2 unit
Total Dust Amount of Discharge	About 8.28t/h	About 4.54t/h	About 0.20t/h
Reduction Ratio	Base	About 45 %	About 98 %
	About 182 %	Base	About 96 %

**Table3-1-8 Total Dust Amount of Discharge and Reduction Ratio
at Maritsa East No.1**

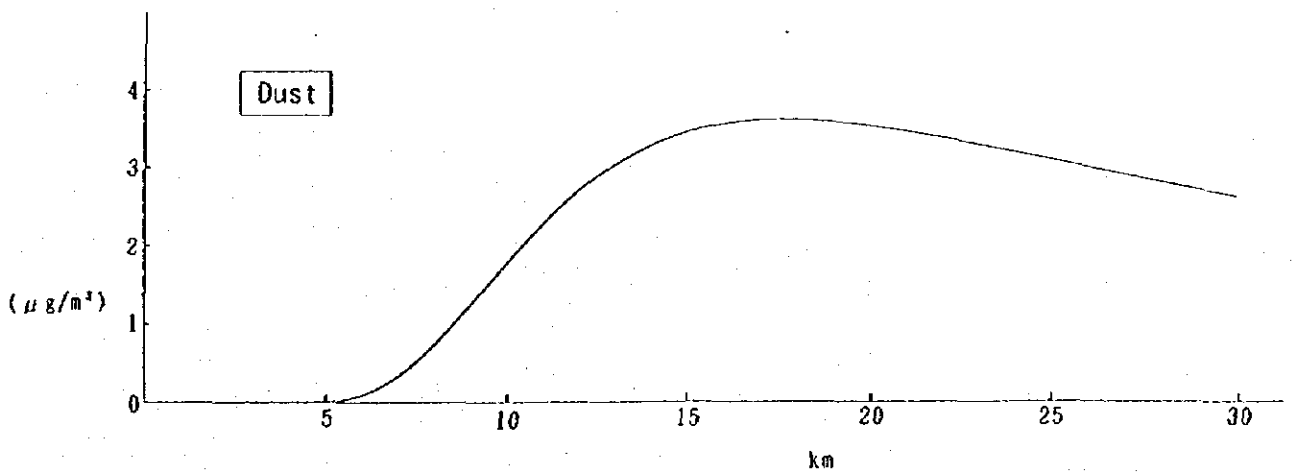
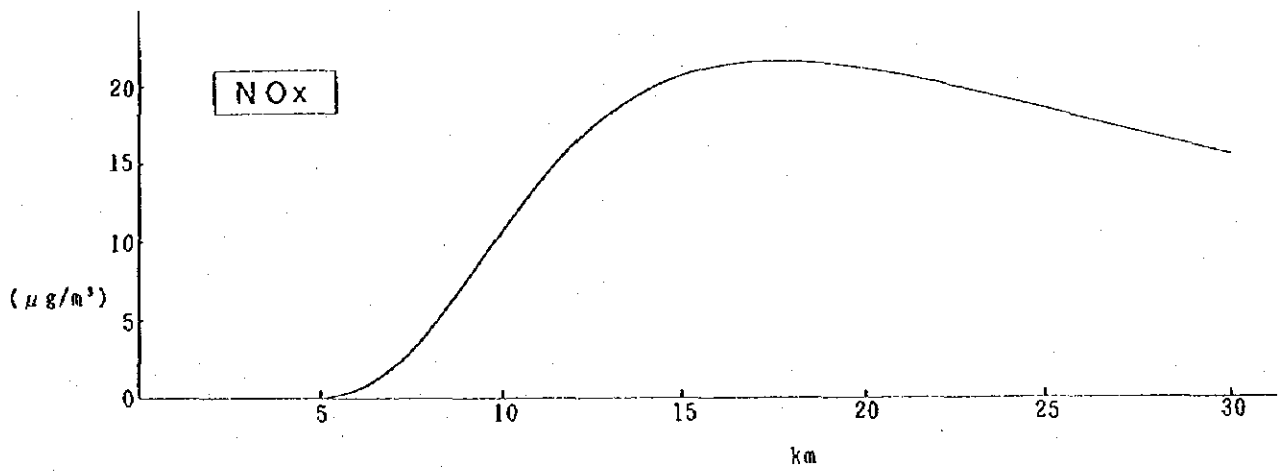
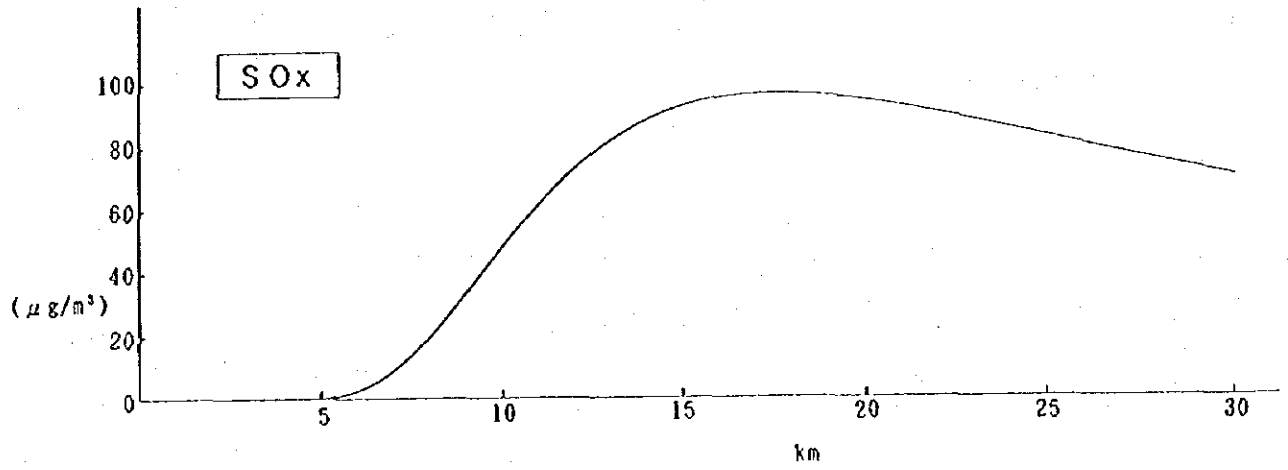


Figure 9-3-1-1 On-ground Concentration Curve for 1 Hour Value

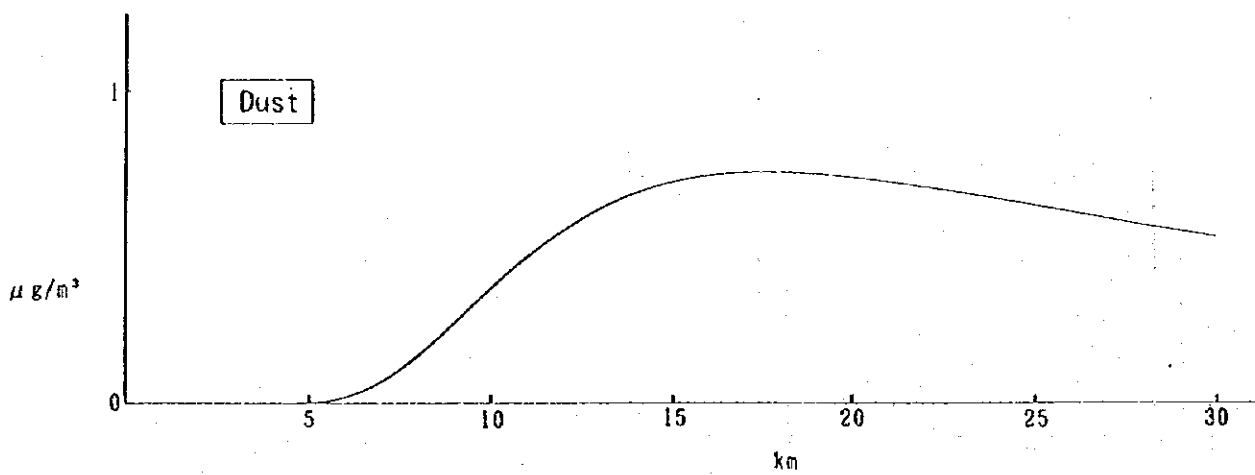
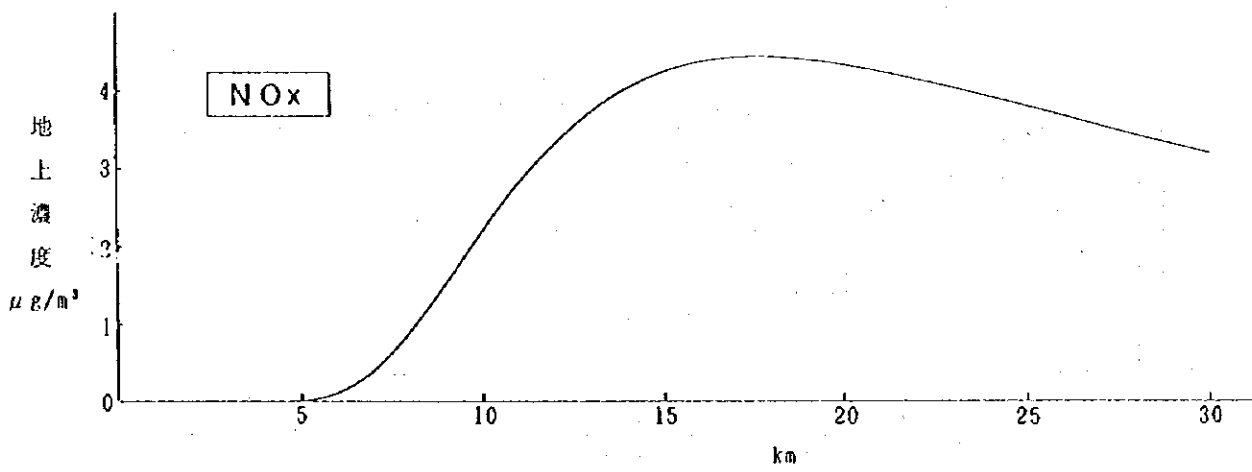
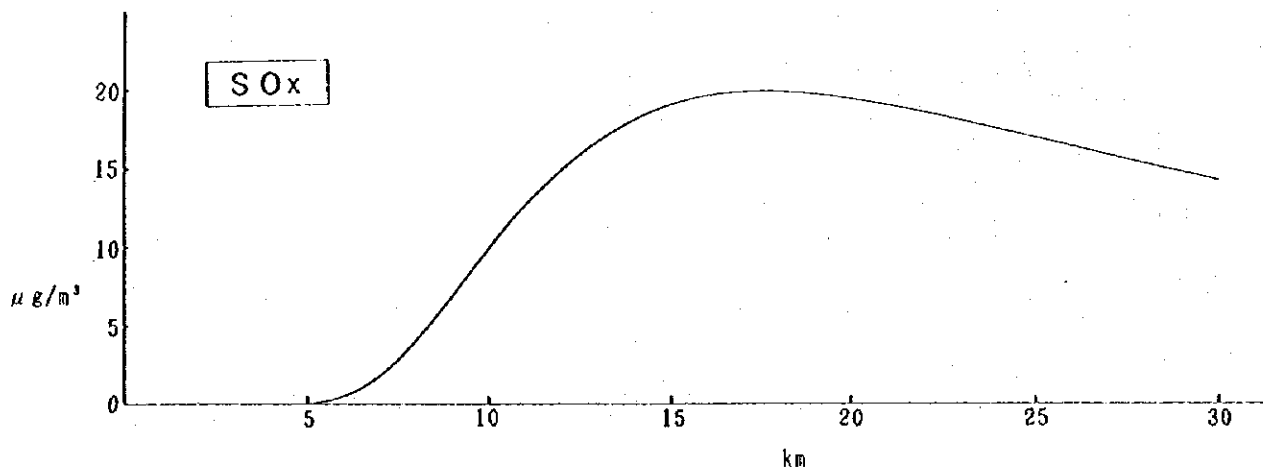


Figure 9-3-1-2 On-ground Concentration Curve for 24 Hour Value

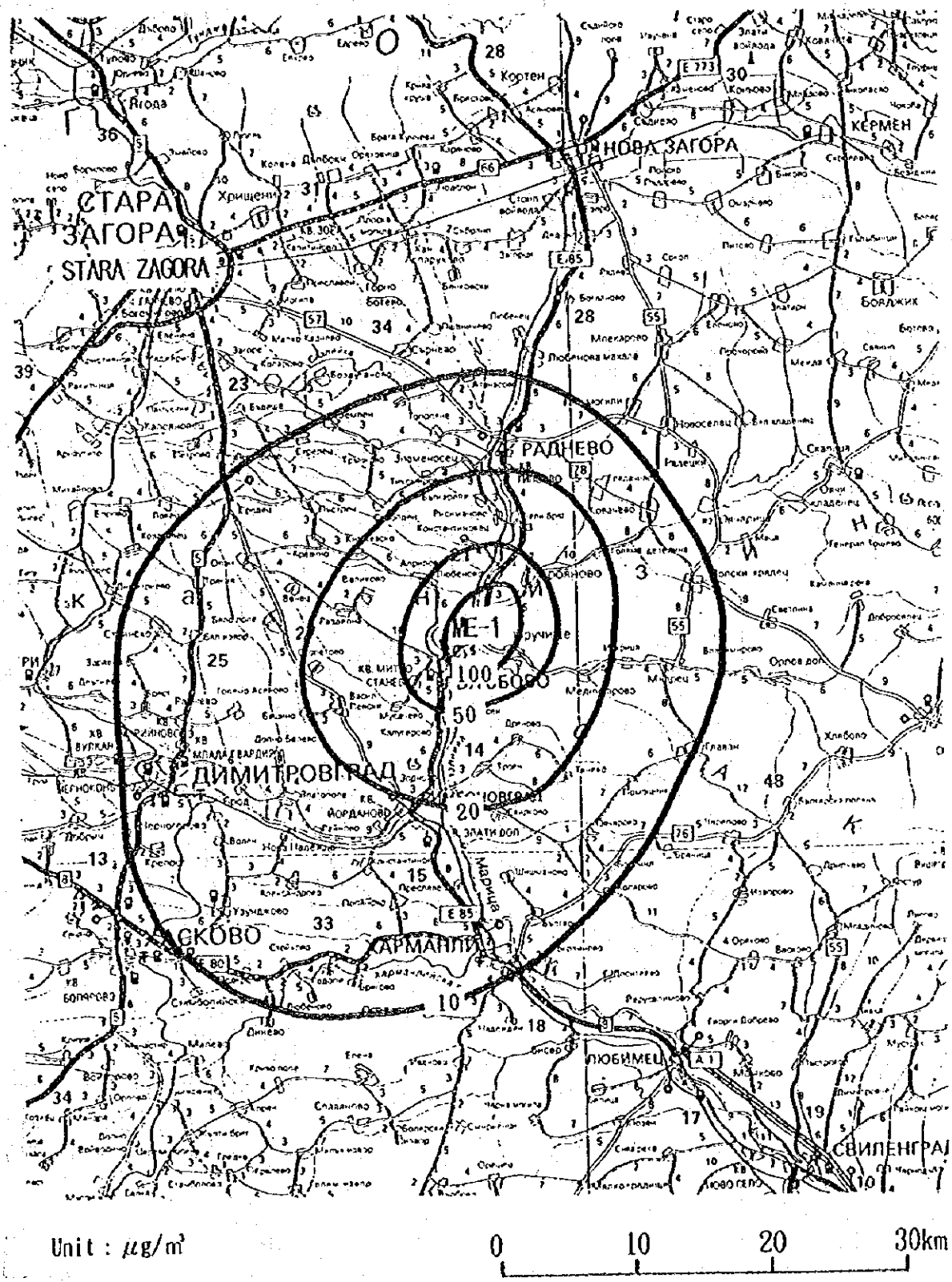
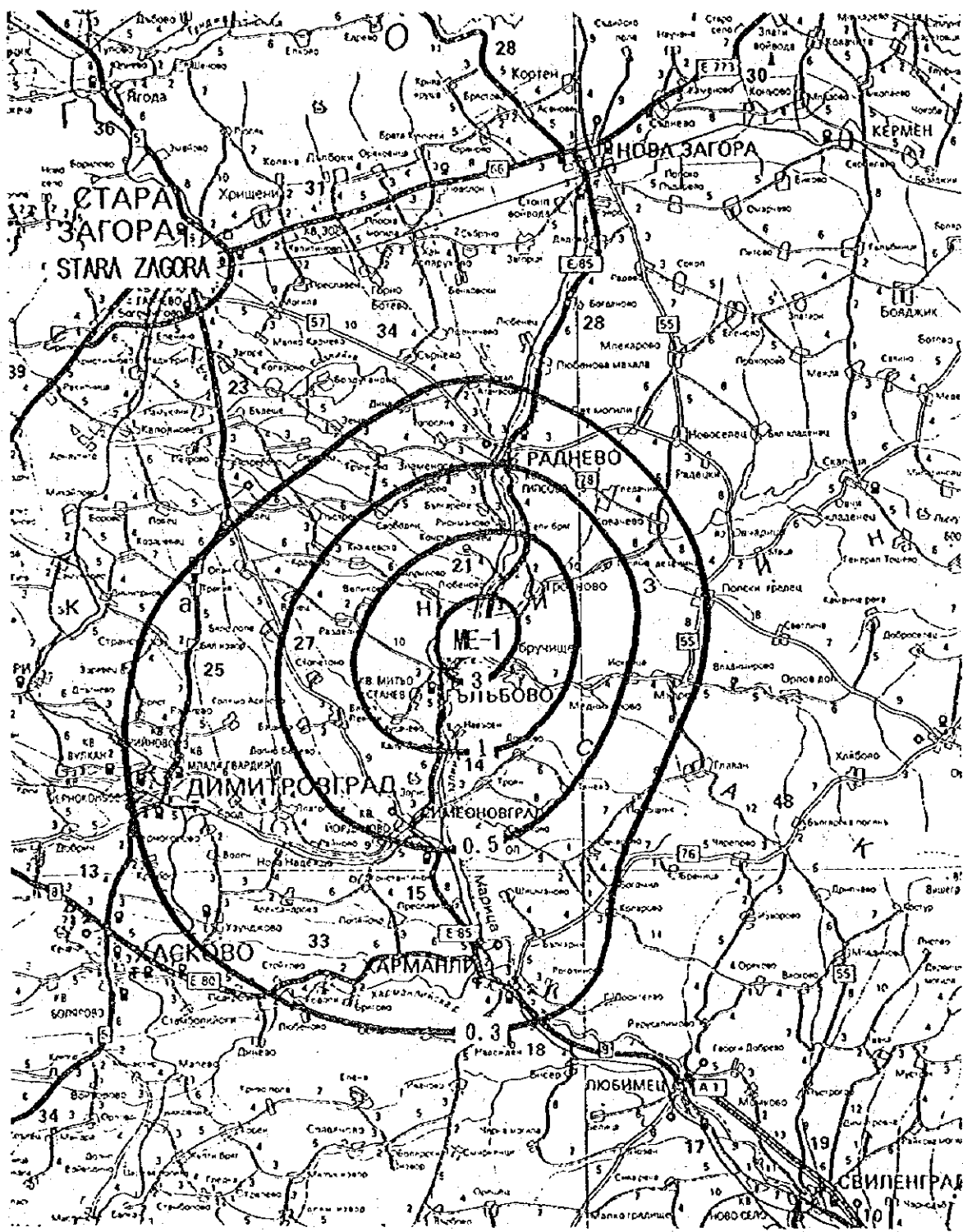


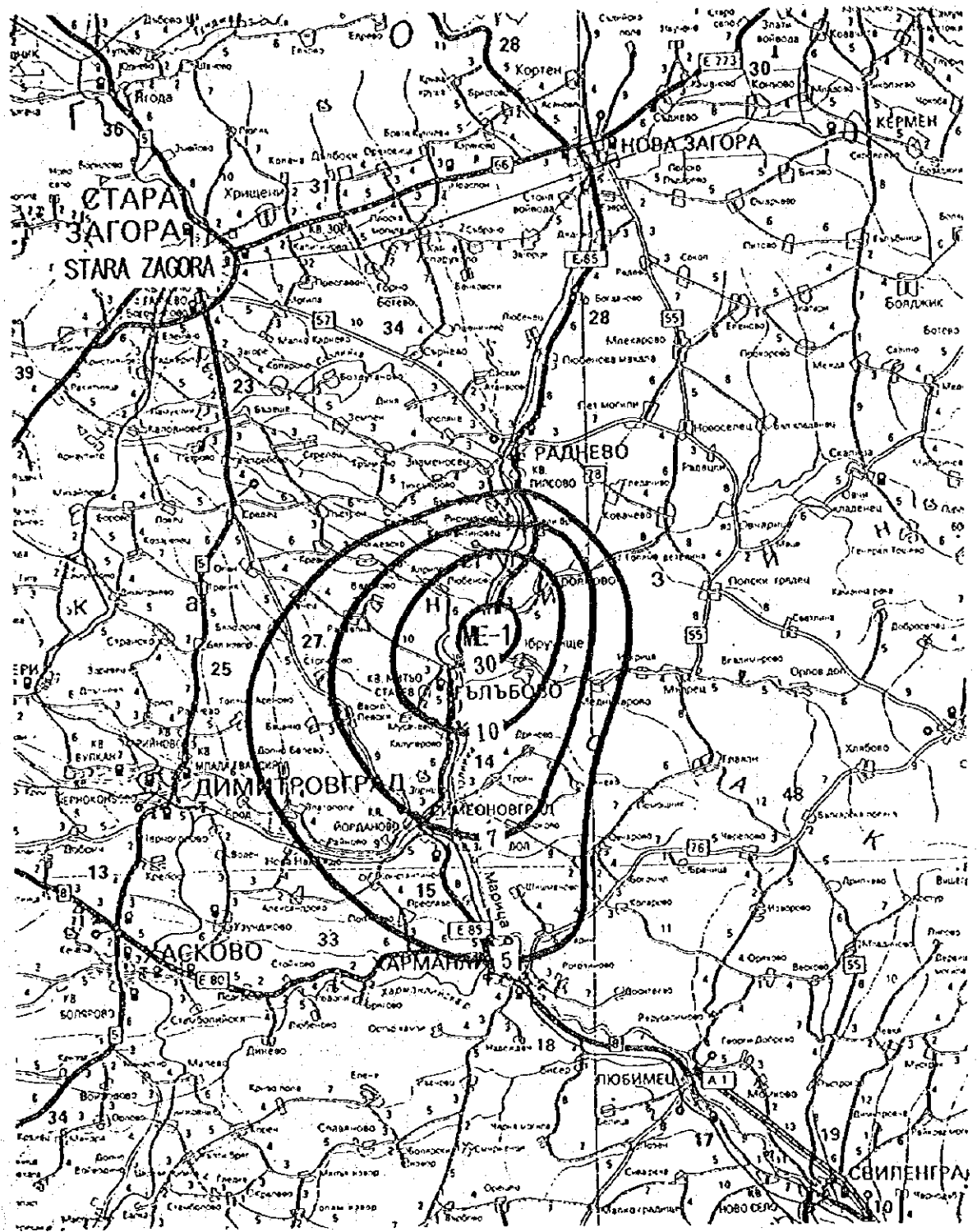
Figure 9-3-1-3 Annual Mean Concentration(CASE - 1, SOx)



Unit : $\mu\text{g}/\text{m}^3$



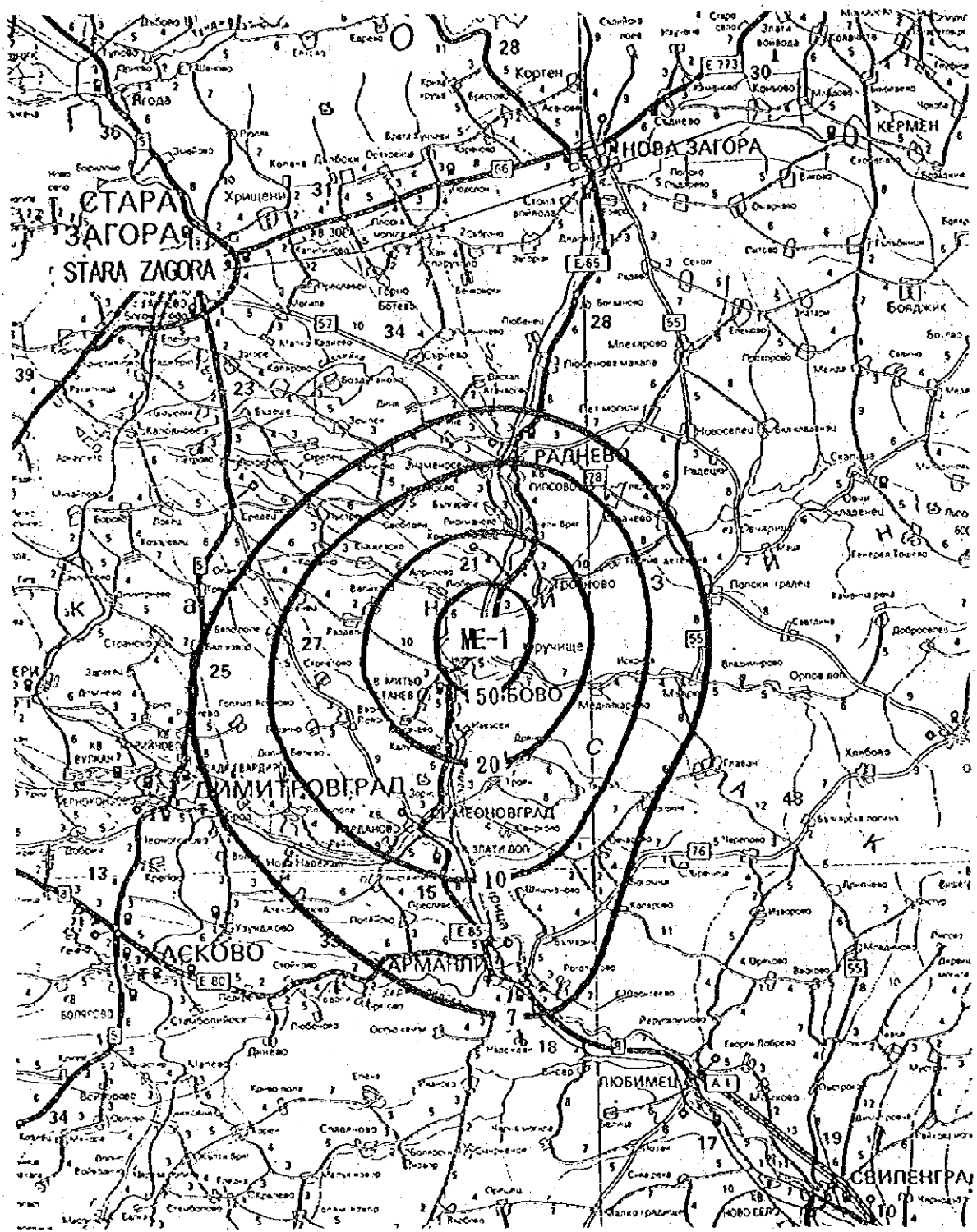
Figure 9-3-1-4 Annual Mean Concentration(CASE-I, NOx)



Unit : $\mu\text{g}/\text{m}^3$



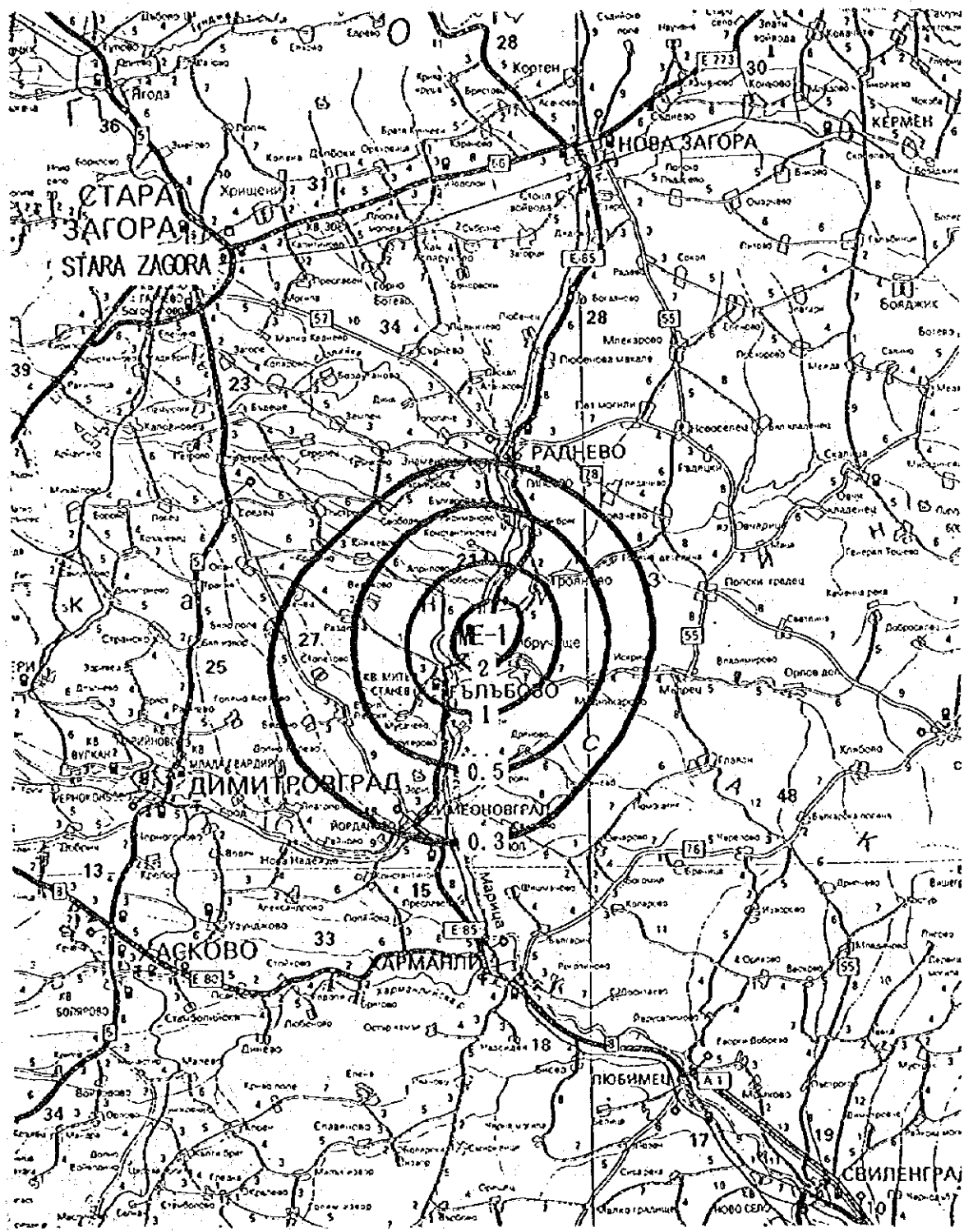
Figure 9-3-1-5 Annual Mean Concentration(CASE- I, Dust)



Unit: $\mu\text{g}/\text{m}^3$



Figure 9-3-1-6 Annual Mean Concentration(CASE-II, SOx)



Unit: $\mu\text{g}/\text{m}^3$



Figure 9-3-1-7 Annual Mean Concentration(CASE-II, NOx)

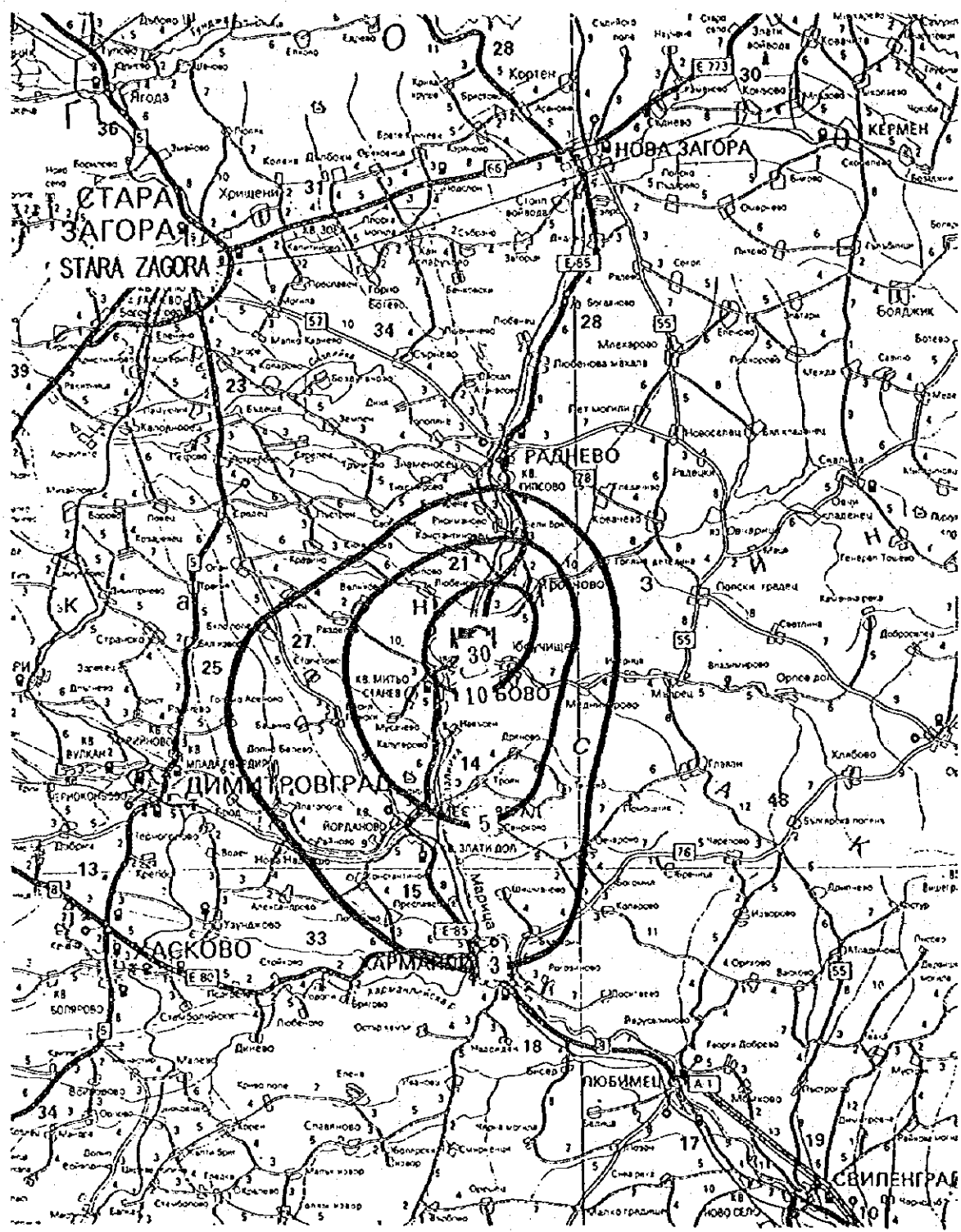
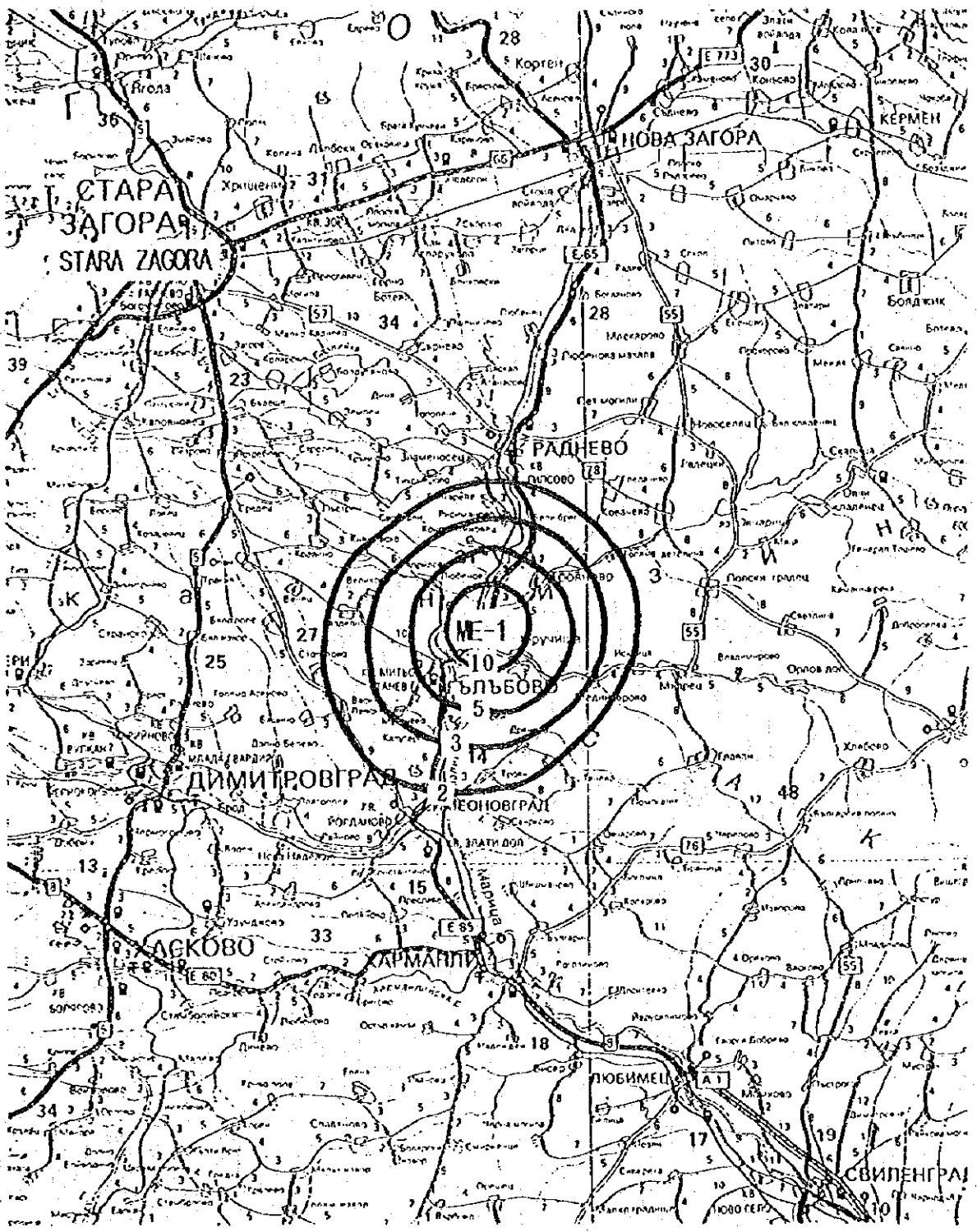


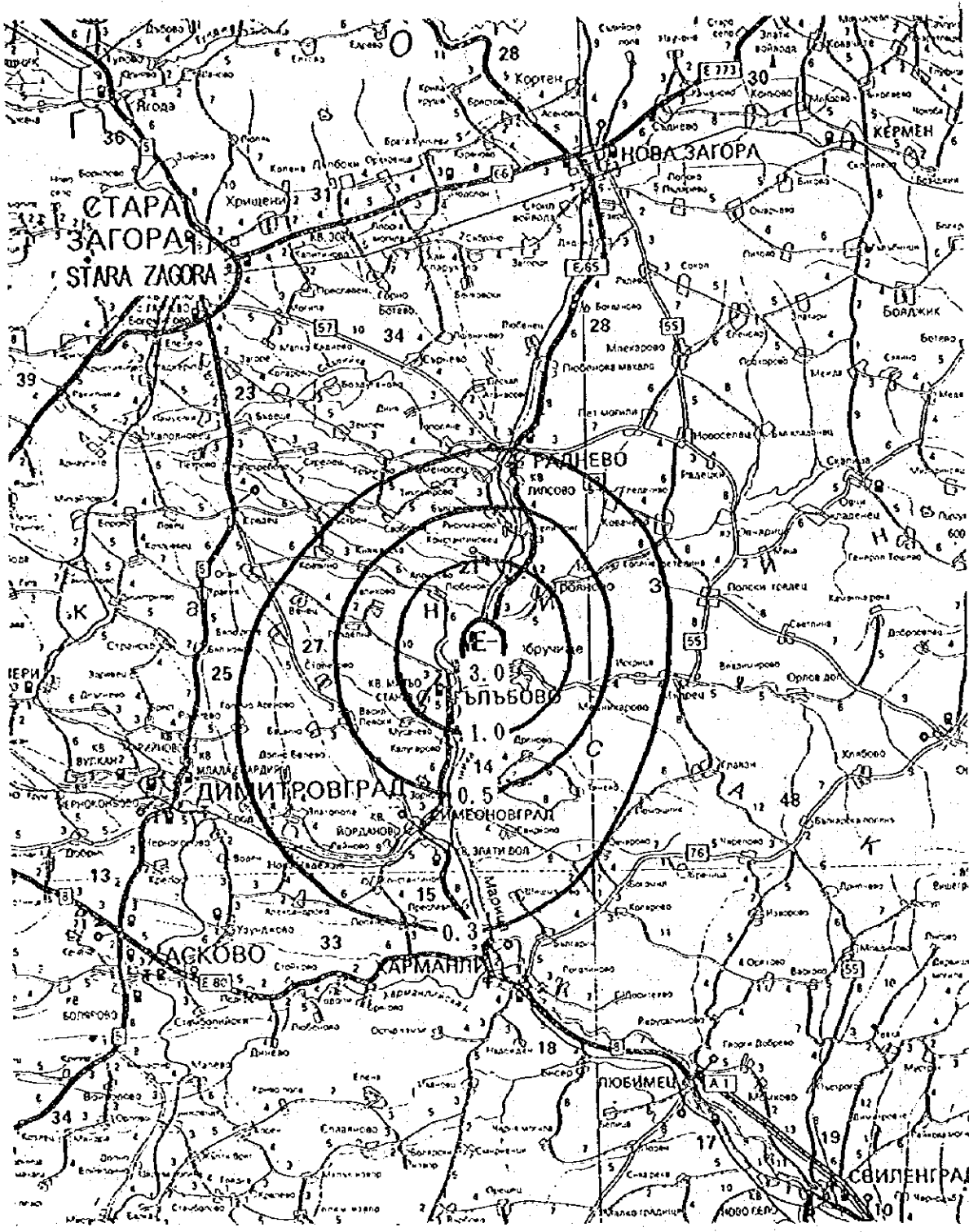
Figure 9-3-1-8 Annual Mean Concentration(CASE- II, Dust)



Unit : $\mu\text{g}/\text{m}^3$

0 10 20 30km

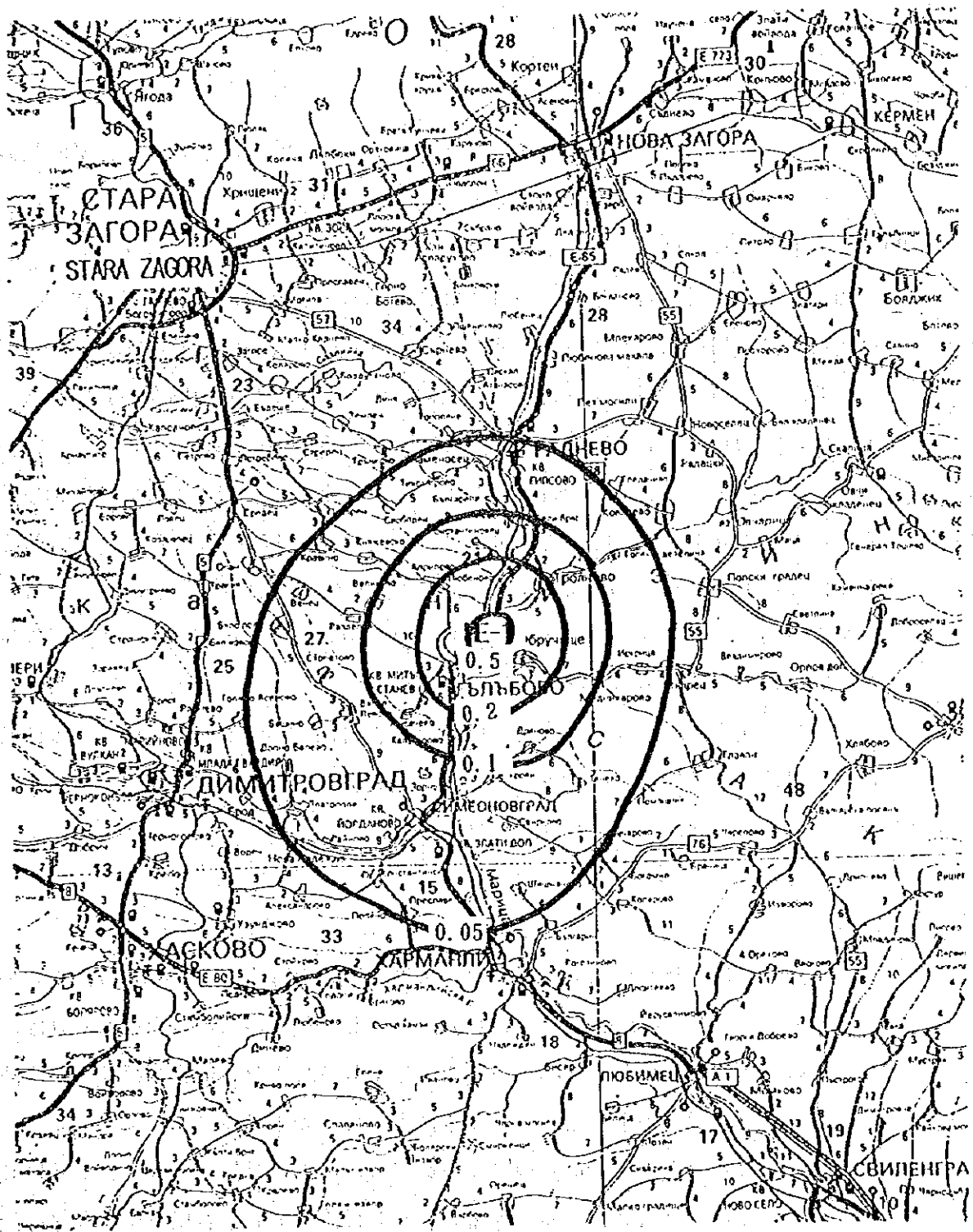
Figure 9-3-1-9 Annual Mean Concentration(CASE-III, SOx)



Unit : $\mu\text{g}/\text{m}^3$

0 10 20 30km

Figure 9-3-1-10 Annual Mean Concentration(CASE-III, NOx)



Unit: $\mu\text{g}/\text{m}^3$



Figure 9-3-1-11 Annual Mean Concentration(CASE-III, Dust)

9.3.2 騒音

(1) 騒音予測及び評価

(a) 音源レベル及び遮蔽物

再建時新設となる機器の音源レベルを Table 9-3-2-1 に示す。尚、屋内設置の機器については建屋音源に包括している。

(b) 騒音予測及び評価

(a)のデータによる敷地境界における騒音レベル予測結果を Table 9-3-2-2に、再建時新設機器に基づく等音レベルマップを Figures 9-3-2-1a, bに示す。

敷地境界での騒音規制がないため、Table 9-1-4-2 衛生基準No.0-64 に記載の工業地域での居住区許容最大レベル（昼70dB(A), 夜間60dB(A)）と比較して評価を行う。敷地境界における騒音レベル予測結果のうち、現状値で既に基準を超えている昼間帯の境界No. 16、夜間帯の境界Nos. 13, 16, 17, 18に加え、再建時新設機器に起因して夜間帯の境界Nos. 2, 3が基準値を超えている。前述の通り、現状値が高いのは、既設トランスに起因するものに加え、隣接のブリケット工場や境界に沿った交通量の多い道路にも起因している。

しかし、居住区は境界から離れているため、Figures 9-3-2-1a, bに示す再建時新設機器に基づく等音レベルマップの様に減衰して居住区では基準値内に入ると考えられ、特に問題となるレベルではない。

(2) 勧告

「ブ」国における騒音に関する規制は、敷地境界での騒音より、むしろ働く人のための作業環境としての騒音を重要視している。しかし発電所の寿命を考えれば、この間に騒音規制の強化がなされていくことは十分予想され、障害が起きてから防止となると経費や工事の面からも非常に大きなものとなる。

したがって騒音の発生源となる機器については、屋内に設置するほか、屋外に設置するものについては低騒音機器を採用し、必要に応じてしゃ音壁及び消音器を設置するなどの対策を行うことが望ましい。

Table 9-3-2-1 Sound Power Level List

No	Facility	Time	SPL (dBA)	No	Facility	Time	SPL (dBA)
1	A Bucket Wheel Reclaimer	day-time	89	29	LJT-1 (LBC-2→3)	day-time	70
2	B Bucket Wheel Reclaimer	day-time	89	30	LJT-2 (LBC-3→4)	day-time	70
3	B Tripper	day-time	85	31	LJT-3 (LBC-5→6)	all day	70
4	B Portal Reclaimer	all day	95	32	Vacuum Fan	all day	102
5	BC-1A Conveyer	day-time	78	33	Filter Separator	all day	95
6	BC-1B Conveyer	day-time	78	34	Air-Intake Valve	all day	80
7	BC-2 Conveyer	day-time	80	35	Vacuum Transfer Tube	all day	96
8	BC-3 Conveyer	day-time	80	36	No.1 Ash Transfer Fan	all day	103
9	BC-5 Conveyer	day-time	80	37	No.1 Ash Transfer Tube	all day	75
10	BC-6C Conveyer	day-time	80	38	Ventilator for Silo	all day	85
11	BC-7B Conveyer	all day	75	39	No.2 Ash Transfer Fan	day-time	103
12	BC-8B Conveyer	all day	77	40	No.2 Ash Transfer Tube	day-time	75
13	BC-9B Conveyer	all day	77	41	Boiler House (upper)	all day	58
14	BC-1A Conveyer Drive	day-time	90	42	Boiler House (middle)	all day	60
15	BC-1B Conveyer Drive	day-time	90	43	Boiler House (lower)	all day	59
16	BC-7B Conveyer Drive	all day	92	44	Boiler Conveyer House	all day	67
17	BC-2 Sampler House	day-time	70	45	Boiler House (roof)	all day	57
18	JT-1 (BC-3→5)	day-time	70	46	ESP	all day	67
19	JT-4 (BC-5→6C)	day-time	70	47	IDF	all day	80
20	Screen Crusher House	all day	80	48	Flue Gas Duct	all day	70
21	BC-9B Sampler House	all day	80	49	Turbine House (upper)	all day	58
22	Tripper	day-time	85	50	Turbine House (middle)	all day	60
23	Portal Reclaimer	all day	94	51	Turbine House (lower)	all day	55
24	LBC-2 Conveyer	day-time	70	52	Turbine House (roof)	all day	53
25	LBC-3 Conveyer	day-time	70	53	Main Trans	all day	70
26	LBC-4 Conveyer	day-time	70	54	House Trans	all day	70
27	LBC-5A Conveyer	all day	69	55	Starting Trans	day-time	70
28	LBC-6A Conveyer	all day	69	56	Waste water pump group	all day	75

Table 9-3-2-2 Noise Forecast at Boundary

dB(A)					
No.	Daytime	Night	No.	Daytime	Night
(1)	56.9	56.7	(14)	57.0	60.0
(2)	61.3	61.2	(15)	61.0	58.6
(3)	65.4	65.3	(16)	71.0	68.1
(4)	58.7	56.2	(17)	61.0	64.7
(5)	54.6	52.3	(18)	60.0	61.4
(6)	50.8	46.2	(19)	57.6	60.0
(7)	51.4	56.2	(20)	56.8	58.9
(8)	59.7	56.2	(21)	53.1	55.6
(9)	59.3	54.5	(22)	53.8	54.9
(10)	63.2	55.6	(23)	51.8	51.6
(11)	60.6	56.4	(24)	49.5	45.4
(12)	56.5	56.6	(25)	49.0	46.4
(13)	59.3	61.5	(26)	50.4	46.1

Notes: 1) Measured date: Daytime 1995.6.28 15:00, Night 1995.6.29 21:00
 2) During taking night data at (7) - (23), there was influence of traffic.

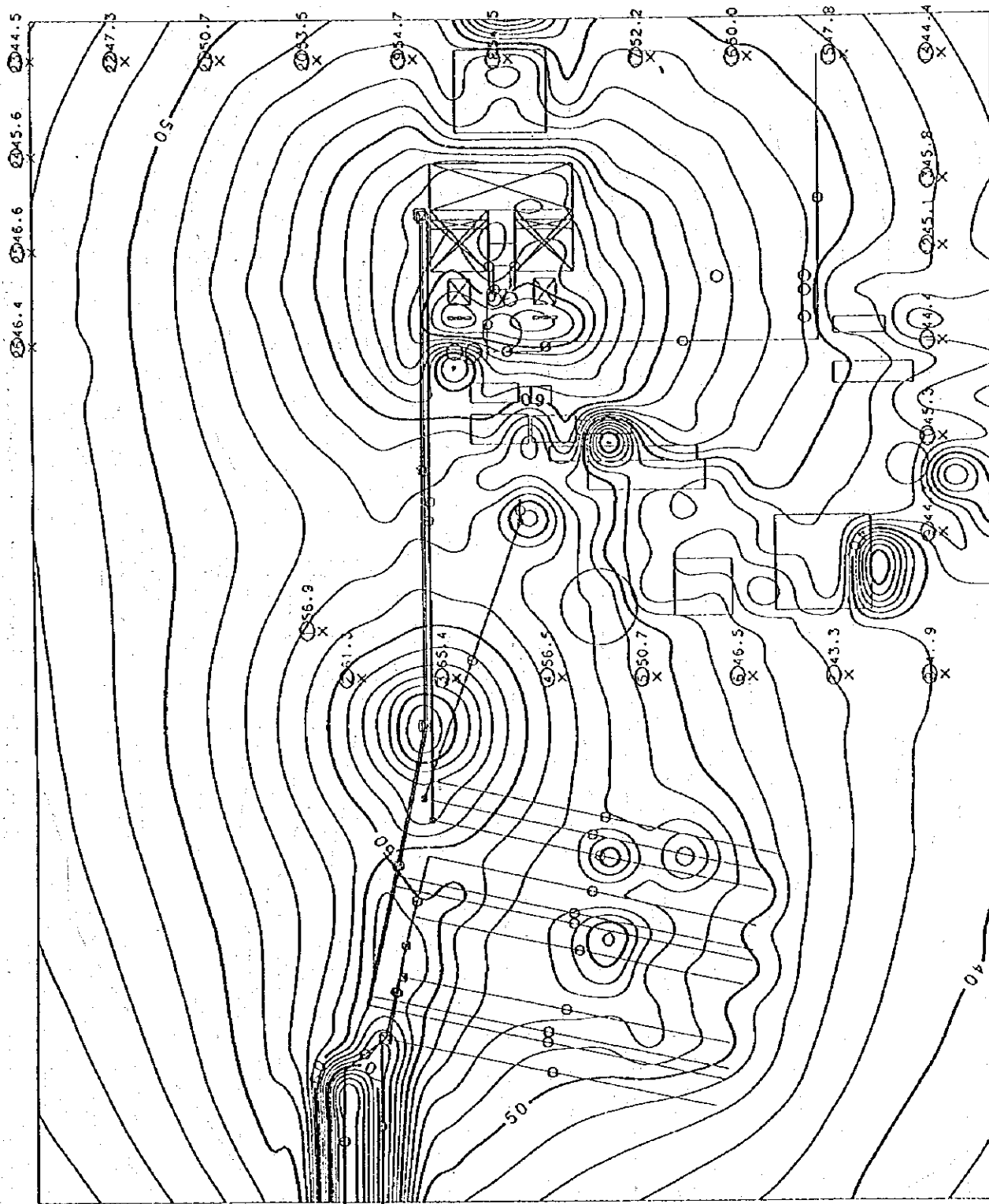


Figure 9-3-2-1a Contour Map based on replaced equipment (Daytime)

9.4 湖水温度調査

ワット・アイズ第1発電所に近接するロソフクラネツ湖は、発電設備稼働に必要な水の供給、排出を担うため、湖水温度上昇が懸念される。そこで現地実測及び温排水拡散解析などを実施し、ロソフクラネツ湖の発電用冷却湖としての適性を評価した。あわせて環境への影響も検討した。

9.4.1 湖水温度測定

(1) 測定期間

夏季 : 27 Jul., 1995 ~ 29 Jul., 1995

冬季 : 5 Dec., 1995

(2) 測定箇所

9地点 (Figure 9-4-1-1)

(3) 湖の断面図

湖の断面図を Figure 9-4-1-2 に示す。水深は最大約7mである。

(4) 測定結果

(a) 夏季 (Table 9-4-1-1)

水温は、21.7°C ~ 32.0°Cの範囲にある。層間では表層で高い傾向がみられる。

調査点別では、復水器冷却水の放出口で高い傾向がみられる。

(b) 冬季 (Table 9-4-1-2)

水温は、8.2°C ~ 15.8°Cの範囲にある。層間では、ほぼ一様な分布をしている。

調査点別では、復水器冷却水の放出口で高い傾向がみられる。

調査結果より、水温は、復水器冷却水の放出口で高い傾向がみられるものの、温排水の分布範囲は、放水口の近くに限定されている。よって、ロソフクラネツ湖は、既設備 (1 ~ 4号機運転時) の冷却湖としての機能を満足している。

**Table 9-4-1-1 Measurement Result of Lake Water Temperature
at Rozovkladenetz Lake**

No.	Sampling Point	Temperature °C	Date of Measurement	Note
1	2	3	4	5
1.	Depth 0.1 m 1 m 2 m 3 m 4 m 5 m 6 m 7 m 7.5 m	31.1 26.4 25.9 25.8 25.6 25.5 22.8 22.4 21.7	27.07.95	Sunny 15-18 ³⁰ h
2.	Depth 0.1 m 1 m 2 m 2.3 m	32.0 31.8 31.7 31.7	29.07.95	Cloudy 18-21 h
3.	Depth 0.1 m 1 m 2 m 2.5 m	30.0 29.2 27.3 27.1	29.07.95	Cloudy 18-21 h
4.	Depth 0.1 m 1 m 2 m 3 m 4 m 5 m 5.3 m	28.7 28.0 27.2 26.8 26.0 25.6 25.4	29.07.95	Cloudy 18-21 h

5.	Depth	0.1 m 1 m 2 m 3 m 4 m 5 m 5.7 m	29.3 28.8 26.8 26.3 25.4 24.7 24.0	29.07.95	Cloudy 18-21 h
6.	Depth	0.1 m 1 m 2 m 3 m 4 m 5 m 6 m 7 m 7.5 m	31.1 26.4 25.9 25.8 25.6 25.5 22.8 22.4 21.7	27.07.95	Sunny 15-18 ³⁰ h
7.	Depth	0.1 m 1 m 2 m 3 m 4 m 5 m 6 m 7 m	31.1 28.5 26.7 26.3 25.7 25.5 24.4 23.6	27.07.95	Sunny 15-18 ³⁰ h
8.	Depth	0.1 m 1 m 2 m 2.2 m	29.3 28.1 27.0 26.8	29.07.95	Cloudy 18-21 h
9.	Depth	0.1 m 1 m 2 m 3 m 3.7 m	32.5 32.2 32.2 32.2 32.1	29.07.95	Cloudy 18-21 h

**Table 9-4-1-2 Measurement Result of Lake Water Temperature
at Rozovkladenetz Lake**

No.	Sampling Point	Temperature °C	Date of Measurement	Note
1	2	3	4	5
1.	Depth 0.1 m 1 m 2 m 3 m 4 m 5 m 6 m 6.5 m	9.3 9.2 9.0 9.0 9.0 9.1 9.2 9.2	05.12.95	Cloudy 13-18 h Tair=2.6°C 5 boilers and 4 turbines work
2.	Depth 0.1 m 1 m 1.5 m	15.8 15.5 15.4	05.12.95	Cloudy 18-21 h
3.	Depth 0.1 m 1 m 1.5 m	15.3 9.8 8.4	05.12.95	Cloudy 18-21 h
4.	Depth 0.1 m 1 m 2 m 3 m 4 m 4.5 m	9.6 9.0 8.9 8.5 8.2 8.2	05.12.95	Cloudy 18-21 h

5.	Depth	0.1 m 1 m 2 m 3 m 4 m 4.5 m	9.5 9.0 8.9 8.5 8.2 8.2	05.12.95	Cloudy 18-21 h
6.	Depth	0.1 m 1 m 2 m 3 m 4 m 5 m 6 m 6.5 m	9.9 10.4 10.5 10.5 10.5 10.4 9.9 9.8	05.12.95	Sunny 15-18 ³⁰ h
7.	Depth	0.1 m 1 m 2 m 3 m 4 m 5 m 6 m	10.3 9.3 9.0 8.9 9.1 9.2 9.2	05.12.95	Sunny 15-18 ³⁰ h
8.	Depth	0.1 m 1 m 1.3 m	14.9 8.5 8.3	05.12.95	Cloudy 18-21 h
9.	Depth	0.1 m 1 m 2 m 2.8 m	16.0 15.8 15.6 15.6	05.12.95	Cloudy 18-21 h

Table 9-4-1-3 必要面積の推定

手 法	推 定 方 法	結 果																																
1. 実測値等による方法 (土木学会)	<ul style="list-style-type: none"> ・温排水拡散分布の実測結果ならびに数値実験による予測結果よりの推定値。 ・放水量$20\text{m}^3/\text{s}$の値とする。 ・取放水温度差を7°Cとする。 	<p>1$^\circ\text{C}$上昇拡散面積： 130ha (<360ha) 相当半径： 0.91km (<1km)</p> <p>※<i>メノカネ</i>湖の面積=360ha ME-1取放水間の距離=約1km</p>																																
2. 実験式による方法 (新田式)	<ul style="list-style-type: none"> ・淡水の拡散に関する調査結果に、基づいて導かれた経験式で、排水の密度差を水温差におきかえて影響範囲を推定する。 	<p>216ha (<360ha)</p> <p>※放水量=$20.7\text{m}^3/\text{s}$</p>																																
3. エネルギー収支による方法 (伊予英国電力庁)	<ul style="list-style-type: none"> ・発電所の単位時間当たりの排熱量は、単位面積当りの水面から熱損失を水温上昇域全体について積分した値に等しいとする。 	<p>290ha (<360ha)</p> <p>※放水量=$20.7\text{m}^3/\text{s}$</p>																																
4. 蒸発熱による方法 (火力原子力発電協会)	<ul style="list-style-type: none"> ・池の表面から蒸発する水量を求めその蒸発熱によって冷却されるとして推定する。 ・計算条件 <table border="1" data-bbox="478 1164 973 1411"> <thead> <tr> <th></th> <th>気 温 ($^\circ\text{C}$)</th> <th>湿 度 (%)</th> <th>水 温 ($^\circ\text{C}$)</th> <th>風 速 (m^3/s)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>夏季</td> <td>23</td> <td>65</td> <td>26</td> <td>2.5</td> </tr> <tr> <td>冬季</td> <td>0</td> <td>83</td> <td>5</td> <td>2.5</td> </tr> <tr> <td>年平均</td> <td>12</td> <td>73</td> <td>18</td> <td>2.5</td> </tr> </tbody> </table>		気 温 ($^\circ\text{C}$)	湿 度 (%)	水 温 ($^\circ\text{C}$)	風 速 (m^3/s)	夏季	23	65	26	2.5	冬季	0	83	5	2.5	年平均	12	73	18	2.5	<table border="1" data-bbox="1021 1120 1404 1321"> <thead> <tr> <th></th> <th>有風時</th> <th>無風時</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>夏季</td> <td>21 ha</td> <td>49 ha</td> </tr> <tr> <td>冬季</td> <td>132 ha</td> <td>309 ha</td> </tr> <tr> <td>年平均</td> <td>35 ha</td> <td>83 ha</td> </tr> </tbody> </table> <p>(< 3 6 0 h a)</p> <p>※放水量=$20.7\text{m}^3/\text{s}$ $\Delta T = 7^\circ\text{C}$</p>		有風時	無風時	夏季	21 ha	49 ha	冬季	132 ha	309 ha	年平均	35 ha	83 ha
	気 温 ($^\circ\text{C}$)	湿 度 (%)	水 温 ($^\circ\text{C}$)	風 速 (m^3/s)																														
夏季	23	65	26	2.5																														
冬季	0	83	5	2.5																														
年平均	12	73	18	2.5																														
	有風時	無風時																																
夏季	21 ha	49 ha																																
冬季	132 ha	309 ha																																
年平均	35 ha	83 ha																																
5. 水面と大気との熱交換による方法 (Power Plant System Design)	<ul style="list-style-type: none"> ・水面と大気との熱交換から推定する。 ・計算条件 <table border="1" data-bbox="478 1657 973 1881"> <thead> <tr> <th></th> <th>日射量($\text{cal}/\text{cm}^2 \cdot \text{day}$)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>夏季</td> <td>552</td> </tr> <tr> <td>冬季</td> <td>126</td> </tr> <tr> <td>年平均</td> <td>339</td> </tr> </tbody> </table> <p>その他は4と同様。</p>		日射量($\text{cal}/\text{cm}^2 \cdot \text{day}$)	夏季	552	冬季	126	年平均	339	<table border="1" data-bbox="1021 1635 1404 1859"> <thead> <tr> <th></th> <th>有風時</th> <th>無風時</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>夏季</td> <td>232 ha</td> <td>266 ha</td> </tr> <tr> <td>冬季</td> <td>191 ha</td> <td>200 ha</td> </tr> <tr> <td>年平均</td> <td>211 ha</td> <td>229 ha</td> </tr> </tbody> </table> <p>(< 3 6 0 h a)</p> <p>※放水量=$20.7\text{m}^3/\text{s}$ $\Delta T = 7^\circ\text{C}$</p>		有風時	無風時	夏季	232 ha	266 ha	冬季	191 ha	200 ha	年平均	211 ha	229 ha												
	日射量($\text{cal}/\text{cm}^2 \cdot \text{day}$)																																	
夏季	552																																	
冬季	126																																	
年平均	339																																	
	有風時	無風時																																
夏季	232 ha	266 ha																																
冬季	191 ha	200 ha																																
年平均	211 ha	229 ha																																

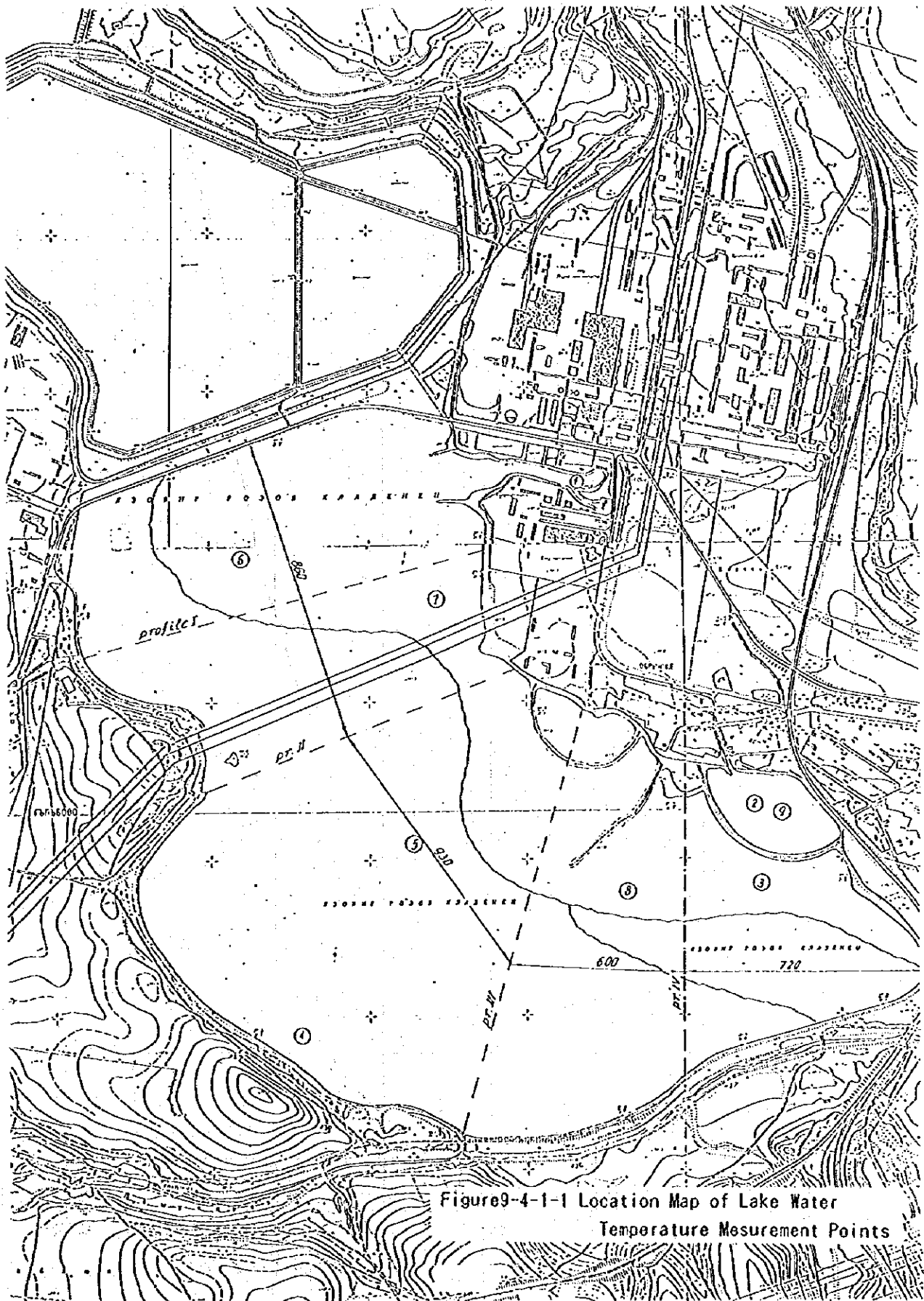


Figure 9-4-1-1 Location Map of Lake Water Temperature Measurement Points

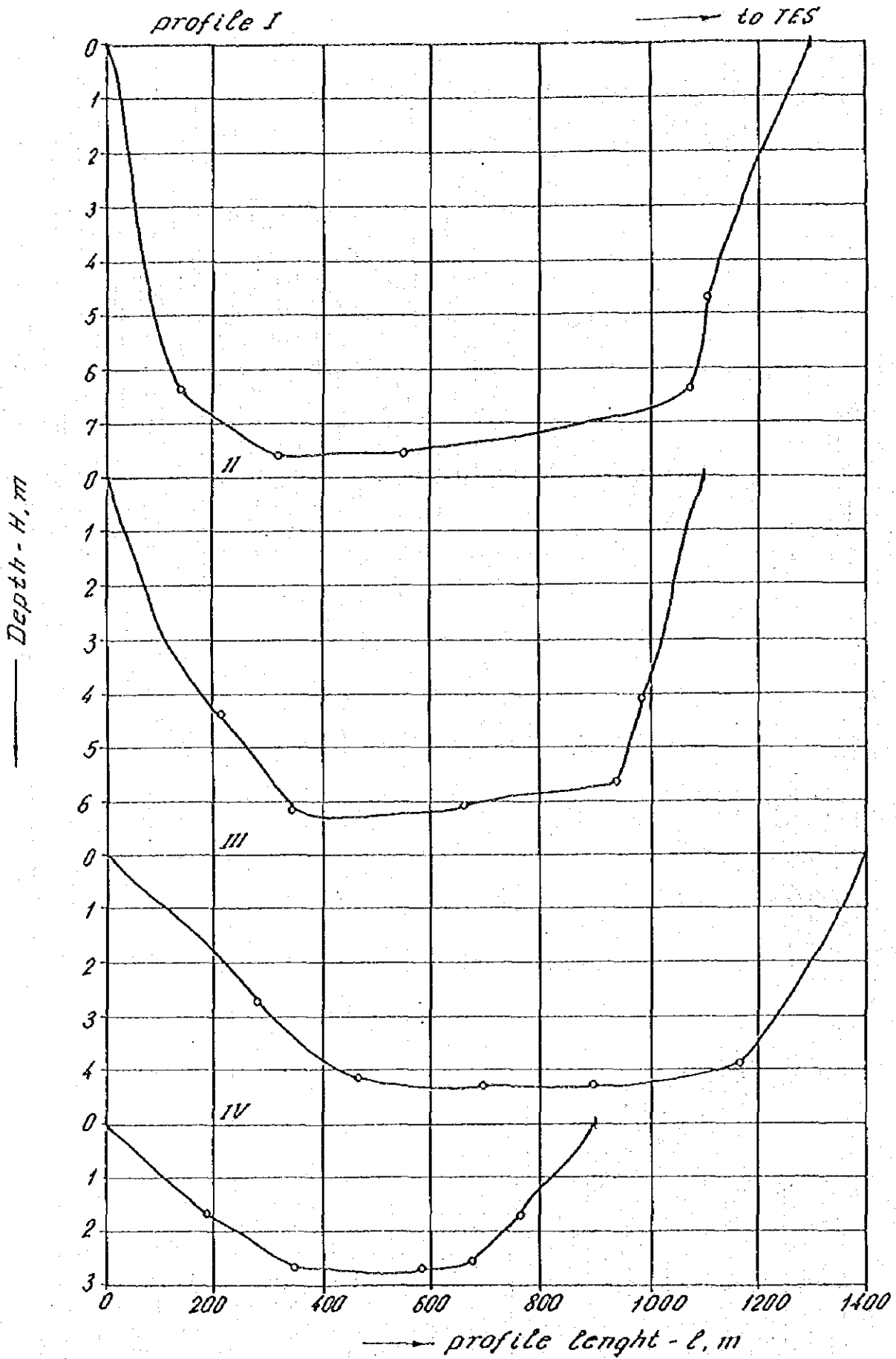


Figure 9-4-1-2 Measurement Profile at Rozovkladenetz Lake

9.4.2 温排水解析

本再建計画設備からの温排水の混合拡散範囲を予測するためシミュレーション解析を実施した。

(1) 計算諸源

- (a) 放水量 : 20.7 m³/s (R1、R2 運転時)
- (b) 放出流速 : 2.02 m/s
- (c) 取放水温度差 : 7 °C
- (d) 水温及び気温

	気 温	水 温
CASE-I (夏)	23 °C	26 °C
CASE-II (冬)	0 °C	5 °C

(2) 計算結果

計算結果は、Figure 9-4-2-1,2 のとおりである。冷却水の取入れ口への温排水の影響は見られない。

9.4.3 必要面積推定

本再建計画設備の復水器冷却水を、湖の表面だけで冷却する条件で必要な、湖水面積を推定した。推定方法はTable-9-4-1-3 に示す各種の手法を用いて行った。計算結果より、いずれの方法もロソフクラネツ湖の表面積を下廻った。ただし、計算による面積は、有効面積なので十分余裕があるとはいえない。

9.4.4 評価

ロソフクラネツ湖は、リツツァ・イ・ス第1発電所の復水器冷却水を確保するために人工的に作られた。この湖が、冷却湖としての機能を満足しているかの検討のために温排水拡散解析などを行ったが、いずれも支障ないという結果が得られた。

既設の放水口には、石の堤防が設置されている。これは、水温上昇による蒸発量の増加や温排水を湖に一様に拡散させることを、見込んだものと思われる。その堤防による影響度は、不明なため今回の検討から外した。この堤防を考慮すると更に良い方向に作用する。

よって、既存の資料をもとにした検討結果によると、再建計画による湖水温度上昇は、考えられない。ただし、下記項目を実施することを推奨する。

- 計画地点は降水量が少ないので、蒸発による湖水の損失水量を周辺河川より補うこと。
- 主放水路から分岐している、魚の養殖用の放水路は取放水間の離隔距離を確保するため、使用しないこと。（魚の養殖は、主放水路側で行う。）
- 基礎データ（湖表面積、水深、気象データ等）は、再確認すること。

しかしながら、本再建計画実現後、更に設備の増設を計画する場合は、湖の冷却能力について詳細な検討を要する。特に正確な気象観測を行う必要がある。更なる増設には、可能なかぎりリヴァー・イースト第2、第3発電所のように冷却塔を設置することを推奨する。

温排水による環境への影響は、多少考えられるが、その範囲は放水口周辺に限られる。むしろ、温排水を有効利用するため、既に温排水を使って魚の養殖を行っている。

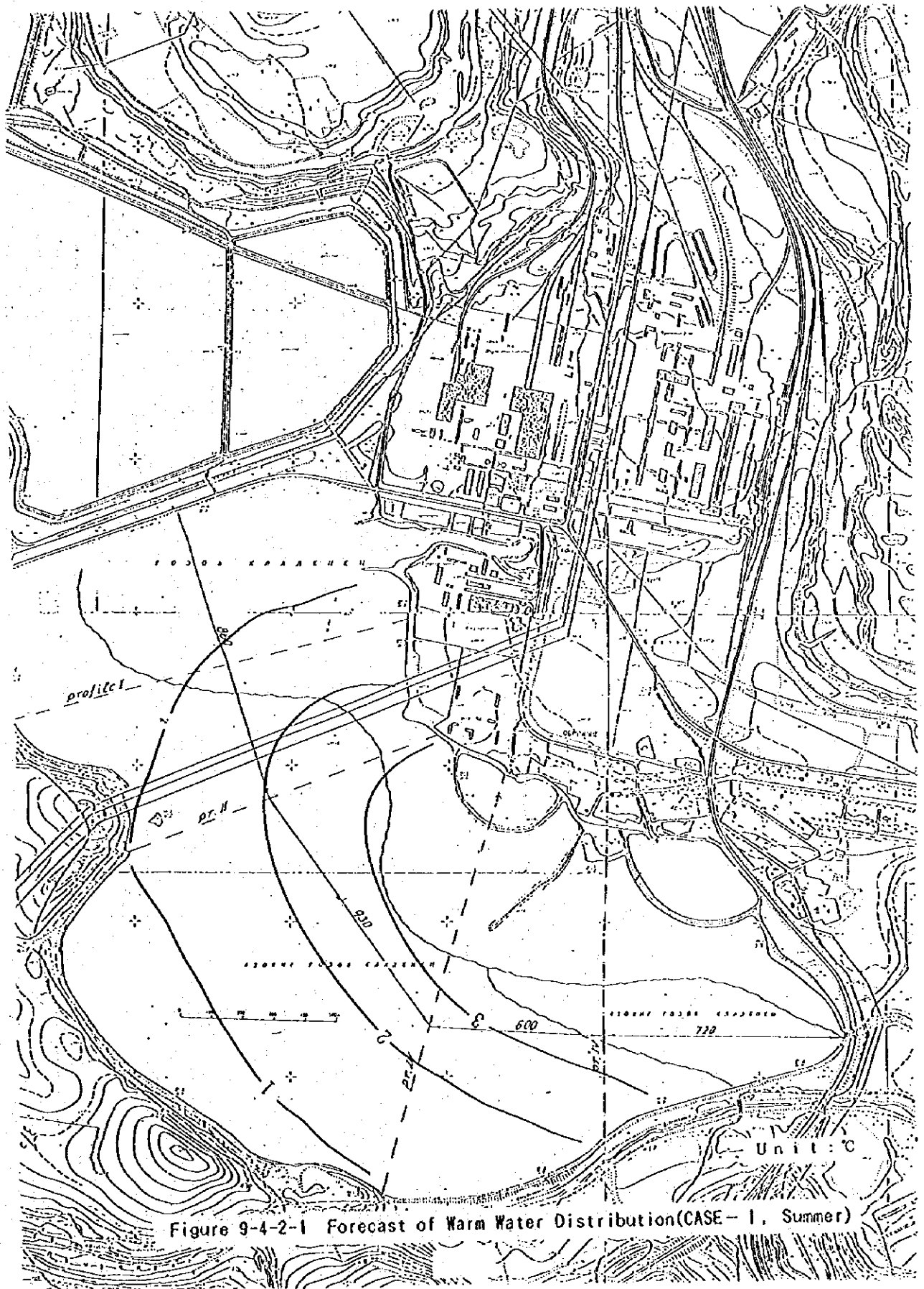


Figure 9-4-2-1 Forecast of Warm Water Distribution(CASE - 1, Summer)

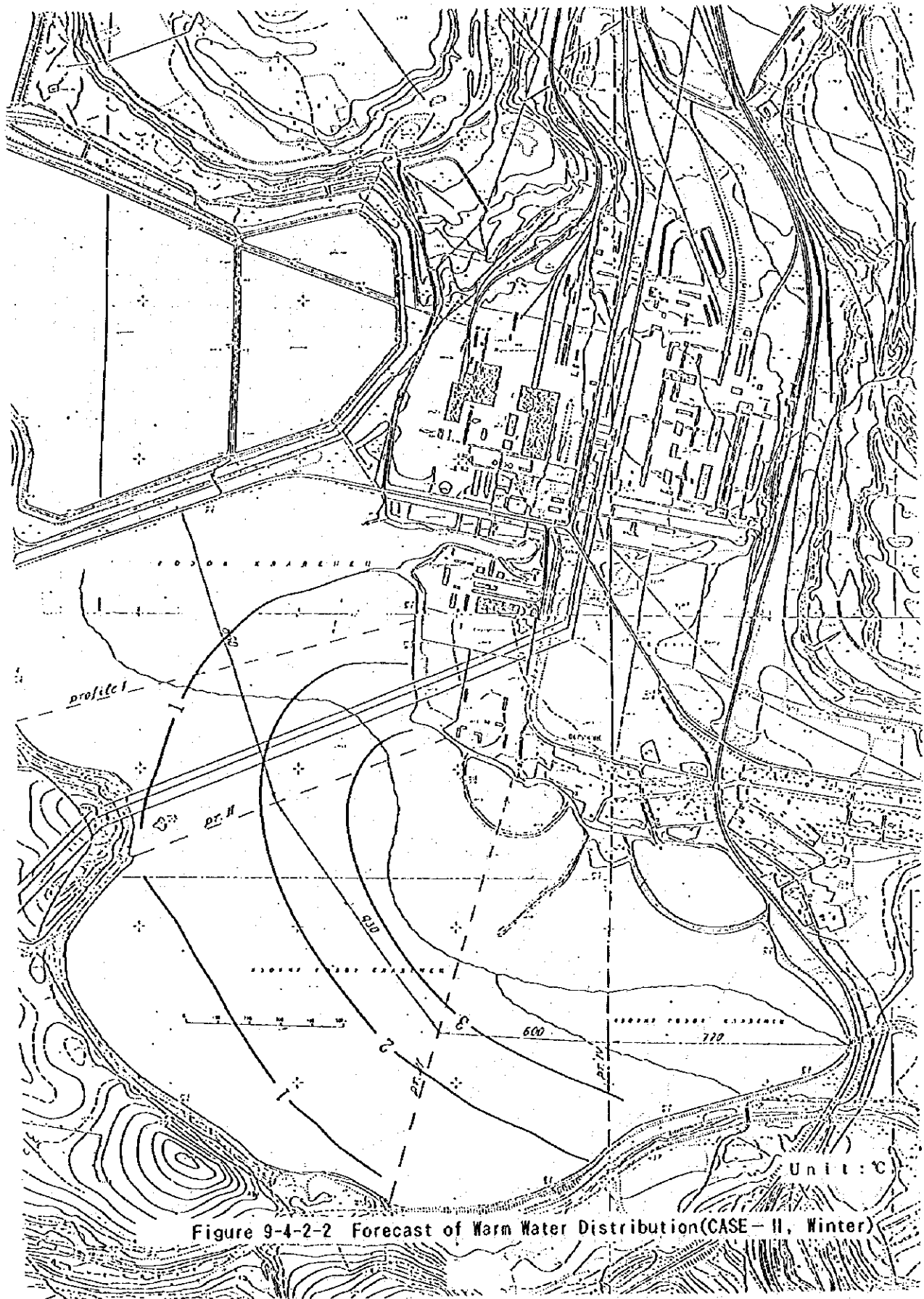


Figure 9-4-2-2 Forecast of Warm Water Distribution(CASE - II, Winter)

9.5 環境保全計画

9.5.1 基本事項

本計画の建設に伴って発生が予想される環境影響を防止もしくは軽減し、環境を保全する対策を講ずる。

9.5.2 大気汚染防止対策

大気汚染防止対策についての基本的考え方は、発電所から排出するばい煙について、循環流動層ボイラの炉内脱硫による硫黄酸化物の低減、燃焼特性による窒素酸化物の抑制、電気式集じん装置の採用によるばいじん対策などにより排出量の低減をはかるものとする。更に高煙突の採用による汚染物質の拡散効果をはかる。

9.5.3 水質汚濁防止対策

発電所からの一般排水については、適切な処理対策を講ずることにより湖川への水質汚濁負荷量を極力少なくする。

9.5.4 騒音防止対策

ブルガリア国における騒音に関する規制は、敷地境界での騒音より、むしろ働く人のための作業環境としての騒音を重要視している。しかし発電所の寿命を考えれば、この間に騒音規制の強化がなされていくことは十分予想され、障害が起きてから防止するとなると経費や工事の面からも非常に大きなものとなる。したがって騒音の発生源となる機器については、屋内に設置するほか、屋外に設置するものについては低騒音機器を採用し、必要に応じてしゃ音壁及び消音器を設置するなどの対策を行うことが望ましい。

9.5.5 振動防止対策

振動の発生源となる機器については、敷地境界からの離隔距離を十分に保つほか基礎を強固なものにする等の対策を行い、敷地境界において影響がないよう配慮する。

9.5.6 地盤沈下防止対策

地盤沈下の原因となる地下水の汲み上げは行わない。

9.5.7 悪臭防止対策

悪臭の原因となる薬品は使用しない。

9.5.8 温排水の対策

冷却水の取放水に当たっては、取放水温度差を7℃とし、湖の水生生物などに対する影響を極力少なくする。

9.5.9 産業廃棄物（石炭灰）処理対策

石炭灰は、所定の灰処理用地に埋立処分する。また、埋立完了部分は逐次覆土し石炭灰の飛散を防止する。

9.5.10 工事中の対策

工事に当たっては、適切な対策を講じ、周辺への大気汚染、水質汚濁の防止をはかる。また、必要に応じて防音カバーの使用、適切な機器の選定などの騒音、振動防止対策を講じ、工事に伴って発生する騒音、振動の低減をはかる。

9.5.11 その他

- (1) 発電所構内に存在する遺跡については、関係機関の指導のもとに適切な措置を講じ、配置計画上及び工事による影響がないように十分注意する。
- (2) 周辺環境との調和として発電所構内に植生を行う。

9.6 環境監視計画

9.6.1 基本事項

ブルガリア国における、環境保全のための監視体制は、観測機器の整備等を進めている状況にある。

このような背景を考慮し、大気汚染、水質汚濁等に関し、適切な監視計画を策定する。

9.6.2 ばい煙

ばい煙のモニタリングの基本方針は、煙道に測定座を設置し、定期的に SO_2 、 NO_x 、ばいじん及びCOの濃度を測定する。(Figure 9-6-1 参照)

なお、将来的には連続測定装置を設置して、中央制御室で常時監視すると共に、煙突出口の排煙状況を監視テレビにより常時監視することが望ましい。

9.6.3 一般排水

水質汚濁に係わる一般排水の監視として、発電所に設置する排水処理装置の出口の水質について、pH 値及び濁度を定期的に測定する。なお、将来的には自動測定装置を用いて連続測定することが望ましい。

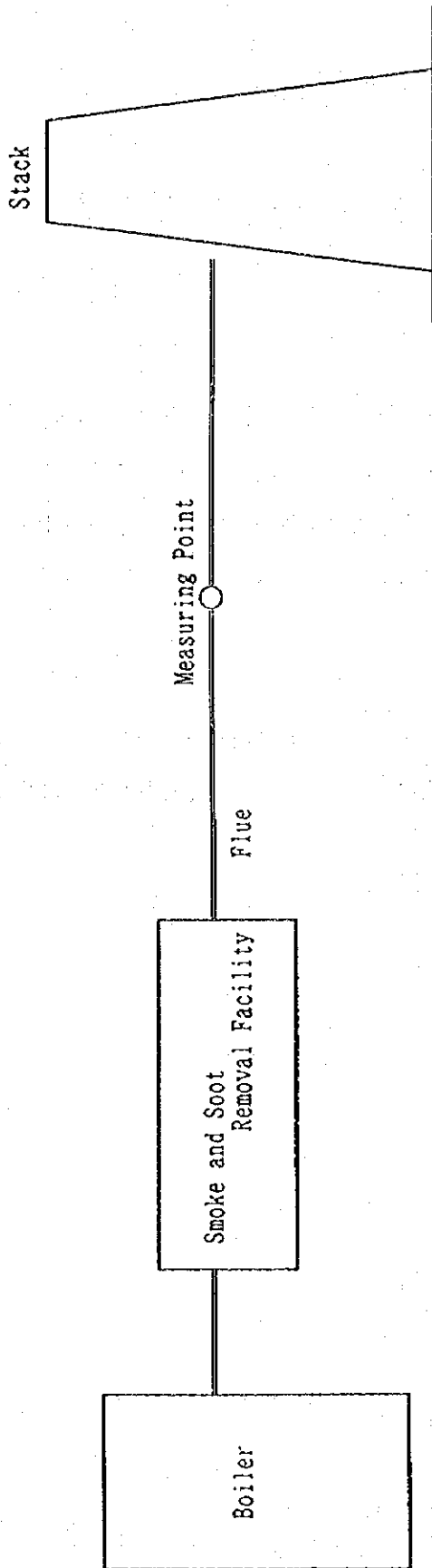


Figure 9-6-1 SO_x, NO_x, Dust and CO Monitoring System

9.7 総合評価

リャブナ・イスト第1火力発電所再建計画は、ブルガリア国における将来の電力供給の一翼を担うとともに、国内唯一の燃料源であるリャブナを有効に使用する計画としている。

再建計画に際しては、周辺の自然環境及び社会環境を十分に考慮し、環境保全に万全を期することとする。

すなわち、発電所が排出するばい煙については、循環流動層ボイラの炉内脱硫、電気式集じん装置の採用等により、その排出量を極力少なくする。一般排水等については排水処理装置等により適切な処理を行って排水することにより水質汚濁の防止に努める。騒音、振動の発生源となる機器については、建屋内収納、低騒音機器の採用、基礎を強固にするなどの対策を行い騒音、振動の低減をはかる。

以上のほか、本文で述べたとおりの諸対策を講じる。よって、リャブナ・イスト第1火力発電所再建計画による周辺環境への影響は、少ないものと考えられる。

さらに、再建計画が実現するとばいじん及び硫黄酸化物の総排出量は、現状に比べ大幅に減少する。また、電化及び地域熱供給が促進されることにより、家庭用の熱源として使用されている石炭（リャブナ）燃焼による環境汚染の低減も期待できる。

したがって、本再建計画の環境に対する貢献度は非常に大きいと結論づけられる。

第10章 經濟・財務分析

第10章 経済評価・財務評価

(頁)

10.1 経済分析	10- 1~ 10- 9
10.1.1 方法論	
10.1.2 プロジェクトの経済コスト	
10.1.3 代替火力発電所のパラメータと経済コスト	
10.1.4 経済評価	
10.1.5 感度分析	
10.2 財務分析	10-10~ 10-11
10.2.1 方法論	
10.2.2 プロジェクトの財務コスト	
10.2.3 プロジェクトの財務収益	
10.2.4 財務評価	
10.3 借入金の返済計画	10-12~ 10-13
10.3.1 基本的考察・条件	
10.3.2 所要資金	
10.3.3 収入とコスト	
10.3.4 借入金返済計画	
10.4 新電気料金体系の算定	10-14~ 10-17
10.4.1 電気料金・料金体系の現状	
10.4.2 新電気料金体系考察と影響	
10.5 社会・経済的影響評価	10-18~ 10-44
10.5.1 基本的な考え方	
10.5.2 わが国での環境対策の沿革	
10.5.3 環境対策実施による社会・経済的影響	
10.5.4 ブルガリア共和国での社会経済的影響予測	

[List of Tables]

- 10-1-2-1 : Initial Investment Cost of MB-1 Replacing Thermal Power Plant (Market price basis)
- 10-1-2-2 : Initial Investment Cost of MB-1 Replacing Thermal Power Plant (Economic price basis)
- 10-1-3-1 : Initial Investment Cost of Alternative Thermal Power Plant (Market price basis)
- 10-1-3-2 : Initial Investment Cost of Alternative Thermal Power Plant (Economic price basis)
- 10-1-3-3 : Basic Condition for Economic Evaluation
- 10-1-3-4 : Basic Factors for Economic Evaluation
- 10-1-4-1 : Net Present Value and Benefit-Cost Ratio
- 10-1-4-2 : Economic Evaluation of ME-1 Thermal Power Plant
- 10-1-5-1 : Sensitivity Analysis
- 10-2-1-1 : Basic Condition for financial Evaluation
- 10-2-3-1 : Revenue for Sales of Electricity and Heat
- 10-2-4-1 : Financial Evaluation of ME-1 Thermal Power Plant
- 10-3-2-1 : Fund Requirement and Repayment
- 10-3-4-1 : Profit and Loss Statement
- 10-3-4-2 : Cash Flow Sheet
- 10-4-1-1 : Trend of Electricity and Heat Price
- 10-4-1-2 : Breakdown of Generating Cost Expenditures of ME-1
- 10-4-1-3 : Standard of Depreciation
- 10-4-2 (1) : Financial Evaluation of ME-1 Thermal Power Plant (Case 1)
- 10-4-2 (2) : Financial Analysis of ME-1 Thermal Power Plant (Case 1)
- 10-4-3 (1) : Financial Evaluation of ME-1 Thermal Power Plant (Case 2)
- 10-4-3 (2) : Financial Analysis of ME-1 Thermal Power Plant (Case 2)

[List of Figures]

10-1-1-1 : Flow Chart of Economic and Financial Evaluation

第10章 経済・財務分析

10.1 経済分析

10.1.1 方法論

(1) 基本的アプローチ

経済評価は、プロジェクトの①純現在価値、②便益対費用の比率、③経済的内部収益率といった指標を基に行われる。これらの指標はプロジェクトの経済便益と経済費用から導かれるものである。指標そのものを設定するにはいわゆる割引キャッシュ・フロー (discounted cash flow) が用いられる。

製品・サービスの市場価格が直接、経済価値を全面的に反映する場合には、こうして得た市場価値はそのまま経済評価における費用と便益についての計算に適用することができる。しかし、市場価格というものは大抵、不完全な市場メカニズムの効果によって歪められているものである。

そもそも費用と便益の見積は、限られた資源の最適配分という目的に到達するべく行われるべきものである。この目的達成のためには製品・サービスの市場価格は、真の経済価値を反映するために、真の便益と費用に変換されるべきものである。そこで世界銀行を始め、その他の国際金融機関は真のプロジェクト価格や市場価格を見積もるために国際市場価格を使用している。

一方、開発プロジェクトの経済評価は、プロジェクトがその国の社会・経済に及ぼす影響・インパクトを、二つの場合を想定しこれを比較計量して行われる。即ち、プロジェクトを開発する場合と、しなかった場合である。原則的には、一つの開発プロジェクトが選ばれると、そのプロジェクトが、その国としては貴重な経済資源を消費するために、別のプロジェクトの実現を妨げてしまう結果になりかねない恐れがある。故に、選定されたプロジェクトはその国に対して、単に製品を生産することで影響を及ぼすばかりでなく、その過程において国の限られた資源を消費することによって国にインパクトを与えることになるのである。

本計画では、「代替設備アプローチ」を採用している。これによれば、将来の電力供給増を満足させるため、国の長期電力開発政策の一部として新規プロジェクトが盛り込まれている場合（即ち、そのプロジェクトが実現する見通しが立たないのなら、別の供給手段で代替せざるを得ない場合）、代替設備アプローチが採られ、計画プロジェクトと代替プロジェクトの経済コストの計量・評価が行われる。

(2) 経済評価の方法

世界銀行をはじめ国際金融機関において採用されている経済評価手法は、概ね次のプロセスを経て行われる。

Phase - 1 市場価格から国内所得移転項目を排除する。

Phase - 2 市場価格から貿易材、非貿易材、熟練労働、非熟練労働等項目別に計算価格への変換を行う。

Phase - 3 計算価格によって内部収益率を求め、これと当該国の資本の機会費用と比較する。

Phase - 4 上記の結果をふまえ、更には国民の貯蓄・所得配分を配慮した社会経済的評価をも行う。

本計画の経済評価では、Phase - 4 を含めた評価を行うこととする。

(Figure 10-1-1-1 参照)

通常の電源開発プロジェクトの経済評価では、便益の計上が可能なお場合には、長期限界費用法や料金体系をもとに、本プロジェクト自体に帰属する便益・費用を計測、比較するのが本来的である。

便益・費用の計測、比較は次のように取り扱われる。

(a) 費用

プロジェクトの全期間に生じる費用は、下記の移転項目等を除いて、全て加算計上される。

・ 租税公課

この種の支払は経済発展に使用し得る資源を、何ら減ずることではない。経済計算プロジェクトの遂行において経済資源の最適割当を達成することを目的としているものであるから、税金のような、振替であっても消費ではないコストは計算の対象から除外されるのである。

① 支払利子

経済利益は投下資本の機会コストとも捕らえることができる。資本の機会コストは経済計算の結果であり、この資本の機会コストは借入金の金利を内蔵している。故に支払利子は計算の重複を避けるために経済計算からは除外しなければならない。

② 減価償却費

経済計算ではコストはその発生段階で計上される。ところが減価償却費は設備投資によるものであって、経理上は建設期にそれが発生してからずっと後になって計上され、しかもそのために改めてなんらの資金も支出されるわけではない。

そのみならず、資本コストは費用の部の項目に含まれているので、減価償却費が計上されると三重計算をしたことになる。こうしたわけで、減価償却費は除外される。

③ 借入金の返済額

借入金は税金と同様、振替コストであって消費コストではない。故に、借入金は取り除くものとする。

(b) 便 益

代替発電所コストはこの計画中のプロジェクトの便益とみなされる。計画プロジェクトの開発は、代替発電所建設で使われたはずのコストを消費するといった形で経済インパクトを国に与えるものである。故に代替発電所建設で使われたはずのコストを計画プロジェクトの便益と考える。

上記の費用・便益を計算するにあたっては、以下の(c) 現在価値と(d) 経済コストのコンセプトを考慮に入れて計量・評価する。これら便益・費用の算定フローを Figure 10-1-1-1 に示す。

(c) 現在価値

経済計算上、全ての便益・費用は現在価値のみで評価される。したがって、全ての便益・費用は割引率を用いて現在価値に引き直さなければならない。

(d) 経済コスト (シャドウプライス)

プロジェクトコストの見積は一般的に一国の市場において支配的な実際の現行価値 (即ち市場価格) に基づくものである。市場価格はシャドウプライスに変換される。シャドウプライスはプロジェクトの全てのコストに適用される。

プロジェクトのコストは二つのカテゴリーに分けられる。貿易財と非貿易財である。前者については輸入財はCIF価格で、輸出財はFOB価格で計算される。後者については、国際市場価格に等しい機会コストで取り扱われる。標準変換係数 (Standard Conversion Factor: SCF) は、主要輸出 (FOBベース) と主要輸入 (CIFベース) の総額から算定され、国内価格を歪めることを避け、ここで言う非貿易財を国際市場価格に換算するための一般的目安として用いられる。

この経済評価においては、最新の経済データを駆使して標準変換係数 (SCF) を算定し、非貿易財の価格を国際市場価格に変換する。SCFは下記の計算式で得られる。

$$SCF = \frac{CIF + FOB}{CIF + TAX (import) + FOB - TAX (export) + Subsidies}$$

以上のように便益・費用はシャドウプライスに変換後、経済評価計算を以下の計算式で算定する。

その詳細は下記の通りである。

(e) 経済評価

・純現在価値 (便益 - 費用)

$$\sum \frac{B_n}{(1+i)^n} - \sum \frac{C_n}{(1+i)^n} = \text{純現在価値}$$

B = 便益, C = 費用,

i = 資本の機会費用

n = 期間 (年)

[備考] 純現在価値が高ければ高いほど、プロジェクトは良好な状態にある。

- 便益対費用の比率（便益／費用）

$$\frac{\sum \frac{B_n}{(1+i)^n}}{\sum \frac{C_n}{(1+i)^n}} = \text{便益対費用の比率}$$

〔備考〕 便益対費用の比率が大きければ大きいほど、プロジェクトは良好な状態にある。

- 経済的内部収益率（BIRR : Economic Internal Rate of Return）

$$\sum \frac{B_n}{(1+i)^n} = \sum \frac{C_n}{(1+i)^n}$$

i : 内部収益率は累計現在価値での総便益と総コストが一致するときの比率。

〔備考〕 1. BIRRが機会コストより高ければ、プロジェクトは良好な状態にある。

(3) 代替発電所の選択

最近のブルガリアのエネルギー開発計画では、国のエネルギー開発政策は主に次の5つの必要項目からなると言われている。

- 産業・民生用における省エネルギーの実施は、電力の需給が逼迫する中、エネルギー政策上、高い優先度を持つ。
- 運転中の熱併給発電設備に対する環境保護対策の強化ならびに長寿命化
- エネルギー供給確保と安全保障上、国内のエネルギー資源であるリグナイト炭の増産により環境対策を施したリグナイト炭火力発電所の開発あるいは延命化
- 前項の国内リグナイト炭火力発電所の開発と平行して、電源開発計画上、輸入炭火力あるいはコンバインドサイクル・ガスタービン発電所もある程度まで、導入・実現すべきである。
- 原子力発電については、コスロデュイ原子力発電所の改修・復旧が先決であるが、将来の長期安定供給電源として考慮されるべきである。

本計画はベースロードの供給電源であり、この経済評価において同等のサービスを供給しうる石炭火力発電設備を代替発電所プロジェクトとして設定する。

マツファ・イス第1発電所旧5・6号機の経済評価における代替プロジェクトは、NEKと協議した結果、輸入炭石炭火力発電所と決定する。

10.1.2 プロジェクトの経済コスト

本計画の経済的費用は、「第8.2章、建設工事費」の項で求められた財務的費用をベースに前述の変換係数を適用して算出した。また建設工事費の建中利子は除外する。

本計画は、「第5章 最適開発計画」の基本設計に基づき、発電ならびに地域暖房用熱供給を行う。費用のうち、熱供給は冬期間に限っており、熱供給費用は発電用コストに含め、特に計上しないこととした。建設工程上、再建プラントR1とR2ユニットの運転には6ヶ月タイムラグがあるが、コスト計算は2002年1月から30年とした。

(1) 投資コスト

建設費の経済コストには直接建設費、Physical Contingency、そしてEngineering Costを含めた。

この際、建設期間中のインフレーションは考慮しない。

土地収用費の経済コストは機会費用の考え方からその土地が発電所用地として使用してしまうことにより犠牲となるその土地からの産出物対価である。現地調査におけるリプレースプロジェクト建設予定地の土地使用状況から判断して、このような産出物は建設費の経済コスト総額と比べ非常に小さいと考えられるので特に計上しないこととした。

本計画に関する建設費の外貨分コストは、CIF価格を使用した。内貨分コストは、原材料価格の統制、補助金助成や規制等があるのが一般の状況である。従って、NEKと協議し、ブルガリアのデータから標準変換係数を0.97と推計し内貨分の経済的コストとした。

プロジェクトの市場および経済コストを Table 10-1-2-1, 10-1-2-2 に示す。

(2) 維持管理費

維持管理費は建設費の経済コストに一定の経費率（4%）を乗じて求めることとした。

(3) 燃料費

燃料のリグナイトはマリッツァ・イーストコンプレックス内のトロヤノヴォ炭鉱北鉱区より調達する

燃料費はリグナイト価格（石炭；6.0 US\$/ト）；1996年1月価格をベースに算定）を年間消費量にかけることにより算定した。

上記により、プロジェクトの経済評価を行うための費用フローである初期投資とプロジェクト全生涯の経済的総コストを算定する。

10.1.3 代替火力発電所のパラメータと経済コスト

前述した通り本計画の経済的便益を代替させる代替計画として輸入炭火力発電設備を選定した。この代替火力発電設備の経済的費用を本計画の便益とみなし、これを本計画の経済的費用と比較する方法を採用した。

経済評価のベースと見なされる代替火力発電所は、黒海沿岸から内陸に入り、マリツァ・イーストプロジェクトサイトまでは最も近くにあると考えられる地点に設置されるものと仮定する。この代替火力発電所建設の経済評価に用いられた基本条件・諸要素を Table 10-1-3-3 および Table 10-1-3-4 に示す。なお、Table 10-1-3-4 には、マリツァ・イースト第1発電所プロジェクトの経済コスト計算に関する条件も含まれている。

(1) 代替火力の初期投資コスト

代替火力発電所建設費の経済コストは、外貨分と内貨分に分け、内貨分については標準変換係数を用いて推定した。代替火力プロジェクトの市場および経済コスト上の、初期投資とプロジェクト全生涯の総コストについて、Table 10-1-3-1、Table 10-1-3-2 に示す。

(2) 維持管理費

維持管理費は4%をプロジェクトの総経済コストに掛けることにより算定した。

(3) 燃料費

代替火力プロジェクトは、燃料費の中に輸入炭価格と黒海沿岸（Burgas想定）からマリツァ・イーストプロジェクトサイトまでの鉄道輸送費を計上した。

燃料用輸入炭は、以下の条件を前提に、国際市場から最も経済的な価格により調達することとした。

燃料費はサイトまでの輸入炭価格（石炭；60.00US\$/ト）を年間エネルギー消費

量に掛けることにより算定した。

上記により、代替火力プロジェクトの経済評価を行うための便益フローである初期投資プロジェクト全生涯の経済的総コストを算定する。

10.1.4 経済評価

上記の前提に基づき算定した便益及び費用のフローをもとに、本計画の超過便益 ($B - C$)、便益・費用比率 (B / C) 及び等価割引率 (いわゆる経済的内部収益率: $EIRR$) を計算すると Table 10-1-4-1, 10-1-4-2 の通りとなる。

(1) 純現在価値と便益対費用比率

純現在価値 (便益 - 費用) と便益対費用比率 (便益 / 費用) の二つの指標が示す通り、プロジェクトの建設費と維持管理費は代替プロジェクトに比べて経済的に有利であることが判明した。

(2) 経済的内部収益率

Table 10-1-4-2 に示すとおり、生涯年にわたる本プロジェクトへの投資と代替火力発電所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割引率 (即ち、 $BIRR$) は、25.3%となり、資本の機会費用の10%より上回っている。

(1), (2)から、本プロジェクトは経済評価の面からみると、代替輸入炭火力発電所を設置するよりも優位であり、いずれの指標を用いても本計画が成立することが判明した。

10.1.5 感度分析

本計画の感度分析を以下の条件により実施した。なお、 $B - C$ および B / C の算定には10%の割引率を使用した。

- Case-1 建設費の20%上昇
- Case-2 割引率を8%、12%に変化した場合
- Case-3 燃料費の5%上昇

この結果、EIRR、B-C、B/Cは Table 10-1-5-1 の通りであり、本プロジェクトの優位性が維持されることが示されている。

10.2 財務分析

10.2.1 方法論

プロジェクトの財務評価を行うにあたっては、プロジェクトの直接建設費、維持管理費、燃料費の全てのコストについて市場価格でのキャッシュフローを展開する。

このコストキャッシュフローは、プロジェクトが生み出す電力ならびに地域暖房用供給蒸気の売上代金から出る予想収入から得られた便益キャッシュフローと比較・検討し、財務的内部収益率（FIRR）が割引キャッシュフロー法（DCF法）により算出した。

割引率はNEKと協議の上、10%として決定された。第5章 最適開発計画・蒸気供給はどちらかの一方のみとし、供給している号機の電気出力は200MWとする。本計画の財務評価に用いた基本条件を Table 10-2-1-1 に示す。

10.2.2 プロジェクトの財務コスト

本計画の初期投資総額は「第8.2章 建設工事費」から得られた。

維持管理費は建設工事費の4%とした。

上記により、プロジェクトの財務評価を行うための費用フローである初期投資プロジェクト全生涯の財務的総コストを算定する。

10.2.3 プロジェクトの財務収益

プロジェクトの財務上の収益は電力ならびに暖房用蒸気の売上代金である。プロジェクトの財務収益は以下の条件により算定した。

売電収益はプロジェクトに隣接するメガワットクラスの消費地域と見られるソフィア、ルセなど主要都市、工業地域等に適用される2001年時点の電力料金（4.5 セント/kWh）をベースとして計算した。

地域暖房用蒸気は、同様に2001年時点でマリッツァ・イースト地域の住宅、工場に適用される蒸気料金（31.4ドル/Gcal）をベースとして計算した。プロジェクトの生涯を通し、(i) 年間平均電力量は売上可能電力量と考え、(ii) 地域暖房用蒸気供給量を売上可能蒸気量と想定した。Table 10-2-3-1 にプロジェクトの年間財務収益を上記に示した料金に基づいて算定した。

10.2.4 財務評価

財務評価の結果は Table 10-2-4-1 に示す通りである。このように、財務的内部収益率 (FIRR) は8.8%となった。

この率は、国際金融機関からの借入金（外貨分8%）を上回っている。しかし、外貨・内貨分を含めた借入金に係わる10%という予想平均金利（この金利は資本の機会コストとも考えられる。）を下回っている。従って、財務評価の面からみて、現状の割引率で本プロジェクトを魅力的なものとするため、標準電気料金単価の引上げの検討を行う一方、国際金融機関からの借入金利の条件により、所要資金調達コストの低減をはかることができる。

10.3 借入金の返済計画

10.3.1 基本的考察・条件

一般に、発電所の建設においては、建設期間中に莫大な初期投資を必要とする。

しかもその投資の回収が始まるのは建設工事が完了した後からである。投資を回収する時間は、耐久消費財の生産の場合の投資回収時間よりはるかに長い。従って、なるべく低金利で、据置期間が長くて返済期間も長い借入金を得ようとするのは全く当然のことである。

ブルガリアにおいては金利そのものがインフレを反映し、国内中央基準金利が極めて高い。従って、プロジェクトの金融条件につきNEKと協議の結果、他のプロジェクトの条件を勘案し、外貨・内貨分の所要資金はすべて国際金融機関から下記の条件で調達することを前提として返済計画を作成した。

金利：国際資金の金利は外貨分は8%、内貨分は10%とした。いずれも手数料は考慮していない。

返済条件：プロジェクトの工事期間中は、返済は繰り延べとする。元利均等払いとし、外貨分は20年、内貨分は15年とした。

10.3.2 所要資金

プロジェクトは2001年に電力網に接続の予定であり、国際機関からの調達、所要資金は、1996年1月現在の価格をベースとした。この際、建設期間中のインフレーションは考慮しない。

近年におけるブルガリアのインフレ上昇率は高く1995年は32.9%であった。従って、現地通貨の対ドル等通貨為替レートの変動を想定し、将来の価格については、外貨、内貨分ともドルベースで設定し、資金返済フローの予測をたてることとした。

Table 10-3-2-1 に資金調達と返済計画を示す。

10.3.3 収入とコスト

収入は販売電気料金と蒸気単価をもとに販売可能電力量とその蒸気供給量によって収入を算定し、支出には減価償却費、燃料費、維持・管理費を計上し収支バランスの検討を行った。

(1) 売上収入

投資の回収は①電力の売上、ならびに②冬期間マリツァ・イースト地域へ供給される地域暖房用蒸気の売上からの収入で賄う。

2001年時点の平均電気料金ならびに地域暖房用蒸気料金を算定することは困難であるので、需要想定に基づくブルガリアの標準的地域に適用される電気料金をベースとして使うことにした。

2001年時点の電気料金ならびに蒸気料金はNEKと協議の結果、各々4.5セント/kWh、31.4Fl/Gcalとした。

(2) 営業費用

営業費用はプロジェクトの維持・管理費、燃料費、減価償却費からなる。

年間維持・管理費は建設費の4%と推定した。

減価償却については直線法を採り、残存価値ゼロとして計算、耐用年数は30年と推定した。

10.3.4 借入金返済計画

借入金返済用資金としては営業収益（（電力+地域暖房用蒸気売上金）-（維持管理費）-（減価償却+支払金利など））をこれにあて、さらに減価償却費がある。

資金調達と返済条件ならびに営業収支バランスより、Cashflow Statementと損益計算書をTable 10-3-4-1 および Table 10-3-4-2 に示す。Table 10-3-4-2 に示す通り、資本コストは運転開始年から第6年目に収入が回収される。そして、その後、収入は資本コストを越えることとなり、利益を生み出して行くこととなる。

10.4 新電気料金体系の算定

10.4.1 電気料金・料金体系の現状

(1) 電力料金

ブルガリア国の電気料金は産業用、民生用の2つがあり、従来より、電気料金(最終需要家価格)ならびに地域暖房用各料金はエネルギー委員会を経て内閣承認される。Table 10-4-1-1 に現在の水準を示す。

電気料金も、1989年以降の市場経済への移行に伴う国内インフレ、為替レート等の影響を受け、1994年から1995年にかけて、ここ2年間で家庭用は30%~50%の値上げ、産業用は約30%~40%の値上げを推移した。

従って、政府は1994年11月、電気料金に関して、インフレの進行とコストを可能な限り価格に反映したいとする制度の見直しをはかり、為替レートの変動、インフレ、国民所得の変化等を調整要素として、電気料金の繰返し値上げ見直しが行われている。

1995年の需要家別平均電気料金は、産業用が 3.01セント/kWh (約3円/kWh)、民生用が 2.33セント/kWh (約2.3円/kWh) となっている。

各発電のコストは最終需要家に供給する価格については、各発電所のコストを各地域支部毎(マリツァ・イースト第1発電所地域等)にコストを積み上げて価格設定がなされ、管理されている。しかし、いずれの段階においても、最終需要家向け価格の設定に際し、政府補助が行われ、事業者及び需要家の負担を軽減しているため、トータルな電気料金制度としてはコストを反映した市場原理に基づくものとはなっていない。(Table 10-4-1-2 参照)

従って現在の料金制度は、最終需要家料金が政策的に決定される構造であるため、原価主義的料金体系とは、大きく乖離している。

マリツァ・イースト第1発電所は同地域支部のコスト管理システムとなっている。コストについて、年間で3ヶ月おきに各支部へコストの報告を行い、政府の電気料金見直しの基礎データとなっている。1994年の収入は 543,946千レバ(10.06億円)であり、費用は 1,081,849千レバ(20.01億円)を計上し同地域全体では、原価を回収できる状況にない。

1994年以降の料金制度改訂上、現在の政策料金制度の最大の問題点は長期投資回収のメカニズムに乏しいことである。静的にとらえれば均衡的な収支構造となっておらず、長期資金を借受けて大規模の投資を行うための適正な料金収入が必要であ

る。従って今後適正投資の資本費（金利と減価償却費）をいかに継続的に料金に反映させてゆくかが制度上の問題である。

現在検討中とされている新料金システムの内容については、情報を入手していないが、仮に欧米並みのプラント別原価主義を採用した場合、上記プロジェクトの実施のために他の手段－環境対策設置に対する税金の免除措置、外資の導入等－を検討せざるを得ないと考えられる。

(2) 電力生産コストについて

NEKの損益計算書上は、電力生産コストと熱供給生産コストとの区分はない。

詳細費用項目は Table 10-4-1-2 のとおりである。

(a) 燃料費

総コストに占める燃料費の割合は、NEKによれば、燃料消費量の微増にもかかわらず、石炭価格の高騰により1992年に比べ約90%上昇している。

今後、燃料価格についても、価格の自由化が予想されることから、更に燃料費は上昇するものと思われる。

(b) 修繕費及び関連費用

外注修繕費及び自社修理に関する費用は、NEKによれば、諸機材等の高騰により1992年に比べ上昇した。これは設備の老朽度によるところもあるが、資金不足で設備更新投資が不十分なこと、利用率が低いこと等とも関係があると見られる。

そのうち定検に関連する費用は、外注修繕費であり外部依存率は高い。

(c) 人件費

マリツァ・イースト第1発電所組織の人員配置は、第 2.1.2章に示した通りであるが、2001年ベースの人件費は以下のように想定される。

マリツァ・イースト第1発電所R5、R6に対する人員配置は未定であるが、NEKでは従来の旧5、6号運転・保守人員を含め、約100名を想定している。

このため、リプレース火力設備の高度化により人件費の圧縮がはかることができるとみられる。

(d) 減価償却費

減価償却については、連邦大蔵省によりその基準が法令により定められている。残存価格は0で、機器類毎に償却率が定められている。

本基準の概要を Table 10-4-1-3 に示す。

前項で述べたように、今後適正投資に対する資本費回収のため、減価償却費を料金コストに反映させた料金制度の検討が必要である。

10.4.2 新電気料金体系考察と影響

(1) 評価の手法

本プロジェクトにおいては (イ) 再建計画によるリグナイト炭焼き火力発電所の発電、(ロ) 暖房用蒸気供給部分に大きく分けられる。利潤の回収はその投資コスト及び維持運転費用が売電および暖房用蒸気販売において回収される料金設定とすればよい。

第10.2章 財務評価ならびにCash Balance上、2001年標準売電単価をベースとして、以下新電気料金を考察・検討する。

将来における販売可能電気料金は、収支上いくら単価であれば Net Income に赤字が生じないかその単価の数値を見出すためのもので、販売可能電気料金の本質論を究明するためのものではない。従って、ここでは現行料金を足掛りとして1996年から数えて2001年までの5年間年率5%、11%の2つの単価を想定し、本計画の財務評価および採算制の観点からCash Flow 分析を行った。2001年以降の電気料金の単価は以下の通りとする。資金の借入れ条件は、第10.3.4借入金返済計画と同様の前提として算定した。

CASE 1 : 年率5% 2001年時点単価 3.8 ㄲ/kWh

CASE 2 : 年率11% 2001年時点単価 5.0 ㄲ/kWh

(2) 検討の結果

各ケース別のCash Flow 分析は以下のとおりである。

① 売電単価 3.8ㄲ/kWh の場合

Cash Balanceの年累計額は18年間は赤字であるが、19年目から黒字に転ずる。金融機関への最終返済年には累積黒字額35,208千USドルが計上される。

② 売電単価 5.0 ㄲ/kWhの場合

Cash Balanceの単年度をとれば2年目までは赤字が計上され、3年目から黒

字に転ずる。

売電単価 3.8 セン/kWhの場合、財務評価およびCashflow statementをみる限りにおいては、外貨に対する金利 8.0%、20年間返済、内貨に対する金利10%、15年間返済という条件のもとでは、2001年時点の標準電気料金・蒸気供給料金を将来とも変更しないで収支をBalanceさせ、返済を行うことは好ましくない。

従って、以上に述べた同様の融資条件のもとでは 5.0セン/kWhのケースが最も実行可能な水準である。また国際金融機関からの有利な借入れ条件を検討し、所要資金調達のコスト低減をはかる必要がある。

10.5 社会・経済的影響評価

10.5.1 基本的な考え方

環境改善の実施に伴う、マクロフレームでの社会・経済的影響を評価する手法は、まだ十分に確立されておらず、学問的にも今後の課題である。

従って本項では、わが国の環境対策技術導入の沿革を述べた後、これまで行われた試算の幾つかを紹介し、ブルガリア共和国におけるマリツァ・イースト第1火力発電所再建の社会経済的影響を推察した。

なおこれまでのわが国での経験から、環境対策実施に伴う便益、損失としては以下のようなものが想定されている。

(便 益)

- 国民の健康被害・疾病の減少
- 生活環境、社会環境、自然環境の改善
- 環境設備投資に伴う経済成長の実現、雇用力の維持・強化
- 健康被害損失補償額の軽減

(損 失)

- 環境対策投資のコスト転化による物価の上昇とこれに伴う国民の購買力の低下

10.5.2 わが国での環境対策の沿革

わが国は戦後の経済復興において、生産力の拡充を優先させ、戦後10年で経済は戦前の規模を回復し、その後も1950年代後半は8.8%、1960年代前半は9.3%、1960年代後半は12.4%の実質経済成長率を記録した。特にわが国の場合、工業製品の輸出と生産設備に対する投資が、経済成長の牽引車であったことから、生産額1単位当たりの環境汚染の大きな重化学工業化により環境の悪化が進捗した。しかしながら1965年時点での企業の設備投資に占める環境対策投資の割合は3%にとどまっていた。

1950年代後半以降いくつかの公害対策立法が行われたが、例えば「生活環境の保全に当たっては、経済の健全な発展との調和を図る。」との規定が置かれていた等公害抑制への姿勢はまだ鮮明ではなく、厳しい規制は定めにくい仕組みであり、公害行政を一元的に担当する省庁も存しなかった。

高度成長の最盛期に当たる1970年頃公害は全国的に広がり、社会経済問題の中でも重要視されるに到った。1970年末14本の公害関係立法が成立し、公害対策基本法にあった「経済の発展との調和を図りながら環境を守る」という規定も削除された。

1971年には、環境庁が創設されて公害行政が一元化され、その後急速にわが国の環境対策は強化され、電力部門においても規制体系の整備が進んでいった。その結果、排出物抑制技術の導入も進み、現在では石炭火力並びに高硫黄重油石油火力を中心に排煙脱硫装置が導入されている。

10.5.3 環境対策実施による社会・経済的影響

10.5.1に述べたように、環境対策実施による社会・経済的影響をマクロ経済的評価する手法はまだ十分に確立していないが、幾つかの試みがなされているので、ここではそのなかから2つを紹介する。

(1) 公害被害額と公害防止対策費用との比較

1982年のローマクラブ東京大会で、茅陽一東大教授が発表した論文で、硫黄酸化物対策のために工場等の発生源で投じられた1年間当たりの公害防止対策費用と、対策を全く行わなかった場合に生じたものと推計される公害被害額との比較を、極めて大胆な仮定に基づき試算している。費用試算結果によると、公害対策を全く講じなかった場合に生じたと思われる被害の大きさ（年額約6兆円；約450億ドル；1976年価格）は、公害対策に実際に要したと推計される費用（年額約4,800億円；約37億ドル；1976年価格）をはるかに超えるものとなっている。

(2) 公害防止投資の経済的影響の試算

公害防止投資が環境排出規制という枠組によって、経済に与える影響については、大きな枠組みとして、投資に伴う費用増が価格に与える影響と、投資のための需要増が所得面に与える影響の2つの側面が考慮されなければならない。

第1の価格面に与える影響については、製品の需給関係によって異なるものの、公害防止投資による費用増加はその製品価格に影響を及ぼすこととなる。これは、この製品を部品又は原材料として購入する産業の製品価格に影響を与え、更に最終消費財の価格にまで影響が波及する。これらの価格が上昇すると、各財の需要の価格弾力性（価格の変化に対する需要の変化の割合）に応じて、それぞれの需要を減少させる。この結果、各産業における設備投資を減少させ、それが供給力の低下要因となる。

第2の所得面に与える主要な影響は、公害防止投資がその投資をした産業の費用

となると同時に、その投資を受注した産業の需要増加となることである。更に、公害防止産業における需要増は、公害防止投資の資材、部品等の需要増となり、関連産業の投資を増大させ、供給力の増大要因となる。

以上、見てきたように、第1の効果は実質国民総生産を減少させる要因（価格効果）であるのに対し、第2の効果は実質国民総生産を増加させる要因（所得効果）である。

1977年版環境白書は、この2つの効果に焦点を当て、1965年から1975年までの10年間に行われた、環境対策のマクロ経済的影響を試算している。これによれば、この期間の民間公害防止設備投資は5.3兆円（約400億ドル：1970年価格）と推定している。

10.5.4 ブルガリア共和国での社会経済的影響予測

上記の分析等を背景に、ブルガリア共和国内の石炭火力発電所における環境保全再建計画プラント設備の導入がもたらす、(1) 国民意識の変化、(2) 健康被害、その他の社会的コスト、(3) 国民経済に与えるインパクト、(4) 汚染拡散抑止が周辺国に与える影響等マクロ経済的影響を検討してみると、以下の通りである。

(1) 電気料金体系の見直し

投資に係るコスト回収は電気料金の形で行われなければならないが、その割合は決して大きなものとは言えず、また適切な原価回収システムを取れば、経年的に料金逡減効果も期待できるものである。現在ブルガリア共和国では、対ドル為替レート、インフレ率、国際市場における燃料価格の変動を発電原価に折り込んだ電気料金制度の見直しへの過程にあることから、この見直し作業の中の的確に環境設備コストを織り込んでゆくことが可能である。

(2) 投資の増に基づく、経済波及効果、雇用力の拡大が期待される。

本プロジェクトの実施計画においても、可能な限り国内での資材調達を図っているが、この生産、流通を国内の企業、機関等が的確に実施してゆくことにより、GNPの拡大等かなり大きな経済波及効果、雇用力の拡大が期待される。

(3) 環境対策関連技術の産業育成

ブルガリア共和国の技術水準においては、リグナイトの燃焼技術経験をもって

おり、炉内脱硫設備の生産、運転技術をキャッチ・アップしてゆくには、それほど長い時間は要しないと見られる。ブルガリア共和国は1995年にEU加盟申請を行ったことから、石炭火力の新規開発に伴う、あるいは既設発電所への排煙脱硫設備の設置・普及は引き続き大きなニーズが予想される。従って、国内での普及に対し、発電所用および産業用ボイラーの環境対策設備の比較生産費のメリットを活かし、排煙脱硫機器等環境対策関連技術の産業育成の大きな柱に位置づけることも可能である。

**Table 10-1-2-1 Initial Investment Cost of ME-1 Replacing Thermal Power Plant
(Market Price Basis)**

(Unit: 10³ US\$)

Year		1	2	3	4	Total
Civil/Erection Island	FC	18,600	13,000	15,500	14,900	62,000
	LC	24,700	17,300	20,500	19,700	82,200
Boiler Island	FC	0	76,800	96,100	19,200	192,100
	LC	0	13,600	17,000	3,300	33,900
Turbine Island	FC	0	36,000	45,100	9,000	90,100
	LC	0	6,400	7,900	1,600	15,900
Coal/Limestone Handling Island	FC	0	18,900	41,700	15,100	75,700
	LC	0	3,300	7,400	2,700	13,400
General Expenses	FC	2,000	6,000	6,000	23,000	37,000
	LC	0	0	0	3,000	3,000
Total	FC	20,600	150,700	204,400	81,200	456,900
	LC	24,700	40,600	52,800	30,300	148,400
Total (FC + LC)		45,300	191,300	257,200	111,500	605,300

- (Note) 1. Interest on borrowing accrued during the term of construction work is not included in the above amounts.
2. General expenses include the indirect cost of contingency and engineering fee.

**Table 10-1-2-2 Initial Investment Cost of ME-I Replacing Thermal Power Plant
(Economic Price Basis)**

(Unit: 10³ US\$)

Year		1	2	3	4	Total
Civil/Erection Island	FC	18,600	13,000	15,500	14,900	62,000
	LC	23,959	16,781	19,885	19,109	79,734
Boiler Island	FC	0	76,800	96,100	19,200	192,100
	LC	0	13,192	16,490	3,201	32,883
Turbine Island	FC	0	36,000	45,100	9,000	90,100
	LC	0	6,208	7,663	1,552	15,423
Coal/Limestone Handling Island	FC	0	18,900	41,700	15,100	75,700
	LC	0	3,201	7,178	2,619	12,998
General Expenses	FC	2,000	6,000	6,000	23,000	37,000
	LC	0	0	0	2,910	2,910
Total	FC	20,600	150,700	204,400	81,200	456,900
	LC	23,959	39,382	51,216	29,391	143,948
Total (FC + LC)		44,559	190,082	255,616	110,591	600,848

(Note) 1. Interest on borrowing accrued during the term of construction work is not included in the above amounts.

2. General expenses include the indirect cost of contingency and engineering fee.

**Table 10-1-3-1 Initial Investment Cost of Alternative Thermal Power Plant
(Market Price Basis)**

(Unit: 10³ US\$)

Year		1	2	3	4	Total
Civil/Erection Island	FC	16,800	11,800	14,000	13,500	56,100
	LC	22,300	15,600	18,600	17,900	74,400
Boiler Island	FC	0	59,100	73,900	14,800	147,800
	LC	0	10,500	13,000	2,600	26,100
Turbine Island	FC	0	30,000	37,600	7,500	75,100
	LC	0	12,900	16,100	3,200	32,200
Coal/Limestone Handling Island	FC	0	13,700	30,100	10,900	54,700
	LC	0	5,800	12,900	4,700	23,400
General Expenses	FC	2,000	6,000	6,000	23,000	37,000
	LC	0	0	0	3,000	3,000
Total	FC	18,800	120,600	161,600	69,700	370,700
	LC	22,300	44,800	60,600	31,400	159,100
Total (FC + LC)		41,100	165,400	222,200	101,100	529,800

- (Note)
1. Interest on borrowing accrued during the term of construction work is not included in the above amounts.
 2. General expenses include the indirect cost of contingency and engineering fee.

**Table 10-1-3-2 Initial Investment Cost of Alternative Thermal Power Plant
(Economic Price Basis)**

(Unit: 10³ US\$)

Year		1	2	3	4	Total
Civil/Erection Island	FC	16,800	11,800	14,000	13,500	56,100
	LC	21,631	15,132	18,042	17,363	72,168
Boiler Island	FC	0	59,100	73,900	14,800	147,800
	LC	0	10,185	12,610	2,522	25,317
Turbine Island	FC	0	30,000	37,600	7,500	75,100
	LC	0	12,513	15,617	3,104	31,234
Coal/Limestone Handling Island	FC	0	13,700	30,100	10,900	54,700
	LC	0	5,626	12,513	4,559	22,698
General Expenses	FC	2,000	6,000	6,000	23,000	37,000
	LC	0	0	0	2,910	2,910
Total	FC	18,800	120,600	161,600	69,700	370,700
	LC	21,631	43,456	58,782	30,458	154,327
Total (FC + LC)		40,431	164,056	220,382	100,158	525,027

- (Note) 1. Interest on borrowing accrued during the term of construction work is not included in the above amounts.
2. General expenses include the indirect cost of contingency and engineering fee.

Table 10-1-3-3 Basic Condition for Economic Evaluation

1. The 1 US\$ = 67Lv is the exchange rate of average 1995, which is adopted in the economic and financial evaluation to convert into the unit price.
2. Basic price point for evaluation is assumed to be the prices as of January, 1996.
3. Other Parameter and Data

Item	Assumed Data and Conditions
1) Method of Analysis	Alternative Plant Approach (Imported coal-fired plant)
2) Study Period	30 year plus construction period
3) Discount Rate	10%
4) Opportunity Cost of Capital	10%
5) Selection of Benefit	Cost of Imported coal-fired TPP
6) Standard Conversion Factor (SCF)	0.97

Table 10-1-3-4 Basic Factors for Economic Evaluation

Item	Maritsa East No. 1 Replacing Plant	Alternative Plant
1. Capacity	230 MW x 2 Units	230 MW x 2 Units
Heat supply	25 Gcal/H	25 Gcal/H
2. Site	Maritsa East-1 site	Maritsa East 1 site
3. Annual Utilization	70 %	70 %
4. Plant efficiency	28.5 %	38.3 %
Boiler	68.3 %	93.8 %
Turbine	45.0 %	45.0 %
In-house ratio	7.0 %	9.0 %
Plant loss	0.3 %	0.3 %
5. Annual production (GWh)	2,821	2,821
6. Net annual production [at sending end] (GWh)	2,623	2,567
7. Fuel calorific value [LHV]	1,686 kcal/kg 7,058 kJ/kg	5,898 kcal/kg 24,689 kJ/kg
8. Fuel consumption (t/year)	$5,052 \times 10^3$	994×10^3
9. Fuel cost (unit cost)		
- Economic cost	6.6 \$/T	60.0 \$/T
- Financial cost	6.0 \$/T	60.0 \$/T
10. Annual OM cost (US\$/year)	$22,030 \times 10^3$	$18,960 \times 10^3$
11. Plant life	30 years	30 years

Table 10-1-4-1 Net Present Values and Benefit-Cost Ratio

(Unit: 10³ US\$)

	ME-1 Thermal Power Plant		Alternative Thermal		Difference		
	Total Cost	Present Value (C)	Total Cost	Present Value (B)	Total	(B-C)	(B/C)
	2,183,334	804,823	2,896,367	915,270	713,034	110,447	1.14

Table 10-1-4-2 Economic Evaluation of ME-1 Thermal Power Plant

(1,000 U.S. \$)

No.	YEAR	Marisa East No.1 Replacing PROJECT				A Iternative Thermal Power P R O J E C T (Imported Coal-fired)				(B) - (C)
		Construct. Cost	O & M Cost	Fuel Cost	(C) TOTAL COST	Construct. Cost	O & M Cost	Fuel Cost	(B) TOTAL COST	
1	1998	44,559			44,559	40,431			40,431	-4,128
2	1999	190,082			190,082	164,056			164,056	-26,026
3	2000	255,616			255,616	220,382			220,382	-35,234
4	2001	110,591			110,591	100,158			100,158	-10,433
5	2002		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295
6	2003		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295
7	2004		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295
8	2005		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295
9	2006		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295
10	2007		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295
11	2008		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295
12	2009		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295
13	2010		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295
14	2011		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295
15	2012		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295
16	2013		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295
17	2014		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295
18	2015		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295
19	2016		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295
20	2017		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295
21	2018		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295
22	2019		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295
23	2020		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295
24	2021		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295
25	2022		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295
26	2023		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295
27	2024		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295
28	2025		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295
29	2026		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295
30	2027		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295
31	2028		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295
32	2029		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295
33	2030		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295
34	2031		22,438	30,312	52,750		19,405	59,640	79,045	26,295
TOTAL		600,848	675,126	909,360	2,183,334	525,027	582,140	1,789,200	2,896,367	713,034
Present Value I = 10%					804,823				915,270	110,447
										110,447
										25.3%
										1.14

N.P.V. 110,447
E.I.R.R. 25.3%
B/C 1.14

Table 10-1-5-1 Sensitivity Analysis

		B-C (10 ³ US\$)	B/C	EIRR (%)
Case - 1	Construction cost (20% up)	17,411	1.02	11.2
Case - 2	Discount rate (8%)	142,607	1.15	22.6
	Discount rate (12%)	78,468	1.11	25.3
Case - 3	Fuel cost (5% up)	100,867	1.12	24.2

Table 10-2-1-1 Basic Conditions for Financial Evaluation

Item	Assumed Data and Conditions
1) Revenue for Financial Evaluation	4.5 cent/kWh (Electricity) 31.4 US\$/Gcal (Heat) These are estimated average tariff as of 2001 for NEK
2) Study Period	30 years plus construction period
3) Method of Repayment	Principal & Interest in equal installment
5) Escalation	Not considered
6) Depreciation	Straight line method/zero residual value

Table 10-2-3-1 Revenue from Sales of Electricity and Heat

	Electricity	Heat
Annual net energy	2,624 GWh/year	100,000 Gcal/year
Electricity price (cent / kWh)	4.5	-
Annual electricity revenue (10 ³ US\$)	118,059	-
Heat price (US\$ / Gcal)	-	31.4
Annual heat revenue (10 ³ US\$)	-	3,140

(1) Basic assumption for Salable Annual Electricity and Heat Supply

1) Electricity

R₁ unit: [230MW x 12 months]

$$230\text{MW} \times 24 \text{ h} \times 365 \text{ day} \times 0.7 \times (1 - 0.07)$$

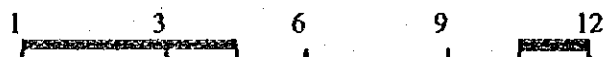
R₂ unit: [230MW x 6 months; 200MW x 6 months (During Heat Supply)]

$$230\text{MW} \times 24 \text{ h} \times (365 \text{ day}/2) \times 0.7 \times (1 - 0.07)$$

$$200\text{MW} \times 24 \text{ h} \times (365 \text{ day}/2) \times 0.7 \times (1 - 0.07)$$

2) Heat

a) The period of supply: 6 (months)



b) Average annual operating period: 4,000 (hours)

c) Total supply heat: 100,000 (Gcal/year)

Table 10-2-4-1 FINANCIAL EVALUATION OF ME-1 Thermal Power Plant

(Unit : 1,000 US \$)

No.	YEAR	Marista East No.1 PROJECT				(B) REVENUE		(B) - (C)
		Construct. Cost	O & M Cost	FUEL	(C) TOTAL COST	POWER SALES	HEAT SALES	
1	1998	45,300			45,300			-45,300
2	1999	191,300			191,300			-191,300
3	2000	257,200			257,200			-257,200
4	2001	111,500			111,500			-111,500
5	1 2002		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
6	2 2003		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
7	3 2004		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
8	4 2005		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
9	5 2006		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
10	6 2007		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
11	7 2008		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
12	8 2009		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
13	9 2010		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
14	10 2011		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
15	11 2012		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
16	12 2013		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
17	13 2014		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
18	14 2015		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
19	15 2016		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
20	16 2017		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
21	17 2018		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
22	18 2019		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
23	19 2020		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
24	20 2021		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
25	21 2022		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
26	22 2023		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
27	23 2024		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
28	24 2025		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
29	25 2026		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
30	26 2027		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
31	27 2028		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
32	28 2029		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
33	29 2030		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
34	30 2031		22,612	30,312	52,924	114,198	3,135	64,409
TOTAL		605,300	678,360	909,360	2,193,020	3,425,933	94,050	1,326,963

Base case: 4.5 cent/kWh

F.I.R.R.

8.8%

Table 10 - 3 - 2 - 1 Fund Requirement and Repayment Schedule

(Unit : 1,000 US\$)

No.	FUND REQUIREMENT			REPAYMENT SCHEDULE													
	Foreign	Local	Total	FOREIGN FOR FOREIGN CONSTRUCTION			FOREIGN FOR LOCAL										
				Interest	Principal	Total	Balance	Interest	Principal	Total	Balance						
1	20,600	24,700	45,300	()				(0)									
2	150,700	40,600	191,300	(824)				(1,235)									
3	204,400	52,800	257,200	(7,676)				(4,500)									
4	81,200	30,300	111,500	(21,880)				(9,170)									
				(33,304)	522,752			(13,325)									178,990
1				41,820	11,423	53,243		17,899		5,633		23,532				173,357	
2				40,906	12,337	53,243		17,336		6,197		23,532				167,160	
3				39,919	13,324	53,243		16,716		6,817		23,532				160,343	
4				38,853	14,390	53,243		16,034		7,498		23,532				152,845	
5				37,702	15,541	53,243		15,284		8,248		23,532				144,597	
6				36,459	16,785	53,243		14,460		9,073		23,532				135,524	
7				35,116	18,127	53,243		13,552		9,980		23,532				125,544	
8				33,666	19,578	53,243		12,554		10,978		23,532				114,566	
9				32,100	21,144	53,243		11,457		12,076		23,532				102,490	
10				30,408	22,835	53,243		10,249		13,283		23,532				89,207	
11				28,581	24,662	53,243		8,921		14,612		23,532				74,595	
12				26,608	26,635	53,243		7,459		16,073		23,532				58,522	
13				24,478	28,766	53,243		5,852		17,680		23,532				40,842	
14				22,176	31,067	53,243		4,084		19,448		23,532				21,393	
15				19,691	33,552	53,243		2,139		21,393		23,532				0	
16				17,007	36,237	53,243						23,532					
17				14,108	39,136	53,243						23,532					
18				10,977	42,266	53,243						23,532					
19				7,596	45,648	53,243						23,532					
20				3,944	49,299	53,243						23,532					
Total	456,900	148,400	605,300	542,117	522,752	1,064,869		173,997		178,990		352,987					

Note: Figures in parentheses are I.D.C.
 Funds to be required do not include the amount of interest
 Remarks: Repayment condition

Foreign currency : 8.00% 8% (20 Year)
 Local currency : 10.00% 10% (15 Year)
 Grace Period : 4 years (construction period including preparation)

Table 10 - 3 - 4 - 1 Profit and Loss Statement

No.	(Unit : 1,000 US\$)								
	Operating Revenue (A)	Operating Expenses		Total (B)	Operating Income (C)=A-B	Financial Expenses*		Total* (D)	Net Income (E)=C-D
		O & M	Depreciation			F.C.	L.C.		
1						(0)	(0)	(0)	
2						(824)	(1,235)	(2,059)	
3						(7,676)	(4,500)	(12,176)	
4						(21,880)	(9,170)	(31,050)	
5						(33,304)	(13,325)	(46,629)	
6	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	41,820	17,899	59,719	18,086
7	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	40,906	17,336	58,242	19,563
8	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	39,919	16,716	56,635	21,170
9	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	38,853	16,034	54,888	22,917
10	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	37,702	15,284	52,987	24,818
11	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	36,459	14,460	50,919	26,887
12	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	35,116	13,552	48,669	29,137
13	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	33,666	12,554	46,220	31,585
14	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	32,100	11,457	43,556	34,249
15	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	30,408	10,249	40,657	37,148
16	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	28,581	8,921	37,502	40,303
17	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	26,608	7,459	34,068	43,737
18	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	24,478	5,852	30,330	47,475
19	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	22,176	4,084	26,261	51,545
20	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	19,691	2,139	21,830	55,975
21	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	17,007	0	17,007	60,798
22	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	14,108	0	14,108	63,697
23	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	10,977	0	10,977	66,828
24	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	7,596	0	7,596	70,209
25	117,338	22,612	16,921	39,533	77,805	3,944	0	3,944	73,861
Total	2,346,755	452,240	338,413	790,653	1,556,102	542,117	175,997	716,114	839,988

*Note: Figures in parentheses are I.D.C.

Remarks: Operating revenue :

Electricity :	2,537.73 GWh /Year x	0.045	US\$/kWh=	114,198	Thousand US\$/year
Heat :	100,000 Gcal /Year x	31.40	US\$/Gcal=	3,140.0	Thousand US\$/year
				117,338	Thousand US\$/year

Table 10 - 3 - 4 - 2 Cash Flow Sheet

No.	CASH INFLOW					CASH OUTFLOW					BALANCE	
	Fund Re-quirement	Net Income	Depreci-ation	Total (A)	Construc-tion Cost	Principal Repayment			I.D.C.	Total (B)	Yearly (A)-(B)	Accumulation
						F.C.	L.C.	Subtotal				
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	45,300	0	0	45,300	45,300	0	0	0	2,059	47,359	-2,059	-2,059
3	191,300	0	0	191,300	191,300	0	0	0	12,176	203,476	-12,176	-14,235
4	257,200	0	0	257,200	257,200	0	0	0	31,050	288,250	-31,050	-45,285
5	111,500	0	0	111,500	111,500	0	0	0	46,629	158,129	-46,629	-91,914
6	0	18,086	16,921	35,007	0	11,423	5,633	17,057	0	17,057	17,950	-73,964
7	0	19,563	16,921	36,484	0	12,337	6,197	18,534	0	18,534	17,950	-56,014
8	0	21,170	16,921	38,090	0	13,324	6,817	20,141	0	20,141	17,950	-38,065
9	0	22,917	16,921	39,838	0	14,390	7,498	21,888	0	21,888	17,950	-20,115
10	0	24,818	16,921	41,739	0	15,541	8,248	23,789	0	23,789	17,950	-2,165
11	0	26,887	16,921	43,807	0	16,785	9,073	25,857	0	25,857	17,950	15,785
12	0	29,137	16,921	46,057	0	18,127	9,980	28,107	0	28,107	17,950	33,735
13	0	31,585	16,921	48,505	0	19,578	10,978	30,556	0	30,556	17,950	51,685
14	0	34,249	16,921	51,169	0	21,144	12,076	33,220	0	33,220	17,950	69,634
15	0	37,148	16,921	54,069	0	22,835	13,283	36,119	0	36,119	17,950	87,584
16	0	40,303	16,921	57,224	0	24,662	14,612	39,274	0	39,274	17,950	105,534
17	0	43,737	16,921	60,658	0	26,635	16,075	42,708	0	42,708	17,950	123,484
18	0	47,475	16,921	64,396	0	28,766	17,680	46,446	0	46,446	17,950	141,434
19	0	51,545	16,921	68,465	0	31,067	19,448	50,515	0	50,515	17,950	159,384
20	0	55,975	16,921	72,895	0	33,552	21,393	54,946	0	54,946	17,950	177,333
21	0	60,798	16,921	77,719	0	36,237	0	36,237	0	36,237	41,482	218,816
22	0	63,697	16,921	80,618	0	39,136	0	39,136	0	39,136	41,482	260,298
23	0	66,828	16,921	83,749	0	42,266	0	42,266	0	42,266	41,482	301,780
24	0	70,209	16,921	87,130	0	45,648	0	45,648	0	45,648	41,482	343,263
24	0	73,861	16,921	90,782	0	49,299	0	49,299	0	49,299	41,482	384,745
Total	605,300	839,988	338,413	1,783,701	605,300	522,752	178,990	701,742	91,914	1,398,956	384,745	

Table 10-4-1-1 Trend of Electricity and Heat Price

Year (Month)		Electricity (Lv/kWh)			Heating (Lv/GCal)	
		Households		Industry	Households	Buildings
		Day time	Night time			
February	1991	0.167	0.088	0.314	50	202
June	1991	0.284	0.150	0.534	85	343
April	1992	0.383	0.202	0.721	115	463
December	1992	0.440	0.233	0.793	149	509
May	1993	0.660	0.350	0.837	238	610
April	1994	0.850	0.450	1.138	450	705
March	1995	1.250	0.660	1.461	810	n.a.
September	1995	1.560	0.830	2.016	810	n.a.

Source: NEK

Table 10-4-1-2 Breakdown of Generating Cost Expenditures of ME-1

[Electric Power]

(Unit: 10³Lv)

	Items	1992	1993	1994
	1. Power Production (10 ³ Wh)	1,103,096	1,117,711	979,873
	2. Internal Energy Consumption (10 ³ Wh)	240,906	238,165	199,040
	3. Supply of Electricity (10 ³ Wh)	862,190	879,546	780,833
	4. Heat for Sale (GCal)	1,558,904	1,555,046	1,102,194
Revenue	5. Revenue of Electricity Sales	155,908	96,430	543,946
Cost	6. Fuel for Power Generation	596,975	667,077	653,834
	7. Energy	980	2,550	2,564
	8. Overhauls	90,627	119,528	137,788
	9. Materials and Contractor Services	36,405	71,721	80,362
	10. Insurance	NEK + 999	NEK + 84	NEK + 128
	11. Depreciation	NEK	NEK	NEK
	12. Salaries	54,850	83,871	120,682
	13. Social ' employee benefits, unemployment fundds	25,913	43,859	65,931
	14. Financial Costs	17,281	271	461
	15. Special Costs	9,475	6,972	20,099
	16. TOTAL COSTS	833,505	995,933	1,081,849
	17. Net Electricity Generation, Min. kWh	862.190	879.546	780.833
	18. Heat for Sale - thousands of Gcal	1,558.904	1,555.046	1,102.194
	19. Costs per 1 kWh, Levs/kWh	0.57	0.67	0.85
	20. Costs per 1 Gcal, Levs/Gcal	216	256	376

Source: NEK

Table 10-4-1-3 Standard of Depreciation

	Depreciation Rate	Depreciation Year*
Building	4%	years (30 years) 25
Turbine	20%	years (15 years) 5
Machines	20%	years (15 years) 3
De-Sox Installation	- %	years (7 years)

Note : The standard of DeSOx Installations is the case of ME-2.
The standard above is about the case of coal thermal power plant.

* : Figures indicated in () is a Japanese case

Source : NEK

Table 10-4-2(1) Financial Evaluation of ME-1 Thermal Power Plant (Case 1)

(Unit : 1,000 US \$)

No.	YEAR	Marista East No.1 PROJECT				(B) REVENUE		(B) - (C)
		Construct. Cost	O & M Cost	FUEL	(C) TOTAL COST	POWER SALES	HEAT SALES	
1	1998	45,300			45,300			-45,300
2	1999	191,300			191,300			-191,300
3	2000	257,200			257,200			-257,200
4	2001	111,500			111,500			-111,500
5	1 2002		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
6	2 2003		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
7	3 2004		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
8	4 2005		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
9	5 2006		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
10	6 2007		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
11	7 2008		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
12	8 2009		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
13	9 2010		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
14	10 2011		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
15	11 2012		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
16	12 2013		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
17	13 2014		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
18	14 2015		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
19	15 2016		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
20	16 2017		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
21	17 2018		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
22	18 2019		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
23	19 2020		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
24	20 2021		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
25	21 2022		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
26	22 2023		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
27	23 2024		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
28	24 2025		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
29	25 2026		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
30	26 2027		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
31	27 2028		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
32	28 2029		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
33	29 2030		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
34	30 2031		22,612	30,312	52,924	96,434	3,135	46,645
TOTAL		605,300	678,360	909,360	2,193,020	2,893,010	94,050	794,040

Case 1: 3.8 cent/kWh

F.I.R.R.

5.9%

Table 10-4-2 (2) Financial Analysis of ME-1 Thermal Power Plant (Case 1)

No.	CASH INFLOW					CASH OUTFLOW					BALANCE	
	Fund Re- quirement	Net Income	Depreci- ation	Total (A)	Construc- tion Cost	Principal Repayment			I.D.C.	Total (B)	Yearly (A)-(B)	Accumulation
						F.C.	L.C.	Subtotal				
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	45,300	0	0	45,300	45,300	0	0	0	2,059	47,359	-2,059	-2,059
3	191,300	0	0	191,300	191,300	0	0	0	12,176	203,476	-12,176	-14,235
4	257,200	0	0	257,200	257,200	0	0	0	31,050	288,250	-31,050	-45,285
5	111,500	0	0	111,500	111,500	0	0	0	46,629	158,129	-46,629	-91,914
6	0	322	16,921	17,243	0	11,423	5,633	17,057	0	17,057	186	-91,728
7	0	1,799	16,921	18,720	0	12,337	6,197	18,534	0	18,534	186	-91,543
8	0	3,406	16,921	20,326	0	13,324	6,817	20,141	0	20,141	186	-91,357
9	0	5,153	16,921	22,074	0	14,390	7,498	21,888	0	21,888	186	-91,171
10	0	7,054	16,921	23,975	0	15,541	8,248	23,789	0	23,789	186	-90,985
11	0	9,122	16,921	26,043	0	16,785	9,073	25,857	0	25,857	186	-90,800
12	0	11,372	16,921	28,293	0	18,127	9,980	28,107	0	28,107	186	-90,614
13	0	13,821	16,921	30,741	0	19,578	10,978	30,556	0	30,556	186	-90,428
14	0	16,485	16,921	33,405	0	21,144	12,076	33,220	0	33,220	186	-90,242
15	0	19,384	16,921	36,304	0	22,835	13,283	36,119	0	36,119	186	-90,057
16	0	22,539	16,921	39,460	0	24,662	14,612	39,274	0	39,274	186	-89,871
17	0	25,973	16,921	42,894	0	26,635	16,073	42,708	0	42,708	186	-89,685
18	0	29,711	16,921	46,632	0	28,766	17,680	46,446	0	46,446	186	-89,499
19	0	33,780	16,921	50,701	0	31,067	19,448	50,515	0	50,515	186	-89,314
20	0	38,211	16,921	55,131	0	33,552	21,393	54,946	0	54,946	186	-89,128
21	0	43,034	16,921	59,955	0	36,237	0	36,237	0	36,237	23,718	-65,410
22	0	45,933	16,921	62,854	0	39,136	0	39,136	0	39,136	23,718	-41,692
23	0	49,064	16,921	65,985	0	42,266	0	42,266	0	42,266	23,718	-17,975
24	0	52,445	16,921	69,366	0	45,648	0	45,648	0	45,648	23,718	5,745
24	0	56,097	16,921	73,018	0	49,299	0	49,299	0	49,299	23,718	29,463
Total	605,300	484,706	338,413	1,428,419	605,300	522,752	178,990	701,742	91,914	1,398,956	29,463	

Table 10-4-3(1) Financial Evaluation of ME-1 Thermal Power Plant (Case 2)

(Unit : 1,000 US \$)

No.	YEAR	Marista East No.1 PROJECT				(B) REVENUE		(B) - (C)
		Construct. Cost	O & M Cost	FUEL	(C) TOTAL COST	POWER SALES	HEAT SALES	
1	1998	45,300			45,300			-45,300
2	1999	191,300			191,300			-191,300
3	2000	257,200			257,200			-257,200
4	2001	111,500			111,500			-111,500
5	1 2002		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
6	2 2003		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
7	3 2004		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
8	4 2005		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
9	5 2006		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
10	6 2007		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
11	7 2008		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
12	8 2009		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
13	9 2010		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
14	10 2011		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
15	11 2012		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
16	12 2013		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
17	13 2014		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
18	14 2015		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
19	15 2016		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
20	16 2017		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
21	17 2018		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
22	18 2019		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
23	19 2020		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
24	20 2021		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
25	21 2022		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
26	22 2023		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
27	23 2024		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
28	24 2025		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
29	25 2026		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
30	26 2027		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
31	27 2028		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
32	28 2029		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
33	29 2030		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
34	30 2031		22,612	30,312	52,924	126,886	3,135	77,097
TOTAL		605,300	678,360	909,360	2,193,020	3,806,592	94,050	1,707,622

Case 2: 5.0 cent / kWh

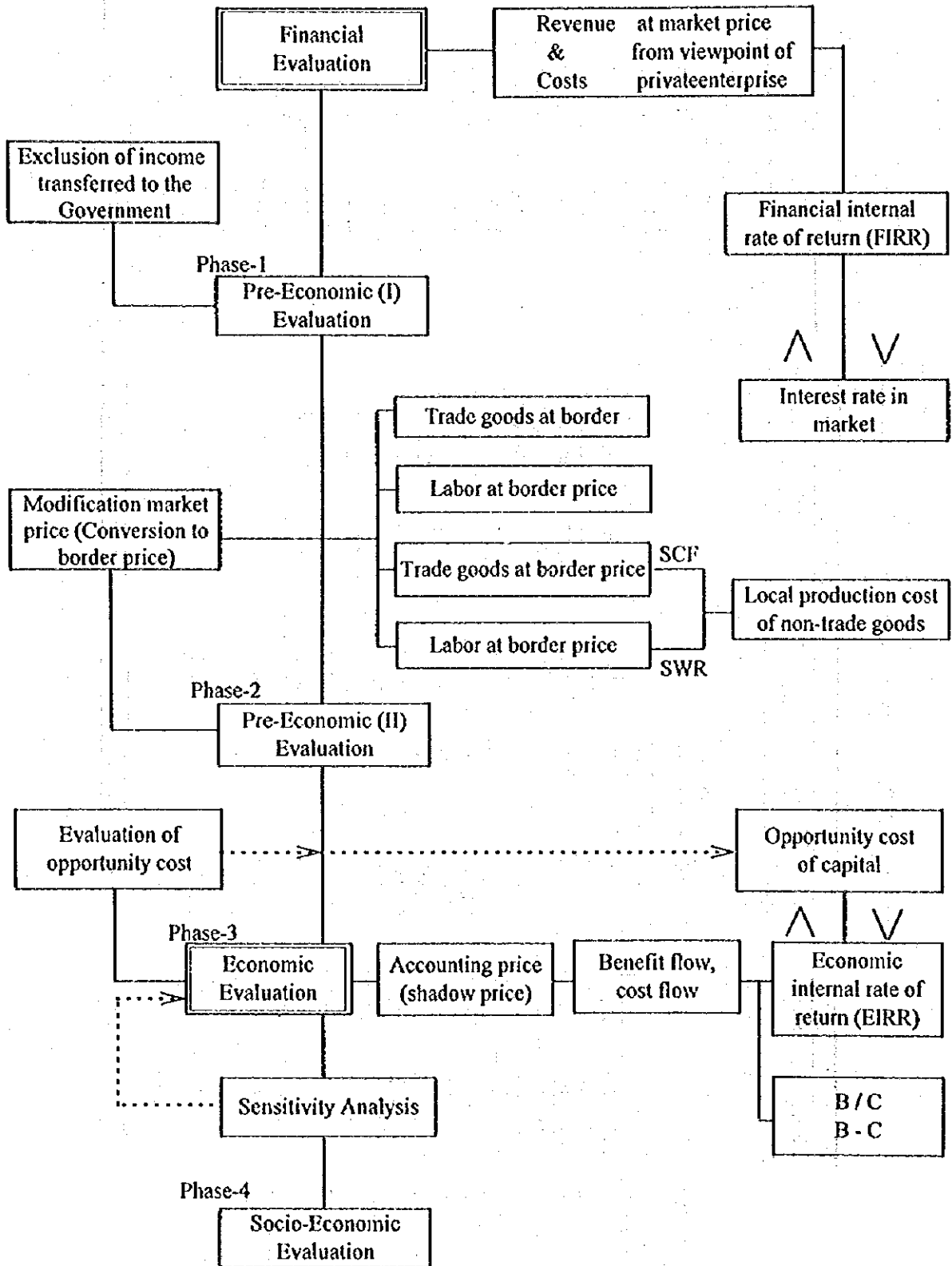
F.I.R.R.

10.6%

Table 10-4-3 (2) Financial Analysis of ME-1 Thermal Power Plant (Case 2)

No.	CASH INFLOW										CASH OUTFLOW					BALANCE	
	Fund Re-quirement	Net Income	Depreci-ation	Total (A)	Construc-tion Cost	Principal Repayment			I.D.C.	Total (B)	Yearly (A)-(B)	Accumulation					
						F.C.	L.C.	Subtotal									
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
2	45,300	0	0	45,300	45,300	0	0	2,059	47,359	-2,059	-2,059	-2,059					
3	191,300	0	0	191,300	191,300	0	0	12,176	203,476	-12,176	-14,235	-14,235					
4	257,200	0	0	257,200	257,200	0	0	31,050	288,250	-31,050	-45,285	-45,285					
5	111,500	0	0	111,500	111,500	0	0	46,629	158,129	-46,629	-91,914	-91,914					
6	0	30,775	16,921	47,695	0	11,423	5,635	17,057	17,057	0	30,638	-61,276					
7	0	32,252	16,921	49,172	0	12,337	6,197	18,534	18,534	0	30,638	-30,637					
8	0	33,858	16,921	50,779	0	13,324	6,817	20,141	20,141	0	30,638	1					
9	0	35,606	16,921	52,527	0	14,390	7,498	21,888	21,888	0	30,638	30,640					
10	0	37,507	16,921	54,428	0	15,541	8,248	23,789	23,789	0	30,638	61,278					
11	0	39,575	16,921	56,496	0	16,785	9,073	25,857	25,857	0	30,638	91,917					
12	0	41,825	16,921	58,746	0	18,127	9,980	28,107	28,107	0	30,638	122,555					
13	0	44,273	16,921	61,194	0	19,578	10,978	30,556	30,556	0	30,638	153,194					
14	0	46,937	16,921	63,858	0	21,144	12,076	33,220	33,220	0	30,638	183,832					
15	0	49,836	16,921	66,757	0	22,835	13,283	36,119	36,119	0	30,638	214,471					
16	0	52,992	16,921	69,912	0	24,662	14,612	39,274	39,274	0	30,638	245,109					
17	0	56,426	16,921	73,346	0	26,635	16,073	42,708	42,708	0	30,638	275,748					
18	0	60,164	16,921	77,085	0	28,766	17,680	46,446	46,446	0	30,638	306,386					
19	0	64,233	16,921	81,154	0	31,067	19,448	50,515	50,515	0	30,638	337,025					
20	0	68,663	16,921	85,584	0	33,552	21,393	54,946	54,946	0	30,638	367,663					
21	0	73,487	16,921	90,408	0	36,237	0	36,237	36,237	0	54,171	421,834					
22	0	76,386	16,921	93,306	0	39,136	0	39,136	39,136	0	54,171	476,005					
23	0	79,517	16,921	96,437	0	42,266	0	42,266	42,266	0	54,171	530,176					
24	0	82,898	16,921	99,819	0	45,648	0	45,648	45,648	0	54,171	584,347					
24	0	86,550	16,921	103,470	0	49,299	0	49,299	49,299	0	54,171	638,518					
Total	605,300	1,093,761	338,413	2,037,474	605,300	522,752	178,990	701,742	91,914	1,398,956	638,518						

Figure 10-1-1-1 Flow Chart of Economic and Financial Evaluation



JICA