

付 録

付 録

目 次

- 4.3.1 Maximum and Minimum Loads in 1993 (1993年の最大電力と最小電力)
- 4.5.1 Parameters (需要想定用パラメーター)
- 4.5.2 Coefficients of Determination of Bivariate Linear Relationships
(回帰分析の決定係数)
- 4.5.3 Changes in Load Factor (1983 - 1993) (負荷率の推移)
- 7.1 熱効率および運転指標
- 8.1 系統特性
- 8.2 系統解析
- 9.1 Analysis for Sea Water (原海水の水質分析)
- 9.2 Hybrid Combination with MSF and RO
(MSF法・RO法混合型の海水淡水化プラント)
- 9.3 Performance Ratio of MSF (MSF法海水淡水化プラントの性能比)
- 13.1 Analysis for Hot Water Diffusion (温排水拡散分析)
- 13.2 Calculation for SO_x/NO_x Emission Rate (SO_x/NO_x大気拡散計算)
- 13.3 Analysis for Air Pollution (大気汚染分析)
- 16.1 Billing Charges (電気料金の徴収料)
- 16.2 Capital Investments in Water Transmission/Distribution Facilities
(送水・配水設備への設備投資)
- 16.3 Economic Prices (プロジェクトのインプット・アウトプットの価格)
- 16.4 Capital and Operating Costs (資本コストと運転コスト)
- 16.5 Discounted Total Cost (割引後の総コスト)

APPENDIX 4.3.1
MAXIMUM AND MINIMUM LOADS IN 1993

APPENDIX 4.3.1 MAXIMUM AND MINIMUM LOADS IN 1993

Table 4.3.1 (a) Muscat System - Maximum Loads (MW) in 1993

DATE	JAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAY	JUN.	JUL.	AUG.	SEP.	OCT.	NOV.	DEC.
1.	282	297	329	358	570	673	697	820	679	619	440	366
2.	318	302	339	358	580	713	738	805	645	653	446	358
3.	314	304	329	300	623	730	811	785	647	648	428	326
4.	322	310	340	382	665	716	791	769	688	639	417	375
5.	323	298	322	371	683	738	778	735	718	640	419	375
6.	321	304	351	379	674	721	733	683	729	614	448	374
7.	304	290	349	374	677	736	765	688	703	578	445	362
8.	282	296	344	383	702	771	747	730	681	554	449	357
9.	325	295	357	407	678	782	732	752	653	551	418	346
10.	323	303	374	459	617	747	767	780	690	533	426	305
11.	315	301	345	475	625	737	763	787	720	498	421	342
12.	314	282	313	485	681	791	786	771	736	480	394	341
13.	321	317	319	476	694	816	780	717	716	457	419	355
14.	265	331	328	398	656	795	803	703	720	441	416	352
15.	242	328	326	383	640	787	784	709	672	476	413	350
16.	279	325	333	417	632	759	741	707	631	480	427	335
17.	284	319	325	408	662	706	803	674	636	479	415	303
18.	288	307	335	532	673	718	791	683	633	447	386	350
19.	280	284	317	455	690	783	749	676	626	443	349	345
20.	270	330	369	492	697	790	747	739	638	430	391	349
21.	278	340	399	509	724	796	773	786	651	413	387	348
22.	260	337	360	444	753	826	783	779	644	386	380	351
23.	299	355	322	601	758	804	747	785	646	425	367	335
24.	295	318	264	639	736	781	760	799	651	421	364	314
25.	291	306	267	618	751	732	754	762	654	421	352	345
26.	297	288	273	614	762	780	774	732	660	412	308	340
27.	291	315	336	540	758	766	791	699	658	413	325	340
28.	282	317	327	587	746	778	782	705	662	418	338	338
29.	255		349	550	791	767	766	699	652	416	369	336
30.	293		347	548	733	765	749	673	637	445	370	332
31.	297		357		674		820	694		443		302
MONTH	325	355	399	639	791	826	820	820	736	653	449	375

Note: Peak demand on June 22 was recorded at 1,427 hrs (Load shed 20 MW)

Table 4.3.1(b) Muscat System - Minimum Loads (MW) in 1993

DATE	JAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAY	JUN.	JUL.	AUG.	SEP.	OCT.	NOV.	DEC.
1.	195	158	208	251	354	456	530	594	463	430	310	223
2.	193	160	224	262	350	480	517	572	449	414	309	220
3.	187	168	224	276	383	490	559	571	438	421	310	217
4.	189	177	228	296	388	495	549	548	457	403	299	216
5.	195	197	224	278	403	481	541	516	471	420	281	218
6.	191	194	241	273	437	496	536	472	472	411	303	228
7.	193	175	252	270	443	492	514	483	472	394	321	210
8.	189	157	243	383	459	505	500	469	448	366	304	207
9.	185	158	240	275	457	503	522	492	445	375	324	210
10.	188	157	244	308	395	541	535	523	454	367	309	205
11.	182	163	255	320	689	505	465	504	456	339	308	195
12.	190	170	222	320	407	535	507	536	470	318	285	199
13.	191	175	242	320	452	572	529	476	447	317	288	196
14.	173	189	212	287	436	554	550	482	466	304	284	199
15.	144	194	211	271	412	530	552	473	454	298	271	192
16.	137	200	222	278	395	537	531	482	436	337	286	195
17.	148	195	225	300	409	488	536	454	431	332	319	193
18.	152	188	212	282	433	471	531	445	425	330	286	194
19.	148	184	227	296	441	500	522	438	388	313	269	196
20.	152	186	241	315	438	533	498	465	383	307	267	191
21.	155	191	266	315	481	557	508	514	396	298	248	192
22.	154	212	278	346	487	537	541	521	409	283	245	194
23.	156	228	232	366	486	559	496	513	411	288	230	202
24.	163	239	209	386	470	545	515	513	427	304	222	202
25.	158	209	186	400	483	525	526	542	424	293	210	202
26.	162	194	193	381	493	503	519	521	398	289	212	204
27.	163	199	212	385	519	501	531	470	417	284	205	196
28.	155	202	239	367	510	518	547	475	412	295	211	195
29.	153		206	357	534	530	533	458	414	290	214	187
30.	147		243	362	511	533	515	457	428	298	217	191
31.	157		249		425		565	467		309		191
MONTH	137	157	186	251	350	456	465	438	383	283	205	187

Table 4.3.1 (c) Wadi Jizzi System - Maximum Load (MW) in 1993

DATE	JAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAY	JUN.	JUL.	AUG.	SEP.	OCT.	NOV.	DEC.
1.	73.5	79.7	78.7	85.5	133.0	193.7	210.0	216.6	196.0	172.4	100.7	85.6
2.	74.6	79.0	79.0	80.5	139.7	194.6	214.8	211.0	194.6	174.0	99.8	83.0
3.	73.9	79.3	78.7	86.9	155.8	193.8	209.0	211.0	191.0	168.6	99.5	82.0
4.	73.2	79.7	79.7	84.2	165.5	188.6	203.3	211.0	186.2	169.0	103.3	85.9
5.	78.2	77.5	79.1	85.0	175.0	177.4	205.5	210.0	193.8	165.0	108.0	84.5
6.	78.0	79.5	81.4	85.8	173.2	183.7	203.8	205.7	195.0	166.5	109.6	85.0
7.	77.2	80.9	76.8	84.2	171.0	189.6	202.5	200.3	192.7	164.2	105.4	84.9
8.	73.1	82.3	81.6	85.3	168.2	194.7	210.0	197.7	189.8	161.3	98.0	83.8
9.	77.7	82.0	83.8	104.8	149.3	204.3	218.2	202.6	188.6	146.0	97.7	85.0
10.	76.9	81.0	85.2	109.6	149.6	205.0	210.0	211.4	190.3	134.0	97.5	81.4
11.	77.5	78.9	80.8	117.4	161.3	205.5	207.3	215.0	194.7	128.5	100.0	84.8
12.	78.6	74.9	75.7	113.7	172.5	212.4	208.5	210.8	199.0	133.2	96.4	84.5
13.	79.1	78.0	72.3	106.6	170.2	207.7	206.5	207.6	194.6	126.7	86.3	78.9
14.	79.2	77.1	79.7	85.2	169.1	204.6	210.0	196.0	191.8	124.0	86.8	83.4
15.	79.6	75.1	80.2	87.2	163.1	202.3	211.5	199.7	189.2	122.0	85.9	77.5
16.	82.0	71.4	79.2	99.5	162.5	197.8	215.5	202.8	186.3	125.0	91.0	81.0
17.	81.4	79.2	79.5	101.2	169.2	196.5	215.6	200.0	185.0	120.7	91.5	78.5
18.	82.8	78.3	83.9	106.0	175.0	205.5	210.8	203.6	178.5	111.6	90.3	84.4
19.	83.5	75.7	84.1	118.5	182.6	206.8	212.4	207.0	171.5	104.3	85.7	80.0
20.	81.7	78.2	89.3	122.5	186.2	209.5	215.6	208.8	169.7	100.4	88.3	83.8
21.	80.7	78.6	90.2	131.5	190.2	202.0	218.3	212.3	171.6	97.0	85.6	84.9
22.	78.6	79.5	79.6	139.5	182.3	203.5	217.6	207.6	170.6	99.0	84.8	85.4
23.	82.8	81.0	80.7	147.2	177.5	210.4	217.0	209.5	177.0	92.7	84.3	84.5
24.	83.0	78.4	79.7	151.6	185.1	206.6	209.3	206.8	174.0	99.0	85.0	81.3
25.	82.6	78.4	73.4	151.6	188.6	209.6	194.8	204.6	169.0	96.5	85.0	75.0
26.	82.8	78.9	74.4	151.0	203.3	206.0	204.3	202.6	169.8	97.2	78.7	81.3
27.	83.3	76.4	81.0	150.8	200.4	198.6	206.8	199.4	171.3	94.0	82.0	82.0
28.	82.2	78.9	76.8	147.0	204.9	200.0	211.3	195.6	170.3	100.8	84.0	81.4
29.	78.0	78.9	81.9	145.4	203.4	203.6	210.0	192.0	174.0	102.8	84.9	83.7
30.	81.4		81.2	142.8	198.2	210.0	216.3	192.5	172.8	108.0	86.0	81.8
31.	81.2		82.5		196.3		217.6	195.4		105.6		80.0
MONTH	83.5	82.3	90.2	151.6	204.9	212.4	218.3	216.6	199.0	174.0	109.6	85.9

Table 4.3.1(d) Wadi Jizzi System - Minimum Load (MW) in 1993

DATE	JAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAY	JUN.	JUL.	AUG.	SEP.	OCT.	NOV.	DEC.
1.	37.0	34.0	43.1	52.4	64.0	90.9	100.4	113.2	99.8	85.0	62.3	46.9
2.	37.5	36.0	44.1	50.0	58.6	99.6	105.0	103.2	100.0	82.0	60.4	46.0
3.	34.8	37.2	43.5	48.7	65.0	95.6	107.0	110.0	95.3	80.6	62.9	47.0
4.	32.0	38.7	46.0	50.0	72.5	94.0	106.5	107.0	93.0	78.2	64.2	46.0
5.	36.1	33.5	46.0	50.5	78.8	85.7	106.7	101.0	95.8	77.2	63.4	46.3
6.	39.3	33.6	46.6	56.7	81.8	89.0	106.5	100.5	96.0	81.0	65.0	46.0
7.	39.1	36.3	46.8	56.7	85.4	94.2	103.4	101.3	99.4	80.6	65.9	43.0
8.	39.0	38.0	44.4	57.4	75.2	97.0	104.5	98.8	97.4	83.0	66.7	44.3
9.	38.7	39.4	48.3	58.7	69.8	99.0	106.5	101.7	95.0	77.2	63.8	43.8
10.	38.1	39.0	48.6	61.8	68.0	98.7	106.5	104.4	95.6	70.3	64.2	45.0
11.	39.7	38.8	47.4	62.8	69.9	100.0	97.3	107.0	90.7	59.5	67.3	43.4
12.	39.8	37.7	43.3	67.6	76.1	100.6	106.0	109.7	95.7	69.3	37.3	42.2
13.	39.9	36.0	41.6	63.3	81.7	102.7	102.5	102.5	94.0	71.2	63.5	37.9
14.	39.5	38.8	39.8	61.0	82.5	100.4	106.6	103.0	92.6	67.0	52.6	40.6
15.	37.2	39.0	45.5	57.4	71.8	95.3	110.0	91.0	92.0	67.5	55.3	37.6
16.	38.1	32.8	40.5	58.2	73.3	98.5	106.5	104.6	96.0	67.2	56.6	37.6
17.	37.8	36.8	44.7	60.6	75.7	100.6	113.0	101.0	88.4	64.8	55.8	41.9
18.	34.4	38.9	48.4	61.0	81.2	101.3	108.0	106.0	84.0	66.0	59.3	40.0
19.	38.9	35.4	49.2	61.7	81.9	99.0	105.4	105.0	80.5	65.0	55.8	40.5
20.	38.3	38.0	49.7	63.8	84.4	100.0	111.0	107.0	77.5	60.6	53.7	41.5
21.	39.0	37.8	53.3	65.0	88.9	101.3	111.0	109.3	77.6	60.5	51.3	41.2
22.	37.7	43.5	54.8	67.8	82.4	102.3	113.0	103.0	79.5	60.4	46.3	40.3
23.	37.8	44.8	47.4	72.8	80.5	94.2	109.2	97.0	83.4	60.2	43.8	40.7
24.	37.4	47.0	44.6	71.0	85.1	98.2	101.6	96.3	85.4	65.0	46.3	43.2
25.	37.8	44.7	40.4	71.5	87.5	100.6	101.6	108.6	75.3	64.0	46.6	37.8
26.	38.0	45.3	43.8	70.0	89.6	94.5	103.0	103.0	77.3	65.3	46.8	39.0
27.	38.4	38.8	44.5	68.3	92.9	95.7	101.5	93.5	75.5	62.6	45.5	41.4
28.	38.2	43.5	40.9	67.0	99.5	94.0	105.0	102.0	79.7	61.9	45.8	41.2
29.	36.9		46.8	66.8	94.3	94.2	105.5	97.0	80.8	65.0	46.8	39.7
30.	36.7		48.2	70.2	98.8	100.4	105.2	99.0	84.0	64.8	46.8	41.0
31.	30.0		50.0	46.8	79.9		114.0	102.3		66.2		41.4
MONTH	30.0	32.8	39.8	46.8	58.6	85.7	97.3	91.0	75.3	59.5	37.3	37.6

Appendix 4.5.1 Parameters

Year	GDP at current prices* (million O.R.)	GDP deflator (1978=100)	GDP at 1978 constant prices (million O.R.)										Gov't capital formation at market prices (million O.R.)	Change (%)	Gov't capital formation at 1978 prices (million O.R.)	Change (%)	
			Petro.	Change (%)	Non-petro.			Bank charges (-)	GDP Total	Change (%)	Gov't capital formation at market prices (million O.R.)	Change (%)					
					Primary	Industry	Services										Total
1971																	
1972																	
1973																	
1974																	
1975																	
1976	879.80																
1977	942.20																
1978	942.30	100.00	493.02		31.52	90.37	341.60	463.49		-14.22	942.29						
1979	1,282.90	130.71	460.34	-6.63	41.27	99.02	399.22	539.51	16.4	-18.40	981.45	4.2					37.9
1980	2,054.90	197.43	437.55	-4.95	49.83	120.61	454.31	624.75	15.8	-21.50	1,040.80	6.0					-6.1
1981	2,479.20	203.64	499.61	14.18	51.68	146.04	552.30	750.02	20.1	-32.20	1,217.43	17.0					23.5
1982	2,599.90	191.64	501.74	0.43	57.65	198.81	633.21	889.67	18.6	-35.30	1,356.11	11.4					31.5
1983	2,718.20	172.14	593.30	18.25	70.70	252.37	703.37	1,026.44	15.4	-40.70	1,579.04	16.4					22.3
1984	3,015.00	164.07	635.99	7.20	79.85	333.64	840.99	1,254.48	22.2	-52.80	1,837.67	16.4					29.2
1985	3,415.50	163.62	764.70	20.24	93.38	371.78	915.37	1,380.53	10.0	-57.82	2,087.41	13.6					7.8
1986	2,763.40	128.45	868.51	13.58	91.48	394.40	857.08	1,342.96	-2.7	-60.10	2,151.37	3.1					18.3
1987	2,975.70	143.12	925.52	6.56	93.36	324.20	793.99	1,211.55	-9.8	-57.85	2,079.22	-3.4					-45.0
1988	2,896.30	131.66	995.20	7.53	111.30	325.40	826.00	1,262.70	4.2	-58.10	2,199.80	5.8					-3.9
1989	3,201.20	140.86	1,022.60	2.75	104.50	329.30	882.70	1,316.50	4.3	-66.50	2,272.60	3.3					-22.8
1990	4,017.80	154.44	1,093.40	6.92	104.80	372.60	972.80	1,450.20	10.2	-100.30	2,443.30	7.5					-9.5
1991	3,877.90	145.49	1,124.60	2.85	114.90	429.90	1,073.40	1,618.20	11.6	-77.40	2,665.40	9.1					50.4
1992	4,369.60	153.64	1,193.50	6.13	111.90	459.00	1,157.10	1,728.00	6.8	-77.50	2,844.00	6.7					15.8

Note: All the GDP figures are at producer's values.

Appendix 4.5.1

Gov't total at 1978 prices (million O.R.)	Change (%)	Private capital formation at market prices (million O.R.)	Change (%)	Private capital formation at 1978 prices (million O.R.)	Change (%)	Private final consumption at market prices (million O.R.)	Change (%)	Private final consumption at 1978 prices (million O.R.)	Change (%)	Private total at 1978 prices (million O.R.)	Change (%)
		15.6		21.40							
		12.1		35.10							
		14.5		40.60							
		31.3		49.60							
		50.0		122.60							
		57.3		181.60							
		70.6		246.20							
392.0		87.4		310.30				310.30		397.7	
436.4	11.3	119.7	37.0	337.40	4.8			441.03	42.1	532.6	
407.7	-6.6	159.9	33.6	576.80	-11.6			1,138.80	158.2	1,219.8	
513.6	26.0	193.9	21.3	95.2	17.6			1,202.71	5.6	1,297.9	
624.8	21.6	224.5	15.8	117.1	23.0			1,522.99	26.6	1,640.1	
760.8	21.8	207.0	-7.8	120.2	2.7			1,380.93	-9.3	1,501.2	
890.2	17.0	260.7	25.9	158.9	32.1			1,539.76	11.5	1,698.7	
1,002.2	12.6	251.4	-3.6	153.6	-3.3			1,841.75	19.6	1,995.4	
1,230.8	22.8	246.5	-1.9	191.9	24.9			1,310.17	-28.9	1,502.1	
917.7	-25.4	164.6	-33.2	115.0	-40.1			1,330.41	1.5	1,445.4	
994.5	8.4	157.7	-4.2	119.8	4.1			1,553.35	16.8	1,673.1	
899.8	-9.5	152.3	-3.4	108.1	-9.7			1,777.38	14.4	1,885.5	
1,127.0	25.2	220.9	45.0	194.3	24.2			1,776.96	0.0	1,911.3	
1,240.6	10.1	251.1	13.7	172.6	28.5			2,160.97	21.6	2,333.6	
1,455.7	17.3	249.2	-0.8	162.2	-6.0			2,268.69	5.0	2,430.9	

Appendix 4.5.2 Coefficient of Determination (r^2) of Bivariate Linear Relationships

	Petro. GDP at 1978 prices	Non-petro. GDP at 1978 prices	GDP total at 1978 prices	Gov't capital formation at 1978 prices	Private capital formation at 1978 prices	Private final consumption at 1978 prices
<u>ELECTRICITY</u>						
Electricity generated-Muscat	0.989	0.694	0.93	0.206	0.014	0.488
Electricity generated-Wadi Jizzi	0.951	0.649	0.882	0.334	1.191-E	0.569
<u>WATER</u>						
Private consumption	0.977	0.757	0.95		0.043	0.306
Government consumption	0.949	0.468	0.752	0.074		

Appendix 4.5.3 Changes in Load Factor (1983 - 1993)

Description	Year	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
Muscat System		46.1%	50.9%	53.3%	50.6%	52.8%	53.5%	51.7%	52.7%	51.8%	53.5%	53.3%
Wadi Jizzi System		48.4%	59.8%	52.9%	52.4%	44.6%	46.0%	43.3%	42.2%	43.1%	44.9%	45.6%

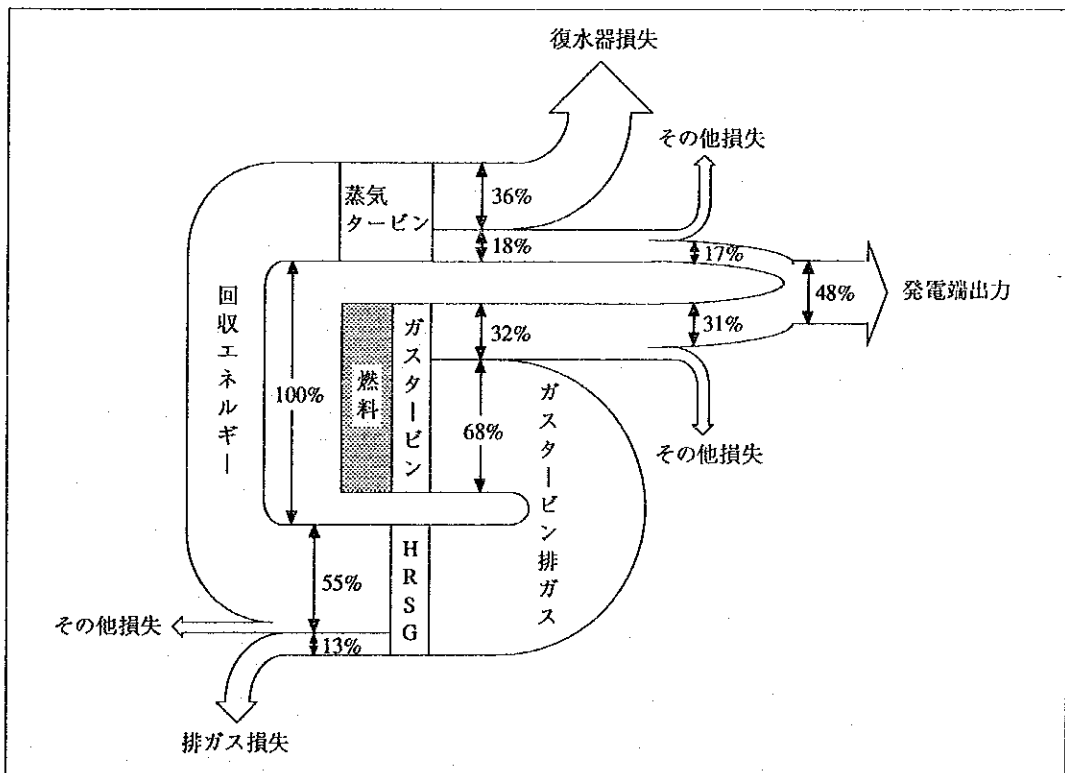
付録 7.1

熱効率および運転指標

付録 7.1 熱効率および運転指標

7.1.1 熱勘定と熱効率

発電プラントでは燃料の燃焼から発電までの間に熱の発生、吸収、放出などが各部分で行なわれる。各部の熱の流れと分布を数量的に表示し、効率管理を行なううえで利用されるのが熱勘定図であり、燃料の発生熱量を100%として各部の熱量の割合をパーセントで示す方法がとられる。付図7.1.1は、参考例としてコンバインドサイクル方式発電プラントの熱勘定図を示したものである。使用した燃料の熱量100%が、ガスタービンで31%電力に変換され、排ガスとして放出された熱量68%がHRSG（排熱回収ボイラ）で55%回収された後、蒸気タービン発電機で17%電力に変換される。すなわち、燃料の持つ熱量100%のうち48%が電力として回収され、熱効率は48%ということになる。オープンサイクル方式のガスタービンでは熱効率は31%と比較的低い数値であるが、ガスタービンの排ガスに含まれている熱量をガス・蒸気コンバインドサイクル方式を用いて回収することによって、総合熱効率を48%まで向上させることができることをこの熱勘定図が示している。



付図 7.1.1 コンバインドサイクル発電プラントの熱勘定図 (例)
(LHVベース、50℃)

7.1.2 熱効率計算

熱効率は、燃料の熱量が電力に変換される過程の効率を示すものであり、燃料の有効利用を図り省エネルギーを促進するうえでの重要な指標である。したがって、本項では熱効率の定義と計算例を挙げることにする。

(1) 発電プラントの総合効率

発電機出口の電力量（発電電力量）を基準として計算する効率が発電端効率（ η ）であり、発電所内部で消費する電力量（所内電力量）が差し引いた送り出しの電力量（送電電力量）を基準として計算する効率が送電端効率（ η' ）である。また、所内電力量に対して所内比率（ α ）を用いる。 α が小さいほど送電できる電力量も大きくなる。

$$\eta = \frac{860 P_g}{G_f \cdot H} \times 100 \quad [\%]$$

$$\eta' = \frac{860 P_s}{G_f \cdot H} \times 100 \quad [\%]$$

$$\alpha = \frac{P_h}{P_g}$$

ここで、 P_g ; 発電電力量 [kWh]

P_h ; 所内電力量 [kWh]

P_s ; 送電電力量 [kWh] $P_s = P_g - P_h$

G_f ; 燃料使用量 [kg]

H ; 燃料発熱量 [kcal/kg]

860 ; 電力量から熱量への換算係数 $1 \text{ [kWh]} = 860 \text{ [kcal]}$

また、 η' は、 α を用いると次のように表される。

$$\eta' = \frac{860 (P_g - P_h)}{G_f \cdot H} \times 100 = \frac{860 P_g}{G_f \cdot H} (1 - \alpha) \times 100 = \eta (1 - \alpha) \quad [\%]$$

例えば、発電端効率を48%、所内比率を0.02とすれば、送電端効率は次のように47.04%と計算される。

$$\eta' = \eta (1 - \alpha) = 48 \times (1 - 0.02) = 47.04 \%$$

(2) 熱効率の構成

発電プラントの熱効率を主要機器であるボイラ、タービン、復水器、発電機に分けて表示すると、付図7.1.2から次の関係が成り立つ。

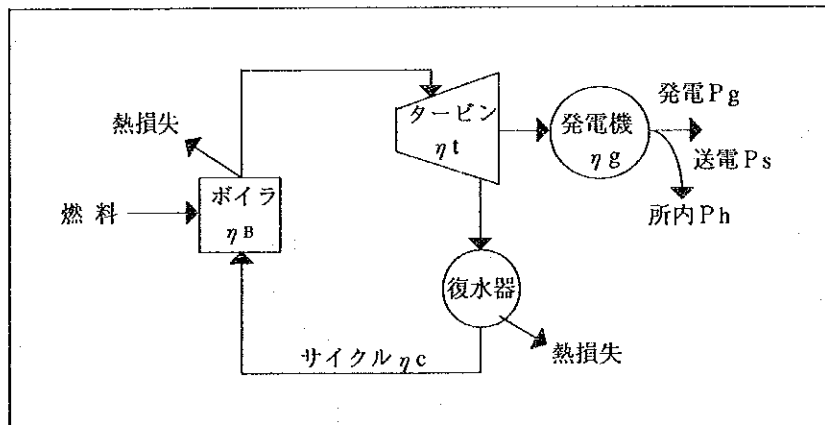
$$\frac{\eta}{100} = \frac{\eta_B}{100} \cdot \frac{\eta_c}{100} \cdot \frac{\eta_t}{100} \cdot \frac{\eta_g}{100}$$

各効率のうち、 η や η_B は実測は容易であるが、 η_c 、 η_t 、 η_g を直接的に測定することは困難である。そこで、次のとおり η_c 、 η_t 、 η_g を一括してタービン室効率 (η_T) とする。

$$\frac{\eta_T}{100} = \frac{\eta_c}{100} \cdot \frac{\eta_t}{100} \cdot \frac{\eta_g}{100}$$

η_T を用いれば、総合熱効率は、次式のようにボイラ効率 η_B とタービン室効率 η_T に分けられる。

$$\frac{\eta}{100} = \frac{\eta_B}{100} \cdot \frac{\eta_T}{100}$$



付図7.1.2 発電プラント各部の熱効率

(3) ボイラ効率 (η_B)

ボイラ効率の算出方法には、入出熱法と損失法があるが、入出熱法が一般に使われているので、ここでは入出熱法を用いる。この方法は、燃料の発生する熱量 (入熱) のうち蒸気に吸収される熱量 (出熱) の割合により効率を計算するものである。この方法によるボイラ効率 (η_B) は次式で求められる。

$$\eta_B = \frac{W_s (i_b - i_a)}{G_f \cdot H} \times 100 \quad [\%]$$

ここで、 W_s ; ボイラでの蒸気発生量 [kg/h]

i_a ; ボイラ入口給水のエンタルピ [kcal/kg]

i_b ; ボイラ出口過熱蒸気のエンタルピ [kcal/kg]

(4) タービン室効率 (η_T)

η_T を構成する各部の効率は、次のように定義される。

1) サイクル効率 (η_c)

サイクル効率は、水および蒸気に加えられた入熱と、タービン内の断熱膨張により発生可能な仕事量 (出熱) とによって、次のとおり求められる。

$$\eta_c = \frac{i_b - i_c}{i_b - i_a} \times 100 \quad [\%]$$

ここで、 i_a ; ボイラ入口給水のエンタルピ [kcal/kg]

i_b ; ボイラ出口 (タービン入口) 過熱蒸気のエンタルピ [kcal/kg]

i_c ; タービン出口蒸気のエンタルピ [kcal/kg]

2) タービン効率 (η_t)

タービン内の断熱膨張の熱落差に相当する出力 (理論仕事量) から、蒸気摩擦損失、漏れ損失などの内部損失と機械的な部分の損失などの外部損失を差し引いたタービン軸の仕事量の割合である。

$$\eta_t = \frac{\text{タービン軸の発生仕事量}}{\text{理論仕事量}} \times 100 = \frac{860 P_T}{W_s (i_b - i_c)} \times 100 \quad [\%]$$

ここで、 P_T ; タービンの軸出力 [kW]

W_s ; 蒸気流量 [kg/h]

3) 発電機効率 (η_g)

タービンの軸出力に対する発電機電気出力の比で表わさる。損失としては、電氣的損失 (鉄損、銅損) と機械的損失 (風損、摩擦損) が挙げられる。

$$\eta_g = \frac{P_G}{P_T} \times 100 \quad (\%)$$

ここで、 P_G ; 発電端出力 [kW]

P_T ; タービン軸出力 [kW]

7.1.3 T-s 線図と効率

(1) T-s 線図

温度差によって熱機関を動かす場合、その仕事量は温度差によって決まる。温度差は熱の移動によって発生することから、熱力学的安定性を示す量としてエントロピが定義されている。すなわち、熱量を Q [kcal]、絶対温度 T [K]、エントロピを s [kcal/kg·K] とすると、

$$ds = \frac{dQ}{T} \quad \text{または} \quad dQ = T \cdot ds$$

縦軸に T 、横軸に s を目盛って熱力学的状態変化を表わしたものが $T-s$ 線図であり、コンバインドサイクル発電プラントの例を付図 7.1.3 に示す。

上式の $dQ = T \cdot ds$ をサイクル線に沿って積分すると

$$Q = \int T \cdot ds$$

となり、外部から加える熱量と外部に失われる熱量の差が仕事に変わる熱量である。すなわち、 $T-s$ 線図において、サイクル線で囲まれた面積が仕事量を表わし、これ以外は無効エネルギーとして放出される。

(2) 熱効率

サイクル熱効率 η は、次式で表わされる。

$$\eta = \frac{\text{有効仕事量 } Q}{\text{供給熱量 } Q_0}$$

付図 7.1.3 の $T-s$ 線図に示す入熱量と放熱量から、熱効率を計算すると次のとおりである。

ガスタービン熱効率

$$\eta_g = \frac{Q_{G1} - Q_{G2}}{Q_{G1}}$$

蒸気タービン熱効率

$$\eta_s = \frac{Q_{S1} - Q_{S2}}{Q_{S1}}$$

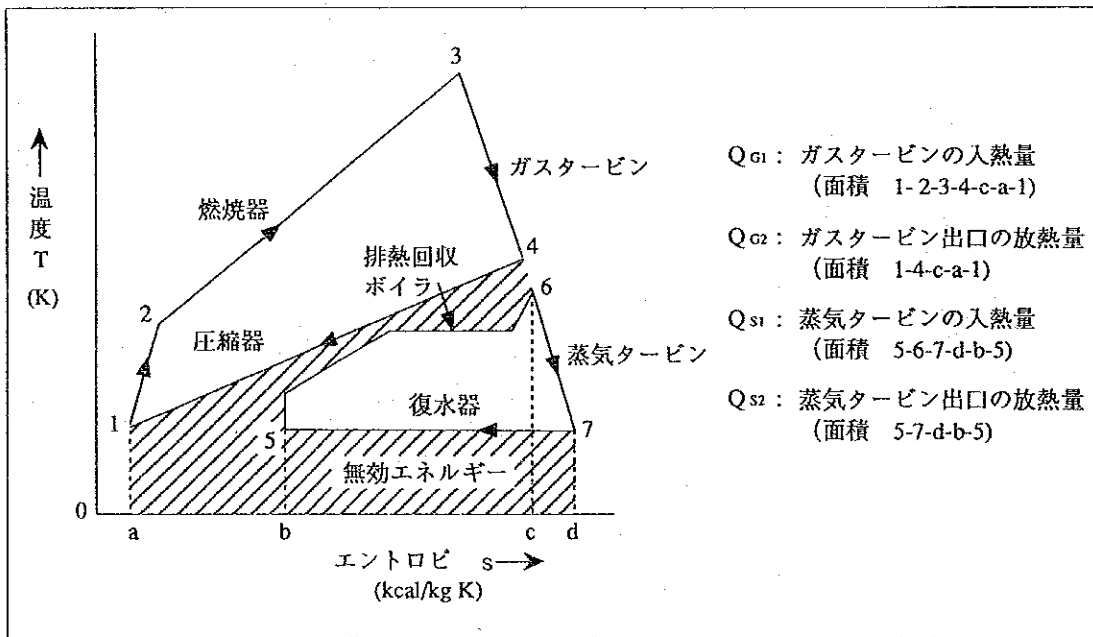
また、ガスタービンへの入力熱量 Q_{G1} に対するガスタービン放熱量の割合を β として、

$$\text{ガスタービンの仕事量} = Q_{G1} \cdot \eta_G$$

$$\text{蒸気タービンの仕事量} = Q_{G1} \cdot \beta \cdot \eta_s \quad (\beta = 1 - \eta_G)$$

したがって、コンバインドサイクルプラントの熱効率 η_{cc} は、次式のとおりガスタービン単独の熱効率 η_G より $(1 - \eta_G) \eta_s$ だけ向上する。

$$\eta_{cc} = \frac{Q_{G1} \cdot \eta_G + Q_{G1} \cdot \beta \cdot \eta_s}{Q_{G1}} = \eta_G + \beta \eta_s = \eta_G + (1 - \eta_G) \eta_s$$



付図 7.1.3 コンバインドサイクル発電プラントの T-s 線図

7.1.4 燃料使用量

(1) 燃料発熱量

燃料の発熱量には、高位発熱量（総発熱量、HHV）と、燃料中に含まれた水および燃焼によって生じる水の蒸発潜熱を差し引いた低位発熱量（真発熱量、LHV）がある。

排ガス中の水分は気化した状態で存在するので、発熱量としてはLHV分しか利用できない。したがって、本プロジェクトでは1985年F/Sと同様にLHV基準での効率を表示することとする。なお、本プロジェクトで使用する天然ガスの発熱量をもとに、発電端効率を計算すると次のとおりである。

$$\eta_h = \frac{860P_g}{G_f \cdot H_h} \times 100 = \frac{860P_g}{G_f \times 9,452} \times 100 \quad (\%)$$

(HHV=9,452 [kcal/kg])

$$\eta_l = \frac{860P_g}{G_f \cdot H_l} \times 100 = \frac{860P_g}{G_f \times 8,553} \times 100 \quad (\%)$$

(LHV=8,553 [kcal/kg])

ここで、燃料使用量（ G_f ）、発電電力量（ P_g ）を同一と仮定すれば、

$$\frac{\eta_l}{\eta_h} = \frac{9,452}{8,553} = 1.105$$

すなわち、LHV基準で表示した効率は、HHV基準に比べると10.5%大きくなる。これは、例えばLHV基準での効率48%と表示されている場合、HHV基準で43.4%ということの意味する。なお、1985年F/Sでは、LHV基準で9,024kcal/Nm³（比重0.843kcal/Nm³と仮定すれば10,700kcal/kg）の発熱量が使用されている。本文の表7.1.1に示したとおり、本プロジェクトではLHV基準の8,553kcal/kgを用いるが、これは10,700kcal/kgに比べ20%低い発熱量を持つ燃料を使用することを意味する。

(2) 熱消費率

熱消費率（ R_h ）は、発電電力量1kWhあたりに必要な熱量の割合である。

$$R_h = Q/P_g \quad [\text{kcal/kWh}]$$

ここで、 R_h ; 熱消費率 [kcal/kWh]

Q ; 燃料の発生熱量 [kcal/h]

熱消費率は効率に反比例し、効率が48%の場合は次のように算出される。

$$R_h = \frac{860}{(\eta/100)} \text{ [kcal/kWh]} = \frac{860}{48/100} = 1,792 \text{ kcal/kWh}$$

(3) 燃料消費率

燃料消費率 (R_f) は、発電電力量当たりの燃料使用量の割合であり、次式で表わされる。

$$R_f = G_f / P_G \text{ [kg/kWh]}$$

ここで、 R_f ; 燃料消費率 [kg/kWh]

G_f ; 燃料使用量 [kg/h]

P_G ; 発電端出力 [kW]

これを発電端効率 (η) と関係づけると、下式のとおり R_f は発熱量 (H) に反比例する。つまり、発熱量が小さいほど、同一電力量の発生に要する燃料使用量は増加する。

$$R_f = \frac{G_f}{P_G} = \frac{860}{(\eta/100) \cdot H} \text{ [kg/kWh]}$$

例えば、ガスタービンの出力を96MW、発電端効率を31%とし、LHV基準の発熱量8,553kcal/kgを用いれば、燃料消費率 R_f 、燃料使用量 G_f は次のとおり求められる。

$$R_f = \frac{860}{(31/100) \times 8,553} = 0.324 \text{ [kg/kWh]}$$

$$G_f = 0.324 \times 96 \times 10^3 \times 1 = 31,104 \text{ [kg/h]}$$

(4) 燃料使用量と燃料費

燃料使用量は、燃料消費率に左右されるので、燃料節減のためには、熱効率と発熱量を向上させる必要がある。発熱量は付与された条件であるから、プラント効率を高めることが残された方法である。そこで、プラント効率の向上が燃料使用量、ひいては発電原価の中でもっとも大きな比重を占める燃料費の低減に、どの程度影響するか以下に試算を行なう。

1) 効率向上による燃料消費率の増大

96MW出力のガスタービンの効率31%を1ポイント向上させたとき、燃料消費率は、

$$R_f = \frac{860}{(32/100) \times 8,553} = 0.314 \text{ [kg/kWh]} = 30,144 \text{ [kg/h]}$$

と試算される。すなわち、効率1ポイントの向上により、960kg/h (=31,104-30,144)の燃料を節約できる。

2) 燃料消費率の増大による燃料費の低減

グブラ発電プラントで使用されている天然ガスの諸元は、以下のとおりである。

発熱量 ; 7,209kcal/m³N (= 8,553 kcal/kg)

価格 ; 0.02834 R.O./m³N (= 0.03362 R.O./kg)

3.93×10⁻⁶ R.O./kcal (= 10.2×10⁻⁶ US\$/kcal)

960kg/h×0.03362 R.O./kg = 32.3 R.O./h

このガスタービンを1年間、稼働率70%で運転した場合の燃料費は、

$$32.3 \text{ R.O./h} \times 8,760 \text{ h/y} \times 70\% = 198,100 \text{ R.O./y}$$

と算出される。つまり、96MWのガスタービンの効率を31%から32%に1ポイント向上させることによって、燃料費を198,100 R.O./y節約できることを意味する。このようにプラント効率の向上が燃料費節減に大きな役割を果たすので、高効率サイクル、すなわちコンバインドサイクルの採用が、経済性に優れた発電プラントを計画するうえで不可欠となるのである。

3) コンバインドサイクル方式を用いた場合の燃料費節減の試算

オープンサイクル方式の96MWガスタービンを3機で運転する場合（総出力288MW）と、ガスタービンが2機、HRSGが2缶、蒸気タービンが1機で構成されたコンバインドサイクル方式のプラントを運転する場合（総出力292MW）を参考例として、それぞれの燃料費を付表7.1.1のとおり比較する。

付表7.1.1 燃料費の比較

	オープンサイクル方式	コンバインドサイクル方式
総出力 (MW)	288	292
総合効率 (%)	31	48
発熱量 (kcal/kg)	8,553	8,553
燃料消費率 (kg/kWh)	0.324	0.209
運転時間 (h/y)	6,132	6,132
燃料使用量 (kg/y)	572×10^6	374×10^6
燃料単価 (R.O./kg)	0.03362	0.03362
燃料費 (R.O./y)	19.2×10^6 (A)	12.6×10^6 (B)
(A) - (B)	6.6×10^6 (R.O./y) /系列	

上表のとおり、コンバインドサイクル方式では、オープンサイクル方式に比べ、1年間の燃料費が6.6百万R.O.節約できる。総合効率48%と31%の差が、これだけの燃料費節減につながることから、発電原価の抑制を図るうえで、コンバインドサイクル方式の採用は合理的と判断されるのである。

7.1.5 運転指標

発電プラントの運転状況を表わす比率として、以下の運転指標がある。

(1) 利用率

1年間（または所定の期間中）を通じての平均発電電力を定格出力で割った数値であり、次式で定義される。

$$F_a = \frac{P_m}{P_r} \times 100 = \frac{W}{P_r \cdot t_o} \times 100 \quad (\%)$$

ここで、 F_a ; 利用率 (%)

P_m ; 平均発電電力 [kW]

P_r ; 定格出力 [kW]

W ; 期間 t_o (h) の間の発電電力量 [kWh] (= $P_m \times t_o$)

(2) 稼働率

1年間（または所定の期間中）に発電プラントを運転した時間の割合である。

$$F_t = \frac{t_1}{t_o} \times 100 = \frac{t_o - t_2}{t_o} \times 100 \quad (\%)$$

ここで、 F_t ; 稼働率 [%]
 t_0 ; 所定の暦日時間 [h]
 t_1 ; 運転時間 [h]
 t_2 ; 停止時間 [h]

付録 8.1
系 統 特 性

付録 8.1 系統特性

8.1.1 系統の電圧・周波数特性

(1) 負荷特性

系統の電圧変動の多くは、負荷の無効電力変動が原因となって発生する。また、負荷の消費電力は周波数変動に左右される。したがって、負荷の電力と電圧・周波数の関係、すなわち負荷特性を把握することが、系統計画にあたって検討すべき基本的事項である。

1) 電圧特性

定格電圧付近における負荷の電圧－電力特性は次のように表わされる。

$$P_L = P_{L0} \left(\frac{V}{V_0} \right)^\alpha$$

$$Q_L = Q_{L0} \left(\frac{V}{V_0} \right)^\beta$$

ここで、 P_L 、 P_{L0} ; 電圧が V 、 V_0 のときの電力

Q_L 、 Q_{L0} ; 電圧が V 、 V_0 のときの無効電力

$$\alpha \quad ; \text{電力の電圧特性定数} \quad \alpha = \frac{\Delta P}{P} \bigg/ \frac{\Delta V}{V}$$

$$\beta \quad ; \text{無効電力の電圧特性定数} \quad \beta = \frac{\Delta Q}{Q} \bigg/ \frac{\Delta V}{V}$$

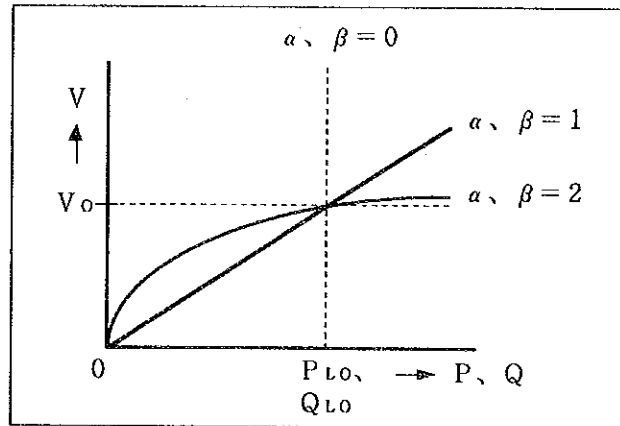
特性定数 α 、 β は負荷の種類、運転状態によって変わるので特定が難しい。しかし、マクロ的に変電所から見た負荷について、日本で実測された特性定数は、 $\alpha = 0.5 \sim 2$ 、 $\beta = 1 \sim 3$ 程度であったことが報告されている。また、ミクロ的に捉えた場合の単体負荷の電圧特性定数の例を付表 8.1.1 に示す。

付表 8.1.1 負荷の電圧特性

負荷の種類	α	β
蛍光灯 20W 2本	1.9	0.8
冷蔵庫 100W	1.0	0.7
空調用誘導電動機 1KW	0.5	1.6
業務用誘導電動機 7.5KW	0.6	1.6

α 、 β は、その値によって次の分類をするのが一般的であり、その特性を付図8.1.1に示す。

- α 、 $\beta = 0$; 定電力特性
- = 1 ; 定電流特性
- = 2 ; 定インピーダンス特性



付図8.1.1 電圧特性定数

2) 周波数特性

定格周波数付近における負荷の周波数-電力特性は、次のように表わされる。

$$P_L = P_{LO} \left(\frac{f}{f_0} \right)^{K_L}$$

ここで、 P_L 、 P_{LO} ; 周波数が f 、 f_0 のときの電力

K_L ; 負荷の周波数特性定数

$$K_L = \frac{\Delta P_L}{P_{LO}} \bigg/ \frac{\Delta f}{f_0}$$

系統に接続されている負荷は、抵抗負荷と回転機負荷に大別できる。抵抗負荷は、周波数変動に対して電力の変化はないが、回転機負荷（例えばエアコン用誘導電動機）では、一般に周波数変化に比例して電力が変化する特性を持っている。一般の系統では、0.1 Hzの周波数変動に対して、0.4～0.6%の電力が変化する。

(2) 発電機特性

発電機の運転出力は、負荷変動に合わせて調整され、また、補修停止や事故停

止によっても変化する。さらに、需要や電源の増加に伴って、送電線・変圧器など系統の構成も変化する。そこで、発電機や送電線、変圧器などを含めた系統の電圧や周波数が、負荷変動や発電機脱落によってどのような影響を受けるか、系統特性を把握する必要がある。

1) 電圧特性

発電機の励磁電流を一定にして運転すると、負荷の無効電力の増減に伴って端子電圧が変化する。また、無効電力の変化に拘わらず、端子電圧を一定に維持するためには、端子電圧の変化に伴って励磁電流、すなわち内部誘起電圧を調整する必要がある。定電圧運転を行なう場合は、負荷の無効電力が増加したときに発電機の励磁電流を増やして、負荷の無効電力増分を発電機から供給することになる。この無効電力と電圧の関係を表わす電圧特性は付図 8.1.2 のように示される。

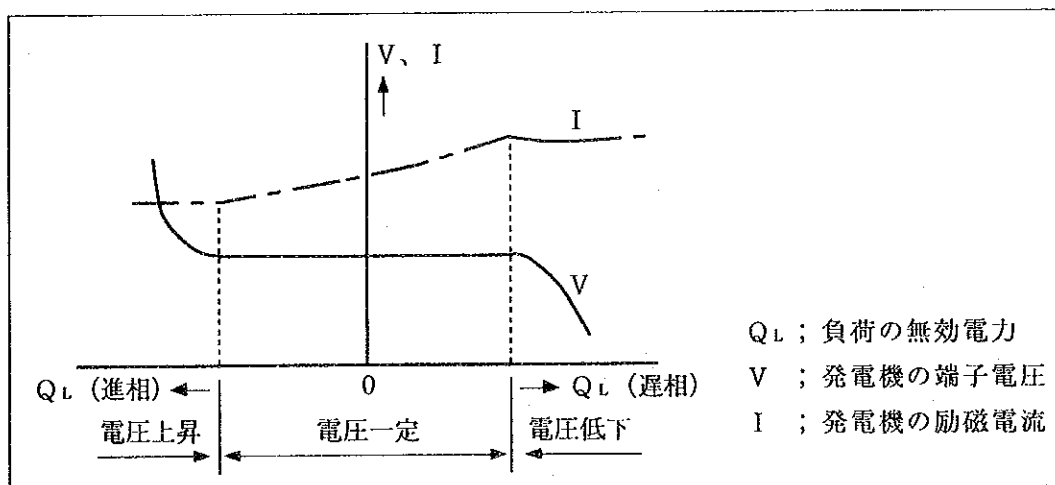


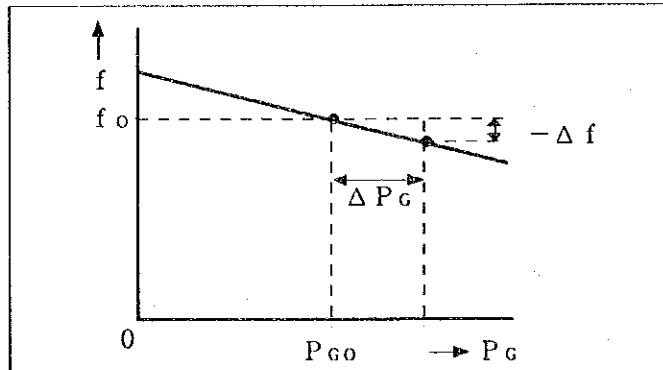
図 8.1.2 発電機の電圧特性

2) 周波数特性

系統事故や発電機脱落が原因となって、発電機出力が急変した場合でも、発電機の大幅な加速や減速を防止し、回転数を一定に保つ必要がある。また、各発電機への負荷配分を適正化することも欠かせない。このため発電機の原動機には调速機（ガバナ）が取り付けられている。このガバナは、発電機の出力が増加すると、回転数を低下させる垂下特性を持っている。一方、系統周波数は、回転数と一定の関係にある。そこで、周波数が Δf 変化したときの発電機の出力変化を ΔP_G とすれば、発電機の周波数特性定数 K_G は次のように表わされる。

$$K_G = -\frac{\Delta P_G}{\Delta f} \quad (\text{MW/Hz})$$

この出力と周波数の関係を表わす周波数特性は付図 8.1.3 のとおりである。



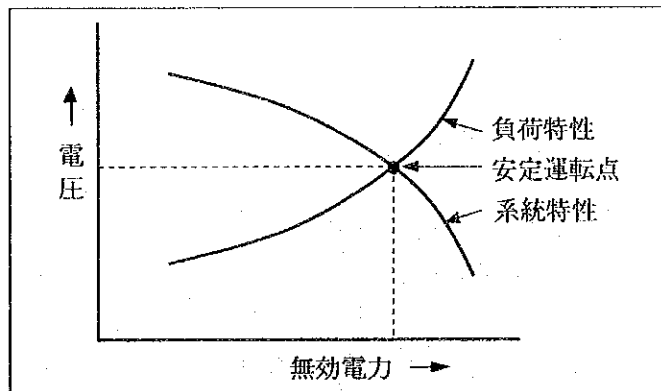
付図 8.1.3 発電機の周波数特性

(3) 系統特性

負荷と発電機は、送電線・変圧器などと一体になって系統を構成し、運転される。したがって、負荷特性と発電機特性を系統特性として総合的に捉える必要がある。

1) 電圧特性

負荷の消費電力が増えれば、無効電力も増加し、電圧が低下する。また、負荷自体も、電圧が低下すると電力、無効電力ともに低下する特性を持っている。一方、発電機の電圧は、無効電力を供給すると、それだけ下がる。この関係を付図 8.1.4 に示す。負荷と系統側（発電機側）の特性が交わった状態でバランスがとれ、安定した運転を行なうことができる。



付図 8.1.4 系統の電圧特性

2) 周波数特性

負荷と発電機の周波数特性を図示すると、付図 8.1.5 のとおりである。電力 P_1 、周波数 f_1 の A 点においてシステムのバランスがとれて運転されているときに、負荷の電力が P_1 から P_2 へ ΔL 増加すれば、負荷の周波数特性は L_1 から L_2 に移動する (図中①の方向)。これに対し、発電機は、発電電力を ΔP_G 増加させるように作用し、周波数は f_1 から f_2 になる (②の方向)。次に周波数が Δf 減少すると、負荷電力は Δf に比例して減少し、その減少分は ΔP_L である (③の方向)。

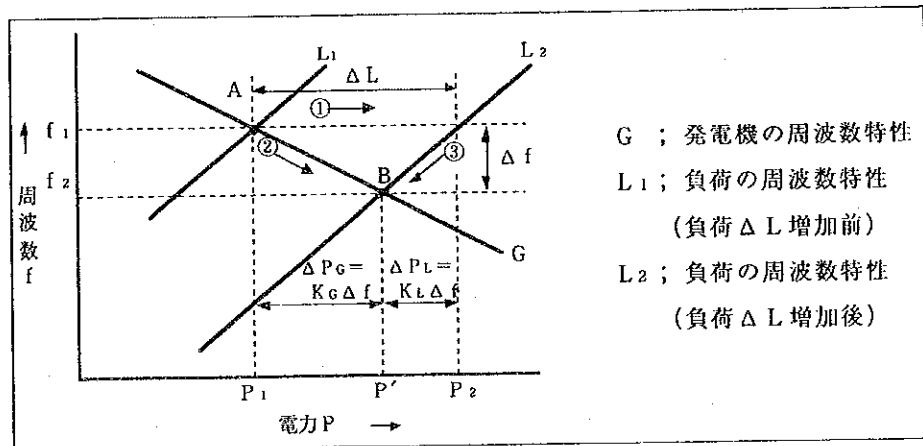
これらを数式で表わせば、次のとおりである。

$$\Delta P_G = K_G (f_1 - f_2) = K_G \Delta f$$

$$\Delta P_L = K_L (f_1 - f_2) = K_L \Delta f$$

$$\Delta L = \Delta P_G + \Delta P_L = (K_G + K_L) \Delta f$$

$$\frac{\Delta L}{\Delta f} = K_G + K_L = K$$



付図 8.1.5 システムの周波数特性

発電機と負荷の周波数特性が異なるため、負荷が ΔL 増加しても、発電機の増加分は $\Delta P_G < \Delta L$ でよい。すなわち、負荷自体が増加分を自然減少させ、結果的に $\Delta L - \Delta P_G$ の発電効果を生じることになる。この結果、系統電力のバランス点は、A から B になり、バランス電力 $P' = P_1 + \Delta P_G$ になる。

ここで、 $K_G + K_L = K$ は系統固有の周波数特性定数であり、発電機の容量と負荷の容量によって定まる。K が大きいほどある負荷変動に対する周波数の変化は少なくなるので有利である。

また、 K_G 、 K_L は一定ではなく、時々刻々の系統容量、負荷の特性などによって変動しており、一般に次のような値となっている。

$$K_G = 0.7 \sim 1.4 \text{ (\%MW/0.1Hz)}$$

$$K_L = 0.2 \sim 0.6 \text{ (\%MW/0.1Hz)}$$

よって、 K は、 $0.9 \sim 2.0 \text{ (\%MW/0.1Hz)}$ の範囲にある。

オマーン国に系統特性定数の実測値がないため、本プロジェクトでは一般に広く用いられている系統定数の平均値である 1.0 (\%MW/0.1Hz) を適用する。

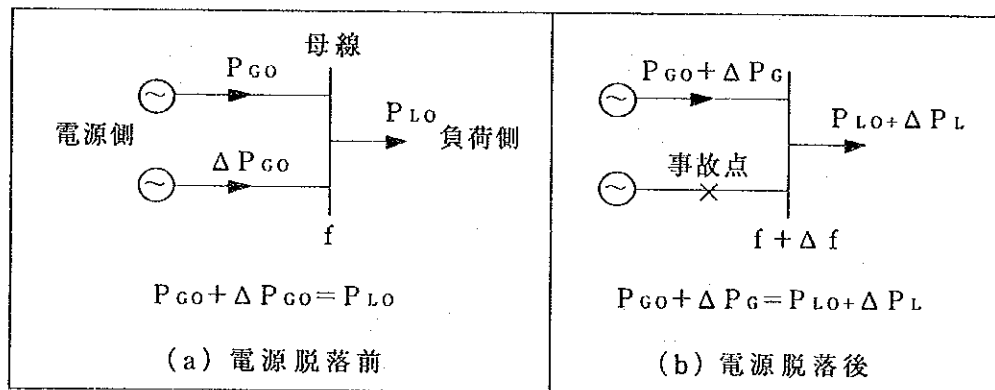
8.1.2 電源脱落時の周波数変化と系統運用

(1) 電源脱落時の周波数変化

事故などによって電源が系統から脱落した場合、系統の周波数は電力一周波数特性に従って低下する。例えば、付図8.1.6の例において、周波数 f で電源と負荷がバランスしている系統で、微小電源 ΔP_{Go} が脱落したときの周波数変化 Δf は、次のとおりである。

$$\Delta f = -\frac{\Delta P_{Go}}{K}$$

ここで、 $K=K_G+K_L$ は、系統の周波数特性定数である。



付図8.1.6 電源脱落時の周波数変化

系統の周波数特性をマスカット系統(現在の系統容量815MW)について考察すると次のようになる。最大単機容量83MWの発電機が脱落すれば、周波数低下は、 $K=1.0 \text{ (\%MW/0.1Hz)}$ 、すなわち $K=81.5 \text{ (MW/Hz)}$ と仮定して計算すると、約1Hzである。そこで、ルセイル発電所の運転記録の一部から

得られたデータをもとに、Kの値を推定する。例えば、1993年7月12日に、No.2 ガスタービンが火災検知回路の誤動作によりトリップし、系統周波数が49.28 Hzに低下した。このときの系統容量は明らかでないが、同日の最大電力は786 MWを記録した。これらのデータを用いると、 $K=1.1$ (%MW/0.1 Hz)と計算され、仮定した $K=1.0$ (%MW/0.1 Hz)に極めて近い。したがって、この仮定値は実用できると考えられる。

(2) 周波数低下時の問題点

周波数が低下した場合、発電プラントの運転を継続するうえで問題となるのは、タービン翼の共振と補機能力の低下である。

タービン翼の共振は、タービンの各ノズルから動翼に働く動作流体の加振力と動翼の固有振動数が一致した時に発生する。この共振により、動翼は過大な応力を受け、ついには疲労によりクラックを発生することになる。動翼の共振対象となるのは、翼が長く固有振動数が低く、低次振動を受ける低圧最終段とその前段が考えられる。タービンの起動・停止時にはこの共振点を通過するが、タービンは無負荷であり通過時間も短いので応力は小さく、タービンの寿命に影響することはほとんどない。

発電機については、ユニットの運転にただちに影響を及ぼすほど重大なものはないが、補機能力の低下による冷却の悪化と電圧保持に必要な励磁電流の増加などが考えられる。

(3) 周波数低下時の運転

系統の周波数が低下した場合、運転余力のあるユニットの発動により周波数の回復に努めるが、なおかつ周波数が低下すると運転継続が危険となる。この運転可能限界は一般に定格周波数に対してマイナス2.5 Hz (基準周波数50 Hzに対し47.5 Hz)程度である。

ガバナフリー運転中に系統周波数が低下した場合は、過大な負荷がかからぬよう、負荷制限器にセットされている負荷位置を確認する必要がある。定格負荷以下にセットされていれば、補機の状態を確認しながら、出力の増加を最大量まで行ない、系統の周波数の回復に努める。

系統周波数がタービンの許容限界を超えて低下するようであれば、系統分離を行なって単独運転に切り換える。この場合、周波数および負荷の変動が激しいので十分な運転監視が必要である。

8.1.3 位相角安定性

(1) 位相角安定度

位相角安定度は、系統に接続されている発電機がすべて同期速度で回転している状態において、同期外れ（脱調）を起こさずに並列運転を継続できるかどうかを示す尺度である。発電機の位相角は、定常状態では、負荷の位相角と一定の相差角を保って運転されている。しかし、負荷や発電力の急変、あるいは送電線のしゃ断が発生したとき、原動機から発電機への機械的入力と発電機の電氣的出力のバランスが崩れ、発電機が加速する。加速に伴って相差角が拡大し、これがある限界を超えると、発電機が同期外れを起こし、並列運転が不可能となり、系統から脱落することになる。

(2) 安定度と系統計画・運用

安定度は、外乱（またはじょう乱）の大きさによって、定態安定度と過渡安定度に大別されている。定態安定度は、系統に緩やかな負荷変化が生じてでも安定に送電できる度合で、小さな外乱に対するものである。また、過渡安定度は、系統に大きな外乱（例えば、地絡・短絡、断線、回線しゃ断など）があっても、再び安定状態を回復して送電できる度合である。

安定度は、一般に定態安定極限電力の大きさで表わされる。この大きさは、電圧の2乗にほぼ比例して増加し、同一の電圧では、ほぼ送電距離に反比例して減少する。このため、大規模な系統では、送電線の送電容量は、電線の許容電流からではなく、これよりも小さい安定度で決まる場合が多い。したがって、安定度の検討は、系統計画・運用上の重要事項である。

(3) 定態安定度と電力相差角曲線

付図8.1.7 (a)のように、同期リアクタンス X_d の発電機が、リアクスタンス X_e の送電線を通して無限大母線（電圧の大きさおよび位相角が一定の母線）に接続されているモデル系統を考える。この系統に流れる電力 P は次式で与えられる。

$$P = \frac{E_i E_B}{X_d + X_e / 2} \sin \delta$$

P と δ の関係を図示したのが、(b)の電力相差角曲線（ $P-\delta$ 曲線）である。上式で $\delta = 90^\circ$ のとき電力は最大となり、 $P_{\max} = E_i E_B / (X_d + X_e / 2)$ である。また、電力 P を相差角 δ で微分した

$$\frac{dP}{d\delta} = \frac{E_i E_B}{X_d + X_e / 2} \cos \delta$$

は同期化力で、 $dP/d\delta > 0$ ($\delta < 90^\circ$) のときが安定、 $dP/d\delta < 0$ ($\delta > 90^\circ$) では不安定と判断される。図中、実線部分が安定、点線部分が不安定の領域である。

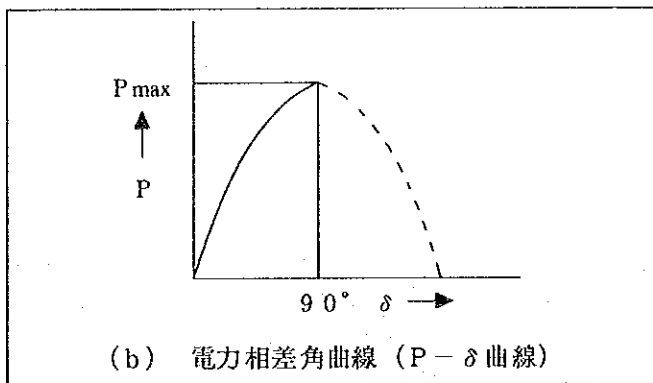
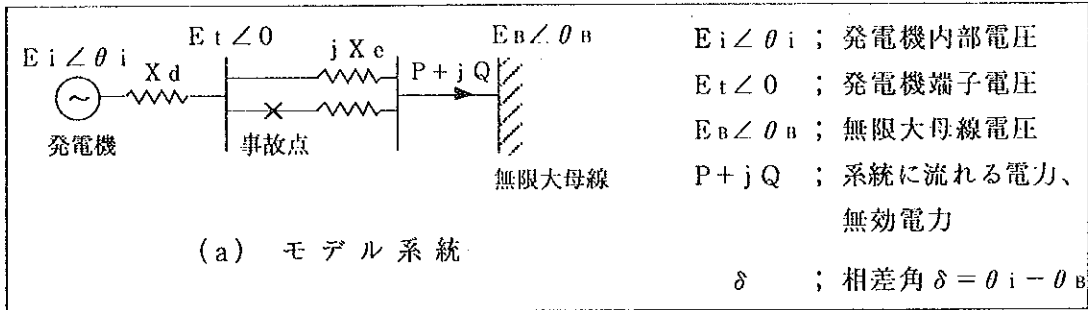
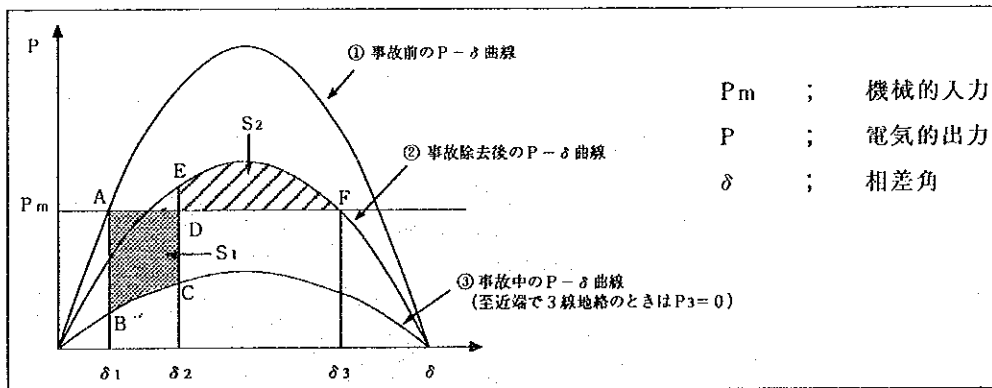


図 8.1.7 位相角安定性

(4) 過渡安定度

送電線に地絡事故が発生したとき、事故発生後数秒という過渡状態に発電機が同期外れを起こすかどうかの限界が過渡安定度である。ここでは、付図 8.1.7 (a) のモデル系統において、送電線の×印をつけた地点に地絡事故が発生したと仮定し、付図 8.1.8 の P-δ 曲線と等面積法を用いて過渡安定度を検討する。



付図 8.1.8 等面積法による過渡安定度の判別

1) 事故前の電力

事故前の電力は、下式の P_1 となり、 $P-\delta$ 曲線は①で示される。機械的入力と電氣的出力がバランスする A 点で安定な運転が行なわれる。

$$P_1 = \frac{E_i E_B}{X_d + X_e / 2} \sin \delta$$

2) 事故除去後の電力

事故除去後の運転点は、 $P-\delta$ 曲線②の E 点に移り安定するが、電力は P_2 に低下する。

$$P_2 = \frac{E_i E_B}{X_d + X_e} \sin \delta$$

3) 事故中の電力

事故直後、 $P-\delta$ 曲線は③になる。このときの電力 P_3 は事故地点、事故種類によって定まる大きさになる。運転点は B 点に移り、発電機が加速されるために相差角が増加し、C 点に移動する。

事故除去後は、 $P-\delta$ 曲線②に沿って E 点に移るが、発電機の慣性で F 点に向かって進む。加速エネルギーを表わす面積 S_1 が減速エネルギーを表わす面積 S_2 と等しいか、あるいは小さければ、同期外れが回避でき、安定と判別される。これが等面積法による安定判別法である。

図から判るように、事故中の電力 P_3 が低下するほど、また事故中の加速エネルギーが大きいほど過渡安定度は厳しくなる。そこで、過渡安定度を表わす指標として、これ以上事故除去に時間がかかると不安定になる時間を安定限界故障しゃ断時間 t_c とし、また、そのときの相差角を δ_c とし、次式で表わす。

$$t_c = \sqrt{\frac{2 M_o (\delta_c - \delta_o)}{\pi f_o P_o}}$$

$$\delta_c = \cos^{-1} \left\{ \frac{P_{2\max} \cdot \cos \delta_m + P_o (\delta_m - \delta_o)}{P_{2\max}} \right\}$$

ここで、 M_o ; 単位慣性定数
 f_o ; 事故前の周波数
 P_o ; 事故前の出力
 $P_{2\max}$; 事故後の最大電力
 δ_o ; 事故前の相差角
 δ_m ; 最大相差角

(5) 安定度向上対策

適切な安定度を確保することが、系統計画の基本的事項であるから、系統解析の重点項目として安定度計算を実施する。解析・評価の結果に応じて、安定度向上対策を策定する。

付表8.1.2 に安定度向上のために広く採用されている対策法を参考に列挙する。

付表8.1.2 安定度向上対策

対策の区分	対策の具体策
送電・変電設備の増強	並列回線数の増加
	中間開閉所の設置
	高次電圧系統の導入
発電機の制御系の強化	速応励磁方式
	電力系統安定化システム (PSS)
特殊機器の設置	タービン高速バルブ
	直列コンデンサ
	静止型無効電力補償装置 (SVC)
	制動抵抗
リレー・システムによる対応	高速度遮断器の採用
	脱調未然防止システム
その他	機器の仕様 (インピーダンス低減、慣性定数増加)

8.1.4 電圧安定性

(1) 電圧不安定現象

系統の平常時の電圧は、発電機や変圧器タップ、調相設備により規定値内に維持されている。しかし、急激な負荷変化によって無効電力のバランスが保てない場合、電圧の異常低下あるいは異常上昇が発生する。これが電圧不安定現象であり、世界各地で広域停電の原因になったことが報告されている。ここでは、この現象の発生過程と対応策について述べ、系統運用にあたっての指針として適用することとしたい。

(2) 電圧安定性 (P-V曲線)

付図8.1.9において、(a)のモデルを用いると受電端の電力と電圧の関係は、次式で計算される。

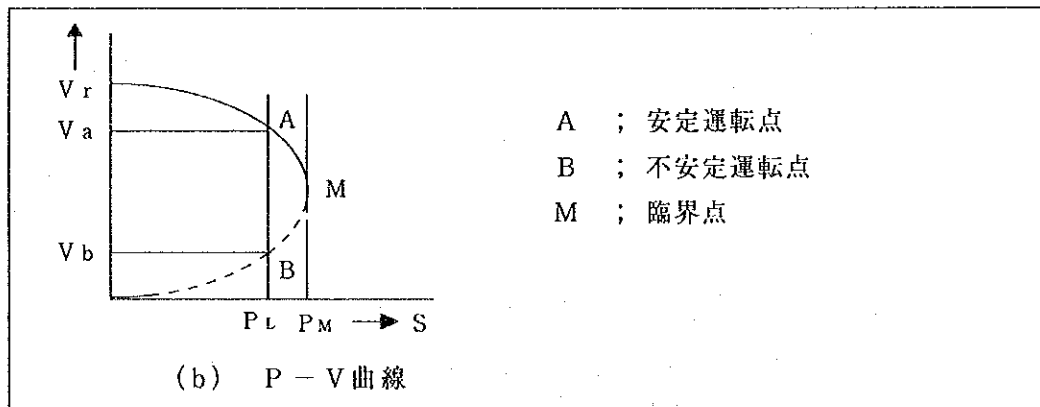
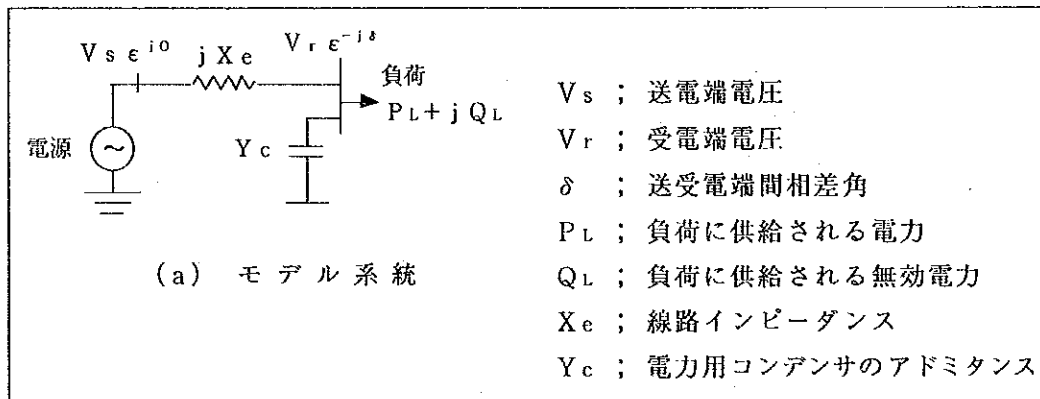
$$P_L = \frac{V_s V_r}{X_e} \sin \delta$$

$$Q_L = \frac{V_s V_r}{X_e} \cos \delta - \left(\frac{1}{X_e} - Y_c \right) V_r^2$$

ここで、皮相電力 $S = \sqrt{P_L^2 + Q_L^2}$ 、力率 $Pf = P_L / S$ とすれば、

$$S^2 \pm 2 S (\sqrt{1 - Pf^2}) \left(\frac{1}{X_e} - Y_c \right) V_r^2 + \left(\frac{1}{X_e} - Y_c \right)^2 V_r^4 - \left(\frac{V_s V_r}{X_e} \right)^2 = 0$$

この式から横軸を S 、縦軸を V_r として図示したのが (b) の $P-V$ 曲線であり、原点で横軸に接する傾いた楕円形となる。



付図 8.1.9 電圧安定性

$P-V$ 曲線においては、 S のかわりに P_L 、 Q_L を用いて表現することができる。そこで図から判るように、同一の P_L に対し、 V_r は V_a と V_b の 2 つの値をとり、 V_a は安定根、 V_b は不安定根となる。不安定根が存在する範囲 (図の点線の部分) では、安定に運転できない。

すなわち、負荷が ΔP または ΔQ だけ減少したとき、A点では電圧の上昇により負荷が増えて元のA点に戻れるのに対し、B点ではさらに電圧が低下し、負荷が減少するため、電圧不安定現象が発生する。この現象を放置すると、やがて電圧崩壊に進行する。

(3) 安定判別法

付図8.1.9に示したP-V曲線の実線部分が安定領域、点線部分が不安定領域であるから、ある運転点での dV/dP または dV/dQ の値が負の場合を安定、正の場合を不安定と判別することができる。

系統運用中の電圧安定性は、潮流計算によって電力の総需要と系統電圧の関係をP-V曲線に表わし、電圧余裕と電力余裕を求めることにより、判断することができる。電圧余裕は、P-V曲線において、 P_L に対応する V_r のA-B間の電圧($V_a - V_b$)であり、電力余裕は P_L と臨界電力 P_M との差($P_M - P_L$)である。

(4) 電圧安定性確保のための方策

電圧余裕と電力余裕が十分になく、電圧不安定現象が発生すると予想されるときは、発電機、変圧器タップ、調相設備(電力用コンデンサ、分路リアクトル)などにより、迅速に無効電力を調整する必要があるので、制御応答性の優れている静止型無効電力補償装置(SVC)が有効である。

電力用コンデンサを使用するときに留意すべき点は、需要の増大に対応して受電端電圧を維持するためにコンデンサを次々に投入していった場合の臨界点の移動である。すなわち、コンデンサ容量の増大とともに、臨界点が系統電圧付近になると電圧変動率が著しく大きくなり、系統の運転を継続することができなくなる事態に発展しかねない。したがって、系統運用面では、発電所、1次変電所において、時々刻々の潮流から電圧安定性を監視することが不可欠である。

付録 8.2
系 統 解 析

付録 8.2 系統解析

8.2.1 潮流計算

(1) 計算の目的

発電所で発電された電力は、送電線、変電所を通過して負荷地点に流れる。この電力の流れが潮流であり、送電線や変圧器にどれだけ流れるかを計算するのが潮流計算である。この潮流計算は、次の用途に不可欠の手法であり、電力系統の解析の根幹をなすものである。

- 1) 現在系統における負荷や発電力の変化、送電線の停止などに際して、系統の運用方法を検討する場合。
- 2) 将来系統において発電所、送電線、変電所の新設・増設計画を立てる場合。

本プロジェクトでは、マスカットの現在系統と将来系統を対象として潮流計算を行なう。具体的には、系統操作に伴う送電線の負荷の軽重、系統電圧を維持するために必要な電力用コンデンサの容量、送電損失、などについて考察を加える。

(2) 計算の手順

潮流計算は、電力系統の電力方程式を解いて、電圧、位相角、電力、無効電力を求めるものである。その手順は付図 8.2.1 のとおりであり、多数の非線形連立方程式を反復計算法によって解く。

8.2.2 故障計算

(1) 計算の目的

系統容量が増大するほど、また系統連系が密になるほど系統内で短絡・地絡などの事故が起きた場合に流れる事故電流が大きくなり、設備・機器の損傷につながる。そこで、系統のすべての発電機が並列運転されている状態で短絡容量の計算を行ない、電圧階級毎の最大値を把握し、しゃ断容量の検討などを行なう。

流れ図	説明
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-bottom: 10px;"> <p style="text-align: center;">入力データ</p> <p>① 系統構成 ② 設備定数 ③ 運用条件</p> </div> <div style="text-align: center; font-size: 2em;">↓</div>	<p>① 発電機、変圧器、送電線および負荷などの接続状況を系統図に表わし、ブランチ（送電線など）とノード（ブランチの接続点である母線など）に展開する。</p> <p>② 系統図からインピーダンスマップを作成し、インピーダンス、アドミタンスを単位法で記入する。</p> <p>③ 発電機や負荷の電力・無効電力、調相設備の無効電力または基準電圧を指定する。</p>
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-bottom: 10px;"> <p style="text-align: center;">処 理</p> <p>① 電力方程式を解く</p> </div> <div style="text-align: center; font-size: 2em;">↓</div>	<p>① 系統の電圧と潮流の間に成り立つ電力方程式 $\dot{I} = \dot{Y} \dot{V}$、$P + jQ = \dot{V} \dot{I}$ を解く。</p> <p style="text-align: center;">ここで、\dot{I} ; 電 流 P ; 電力 \dot{Y} ; アドミタンス Q ; 無効電力 \dot{V} ; 電 圧 \dot{I} ; 電流の共役値</p> <p>解法は、ガウス・ザイデル法、ニュートン・ラブソン法などによる。</p>
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p style="text-align: center;">出力データ</p> <p>① 潮流、電圧、位相角</p> </div>	<p>① ノードの電力、無効電力、電圧、位相角、およびブランチの電力、無効電力を求める。</p>

付図 8.2.1 潮流計算の手順

(2) 計算の手順

故障計算には、対称座標法と鳳-テブナンの定理を用いる。対称座標法は、3相回路を零相、正相、逆相の各対称分回路に分けて表現し、対称分電圧・電流を求め、これを合成して、3相電圧・電流を求める方法である。また、鳳-テブナンの定理は、回路網を任意の2端子からみて、内部インピーダンスと無負荷発電機の直列回路として表わし、その端子間にインピーダンスが接続されたときに流れる電流を求める場合に利用される定理である。故障計算は、多数の方程式を潮流計算の手法・データを利用し、付図 8.2.2 に示す手順によって解く。なお、故障計算の基本式は以下のとおりである。

1) 3相短絡電流

$$\dot{I}_{3LS} \text{ (KA)} = \frac{1}{Z_1 \text{ (pu)}} \times \frac{1,000 \text{ (MVA)}}{\sqrt{3} \times V_b \text{ (KV)}}$$

ここで、 \dot{Z}_1 ; 故障点からみた正相インピーダンス
(1,000MVAベースのpu値)

V_b ; 故障点の属する系統のベース電圧

2) 1線地絡電流

$$\dot{I}_{1LG} \text{ (KA)} = \frac{3}{(2\dot{Z}_1 + \dot{Z}_0) \text{ (pu)}} \times \frac{1,000 \text{ (MVA)}}{\sqrt{3} \times V_b \text{ (KV)}}$$

ここで、 \dot{Z}_0 ; 故障点からみた零相インピーダンス
(1,000MVAベースのpu値)

流れ図	説明
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-bottom: 10px;"> <p style="text-align: center;">入力データ</p> <p>① 系統構成 ② 設備定数 ③ 運用条件 ④ 故障条件</p> </div> <div style="text-align: center;">↓</div>	<p>① } ② } 潮流計算と同一のデータを使用する。 ③ } ④ 故障点、故障の種類を設定する。</p>
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-bottom: 10px;"> <p style="text-align: center;">処 理</p> <p>① 対称分回路の構成 ② 故障前潮流計算 ③ 故障点からみた対称分インピーダンスの計算 ④ 故障時潮流計算</p> </div> <div style="text-align: center;">↓</div>	<p>① 零相、正相、逆相回路を作成する。 ② 正相回路について、通常の潮流計算と同じ手法により、系統各部の故障前電圧・電流・負荷インピーダンスを求める。 ③ \dot{Z}_0、\dot{Z}_1、\dot{Z}_2を求める。発電機インピーダンスは、故障経過時点によって、X_d''、X_d'、X_dを用いる。 ④ 故障の種類に応じた対称分回路を構成して、故障点電圧・電流を求め、これと②の潮流を重ねる。</p>
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p style="text-align: center;">出力データ</p> <p>① 故障時電圧・電流</p> </div>	<p>① 設定された故障点および系統各部について、故障時の電圧・電流を出力する。</p>

図 8.2.2 故障計算の手順

8.2.3 安定度計算

(1) 計算の目的

安定度計算は、系統の負荷変化や故障などのじょう乱に対して、各発電機の電圧が一定の相差角を保ち同期運転を維持できるか、その度合である安定度を計算し、安定判別することを目的とするものである。この安定度計算の結果を用いて、定常時および過渡時の発電機が安定な運転を継続できる系統を構成することができる。

(2) 計算の手順

じょう乱の大きさによって定態安定度と過渡安定度に分けられるが、系統にとってはじょう乱が大きく、しかも変化が急激な過渡安定度が一層厳しい。したがって、定態安定度、過渡安定度の両方について検討する。

安定度計算は、発電機、負荷、制御系から構成される系統をモデルで表現し、動特性シミュレーションを行なうもので、以下のモデルを用いる。

1) 発電機モデル

パークの基本式に従って、初期過渡効果（直軸・横軸初期過渡リアクタンス X_d'' 、 X_q'' による効果）と突極性を考慮したモデルを使用する。

2) 負荷モデル

対象とする負荷および負荷の電圧特性は、電灯負荷を近似する定インピーダンス特性とモーター負荷を近似する定電力特性とする。

3) 制御系モデル

自動電圧調整器（AVR）、調速機（ガバナ）などの制御系を考慮する。

安定度の計算にあたっては、バルカ発電所と結ばれる送電線に3相地絡事故が発生したと仮定し、このときの発電機の動揺を次の条件を設定して考察する。

- 1) 故障抵抗はゼロとする。また、事故送電線の高速再閉路は行なわない。
- 2) 事故除去時間は送電線の主保護リレーが正常に動作するものとして0.10

秒とするが、電力線搬送装置の故障を想定し、後備保護リレーの動作により0.30秒で事故を除去できるものとする。

この計算では、発電機の運動方程式を解いて安定度を判断するのであるが、多数の微分方程式と変数を扱うので高速演算ができるコンピュータと安定度解析用プログラムを利用する。計算手順を付図8.2.3に示す。

流れ図	説明
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-bottom: 10px;"> <p style="text-align: center;">入力データ</p> <p>① 系統構成 ② 設備定数 ③ 運用条件 ④ 系統モデル</p> </div> <div style="text-align: center; font-size: 2em;">↓</div>	<p>① } ② } 潮流計算と同一のデータを使用する。 ③ }</p> <p>④ 系統内の発電機や負荷をモデル化し、過渡時の発電機の運動特性、界磁・制動・電機子の各巻線回路の過渡特性などを入力する。</p>
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-bottom: 10px;"> <p style="text-align: center;">処 理</p> <p>① 故障前潮流計算 ② 初期値計算 ③ 回路定数計算 ④ 運動方程式を解く</p> </div> <div style="text-align: center; font-size: 2em;">↓</div>	<p>① 故障前の系統構成、発電・負荷条件に基づいて潮流計算を行なう。 ② 発電機の内部電圧、位相角、出力などを求める。 ③ 発電機内部電圧間の伝達アドミタンスを計算する。故障発生やしゃ断器開閉など回路条件の変化があれば、回路定数を再計算する。 ④ 発電機の運動方程式を解く。</p> $\frac{M_0}{\omega_n} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e$ <p> M_0 ; 単位慣性定数 t ; 時間 ω_n ; 定格角速度 P_m ; 機械的入力 δ ; 位相角 P_e ; 電氣的出力 </p>
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p style="text-align: center;">出力データ</p> <p>① Δt 時間後の位相角などを出力</p> </div>	<p>① 故障発生後、Δt 時間 (例: 0.02秒) 経過した時点の発電機位相角を求める。</p> <p>計算打ち切り時間 (例: 3秒) までステップ・バイ・ステップ法で反復する。</p>

付図8.2.3 安定度計算の手順

APPENDIX 9.1
ANALYSIS FOR SEA WATER

Appendix 9.1 Analysis for Sea Water

Table 1 Result of Sea Water Quality Analysis (1)

Item	Sampling Station Sampling Date Unit	⑧				⑦
		Feb. 6				Feb. 3
Sampling Depth	m	1.0	3.0	5.0	8.0	3.5
Temperature	°C	24.3	24.2	24.1	24.1	—
Turbidity		2.2	1.4	1.4	2.1	0.5
pH	—	8.1 ₃	8.1 ₇	8.1 ₄	8.1 ₇	8.1 ₄
Electric Conductivity	mS	56.0	56.1	56.0	56.2	55.5
Acid Consumption (Alkalinity)	mgCaCO ₃ /l	116	116	116	116	116
Total Hardness	mgCaCO ₃ /l	6,740	6,760	6,760	6,770	6,710
Suspended Matter (SS)	mg/l	1.8	1.2	0.8	2.0	< 0.5
TDS (110°C)	mg/l	39,600	39,600	39,700	39,700	39,400
TDS (480°C)	mg/l	35,600	35,500	35,700	35,500	35,200
COD _{Mn}	mg/l	1.3	1.1	0.9	0.8	0.8
COD _{Cr}	mg/l	0.2	0.1	0.2	0.3	0.1
TOC	mgC/l	0.8	0.8	0.7	0.6	0.7
Cl	%	20.44	20.42	20.50	20.50	20.36
SO ₄	mg/l	2,940	2,920	2,950	2,950	2,930
NH ₄ -N	μg-at/l	2.4	2.7	2.9	3.0	4.9
NO ₂ -N	μg-at/l	< 0.05	0.06	< 0.05	< 0.05	0.06
NO ₃ -N	μg-at/l	0.07	< 0.05	0.06	0.07	0.13
T-N	μg-at/l	16.7	15.6	15.8	14.5	16.1
PO ₄ -P	μg-at/l	0.53	0.56	0.63	0.64	0.83
T-P	μg-at/l	1.10	1.08	1.16	1.19	1.14
SiO ₄ -Si	μg-at/l	5.0	4.8	4.5	3.7	4.2
Na	mg/l	10,700	11,700	12,300	12,400	12,100
Ca	mg/l	433	431	425	423	425
Mg	mg/l	1,370	1,380	1,380	1,390	1,370

Table 1 Result of Sea Water Quality Analysis (2)

Item	Sampling Station Sampling Date Unit	⑤			②
		Feb. 3			Feb. 3
Sampling Depth	m	1.0	3.0	5.0	1.5
Temperature	°C	24.4	24.3	24.2	—
Turbidity		< 0.5	< 0.5	< 0.5	0.9
pH	—	8.1 _a	8.1 _a	8.1 _r	8.1 _a
Electric Conductivity	mS	55.8	55.4	55.9	55.8
Acid Consumption (Alkalinity)	mgCaCO ₃ /l	116	116	116	116
Total Hardness	mgCaCO ₃ /l	6,730	6,720	6,740	6,740
Suspended Matter (SS)	mg/l	< 0.5	< 0.5	0.6	0.6
TDS(110°C)	mg/l	39,200	39,400	39,300	39,200
TDS(480°C)	mg/l	35,200	35,100	35,200	35,200
COD _{Mn}	mg/l	0.9	0.6	0.9	0.9
COD _{Cr}	mg/l	0.2	0.1	0.1	0.2
TOC	mgC/l	0.7	0.7	0.9	1.0
Cl	%	20.36	20.37	20.35	20.42
SO ₄	mg/l	2,930	2,930	2,930	2,940
NH ₄ -N	μg-at/l	2.5	2.9	4.3	2.7
NO ₂ -N	μg-at/l	0.06	0.06	0.06	< 0.05
NO ₃ -N	μg-at/l	0.13	0.11	0.11	0.06
T-N	μg-at/l	13.4	13.6	16.7	16.1
PO ₄ -P	μg-at/l	0.63	0.70	0.82	0.63
T-P	μg-at/l	1.07	1.08	1.21	1.12
SiO ₂ -Si	μg-at/l	4.2	4.3	4.6	4.6
Na	mg/l	10,700	10,500	10,500	10,500
Ca	mg/l	421	423	427	421
Mg	mg/l	1,380	1,380	1,380	1,380

Table 2 Result of Sea Bottom Soil Analysis

Item		Sampling Station	①	④	⑧	⑪
		Sampling Date	Feb. 3	Feb. 3	Feb. 3	Feb. 3
Unit						
Appearance		—	Shell in Sand	Sand	Shell in Sand	Shell in Sand
Odor		—	Non	Non	Non	Non
Color Specification		—	Dark Olive Gray	Dark Green Gray	Olive Black	Olive Black
Water Contain Ratio		Wet	21.4	24.6	20.9	17.2
Ignition Loss		Dry	7.4	7.3	5.8	3.7
COD		Dry	1.2	0.3	2.1	1.8
Sulfide	Free Sulfide	Dry	< 0.02	< 0.02	< 0.02	0.02
	Total Sulfide	Dry	< 0.02	< 0.02	< 0.02	0.04
Specific gravity		—	2.82	2.79	2.77	2.79
Size and Soil Structure	Conglomerate 2.0mm 以上	%	0.5	0.5	5.5	19.0
	Co Sand 2.0 ~ 0.42mm	%	0.5	5.5	27.5	64.0
	Fine Sand 0.42 ~ 0.074mm	%	94.0	70.5	55.5	13.0
	Silt 0.074 ~ 0.005mm	%	5.0	20.5	9.5	4.0
	Clay, Colloidal Matter 0.005mm and less	%		3.0	2.0	
Particle Size Distribution	60%	mm	0.120	0.105	0.30	1.15
	30%	mm	0.092	0.080	0.110	0.58
	10%	mm	0.078	0.044	0.067	0.22
	50%	mm	0.110	0.095	0.21	0.90
Uniformity Coefficient		—	1.5	2.4	4.5	5.2
Curnature Coefficient		—	0.9	1.4	0.6	1.3

Table 3 Ghubrah Power Station Sea Water Temperature - (1)

1984		1983	
MONTH, DATE	S.W. TEMPERATURE (°C)	MONTH, DATE	S.W. TEMPERATURE (°C)
1. 4	23.7	1982.12.27	22.3
1.12	23.8	1. 9	23.3
1.18	23.5	1.12	23.0
2. 4	22.2	1.19	22.9
2.MIDDLE	23.6	1.25	22.4
2.25	22.5	2. 5	21.6
3. 5	24.4	4.15	25.0
3.11	24.0	4.MIDDLE	25.5
3.18	25.5	4.END	27.5
3.END	25.5	5.19	30.0
4. 3	27.0	6. 5	32.4
4.18	28.2	7. 4	33.5
5.11	29.0	7.12	31.4
5.END	30.5	7.19	31.0
6. 7	32.1	7.26	24.1
6.20	33.7	8. 4	21.5
6.25	32.2	8.11	22.3
7. 5	30.5	8.18	26.5
7.17	27.2	8.27	27.0
8.14	27	9. 5	27.0
8.26	28.4	10.18	30.0
2.END	23.6	10.END	29.0
		11.MIDDLE	27.0
		11.MIDDLE	26.8

Table 3 Ghubrah Power Station Sea Water Temperature - (2)

1982		1981	
MONTH, DATE	S.W. TEMPERATURE (°C)	MONTH, DATE	S.W. TEMPERATURE (°C)
2. 2	23.3	1980.12.26	23.4
4.17	28.3	2.25	22.6
4.26	28.7	4.25	28.5
5. 5	28.5	7.18	30.5
5.10	30.4	7.28	32.0
5.18	30.3	9. 5	29.4
6.26	32.2		
7.17	32.5		
7.28	27.5		
8. 4	31.2		
8.11	31.3		
8.20	30.2		
8.28	27.6		
9. 3	27.3		
9.11	30.5		
9.17	30.4		
9.25	30.6		
12.11	23.4		
12.19	23.8		

Appendix 9.2 Hybrid Combination with MSF and RO

Previously, it was studied how to improve the plant economy by means of combination with both, MSF and RO, at that time the RO process was staged on sea water desalination plant.

Such incentive to research the feasibility was that:

- (1) RO could receive the electricity directly from a combined dual purpose MSF process plant so that it would be not constrained by electric power demand on external power transmission system, the exported power would be reduced from there.
- (2) Due to raw sea water for RO process could be applied the one used for MSF process cooling with elevated temperature, the RO process would sustain its productivity even in winter using cold sea water. (In RO process, there is a character relatively to decrease permeate quantity at the same pressure as the sea water viscosity increased in lower temperature)

Considering the Barka plant, however, it does not seem so economical to adopt such hybrid combination plan: the reasons are:

- (a) In case of Barka plant, capacity of power plant is very large and as power generation plant with MSF has only small share so power demand does not strain the production of water. Contrary, RO plant will be desirable as it consume more power than hybrid system.
- (b) The minimum sea water temperature is 24 °C, and it needs to elevate the temperature not so more.
- (c) In case construction of both, MSF and RO, in fifty-fifty, such construction cost will become the averaged value higher than RO process only, as simply minded.
- (d) On parallel operation and maintenance work to such combined process plants, it has disadvantages to handle many kinds of chemicals and spare parts as well as more personnel are required, corresponding to them.

Appendix 9.3 Performance Ratio of MSF

For the optimum performance ratio of MSF process, it had been assessed with the feasibility stud by JICA in 1985. The conclusion was that the most effective one is 8 as performance ratio, based on a back pressure turbine type discount rate 10 %, and relative cost of other cases were as followings when the cost of performance ratio 8 is 1.0:

At performance ratio	6:	Cost 1.055
At performance ratio	10:	Cost 1.014

The actual performance ratio currently applied in the GC Countries are also around 8 ~ 9, and it is proven by the above conclusion.

APPENDIX 13.1

ANALYSIS FOR HOT WATER DIFFUSION

ANALYSIS FOR HOT WATER DIFFUSION

The analysis is carried out to calculate an area of diffusion under the following assumptions.

1. Hot water is discharged to an unlimited area (sea) through an open channel.
2. Tidal current and jet (discharge) are not considered.
3. Discharged hot water diffuses in a semicircular pattern from a discharged point.
4. Sea bed is flat.
5. Heat radiation to the atmosphere is neglected.

The area of hot water diffusion is calculated using Hirano's formula.

$$A = \frac{27}{4} \cdot \frac{d}{\Delta d} \cdot \frac{1}{g \cdot h^3} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \left\{ \frac{\Delta T}{\Delta Tr} - 1 \right\}^2 \cdot Q^2$$

$$R = (2A / \pi)^{0.5}$$

where,

- A : area of diffusion (m²)
- d : density of sea water (g/cm³)
- Δd : difference of densities of discharged water and sea water (g/cm³)
- g : gravitational acceleration (m/s²)
- h : depth of discharged water (m)
- ΔT : difference of temperatures of sea water and discharged water (°C)
- ΔTr : temperature rise (°C)
- Q : volume of discharged water (m³/s)
- R : radius of area of diffusion (m)

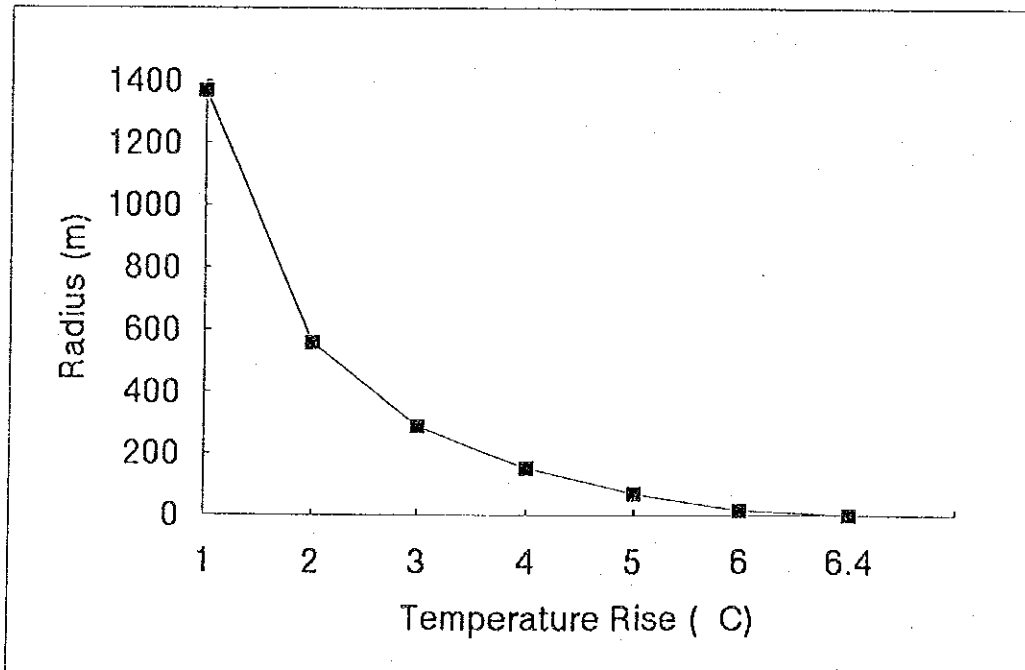
ANALYSIS FOR HOT WATER DIFFUSION

This is the analysis for hot water diffusion using Hirano's formula under the following assumptions.

- 1 Jet and tidal current are not considered.
- 2 Discharged hot water diffuses in a semicircular pattern from a discharged point.
- 3 Heat radiation to the atmosphere is neglected.
- 4 Sea bed is flat.
- 5 Hot water is discharged to an unlimited area.

Density of sea water (R1)= 1.025 (g/m³)
 Density of discharged water (R2)= 1.024 (g/m³)
 Depth of discharged water (H)= 1.5 (m)
 Temperature of sea water (T1)= 30 (°C)
 Temperature of discharged water (T2)= 36.4 (°C)
 Volume of discharged water (Q)= 55 (m³/s)

Rise	1	2	3	4	5	6	6.4
Area (m ²)	3E+06	487339	129331	36248	7894.1	447.51	5E-27
Radius (m)	1367.2	557	286.94	151.91	70.891	16.879	6E-14



C = corresponding temperature values (always in "degC"),
include heat loss

BEGIN MOD301: DISCHARGE MODULE (FLOW ESTABLISHMENT)

VERTICAL MIXING occurs in the initial zone of flow establishment.

Profile definitions:

BV = Gaussian 1/e (37%) vertical thickness

BH = Gaussian 1/e (37%) horizontal half-width, normal to trajectory

S = hydrodynamic centerline dilution

C = centerline concentration (includes reaction effects, if any)

X	Y	Z	S	C	BV	BH
1.51	-14.66	0.00	1.0	.640E+01	3.03	10.46

Cumulative travel time = 8. sec

END OF MOD301: DISCHARGE MODULE (FLOW ESTABLISHMENT)

BEGIN MOD318: WEAKLY DEFLECTED JET (2-D) WITH LEESIDE RECIRCULATION ZONE

Surface JET into a crossflow

Profile definitions:

BV = water depth (vertically mixed)

BH = Gaussian 1/e (37%) horizontal half-width, normal to trajectory

S = hydrodynamic centerline dilution

C = centerline concentration (includes reaction effects, if any)

X	Y	Z	S	C	BV	BH
1.51	-14.66	0.00	1.0	.640E+01	3.03	10.46
5.69	-30.05	0.00	1.3	.503E+01	3.16	14.22
10.39	-45.45	0.00	1.5	.423E+01	3.30	17.72
15.52	-60.84	0.00	1.7	.369E+01	3.43	21.05
21.04	-76.24	0.00	1.9	.330E+01	3.57	24.27
26.92	-91.63	0.00	2.1	.299E+01	3.70	27.40
33.12	-107.02	0.00	2.3	.274E+01	3.83	30.46
39.63	-122.42	0.00	2.5	.254E+01	3.97	33.47
46.43	-137.81	0.00	2.7	.239E+01	4.00	36.43
53.50	-153.21	0.00	2.8	.228E+01	4.00	39.35
60.83	-168.60	0.00	2.9	.218E+01	4.00	42.24
68.40	-184.00	0.00	3.1	.210E+01	4.00	45.09
76.22	-199.39	0.00	3.2	.202E+01	4.00	47.92
84.27	-214.79	0.00	3.3	.195E+01	4.00	50.73
92.53	-230.18	0.00	3.4	.189E+01	4.00	53.51
101.01	-245.58	0.00	3.5	.183E+01	4.00	56.28
109.70	-260.97	0.00	3.6	.178E+01	4.00	59.03
118.60	-276.37	0.00	3.7	.173E+01	4.00	61.76
127.68	-291.76	0.00	3.8	.169E+01	4.00	64.48
136.96	-307.16	0.00	3.9	.164E+01	4.00	67.18
146.43	-322.55	0.00	4.0	.161E+01	4.00	69.87
156.08	-337.95	0.00	4.1	.157E+01	4.00	72.55
165.91	-353.34	0.00	4.2	.154E+01	4.00	75.22
175.91	-368.74	0.00	4.2	.151E+01	4.00	77.88
186.09	-384.13	0.00	4.3	.148E+01	4.00	80.52
196.43	-399.53	0.00	4.4	.145E+01	4.00	83.16
206.94	-414.92	0.00	4.5	.142E+01	4.00	85.79
217.61	-430.32	0.00	4.6	.140E+01	4.00	88.41
228.43	-445.71	0.00	4.7	.137E+01	4.00	91.03
239.42	-461.11	0.00	4.7	.135E+01	4.00	93.63
250.56	-476.50	0.00	4.8	.133E+01	4.00	96.23

Cumulative travel time = 895. sec

Some concentration build-up near bank/shore due to recirculation effects.
 Find concentration and thickness values for the RECIRCULATION REGION
 at end of MOD329!

END OF MOD318: WEAKLY DEFLECTED JET (2-D) WITH LEESIDE RECIRCULATION ZONE

BEGIN MOD328: STRONGLY DEFLECTED JET (2-D) WITH LEESIDE RECIRCULATION ZONE

Profile definitions:

- BV = water depth (vertically mixed)
- BH = Gaussian 1/e (37%) horizontal half-width, measured normally from shore
- S = hydrodynamic centerline dilution
- C = centerline concentration (includes reaction effects, if any)

X	Y	Z	S	C	BV	BH
250.56	-476.50	0.00	4.8	.133E+01	4.00	297.42
299.91	76.81	0.00	2.1	.307E+01	2.23	230.95
349.25	34.19	0.00	2.5	.258E+01	2.60	236.07
398.60	-5.56	0.00	2.9	.223E+01	2.95	240.85
447.95	-42.93	0.00	3.2	.197E+01	3.27	245.34
497.30	-78.31	0.00	3.6	.177E+01	3.58	249.59
546.65	-111.99	0.00	4.0	.161E+01	3.88	253.63
596.00	-144.19	0.00	4.2	.154E+01	4.00	257.50
645.34	-175.10	0.00	4.2	.151E+01	4.00	261.21
694.69	-204.84	0.00	4.3	.149E+01	4.00	264.79
744.04	-233.56	0.00	4.3	.148E+01	4.00	268.24
793.39	-261.35	0.00	4.4	.146E+01	4.00	271.58
842.74	-288.28	0.00	4.4	.144E+01	4.00	274.81
892.09	-314.45	0.00	4.5	.142E+01	4.00	277.96
941.44	-339.90	0.00	4.5	.141E+01	4.00	281.01
990.78	-364.70	0.00	4.6	.139E+01	4.00	283.99
1040.13	-388.88	0.00	4.6	.138E+01	4.00	286.90
1089.48	-412.51	0.00	4.7	.137E+01	4.00	289.74
1138.83	-435.60	0.00	4.7	.135E+01	4.00	292.51
1188.18	-458.21	0.00	4.8	.134E+01	4.00	295.23
1237.53	-480.35	0.00	4.8	.133E+01	4.00	297.89
1286.87	-502.05	0.00	4.9	.132E+01	4.00	300.49
1336.22	-523.34	0.00	4.9	.131E+01	4.00	303.05
1385.57	-544.25	0.00	4.9	.129E+01	4.00	305.56
1434.92	-564.79	0.00	5.0	.128E+01	4.00	308.03
1484.27	-584.97	0.00	5.0	.127E+01	4.00	310.46
1533.62	-604.83	0.00	5.1	.126E+01	4.00	312.84
1582.96	-624.37	0.00	5.1	.126E+01	4.00	315.19
1632.31	-643.61	0.00	5.1	.125E+01	4.00	317.50
1681.66	-662.56	0.00	5.2	.124E+01	4.00	319.78
1731.01	-681.23	0.00	5.2	.123E+01	4.00	322.02

Cumulative travel time = 8297. sec

Some concentration build-up near bank/shore due to recirculation effects.
 Find concentration and thickness values for the RECIRCULATION REGION
 at end of MOD329!

END OF MOD328: STRONGLY DEFLECTED JET (2-D) WITH LEESIDE RECIRCULATION ZONE

BEGIN MOD329: STRONGLY DEFLECTED PLUME WITH LEESIDE RECIRCULATION ZONE

This flow region is INSIGNIFICANT in spatial extent and will be by-passed.

The near-shore RECIRCULATION REGION extends back to the discharge location:
 Concentration C within that region: .614E+00

Layer thickness BV within that region: 4.00

END OF MOD329: STRONGLY DEFLECTED PLUME WITH LEESIDE RECIRCULATION ZONE

** End of NEAR-FIELD REGION (NFR) **

The initial plume WIDTH values in the next far-field module will be
CORRECTED by a factor .75 to conserve the mass flux in the far-field!

BEGIN MOD341: BUOYANT AMBIENT SPREADING

Plume is ATTACHED to LEFT bank/shore.
Plume width is now determined from LEFT bank/shore.

Profile definitions:

BV = top-hat thickness, measured vertically
BH = top-hat half-width, measured horizontally from bank/shoreline
S = hydrodynamic average (bulk) dilution
C = average (bulk) concentration (includes reaction effects, if any)

Plume Stage 2 (bank attached):

X	Y	Z	S	C	BV	BH
1731.01	.00	0.00	5.2	.123E+01	4.00	358.11
1806.64	.00	0.00	5.3	.120E+01	3.87	380.01
1882.28	.00	0.00	5.5	.117E+01	3.76	401.23
1957.91	.00	0.00	5.6	.114E+01	3.67	421.84
2033.54	.00	0.00	5.8	.111E+01	3.59	441.90
2109.17	.00	0.00	5.9	.108E+01	3.53	461.46
2184.81	.00	0.00	6.1	.105E+01	3.47	480.56
2260.44	.00	0.00	6.2	.103E+01	3.43	499.24
2336.07	.00	0.00	6.4	.100E+01	3.40	517.53
2411.71	.00	0.00	6.6	.975E+00	3.37	535.46
2487.34	.00	0.00	6.7	.949E+00	3.35	553.05
2562.97	.00	0.00	6.9	.924E+00	3.34	570.33
2638.61	.00	0.00	7.1	.899E+00	3.33	587.32
2714.24	.00	0.00	7.3	.875E+00	3.33	604.03
2789.87	.00	0.00	7.5	.850E+00	3.34	620.48
2865.50	.00	0.00	7.7	.827E+00	3.34	636.68
2941.14	.00	0.00	8.0	.804E+00	3.36	652.65
3016.77	.00	0.00	8.2	.781E+00	3.37	668.41
3092.40	.00	0.00	8.4	.759E+00	3.39	683.96
3168.04	.00	0.00	8.7	.737E+00	3.41	699.31
3243.67	.00	0.00	8.9	.716E+00	3.44	714.48
3319.30	.00	0.00	9.2	.695E+00	3.47	729.47
3394.94	.00	0.00	9.5	.675E+00	3.50	744.29
3470.57	.00	0.00	9.8	.655E+00	3.54	758.94
3546.20	.00	0.00	10.1	.636E+00	3.58	773.45
3621.83	.00	0.00	10.4	.618E+00	3.62	787.80
3697.47	.00	0.00	10.7	.599E+00	3.66	802.02
3773.10	.00	0.00	11.0	.582E+00	3.71	816.10
3848.73	.00	0.00	11.3	.565E+00	3.75	830.04
3924.37	.00	0.00	11.7	.548E+00	3.80	843.87
4000.00	.00	0.00	12.0	.532E+00	3.86	857.57

Cumulative travel time = 19396. sec

Simulation limit based on maximum specified distance = 4000.00 m.
This is the REGION OF INTEREST limitation.

END OF MOD341: BUOYANT AMBIENT SPREADING

APPENDIX 13.2

CALCULATION FOR SO_x/NO_x EMISSION RATE

Calculation for SOx Emission Rate ----- Distillate Oil
(Gas Turbine)

1. Fuel Consumption

<u>Basic Specification</u>	<u>Abbreviation/Unit</u>		<u>Assumed Value</u>
1) Output at generator end	Po	MW	100
2) Power plant thermal efficiency	η_p	%	30
3) Fuel combustion ratio	α	%	100
4) High heat value of fuel	Hh'	kcal/kg	10,900
<u>Calculation</u>			
• Fuel consumption	Fo	T/hr	26.3

$$F_o = \frac{P_o \times 860 \times \frac{\alpha}{100}}{\frac{\eta_p}{100} \times Hh'}$$

2. Flue Gas Volume	GT	Nm ³ /hr Nm ³ /s	1,008 x 10 ³ 280
--------------------	----	---	--------------------------------

3. Calculation of Emission Rate

<u>Basic Specification</u>			
1) Fuel consumption	Fo	T/hr	26.3
2) Sulphur component	So	%	0.44
3) Flue gas volume	GT	Nm ³ /hr (Nm ³ /s)	1,008 x 10 ³ (280)

Calculation of SOx Emission

• SOx volume = 7 (Fo x So)	q ₁	Nm ³ /hr (Nm ³ /s)	81.0 (0.0225)
• SOx density in ppm = $\frac{q_1}{GT} \times 10^6$	q ₂	ppm	80
• SOx density in g/Nm ³ = 2,857 x q ₂ x 10 ⁻⁶	q ₃	g/Nm ³	0.229

Calculation for NOx Emission Rate ----- Natural Gas
(Gas Turbine)

1. Fuel Consumption

<u>Basic Specification</u>	<u>Abbreviation/Unit</u>		<u>Assumed Value</u>
1) Output at generator end	Po	MW	100
2) Power plant thermal efficiency	η_p	%	30
3) Fuel combustion ratio	α	%	100
4) High heat value of fuel	Hh'	kcal/kg	9,450
<u>Calculation</u>			
• Fuel consumption	Fo	T/hr	30.3

$$F_o = \frac{P_o \times 860 \times \frac{\alpha}{100}}{\frac{\eta_p}{100} \times Hh'}$$

2. Flue Gas Volume	Gr	Nm ³ /hr Nm ³ /s	1,008 x 10 ³ 280
3. Emission Rate	q ₁	ppm	100
= $\frac{Gr}{3600} \times q_1 \times 10^{-6}$	q ₂	Nm ³ /s	0.028
= $\frac{q_1}{487}$	q ₃	g/Nm ³	0.2

Notes:

Flue gas volume and emission rate for the gas turbine are assumed by using the data sheets for the past project because of the following reasons:

- 1) They are obtained based on characteristics and specifications of equipment.
- 2) NOx consists of fuel NOx and thermal NOx.
The latter is generally determinant for a total NOx and depends on specifications of equipment.

Calculation for SOx Emission Rate ----- Distillate Oil

(Boiler)

1. Fuel Consumption

<u>Basic Specification</u>	<u>Abbreviation/Unit</u>		<u>Assumed Value</u>
1) Output at generator end	Po	MW	60
2) Power plant thermal efficiency	η_p	%	40
3) Fuel combustion ratio	α	%	100
4) High heat value of fuel	Hh'	kcal/kg	10,900

Calculation

• Fuel consumption	Fo	T/hr	11.8
--------------------	----	------	------

$$F_o = \frac{P_o \times 860 \times \frac{\alpha}{100}}{\frac{\eta_p}{100} \times H_{h'}}$$

2. Combustion Gas Volume

Basic Specification

1) Hydrogen	ho'	%	12.0
2) Low heat value of fuel	HI'	kcal/kg	10,252
3) O ₂ content in flue gas	O ₂	%	4.0

Calculation

• Excess air ratio m	m	-	1.24
----------------------	---	---	------

$$m = \frac{21}{21 - O_2}$$

• Combustion Gas Volume

• Theoretical air volume

Ao'	Nm ³ /kg-fuel	10.71
-----	--------------------------	-------

$$A_o' = 0.85 \times H_{I'} \times 10^{-3} + 2.0$$

• Theoretical combustion gas volume

Go'	Nm ³ /kg-fuel	11.38
-----	--------------------------	-------

$$G_o' = 1.11 \times H_{I'} \times 10^{-3}$$

• Actual combustion gas volume

at Wet gas condition

G'w	Nm ³ /kg-fuel	13.95
-----	--------------------------	-------

$$G'w = G_o' + (m - 1) A_o'$$

at Dry gas condition

G'd	Nm ³ /kg-fuel	12.61
-----	--------------------------	-------

$$G'd = G'w - \frac{0.224}{18} (9 \times h_o')$$

3. Flue Gas Volume at Boiler end
at wet condition

$$Q_{wB} = (F_o \times G'w) \times 10^3 \quad Q_{wB} \quad \text{Nm}^3/\text{hr} \quad 165$$

at dry condition

$$Q_{dB} = (F_o \times G'd) \times 10^3 \quad Q_{dB} \quad \text{Nm}^3/\text{hr} \quad 149$$

4. Calculation of Emission Rate

Basic Specification

1) Fuel consumption	F _o	T/hr	11.8
2) Sulphur component	S _o	%	0.44
3) Flue gas volume at dry state	Q _{dB}	Nm ³ /hr (Nm ³ /s)	149 (41.4)
4) O ₂ content in flue gas	O ₂	%	4.0

Calculation of SO_x emission

• SO _x volume = 7 (F _o x S _o)	q ₁	Nm ³ /hr (Nm ³ /s)	36.3 (0.010)
• SO _x density in ppm = $\frac{q_1}{Q_{dB}} \times 10^6$	q ₂	ppm	244
• SO _x density in g/Nm ³ = 2,857 x q ₂ x 10 ⁻⁶	q ₃	g/Nm ³	0.697

Calculation for NOx Emission Rate ----- Natural Gas
(Boiler)

1. Fuel Consumption

<u>Basic Specification</u>	<u>Abbreviation/Unit</u>		<u>Assumed Value</u>
1) Output at generator end	Po	MW	60
2) Power plant thermal efficiency	η_p	%	40
3) Fuel combustion ratio	α	%	100
4) High heat value of fuel	Hh'	kcal/kg	9,450

Calculation

• Fuel consumption	Fo	T/hr	13.7
--------------------	----	------	------

$$F_o = \frac{P_o \times 860 \times \frac{\alpha}{100}}{\frac{\eta_p}{100} \times Hh'}$$

2. Flue Gas Volume	Gr	Nm ³ /hr Nm ³ /s	185 x 10 ³ 51
--------------------	----	---	-----------------------------

3. Emission Rate

= 20.69 x 10 ⁻⁵ x $\frac{Hh' \times F_o \times 10^3}{Gr}$	q ₁	g/Nm ³	0.146
= 487 x q ₁	q ₂	ppm	71
= q ₂ x Gr x 10 ⁻⁶	q ₃	Nm ³ /s	0.0036

Note:

Flue gas volume and NOx emission rate for the boiler are assumed by using the data sheets shown in "Manual for the Regulation of NOx Total Emission".

APPENDIX 13.3
ANALYSIS FOR AIR POLLUTION

ANALYSIS FOR AIR POLLUTION

The analysis is carried out to calculate an hourly concentration at the ground level (receptor) for the following two cases.

- Case 1 Dispersion when wind blows in a certain direction
- Case 2 Dispersion when no wind blows

In the prediction of an average concentration in a long term, the concentrations calculated for the above cases for every hour in a year are multiplied by probability factors for wind speed, wind direction and atmospheric stability and, subsequently, the average concentration at a certain receptor is obtained. For this prediction, the following meteorological data covering whole a year is essential for obtaining the probability factors.

- a. Hourly wind speed and direction
- b. Hourly dry bulb temperature
- c. Hourly sky cover
- d. Hourly cloud height
- e. Daily upper air observation data
 - early morning mixing height
 - afternoon mixing height

It is seldom that all of the above data can be obtained from a meteorological station located in the vicinity of a project site. Such data is generally collected in the course of study on an environmental impact for a certain project area, for which it takes at least a year.

In case that the probability factors are not considered, a concentration is calculated for a certain critical condition in a short period. The F/S will examine this critical concentration in a short term. The method of analysis is as described below.

1. Case 1 --- wind condition ($U_s \geq 1.0$ m/sec)

The plume model is used for the analysis.

$$C(x,y,z) = \frac{Q_p}{2\pi\sigma_y\sigma_zU} \cdot \exp\left(-\frac{y^2}{2\sigma_y^2}\right) \cdot F \quad (1-1)$$

$$F = \exp\left\{-\frac{(z - H_e)^2}{2\sigma_z^2}\right\} + \exp\left\{-\frac{(z + H_e)^2}{2\sigma_z^2}\right\} \quad (1-2)$$

where,

- x : distance from a stack to a receptor along the centerline of plume (m)
- y : distance from a centerline of plume to a receptor in the direction perpendicular to the axis x (m)
- z : height of a receptor from the bottom of stack (m)
- Q_p : pollutant emission rate (g/sec)
- U : wind speed at the top of stack (m/sec)
- H_e : effective stack height (m)
- C : concentration at a receptor (x,y,z) (g/m^3)

σ_y, σ_z : dispersion parameters (m) obtained from Briggs' proposal

Pasquill stability	σ_y'	σ_z
A	$0.22x(1+0.0001x)^{-0.5}$	0.20x
B	$0.16x(1+0.0001x)^{-0.5}$	0.12x
C	$0.22x(1+0.0001x)^{-0.5}$	$0.08x(1+0.0002x)^{-0.5}$
D	$0.22x(1+0.0001x)^{-0.5}$	$0.06x(1+0.0015x)^{-0.5}$
E	$0.22x(1+0.0001x)^{-0.5}$	$0.03x(1+0.0003x)^{-1}$
F	$0.22x(1+0.0001x)^{-0.5}$	$0.016x(1+0.0003x)^{-1}$

Notes : 1. $100 \leq x \leq 10,000\text{m}$

$$2. \sigma_y = \sigma_y' \cdot (t/t_p)^s = 1.82\sigma_y'$$

$$t = 60\text{min} ; t_p = 3\text{min} ; s = 0.2$$

Furthermore, U and He are calculated by the following formulas.

$$U = U_s \cdot \left(\frac{H_o}{Z_s}\right)^p$$

where,

U_s : measured wind speed (m/sec)

Z_s : height of measurement of wind speed (m)

H_o : height of stack (m)

p : index given by EPA

Pasquill stability	A	B	C	D	E	F
p	0.1	0.15	0.2	0.25	0.25	0.3

$$H_e = H_o + \Delta H = H_o + 0.175 \cdot QH^{0.5} \cdot U^{-0.75} \quad (\text{from CONCAWE's formula})$$

where,

$$QH : \text{calory of exhaust gas (cal/sec)} = r \cdot Q \cdot C_p \cdot \Delta T$$

r : density of exhaust gas at $15^\circ\text{C} = 1.225 \times 10^3 \text{ (g/m}^3\text{)}$

Q : exhaust gas volume ($\text{Nm}^3\text{/sec}$)

C_p : specific heat at constant pressure = 0.24 (cal/K.g)

ΔT : = exhaust gas temperature (T_c) - 15°C

2. Case 2 --- no wind condition ($U_s < 0.5$ m/sec)

Concentration at a receptor is calculated by the simplified puff model assuming $U_s = 0$.

$$C(R) = \frac{2Q_p}{(2\pi)^{1.5}b} \cdot \left(R^2 + \frac{a^2}{b^2} H_e^2 \right)^{-1}$$

where,

R : distance from a stack to a receptor (m)
 a, b : constants subject to Pasquill stability

Pasquill Stability	A	B	C	D	E	F	G
a	0.948	0.781	0.635	0.470	0.439	0.439	0.439
b	1.569	0.474	0.208	0.113	0.067	0.048	0.029

H_e : effective height of stack (m)

$$H_e = H_o + \Delta H = H_o + 1.4 \cdot QH^{0.25} \cdot (dt/dz)^{-3/8} \quad (\text{Briggs' formula})$$

QH : see Case 1

dt/dz : vertical gradient of potential temperature

0.003 °C/m in daytime

0.010 °C/m in nighttime

3. Classification of Pasquill Stability

U_s (m/s)	Solar Radiation (T) kW/m ²				Radiation Balance (Q) kW/m ²		
	$T \geq 0.60$	$0.60 > T \geq 0.30$	$0.30 > T \geq 0.15$	$0.15 > T$	$Q > -0.02$	$-0.02 \geq Q > -0.04$	$-0.04 \geq Q$
<2	A	A-B	B	D	D	(G)	(G)
2~3	A-B	B	C	D	D	E	F
3~4	B	B-C	C	D	D	D	E
4~6	C	C-D	D	D	D	D	D
6<	C	D	D	D	D	D	D

ANALYSIS FOR AIR POLLUTION - WIND (DAYTIME)

This is "Single Source Model" of the analysis for air pollution considering wind and calculates an average concentration for an hour at the ground level under the following assumptions.

- 1 Ground levels at receptors are uniform ($z=0$).
- 2 Mixing height (lid height) is not considered.

Pollutant : NO_x by Natural Gas

Wind speed at Z _s (U _s) =	2.6 (m/s)
Height of wind measurement (Z _s) =	10 (m)
Height of Stack (H _o) =	100 (m)
Exhaust gas temperature (T _c) =	90 (°C)
Exhaust gas volume (Q) =	280 (Nm ³ /s)
Calory of exhaust gas (Q _h) =	6174000 (cal/s)
Pollutant emission rate (Q _p) =	0.028 (Nm ³ /s)
Pasquill stability (St) =	B

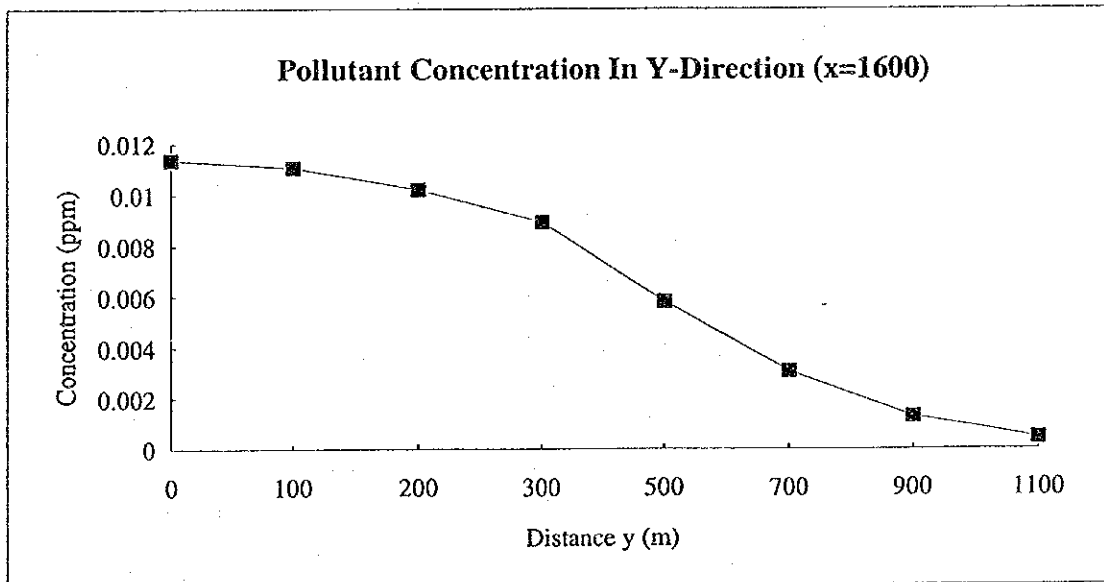
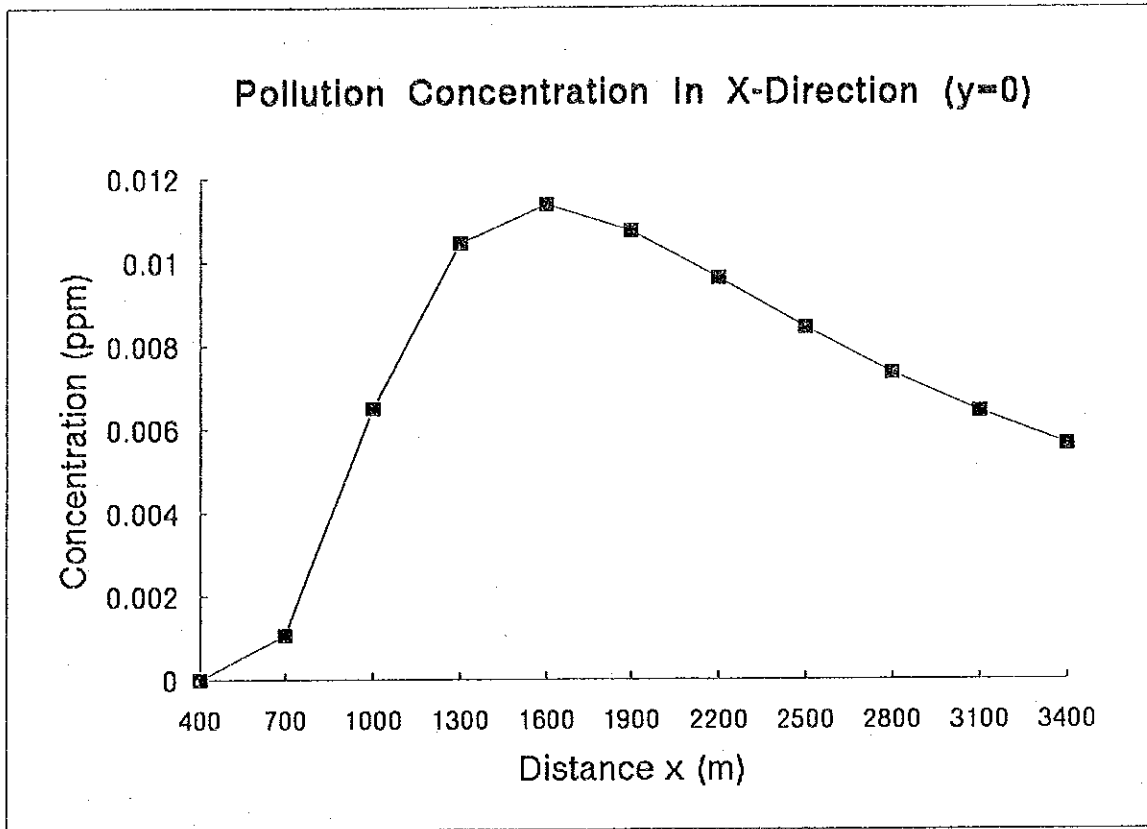
Wind speed at top of stack (U) = 3.67 (m/s)

Plume rise (dH) = 163.8705 (m)

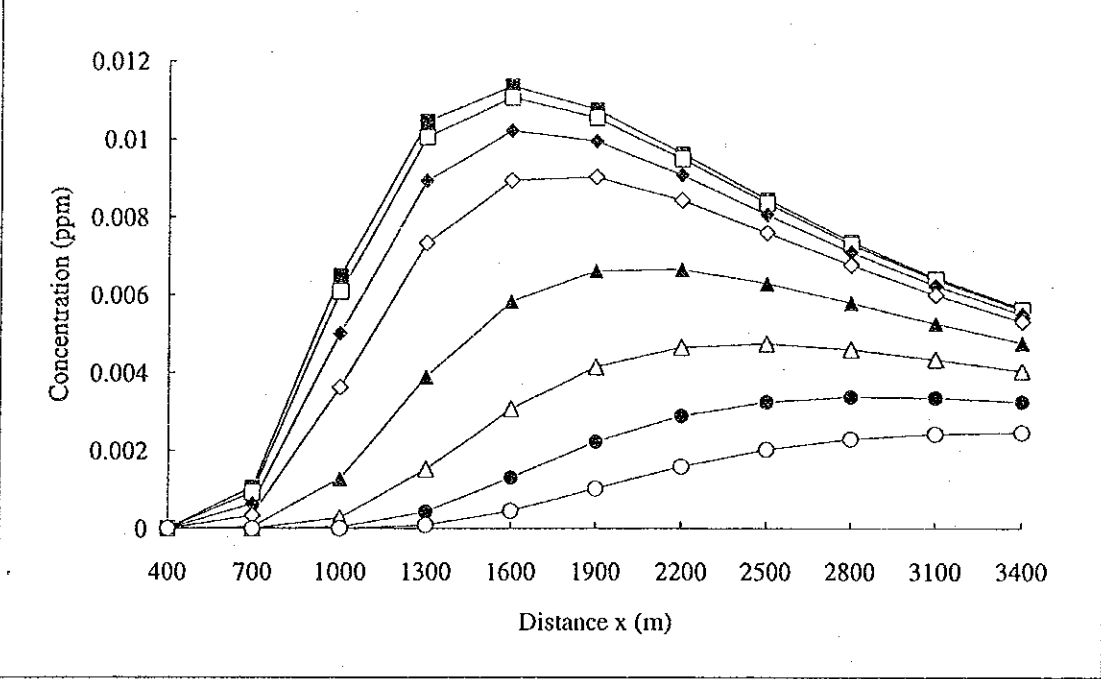
Effective stack height (H_e) = 263.8705 (m)

Estimated Ground-Level Concentrations (ppm)

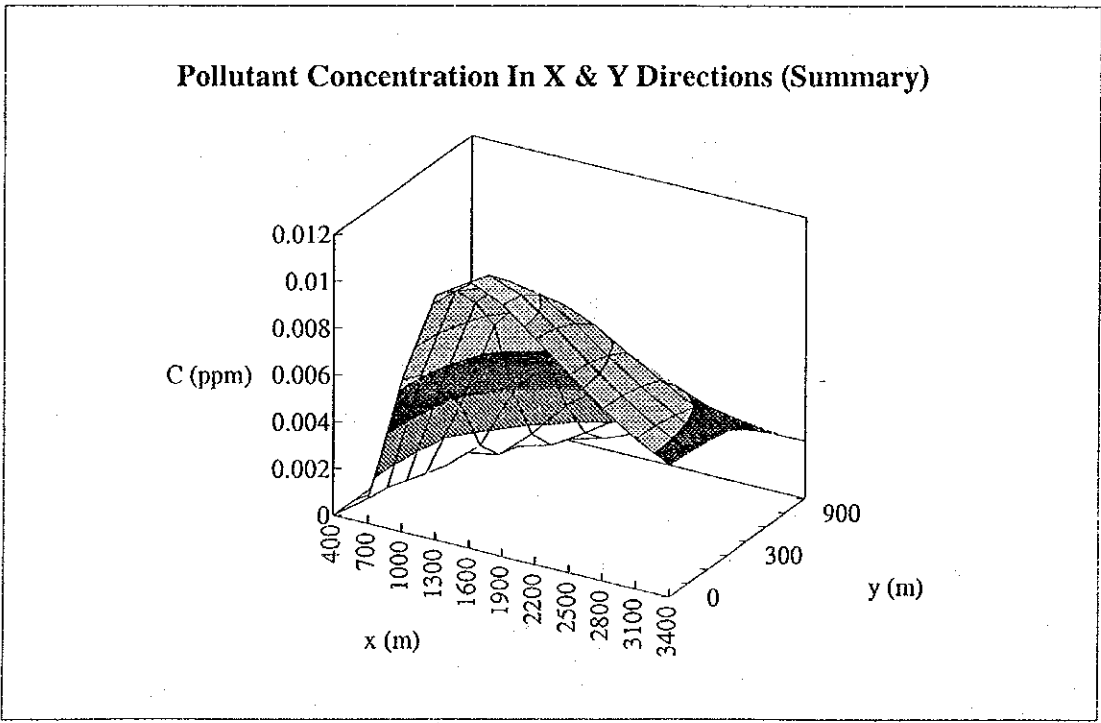
y(m) x(m)	0	100	200	300	500	700	900	1100
400	1.21E-07	8.27E-08	2.62E-08	3.85E-09	8.37E-12	8.47E-16	3.99E-21	8.78E-28
700	0.001055	0.000928	0.000631	0.000331	4.22E-05	1.92E-06	3.12E-08	1.81E-10
1000	0.006492	0.006085	0.005009	0.003621	0.001283	0.00027	3.39E-05	2.54E-06
1300	0.010448	0.010044	0.008924	0.007327	0.003899	0.001514	0.000429	8.86E-05
1600	0.011363	0.011064	0.010212	0.008935	0.005827	0.003069	0.001305	0.000448
1900	0.010742	0.010535	0.009938	0.009018	0.006608	0.004144	0.002225	0.001023
2200	0.009618	0.009476	0.009062	0.008413	0.006633	0.004643	0.002885	0.001592
2500	0.008438	0.008339	0.008049	0.007588	0.006284	0.004735	0.003246	0.002026
2800	0.007363	0.007292	0.007084	0.006751	0.005788	0.004594	0.003376	0.002297
3100	0.006432	0.00638	0.006228	0.005983	0.005261	0.004338	0.003354	0.002432
3400	0.005642	0.005604	0.00549	0.005305	0.004756	0.004036	0.003243	0.002467



Pollutant Concentration In X-Direction (Summary)



Pollutant Concentration In X & Y Directions (Summary)



ANALYSIS FOR AIR POLLUTION - WIND (NIGHT)

This is "Single Source Model" of the analysis for air pollution considering wind and calculates an average concentration for an hour at the ground level under the following assumptions.

- 1 Ground levels at receptors are uniform ($z=0$).
- 2 Mixing height (lid height) is not considered.

Pollutant : NO_x by Natural Gas

Wind speed at Z _s (U _s) =	2.6 (m/s)
Height of wind measurement (Z _s) =	10 (m)
Height of Stack (H _o) =	100 (m)
Exhaust gas temperature (T _c) =	90 (°C)
Exhaust gas volume (Q) =	280 (Nm ³ /s)
Calory of exhaust gas (Q _h) =	6174000 (cal/s)
Pollutant emission rate (Q _p) =	0.028 (Nm ³ /s)
Pasquill stability (St) =	D

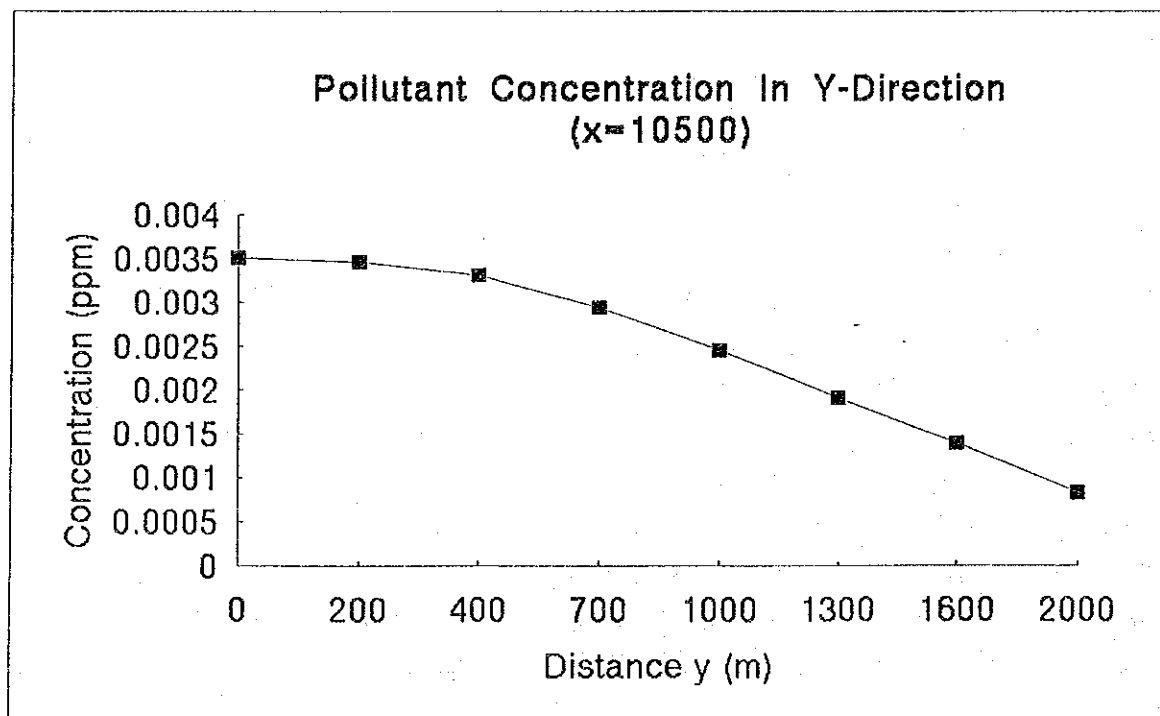
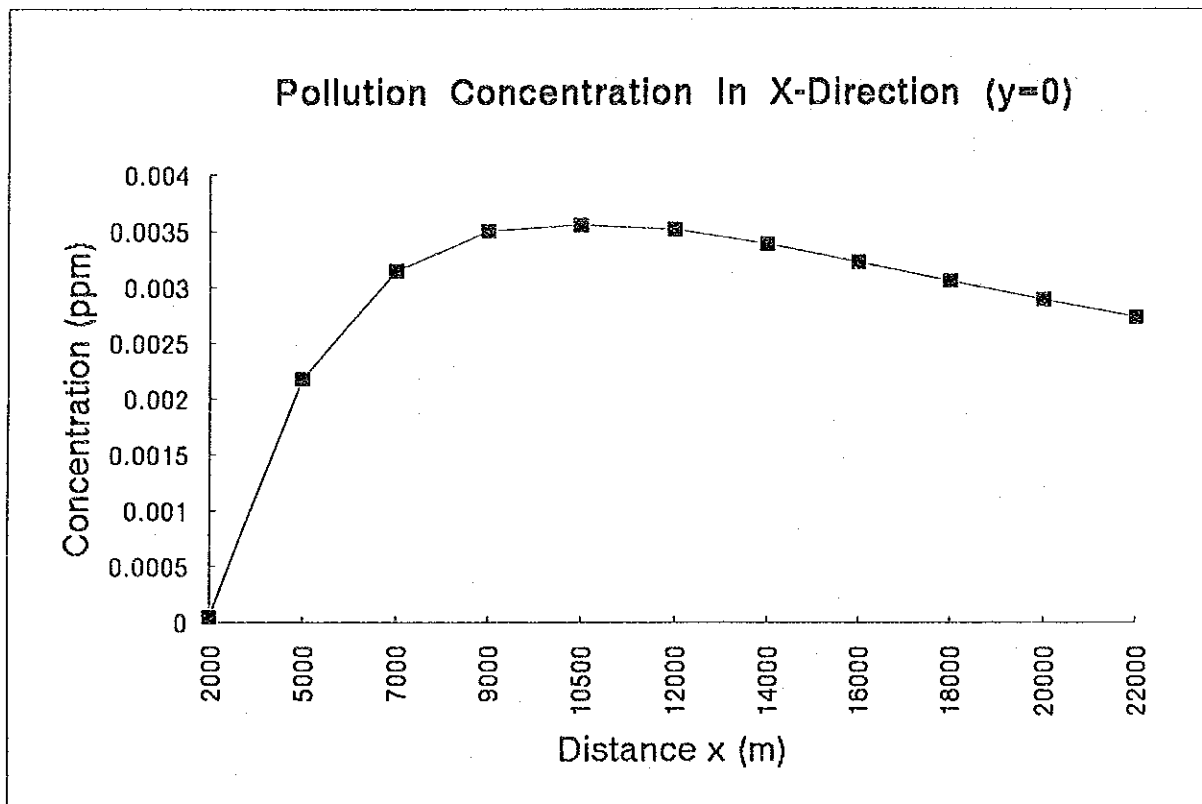
Wind speed at top of stack (U) = 4.62 (m/s)

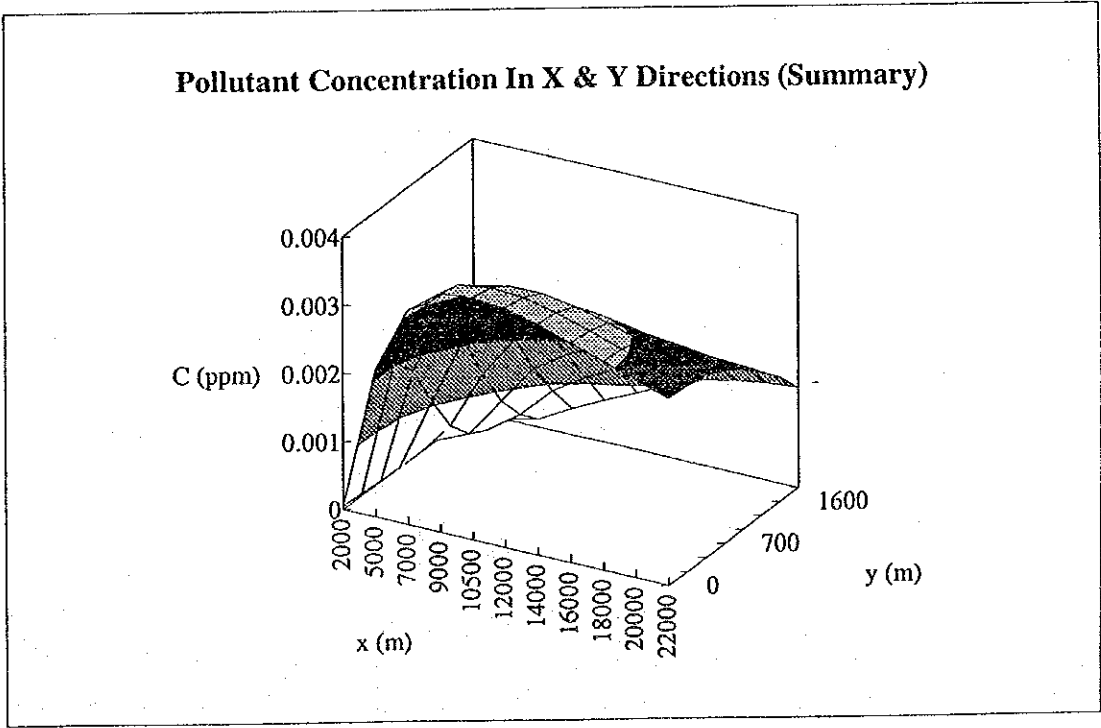
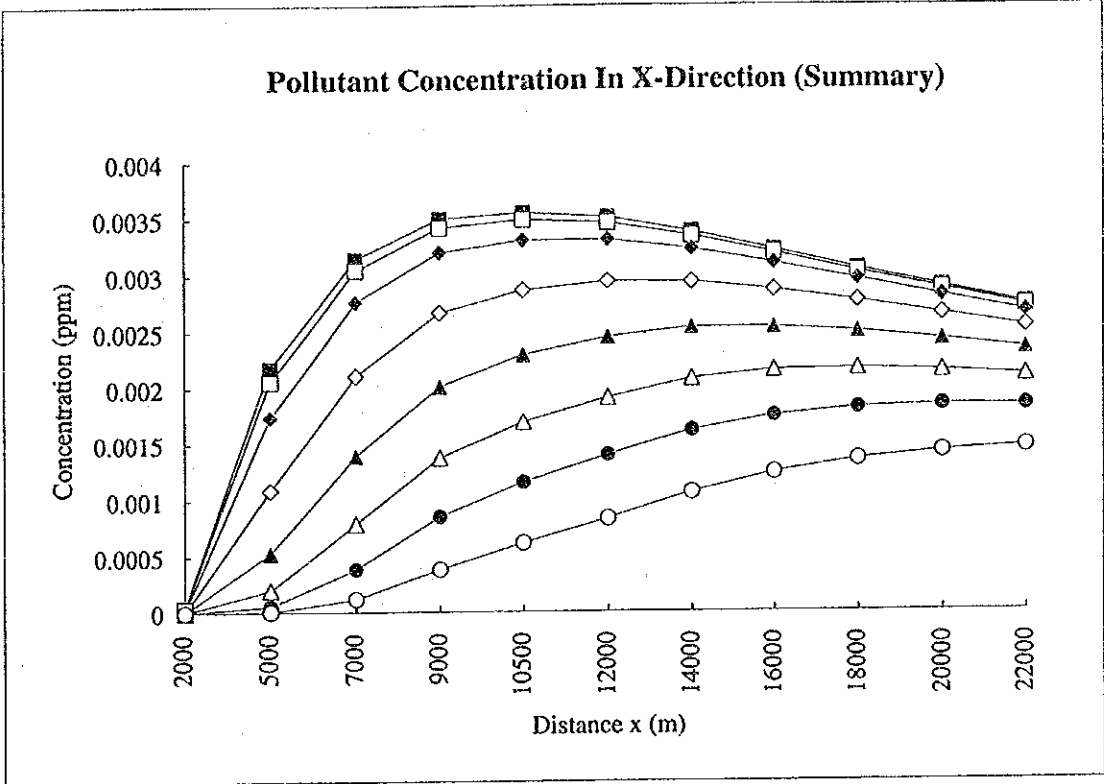
Plume rise (dH) = 137.8799 (m)

Effective stack height (H_e) = 237.8799 (m)

Estimated Ground-Level Concentrations (ppm)

y(m) x(m)	0	200	400	700	1000	1300	1600	2000
2000	4.67E-05	3.52E-05	1.5E-05	1.46E-06	3.95E-08	2.99E-10	6.34E-13	2.38E-17
5000	0.002178	0.002058	0.001737	0.001089	0.000529	0.000199	5.82E-05	7.58E-06
7000	0.003148	0.003047	0.002762	0.002108	0.001389	0.00079	0.000388	0.000119
9000	0.003502	0.003425	0.003205	0.00267	0.002014	0.001375	0.00085	0.000383
10500	0.003554	0.003492	0.003313	0.002866	0.002292	0.001693	0.001156	0.000615
12000	0.003512	0.003462	0.003316	0.002944	0.00245	0.00191	0.001396	0.000831
14000	0.003386	0.003347	0.003233	0.002939	0.002537	0.002078	0.001616	0.001067
16000	0.003226	0.003195	0.003104	0.002868	0.002539	0.002152	0.001747	0.001237
18000	0.003057	0.003033	0.002959	0.002767	0.002494	0.002167	0.001814	0.001353
20000	0.002893	0.002873	0.002812	0.002653	0.002424	0.002146	0.00184	0.001426
22000	0.002738	0.002721	0.00267	0.002536	0.002343	0.002104	0.001837	0.001467





ANALYSIS FOR AIR POLLUTION - WIND (DAYTIME)

This is "Single Source Model" of the analysis for air pollution considering wind and calculates an average concentration for an hour at the ground level under the following assumptions.

- 1 Ground levels at receptors are uniform (z=0).
- 2 Mixing height (lid height) is not considered.

Pollutant : NOx by Natural Gas

Wind speed at Zs (Us) =	2.6 (m/s)
Height of wind measurement (Zs) =	10 (m)
Height of Stack (Ho) =	50 (m)
Exhaust gas temperature (Tc) =	90 (°C)
Exhaust gas volume (Q) =	280 (Nm ³ /s)
Calory of exhaust gas (Qh) =	6174000 (cal/s)
Pollutant emission rate (Qp) =	0.028 (Nm ³ /s)
Pasquill stability (St) =	B

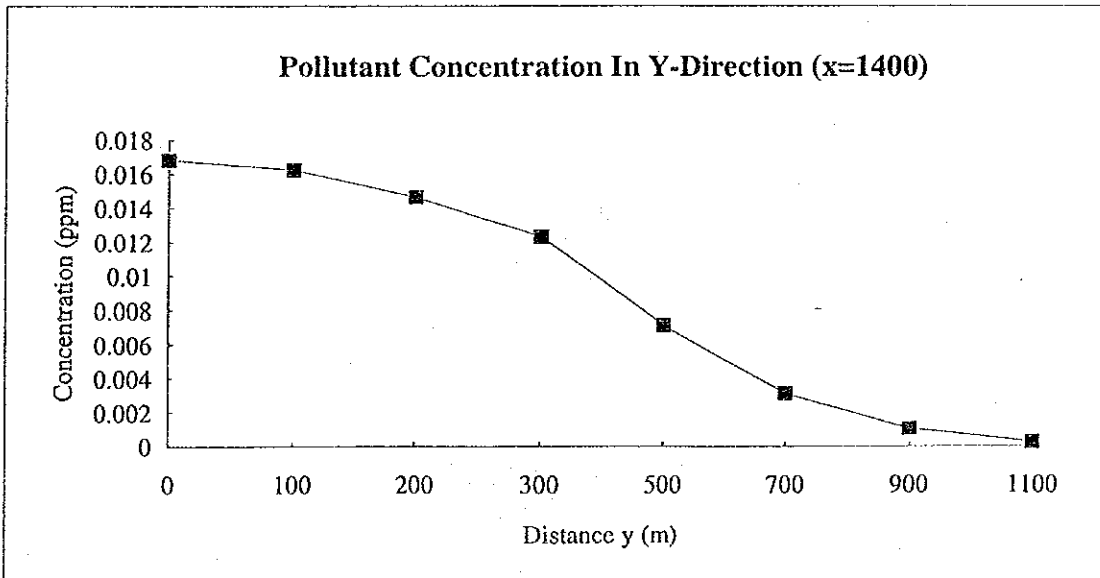
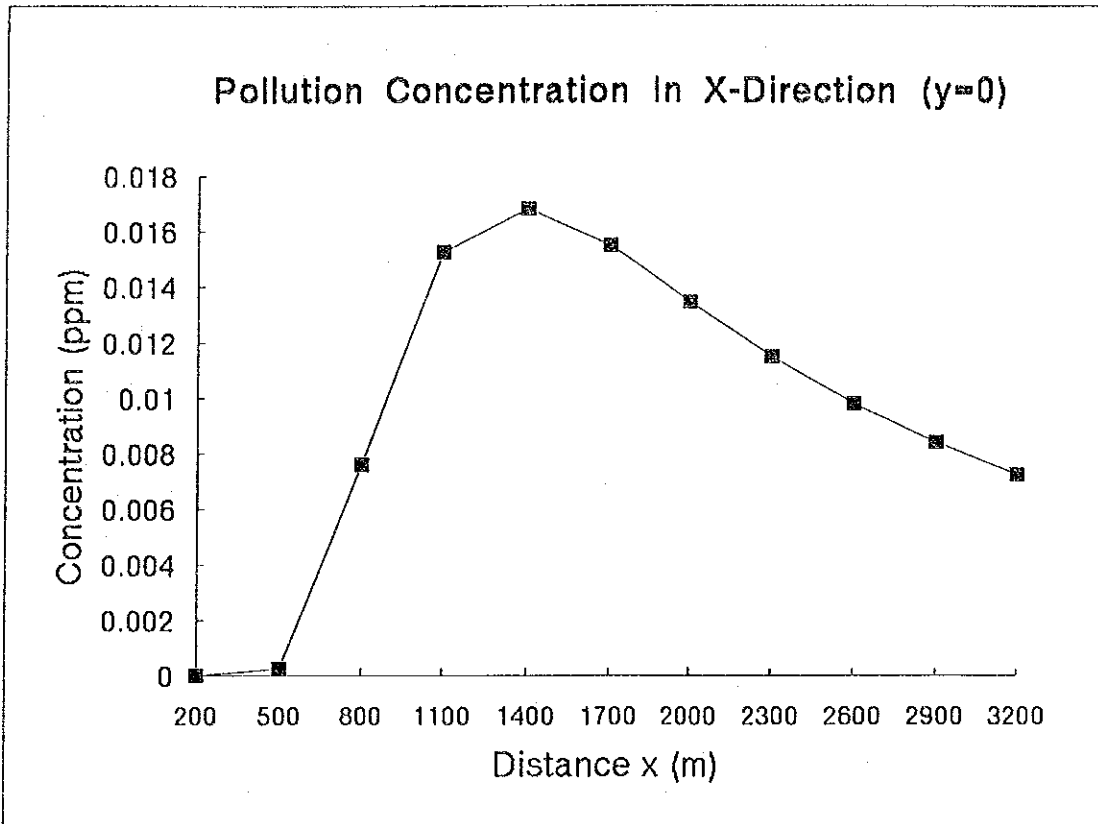
Wind speed at top of stack (U) = 3.31 (m/s)

Plume rise (dH) = 177.1604 (m)

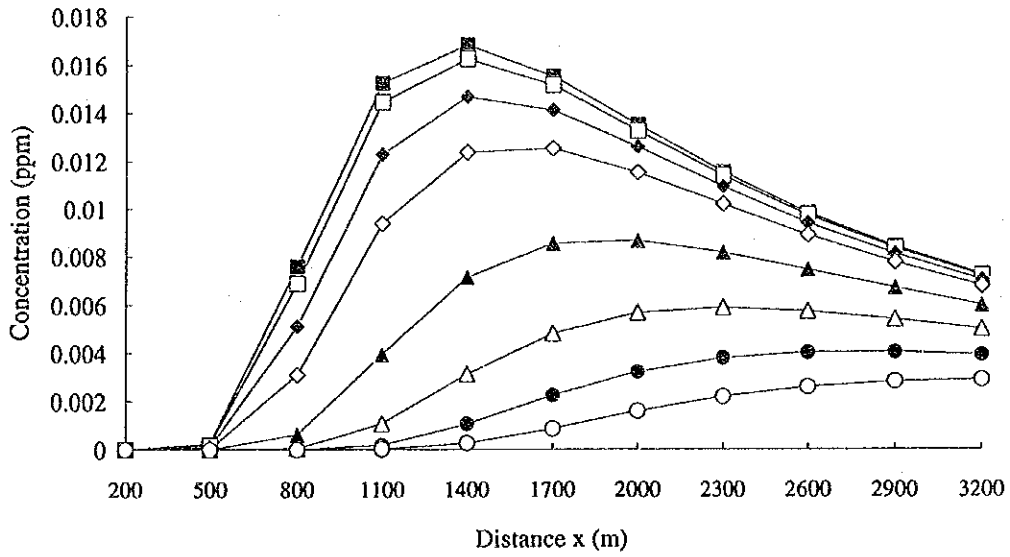
Effective stack height (He) = 227.1604 (m)

Estimated Ground-Level Concentrations (ppm)

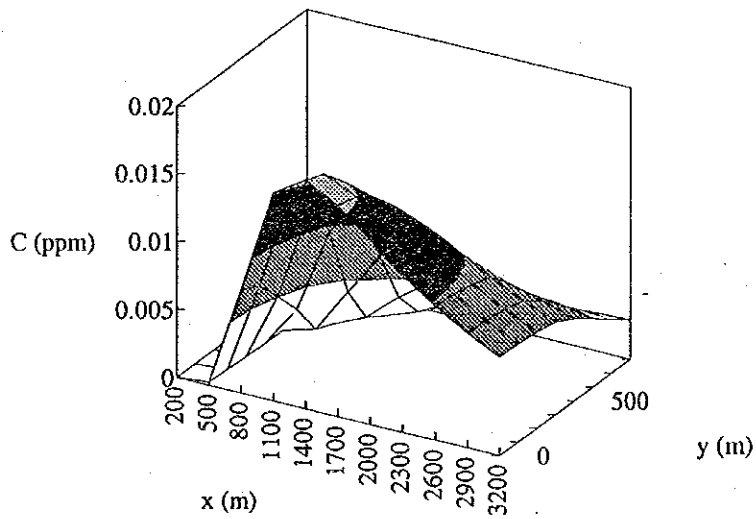
y(m) x(m)	0	100	200	300	500	700	900	1100
200	6.85E-20	1.52E-20	1.67E-22	9.09E-26	3.24E-36	6.9E-52	8.77E-73	6.7E-99
500	0.000244	0.00019	9.05E-05	2.62E-05	4.99E-07	1.31E-09	4.73E-13	2.36E-17
800	0.007612	0.006891	0.005113	0.003109	0.000633	5.81E-05	2.41E-06	4.49E-08
1100	0.015262	0.014458	0.012292	0.00938	0.003947	0.001078	0.000191	2.19E-05
1400	0.016827	0.01626	0.01467	0.012358	0.007139	0.003135	0.001046	0.000265
1700	0.015515	0.015149	0.014102	0.012516	0.008542	0.004817	0.002244	0.000864
2000	0.013484	0.013247	0.012563	0.011499	0.008665	0.005667	0.003218	0.001586
2300	0.011514	0.011357	0.010899	0.010177	0.008173	0.005881	0.003793	0.002192
2600	0.009816	0.009709	0.009394	0.008892	0.007458	0.005729	0.00403	0.002597
2900	0.00841	0.008334	0.008111	0.007752	0.006708	0.005399	0.004042	0.002815
3200	0.007258	0.007203	0.007041	0.006778	0.006002	0.005001	0.003921	0.002893



Pollutant Concentration In X-Direction (Summary)



Pollutant Concentration In X & Y Directions (Summary)



ANALYSIS FOR AIR POLLUTION - WIND (NIGHT)

This is "Single Source Model" of the analysis for air pollution considering wind and calculates an average concentration for an hour at the ground level under the following assumptions.

- 1 Ground levels at receptors are uniform ($z=0$).
- 2 Mixing height (lid height) is not considered.

Pollutant : NOx by Natural Gas

Wind speed at Z_s (U_s) =	2.6 (m/s)
Height of wind measurement (Z_s) =	10 (m)
Height of Stack (H_o) =	50 (m)
Exhaust gas temperature (T_c) =	90 (°C)
Exhaust gas volume (Q) =	280 (Nm ³ /s)
Calory of exhaust gas (Q_h) =	6174000 (cal/s)
Pollutant emission rate (Q_p) =	0.028 (Nm ³ /s)
Pasquill stability (St) =	D

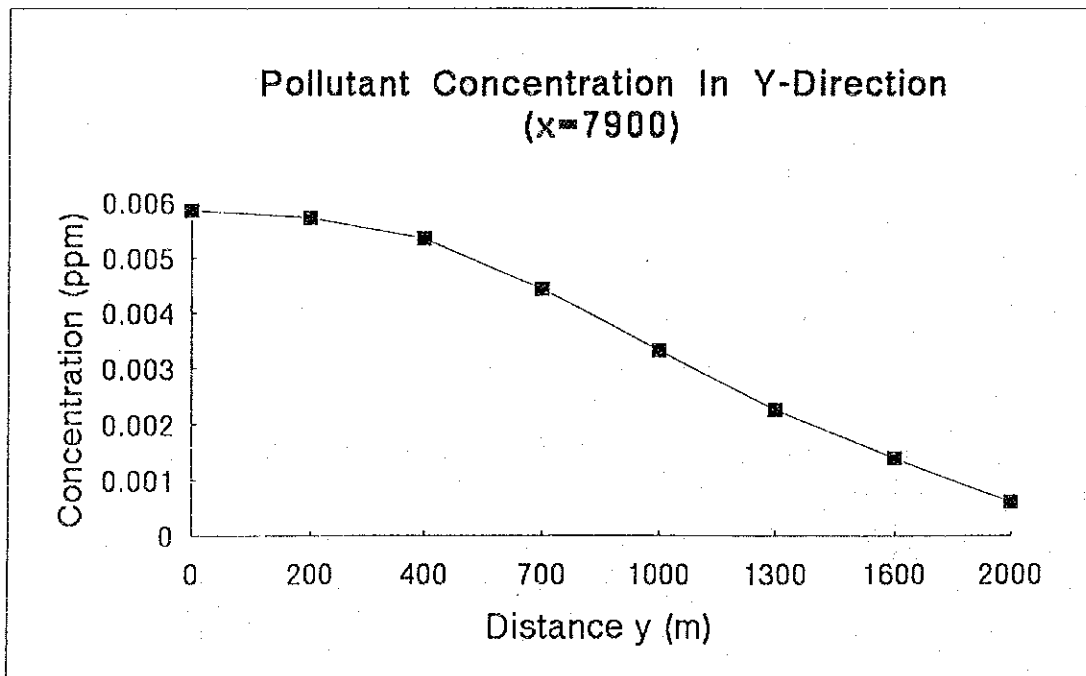
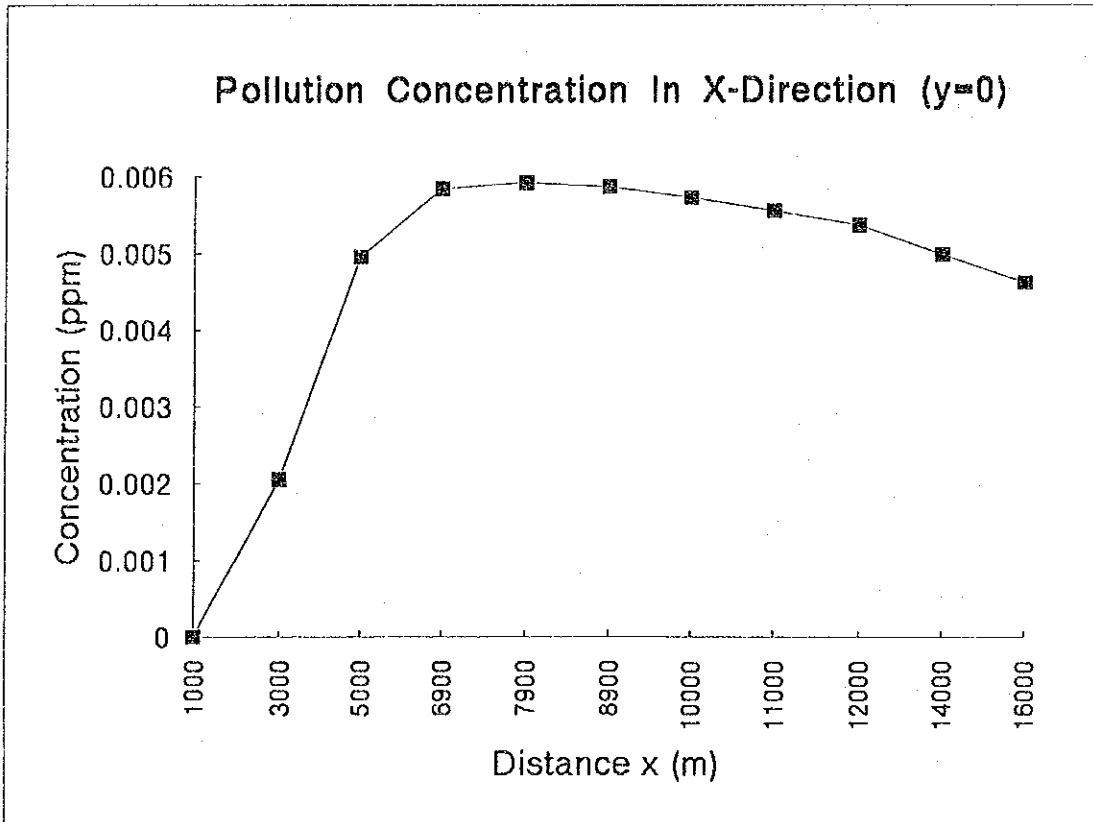
Wind speed at top of stack (U) =	3.89 (m/s)
--------------------------------------	------------

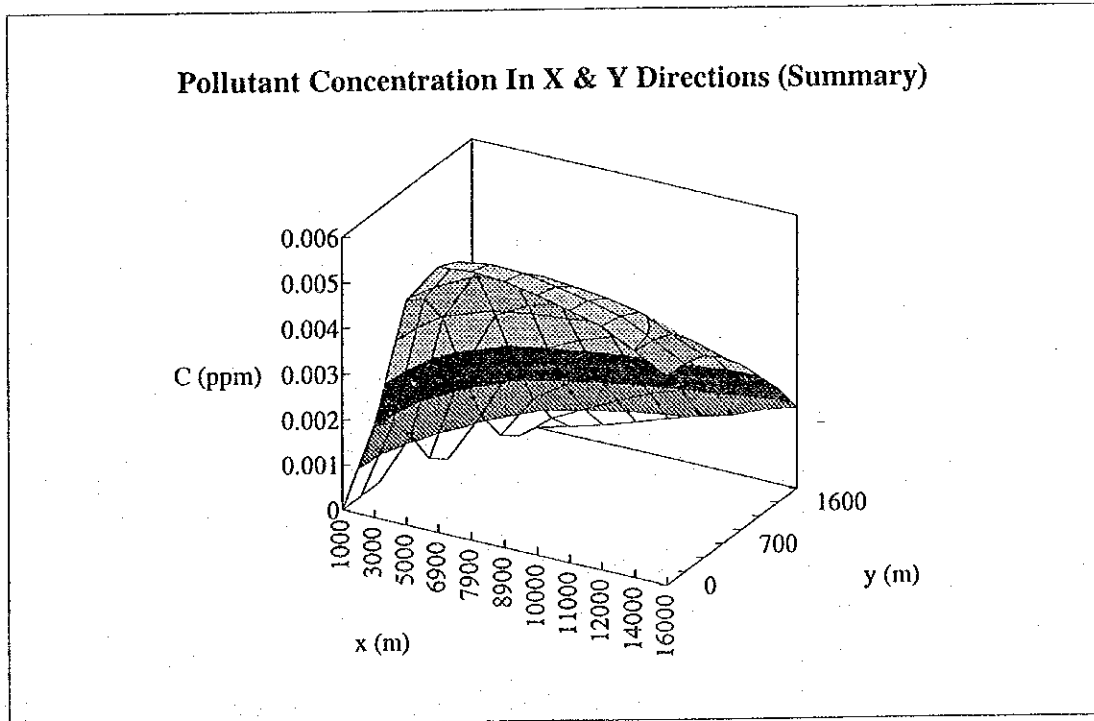
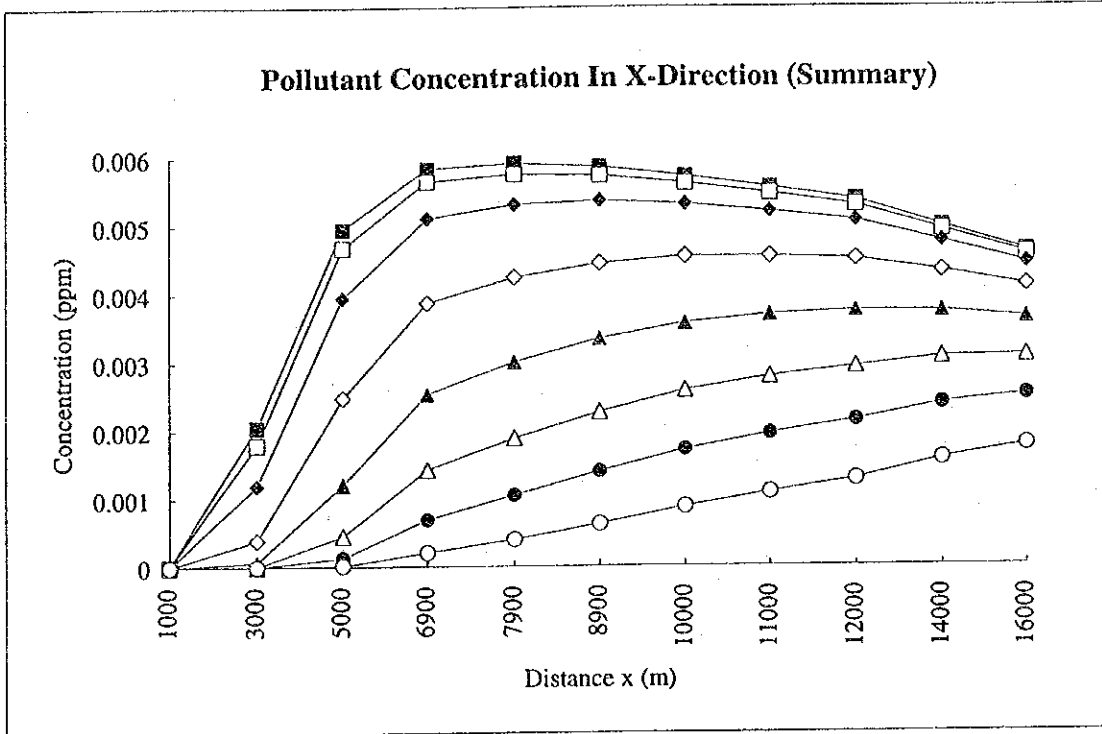
Plume rise (dH) =	157.016 (m)
-----------------------	-------------

Effective stack height (H_e) =	207.016 (m)
------------------------------------	-------------

Estimated Ground-Level Concentrations (ppm)

x(m) \ y(m)	0	200	400	700	1000	1300	1600	2000
1000	1.5E-07	5.31E-08	2.36E-09	4.52E-13	8.1E-19	1.36E-26	2.15E-36	1.28E-52
3000	0.002052	0.001791	0.00119	0.000387	6.8E-05	6.48E-06	3.35E-07	2.48E-09
5000	0.004953	0.004681	0.00395	0.002476	0.001203	0.000453	0.000132	1.72E-05
6900	0.005841	0.005648	0.005109	0.003875	0.002529	0.001419	0.000685	0.000205
7900	0.005921	0.005762	0.005313	0.00425	0.00301	0.001887	0.001048	0.000396
8900	0.005869	0.005738	0.005363	0.004454	0.003343	0.002267	0.00139	0.000618
10000	0.005727	0.00562	0.005311	0.004545	0.003573	0.002581	0.001712	0.000868
11000	0.005559	0.005468	0.005206	0.004548	0.003691	0.002783	0.001949	0.001081
12000	0.005372	0.005295	0.005071	0.004502	0.003747	0.002922	0.002136	0.001271
14000	0.004988	0.00493	0.004762	0.004329	0.003736	0.003061	0.002381	0.001571
16000	0.004621	0.004577	0.004447	0.004109	0.003637	0.003083	0.002503	0.001773





ANALYSIS FOR AIR POLLUTION - WIND (DAYTIME)

This is "Single Source Model" of the analysis for air pollution considering wind and calculates an average concentration for an hour at the ground level under the following assumptions.

1 Ground levels at receptors are uniform ($z=0$).

2 Mixing height (lid height) is not considered.

Pollutant : SO_x by Distilated Oil

Wind speed at Zs (Us) =	2.6 (m/s)
Height of wind measurement (Zs) =	10 (m)
Height of Stack (Ho) =	100 (m)
Exhaust gas temperature (Tc) =	90 (°C)
Exhaust gas volume (Q) =	280 (Nm ³ /s)
Calory of exhaust gas (Qh) =	6174000 (cal/s)
Pollutant emission rate (Qp) =	0.0225 (Nm ³ /s)
Pasquill stability (St) =	B

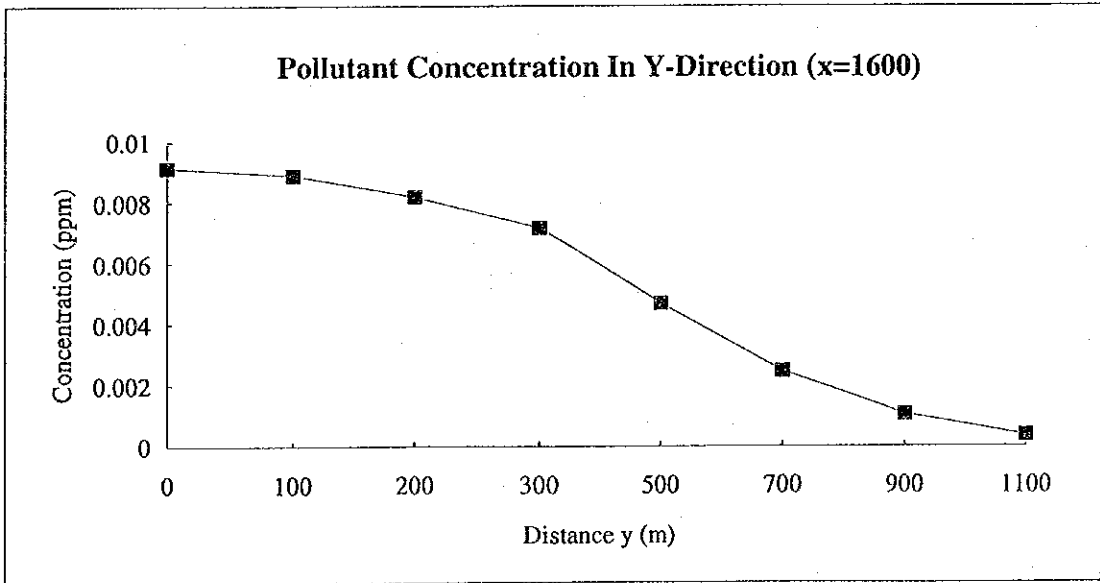
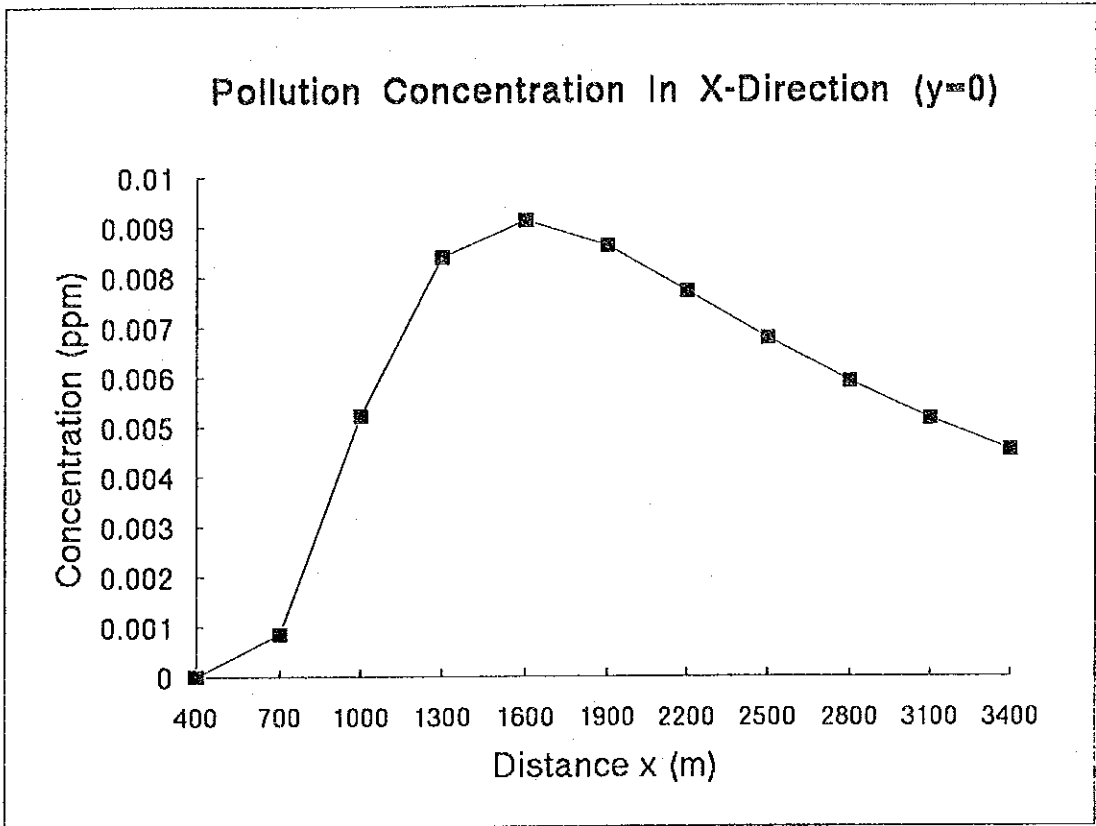
Wind speed at top of stack (U) = 3.67 (m/s)

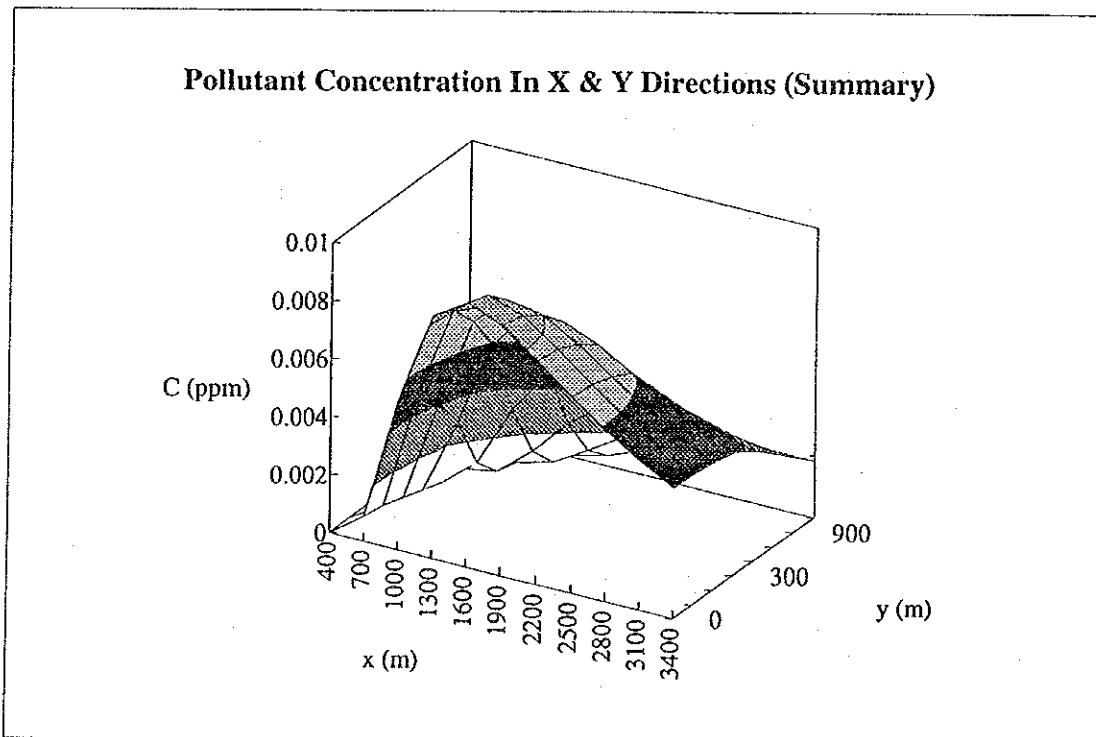
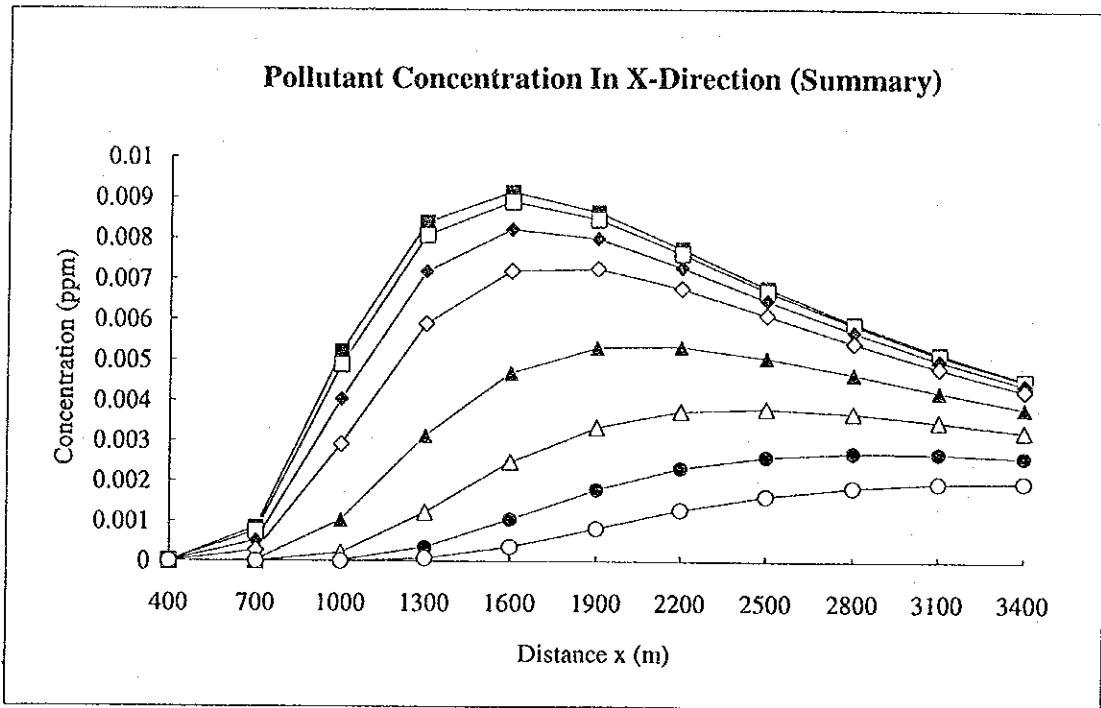
Plume rise (dH) = 163.8705 (m)

Effective stack height (He) = 263.8705 (m)

Estimated Ground-Level Concentrations (ppm)

y(m) x(m)	0	100	200	300	500	700	900	1100
400	9.75E-08	6.64E-08	2.1E-08	3.1E-09	6.72E-12	6.8E-16	3.21E-21	7.05E-28
700	0.000848	0.000746	0.000507	0.000266	3.39E-05	1.54E-06	2.51E-08	1.45E-10
1000	0.005217	0.004889	0.004025	0.00291	0.001031	0.000217	2.73E-05	2.04E-06
1300	0.008396	0.008071	0.007171	0.005888	0.003133	0.001216	0.000344	7.12E-05
1600	0.009131	0.008891	0.008206	0.00718	0.004682	0.002466	0.001049	0.00036
1900	0.008632	0.008466	0.007986	0.007247	0.00531	0.00333	0.001788	0.000822
2200	0.007728	0.007614	0.007282	0.006761	0.00533	0.003731	0.002319	0.00128
2500	0.006781	0.006701	0.006468	0.006098	0.005049	0.003805	0.002609	0.001628
2800	0.005916	0.00586	0.005693	0.005425	0.004651	0.003691	0.002713	0.001846
3100	0.005168	0.005127	0.005005	0.004808	0.004227	0.003486	0.002695	0.001954
3400	0.004534	0.004503	0.004411	0.004263	0.003822	0.003243	0.002606	0.001983





ANALYSIS FOR AIR POLLUTION - WIND (NIGHT)

This is "Single Source Model" of the analysis for air pollution considering wind and calculates an average concentration for an hour at the ground level under the following assumptions.

- 1 Ground levels at receptors are uniform ($z=0$).
- 2 Mixing height (lid height) is not considered.

Pollutant : SO_x by Distilated Oil

Wind speed at Z _s (U _s) =	2.6 (m/s)
Height of wind measurement (Z _s) =	10 (m)
Height of Stack (H _o) =	100 (m)
Exhaust gas temperature (T _c) =	90 (°C)
Exhaust gas volume (Q) =	280 (Nm ³ /s)
Calory of exhaust gas (Q _h) =	6174000 (cal/s)
Pollutant emission rate (Q _p) =	0.0225 (Nm ³ /s)
Pasquill stability (St) =	D

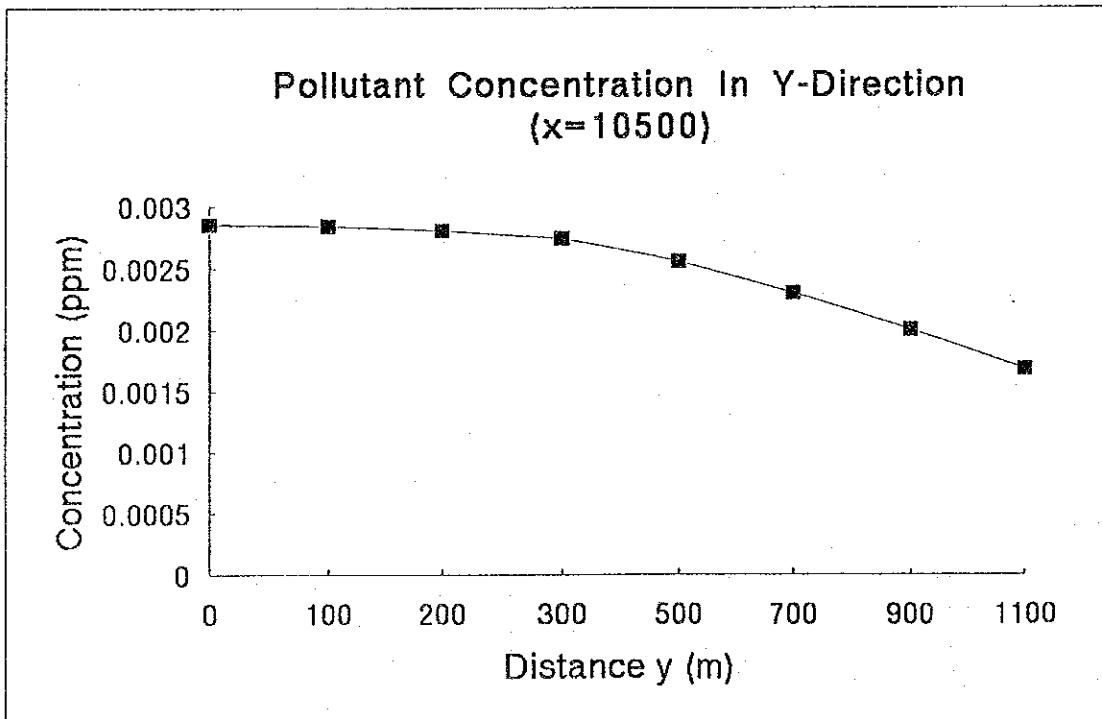
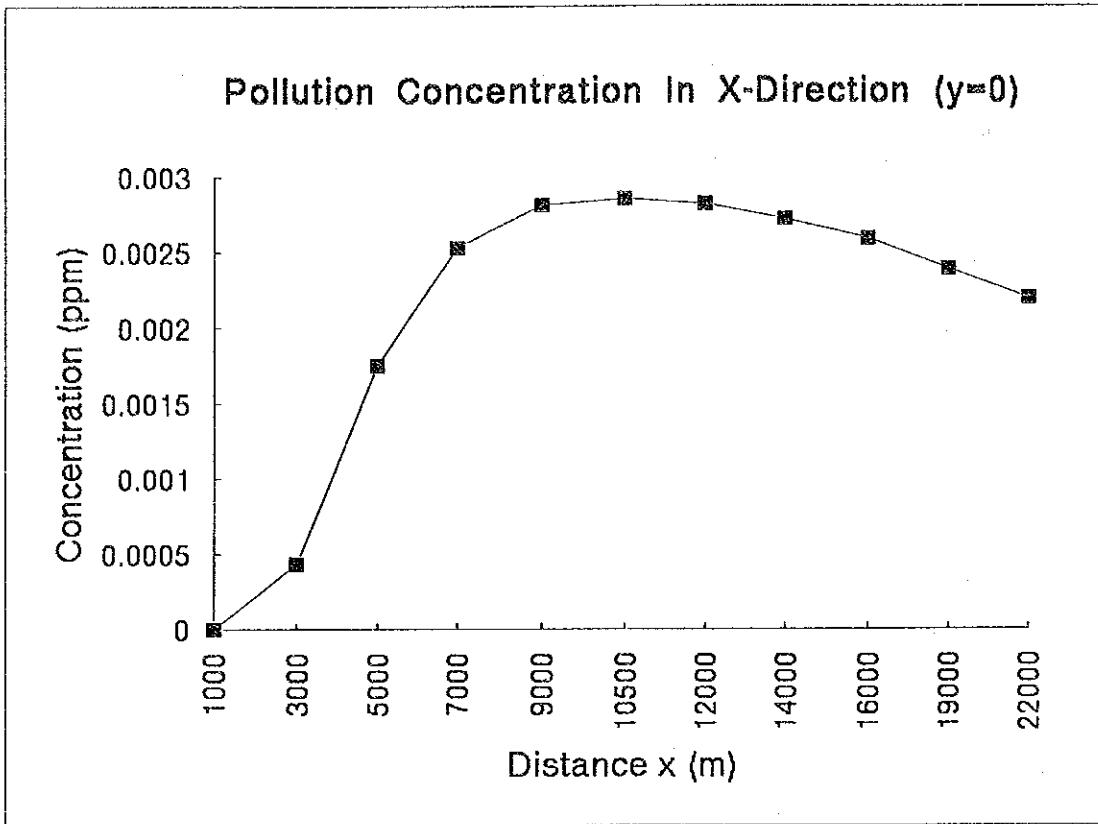
Wind speed at top of stack (U) = 4.62 (m/s)

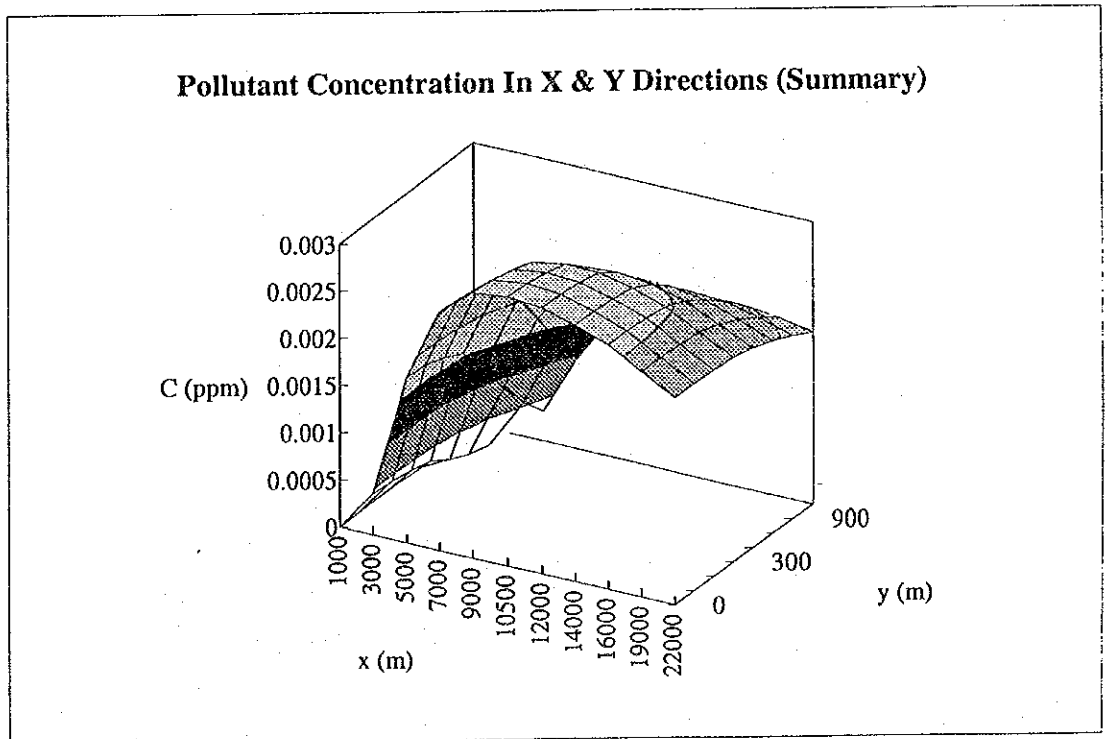
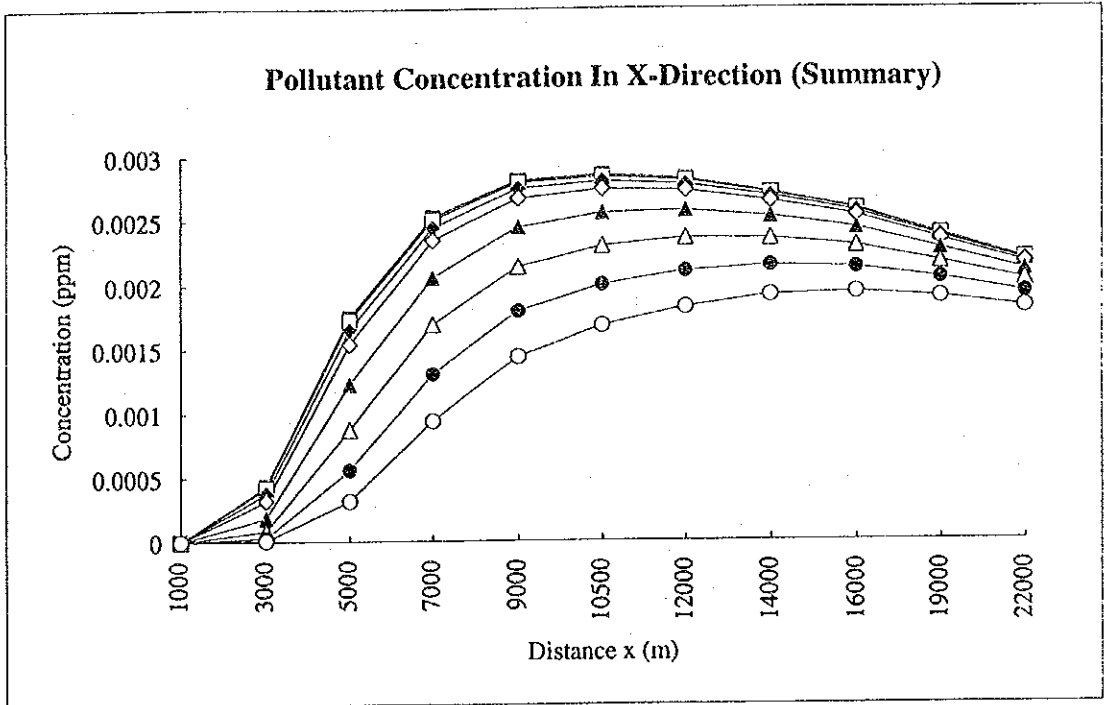
Plume rise (dH) = 137.8799 (m)

Effective stack height (H_e) = 237.8799 (m)

Estimated Ground-Level Concentrations (ppm)

y(m) x(m)	0	100	200	300	500	700	900	1100
1000	8.62E-10	6.65E-10	3.05E-10	8.34E-11	1.31E-12	2.6E-15	6.44E-19	2E-23
3000	0.000432	0.000418	0.000377	0.000318	0.000184	8.14E-05	2.74E-05	7.01E-06
5000	0.00175	0.001725	0.001654	0.001541	0.001229	0.000875	0.000556	0.000316
7000	0.00253	0.002509	0.002448	0.00235	0.002062	0.001694	0.001304	0.00094
9000	0.002814	0.002798	0.002752	0.002677	0.00245	0.002146	0.001798	0.001441
10500	0.002856	0.002843	0.002806	0.002745	0.002559	0.002303	0.002002	0.00168
12000	0.002822	0.002812	0.002782	0.002732	0.002579	0.002366	0.002108	0.001825
14000	0.002721	0.002713	0.002689	0.002651	0.002531	0.002362	0.002153	0.001918
16000	0.002592	0.002586	0.002567	0.002537	0.002441	0.002305	0.002135	0.00194
19000	0.00239	0.002386	0.002372	0.00235	0.00228	0.002178	0.00205	0.0019
22000	0.0022	0.002197	0.002186	0.002169	0.002116	0.002038	0.001939	0.001822





ANALYSIS FOR AIR POLLUTION - WIND (DAYTIME)

This is "Single Source Model" of the analysis for air pollution considering wind and calculates an average concentration for an hour at the ground level under the following assumptions.

- 1 Ground levels at receptors are uniform ($z=0$).
- 2 Mixing height (lid height) is not considered.

Pollutant : SO_x by Distilated Oil

Wind speed at Zs (Us) = 2.6 (m/s)
 Height of wind measurement (Zs) = 10 (m)
 Height of Stack (Ho) = 50 (m)
 Exhaust gas temperature (Tc) = 90 (°C)
 Exhaust gas volume (Q) = 280 (Nm³/s)
 Calory of exhaust gas (Qh) = 6174000 (cal/s)
 Pollutant emission rate (Qp) = 0.0225 (Nm³/s)
 Pasquill stability (St) = B

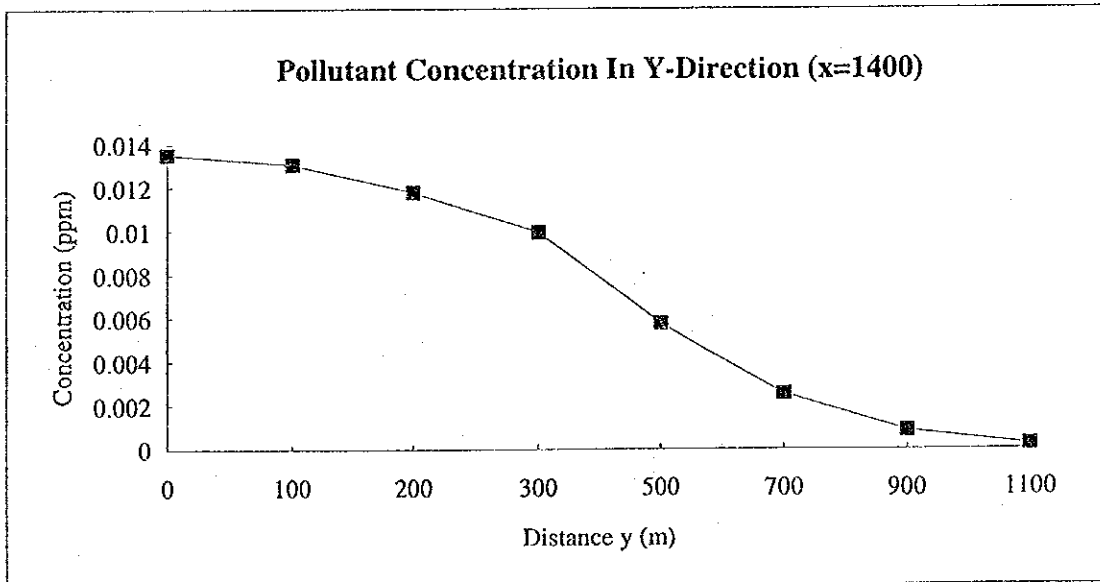
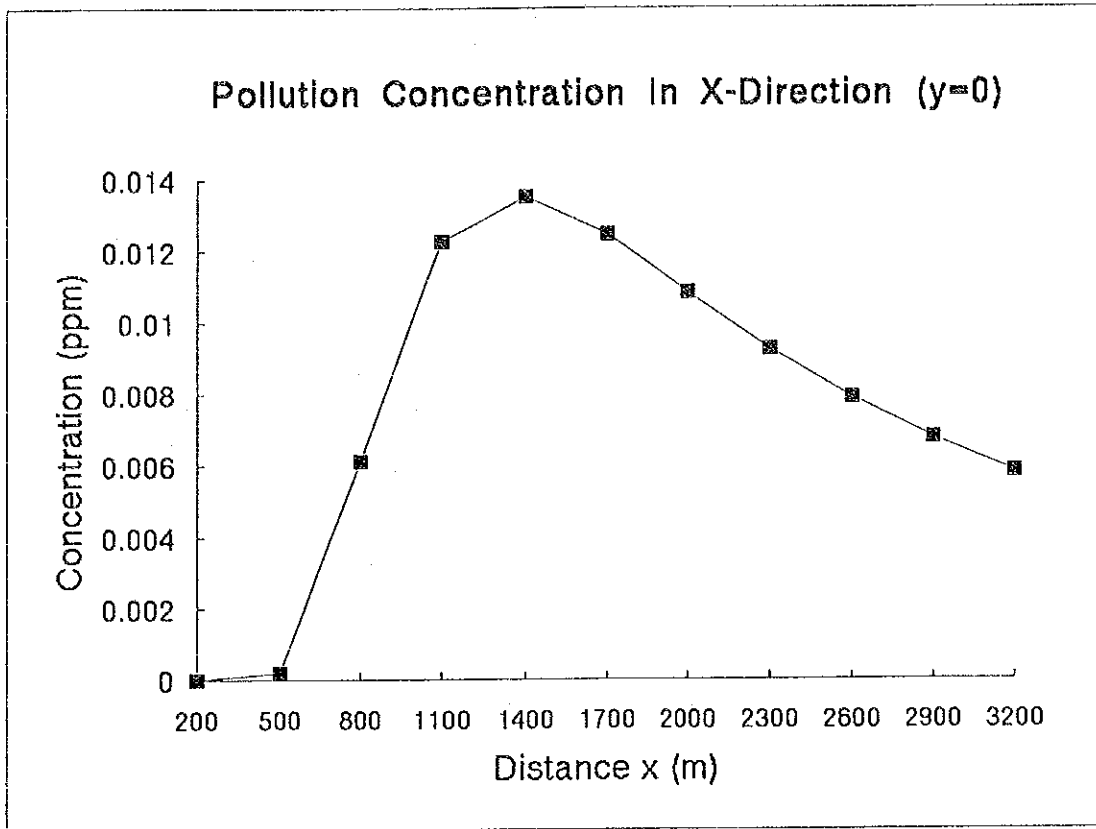
Wind speed at top of stack (U) = 3.31 (m/s)

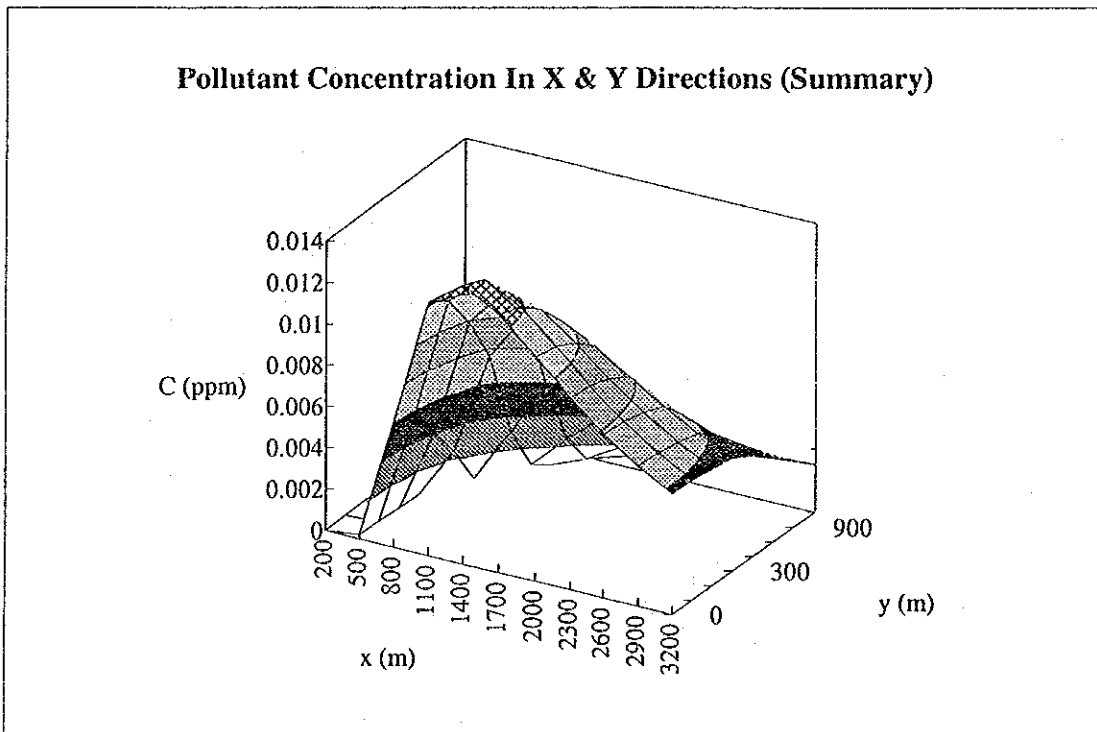
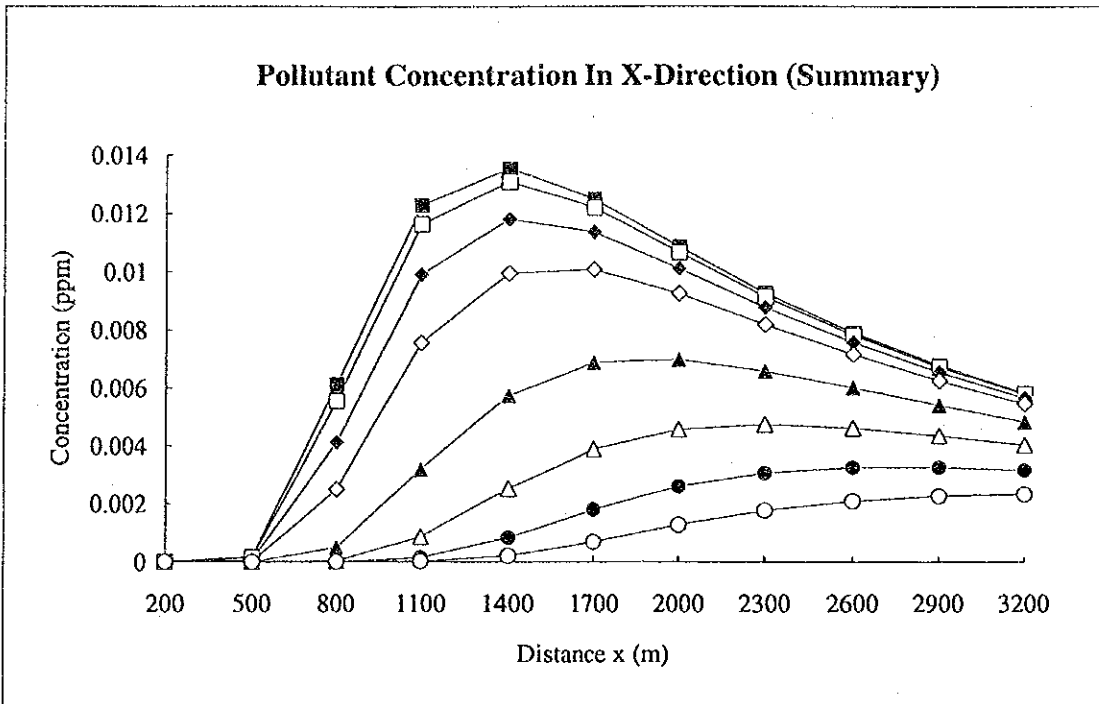
Plume rise (dH) = 177.1604 (m)

Effective stack height (He) = 227.1604 (m)

Estimated Ground-Level Concentrations (ppm)

y(m) x(m)	0	100	200	300	500	700	900	1100
200	5.5E-20	1.22E-20	1.34E-22	7.31E-26	2.6E-36	5.54E-52	7.04E-73	5.3E-99
500	0.000196	0.000153	7.27E-05	2.11E-05	4.01E-07	1.05E-09	3.8E-13	1.9E-17
800	0.006117	0.005538	0.004108	0.002498	0.000508	4.67E-05	1.93E-06	3.61E-08
1100	0.012264	0.011618	0.009878	0.007537	0.003172	0.000866	0.000153	1.76E-05
1400	0.013522	0.013066	0.011788	0.009931	0.005737	0.002519	0.000841	0.000213
1700	0.012468	0.012174	0.011332	0.010057	0.006864	0.003871	0.001803	0.000694
2000	0.010835	0.010645	0.010095	0.009241	0.006963	0.004554	0.002586	0.001274
2300	0.009252	0.009126	0.008758	0.008178	0.006567	0.004726	0.003048	0.001761
2600	0.007888	0.007802	0.007549	0.007145	0.005993	0.004604	0.003239	0.002087
2900	0.006758	0.006697	0.006518	0.00623	0.00539	0.004339	0.003248	0.002262
3200	0.005832	0.005788	0.005658	0.005447	0.004823	0.004019	0.003151	0.002325





ANALYSIS FOR AIR POLLUTION - WIND (NIGHT)

This is "Single Source Model" of the analysis for air pollution considering wind and calculates an average concentration for an hour at the ground level under the following assumptions.

- 1 Ground levels at receptors are uniform ($z=0$).
- 2 Mixing height (lid height) is not considered.

Pollutant : SO_x by Distilated Oil

Wind speed at Zs (Us) =	2.6 (m/s)
Height of wind measurement (Zs) =	10 (m)
Height of Stack (Ho) =	50 (m)
Exhaust gas temperature (Tc) =	90 (°C)
Exhaust gas volume (Q) =	280 (Nm ³ /s)
Calory of exhaust gas (Qh) =	6174000 (cal/s)
Pollutant emission rate (Qp) =	0.0225 (Nm ³ /s)
Pasquill stability (St) =	D

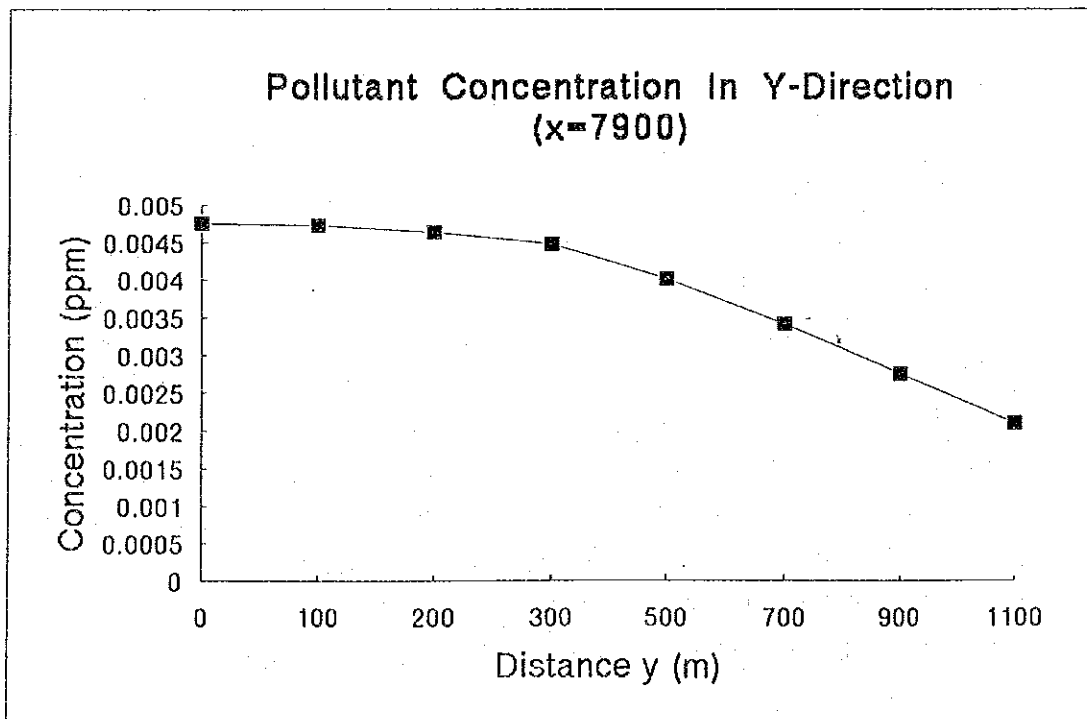
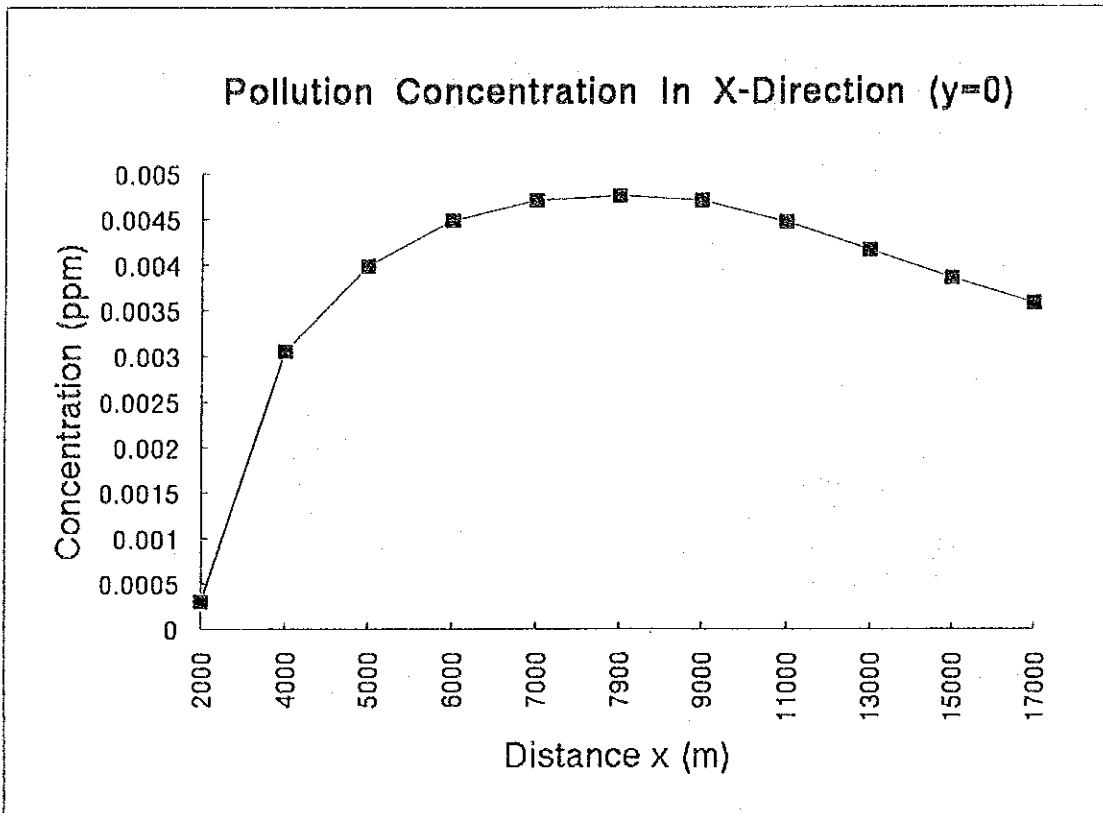
Wind speed at top of stack (U) = 3.89 (m/s)

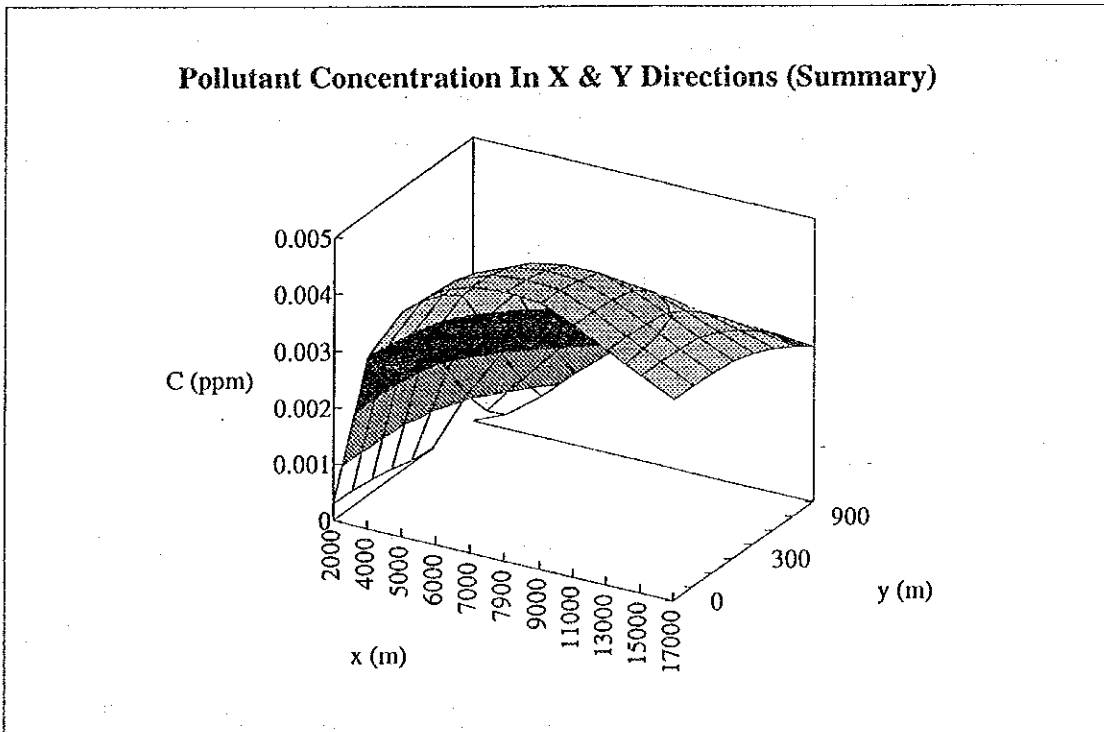
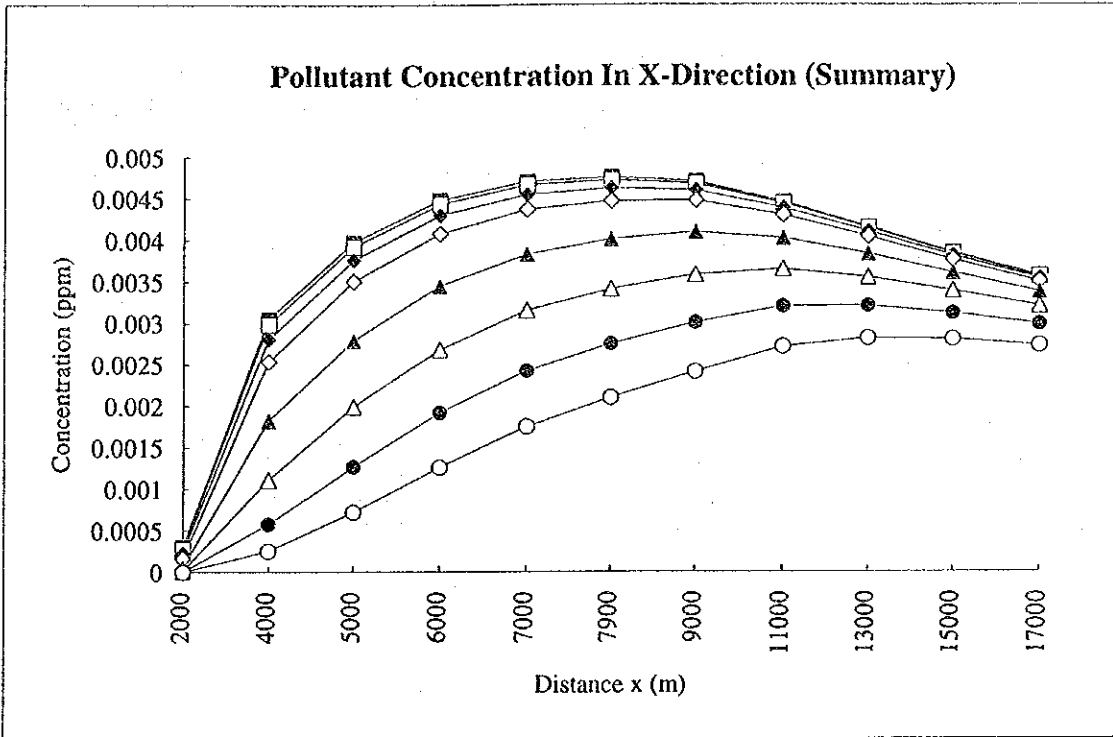
Plume rise (dH) = 157.016 (m)

Effective stack height (He) = 207.016 (m)

Estimated Ground-Level Concentrations (ppm)

x(m) \ y(m)	0	100	200	300	500	700	900	1100
2000	0.0003	0.00028	0.000226	0.000159	5.12E-05	9.37E-06	9.74E-07	5.75E-08
4000	0.003052	0.00299	0.00281	0.002535	0.001822	0.00111	0.000574	0.000251
5000	0.00398	0.003924	0.003761	0.003504	0.002794	0.00199	0.001265	0.000718
6000	0.004484	0.004438	0.0043	0.004081	0.003451	0.002683	0.001918	0.001261
7000	0.004707	0.004668	0.004555	0.004372	0.003836	0.003152	0.002426	0.001749
7900	0.004758	0.004726	0.004631	0.004477	0.004017	0.003415	0.002751	0.002098
9000	0.004708	0.004682	0.004605	0.004479	0.0041	0.00359	0.003008	0.00241
11000	0.004467	0.004448	0.004394	0.004305	0.004032	0.003655	0.003206	0.002722
13000	0.004162	0.004149	0.004109	0.004043	0.003841	0.003556	0.003209	0.002822
15000	0.003858	0.003848	0.003818	0.003768	0.003613	0.003393	0.00312	0.002809
17000	0.003576	0.003568	0.003544	0.003506	0.003384	0.00321	0.002991	0.002739





ANALYSIS FOR AIR POLLUTION - NO WIND (DAYTIME)

This is "Single Source Model" of the analysis for air pollution when no wind blows and calculate an average concentration for an hour at the ground level under the following assumptions.

- 1 Ground levels at receptors are uniform ($z=0$).
- 2 Mixing height (lid height) is not considered.

Pollutant : NOx by Natural Gas

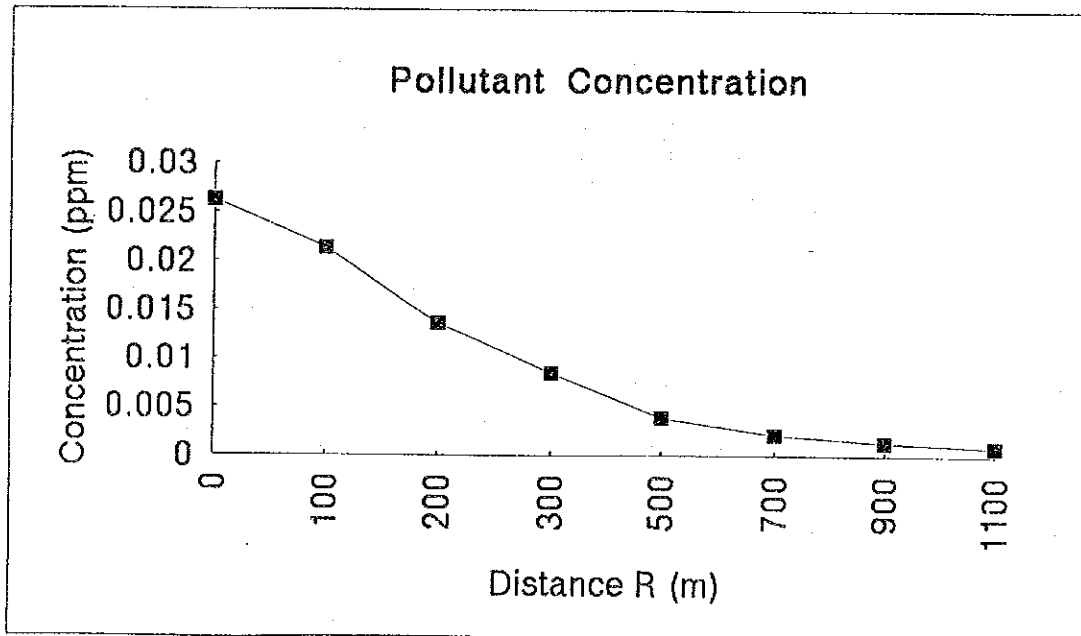
Daytime or night? (D or N)	D
Vertical temperature gradient (Tz)=	0.003 (°C)
Height of Stack (H_o) =	100 (m)
Exhaust gas temperature (T_c) =	90 (°C)
Exhaust gas volume (Q) =	280 (Nm ³ /s)
Calory of exhaust gas (Q_h) =	6174000 (cal/s)
Pollutant emission rate (Q_p) =	0.028 (Nm ³ /s)
Pasquill stability (St) =	A

Plume rise (dH) = 107.9196 (m)

Effective stack height (H_e) = 207.9196 (m)

Estimated Ground-Level Concentrations (ppm)

R(m)	0	100	200	300	500	700	900	1100
C	0.02621	0.021286	0.013614	0.008505	0.003864	0.002125	0.001328	0.000904



ANALYSIS FOR AIR POLLUTION - NO WIND (NIGHT)

This is "Single Source Model" of the analysis for air pollution when no wind blows and calculate an average concentration for an hour at the ground level under the following assumptions.

- 1 Ground levels at receptors are uniform ($z=0$).
- 2 Mixing height (lid height) is not considered.

Pollutant : NO_x by Natural Gas

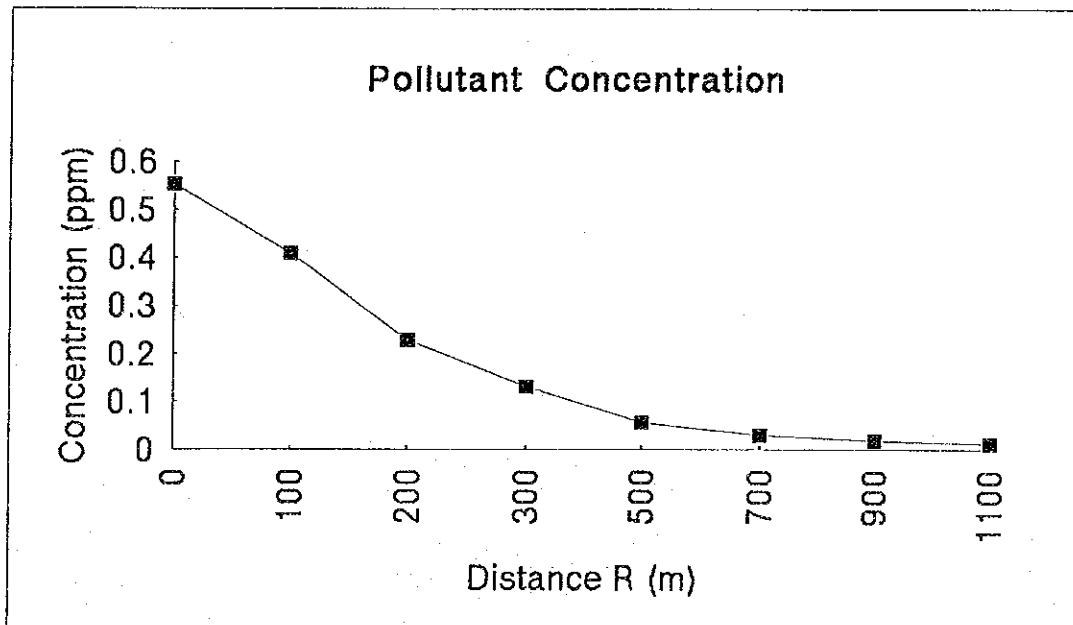
Daytime or night? (D or N)	N
Vertical temperature gradient (Tz)=	0.01 (°C)
Height of Stack (H _o) =	100 (m)
Exhaust gas temperature (T _c) =	90 (°C)
Exhaust gas volume (Q) =	280 (Nm ³ /s)
Calory of exhaust gas (Q _h) =	6174000 (cal/s)
Pollutant emission rate (Q _p) =	0.028 (Nm ³ /s)
Pasquill stability (St) =	D

Plume rise (dH) = 68.71015 (m)

Effective stack height (H_e) = 168.7101 (m)

Estimated Ground-Level Concentrations (ppm)

R(m)	0	100	200	300	500	700	900	1100
C	0.552413	0.408856	0.229744	0.132789	0.056496	0.030344	0.018764	0.012703



ANALYSIS FOR AIR POLLUTION - NO WIND (DAYTIME)

This is "Single Source Model" of the analysis for air pollution when no wind blows and calculate an average concentration for an hour at the ground level under the following assumptions.

- 1 Ground levels at receptors are uniform ($z=0$).
- 2 Mixing height (lid height) is not considered.

Pollutant : NO_x by Natural Gas

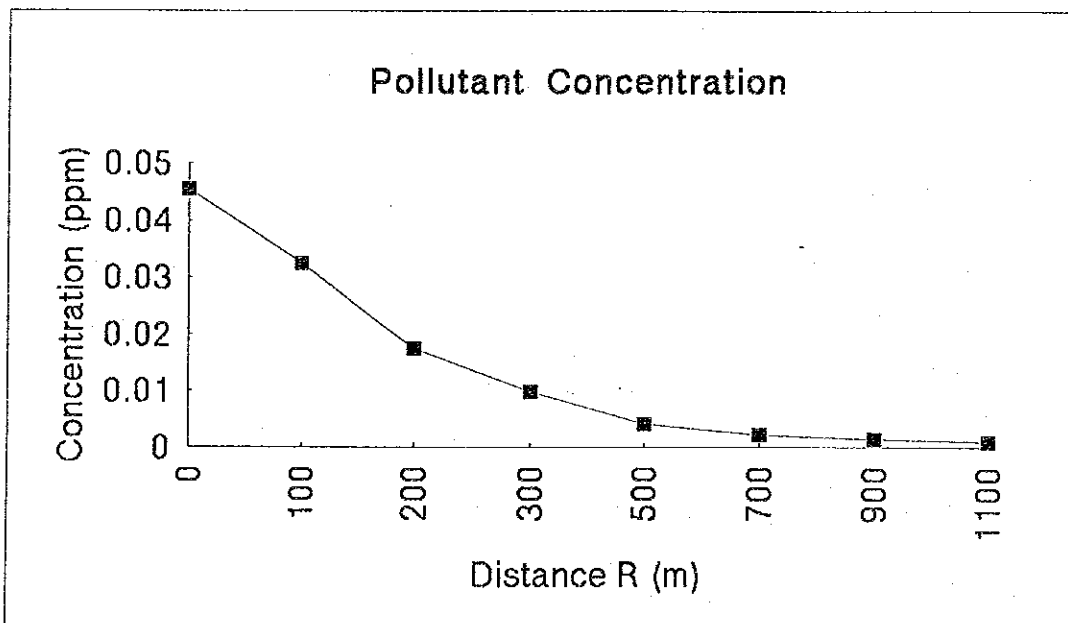
Daytime or night? (D or N)	D
Vertical temperature gradient (Tz)=	0.003 (°C)
Height of Stack (H _o) =	50 (m)
Exhaust gas temperature (T _c) =	90 (°C)
Exhaust gas volume (Q) =	280 (Nm ³ /s)
Calory of exhaust gas (Q _h) =	6174000 (cal/s)
Pollutant emission rate (Q _p) =	0.028 (Nm ³ /s)
Pasquill stability (St) =	A

Plume rise (dH) = 107.9196 (m)

Effective stack height (H_e) = 157.9196 (m)

Estimated Ground-Level Concentrations (ppm)

R(m)	0	100	200	300	500	700	900	1100
C	0.045435	0.032431	0.017449	0.009858	0.004121	0.0022	0.001357	0.000918



ANALYSIS FOR AIR POLLUTION - NO WIND (NIGHT)

This is "Single Source Model" of the analysis for air pollution when no wind blows and calculate an average concentration for an hour at the ground level under the following assumptions.

- 1 Ground levels at receptors are uniform ($z=0$).
- 2 Mixing height (lid height) is not considered.

Pollutant : NO_x by Natural Gas

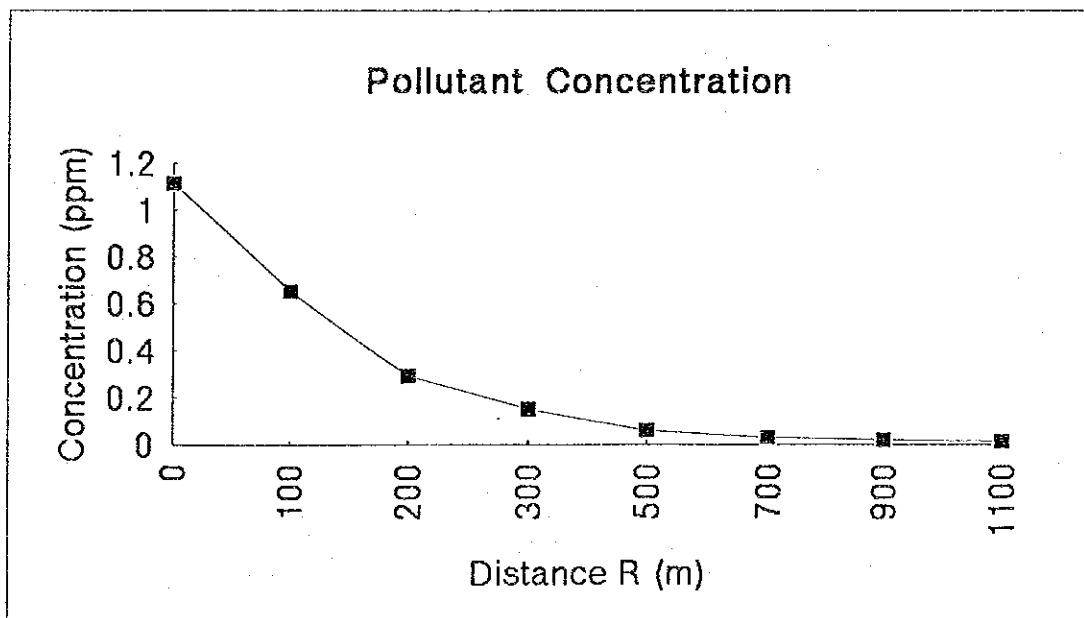
Daytime or night? (D or N)	N
Vertical temperature gradient (Tz)=	0.01 (°C)
Height of Stack (H _o) =	50 (m)
Exhaust gas temperature (T _c) =	90 (°C)
Exhaust gas volume (Q) =	280 (Nm ³ /s)
Calory of exhaust gas (Q _h) =	6174000 (cal/s)
Pollutant emission rate (Q _p) =	0.028 (Nm ³ /s)
Pasquill stability (St) =	D

Plume rise (dH) = 68.71015 (m)

Effective stack height (H_e) = 118.7101 (m)

Estimated Ground-Level Concentrations (ppm)

R(m)	0	100	200	300	500	700	900	1100
C	1.115068	0.652564	0.290762	0.151119	0.05957	0.031209	0.019091	0.012853



ANALYSIS FOR AIR POLLUTION - NO WIND (DAYTIME)

This is "Single Source Model" of the analysis for air pollution when no wind blows and calculate an average concentration for an hour at the ground level under the following assumptions.

- 1 Ground levels at receptors are uniform ($z=0$).
- 2 Mixing height (lid height) is not considered.

Pollutant : SO_x by Distilated Oil

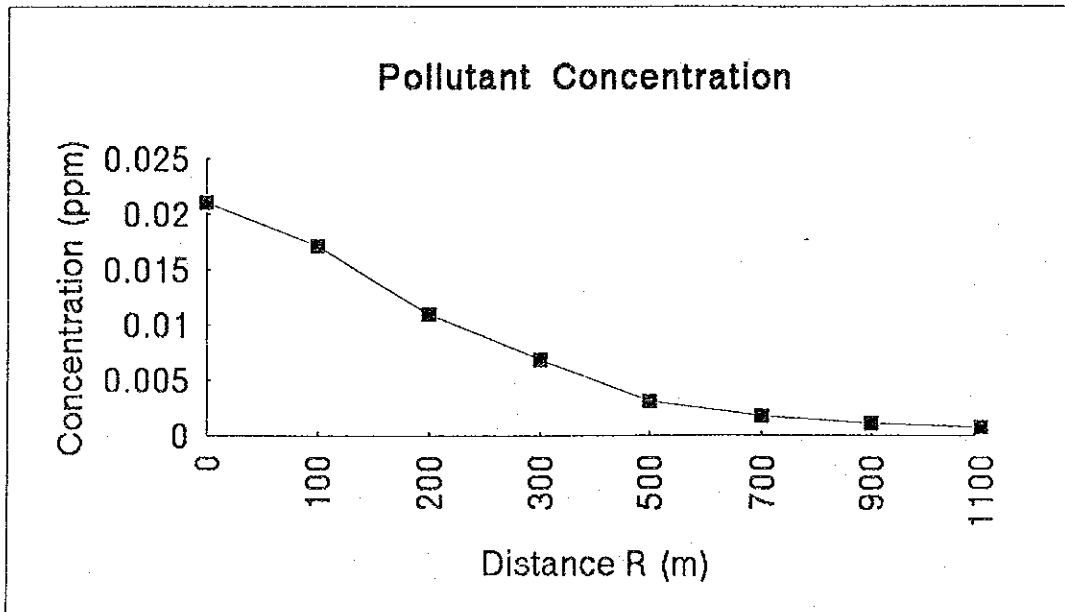
Daytime or night? (D or N)	D
Vertical temperature gradient (Tz)=	0.003 (°C)
Height of Stack (H _o) =	100 (m)
Exhaust gas temperature (T _c) =	90 (°C)
Exhaust gas volume (Q) =	280 (Nm ³ /s)
Calory of exhaust gas (Q _h) =	6174000 (cal/s)
Pollutant emission rate (Q _p) =	0.0225 (Nm ³ /s)
Pasquill stability (St) =	A

Plume rise (dH) = 107.9196 (m)

Effective stack height (H_e) = 207.9196 (m)

Estimated Ground-Level Concentrations (ppm)

R(m)	0	100	200	300	500	700	900	1100
C	0.021062	0.017105	0.01094	0.006834	0.003105	0.001708	0.001067	0.000727



ANALYSIS FOR AIR POLLUTION - NO WIND (NIGHT)

This is "Single Source Model" of the analysis for air pollution when no wind blows and calculates an average concentration for an hour at the ground level under the following assumptions.

- 1 Ground levels at receptors are uniform ($z=0$).
- 2 Mixing height (lid height) is not considered.

Pollutant : SOx by Distilated Oil

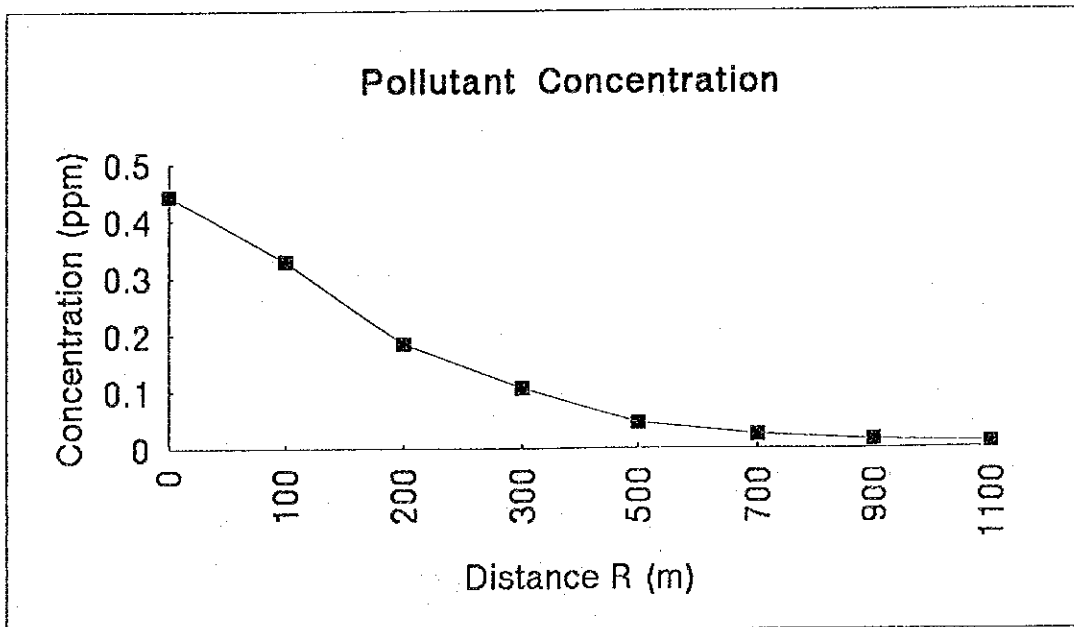
Daytime or night? (D or N)	N
Vertical temperature gradient (Tz)=	0.01 (°C)
Height of Stack (Ho) =	100 (m)
Exhaust gas temperature (Tc) =	90 (°C)
Exhaust gas volume (Q) =	280 (Nm ³ /s)
Calory of exhaust gas (Qh) =	6174000 (cal/s)
Pollutant emission rate (Qp) =	0.0225 (Nm ³ /s)
Pasquill stability (St) =	D

Plume rise (dH) = 68.71015 (m)

Effective stack height (He) = 168.7101 (m)

Estimated Ground-Level Concentrations (ppm)

R(m)	0	100	200	300	500	700	900	1100
C	0.443903	0.328545	0.184615	0.106706	0.045398	0.024384	0.015078	0.010208



ANALYSIS FOR AIR POLLUTION - NO WIND (DAYTIME)

This is "Single Source Model" of the analysis for air pollution when no wind blows and calculates an average concentration for an hour at the ground level under the following assumptions.

- 1 Ground levels at receptors are uniform ($z=0$).
- 2 Mixing height (lid height) is not considered.

Pollutant : SO_x by Distilated Oil

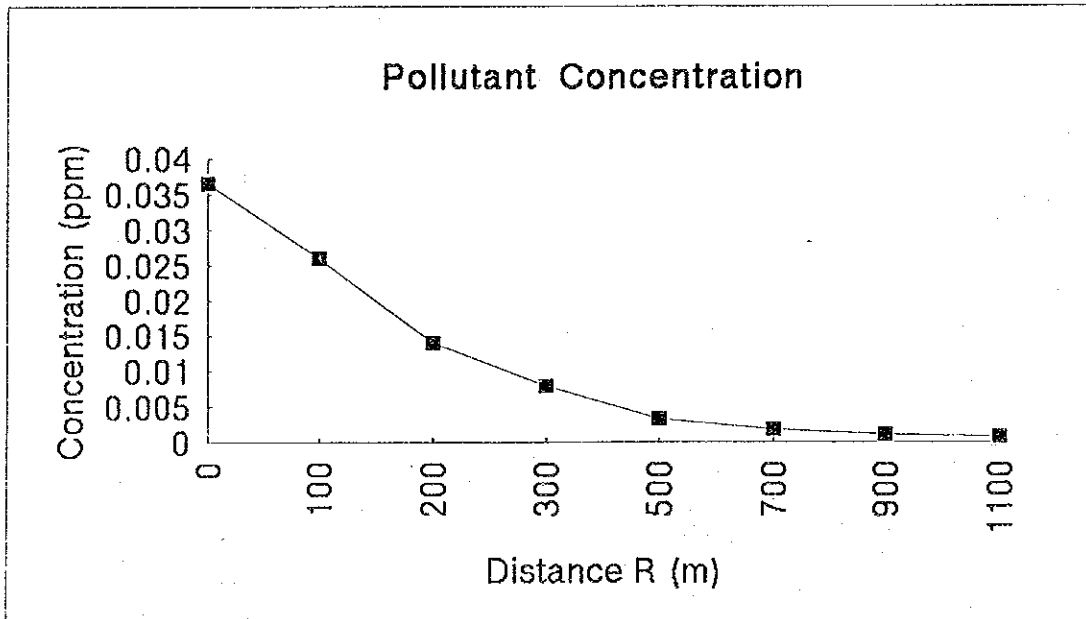
Daytime or night? (D or N)	D
Vertical temperature gradient (Tz)=	0.003 (°C)
Height of Stack (H _o) =	50 (m)
Exhaust gas temperature (T _c) =	90 (°C)
Exhaust gas volume (Q) =	280 (Nm ³ /s)
Calory of exhaust gas (Q _h) =	6174000 (cal/s)
Pollutant emission rate (Q _p) =	0.0225 (Nm ³ /s)
Pasquill stability (St) =	A

Plume rise (dH) = 107.9196 (m)

Effective stack height (H_e) = 157.9196 (m)

Estimated Ground-Level Concentrations (ppm)

R(m)	0	100	200	300	500	700	900	1100
C	0.03651	0.02606	0.014021	0.007922	0.003312	0.001768	0.001091	0.000737



ANALYSIS FOR AIR POLLUTION - NO WIND (NIGHT)

This is "Single Source Model" of the analysis for air pollution when no wind blows and calculates an average concentration for an hour at the ground level under the following assumptions.

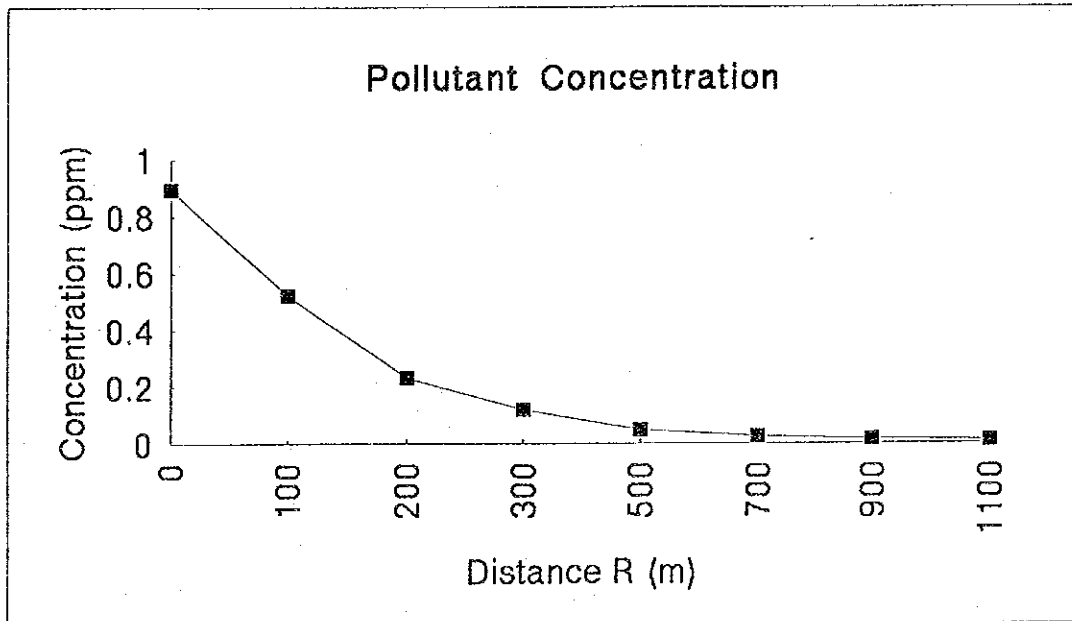
- 1 Ground levels at receptors are uniform ($z=0$).
- 2 Mixing height (lid height) is not considered.

Pollutant : SO_x by Distilated Oil

Daytime or night? (D or N)	N
Vertical temperature gradient (Tz)=	0.01 (°C)
Height of Stack (H _o) =	50 (m)
Exhaust gas temperature (T _c) =	90 (°C)
Exhaust gas volume (Q) =	280 (Nm ³ /s)
Calory of exhaust gas (Q _h) =	6174000 (cal/s)
Pollutant emission rate (Q _p) =	0.0225 (Nm ³ /s)
Pasquill stability (St) =	D
Plume rise (dH) =	68.71015 (m)
Effective stack height (H _e) =	118.7101 (m)

Estimated Ground-Level Concentrations (ppm)

R(m)	0	100	200	300	500	700	900	1100
C	0.896037	0.524382	0.233648	0.121435	0.047869	0.025079	0.015341	0.010328



Appendix 16.1 Billing charges

		Collection (annual aggregate)	Rate of charge
		R.O.	
Government consumers	up to	5,000,000	1.5%
		15,000,000	1.75%
	over	15,000,000	2%
Private consumers	up to	5,000,000	3.75%
		15,000,000	4.85%
	over	15,000,000	5.95%

Note: Charges are made to the Government by a company named Oman Investment and Finance Company, which is contracted by the Government for the metering and billing.

Appendix 16.2 Capital investments in water transmission/distribution facilities

1991-1995

Item	Total	Disbursement schedule				
		1991	1992	1993	1994	1995
1 Improvements to the water network	9,000,000	9,000,000				
2 Automatic gaging of water level and outflows in tanks	150,000		150,000			
3 Control in water leakage	550,000		550,000			
4 Purchasing pipes and valves--Phase I	250,000		250,000			
5 Computerization	50,000		50,000			
6 Extension of water network (Muscat buckets)	75,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000
7 Improvement in water quality for the purpose of flexibility and better operation	200,000		200,000			
8 Repair, replacement of water meters and valves in tanks	200,000			200,000		

Note: 1991-1993: Actually disbursed.

In addition, 65,000,000 R.O. has been allocated for desalination facilities. It is reported that 41 kilometers of 1,000 mm transmission pipe line was installed last year, for which cost does not appear in this table.

APPENDIX 16.3 Economic Prices

The overall goal of the financial and economic analysis is to assess the level of "profitability" of the project concerned. In doing so, the financial analysis takes the market prices for the project's inputs and outputs, as those prices are actual to the project. The economic analysis, on the other hand, is concerned about the profitability of investing in the project to the society as a whole or the overall impact of the project on the nation's economy. Therefore, it is concerned about the real costs and benefits of the project's inputs and outputs to the nation, which may not be represented accurately by their market prices. Market prices can be distorted by the monopolistic practices of industries, and taxes, subsidies, quotas, and other regulatory measures of the country. Those distorted prices do not present real economic values and therefore, they, in the economic analysis, have to be "shadow priced" to reflect such values.

1. Economic prices of inputs

Project inputs are often classified into three broad categories, traded goods, non-traded goods, and primary production factors such as land and labor. Traded goods are imported goods, and non-traded goods are domestically produced goods. The main traded goods, as far as the Project is concerned, are power generation and desalination plant equipment. Cement, which is produced by the Oman Cement Company, can also be a traded good, when it, if not consumed locally, is exported. Non-traded goods are those which by their nature are supplied and consumed locally, and cover internal transportation (including that for imported capital equipment), overhead expenses, and construction materials such as gravels and sand.¹

Economic prices or shadow prices of traded goods are international prices, or to be more accurate, so-called border prices. For the border price of an import good, the shadow price would be the c.i.f. (cost including insurance and freight) price at the nearest port plus related local transportation cost.² The foreign cost components are all at c.i.f. prices, and include the transportation costs from the Madinat Qaboos Port to Barka. For financial costs, import duties, if any, have to be added to the economic costs. We, however, expect that no import taxes will be applied to the Project.

¹ The outputs of the Project, namely, electricity and water are also non-traded goods, as they are only for domestic consumption.

² Border prices for export goods are FOB minus domestic transfer costs.

Costs of none of the non-traded goods for the Project are comparatively large. In this case, it is not improper to use an average factor to derive shadow prices for all the non-traded goods. This factor can be called supplied conversion factor, and is meant to serve as an average of the conversion factors for various non-traded goods.³ Because domestic industries are protected from foreign competition and also because the competition among local industries is relatively low in Oman, prices of domestic products may be distorted by the industries' monopolistic behavior. Non-traded goods may contain trade materials, which are subject to 5% duties. Taking into account these elements, we assume a standard conversion factor of 0.9.

Natural gas will be used as the main fuel for the operation of the Project. The county's gas is currently consumed domestically, and not exported, while studies have been made into possible sales to foreign countries through undersea pipe line transportation or in the form of LNG. Since 1985, the price of gas has been kept at 0.0283 R.O. per cubic meter. Regarding the real economic price of gas, we will make an analysis immediately after this section. Also, for the economic price of electricity, the actual generation cost will be adapted.

Land and labor are the primary production factors of the Project. The Project's site is located along the beach, outside the town of Barka, and is as large as 61 hectares. Since the land is contributed by the Royal Family, no financial cost will be incurred to the Project. The adjacent area of the site is under-utilized, with no houses or agricultural activities. The land has no unique features, with many comparable properties along the coast. The land price could be a few millions of Real Omani. Nevertheless, simply because the land price would be small compared to the total cost of the Project and because the foregone cost of not using the land for other purposes would be insignificant, we will disregard the land cost in our economic analysis.

Most of the labor required, both skilled and non-skilled workers, will be from foreign countries. Foreign labor is a traded input, of which conversion factor can be computed by dividing the forgone foreign exchange plus the workers' subsistence in the country by the financial wages paid by the Project. We assume the overall conversion factor of the labor required will be at 0.9, indicating that the economic border value of labor is 90% of what the Project will pay for the labor.

³ Conversion factor = Economic border value / Financial value.

In sum, for domestic cost components including non-traded goods and labor, we will apply the conversion factor of 0.9. No economic cost is assumed for the land.

2. Economic price of natural gas

Compared with the initial capital investment, the cost of fuel (natural gas) for the operation of the Project is not high. In the long run, however, it is worth assigning an economic price to the natural gas.

The country has proven reserves of natural gas amounting 17 TCF. If the reserved gas is consumed in such a way in which it depletes in 20 years, approximately 260 billion cubic feet of gas can be consumed annually. By comparison, 2.044 billion cubic feet of gas was consumed in 1993, including 1.577 billion cubic feet for power generation and 0.467 for water production.

In determining the economic value of natural gas or its opportunity cost, options have to be explored for the "use" of natural gas. First, gas can be left underground for future use, say, until oil runs out. Secondly, gas can be liquidified and exported by ship. Negotiations are reportedly under way with potential partners for a LNG project. Thirdly, gas can be exported through gas pipes. In fact, a feasibility study was proposed in 1993 for a plan to install undersea gas pipes to India, although the proposal was reportedly dropped later. This option is not likely to be taken, and therefore is not considered here.

The first option concerns the opportunity cost of not deterring the use of natural gas until sometime in the future. We assume that the country's oil will be exhausted in 20 years and then gas will be used as the main energy source. The opportunity cost, therefore, will be equivalent to the present worth of oil used in 20 years from now. We assume the discount factor at 8% and the oil price in 20 years at US\$28 per barrel. With the calorific values of 10.35 KWH/CM for natural gas and 10.6 KWH/l for crude oil, the opportunity cost is computed at \$0.04200 per cubic meter ($= \$28/\text{barrel} / 1591/\text{barrel} \times 10.6 \text{ KWH/l} / 10.3 \text{ KWH/CM} \times 0.2317$). The biggest problem of this option is simply that future is not known regarding the availability or the reserve of oil and/or natural gas.

The second option concerned is the world LNG price, although LNG prices vary significantly among projects. It is reported that the prices of LNG currently offered

include $\$7.936 \times 10^{-6}$ per kcal by Vietnam and $\$12 \times 10^{-6}$ per kcal by Qatar. At the calorific value of $7,968 \text{ kcal/m}^3$ for Oman's natural gas, these prices are equivalent to $\$0.063234$ per cubic meter and $\$0.095616$ per cubic meter, respectively. It should be noted that these prices are merely asking prices, and the final prices agreed by both parties can be significantly lower.

Taking the average of these two prices as the price of the second option, the current actual price, the price of the first option and the price of the second option are compared to each other as follows:

Actual (market) price:	$\$7.36 \times 10^{-2}/\text{m}^3$ ($2.83 \times 10^{-2} \text{ R.O.}/\text{m}^3$)
Price of 1st option:	$\$4.20 \times 10^{-2}/\text{m}^3$
Price of 2nd option:	$\$7.94 \times 10^{-2}/\text{m}^3$

With too many unknowns, however, we do not shadow-price the cost of natural gas. And for the purpose of simplification, the actual price will be shadow-priced at the same conversion factor that is used for other local input components.

3. Economic prices of outputs

The shadow price or the economic price of the project outputs can be measured by the benefits received from the increased supply of the outputs. It can be also measured by consumer surplus, which is the difference between what consumers are prepared or willing to pay for the outputs and what they actually pay.⁴

For a utility project, even a crude estimation of its benefit is difficult, as we do not know how to measure the benefit an individual gets, for example, by becoming able to use an air-conditioner. The consumer surplus of an industrial enterprise for public power can be measured by comparing the cost it pays for the power and the cost it would have to pay by having its own captive power. This type of case, however, is quite rare.

Basically, benefits generated by utilities projects are not quantifiable. For this reason, the usual practice is to ignore the consumer surplus and equate the benefits with the revenues received from the consumers. It must be noted, however, that this revenue-base approach is likely to underestimate the benefits, as the consumer surplus is often

⁴ Strictly speaking, there may be external benefits that the individual consumers do not perceive, and as a result, their willing to pay will be underestimated.

grossly higher than what consumers pay even in countries where utilities are provided at cost.

In this study, we take a revenue-based approach as well as an approach where the Project's cost is compared with the cost that would be incurred by an alternative method of producing or supplying the same outputs.

APPENDIX 16.4 Capital and operating costs

Table 1 shows the unit rate of operating cost used for the calculation of the operating cost of each alternative. Some explanation concerning the unit rate is also provided below. Tables 2 to 5 compare estimated capital and operating costs of four alternatives.

Table 1 Unit rate of operating cost

Electricity				
Item	Unit	BPST	CC	
Fuel cost	R.O./kWh	0.00444	0.00703	
Manpower	R.O./kWh	0.00042	0.00021	
Spares	R.O./kWh	0.00057	0.00029	
Others	R.O./kWh	0.00020	0.00010	
Sub total	R.O./kWh	0.00563	0.00763	
Water				
Item	Unit	MSF	RO	
Fuel cost	R.O./m3	0.30114		
Electric. cost	R.O./m3		0.09520	
Manpower	R.O./m3	0.01703	0.00538	
Chemicals & consumables	R.O./m3	0.01708	0.02061	
Spares & membrane replacement	R.O./m3	0.03102	0.09358	
Sub total	R.O./m3	0.36627	0.21477	
Unit rate of energy consumption				
Item	Unit	BPST/MSF	CC/RO	
Calorific value of NG	kcal/m3N	7210	7210	
Gene. effic.	%	19	48	
NG consumption per kWh	m3N/kWh	0.62778305	0.24849746	
NG cost	R.O./m3N	0.0283	0.0283	
Power energy cost	R.O./kWh	0.01777	0.00703	
Cost shear	Elec.	0.25	1	
	Water	0.75		
NG cost per elect.	R.O./kWh	0.00444		
Power gene. per water	kWh/m3	22.6		
Power consumption per water	kWh/m3	5.4	6.8	
Power export per water	kWh/m3	17.2		
Energy cost per water	R.O./m3	0.30114		
Export rate				
Item	Unit	C.C.	BPST	Water
Inplant consumption	%	2.0	24.2	2.0
Export rate		0.98	0.758	0.98

Note: CC: Combined cycle
BPST: Back pressure steam turbine

1. Unit rates for electricity (for power plant)

(1) Fuel cost

Fuel cost is calculated by using the following formula:

$$Gf = 860/(n.H)$$

$$Pf = Gf \times Uf$$

where,

Gf: fuel consumption (m³N/KWH)

Pf: fuel cost (R.O./KWH)

n: thermal efficiency of the plant

0.19 - Back pressure steam turbine plant (BPST)

0.48 - Combined cycle plant (C/C)

H: heating value of natural gas LHV = 7,210 kcal/M³N

Uf: unit fuel cost 0.0283 R.O./m³N

Further fuel cost Pf for BPST is shared between power plant and desalination plant as a ratio of 0.25 and 0.75 based on the heat utilization rate of 80% which is divided into 19% for power and 61% for water.

Thus Pf for the Barka Project is set at:

0.00444 R.O./KWH for BPST

0.00703 R.O./KWH for C/C

(2) Manpower

Manpower required for operation and maintenance of the plant is estimated according to the organization chart and the number of personnel provided in Chapter 12 Operation and Maintenance Plan. Manpower costs at the Ghubrah Power and Desalination Plant given in the MEW Annual Report of 1993 are also taken into consideration.

The unit rate for the manpower to be used for the Barka Project is set at 0.00021 R.O./KWH for both BPST and C/C.

(3) Spare parts

Spare parts and consumables necessary for operation and maintenance of the plant are estimated at 0.00029 R.O./KWH for both BPST and C/C based on data available from similar plants, in consideration of the data at the Ghubrah Plant.

(4) Others

Miscellaneous costs necessary for operation and maintenance of the plant are estimated at 0.0001 R.O./KWH for both BPST and C/C based on data available from similar plants, in consideration of the data at the Ghubrah Plant.

2. Unit rates for water (for desalination plant)

(1) Fuel cost

Fuel cost for the MSF process desalination plant is obtained from the fuel cost calculated above for BPST and converted into the unit fuel cost to produce a unit volume of water. The unit rate is set at 0.30114 R.O./m³.

(2) Electricity cost

The RO process desalination plant requires only electrical energy, the unit rate of which is assumed to be 0.014 R.O./KWH, thus resulting in the unit electricity cost of 0.0952 R.O./m³ to produce water.

(3) Manpower

Manpower required for operation and maintenance of the desalination plant is estimated according to the organization chart and the number of personnel provided in Chapter 12 Operation and Maintenance Plan. Manpower costs at the Ghubrah Power and Desalination Plant given in the MEW Annual Report 1993 are also taken into consideration.

The unit rate for the manpower to be used for the Barka Project is set at:

0.01703 R.O./m³ for MSF process

0.00538 R.O./m³ for RO process.

(4) Chemicals and consumables

Chemicals and consumables necessary for operation and maintenance of the plants are estimated below by using the data available from similar plants:

0.01708 R.O./m³ for MSF process

0.02061 R.O./m³ for RO process.

(5) Spare parts and membrane replacement

Spare parts and membrane replacement (the latter applicable to the RO process only) necessary for operation and maintenance of the plants are estimated below in consideration of the data at the Ghubrah Plant:

0.03102 R.O./m³ for MSF process

0.09358 R.O./m³ for RO process.

3. Energy consumption for desalination plant

As explained in Chapter 9 Conceptual Design of Desalination Plant, the power consumption to produce a unit volume of water is assumed at:

5.4 KWH/m³ for MSF process

6.8 KWH/m³ for RO process.

As power generated by BPST is assumed at 22.6 KWH/m³, power available for export results in 17.2 KWH/m³ (=22.6 - 5.4) in case of the MSF process desalination plant.

Energy cost per water of 0.30114 R.O./m³ is obtained by the following formula:

Energy cost per water (R.O./m³)

= fuel consumption (m³N) x unit fuel cost (R.O./m³N) ÷ water produced (m³)

4. Export rate

Part of power generated or water produced by the Barka Plant will be used at the plant as station (in-plant) consumption for auxiliaries or other purposes, with the remainder being exported from the plant to consumers. The export rate is set at:

0.758 for power generated by BPST

0.980 for power generated by C/C

0.980 for water produced by the desalination plant

Appendix 16.4 Table 2 Capital and operating costs--Alternative 1

Requirements	Year											million R.O. Total			
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006		2007	2008	2009
1 Power															
1 Energy (MWH)	480,804	917,424	1,380,315	1,873,336	2,397,365	2,954,389	3,546,528	4,173,583	4,755,715	5,370,760	6,020,661	6,707,482	7,433,412		
2 Power (MW)	106	201	302	409	523	644	774	910	1,037	1,171	1,313	1,462	1,620		
3 Installed capacity (MW)															
C.C.	192	292	388	484	580	680	776	972	972	1,164	1,264	1,456	1,556		
BPST	0	60	60	60	120	120	120	120	180	180	180	240	240		
Total	192	352	448	544	700	800	896	1,092	1,152	1,344	1,444	1,696	1,796		
Water															
1 Water production (m3)	10,131	20,224	34,999	50,500	66,764	83,829	100,525	115,089	130,298	146,183	162,779	180,122			
2 Installed capacity (m3/d)															
2 Capital costs															
Power															
Foreign	16.92	127.81	19.12	3.59	36.40	45.09	12.84	47.05	37.73	9.35	62.68	27.85	62.68	7.08	0.00
Local	3.16	14.35	14.08	0.04	0.56	3.21	0.66	3.10	0.48	0.53	3.20	0.75	3.32	0.29	0.00
Sub total	20.08	142.16	33.20	3.63	36.96	48.30	13.50	50.15	38.21	9.88	65.88	28.60	66.00	7.37	0.00
Water															
Foreign	9.04	64.58	9.95	5.50	42.04	6.52	0.00	5.50	42.04	6.52	6.93	53.49	7.96	0.00	0.00
Local	3.80	21.05	13.15	1.02	5.39	3.81	0.00	1.02	5.39	3.81	1.38	7.52	4.86	0.00	0.00
Sub total	12.84	85.63	23.10	6.52	47.43	10.33	0.00	6.52	47.43	10.33	8.31	61.01	12.82	0.00	0.00
Total	25.96	192.39	29.07	9.09	78.44	51.61	12.84	52.55	79.77	15.87	69.61	81.34	70.64	7.08	0.00
Foreign	6.96	35.40	27.23	1.06	5.95	7.02	0.66	4.12	5.87	4.34	4.58	8.27	8.18	0.29	0.00
Local	32.92	227.79	56.30	10.15	84.39	58.63	13.50	56.67	85.64	20.21	74.19	89.61	78.82	7.37	0.00
Total															
3 Operating costs															
Power															
Foreign	0.14	0.31	0.45	0.59	0.80	0.97	1.15	1.32	1.57	1.74	1.93	2.18	2.40	2.40	15.53
Local	3.53	6.38	9.71	13.28	16.66	20.67	24.95	29.39	33.21	37.78	42.48	47.07	52.30	54.70	337.61
Sub total	3.67	6.68	10.16	13.87	17.46	21.64	26.09	30.91	34.78	39.52	44.41	49.25	54.70	57.10	353.14
Water															
Foreign	0.18	0.36	0.61	0.89	1.17	1.47	1.76	2.02	2.29	2.57	2.86	3.16	3.48	3.87	19.34
Local	1.18	2.35	4.06	5.86	7.75	9.74	11.67	13.37	15.13	16.98	18.90	20.92	22.91	25.00	127.91
Sub total	1.35	2.70	4.68	6.75	8.93	11.21	13.44	15.39	17.42	19.54	21.76	24.08	26.00	28.87	147.25
Total															
4 Capital/Operating costs															
Foreign	25.96	192.39	29.21	9.57	79.24	52.82	14.53	54.69	82.39	18.96	73.20	85.36	75.14	12.12	5.56
Local	6.96	35.40	30.76	8.61	18.01	24.36	23.18	32.55	40.55	45.60	51.16	61.18	67.64	66.26	73.21
Grand total	32.92	227.79	59.97	18.19	97.25	77.18	37.71	87.24	122.94	64.56	124.36	146.55	142.77	78.38	78.78

Note: C.C.: Combined cycle
BPST: Back pressure steam turbine

Appendix 16.4 Table 3 Capital and operating costs--Alternative 2

	Year												Total			
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007		2008	2009	2010
1 Requirements																
Power																
1 Energy (MWH)			475,898	913,345	1,376,776	1,872,470	2,399,234	2,959,055	3,554,049	4,183,412	4,767,198	5,383,898	6,035,450	6,723,916	7,451,482	
2 Power (MW)			106	202	304	413	529	652	783	921	1,050	1,185	1,329	1,480	1,640	
3 Installed capacity (MW)			192	388	484	580	680	776	972	1,068	1,164	1,360	1,456	1,652	1,848	
Total																
Water																
1 Water production (m3)				10,131	20,224	34,999	50,500	66,764	83,829	100,525	115,089	130,298	146,183	162,779	180,122	
2 Installed capacity (m3/d)																
2 Capital costs																
Power																
Foreign	15.16	114.11	19.54	23.65	42.35	12.57	44.46	27.19	23.23	44.87	30.31	48.57	51.95	24.66	0.00	522.62
Local	2.95	12.89	13.80	1.65	0.30	0.36	0.47	1.89	0.34	1.78	0.64	2.00	2.08	0.41	0.00	41.56
Sub total	18.11	127.00	33.34	25.30	42.65	12.93	44.93	29.08	23.57	46.65	30.95	50.57	54.03	25.07	0.00	564.18
Water																
Foreign	0.93	12.75	65.98	0.00	5.56	33.03	0.00	0.00	5.56	33.03	0.00	5.56	33.03	0.00	0.00	195.43
Local	1.14	8.63	23.75	0.00	1.11	9.92	0.00	0.00	1.11	9.92	0.00	1.11	9.92	0.00	0.00	66.61
Sub total	2.07	21.38	89.73	0.00	6.67	42.95	0.00	0.00	6.67	42.95	0.00	6.67	42.95	0.00	0.00	262.04
Total	16.09	126.86	85.52	23.65	47.91	45.60	44.46	27.19	28.79	77.90	30.31	54.13	84.98	24.66	0.00	718.05
Local	4.09	21.52	37.55	1.65	1.41	10.28	0.47	1.89	1.45	11.70	0.64	3.11	12.00	0.41	0.00	108.17
Total	20.18	148.38	123.07	25.30	49.32	55.88	44.93	29.08	30.24	89.60	30.95	57.24	96.98	25.07	0.00	826.22
3 Operating costs																
Power																
Foreign			0.14	0.26	0.39	0.53	0.68	0.84	1.01	1.19	1.36	1.53	1.72	1.92	2.12	13.71
Local			3.49	6.70	10.11	13.74	17.61	21.72	26.09	30.71	34.99	39.52	44.30	49.35	54.69	353.03
Sub total			3.63	6.96	10.50	14.28	18.29	22.56	27.10	31.90	36.35	41.05	46.02	51.27	56.82	366.73
Water																
Foreign				0.42	0.84	1.46	2.10	2.78	3.49	4.19	4.80	5.43	6.09	6.78	7.51	45.91
Local				0.37	0.74	1.28	1.85	2.45	3.08	3.69	4.23	4.78	5.37	5.98	6.61	40.44
Sub total				0.79	1.59	2.74	3.96	5.23	6.57	7.88	9.02	10.21	11.46	12.76	14.12	86.34
Total				0.68	1.24	1.99	2.79	3.63	4.51	5.38	6.16	6.97	7.81	8.70	9.63	59.61
Local				3.49	7.08	15.03	19.46	24.17	29.16	34.40	39.22	44.30	49.67	55.33	61.31	393.46
Total				3.63	7.76	17.02	22.25	27.80	33.67	39.78	45.37	51.27	57.48	64.03	70.94	453.08
4 Capital/Operating cost																
Foreign	16.09	126.86	85.66	24.33	49.15	47.59	47.25	30.82	33.30	83.28	36.47	61.10	92.79	33.36	9.63	777.66
Local	4.09	21.52	41.04	8.73	12.26	25.31	19.93	26.06	30.61	46.10	39.86	47.41	61.67	55.74	61.31	501.63
Grand total	20.18	148.38	126.70	33.06	61.40	72.90	67.18	56.88	63.91	129.38	76.32	108.51	154.46	89.10	70.94	1,279.30

Appendix 16.4 Table 4 Capital and operating costs--Alternative 3

	Year											Total				
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006		2007	2008	2009	2010
1 Requirements																
Power																
1 Energy (MWH)	480,804	917,424	1,380,315	1,873,336	2,397,365	2,954,389	3,546,528	4,173,583	4,755,715	5,370,760	6,020,661	6,707,482	7,433,412	8,160,000	8,937,000	9,763,000
2 Power (MW)	106	201	302	409	523	644	774	910	1,037	1,171	1,313	1,462	1,620	1,796	1,996	2,212
3 Installed capacity (MW)																
C.C.	480	680	680	680	680	680	872	872	872	1,556	1,556	1,556	1,556	1,556	1,556	1,556
BPST	480	120	120	120	120	120	120	120	120	240	240	240	240	240	240	240
Total	480	800	800	800	800	800	992	992	992	1,796	1,796	1,796	1,796	1,796	1,796	1,796
Water																
1 Water production (m3)	10,131	20,224	34,999	50,500	66,764	83,829	100,525	115,089	130,298	146,183	162,779	180,122	200,000	220,000	240,000	260,000
2 Installed capacity (m3/d)																
2 Capital costs																
Power																
Foreign	24.89	191.02	26.71	0.00	0.00	0.00	104.11	88.72	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Local	3.45	16.67	14.39	0.00	0.00	0.00	1.17	7.74	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sub total	28.34	207.69	41.10	0.00	0.00	0.00	47.73	111.85	90.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Water																
Foreign	13.81	101.61	15.47	0.00	0.00	0.00	10.31	79.17	12.04	1.43	11.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Local	4.49	24.59	15.82	0.00	0.00	0.00	1.74	9.19	6.48	0.35	2.13	1.05	0.00	0.00	0.00	0.00
Sub total	18.30	126.20	31.29	0.00	0.00	0.00	12.05	88.36	18.52	1.78	13.58	2.49	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	38.70	292.63	42.18	0.00	0.00	0.00	56.87	183.28	100.76	1.43	11.45	1.44	0.00	0.00	0.00	0.00
Foreign	7.94	41.26	30.21	0.00	0.00	0.00	2.91	16.93	7.89	0.35	2.13	1.05	0.00	0.00	0.00	0.00
Local	46.64	333.89	72.39	0.00	0.00	0.00	59.78	200.21	108.65	1.78	13.58	2.49	0.00	0.00	0.00	0.00
Total																
3 Operating costs																
Power																
Foreign	0.14	0.30	0.45	0.61	0.79	0.97	1.13	1.33	1.54	1.74	1.95	2.17	2.40	2.64	2.88	3.12
Local	3.53	6.42	9.66	13.11	16.78	20.67	25.05	29.48	33.46	37.79	42.36	47.19	52.30	57.61	63.12	68.83
Sub total	3.67	6.72	10.11	13.72	17.56	21.64	26.19	30.82	34.99	39.52	44.30	49.36	54.70	59.75	64.98	70.30
Water																
Foreign	0.18	0.36	0.54	0.81	1.08	1.35	1.62	1.89	2.16	2.43	2.70	2.97	3.24	3.51	3.78	4.05
Local	1.18	2.35	3.52	4.69	5.86	7.03	8.20	9.37	10.54	11.71	12.88	14.05	15.22	16.39	17.56	18.73
Sub total	1.35	2.70	4.06	5.43	6.79	8.16	9.53	10.90	12.27	13.64	15.01	16.38	17.75	19.12	20.49	21.86
Total	0.14	0.48	0.81	1.23	1.67	2.14	2.60	3.10	3.56	4.02	4.51	5.02	5.56	6.09	6.63	7.17
Foreign	3.53	7.60	12.01	17.17	22.64	28.43	34.79	41.16	46.82	52.92	59.33	66.09	73.21	80.68	88.41	96.40
Local	3.67	8.08	12.82	18.40	24.31	30.57	37.39	44.26	50.38	56.94	63.85	71.12	78.78	86.81	95.21	103.94
Total																
4 Capital/Operating costs																
Foreign	38.70	292.63	42.32	0.48	5.32	59.01	185.88	103.86	4.99	15.47	5.95	5.02	5.56	5.02	5.56	767.24
Local	7.94	41.26	33.74	7.60	22.66	31.34	51.72	49.05	47.17	55.05	60.38	66.09	73.21	66.09	73.21	576.40
Grand total	46.64	333.89	76.06	8.08	27.98	90.35	237.60	152.91	52.16	70.52	66.34	71.12	78.78	71.12	78.78	1,343.63

Appendix 16.4 Table 5 Capital and operating costs--Alternative 4

	Year											Total				
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006		2007	2008	2009	2010
1 Requirements																
Power																
1 Energy (MWH)			475,898	913,345	1,376,776	1,872,470	2,399,234	2,959,055	3,554,049	4,183,412	4,767,198	5,383,898	6,035,450	6,723,916	7,451,482	
2 Power (MW)			106	202	304	413	529	652	783	921	1,050	1,185	1,329	1,480	1,640	
3 Installed capacity (MW)			480	680	680	680	680	872	872	1,064	1,848	1,848	1,848	1,848	1,848	
Total																
Water																
1 Water production (m3)			10,131	20,224	34,999	50,500	66,764	83,829	100,525	115,089	130,298	146,183	162,779	180,122		
2 Installed capacity (m3/d)																
2 Capital costs																
Power																
Foreign	21.63	165.57	23.60	0.00	0.00	3.65	32.89	17.43	134.85	92.28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	491.90
Local	3.12	14.25	13.84	0.00	0.00	0.02	0.20	0.77	5.93	1.42	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	39.55
Sub total	24.75	179.82	37.44	0.00	0.00	3.67	33.09	18.20	140.78	93.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	531.45
Water																
Foreign	0.92	17.63	94.62	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.40	61.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	184.87
Local	1.14	9.31	29.74	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.63	14.52	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	56.34
Sub total	2.06	26.94	124.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	12.03	75.82	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	241.21
Total	22.55	183.20	118.22	0.00	0.00	3.65	32.89	17.43	145.25	153.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	676.77
Foreign	4.26	23.56	43.58	0.00	0.00	0.02	0.20	0.77	7.56	15.94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	95.89
Local	26.81	206.76	161.80	0.00	0.00	3.67	33.09	18.20	152.81	169.52	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	772.66
Total																
3 Operating costs																
Power																
Foreign			0.14	0.26	0.39	0.53	0.68	0.84	1.01	1.19	1.36	1.53	1.72	1.92	2.12	13.71
Local			3.49	6.70	10.11	13.74	17.61	21.72	26.09	30.71	34.99	39.52	44.30	49.35	54.69	353.03
Sub total			3.63	6.96	10.50	14.28	18.29	22.56	27.10	31.90	36.35	41.05	46.02	51.27	56.82	366.73
Water																
Foreign			0.42	0.84	1.24	1.46	1.85	2.28	2.78	3.49	4.19	4.80	5.43	6.09	6.78	45.91
Local			0.37	0.74	1.08	1.28	1.65	2.05	2.45	3.08	3.69	4.23	4.78	5.37	5.98	40.44
Sub total			0.79	1.59	2.32	2.74	3.50	4.33	5.23	6.57	7.88	9.02	10.21	11.46	12.76	86.34
Total			0.68	1.24	1.99	2.79	3.63	4.51	5.38	6.16	6.97	7.81	8.70	9.63	10.51	59.61
Foreign			3.49	7.08	10.85	15.03	19.46	24.17	29.16	34.40	39.22	44.30	49.67	55.33	61.31	393.46
Local			3.63	7.16	12.08	17.02	22.25	27.80	33.67	39.78	45.37	51.27	57.48	64.03	70.94	453.08
Total			7.12	14.24	22.93	32.05	41.71	51.97	62.83	74.18	84.59	95.57	107.15	122.36	132.25	846.54
4 Capital/Operating costs																
Foreign	22.55	183.20	118.36	0.68	1.24	5.64	35.68	21.06	149.76	158.96	6.16	6.97	7.81	8.70	9.63	756.38
Local	4.26	23.56	47.07	7.08	10.85	15.05	19.66	24.94	36.72	50.34	39.22	44.30	49.67	55.33	61.31	489.35
Grand total	26.81	206.76	165.43	7.76	12.08	20.69	55.34	46.00	186.48	209.30	45.37	51.27	57.48	64.03	70.94	1,225.74

Appendix 16.5 Table 1 Discounted total cost--Alternative 1

Year	1994 constant, million of R.O.							
	Foreign (1)	Local (2)	Not shadow priced, total (3) = (1) + (2)	Shadow priced, local (4) = (2) x (0.9)	Shadow priced, total (5) = (1) + (4)	Discount factor (8%) (6)	Not shadow priced, discounted total (7) = (3) x (6)	Shadow priced, discounted total (BP) (8) = (5) x (6)
Capital costs								
1994						1.00		
1995						0.93		
1996	22.55	4.26	26.81	3.83	26.38	0.86	22.99	22.62
1997	183.20	23.56	206.76	21.20	204.40	0.79	164.13	162.26
1998	118.22	43.58	161.80	39.22	157.44	0.74	118.93	115.72
1999	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.68	0.00	0.00
2000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.63	0.00	0.00
2001	3.65	0.02	3.67	0.02	3.67	0.58	2.14	2.14
2002	32.89	0.20	33.09	0.18	33.07	0.54	17.88	17.87
2003	17.43	0.77	18.20	0.69	18.12	0.50	9.10	9.07
2004	145.25	7.56	152.81	6.80	152.05	0.46	70.78	70.43
2005	153.58	15.94	169.52	14.35	167.93	0.43	72.70	72.02
2006	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.40	0.00	0.00
2007	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.37	0.00	0.00
2008	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.34	0.00	0.00
2009	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.32	0.00	0.00
2010	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.29	0.00	0.00
Sub-total	676.77	95.89	772.66	86.30	763.07	9.85	478.65	472.13
Operating costs								
1994						1.00		
1995						0.93		
1996						0.86		
1997						0.79		
1998	0.14	3.49	3.63	3.14	3.28	0.74	2.67	2.41
1999	0.68	7.08	7.76	6.37	7.05	0.68	5.28	4.80
2000	1.24	10.85	12.08	9.76	11.00	0.63	7.61	6.93
2001	1.99	15.03	17.02	13.53	15.52	0.58	9.93	9.05
2002	2.79	19.46	22.25	17.52	20.31	0.54	12.02	10.97
2003	3.63	24.17	27.80	21.75	25.38	0.50	13.91	12.70
2004	4.51	29.16	33.67	26.25	30.75	0.46	15.60	14.25
2005	5.38	34.40	39.78	30.96	36.34	0.43	17.06	15.59
2006	6.16	39.22	45.37	35.29	41.45	0.40	18.02	16.46
2007	6.97	44.30	51.27	39.87	46.84	0.37	18.85	17.22
2008	7.81	49.67	57.48	44.70	52.51	0.34	19.57	17.88
2009	8.70	55.33	64.03	49.80	58.50	0.32	20.19	18.44
2010	9.63	61.31	70.94	55.18	64.81	0.29	20.71	18.92
Sub-total	59.61	393.46	453.08	354.12	413.73	9.85	181.41	165.61
Total								
1994						1.00		
1995						0.93		
1996	22.55	4.26	26.81	3.83	26.38	0.86	22.99	22.62
1997	183.20	23.56	206.76	21.20	204.40	0.79	164.13	162.26
1998	118.36	47.07	165.43	42.37	160.72	0.74	121.60	118.14
1999	0.68	7.08	7.76	6.37	7.05	0.68	5.28	4.80
2000	1.24	10.85	12.08	9.76	11.00	0.63	7.61	6.93
2001	5.64	15.05	20.69	13.54	19.19	0.58	12.07	11.20
2002	35.68	19.66	55.34	17.70	53.38	0.54	29.90	28.84
2003	21.06	24.94	46.00	22.45	43.50	0.50	23.01	21.76
2004	149.76	36.72	186.48	33.05	182.81	0.46	86.38	84.68
2005	158.96	50.34	209.30	45.30	204.27	0.43	89.76	87.61
2006	6.16	39.22	45.37	35.29	41.45	0.40	18.02	16.46
2007	6.97	44.30	51.27	39.87	46.84	0.37	18.85	17.22
2008	7.81	49.67	57.48	44.70	52.51	0.34	19.57	17.88
2009	8.70	55.33	64.03	49.80	58.50	0.32	20.19	18.44
2010	9.63	61.31	70.94	55.18	64.81	0.29	20.71	18.92
Grand total	736.38	489.35	1,225.74	440.42	1,176.80	9.85	660.06	637.74

Note: An average conversion factor (estimated) of 0.9 was applied to the local cost components.

Appendix 16.5 Table 2 Discounted total cost--Alternative 2

1994 constant, million of R.O.								
Year	Foreign	Local	Not shadow priced, total	Shadow priced, local	Shadow priced, total	Discount factor (8%)	Not shadow priced, discounted total	Shadow priced, discounted total (BP)
	(1)	(2)	(3) = (1) + (2)	(4) = (2) x (0.9)	(5) = (1) + (4)	(6)	(7) = (3) x (6)	(8) = (5) x (6)
Capital costs								
1994						1.00		
1995						0.93		
1996	38.70	7.94	46.64	7.15	45.85	0.86	39.99	39.31
1997	292.63	41.26	333.89	37.13	329.76	0.79	265.05	261.78
1998	42.18	30.21	72.39	27.19	69.37	0.74	53.21	50.99
1999	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.68	0.00	0.00
2000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.63	0.00	0.00
2001	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.58	0.00	0.00
2002	3.65	0.02	3.67	0.02	3.67	0.54	1.98	1.98
2003	56.87	2.91	59.78	2.62	59.49	0.50	29.90	29.76
2004	183.28	16.93	200.21	15.24	198.52	0.46	92.74	91.95
2005	100.76	7.89	108.65	7.10	107.86	0.43	46.60	46.26
2006	1.43	0.35	1.78	0.32	1.75	0.40	0.71	0.69
2007	11.45	2.13	13.58	1.92	13.37	0.37	4.99	4.92
2008	1.44	1.05	2.49	0.95	2.39	0.34	0.85	0.81
2009	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.32	0.00	0.00
2010	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.29	0.00	0.00
Sub-total	732.39	110.69	843.08	99.62	832.01	9.85	536.02	528.44
Operating costs								
1994						1.00		
1995						0.93		
1996						0.86		
1997						0.79		
1998	0.14	3.53	3.67	3.18	3.31	0.74	2.69	2.44
1999	0.48	7.60	8.08	6.84	7.32	0.68	5.50	4.98
2000	0.81	12.01	12.82	10.81	11.61	0.63	8.08	7.32
2001	1.23	17.17	18.40	15.46	16.69	0.58	10.74	9.74
2002	1.67	22.64	24.31	20.38	22.05	0.54	13.14	11.91
2003	2.14	28.43	30.57	25.59	27.73	0.50	15.29	13.87
2004	2.60	34.79	37.39	31.31	33.91	0.46	17.32	15.71
2005	3.10	41.16	44.26	37.04	40.14	0.43	18.98	17.22
2006	3.56	46.82	50.38	42.14	45.70	0.40	20.01	18.15
2007	4.02	52.92	56.94	47.63	51.65	0.37	20.94	18.99
2008	4.51	59.33	63.85	53.40	57.91	0.34	21.74	19.72
2009	5.02	66.09	71.12	59.48	64.51	0.32	22.42	20.34
2010	5.56	73.21	78.78	65.89	71.46	0.29	22.99	20.86
Sub-total	34.85	465.71	500.55	419.13	453.98	9.85	199.83	181.22
Total								
1994						1.00		
1995						0.93		
1996	38.70	7.94	46.64	7.15	45.85	0.86	39.99	39.31
1997	292.63	41.26	333.89	37.13	329.76	0.79	265.05	261.78
1998	42.32	33.74	76.06	30.37	72.68	0.74	55.90	53.42
1999	0.48	7.60	8.08	6.84	7.32	0.68	5.50	4.98
2000	0.81	12.01	12.82	10.81	11.61	0.63	8.08	7.32
2001	1.23	17.17	18.40	15.46	16.69	0.58	10.74	9.74
2002	5.32	22.66	27.98	20.40	25.72	0.54	15.12	13.89
2003	59.01	31.34	90.35	28.20	87.21	0.50	45.20	43.63
2004	185.88	51.72	237.60	46.55	232.43	0.46	110.06	107.66
2005	103.86	49.05	152.91	44.14	148.00	0.43	65.58	63.47
2006	4.99	47.17	52.16	42.46	47.44	0.40	20.71	18.84
2007	15.47	55.05	70.52	49.54	65.01	0.37	25.93	23.91
2008	5.95	60.38	66.34	54.35	60.30	0.34	22.58	20.53
2009	5.02	66.09	71.12	59.48	64.51	0.32	22.42	20.34
2010	5.56	73.21	78.78	65.89	71.46	0.29	22.99	20.86
Grand total	767.24	576.40	1,343.63	518.76	1,285.99	9.85	735.84	709.67

Appendix 16.5 Table 3 Discounted total cost--Alternative 3

1994 constant, million of R.O.								
Year	Foreign	Local	Not shadow priced, total	Shadow priced, local	Shadow priced, total	Discount factor (8%)	Not shadow priced, discounted total	Shadow priced, discounted total (BP)
	(1)	(2)	(3) = (1) + (2)	(4) = (2) x (0.9)	(5) = (1) + (4)	(6)	(7) = (3) x (6)	(8) = (5) x (6)
Capital costs								
1994						1.00		
1995						0.93		
1996	16.09	4.09	20.18	3.68	19.77	0.86	17.30	16.95
1997	126.86	21.52	148.38	19.37	146.23	0.79	117.79	116.08
1998	85.52	37.55	123.07	33.80	119.32	0.74	90.46	87.70
1999	23.65	1.65	25.30	1.49	25.14	0.68	17.22	17.11
2000	47.91	1.41	49.32	1.27	49.18	0.63	31.08	30.99
2001	45.60	10.28	55.88	9.25	54.85	0.58	32.61	32.01
2002	44.46	0.47	44.93	0.42	44.88	0.54	24.27	24.25
2003	27.19	1.89	29.08	1.70	28.89	0.50	14.55	14.45
2004	28.79	1.45	30.24	1.31	30.10	0.46	14.01	13.94
2005	77.90	11.70	89.60	10.53	88.43	0.43	38.43	37.93
2006	30.31	0.64	30.95	0.58	30.89	0.40	12.29	12.27
2007	54.13	3.11	57.24	2.80	56.93	0.37	21.05	20.93
2008	84.98	12.00	96.98	10.80	95.78	0.34	33.02	32.61
2009	24.66	0.41	25.07	0.37	25.03	0.32	7.90	7.89
2010	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.29	0.00	0.00
Sub-total	718.05	108.17	826.22	97.35	815.40	9.85	471.97	465.10
Operating costs								
1994						1.00		
1995						0.93		
1996						0.86		
1997						0.79		
1998	0.14	3.49	3.63	3.14	3.28	0.74	2.67	2.41
1999	0.68	7.08	7.76	6.37	7.05	0.68	5.28	4.80
2000	1.24	10.85	12.08	9.76	11.00	0.63	7.61	6.93
2001	1.99	15.03	17.02	13.53	15.52	0.58	9.93	9.05
2002	2.79	19.46	22.25	17.52	20.31	0.54	12.02	10.97
2003	3.63	24.17	27.80	21.75	25.38	0.50	13.91	12.70
2004	4.51	29.16	33.67	26.25	30.75	0.46	15.60	14.25
2005	5.38	34.40	39.78	30.96	36.34	0.43	17.06	15.59
2006	6.16	39.22	45.37	35.29	41.45	0.40	18.02	16.46
2007	6.97	44.30	51.27	39.87	46.84	0.37	18.85	17.22
2008	7.81	49.67	57.48	44.70	52.51	0.34	19.57	17.88
2009	8.70	55.33	64.03	49.80	58.50	0.32	20.19	18.44
2010	9.63	61.31	70.94	55.18	64.81	0.29	20.71	18.92
Sub-total	59.61	393.46	453.08	354.12	413.73	9.85	181.41	165.61
Total								
1994						1.00		
1995						0.93		
1996	16.09	4.09	20.18	3.68	19.77	0.86	17.30	16.95
1997	126.86	21.52	148.38	19.37	146.23	0.79	117.79	116.08
1998	85.66	41.04	126.70	36.94	122.59	0.74	93.13	90.11
1999	24.33	8.73	33.06	7.85	32.19	0.68	22.50	21.91
2000	49.15	12.26	61.40	11.03	60.18	0.63	38.69	37.92
2001	47.59	25.31	72.90	22.78	70.37	0.58	42.54	41.06
2002	47.25	19.93	67.18	17.94	65.19	0.54	36.30	35.22
2003	30.82	26.06	56.88	23.45	54.27	0.50	28.45	27.15
2004	33.30	30.61	63.91	27.55	60.85	0.46	29.60	28.19
2005	83.28	46.10	129.38	41.49	124.77	0.43	55.49	53.51
2006	36.47	39.86	76.32	35.87	72.34	0.40	30.31	28.73
2007	61.10	47.41	108.51	42.67	103.77	0.37	39.90	38.15
2008	92.79	61.67	154.46	55.50	148.29	0.34	52.59	50.49
2009	33.36	55.74	89.10	50.17	83.53	0.32	28.09	26.33
2010	9.63	61.31	70.94	55.18	64.81	0.29	20.71	18.92
Grand total	777.66	501.63	1,279.30	451.47	1,229.13	9.85	653.38	630.71

Appendix 16.5 Table 4 Discounted total cost--Alternative 4

1994 constant, million of R.O.								
Year	Foreign	Local	Not shadow priced, total	Shadow priced, local	Shadow priced, total	Discount factor (8%)	Not shadow priced, discounted total	Shadow priced, discounted total (BP)
	(1)	(2)	(3) = (1) + (2)	(4) = (2) x (0.9)	(5) = (1) + (4)	(6)	(7) = (3) x (6)	(8) = (5) x (6)
Capital costs						1.00		
1994						0.93		
1995						0.86	28.22	27.63
1996	25.96	6.96	32.92	6.26	32.22	0.79	180.83	178.02
1997	192.39	35.40	227.79	31.86	224.25	0.74	41.38	39.38
1998	29.07	27.23	56.30	24.51	53.58	0.68	6.91	6.84
1999	9.09	1.06	10.15	0.95	10.04	0.63	53.18	52.81
2000	78.44	5.95	84.39	5.36	83.80	0.58	34.21	33.80
2001	51.61	7.02	58.63	6.32	57.93	0.54	7.29	7.26
2002	12.84	0.66	13.50	0.59	13.43	0.50	28.35	28.14
2003	52.55	4.12	56.67	3.71	56.26	0.46	39.67	39.40
2004	79.77	5.87	85.64	5.28	85.05	0.43	8.67	8.48
2005	15.87	4.34	20.21	3.91	19.78	0.40	29.46	29.28
2006	69.61	4.58	74.19	4.12	73.73	0.37	32.95	32.65
2007	81.34	8.27	89.61	7.44	88.78	0.34	26.84	26.56
2008	70.64	8.18	78.82	7.36	78.00	0.32	2.32	2.31
2009	7.08	0.29	7.37	0.26	7.34	0.29	0.00	0.00
2010	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.29	0.00	0.00
Sub-total	776.26	119.93	896.19	107.94	884.20	9.85	520.28	512.54
Operating costs						1.00		
1994						0.93		
1995						0.86		
1996						0.79		
1997						0.74	2.69	2.44
1998	0.14	3.53	3.67	3.18	3.31	0.68	5.47	4.96
1999	0.48	7.55	8.04	6.80	7.28	0.63	8.10	7.34
2000	0.80	12.06	12.86	10.85	11.65	0.58	10.82	9.81
2001	1.21	17.34	18.55	15.61	16.82	0.54	13.08	11.86
2002	1.69	22.52	24.21	20.27	21.96	0.50	15.29	13.87
2003	2.14	28.43	30.57	25.59	27.73	0.46	17.28	15.67
2004	2.62	34.68	37.30	31.22	33.83	0.43	19.02	17.25
2005	3.09	41.26	44.35	37.14	40.22	0.40	19.92	18.07
2006	3.59	46.58	50.17	41.92	45.51	0.37	20.94	18.99
2007	4.02	52.91	56.94	47.62	51.65	0.34	21.77	19.75
2008	4.50	59.46	63.95	53.51	58.01	0.32	22.39	20.31
2009	5.04	65.97	71.01	59.38	64.42	0.29	22.99	20.86
2010	5.56	73.21	78.78	65.89	71.46	0.29	199.78	181.18
Sub-total	34.87	465.52	500.39	418.97	453.84	9.85	199.78	181.18
Total						1.00		
1994						0.93		
1995						0.86	28.22	27.63
1996	25.96	6.96	32.92	6.26	32.22	0.79	180.83	178.02
1997	192.39	35.40	227.79	31.86	224.25	0.74	44.08	41.82
1998	29.21	30.76	59.97	27.68	56.89	0.68	12.38	11.79
1999	9.57	8.61	18.19	7.75	17.33	0.63	61.28	60.15
2000	79.24	18.01	97.25	16.21	95.45	0.58	45.03	43.61
2001	52.82	24.36	77.18	21.93	74.74	0.54	20.37	19.12
2002	14.53	23.18	37.71	20.87	35.39	0.50	43.64	42.01
2003	54.69	32.55	87.24	29.29	83.98	0.46	56.95	55.07
2004	82.39	40.55	122.94	36.50	118.89	0.43	27.69	25.73
2005	18.96	45.60	64.56	41.04	60.00	0.40	49.38	47.35
2006	73.20	51.16	124.36	46.04	119.24	0.37	53.88	51.64
2007	85.36	61.18	146.55	55.06	140.43	0.34	48.61	46.31
2008	75.14	67.64	142.77	60.87	136.01	0.32	24.71	22.62
2009	12.12	66.26	78.38	59.64	71.76	0.29	22.99	20.86
2010	5.56	73.21	78.78	65.89	71.46	0.29	720.05	693.72
Grand total	811.13	585.45	1,396.58	526.91	1,338.04	9.85	720.05	693.72



JICA