

c) 新規大口需要

これに属するものはQaboos大学および付属病院と Ghubrah病院の需要であって、需要規模は最大87MWである。従って、1991～1995年の需要は毎年87MWコンスタントとする。

d) 住宅団地需要

1986～1990年の住宅団地需要予測は“住宅省”(Ministry of Housing)によって策定されたものであり、当該予測による1990年の需要(290MW)は1983年の首都圏需要(281MW)に匹敵する。MEWによれば、既存需要家の電灯需要は1990年には527MWに増大すると予測されているので、1983～1990年の年平均増加率は9.5%となる。同一地域内で需要の規模が等しい場合、その増大テンポはほぼ等しいと考えられるので、1991～1995年の住宅団地の需要増加率は年平均9.5%と想定する。

e) 系統拡大地域の需要

Musanna, Suwaiq, Rustaq およびMabellahは何れも小さな町であり、電力需要の増大テンポは首都圏と異なる。これら町村に対する1986～1990年のMEWの需要予測では年平均増加率は15.7%となっている。従って、1991～1995年は年平均15.0%で需要は増大するものと想定する。

以上により、1985～1995年の首都圏の電力需要予測は Table 4.10 に示す通りとなる。

4.5.2 Batinah海岸地方および内陸部の需要予測

(1) 1985～1990年の予測

Batinah 海岸地方には、Khabourah, Saham, Sohar, Majis, Liwa, Shinasと6ヶ所の町があり、このうちKhabourah, Shinas は現在それぞれディーゼル発電所によって電力供給が行われているが、その他はSohar 内陸部の銅鉱山に設置されたガスタービン発電所によって供給が行われている。同発電所の1985年1月現在の設備出力は51.0MWであるが、1986年には165.0MWに増強され、送配電線の拡張によってBuraimi, Ibri を含む内陸部のその他9町村に電力供給を行うことが計画されている。

上記町村のうちKhabourah 以外の町村についてはMEWによって1985～1990年の電

力需要予測が行われている。町村数が極めて多いことと、予測のための基礎資料（町村人口、所得統計等）がないため、1990年まではMEW の需要予測を適用するのが適当と考えられる。

Khabourah についてのJICA調査団の需要予測、およびその他町村と銅鉍山についてのMEW の電力需要予測を合せると次の通りとなる。

項 目	(MW)					
	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Khabourah (注1)	9	10	12	13	16	18
その他地域(MEW予測)						
Magan feeder(注2)	27	42	51	61	73.5	87
銅 鉍 山	17	17	17	17	17	17
その他町村 (注3)	28	68	83	100	118.5	136
小 計	72	127	151	178	209	240
合 計	81	137	163	191	225	258

(注1) 年平均増加率15.0%を適用（首都圏の系統拡大地域と同様）。

(注2) Sohar, Saham, Liwa, MajisおよびShinas

(注3) Buraimi, Al Wasit, Hafit, Sunaynah, Dank, Ibri, Mahada, Yanqul, Mazim

(2) 1991～1995年の予測

1991～1995年の電力需要については以下の増加率をもって予測する。

a) Sohar, Saham, Liwa, Majis, Shinas およびKhabourah

これらBatinah 海岸地方の町は1986年に首都圏系統に接続するMusanna, Suwaiq, Rustaq等と諸条件が似通っているため、同様の需要増加率年平均15.0%を適用する。

b) 銅鉍山

生産規模は変わらないので17MWコンスタントとする。

c) Buraimi

1985～1990年の増加率は年平均12.3%と予測されているので、1991～1995年は年平均10.0%の増加率を想定する。

d) Al Wasit, Hafit, Sunaynah, Dank, Mazim

1990年までの年平均増加率は約22%である。1991～1995年は年平均増加率15.0%を想定する。

e) Ibri, Yanqul, Mahada

1990年までの年平均増加率は約16%である。1991～1995年は年平均増加率12.0%を適用する。

以上により、1985～1995年のBatinah 海岸地方および内陸部の電力需要予測はTable 4.11に示す通りとなる。

(3) Barka 発電所によって供給されなければならない需要部分

Batinah および内陸部における電力需給バランスは前掲 Table 4.11 に示されている。これによると、予備力として最大容量1基分を考慮した場合の所要供給力は1986年 167MW、1987年 193MW、1988年 221MWとなり、1986年の設備出力165MW に対して、供給力の不足が1986年 2MW、1987年28MW、1988年56MWとなる。

年次	尖頭負荷 (MW)	予備力 (MW)	所要供給力 (MW)	設備出力 (1986年:MW)	過不足 (MW)
1986	137	30	167	165	-2
1987	163	30	193	165	-28
1988	191	30	221	165	-56

従って、1987年および1988年にそれぞれ30MWのガスタービン各1台を増設する必要がある。Table 4.11の需給バランスはこれらガスタービンを増設した場合のものである。Barka 発電所によって供給されなければならないこの地域の需要部分は需給バランスに示された不足供給力である。

なお、以上の需給計画にはKhabourah, Shinas の既存ディーゼル発電所は考慮していない。

Table 4-8 Multiple regression model

1. Parameters

Year	GDP at current prices (RO million)	Consumers prices index (1978-100)	GDP at 1978 price (RO million)	Population of the country (1,000)	GDP/capita (RO)	Population of Capital area (1,000)	Energy generation (Capital area) (GWh)
1976	884.3	85.0	1,040.0	790	1,316	133	214.2
1977	946.8	87.7	1,080.0	814	1,327	148	329.2
1978	947.5	100.0	947.5	839	1,129	163	376.7
1979	1,289.5	108.5	1,188.5	864	1,376	178	497.7
1980	2,066.6	119.3	1,732.3	890	1,946	195	642.1
1981	2,506.4	122.7	2,042.7	920	2,220	210	783.9
1982	2,609.7	124.0	2,104.6	950	2,215	226	963.0
1983	2,741.3	118.6	2,311.4	980	2,359	241	1,167.6
Total					13,888	1,494	4,974.4
Median					$\bar{x}_1 = 1,736$	$\bar{x}_2 = 186.8$	$\bar{y} = 621.8$

2. Multiple regression equation

$$y = 0.25733x_1 + 5.51291x_2 - 857.4$$

Multiple correlation coefficient: $R^2 = 0.999$

Resource: GDP and consumers prices index - Statistical Year Book (Development Council)
 Population of the country - International Monetary Fund (United Nations)
 Population of Capital area - Middle East Electricity (1983)
 Energy generation - Ministry of Electricity and Water

Table 4-9 Power demand forecast by multiple regression method
(Reviewal of MEW's load forecast)

Year	GDP at 1978 price (RO million)	Population of the country (1,000)	GDP/capita (RO)	Population of Capital area (1,000)	Energy generation (GWh)	Load factor (%)	Peak load (MW)	
							JICA's forecast	MEW's fore- cast (without community projects)
1985	3,206	1,043	2,941	286	1,547	49.0	360	425
1986	3,590	1,076	3,195	311	1,784	50.0	407	513
1987	4,021	1,109	3,475	339	2,049	51.0	459	595
1988	4,504	1,144	3,776	369	2,338	51.0	523	621
1989	5,045	1,180	4,104	402	2,660	51.5	590	647
1990	5,650	1,218	4,457	438	3,014	51.5	668	674
1991	6,215	1,256	4,754	460	3,281	52.0	720	-
1992	6,836	1,296	5,068	483	3,567	52.0	783	-
1993	7,520	1,337	5,404	507	3,875	52.5	843	-
1994	8,272	1,379	5,764	532	4,207	52.5	915	-
1995	9,099	1,422	6,148	559	4,569	53.0	984	-
<u>Annual growth rate:</u>								
1980-85	13.1%	3.15%		8.8%			21.6%	25.7%
1985-90	12.0%	3.15%		8.8%			13.2%	9.7%
1990-95	10.0%	3.15%		5.0%			8.0%	-

Table 4-10 Load forecast for the Capital area

Category	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
(MW)											
<u>1. Lighting load</u>											
Capital area	253	388	419	440	462	485					
Fanga/Sumail	10	12	14	16	18	20					
Qurail area	11	13	15	18	20	22					
Sub-total	374	413	448	474	500	527	556	587	619	652	690
<u>2. Industrial load</u>											
Cement factor	20	20	25	25	25	25					
Oil refinery factory	15	15	20	20	20	20					
Rusail industrial estate	10	10	15	15	15	15					
Sub-total	45	45	60	60	60	60	65	70	75	80	85
<u>3. New bulk load (A)</u>											
Qaboos university	6	35	65	65	65	65					
Hospital of the above	-	10	10	10	10	10					
Ghubrah hospital	-	10	12	12	12	12					
Sub-total	6	55	87	87	87	87	87	87	87	87	87
Total	425	513	595	621	647	674	708	744	781	819	862
<u>4. New bulk load (B)</u>											
Khuwair south town	-	7	20	30	30	30					
Ghubrah south town	-	8	20	30	30	30					
Qurum beach town	-	-	-	10	20	30					
Airport heights town	-	-	-	40	80	110					
Azaiba town	-	-	-	10	20	30					
Nahaba town	-	-	-	20	40	60					
Sub-total	-	15	40	140	220	290	352	388	421	439	456
<u>5. New interconnection</u>											
Sub-total	-	58	68	79	91	104	120	138	158	182	209
Grand total	425	586	703	840	958	1,068	1,180	1,270	1,360	1,440	1,527

Table 4-11 Load forecast and power demand and supply balance
for the Bahinah coast and inland areas

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Load center											(MW)
Khabourah	9	10	12	13	16	18	20	24	27	31	36
MAGAN feeder (Sohar, Saham, Magis, Liwa and Shinas)	27	42	51	61	73.5	87	100	115	132	152	175
Copper mine	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Buraimi	28	32	34	39	45	50	55	61	67	73	81
Al Wasit	-	4	5	6	7	8	9	11	12	14	16
Hafit	-	-	1.5	2	2.5	3	3	4	5	5	6
Sunaynah	-	-	1.5	2	2.5	3	3	4	5	5	6
Dank	-	5	6	8	9	11	13	15	17	19	22
Ibri	-	12	15	18	22	26	29	33	37	41	46
Mahada	-	9	11	13	16	18	20	23	25	28	32
Yanqul	-	6	8	10	12	14	16	18	20	22	25
Mazim	-	-	1	2	2.5	3	3	4	5	5	6
Total	81	137	163	191	225	258	288	329	369	412	468
Supply capability	(2x27)	(2x30)	(1x30)	(1x30)	(1x30)						
(Gas turbine only)	105	165	195	225	225	225	225	225	225	225	225
Balance	24	28	32	34	0	-33	-63	-104	-144	-187	-243
Reserve capacity	-27	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30
Total balance	-3	-2	2	4	-30	-63	-93	-134	-174	-217	-273

4.6 電源開発計画

4.6.1 Barka発電所の開発規模

(1) 予備力

電力の安定供給を確保するためには系統の予備力がなければならない。予備力選定の基準は電力系統の大きさや発電所の数その他によって異なり、首都圏およびBatinah 海岸地方の場合は、もし負荷の月別変動がそれほど大きくなければ最大容量および2番目の容量各1台を予備力とするのが適当である。しかしながら、この地域においては負荷の月別変動が極めて大きく、Table 4.7 に示したように、1月および2月の尖頭負荷は年間尖頭負荷の1/3 に低下する。従って、発電設備の点検保守は1、2月およびその他低負荷月に集中して行うことによって6、7月の重負荷月の点検保守は避けることができると思われるので予備力としては最大容量1基分の出力とする。

(2) 総合需給バランスおよび電源開発計画

Table 4.10および4.11を用いて首都圏およびBatinah 海岸地方を総合した電力需給バランスを作成すると Table 4.12 に示す通りとなる。総合バランスにおいて、以下の事情を考慮すると、Barka 発電所の所要規模は700MW 前後が適当である。

- a) 1988年の供給力不足が 149MW、1991年および1992年の供給力不足がそれぞれ 586MW および717MW に達すること。
- b) Barka 造水プラントは1990年末までに180,000m³/日の設備を完成すれば1995年までの水需要を賄い得ること。

Barka 発電所の設備出力について具体案の一例として挙げられるものは次の通りである。

年次	運開設備出力(MW)	備考
1988	160MW	ガスタービン
1989	160MW	ガスタービン
1990	280MW	ガスタービンおよびスチームタービン
1991	140MW	ガスタービンおよびスチームタービン
合計	740MW	

4.7 Barka発電所の発電計画

4.7.1 発電型式別負荷受持部分

Barka 発電所は、第5章で述べるように、電力需要予測およびBarka 海水淡水化プラントの所要造水量（180,000 m³/日）との関係で、発電・海水淡水化二重目的で運転される部分と、発電単一目的で運転される部分の二通りの部分から成る。

Table 4.7 を用い、1985～1995年の予測需要を尖頭負荷、平均電力および最低負荷に分けて毎年2ヶ月毎の負荷を計算すると Table 4.13に示す通りとなる。この表に基づいて作成される負荷曲線の基底部分はGhubrah および Barkaの両発電・海水淡水化二重目的プラントが受持ち、その上の中間負荷は総合熱効率の高いBarka の発電単一目的プラントが受持つこととなる。尖頭負荷はRusailおよびGhubrah の各ガスタービン発電所により供給される。以上の負荷配分状況は Fig.4.4に示される。

4.7.2 Barka 発電所の発電計画

Fig.4.4 の月別負荷変動から見て、各発電所の定期点検保守（所要期間 1.5ヶ月と想定）は12月～3月の間に順次行われることとなる。この定検保守のための停止期間と Fig.4.4の負荷曲線から判断して、Barka 発電所は第18章の Table 18.1 (a)および Table 18.1(b) に示す発電計画が考えられる。

Table 4.12 Overall power demand and supply balance in the interconnected system, and power development program

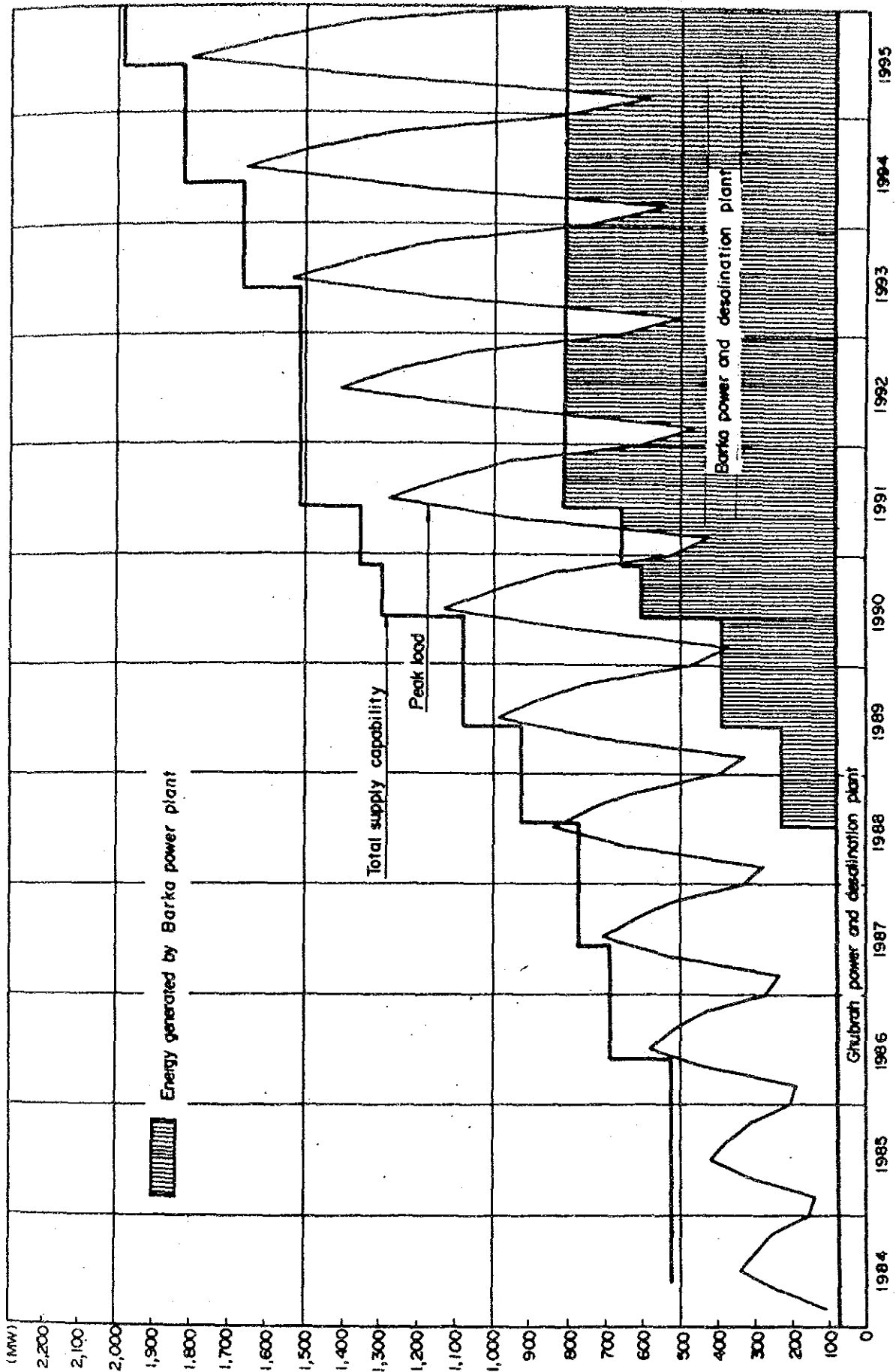
Item	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
(MW)											
<u>Power demand</u>											
Capital area	425	586	703	840	958	1,068	1,180	1,270	1,360	1,440	1,527
Shortage in Batinah and inland				4	-30	-63	-93	-134	-174	-217	-273
Total	425	586	703	836	988	1,131	1,273	1,404	1,534	1,657	1,800
<u>Supply capability</u>											
(Capital area)	522	687	769	769	769	769	769	769	769	769	769
Balance	97	101	66	-67	-219	-362	-504	-635	-765	-888	-1,031
<u>Reserve capacity</u>											
(Capital area)	-82	-82	-82	-82	-82	-82	-82	-82	-82	-82	-82
Total balance	15	19	-16	-149	-301	-444	-586	-717	-847	-970	-1,113
<u>Power development program</u>											
◦ <u>Barka power station</u>						2x60	1x80				
Commissioning						2x80	1x60				
Total capacity						320	740				
◦ <u>Other new power station</u>									2x80	2x80	2x80
Commissioning									160	320	480
Total capacity									-31	-33	-34
◦ <u>Station service loss</u>											
◦ <u>Capacity at sending-end</u>									869	1,027	1,186
Final balance	15	19	-16	10	17	126	124	-7	22	57	73

Note: Power loss for station service is estimated.

Table 4-13 Monthly load forecast for the interconnected system

Month	Ratio to peak load	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
<u>Peak load</u>												
February	32.8%	139	192	231	276	324	371	418	461	503	543	590
April	73.6%	313	431	517	618	727	832	937	1,033	1,129	1,220	1,325
June	100.0%	425	586	703	840	988	1,131	1,273	1,404	1,534	1,657	1,800
August	88.7%	377	520	624	745	876	1,003	1,129	1,245	1,361	1,470	1,597
October	74.6%	317	437	524	627	737	844	950	1,047	1,147	1,236	1,343
December	47.3%	201	277	333	397	467	535	602	664	725	783	851
<u>Average load</u>												
February	23.9%	102	140	184	200	236	270	304	336	367	396	430
April	53.1%	221	311	373	446	524	600	676	745	815	880	956
June	75.4%	320	442	530	633	745	853	960	1,059	1,157	1,249	1,357
August	69.4%	295	407	488	583	686	785	883	974	1,065	1,150	1,249
October	52.2%	222	306	367	438	516	590	665	733	800	865	940
December	32.9%	140	193	231	276	325	372	419	462	505	545	592
<u>Minimum load</u>												
February	16.5%	70	97	116	139	163	187	210	231	253	273	297
April	32.8%	139	192	231	276	324	371	418	461	503	543	590
June	53.5%	227	314	376	449	529	605	681	751	821	886	963
August	50.3%	214	295	354	422	497	569	640	706	772	833	905
October	34.1%	145	200	240	286	337	386	434	479	523	565	614
December	22.9%	97	134	161	192	226	259	292	322	351	374	412

Fig. 4.4 Load forecast and power development program



第5章 水需給予測と海水淡水化

プラント増強計画

第5章 水需給予測と海水淡水化プラント増強計画

5.1 水需給の現状

5.1.1 既存給水設備

本調査で対象としている計画給水地域は、MuscatからBarkaまでの約70kmの帯状の範囲であるが、需要の中心である首都圏の給水区域はFig5.1に示すとおりである。

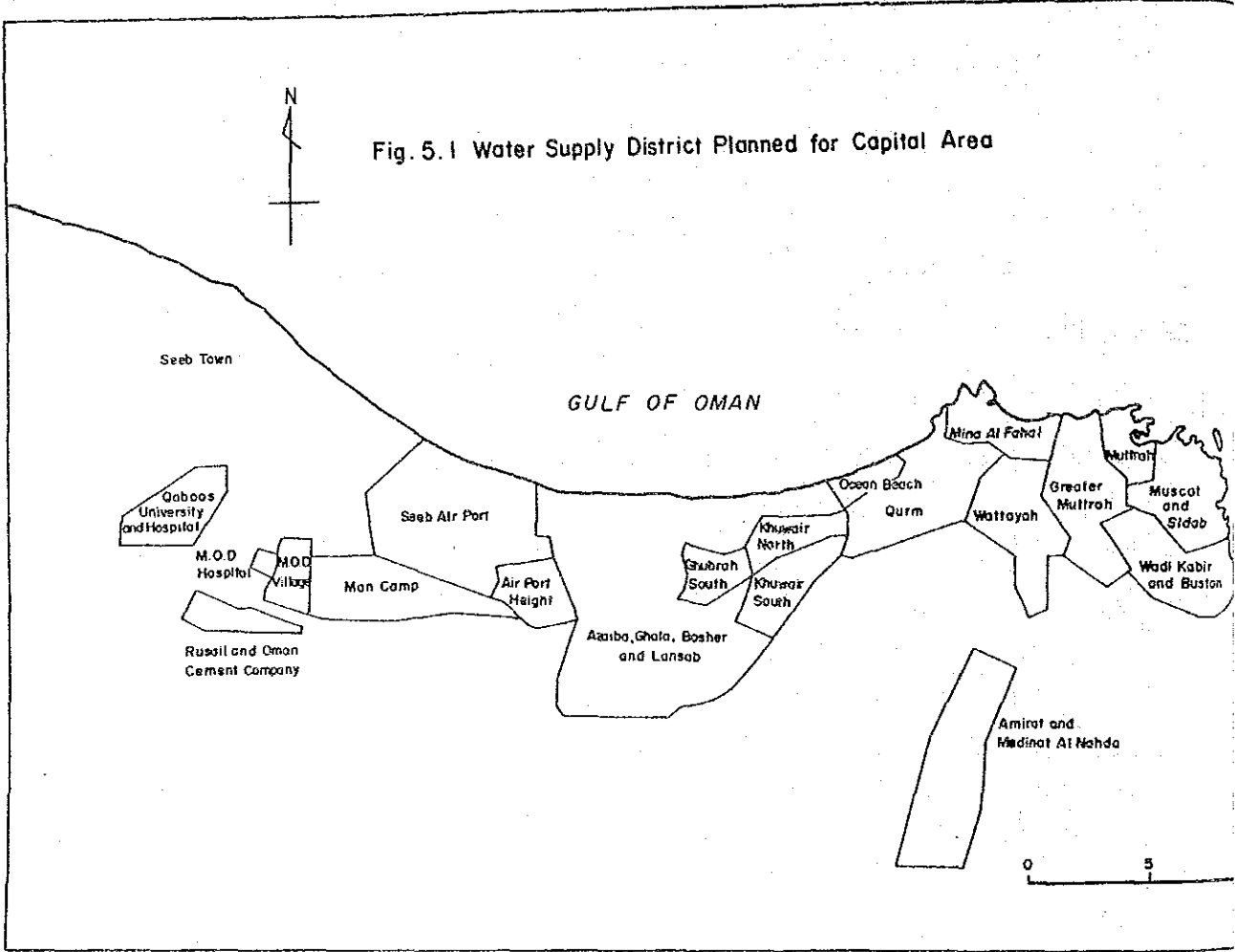
首都圏の給水は1976年まではもっぱら井戸からの地下水汲上げに依存していたが、水需要の急速な増加に対処し、Ghubrahに最初の海水淡水化プラントが建設され、1977年に運転開始した。その後1983年に、上記1号プラントに並列して、2号プラントが運転開始し、現在の造水能力は54,560~40,910m³/日（平均47,730m³/日）である。

Table 5.1 Ghubrah海水淡水化プラント概要

プラント名		造 水 能 力			運転開始年
		高 温 運 転	低 温 運 転	平 均	
既 設	No1 プラント	MIGPD 6 m ³ /日 (27,280)	MIGPD 4 m ³ /日 (18,180)	MIGPD 5 m ³ /日 (22,730)	1977
	No2 プラント	6 (27,280)	5 (22,730)	5.5 (25,000)	1983
	小計	12 (54,560)	9 (40,910)	10.5 (47,730)	
建 設 中	No3 プラント	6 (27,280)	5 (22,730)	5.5 (25,000)	1986
	No4 プラント	6 (27,280)	5 (22,730)	5.5 (25,000)	"
	小計	12 (54,560)	10 (45,460)	11 (50,000)	
合 計		24 (109,120)	19 (86,370)	21.5 (97,750)	

(注) MIGPD=百万英 Gallon/日
1英Gallon=0.004546m³

Fig. 5.1 Water Supply District Planned for Capital Area



さらに、現在、既設No2 プラントと同能力(27,280 ~22,730m³/日)のプラント2基 (No 3、No 4) を1986年 3月運転開始予定でGhubrah に建設中である。従って、その完成時には、海水淡水化プラントの総生産能力は、Table 5.1 に示すように109,120 ~86,370m³/日、(平均97,750m³/日)となる。

首都圏の井戸はWadi Adey, Wadi Hatat, Seeb, Mawallaa およびAl-khawdの5つの地下水地域に集中している。地下水汲上量は1980年以降急増し、1982年には、8,396,000m³/年 (23,000m³/日) に達したが、翌1983年には、5,255,000m³/年 (14,400m³/日) に減少している。その理由は、過度の汲上げにより地下水位が低下し、このため海水が陸部に浸透して地下水が汚染されるのを防ぐためであるとしている。このような事情から、1985年以降の地下水の汲上量は、新たな地下水開発を含め、Table 5.2 のとおり平均22,000m³/日に維持する方針をとっている。

Table 5.2 1985年以降の地下水汲上量

地 区	最大汲上量(m ³ /日)	平均汲上量(m ³ /日)	井 戸 数
Wadi Adey	50,000	10,000	約30
Mawallaa	2,000	1,000	3
Seeb	18,000	10,000	12
Al-Khawd Dam Well Field	22,000		14
Old Government Well Field	10,000		20
Rusail	1,000	1,000	2
計	103,000	22,000	約80

5.1.2 水需給状況および水道料金

首都圏における給水量は、人口の集中と経済開発の進展に伴って、近年急速な伸びを示している。給水実績はTable 5.3 に示すとおりであり、1971年の年間給水量386,000m³から1976年には、1,954,000m³ に増加しているが、これまでの水源は井戸水に限られ、揚水量にも限度があった。

1977年に最初の海水淡水化プラントがGhubrah において稼動を開始し、その後の増強もあって、給水量は同年の4,555,000m³ から1984年には23,488,000m³へとハイペースの増加を続けている。年平均伸び率は1976~1980年50.4%、1980~1984年20.4%を示している。

1984年の年間給水量23,488,000m³のうち、井戸からの給水量は全体の18% (4,204,000m³) で、82% (19,284,000m³) は海水淡水化による生産水である。

水道料金は、首都圏では家庭用2パイザ/英ガロン、業務用3パイザ/英ガロンの2
 需要種別の従量料金制のみである。

Table 5.3 首都圏の給水実績

年次	首都圏人口 (千人)	年間給水量 (千 m ³ / 年)			1日平均給水 (m ³ / 日)
		井戸	海水淡水化プラント	合計	
1971	(推定) 65	386	—	386	1,100
1976	133	1,954	—	1,954	5,300
1977	148	1,440	3,115	4,555	12,400
1978	163	1,081	4,671	5,752	15,800
1979	178	1,345	6,593	7,937	21,700
1980	195	4,598	6,579	11,177	30,600
1981	210	6,741	6,789	13,530	37,100
1982	226	8,396	7,772	16,168	44,300
1983	241	5,255	14,203	19,458	53,300
1984	265	4,204	19,284	23,488	64,400
年平均増加率 1976~80					54.7%
1980~84					20.4%

5.1.3 需要変動の特徴

月別の給水実績はTable 5.4 およびFig.5.2 に示すとおりで、水需要は夏期(5月~10月)には年平均給水量を上回り、冬期(12月~3月)には、下回るが、おおむね年平均給水量の±15%の範囲内にあり、その変動幅は電力の場合ほど大きくない。また、需要の最小月は最大月の約2/3の需要量で、これは毎年大きな変化はない。

給水量の日間変動はFig.5.3のとおりで、各月の一日最大需要量は季節とあまり関連がなく、むしろ冬期において大きく、しかも冬期の一日需要量の最大と最小の変動幅が大きい。

Table 5.4 月別一日平均給水実績

(単位: m³/日)

年次 月	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
1月	16,733	23,057	31,531	38,840	42,637	49,400	62,300
2月	17,674	23,996	33,015	37,991	44,065	58,300	
3月	18,367	26,720	38,783	36,636	46,949	57,300	
4月	19,313	28,865	28,164	39,812	46,978	62,300	
5月	21,259	32,164	38,369	44,723	55,729	64,100	
6月	23,179	34,939	41,507	52,618	63,592	64,100	
7月	25,187	32,067	41,827	47,629	57,308	63,500	
8月	23,804	32,837	41,758	47,679	54,347	65,900	
9月	24,140	33,585	42,005	49,013	56,473	68,200	
10月	24,453	33,125	41,626	48,570	59,077	68,200	
11月	22,959	36,342	29,971	45,661	59,490	65,000	
12月	22,631	28,619	35,655	42,110	52,822	65,900	
年平均	21,640	30,626	37,068	44,273	53,299	64,350	

(注) 1. 各月の一日平均給水量を示す。
2. 1984年は概算値。

Fig. 5.2 Monthly Fluctuation Record of Water Supply

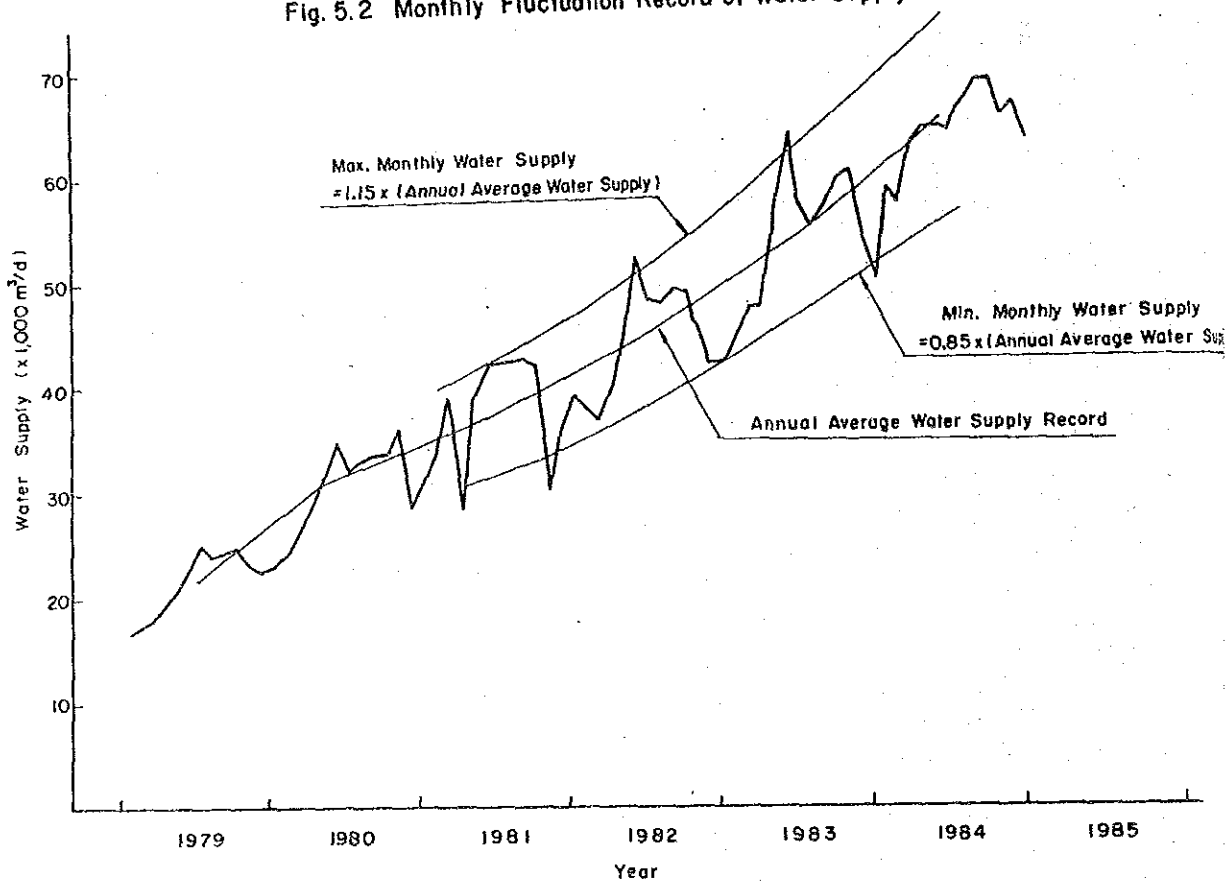
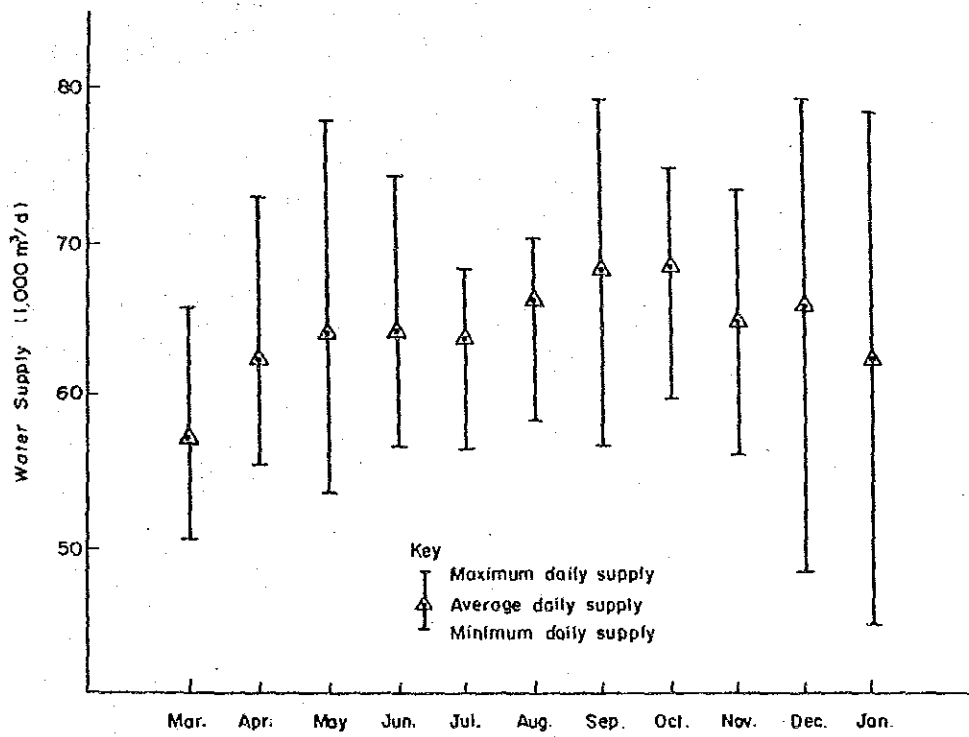


Fig. 5.3 Monthly Maximum and Minimum Water Supply



5.2 水需要予測

5.2.1 MBW による需要予測

MBW では首都圏の水需要について、Table 5.5 に示す需要予測表を作成している。この需要予測は既存需要の自然増加と新規プロジェクトの大口需要の見通しその他を加えた積み上げ方式によるものである。

既存需要には、間もなく供給を開始する Seeb Town, Medinat Al Nahda, Airport Heights, Khuwair North 等の新住宅団地の需要を含んでおり、その需要量は1985年の年増加率15%から1990年の10%まで毎年1%づつ減じた率で算定している。新規大口需要としては、現在開発を進めているセメント工場、工場団地、スポーツスタジアム、大学、病院などのほか、給水地域の拡大、庭園散水等があり、新規大口需要の既存需要に対する割合は1985年で30%、1990年で43%となっている。

Table 5.5 MEW's Water Demand Forecast for the Capital Area
 Issued on February 6, 1985 (m³/d)

Consumer	1984 (Record)	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995
1. Existing consumer (A) (Natural growth)	64,350	69,781	79,737	90,100	100,968	111,968	123,151	
2. Oman cement company	-	1,200	1,500	1,800	2,000	2,200	2,500	
3. Rusail industrial estate	-	1,500	2,000	2,400	2,600	2,800	3,000	
4. Boshier stadium	-	500	500	600	600	700	800	
5. Qaboos university	-	2,000	3,000	4,000	4,500	5,000	5,000	
6. Bowsheer hospital	-	500	600	700	800	900	1,000	
7. MDO hospital and village	-	3,000	4,000	5,500	6,500	7,500	9,000	
8. Bustan hotel, Wadi Kabir	-	2,500	2,500	2,800	3,000	3,500	4,000	
9. Azaiba, Ghala, Boshier, Lansab	-	2,500	2,750	3,250	3,750	4,250	5,000	
Sub-total (2 to 9)		13,450	16,850	21,050	23,750	26,850	30,300	
Leak water (15%)		2,080	2,528	3,158	3,563	4,028	4,545	
Landscaping		5,000	7,600	10,200	12,800	15,400	18,000	
Total new bulk consumpt. (B)		20,468	26,978	34,408	40,113	46,278	52,845	
Total (A + B)		90,249	106,715	124,508	140,989	158,246	175,996	
10% Unforeseen		9,025	10,672	12,451	14,099	15,825	17,600	
Grand total		64,350	99,274	117,387	136,958	155,088	174,071	193,596
Per capita per day (1/day.capita)		248	347	377	404	420	433	442
								465

Approx.

New bulk consumer

5.2.2 MEW の需要予測に関する検討

水の需要量はその地域における人口と相関関係があり、また、経済の開発水準とも密接な関連があることから、前章で電力需要について行ったと同様の検討を行った。すなわち、人口とGDPを独立変数とし、水需要を従属変数とする重回帰モデルを作成して、将来の人口と1人当たりGDPの見通しから水需要の予測値を算出し、この結果をMEWの需要予測と比較してみた。

Table 5.6に示すように、1976年から1983年までのGDP、首都圏人口、水需要の実績データを基に、最小二乗法を用いて、次の重回帰モデル式を得た。

$$y_0 = 0.00385 x_1 + 0.390 x_2 - 51.936$$

ここに

y_0 : 水需要予測量(1,000m³/日)

x_1 : GDP/Capita (RO)

x_2 : 首都圏人口(1,000人)

将来の予測年度におけるGDPおよび人口の推定値を、4.5.1(2)項に述べたところに従い、Table 5.7に示す値とし、これを上式に代入して算出した結果、同表の①欄に示す水需要予測量(y_0)を得た。

Table 5.6 Base Data for Multiple Regression Model

1. Parameters									
Year	GDP at current prices (RO million)	Consumers Prices index (1978=100)	GDP at 1978 price (RO million)	Population of the Country (1,000)	GDP/capita (RO)	Population of Capital area (1,000)	Water Consumption (1,000m ³ /d)		
1976	884.3	85.0	1,040.0	790	1,316	133	5.3		
1977	946.8	87.7	1,080.0	814	1,327	148	12.4		
1978	947.5	100.0	947.5	839	1,129	163	15.8		
1979	1,289.5	108.5	1,188.5	864	1,376	178	21.7		
1980	2,066.6	119.3	1,732.3	890	1,946	195	30.6		
1981	2,506.4	122.7	2,042.7	920	2,220	210	37.1		
1982	2,609.7	124.0	2,104.6	950	2,215	226	44.3		
1983	2,741.3	118.6	2,311.4	980	2,359	241	53.3		
Total					13,888	1,494	220.5		
Median					$\bar{x}_1 = 1,736$	$\bar{x}_2 = 186.8$	$\bar{y}_0 = 27.6$		

2. Multiple regression equation

$$\bar{y}_0 = 0.00385 \bar{x}_1 + 0.390 \bar{x}_2 - 51.986$$

Source : GDP and consumers price index - Statistical Year Book (Development Council)

Population of the country - International Monetary Fund (United Nations)

Population of Capital area - Middle East Electricity (1983)

この重回帰モデルから得られた水需要予測値(y_0)は、1976年から1983年までの実績を基礎データとした予測値であるため、経済成長、人口増加が過去の延長とみなせる程度の伸びに伴う水需要の増加は重回帰モデルで十分予測し得る。

しかしながら、首都圏では急速な都市開発、工業開発を図るため、数年内に完成予定の各種大型プロジェクトが実施または計画されており、これに伴う新規大口需要については重回帰モデルでは十分予測し得ない部分である。

この点を考慮に入れて重回帰モデルから得た予測値を調整し、評価し直した値はTable 5.7 の③欄に示す総水需要予測値(y)のとおりである。この値は④欄に示すMEWの予測値と極めて近似しており、MEWの水需要予測は妥当なもの認められる。

MEWの予測と重回帰モデルの調整による予測との比較をFig.5.4に示す。

また、MEWの予測値を1人1日平均給水量の点からみると、Table 5.5下欄に示すように1984年の248ℓ/人日から1995年の465ℓ/人日まで暫増を見込んでおり、これは他の地域の数値(1982年湾岸諸国平均379ℓ/人日、1983年日本平均374ℓ/人日、東京都426ℓ/人日)と比べても順当な値となっている。

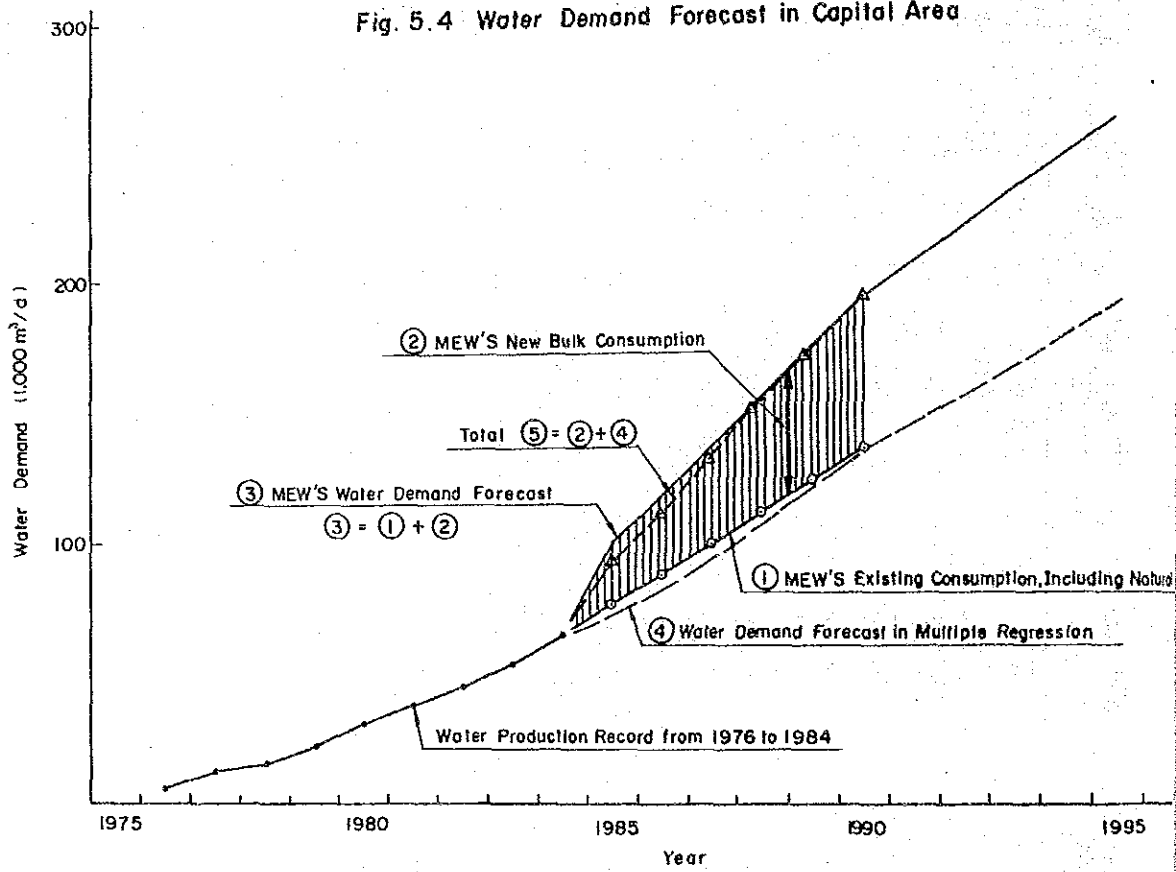
以上のことから、本計画のベースとなる将来の水需要として、MEWの水需要予測値を採用することとする。

Table 5.7 Water Demand Forecast by Multiple Regression Model in Capital Area

Year	GDP at 1978 price (R0 million)	Population of the Country (1,000)	GDP/capita (R0)	Population of Capital area (1,000)	① Water Demand y_0 (1,000m ³ /d)	② New Bulk Consumption y_1 (1,000m ³ /d)	③ Total Demand $y=y_0+y_1$ (1,000m ³ /d)	④ MEW's Forecast (1,000m ³ /d)
1985	3,206	1,043	2,941	286	70.9	22.5	93.4	99.3
1986	3,590	1,076	3,195	311	81.7	29.7	111.4	117.4
1987	4,021	1,109	3,475	339	93.7	37.8	131.5	137.0
1988	4,504	1,144	3,776	369	106.5	44.1	150.6	155.1
1989	5,045	1,180	4,104	402	120.6	50.9	171.5	174.1
1990	5,650	1,218	4,457	438	136.0	58.1	194.1	193.6
1991	6,215	1,256	4,754	460	145.8			
1992	6,836	1,296	5,068	483	155.9			
1993	7,520	1,337	5,404	507	166.6			
1994	8,272	1,379	5,764	532	177.7			
1995	9,099	1,422	6,148	559	189.7			

(Approx.)
260

Fig. 5.4 Water Demand Forecast in Capital Area



5.3 海水淡水化プラント増強計画

5.3.1 水需給バランス予測

前項で推定した水需要予測と既存および建設中の水供給施設とを基に、1995年までの10年間の水需給バランスを各年ごとに示したのがTable 5.8 である。これによると、現在建設中のGhubrah No.3、No.4 プラントが完成する1986年 3月の数ヶ月後には、早くも供給不足が生じ始め、以後、平均需要水量に対する不足水量は毎年一万数千 m^3 /日ずつ増加し、1990年には74,000 m^3 /日、1995年には 140,000 m^3 /日に達するものと予測される。

5.3.2 海水淡水化プラント増強計画

水供給施設はピーク需要に対応した給水能力を備えていなければならない。5.1.3 項で述べたように、夏期のピーク需要量は年平均需要量のおおむね15%アップがこれまでの実績であるので、今後のピーク需要予測水量は、5.2 項の需要予測量（年平均）に、その15%を加えた水量とする。

また、本地域のように水源の大部分が海水淡水化プラントで、しかもダム等の大きな貯水施設のないところでは、水の安定供給を確保するためには、供給予備力の保持が重要である。即ち、本計画の海水淡水化プラントの規模決定に際しては、プラントの定期補修、故障等における供給力の減少を考慮しておく必要がある。この供給予備力としては海水淡水化プラント1基分、30,000 m^3 /日（9.3.1(1)項参照）とする。

これらの点を考慮した水需給バランスはTable 5.9 のとおりで、Barka における新海水淡水化プラントの規模を 180,000 m^3 /日とすれば、今後十年間の水需要に十分対応することができる。1994年、1995年の夏期には、供給予備力が若干不足することが予想されるが、プラントの定期補修を冬期に実施することにより、供給に支障を与えることはない。

したがって、本プロジェクトにおける海水淡水化の規模は 180,000 m^3 /日と設定する。

プラント建設時期については、一両年後から始まると予想される急迫した水不足を解消するためには、できる限りプラント完成を急ぐ必要があり、3基90,000 m^3 /日分は最短の工程により、1989年2月までに建設する。残りの3ユニットは1990年末までに発電プラントの建設スケジュールに合わせて完成させるものとする。

発電プラントのBarka サイトでの建設は1991年の需要に相当する720MW までであるが、海水淡水化プラントについては、水需給の逼迫がこの後も継続する見込みであるので、Barkaでの発電プラント完成時点に合わせて、1995年までの水需要をまかなう後半の3基分も完工させることとする。

本プラントは発電と海水淡水化が密接に結合した複合プラントであるので、同時に建設することが工程的に合理的であり、工費的にも得策である。また、これにより、Ghubrah プラントを含めた全海水淡水化プラントの効率的な運用と水の安定供給にも資することができる。海水淡水化プラント稼働による水需給バランスはTable 5.9 およびFig.5.5 のとおりである。

Table 5.8 Forecast of the Water Demand and Supply Balance Based on the Existing Water Supply Capacity

(unit : m³/day)

Year	Average water demand (A)	Existing water supply capacity			Balance (C=B-A)	Remarks
		Wells	Production of desali. Plant	Total (B)		
1985	99,274	22,000	47,730	69,730	-29,544	
1986	117,387	22,000	97,750	119,750	2,363	Ghubrah No.3, No.4 will be completed in 1986.
1987	136,958	22,000	97,750	119,750	-17,208	
1988	155,088	22,000	97,750	119,750	-35,338	
1989	174,071	22,000	97,750	119,750	-54,321	
1990	193,596	22,000	97,750	119,750	-73,846	
1991	206,877	22,000	97,750	119,750	-87,127	
1992	220,158	22,000	97,750	119,750	-100,408	
1993	233,438	22,000	97,750	119,750	-113,688	
1994	246,719	22,000	97,750	119,750	-126,969	
1995	260,000	22,000	97,750	119,750	-140,250	

Note : The capacity of plants under construction is included.

Table 5.9 Forecast of the Water Demand and Supply Balance Considering Summer Peak Demand and Reserve Capacity

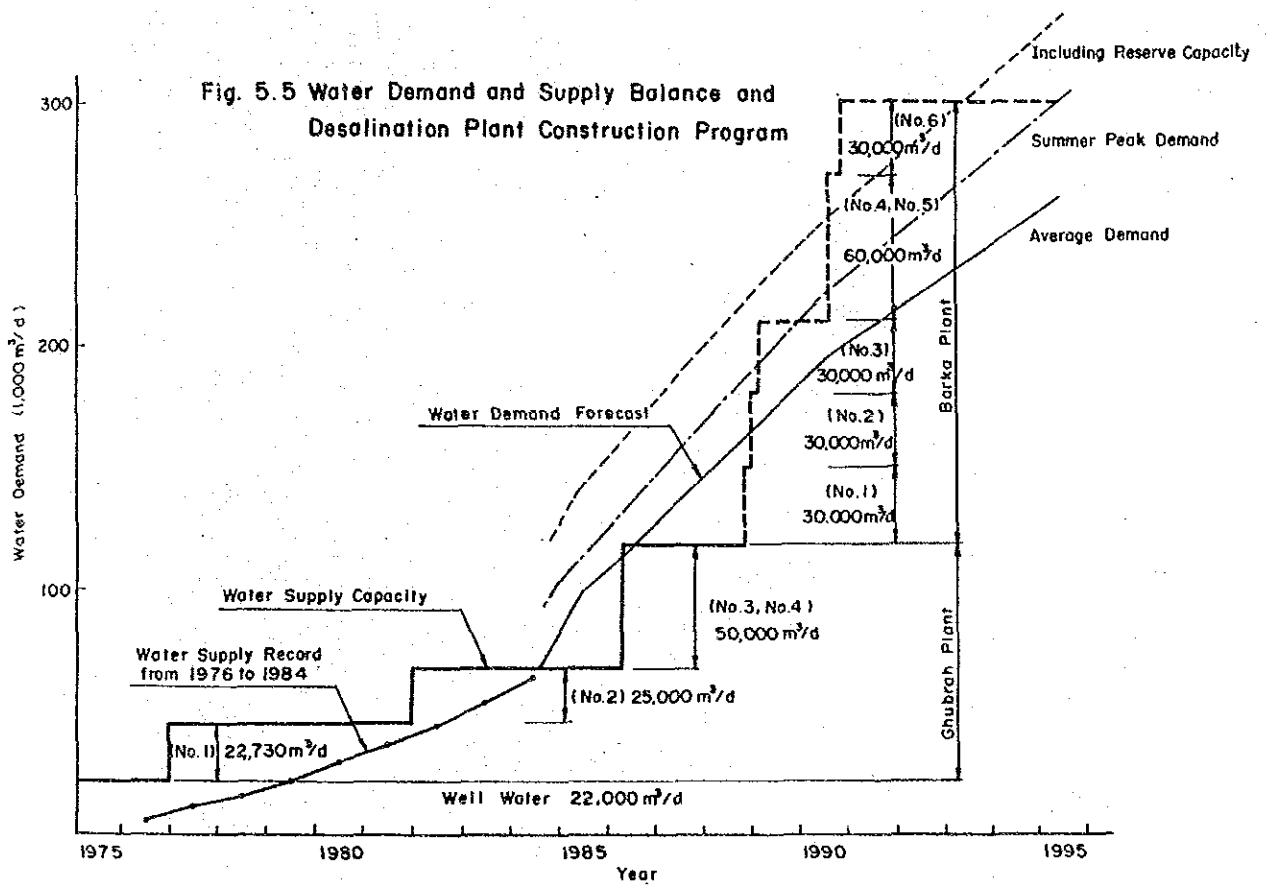
(unit : m³/day)

Year	Water Demand			Water Supply Capacity			Balance (6) - (3)
	(1) Average	(2) Summer Peak	(3) Summer Peak + Reserve Capacity	(4) Existing Water Source	(5) New Barka Plant	(6) Total (4) + (5)	
1985	99,274	114,165	144,165	69,730	-	69,730	-74,435
1986	117,387	134,995	164,995	119,750	-	119,750	-45,245
1987	136,958	157,500	187,500	119,750	-	119,750	-32,250
1988	155,088	178,350	208,350	119,750	60,000	179,750	-28,600
1989	174,071	200,181	230,181	119,750	90,000	209,750	-20,431
1990	193,596	222,635	252,635	119,750	180,000	299,750	+47,115
1991	206,877	237,908	267,908	119,750	180,000	299,750	+31,842
1992	220,158	253,181	283,181	119,750	180,000	299,750	+16,569
1993	233,438	268,453	298,453	119,750	180,000	299,750	+ 1,297
1994	246,719	283,726	313,726	119,750	180,000	299,750	-13,976
1995	260,000	299,000	329,000	119,750	180,000	299,750	-29,250

Note (1) Summer peak demand is increased by 15% in addition to average demand based on past water demand record in Oman.

(2) Reserve cap. 30,000m³/d (1 unit cap.)

(3) Blending well water which will be developed at Barka area is not included in this table.



第6章 プラントサイトの選定

第6章 プラントサイトの選定

6.1 サイト選定の基本条件

一般的に、火力発電所あるいは海水淡水化プラントのサイト選定にあたっては、技術的および経済的見地から、下記の事項を考慮する必要がある。すなわち、

- (1) 将来の増設計画を含め十分な広さの平坦な土地が確保できること。
- (2) 土質条件が良好で、構築物あるいは重機器基礎に多額の費用を要しないこと。
- (3) 用地の取得が比較的容易なこと。
- (4) モンスーン、洪水、高潮、漂砂などの被害がないこと。
- (5) プラントの運転に必要な海水の取水が良好なこと。
- (6) 造水に使用する海水の水質が良好なこと。
- (7) プラントの運転に必要な燃料の供給が容易なこと。
- (8) 電力および水の需要中心地に近接し、送電線および送水管の建設および保守に要する費用が少ないこと。
- (9) 既設幹線道路からの進入性が良く、プラント用の資機材および建設機械などの重量物運搬に支障のないこと。
- (10) プラントの建設および運転が周辺地域の環境にあまり影響をおよぼさないこと。

6.2 候補地の選定経緯

MEWの計画によれば、本発電・海水淡水化複合プラントで発生した電力は首都圏および Batinah海岸地域に送電され、生産水は首都圏に送水される予定である。一方、1984年6月に実施された本計画の Prefeasibility study のサイト選定の段階では、MEWの意向により Seeb 空港と Barka市間の約 40km に亘る海岸近傍に候補地を選定する必要があった。このため Prefeasibility study 時点での現地調査では、6.2 で述べたサイト選定の基本条件を念頭におき、MEWの意向に沿ってSeeb空港と Barka市間の海岸につき現地踏査を実施した。

この結果、6ヶ所の候補地を選定し、それぞれの候補地について技術的および経済的見地から検討を加え、最終的に4ヶ所の候補地を推奨地点として MEWにレポートを提出した。MEWはこの結果に基づき、Fig.6.3 に示した Site-IVおよび Site-Vを最適地点とみなし、用地取得のための準備を開始したが、関係地主および地域住民の同意

が得られず、Site-IVおよび Site-Vへのプラントの立地は不可能となった。また、他の候補地についても同様、用地の取得が困難であることが予想されたため、MEW は Prefeasibility study時点で選定した Site-Vの西方約5 kmの所に、MEW 自身が新規地点を選定した。

6.3 MEW が選定した新地点

6.2 で述べたサイト選定の経緯から、MEW は新しいプラントサイトとして Fig.6.3 に示した Barka Site を選定した。本サイト周辺一体は Royal Family の所有地である。JICA調査団は MEWから、新地点がプラントサイトとして適当か否かの調査を今回の現地調査の初期の段階で実施するよう要請された。この要請に基づきJICA調査団は Barka Siteの地表踏査、地形測量、近傍海域の深淺測量などを行った。この結果、本地点は敷地造成時に1 m 程度の地盤高上げを必要とするものの、プラントサイトとして Prefeasibility study 時に選定された候補地と比較して技術的および経済的に大きな相違はなく、プラントの立地に問題ないものと結論された。

6.4 地形および地質

本地点は Barka市東方約9 km、Prefeasibility study時に選定した候補地の一つ Site-Vの西方約5 kmの海岸地域に位置している。サイトは写真-6.1に示すように小砂利を含む砂浜で覆われた平坦地で、プラント建設に必要な 1,000,000 m² (1,000m ×1,000m) の面積は十分確保できる。Fig.6.4 に示すように、地形測量の結果、地盤の高さは最高高潮面(H.H.W.L. Highest Predicted Tide at Mine Quboos)上約1 m であり、プラントの廃棄水を海域へ放流するために必要とする勾配、強風時の波浪の影響などを考慮すると、現地盤面を1 m程度高上げする必要がある。本地点の地質については、今回の調査では、現地でのボーリング調査、物理探査、試掘などの地質調査は行わず、地表踏査にとどまったが、現在MEWがGhubrah地点で建設中のdesalination and steam raising plant extention での地質調査結果および Barka市近傍で実施された地下水調査のためのボーリング結果などから判断すると、本地点においても地表下5～6 m で標準貫入試験のN値は20以上になるものと推定される。従って、プラントの構築物基礎、重機器基礎についても、鉄筋コンクリート二重スラブおよびマット基礎を主体とした直接基礎構造とし、杭基礎あるいは大規模な地盤改良工事などの多

額の費用を要する基礎処理工事は必要ないものと判断される。しかしながら、Ghubrah 地点および Barka市は本地点から距離的にも離れており、両地点での地質調査結果は Feasibility study段階での参考資料の領域にとどまり、本計画の実施設計の段階では、詳細な現地地質調査工事を行い、それらの結果に基づいて、各種構築物および重機器基礎の構造様式を決定すべきことは云うまでもない。

6.5 アクセシビリティ

本地点は海岸線に併行して延びる既設幹線道路に近く、延長約 2.5kmの取付道路を建設することにより容易にサイトへの進入は可能であり、アクセシビリティに問題はない。また、プラント建設時の荷卸港に予定される Mina Quboosからサイトまでは約70kmである。資機材の運搬には前記幹線道路を使用することとなるが、Mina QuboosとSeeb空港間の幹線道路の数ヶ所にラウンドアバウトおよび立体交叉があるため、これらの構築物によって運搬資機材の重量および容積がある程度の制約を受けることとなる。

6.6 海水温度および水深

サイト近傍の海域で、海水温度測定および深淺測量を実施した。

Fig.6.4に示すように、海水温度の測定結果は、沿岸からの距離および水深に関係なくほぼ一定の値となっている。これは今回の水温測定時期が、この地域の寒冷期にあたり、平均外気温が24℃前後であるため、外気温と同じ水温となったものと考えられる。しかしながら、夏期の水温測定記録によれば海水面の平均水温は30℃以上となり、外気温が高い場合は、海水面下3m～5mの水域に躍層面を形成するものと想定される。Fig.6.4に示すように深淺測量の結果、海底勾配は1/110から1/280の緩い傾斜を呈しており、いわゆる遠浅の海岸である。このことはオマーン沿岸の海図からも明らかのように、Seeb空港とBarka市間の海岸ではいずれの地域においても同程度の海底勾配を呈しているものと考えられる。従って、プラントの運転に必要な海水の取水設備の計画にあたっては、夏期における水温分布および緩るやかな海底勾配を考慮して取水方法を検討する必要がある。

Mina Quboosにおける気象および海象の観測記録をAnnex-2に示す。

6.7 水質および底質

サイト近傍の海域において海水の試料採水および海底土壌の試料採取を実施し、帰国後試験室において試験・分析を行った。この結果、海水は発電所の冷却水として、また造水の原水として質的に全く問題のないことが確認された。海底土壌の地質は貝殻を含む砂またはシルト質砂で、海水取水設備を建設する際の海中掘削などの土木工事には特別支障がないものと考えられるが、水中掘削などによる工事中の海域の汚濁については十分留意する必要がある。Fig.6.4 に海水の試料採水位置および海底土壌の試料採取位置を示す。

また、水質および底質の試験・分析結果は Annex-1に示すとおりである。

6.8 サイト付近の状況

サイト周辺一体は浜砂で覆われた平坦地であるが、サイトの南側にあたる内陸寄りには、サイト終端付近から徐々に灌木の数が多くなり、緑がみられるようになる。サイトから約2 km以南の内陸部には主にナツメヤシを収穫するための耕地がひらけ地下水取水のためのポンプ場が散見される。サイトの東側および西側のそれぞれ約2 km付近には降雨時に河川となる“Wadi”の痕跡があり、河床面に砂礫が散在している。サイトに最も近い集落は南東側に Rumays、西側に Haradi があり、いずれも約2 kmの距離である。集落住民は主として小規模な農業および小型ボートを使用しての沿岸漁業に従事しているようである。サイト周辺には、プラントの建設および運転・保守に支障となるような既設構築物または設備はない。

6.9 燃料の受給

本計画では、プラントの運転に必要な燃料として、内陸部で生産される天然ガスを予定しているが、サイトまでのガスパイプラインなどの燃料供給施設は MEWが計画、設置することになっており、今回のJICA調査団の業務からは除外されている。

6.10 井戸水の需給

海水淡水化プラントで作られた蒸留水は、井戸水と混合し味付けを行う計画としているが、サイトまでの井戸水の供給ラインおよび井戸の設置は、MEW が計画・設置することになっており、今回のJICA調査団の業務からは除外されている。

6.11 環境にあたる影響

JICA調査団による現地調査時点では、プラントの建設および運転に伴う大気汚染、振動、騒音、温排水などを規制する環境基準や法令はなく、現在、関係機関で基準を作成すべく検討中とのことであった。しかしながら、本計画の実施にあたっては工事公害などで周辺環境に悪影響をおよぼさないよう、十分留意する必要がある。

6.11.1 大気汚染

- (1) ボイラの排ガスは大気汚染に関係ある物質を含んでいる。

その代表的な物質は、硫黄分である。

- (2) 硫黄分を含んだ排ガスは、下記の項目をパラメータとして検討されなければならない。

(a) 燃料性状

(b) 燃料消費量

(c) 煙突高さ

- (3) 硫黄分を含む燃料と、 SO_x の計算

本プロジェクトで硫黄分を含む燃料は、distillate fuel と Hevey oil fuel である。

上記の2種類の燃料に関して、 SO_x の最大着地濃度と、最大着地距りを算出したその結果をTable 6.1 に示す。

詳細な計算方法は、Annex-4 に示す通りである。

- (4) 大気汚染物質の表示方法

1) ボイラ排ガスに含まれる大気汚染物質が重量で表示される場合はgram per normal cubic meter (gr /N m³) が使用される。

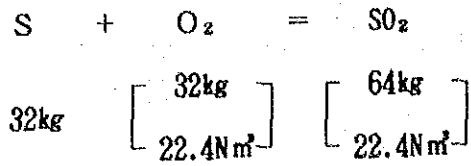
2) ボイラ排ガスに含まれる大気汚染物質が濃度で表示される場合は、parts per million (p.p.m) が使用される。

3) 使用単位が異なる場合のUnit conversion

$$\text{p.p.m} = \frac{\text{SO}_2 \text{ volum in flue gas (Nm}^3\text{)}}{\text{flue gas volum (Nm}^3\text{)}} \times 10^6$$

$$\text{gr/Nm}^3 = \frac{\text{SO}_2 \text{ Weight in flue gas (gr)}}{\text{flue gas volum (N m}^3\text{)}}$$

単位の交換の例



$$\text{SO}_2 \quad 22.4 \times 10^{-3} \text{ Nm}^3 = 64\text{gr}$$

1 Nm³中のSO₂ の重量

$$= \frac{64 \text{ gr}}{22.4 \times 10^{-3} \text{ Nm}^3}$$

$$= 2857 \text{ gr/Nm}^3$$

SO₂ の濃度と重量を x, y とすると、

$$\text{SO}_2 \text{ 濃度 : } x \text{ (p.p.m)}$$

$$1 \text{ Nm}^3 \text{ 中の SO}_2 \text{ 重量 : } y \text{ (gr/ Nm}^3)$$

x と y の間には次の公式が成立する。

$$y = 2857 \text{ x} \times 10^{-6}$$

SO₂ の実際の値を参考のために示すと、

$$x \text{ の場合 } = 1 \text{ p.p.m} \rightarrow \text{required } y \text{ gr/Nm}^3$$

$$y \text{ gr/Nm}^3 = 2,857 \times 1 \text{ (p.p.m)} \times 10^{-6}$$

$$= 2,857 \times 10^{-6}$$

$$y \text{ の場合 } = 1 \text{ gr/Nm}^3 \rightarrow \text{required } x \text{ p.p.m}$$

$$x \text{ (p.p.m)} = \frac{1 \text{ gr/Nm}^3}{2,857 \times 10^{-6} \text{ gr/Nm}^3} = 350$$

6.11.2 温排水の拡散および再循環

(1) 温排水の拡散予測

1) 検討条件

a) 温排水の諸元

温排水量	発電用	Q _p = 22.0m ³ /s
	海水淡水化用	Q _d = 16.0m ³ /s
	合計	Q = 38.0m ³ /s

温度上昇	発 電 用	$\Delta T_p = 7.0 \text{ }^\circ\text{C}$
	海水淡水化用	$\Delta T_d = 8.0 \text{ }^\circ\text{C}$
	平 均	$\Delta T_{av} = 7.42 \text{ }^\circ\text{C}$
塩素量	発 電 用	$C_{ip} = 22.14\%$
	海水淡水化用	$C_{id} = 24.91\%$
	平 均	$C_{lav} = 23.31\%$

温排水の密度 $\rho_o = 1.02432 \text{ t/m}^3$ ($T_o = 37.42 \text{ }^\circ\text{C}$ として)

b) 環境水の諸元

海水の温度 $T_e = 30.0 \text{ }^\circ\text{C}$

塩分量 $C_{le} = 22.14\%$

海水の密度 $\rho_e = 1.02550 \text{ t/m}^3$

c) 海域の流況

静止および海岸に平行に 0.25 m/s の往復流を考慮する。

d) 放水口の形状および計算上の仮定

本計画の放水口は渚付近に設置して表層放流を行う計画である。

温排水の拡散予測検討にあたっては、最も拡散範囲の大きくなるL.W.L 時についておこなう。L.W.L 時の放水口付近の水深は約30cmであるが、本検討では安全側を考慮し、放水口からの放流は途中において放熱拡散および希釈を行わず、沖合200m地点に到達し、放熱拡散および希釈を行うものと仮定する。また200m地点の放流水断面は高さ2m、幅13mと仮定する。

e) 温排水拡散予測算定式

アメリカ環境保護協会 (U.S.Environmental Protection Agency) の Shirage and Davis の式により温排水の拡散域を予測するものとする。

2) 温排水拡散予測結果

平面および縦断方向の温排水の拡散予測結果をFig.6.1, Fig.6.2に示す。

この結果によれば $3 \text{ }^\circ\text{C}$ 上昇の拡散域は約 0.04 km^2 、半径250m程度、 $2 \text{ }^\circ\text{C}$ 上昇の拡散域は約 0.09 km^2 、半径350m、 $1 \text{ }^\circ\text{C}$ 上昇の拡散域は約 0.97 km^2 、半径1,030m程度と予想される。

(2) 温排水の再循環の検討

温排水の拡散予測結果によれば温排水の影響は平面的にはFig.6.1 に示すように取水口の先端付近までおよんでいるが、鉛直方向ではFig.6.2 に示すように水面下1.0m以下となっているので、放水口から放流された温排水の再循環はないものと考えられる。

なお、本計画の詳細設計時、夏季における海水温度の鉛直分布、サイト近傍の潮流などを実測し、数値シミュレーション、モデル実験などにより、温排水の拡散について検討する必要がある。

6.11.3 薬 剤

(1) 無 毒 性

現在市販されているMSF 海水淡水化プラント用の薬剤類、すなわち運転用スケール防止剤(High temperature additive:HTA) 及び消泡剤(Anti-foam agent:AF)は通常の使用条件では既知のいかなる毒性を示さないことが、数多くの動物実験で確認され、また権威ある機関から無毒性の証明が発行されている。

[A certificate of "No objection on toxicological grounds " by the Netherland Waterworks Testing and Research Institute(KIWA)]

従って、HTA 及びAFは通常の使用状況の下では何ら毒性を示さないと考えられる。

(2) 環境上の安全性

これらHTA をMSF 海水淡水化プラントに使用した場合、周囲環境にいかなる影響が及ぶかについては、種々の実験室レベルのモデルテストにより検討されている。

HTA は微生物の栄養となるチッソ、リンをその成分として含まず、微生物の活性に著しい影響を与えない。また急速に腐敗分解することもなく、排水場所周辺の富栄養化、及び酸素欠乏をまねくことがないことも判っている。

また通常、海水淡水化プラントの排出海水中に含まれるHTA 及びAFの濃度はきわめて低いものであり、かつ発電プラントからの放出海水によりさらに希釈され、海洋に排出された後は、すみやかに拡散し、さらに無視し得るレベルにまで希釈される。

また、排出されたHTA は負電荷を帯びているため、砂泥のような不溶性の無機質

に吸着され、紫外線の影響できわめてゆっくりと分解され、消滅する。

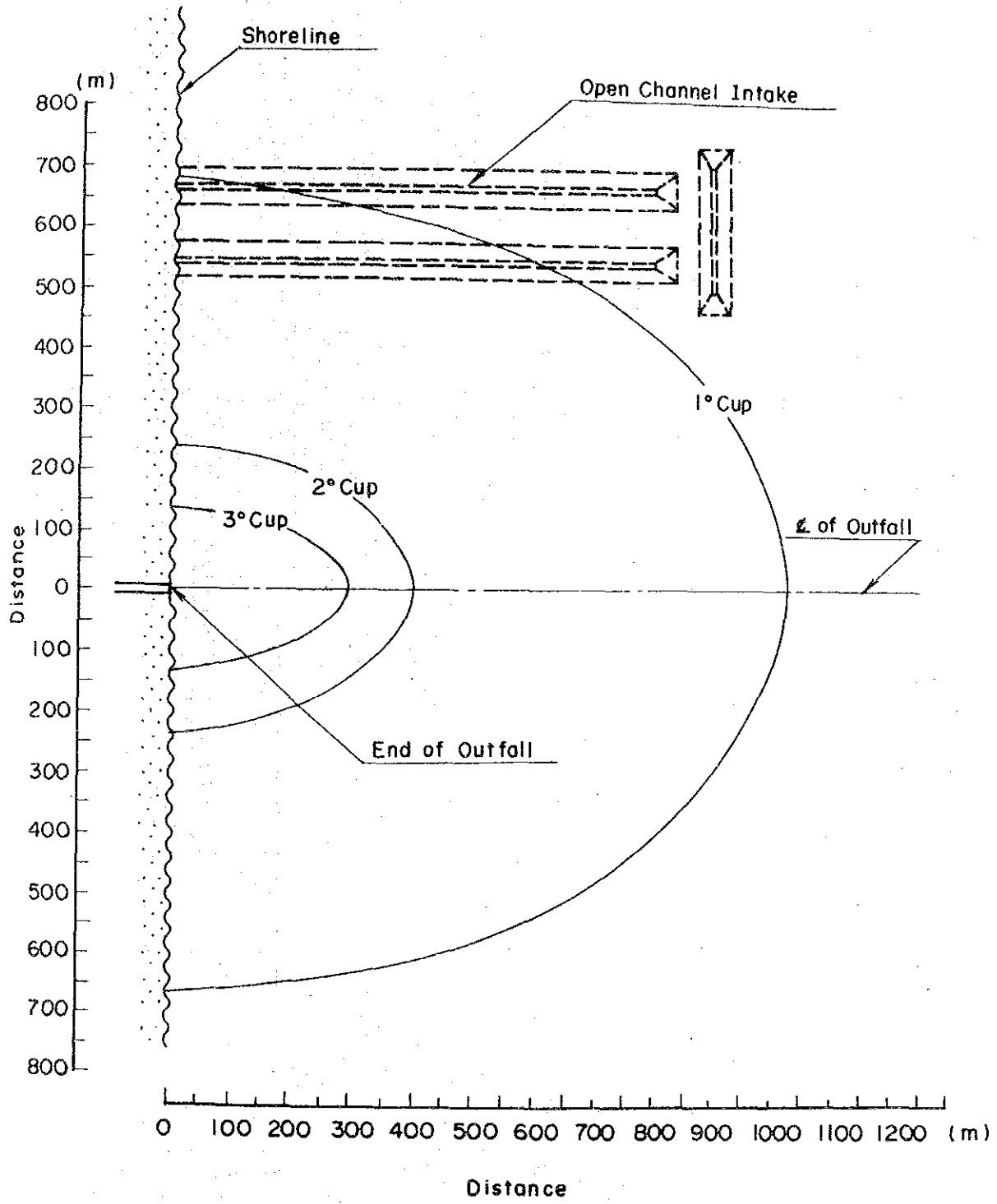
AFは種々の成分のものが市販されているが、通常の使用条件下では毒性はなく、多くは非イオン性界面活性剤の一種であり、すみやかに分解消滅する。

以上より、薬剤(HTA及びAF)による環境への有害な影響はほとんどないものと考えられる。

Table 6.1 Prediction of Air Pollution

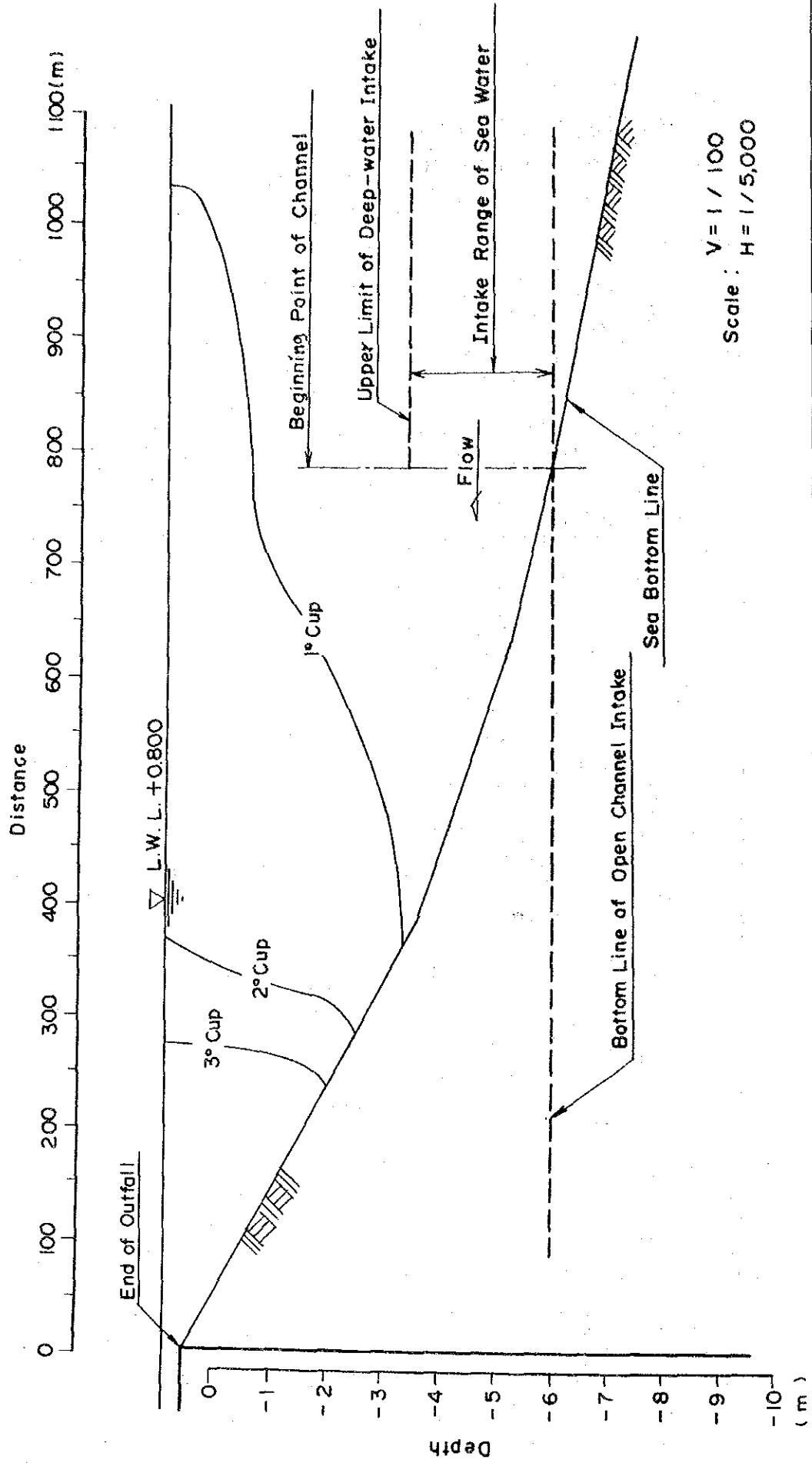
	Type-A			Type-F		
出力 (MW)	120			60		
効率 (%)	25			19		
燃料 (t/h)	38.6			25.4		
S 分 %	1.0	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
SOx濃度 p.p.m	570	914	570	914	914	914
SOx排出量 Nm ³ /h	270.2	432.3	177.8	284.5	284.5	284.5
煙突高さ m	80	100	80	80	100	120
有効煙突高さ m	165	185	165	141	161	181
最大着地濃度 p.p.m	0.017	0.014	0.011	0.027	0.022	0.018
最大着地距離 Km	7.1	8.1	9.1	7.1	8.1	9.1
				0.015	0.012	0.009
				6.0	6.9	7.9
				0.025	0.019	0.015
				6.0	6.9	7.9

Fig. 6.1 THERMAL DISCHARGE DIFFUSION
(HORIZONTAL DISTRIBUTION)



Scale : 1/10,000

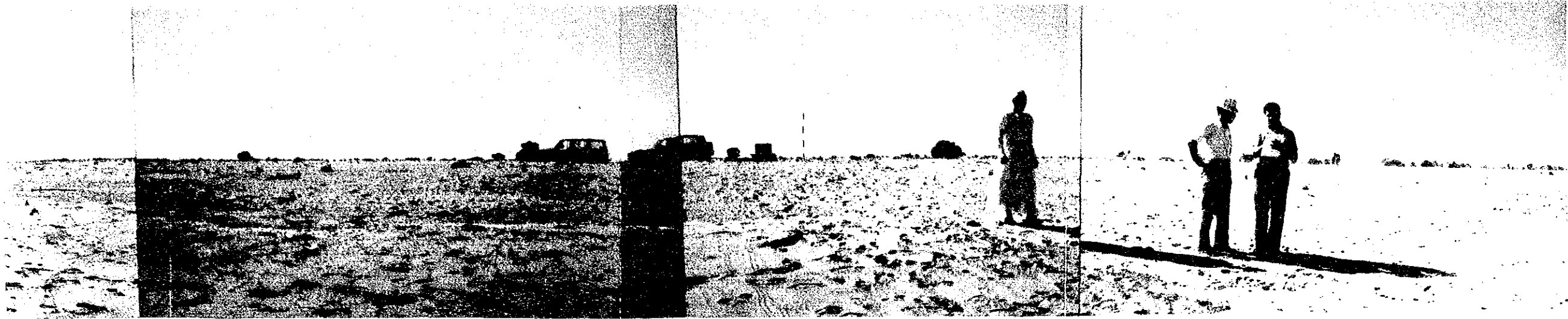
Fig. 6.2 THERMAL DISCHARGE DIFFUSION
(VERTICAL DISTRIBUTION)



V = 1 / 100
Scale : H = 1 / 5,000

Photo 6.1 GENERAL VIEW OF BARKA SITE

ONSHORE VIEW



OFFSHORE VIEW



FIG. 6-3 LOCATION OF BARKA SITE

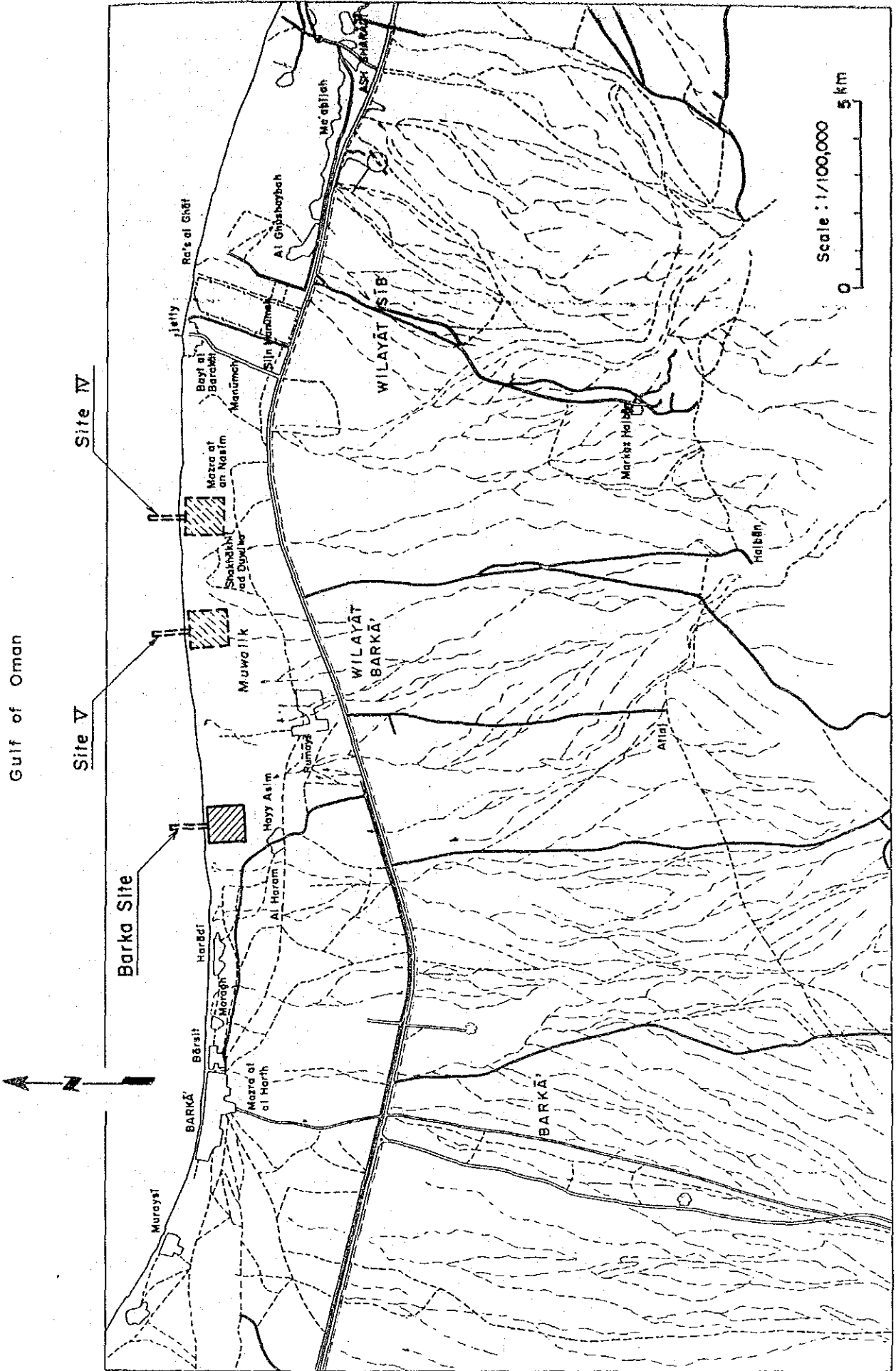
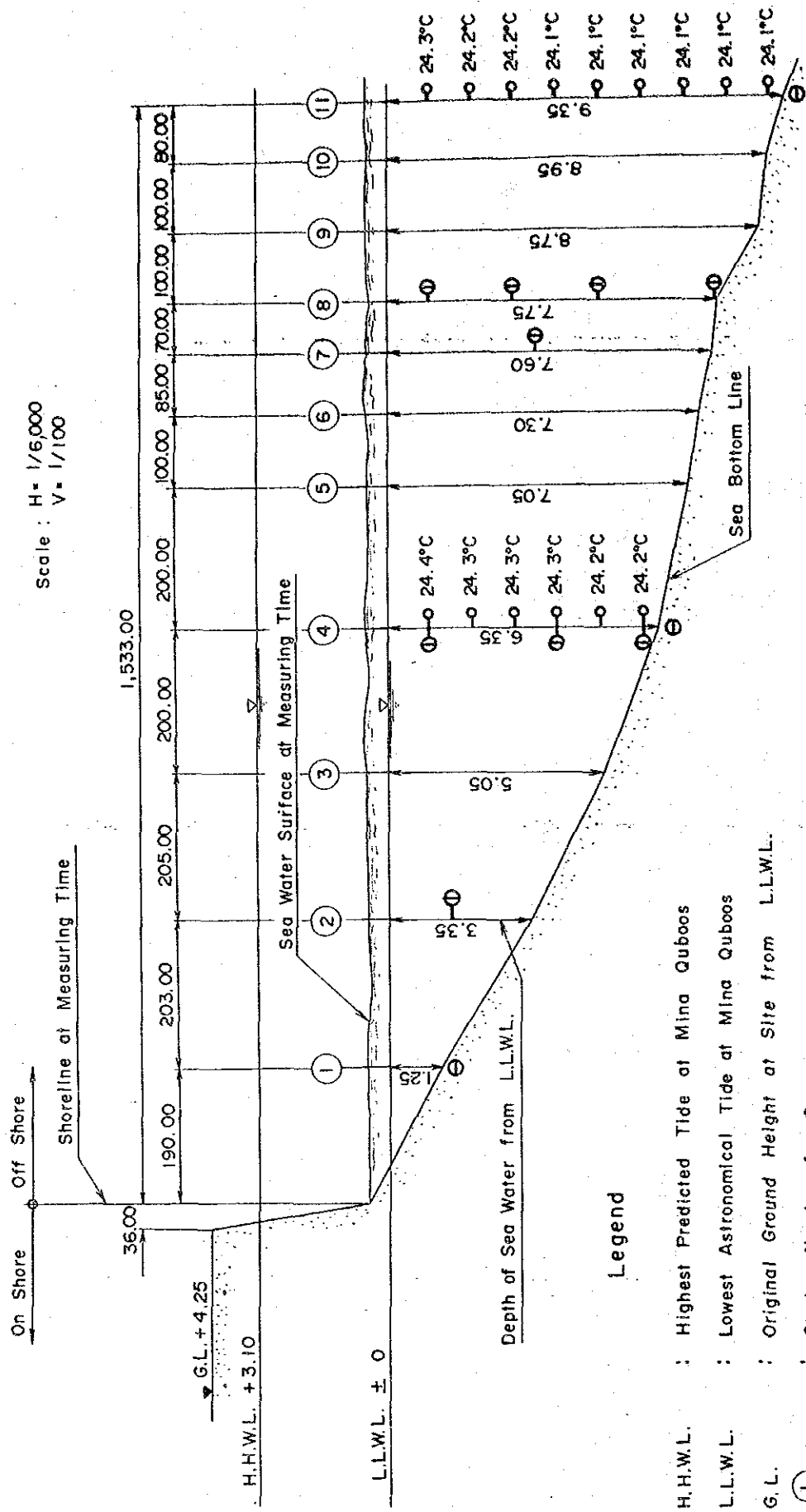


Fig. 6.4 SUMMARY OF SURVEY RESULT AT BARKA SITE



第7章 発電プラントの型式と

発電ユニット規模の選定

第7章 発電プラントの型式と 発電ユニット規模の選定

7.1 基本計画条件

第4章において検討した通り、発電プラントの計画に当たっての基本計画条件は次の通りとする。

発電プラント規模	700MW前後
電力系統から見た技術的ユニット単機最大容量	60 ~ 120MW
海水淡水化プラント規模	180,000m ³ /day
同上必要蒸気量	990 t / h

7.2 プラント規模と新設プラントの運用

7.2.1 1991年に予想される電力需要の形態

オマーン国において、この Studyでの電力系統の1991年における電力需要の形態、即ち電力需要分布および各種の代表的な電力需要日変化は、1984年の実績から Fig.7.1Aおよび7.1Bのようになろう。

FIG.7.1Aにおいて、大きな電力需要は夏季の3ヶ月（5月中旬から8月上旬）に発生し、低い電力需要は冬季の3ヶ月（12月中旬から3月上旬）に発生し、又、中位の電力需要は、夏季と冬季の中間6ヶ月間に発生する。

Fig.7.1Bにおいて、各Modeは、次の様な想定を示している。

- Mode 1 : 夏季における日間電力需要変化グループ
- Mode 2 : 中間の季節における日間電力需要変化グループ
- Mode 3 : 冬季における日間電力需要変化グループ

Fig. 7.1A Expected distribution of power demand
in 1991

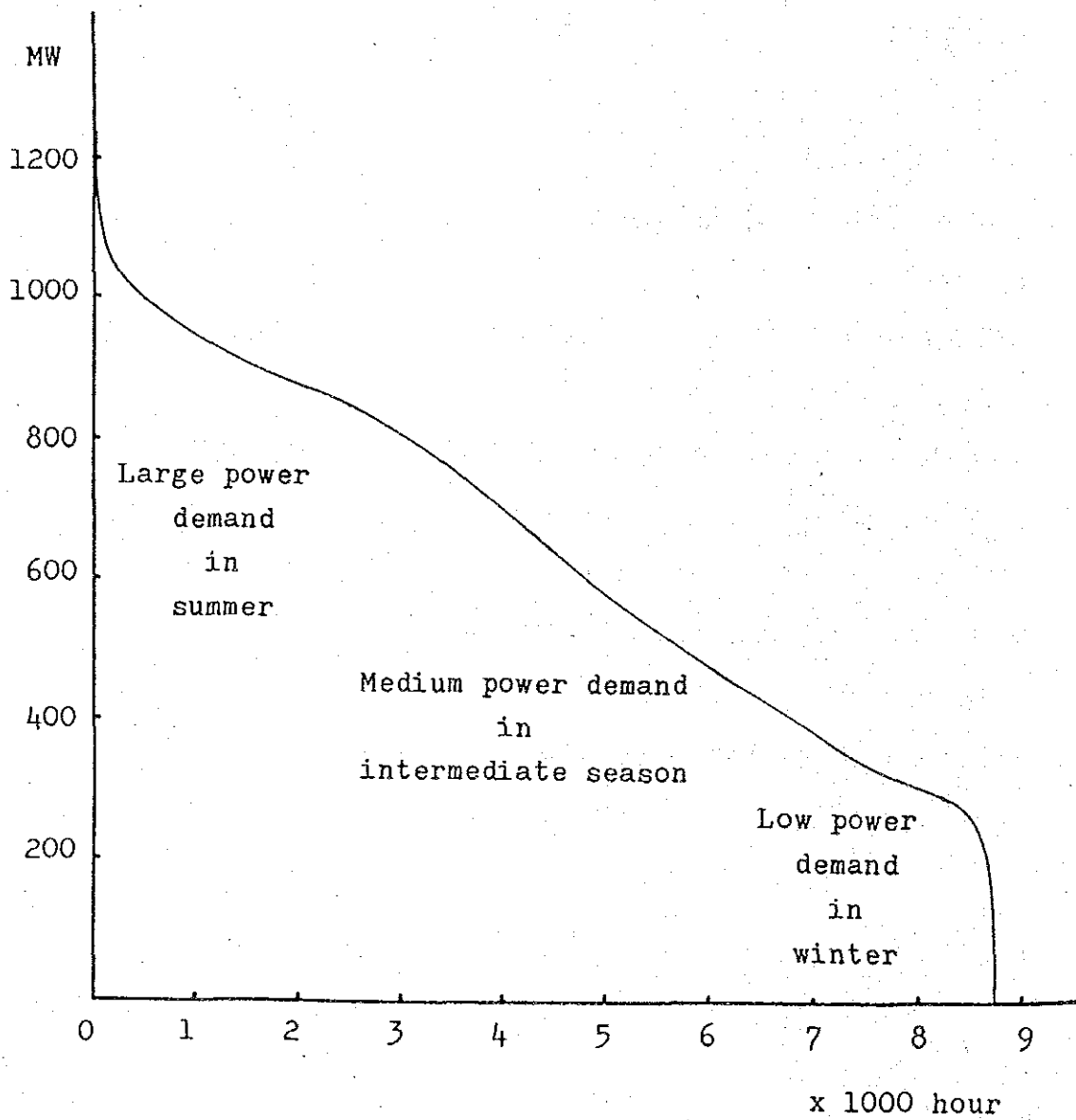
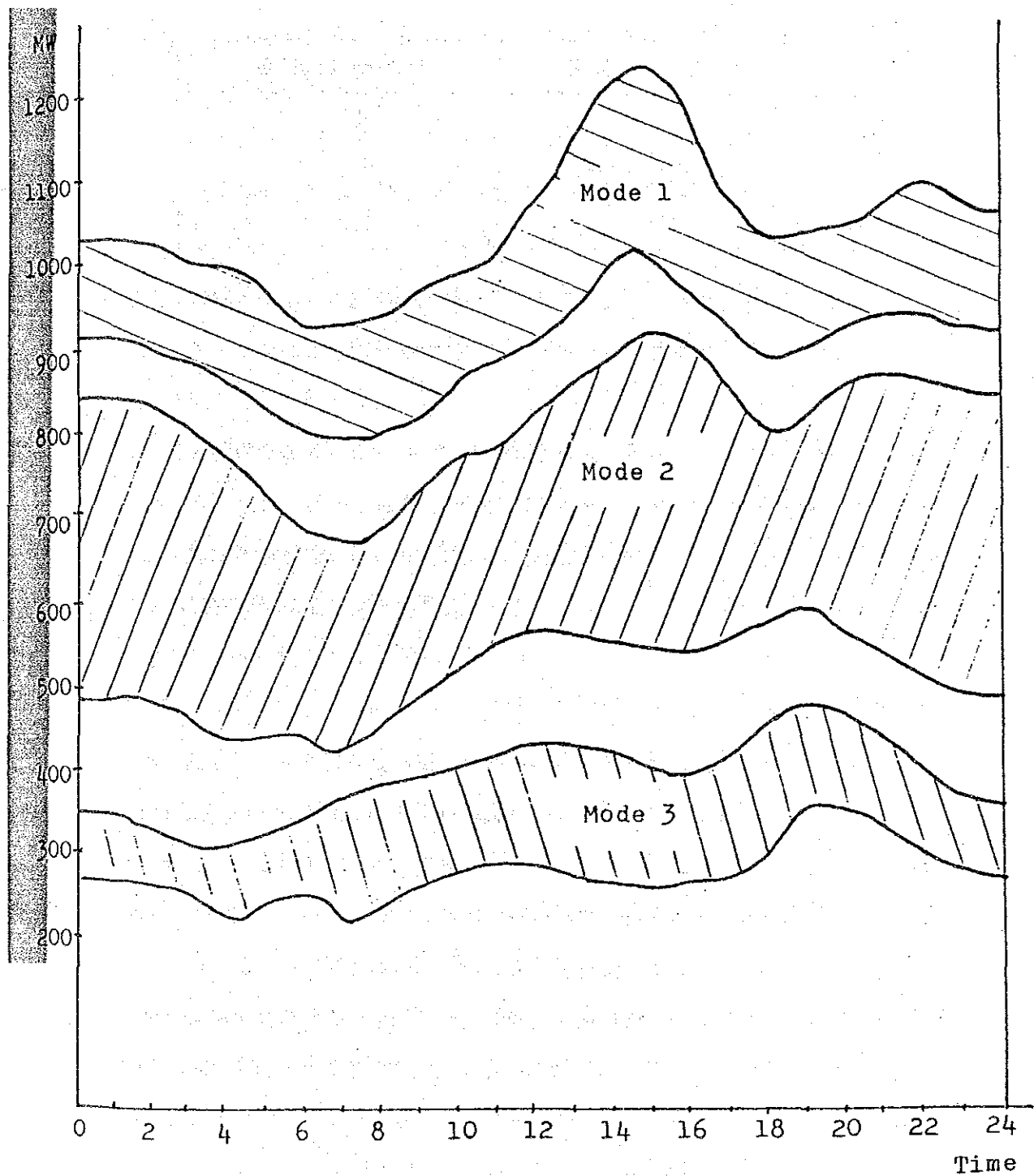


Fig. 7.1B Expected mode of daily power demand in 1991



7.2.2 1991年に想定される発電プラントの負荷

(1) 概要

Fig.7.1Bから、オマーン国においてこのStudyでの全電力システムの1991年に想定される発電プラントの日負荷は、Fig.7.1Bの各ModeごとにBase loadとPeaking loadに分類すると、下記のTable 7.1のような概略の大きさの値になる。

Table. 7.1 オマーン全国において 1991年に想定される日負荷

	Base load (MW)	Peaking load (MW)
Mode 1	800	400
Mode 2	450 ~ 600	300
Mode 3	300	150

このStudyで検討される新設発電プラントの型式や発電ユニット規模は、新設プラントが、1991年に想定される日負荷のどの部分を分担するかによって大きく影響される。

故に、新設発電プラント以外の既設発電プラントに分担させる日負荷等を考慮しながら、新設発電プラントの日負荷の分担を検討しなければならない。又、Fig.7.1BとTable 7.1から、日負荷は季節により大巾に違う値である。従って、新設発電プラントは季節によって大巾に変化する負荷にも、対応できなければならない。

(2) 発電プラントの負荷分担

新設発電プラント以外のオマーン全国の既設の主な発電プラントは、Rusail, Ghubrah および Soharの gas turbine発電機群と、Ghubrahの steam turbine発電機群で構成されている。

これらの gas turbine発電機は、熱効率が低いので、Base load に対しては適当でないがPeaking loadには、速応性に優れているため最適である。

また、Ghubrahの steam turbineの発電機群は、Base load に適しているが、発電ユニットが小規模であるから熱効率は比較的低いので第2順位の Base load 対応がよい。

(3) 年間におけるBase load

冬期の Base load、即ち Table 7.1の Mode 3 は、概略 300MWで、この値は、

年間を通じてのBase load になる。

夏期と冬期の中間季節の Base load、即ちTable 7.1 の Mode 2 Base load は、450MW ~600MW と推定される。この期間は比較的長いので、Base load はある程度の変化を持つであろう。したがって、この変化するBase loadをIntermediate base load と呼びたい。

夏期の Base load、即ち Mode 1 は 800MWと推定される。また、この値は年間を通じてのBase load と Intermediate base load の合計に近似するであろう。

(4) 年間における Peaking load

各季節の Mode 1 ~3 における Peaking load は、どの Mode においても既設のgas turbine 発電機群の容量で十分な分担が可能である。

言い換えれば、新設発電プラントは、年間を通じてのBase loadと Intermediate base load を分担することになる。

7.2.3 新設発電プラントと既設発電プラントの負荷分担

冬期における必要なBase load の概略の大きさは、Table 7.1 の Mode 3 から、300MW である。Ghubrah の steam turbine発電機群が既存するのでこれらのユニットが、発電を行っている場合、冬期に必要な新設発電プラントの発電機群の Base loadは、240MW 程度と推定する。

冬期における代表的な発電機群の日負荷分担を Fig.7.2に示した。冬期には電力需要が少ないので、一般的にはこの期間中に発電プラントの分解点検手入れが行われる。従って、新設発電機群は、少なくともその1ユニットが停止している状態で、240MW 程度の出力が得られる用意をしておかなければならない。

設備計画からは上記の通りであるが、一方実運用に当たっては既に第4章で述べた通り、1ユニット故障時の系統周波数低下軽減のため、短期間ではあるが、80~150MW 程度の Base loadの運転が必要となる。

中間の季節における必要なBase load は、Table 7.1 のMode 2から 450~ 600MW である。冬期の想定と同様に、Ghubrah の steam turbine発電機群の存在を考慮すると、この期間に必要な新設プラントの発電機群のBase load は、少なくとも 360 MWと推定する。中間の季節における代表的な発電機群の日負荷分担を Fig 7.3に示した。

Fig. 7.2 Representative daily load sharing
during the winter season

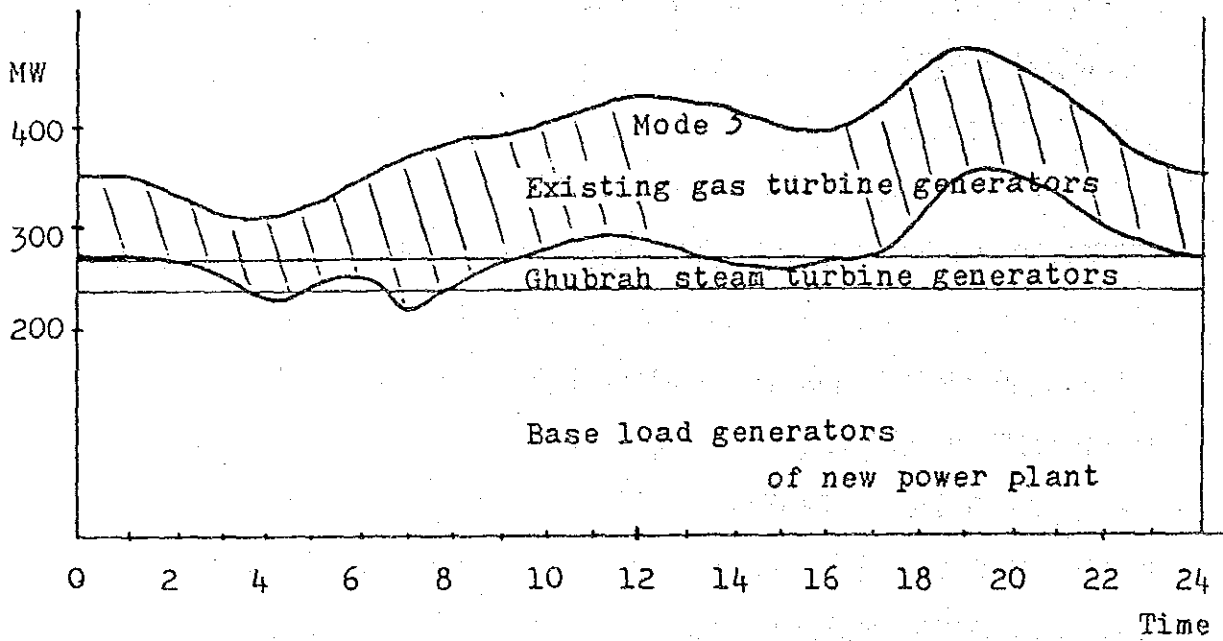
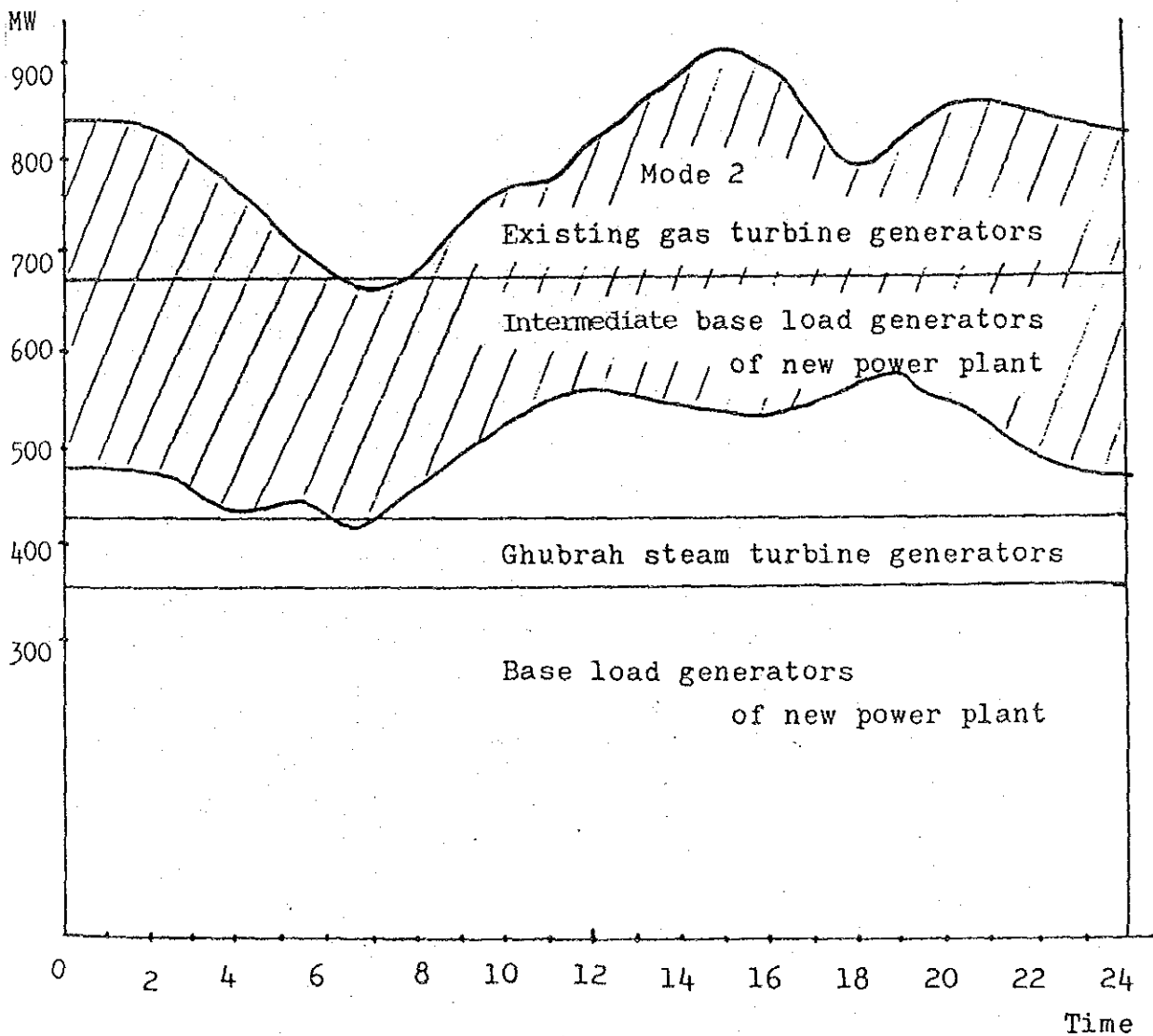


Fig. 7.3 Representative daily load sharing during the intermediate season

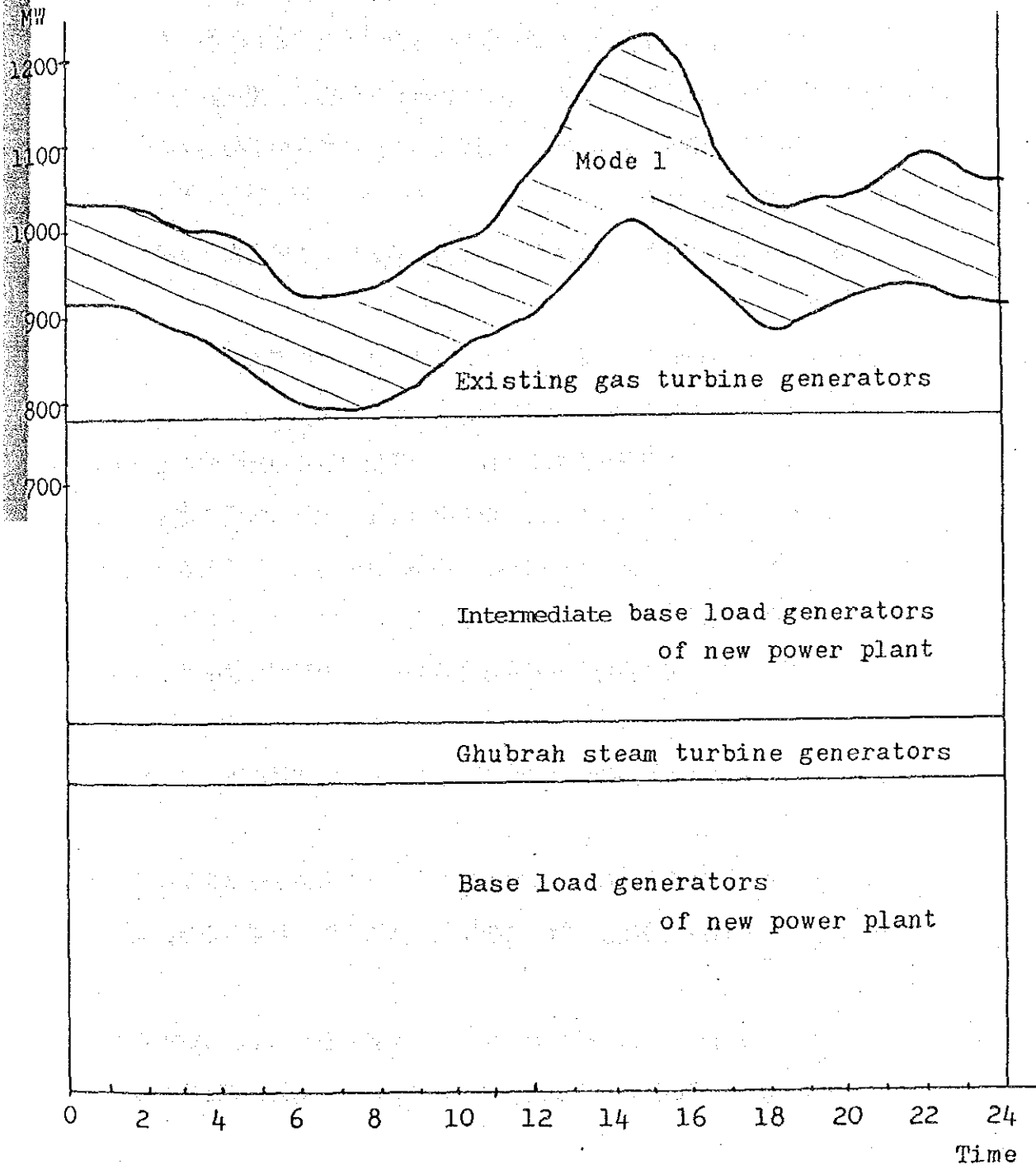


この季節の期間中に、ある程度変化するBase load、即ち 450MWから 600MWの変化は、Intermediate Base loadを分担する新設発電プラントの発電機群が負うべきである。

夏期における必要なBase loadの概略の大きさは、Table 7.1のMode 1から800MWである。このBase loadはGhubrahの steam turbine発電機群とBase loadを分担する新設発電機群およびIntermediate base loadを分担する新設発電機群が負う。この夏期のBase loadからIntermediate base loadの最高値は、320~360MW程度と推定される。

夏期における代表的な発電機群の日負荷分担を Fig 7.4に示した。年間を通じての Peaking load は、すでに述べたように既設の各 gas turbine発電機群が負うのが最適である。

Fig. 7.4 Representative daily load shring during the summer season



7.3 発電プラント型式、単機容量の選定

前記の電力の需要予測および水の需要予測から導かれる基本計画条件を基に、いかなるSystemがOMANおよびMEWの事業にとってBestであるかを検討するために、調査団は、次頁に示すGeneration system planning procedureを設定し、これによって最適なSystemを選定した。

以下に本Procedureのpointとなるいくつかの項目を説明する。

発電プラント型式の選定は、電力と水の需要予測から海水淡水化プラントと発電プラントを独立方式とするか、又は複合方式にするかの判断が大切である。

すなわち、複合方式は、全体の熱効率は良いが、海水淡水化プラント側で要求する蒸気消費量は、一定であるために、変動する電力需要への対応上、運転面での自由さが欠けているという欠点がある。又、独立方式は上記の欠点はないものの全体としての熱効率が複合方式に比べて低い。

従って、両方式の長所、短所を補完することができるような下記のような組合せを採用することがよい。

- a) 造水および Base load用発電のためには、複合方式を採用する。
- b) 変動する電力需要のためには、発電用の独立方式を採用する。

一般に発電プラントは単機容量が大きくなれば、設備出力当りの建設費と運転維持費は安くなる。従って、機器の標準サイズの中で可能な限り大きな容量を選定することが適切である。また、Base load用のsteam turbine generatorの単機容量の選定は、系統運用と密接な関係がある。へ与える影響が大きい。従って、本プロジェクトでは、オマーン国の電力系統に採用する最適な発電プラントの単機容量を2つの観点から検討した。

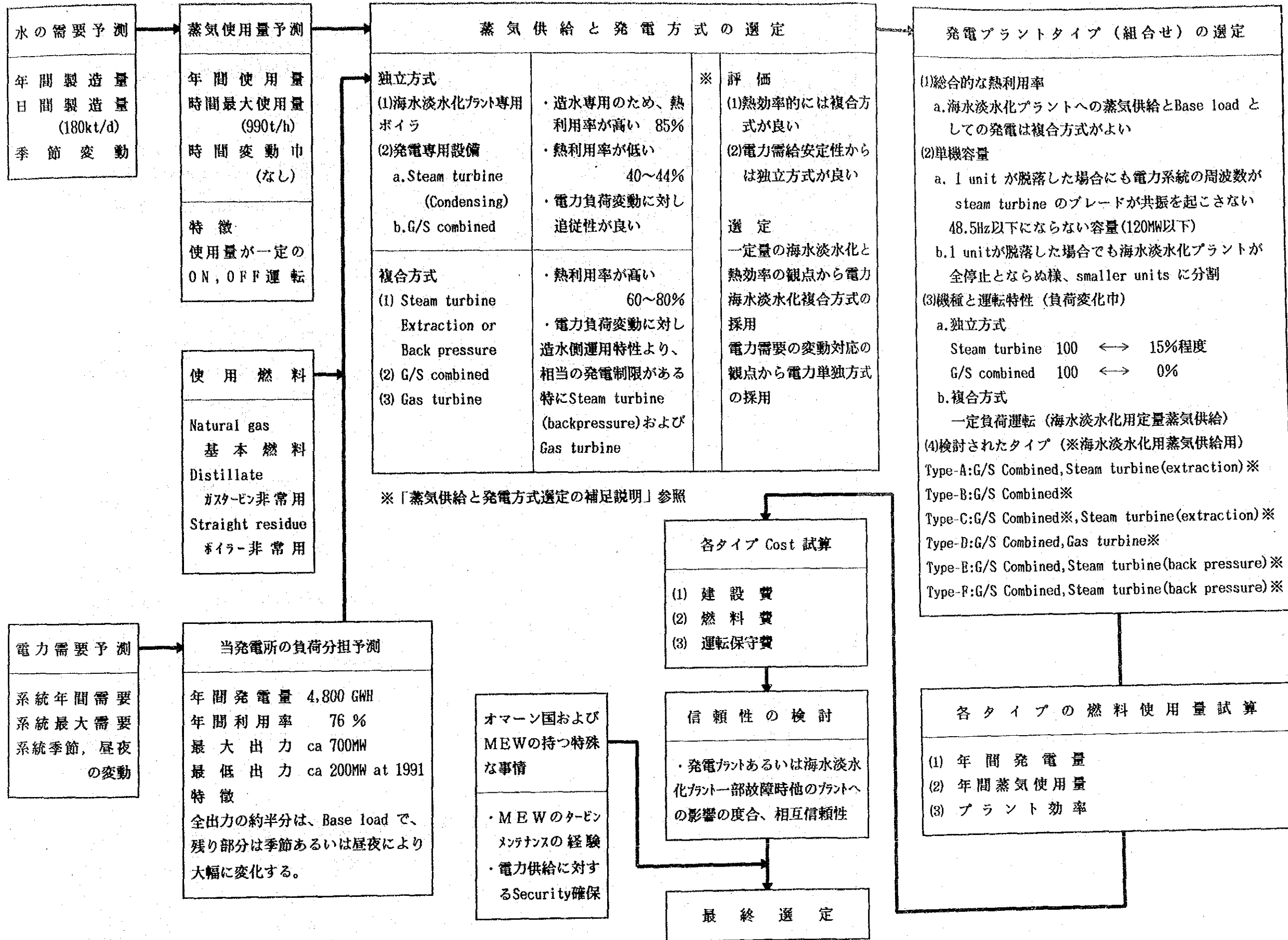
- (1) 新設するバルカ発電所を系統内の主電源として、且つ経済性にウエイトを置く場合の単機容量の算出。
- (2) 新設するバルカ発電所を含む既設発電所群を含めた電力系統運用を信頼度（電源の分散化）と系統周波数変動に対する安定化に重点を置いた場合の単機容量の算出。

単機容量の算出を検討した結果、経済的にウエイトを置く場合には、120MW級が適切であり、他方、電力系統の信頼性と安定化にウエイトを置く場合は60MW級が最適である。

単機容量の相違を経済性で比較すると、120MW級の導入の場合は、60MWの導入に比較して総所要費用で約5%有利である。

一方、電力系統の運用面からみると、60MW級の採用のケースと120MW級の採用のケースでは、夫々の単機容量が電力系統に与える影響度が相違してくる。即ち、単機容量が電力系統の周波数変動に大きく影響を与える1991年の1～2月頃の時点では、60MW級の導入では、1基脱落時の周波数が49.17Hz～48.33Hzに低下するのに対し、120MW級の導入では、48.75Hz～47.50Hzとなる。

周波数の変動は、タービン発電機に重大な影響を与える。通常50Hzの標準周波数に対し、タービン発電機の許容運転周波数は、48.5Hzであり、即時運転シャ断周波数は、47.5Hzである。従って、120MW級の場合には、電力系統の全停を防ぐためには、部分的なload sheddingが必要となろう。以上より、系統の信頼性、安定性の観点からは、60MW級の導入が安全側であると判断できる。



蒸気供給と発電方式選定の補足説明

標記選定について、熱利用率的知見から、独立方式と複合方式の熱効率の予備試算を行った結果、本Projectの場合、下記の通り複合方式の方が有利である。

1. 本Projectの条件

1) 時間当りのエネルギー出力

蒸気	$990\text{T/H} \times 10^3 \times (650-120)\text{kcal/kg} = 525 \times 10^6\text{kcal/h}$	}	$1,144 \times 10^6$ kcal/h
電力	$720\text{MW} \times 10^3 \times 860\text{kcal/KW} = 619 \times 10^6\text{kcal/h}$		

2. 予備試算

Case-1 (独立方式)

(a) 海水淡水化プラント専用ボイラ

熱効率 85% 入熱 $525 \times 10^6 \div 0.85 = 618 \times 10^6\text{kcal/h}$

(b) 発電プラント steame turbine (Condensing)

熱効率 40% 入熱 $619 \times 10^6 \div 0.40 = 1,548 \times 10^6\text{kcal/h}$

} $2,166 \times 10^6$
kcal/h

(c) 総合熱効率

$$\frac{1,144 \times 10^6}{2,166 \times 10^6} \times 100 \approx 53\%$$

Case-2 (独立方式)

(a) 海水淡水化プラント専用ボイラ

熱効率 85% 入熱 $525 \times 10^6 \div 0.85 = 618 \times 10^6\text{kcal/h}$

(b) 発電プラントG/S Combind

熱効率 44% 入熱 $619 \times 10^6 \div 0.44 = 1,407 \times 10^6\text{kcal/h}$

} $2,025 \times 10^6$
kcal/h

(c) 総合熱効率

$$\frac{1,144 \times 10^6}{2,025 \times 10^6} \times 100 \approx 56\%$$

Case-3 (独立方式)

Report本文の通り、複合のタイプにより、異なるものの、大略58~70%の範囲である。

総合熱効率	Type-A 65%	Type-D 63%	
	Type-B 70%	Type-E 58%	
	Type-C 65%	Type-F same as Type-E	

3 Type-A,C

(a) G/S combined system

發電量 360MW

熱効率 44%

入熱 $360 \times 10^3 \times 860 \div 0.44 = 704 \times 10^6 \text{ Kcal/h}$

(b) S/T and desalination system

發電量 360MW

蒸気発生量 990t/h

熱効率 78%

入熱 $(360\text{MW} \times 10^3 \times 860 + 990\text{t/h} \times 10^3 \times (650-120)) \div 0.78$
 $1,070 \times 10^6 \text{ Kcal/h}$

(c) 総合熱効率

総合熱出力 $1,144 \times 10^6 \text{ Kcal/h}$

総合入熱 $(704 + 1,070) \times 10^6 = 1,744 \times 10^6 \text{ Kcal/h}$

総合熱効率 $\frac{1,144 \times 10^6}{1,774 \times 10^6} \times 100 \approx 65\%$

4 Type-B

(a) G/S combined and desalination system

発電量 720MW

蒸気発生量 990t/h

熱効率 70%

入熱 $(720\text{MW} \times 10^3 \times 860 + 990\text{t/h} \times 10^3 \times (650-120)) \div 0.70$
 $= 1,634 \times 10^6 \text{ Kcal/h}$

(b) 総合熱効率

総合熱出力 $1,144 \times 10^6 \text{ Kcal/h}$

総合入熱 $1,634 \times 10^6 \text{ Kcal/h}$

総合熱効率 $\frac{1,144 \times 10^6}{1,634 \times 10^6} \times 100 \approx 70\%$

5 Type-D

(a) G/S combined system

發電量 360MW

熱効率 44%

入熱 $360 \times 860 \div 0.44 = 704 \times 10^6 \text{ Kcal/h}$

(b) Gas turbine and desalination system

發電量 400MW

蒸気発生量 990t/h

熱効率 74%

入熱 $(400\text{MW} \times 10^3 \times 860 + 990\text{t/h} \times 10^3 \times (650-120)) \div 0.74$
 $= 1,174 \times 10^6 \text{ Kcal/h}$

(c) 総合熱効率

総合熱出力 $(360+400) \text{ MW} \times 10^3 \times 860 + 990\text{t/h} \times 10^3 \times (650-120)$
 $= 1,179 \times 10^6 \text{ Kcal/h}$

総合入熱 $(704 + 1,174) \times 10^6 = 1,878 \times 10^6 \text{ Kcal/h}$

総合熱効率 $\frac{1,179 \times 10^6}{1,878 \times 10^6} \times 100 \approx 63\%$

6 Type-E

(a) G/S combined system

發電量 480MW

熱効率 44%

入熱 $480\text{MW} \times 10^3 \times 860 \div 0.44 = 938 \times 10^6 \text{ Kcal/h}$

(b) Gas turbine system

發電量 80MW

熱効率 29%

入熱 $80\text{MW} \times 10^3 \times 860 \div 0.29 = 237 \times 10^6 \text{ Kcal/h}$

(c) Steam turbine with back pressure and desalination system

發電量 160MW

蒸気発生量 990t/h

熱 効 率	82%
入 熱	$(160\text{MW} \times 10^3 \times 860 + 990\text{t/h} \times 10^3 \times (650-120)) \div 0.82$
	$= 808 \times 10^6 \text{ Kcal/h}$

(d) 総合熱効率

総合熱出力	$1,144 \times 10^6 \text{ Kcal/h}$
総合入熱	$(938 + 237 + 808) \times 10^6 = 1,983 \times 10^6 \text{ Kcal/h}$
総合熱効率	$\frac{1,144 \times 10^6}{1,983 \times 10^6} \times 100 \approx 58\%$

7 Type-F

(a) G/S combined system

発 電 量	480MW
熱 効 率	44%
入 熱	$480\text{MW} \times 10^3 \times 860 \div 0.44 = 938 \times 10^6 \text{ Kcal/h}$

(b) Gas turbine system

発 電 量	80MW
熱 効 率	29%
入 熱	$80\text{MW} \times 10^3 \times 860 \div 0.29 = 237 \times 10^6 \text{ Kcal/h}$

(c) Steam turbine with back pressure and desalination system

発 電 量	180MW
蒸気発生量	990t/h
熱 効 率	86%
入 熱	$(180\text{MW} \times 10^3 \times 860 + 990\text{t/h} \times 10^3 \times (650-120)) \div 0.86$
	$= 790 \times 10^6 \text{ Kcal/h}$

(d) 総合熱効率

総合熱出力	$(560 + 180)\text{MW} \times 10^3 \times 860 + 990\text{t/h} \times 10^3 \times (650-120)$
	$= 1,161 \times 10^6 \text{ Kcal/h}$
総合入熱	$(938 + 237 + 790) \times 10^6 = 1,965 \times 10^6 \text{ Kcal/h}$
総合熱効率	$\frac{1,161 \times 10^6}{1,965 \times 10^6} \times 100 \approx 59\%$

7.4 発電プラントの型式と特徴

火力発電プラントの型式を大きく分類すると steam turbine 発電プラントと gas turbine 発電プラントに分けることができる。

発電プラントの型式は、海水淡水化プラントと共用されることを考慮した各種 turbine の組合せでもって検討される。

本調査においては、7.3 項で述べられている方式のうち熱効率の高い複合方式を先ず選定した。次に複合方式に属する代表的なプラントの組合せとして下記の6つのタイプをとり上げて詳細な比較を行った。

Type-A : Power plant consisting of steam turbine cycle generators supplying steam to desalination plant and gas/steam combined cycle generators.

Type-B : Power plant consisting of gas/steam combined cycle generators supplying steam to desalination plant.

Type-C : Power plant consisting of steam turbine cycle and gas/steam combined cycle generators, supplying steam to desalination plant.

Type-D : Power plant consisting of gas turbine cycle generators supplying steam to desalination plant and gas/steam combined cycle generators.

Type-E : Power plant consisting of back pressure steam turbine cycle and generators supplying steam to desalination plant, gas/steam combined cycle generators and gas turbine generator.

Type-F : Power plant consisting of back pressure steam turbine cycle and generators supplying steam to desalination plant, gas/steam combined cycle generators and gas turbine generator.

これらの6つのタイプは下記のように、Type-A Series と Type-B Series の2つのグループに大別される。

Type-A Series Type-A, Type-C, Type-E, Type-F

Type-B Series Type-B, Type-D

Type-A Series に属するTypeにおいては、海水淡水化プラントに必要な蒸気は steam turbine cycle generator より供給される。一方、Type-B Series に属するTypeにおいては、海水淡水化に必要な蒸気は gas/steam combined cycle generator あるいは gas turbine generator より供給される。

(1) Type-Aの発電プラント

Type-Aの発電プラントの系統図を Fig.7.5に示した。

このType-Aは、Base load を分担する3ユニットのsteam turbine cycle 発電機と Intermediate base loadを分担する gas/steam combined cycle 発電機群で構成される。

Gas turbine からの回収熱エネルギーは、その排気ガスエネルギーの約半分を利用することが可能であるから、コンバインドサイクルは、同じ容量のgas turbine 2機と1機のsteam turbine 発電機の組合せが一般的である。(80MWのgas turbine 2機と80MWのsteam turbine 1機)

この調査においては、7.2 で述べたとおり、Intermediate base loadの大きさは、360MW と推定されるので、80MWのgas turbine 3機(240MW) と 120MWのsteam turbine 1機を組合わせている。

コンバインドサイクル系は、高い負荷において、高い効率をもつので、最近は、3機以上のgas turbine ユニットと1機のsteam turbine が組合せられている。

別の言い方をすれば、低い負荷や部分負荷運転では、小さいsteam turbine の採用が良いかも知れない。

しかし、オマーン国において将来、(1991 年以後) コンバインドサイクル発電の利用率は増加し、又これが高負荷で運転されると推定できるのでこのStudy での 120MW のsteam turbine は技術および経済面から採用可能な容量であると考えられる。

海水淡水化プラントに供給される蒸気は、本章の 7.3で述べたようにBase load を分担する steam turbine cycle発電機群からのみ供給し、年間を通じほぼ一定量の蒸気を海水淡水化プラントへ供給させるように構成した。

この構成の場合 steam turbine cycle発電機の定例点検手入れ等による部分的なユニット停止時に海水淡水化プラントに供給する蒸気は、Aux. steam generator から供給する方法と、steam turbine cycle 発電設備を あらかじめ余裕ある容量にしておいて、これから供給する方法がある。

一般に、定例点検手入れ等による部分的なユニットの停止は、冬期の電力需要の少ない、短い期間に行われ、また、この時期は水の需要も比較的少ないと想定されるので、Aux. steam generator から蒸気を供給する方法が適当であろう。しかし、海水淡水化プラントも定例点検のため部分停止するのでAux. steam generator からの

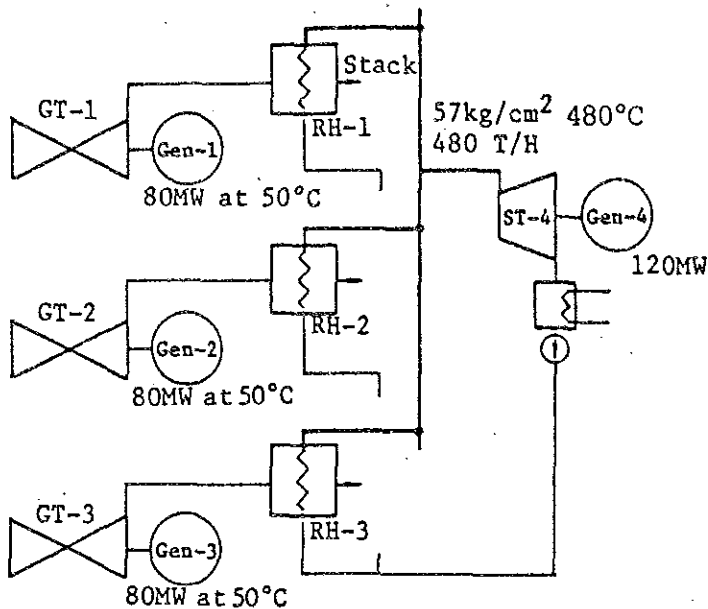
蒸気の供給の機会にはほばないであろう。

この Type は、steam turbine cycle 発電機群と gas/steam combined cycle 発電機群が分離されているので、各々単独の発電ができるため、運転操作が簡単である。そして、この Type の発電プラント自動制御技術はこれまでに充分完成している。

Steam turbine cycle 発電機は、長時間の運転に充分耐えられ、年間を通じての Base load 用の設備として最も信頼性の高い特徴を持っている。

Fig.7.5 Diagram of Type-A
 Power plant consisting of steam turbine cycle generators
 supplying steam to desalination plant and gas/steam combined
 cycle generators

GAS/STEAM COMBINED CYCLE GENERATOR



Total output power

G/C: 360 MW

ST : 360 MW

GT : Gas turbine

Gen: Generator

RH : Recovery heat
 steam generator

ST : Steam turbine

SG : Steam generator

Ejec: Ejecter

STEAM TURBINE CYCLE GENERATOR

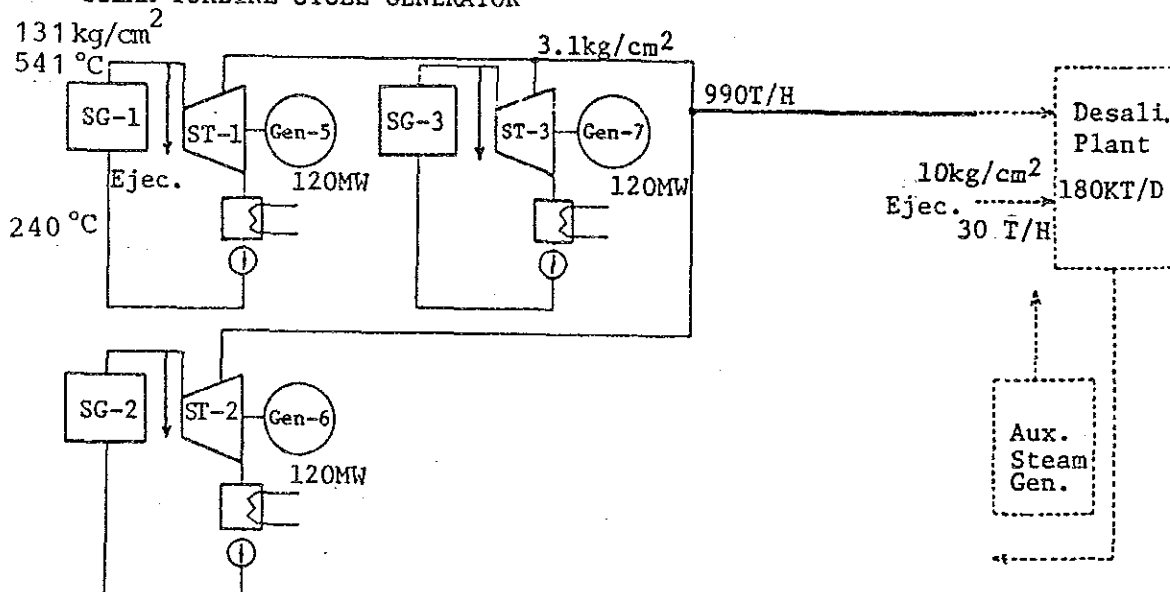
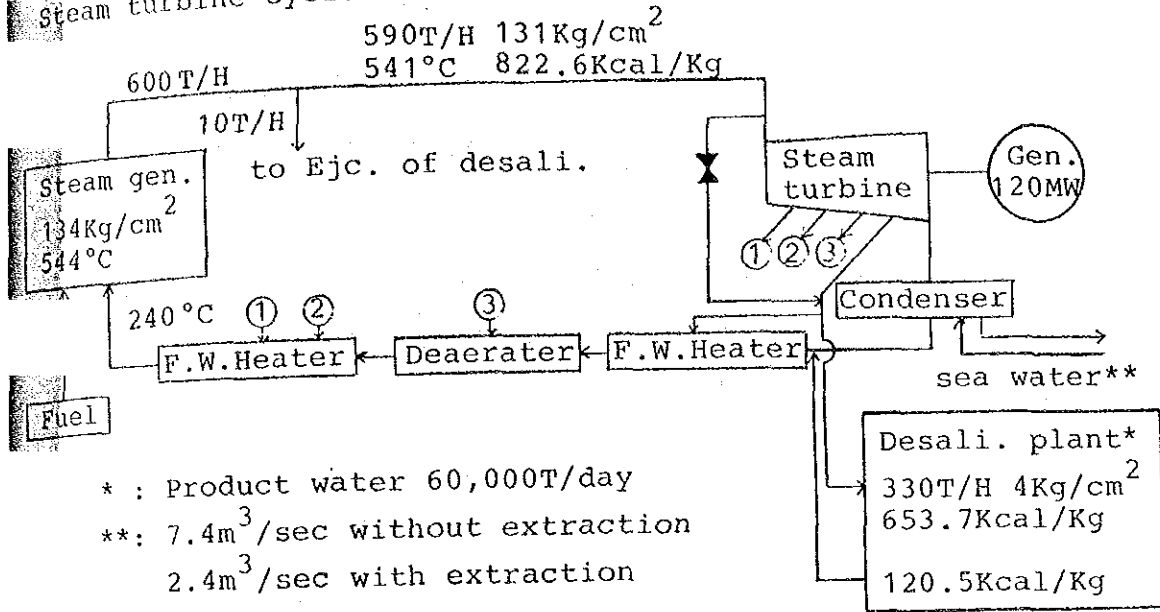
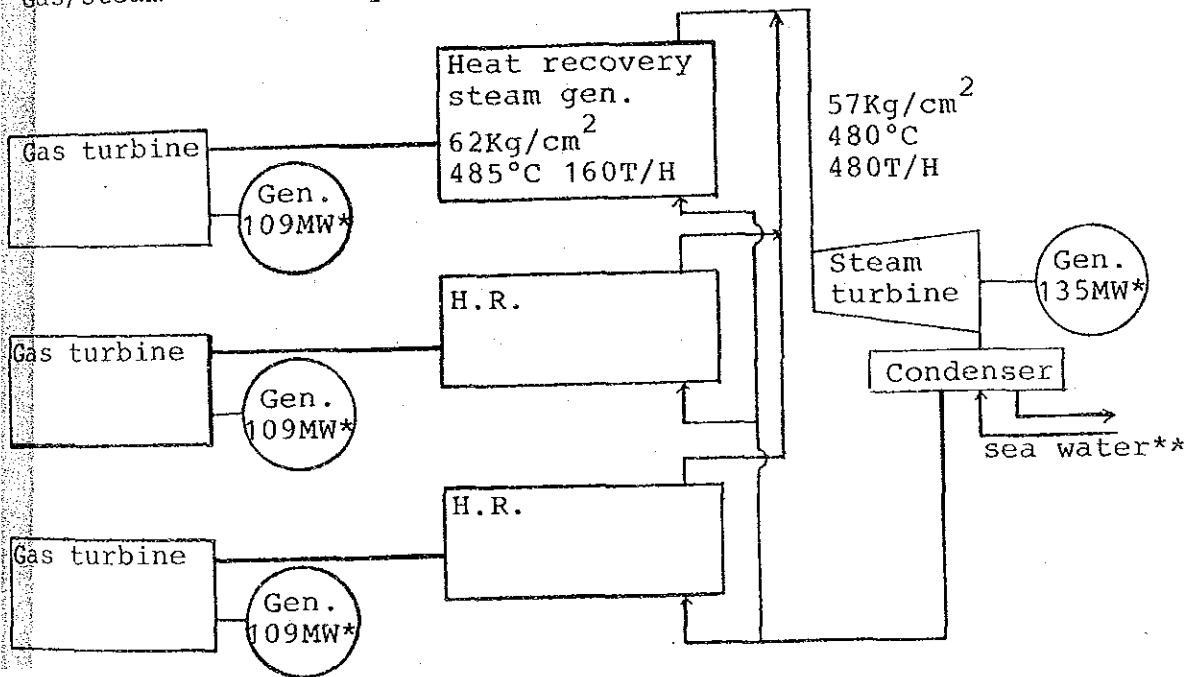


Fig.7.5B Pressure & temp. of Type-A power plant

Steam turbine cycle



Gas/steam combined cycle



* : ISO rate
**: 12.5m³/sec

(2) Type-Bの発電プラント

Type-Bの発電プラントの系統図を Fig. 7.6 に示した。

このType-Bは、gas/steam combined cycle発電機群のみで構成され、Base load と Intermediate base loadを分担する発電機が共通化されている。そして、海水淡水化プラントに供給される蒸気系統も共通化されている。

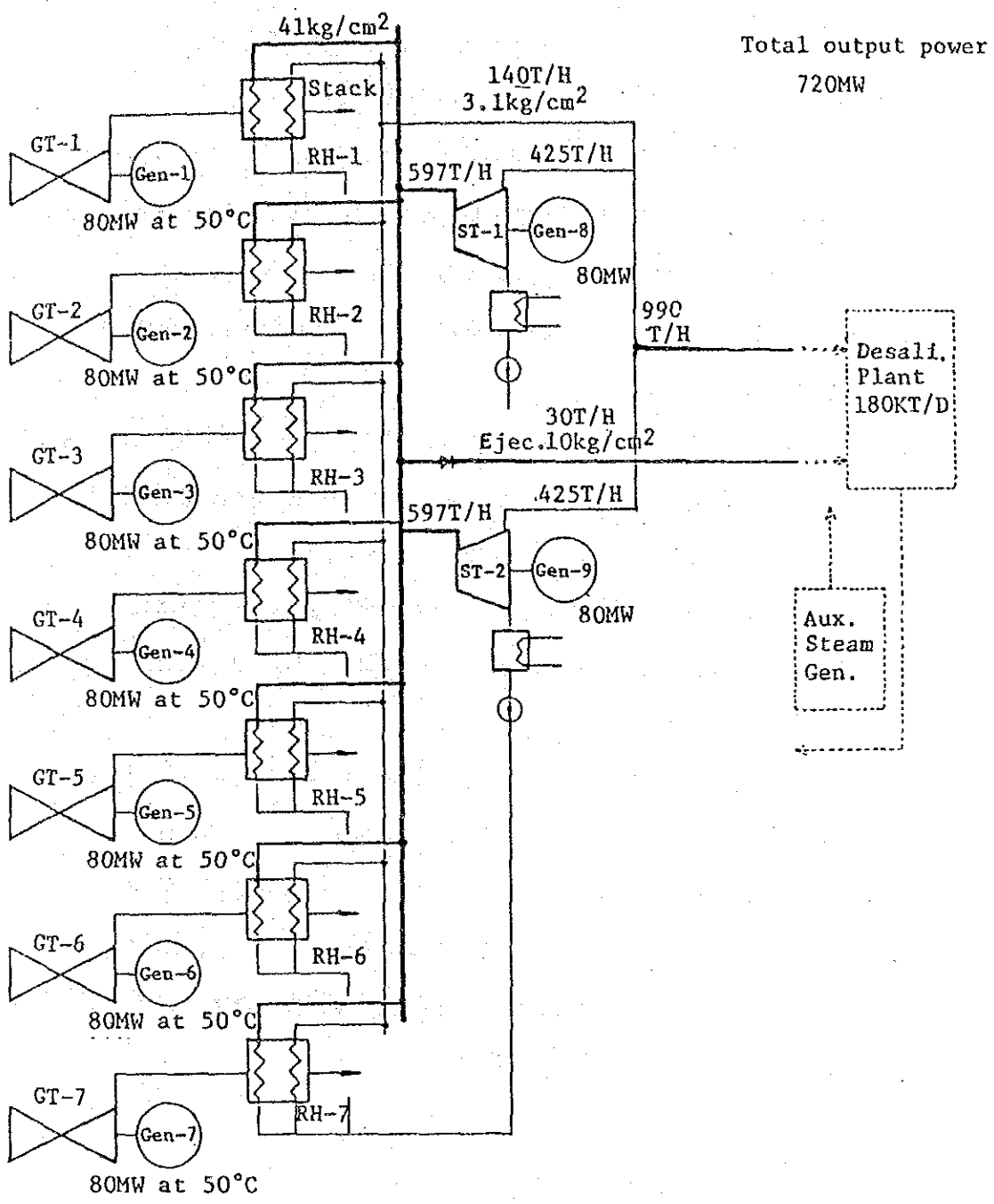
海水淡水化プラントが、全容量の 180,000T/日で運転され、かつ、発電機群の出力が 720MWのとき、このTypeの発電プラントは、他のTypeに比べ理論的には最高の熱効率で運転される。

この Type は、理論的には巾の広い負荷の変化に対応が可能である。即ち、各 gas turbine や、steam turbine cycle 発電機群は減負荷をしたり、あるいは停止することもできる。また、各 gas turbine cycle発電機は、年間を通じ交代で負荷を受持つことができる。

しかし、この Type において、海水淡水化プラントが必要な全量の蒸気を発生させるには、少なくとも5ユニットの gas turbine cycle発電機群が運転されていなければならない。即ち、約 400MWの発電出力が必要である。

このTypeは、7ユニットのgas turbine cycle 発電機と、2ユニットのsteam turbine cycle 発電機が一系統化されているので、運転操作は複雑である。各々のユニットの特性は、それぞれ違っているので特に自動制御技術は、複雑なものになる。また、部分的な故障が発生した場合、その故障箇所を分離して、正常の運転部分に影響を最小限にする保護設備や、保護技術が難しい。

Fig.7.6 Diagram of Type-B power plant consisting of gas/steam combined cycle generators supplying steam to desalination plant



(3) Type-Cの発電プラント

Type-Cの発電プラントの系統図を Fig. 7.7 に示した。

このType-Cは、Type-Aの発電プラントのgas/steam combined cycle発電機群からも海水淡水化プラントへ蒸気を供給させる構成である。従って、発電方式は基本的にType-Aと同じである。

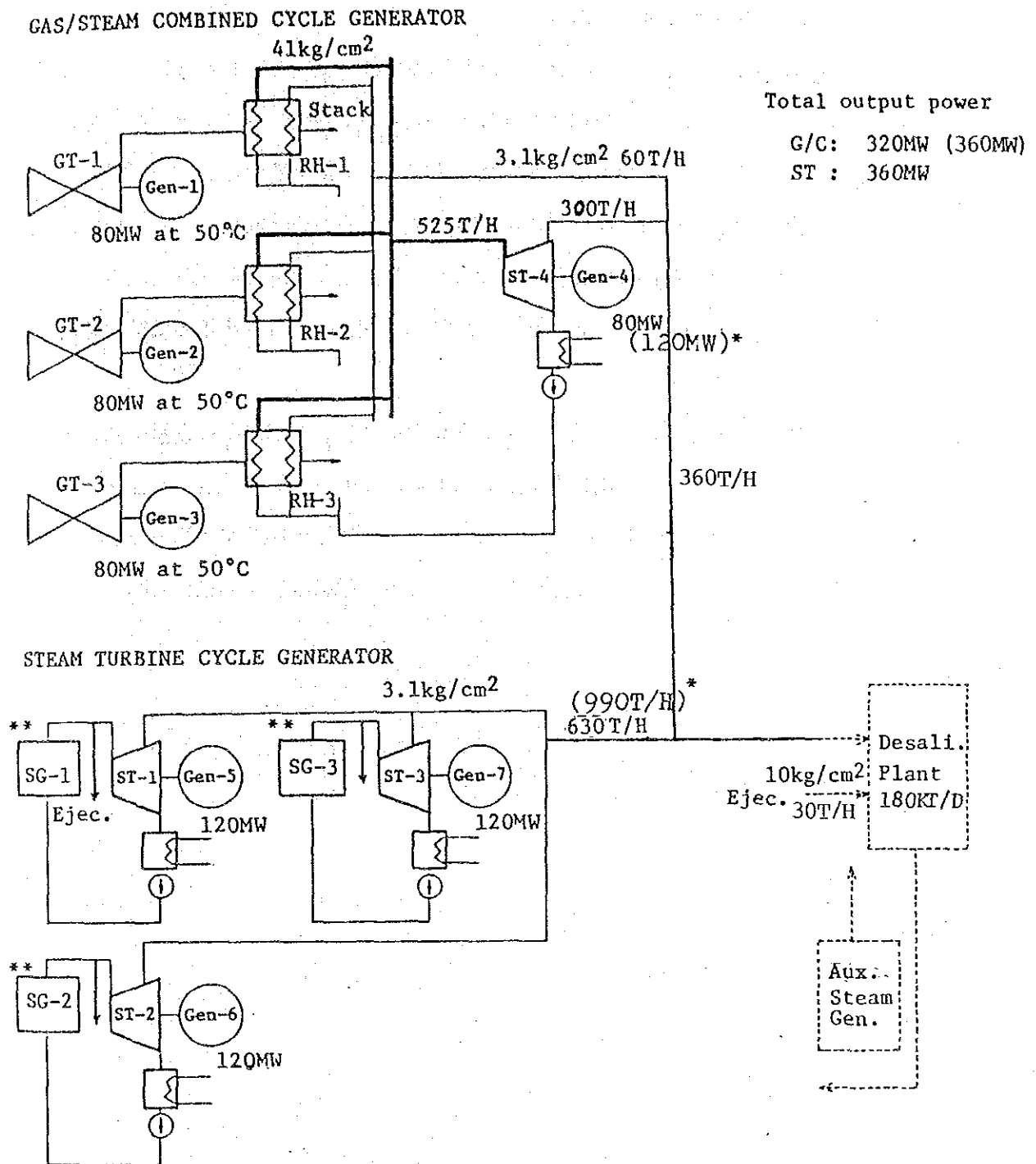
このTypeの発電プラントがFig.7.7 に記入されている蒸気流量等の状態で設計され、steam turbine cycle と gas/steam combined cycle が同時に運転されていると、このTypeの発電プラントは高い熱効率の稼働が可能である。

しかし、この Type において、 gas/steam combined cycle 発電機群は、S/T cycle に比較して年間を通じて定量的な発電が望めないため、海水淡水化プラントに供給される蒸気量は大幅に変化することを考慮しなければならない。従って、steam turbine cycle 発電機群からは、海水淡水化プラントへ全量の蒸気を供給できるだけの容量を備えるべきである。

即ち、Type-Cのsteam turbine cycle 発電機群は、Type-Aと同じ容量に設計が必要であろう。Fig.7.7 に示したように、gas/steam combined cycle発電機出力、即ち、ST-4(Gen-4) の出力が海水淡水化プラントへ蒸気を供給する場合には、80MWに低下する。しかし、この出力は、海水淡水化プラントへ蒸気を供給しない時には、Type-Aと同出力が可能である。従って、ST-4(Gen-4) の容量は、Type-Aと同じの120MW に設計しておくといよい。

Type-Cは、定例点検手入れ等でユニットが部分的に停止している場合でも、両方の cycle から海水淡水化プラントへ蒸気の供給が可能なので、この点がType-Aに比べ有利である。このTypeは、海水淡水化プラントに供給する蒸気系統が共通であるが、Type-Aと同様、steam turbine cycle の発電機群とgas/steam combined cycle発電機群が分離されているので、Type-Aと同様に運転操作が可能であり、また、自動制御技術や信頼性に関してもType-Aに類似である。

Fig.7.7 Diagram of Type-C
 Power plant consisting of steam turbine cycle and gas/steam
 combined cycle generators, supplying steam to desalination plant



* Numerical value in () is max. rated capacity.

** Pressure & temp. of steam turbine cycle are same value of Type-A

(4) Type-Dの発電プラント

Type-Dの発電プラントの系統図を Fig. 7.8 に示した。

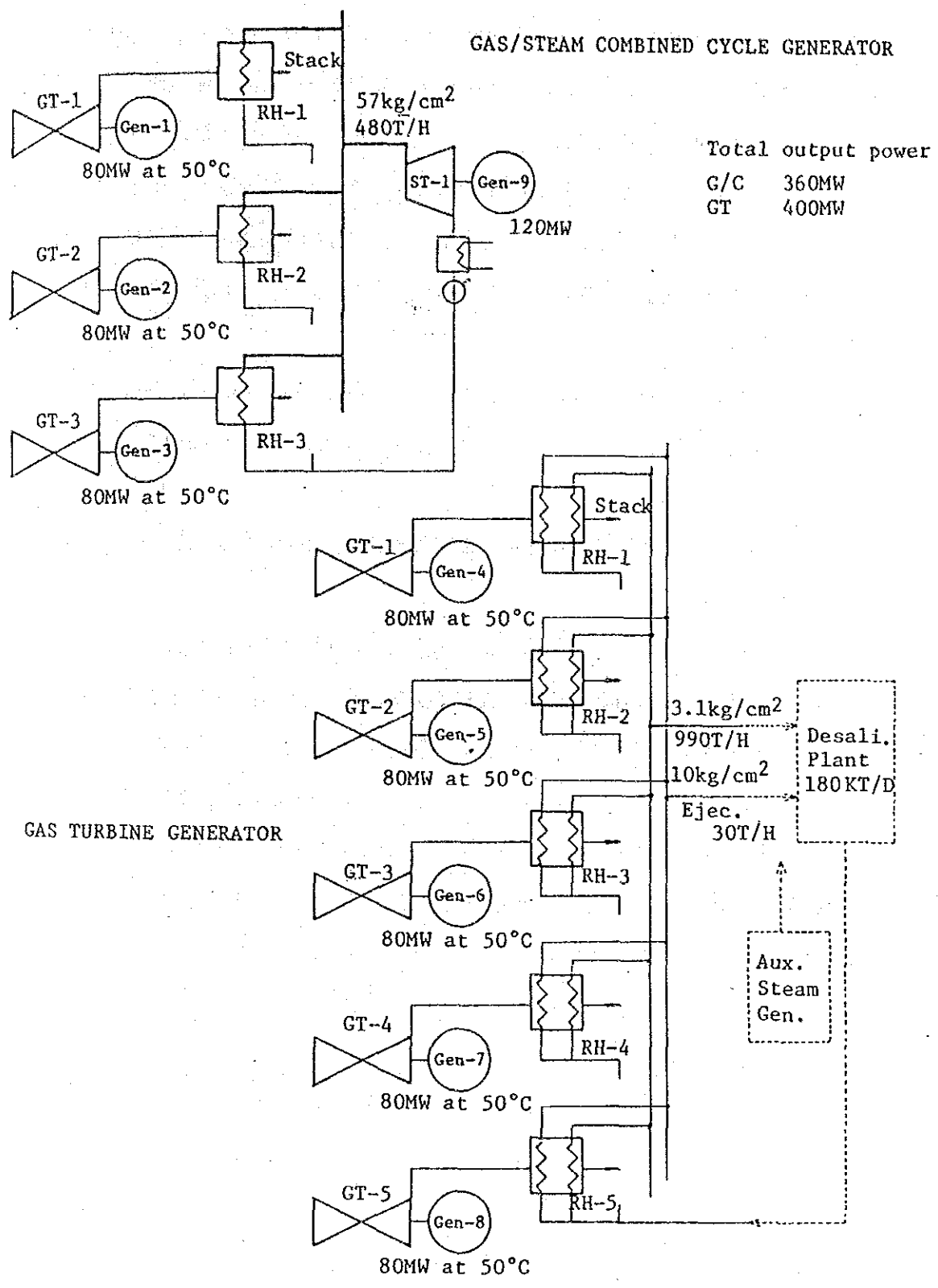
この Type-D は、Type-Aの steam turbine cycle発電機群を gas turbine cycle発電機群に置換えた構成である。

5ユニットの gas turbine cycle発電機群は、Base load を分担し、連続運転させることを目的として、複雑さをさけて combined cycle を持たせずそして熱回収蒸気発生器の出力蒸気の全量を、海水淡水化プラントに供給する。

Gas turbine cycle 発電機の定例点検手入れ等の部分的なユニットの停止時には、この Type は、Aux. steam generatorからの蒸気を使用しなければならない。(あるいは Type-C のように gas/steam combined cycle からも蒸気の供給が可能な系統を持たせることもできる)

Type-Bと同様に、この Type も海水淡水化プラントが必要な全量の蒸気を発生させるには、約 400MWの発電出力が必要である。この Type は、gas turbine cycle 発電機群が2区分に分離されているので、各々単独の運転が可能である。運転操作は、Type-Bの発電プラントより簡単であり、その自動制御技術も充分に開発されている。

Fig.7.8 Diagram of Type-D
 Power plant consisting of gas turbine generators supplying
 steam to desalination plant and gas/steam combined cycle
 generators



(5) Type-Eの発電プラント

Type-Eの発電プラントの系統図と圧力や温度をFig.7.9 に示した。

このType-Eは、Base loadを分担する2ユニットの背圧turbine とIntermediate loadを分担するgas/steam combined cycle発電機群で構成される。

このturbine の背圧蒸気は、海水淡水化プラントへ年間を通じほぼ一定量の供給が行われる。背圧蒸気の流量は、海水淡水化プラントの造水量によって調節されるので、発電機出力は、電力需要の変化に合わせて単独に調節することができない。故に年間を通じてのBase load は、この背圧turbine 発電機に負わせるのが適している。

背圧turbine は復水器をもたないので、turbine 系は他の発電Typeより簡単である。このturbine 発電機の熱効率は低いですが、これが海水淡水化プラントに共用された時の熱効率は高くなる。

この発電Typeにおいては、2機のgas turbine と1機のsteam turbine がコンバインドサイクルを構成しているので、これの部分負荷での熱効率はType-Aのコンバインドサイクルに比べて高い。

GT-3のgas turbine 発電機は、1991年に想定される最大電力需要に対応させるために計画したものである。

しかし、7.3 で述べるように、3機のgas turbine と1機のSteam turbine から成るコンバインドサイクルの方が経済的に有利であるので、このGT-3もFig.7.9 に示したようにsteam turbine へ蒸気を供給するのが最も適している。

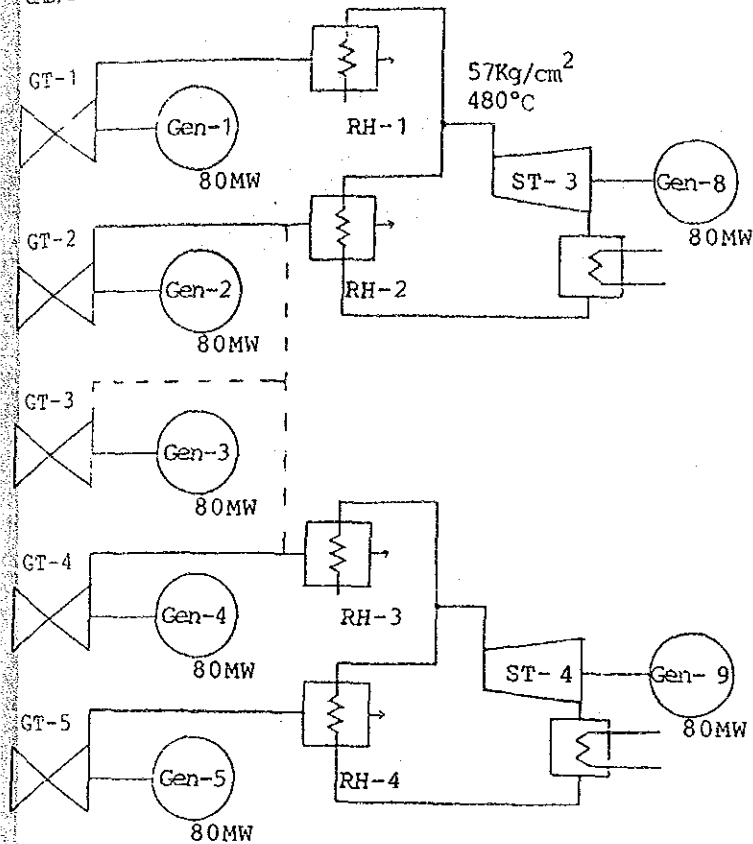
この発電Typeは、2系統のコンバインドサイクルとgas turbine 発電機で構成されているので背圧 turbine系を除けば、発電の運用は簡単で操作は容易である。

この発電Typeは最大の単機容量が80MWであるので、最大単機容量が120MWであるTypeに比較して1 unitが脱落したときの影響が小さく、この点は大きな長所である。

Fig.7.9 Diagram of Type-E

Power plant consisting of back pressure steam turbine cycle generators supplying steam to desalination plant, gas/steam combined cycle generators and gas turbine generator

GAS/STEAM COMBINED CYCLE GENERATORS



Total output power

G/C	480MW
GT	80MW
ST	160MW
Total	720MW

BACK PRESS. STEAM TURBINE CYCLE GENERATORS

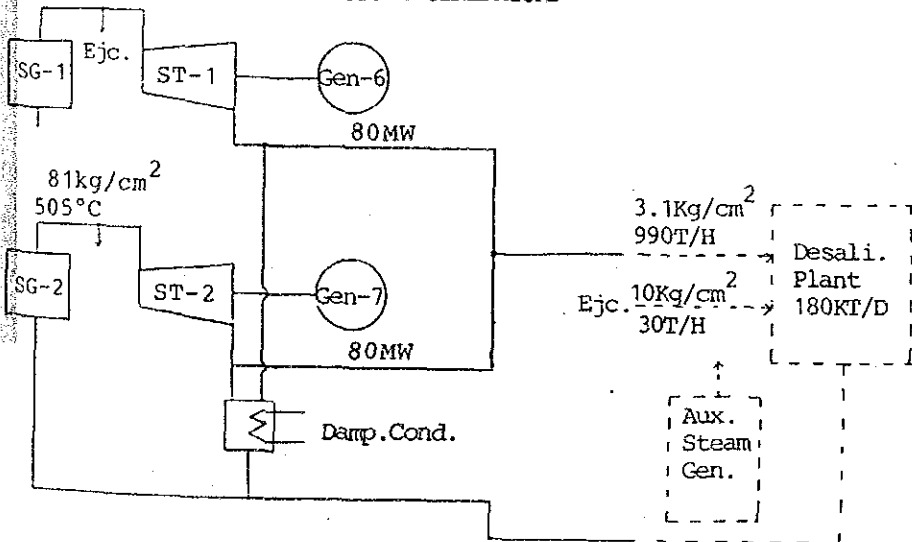
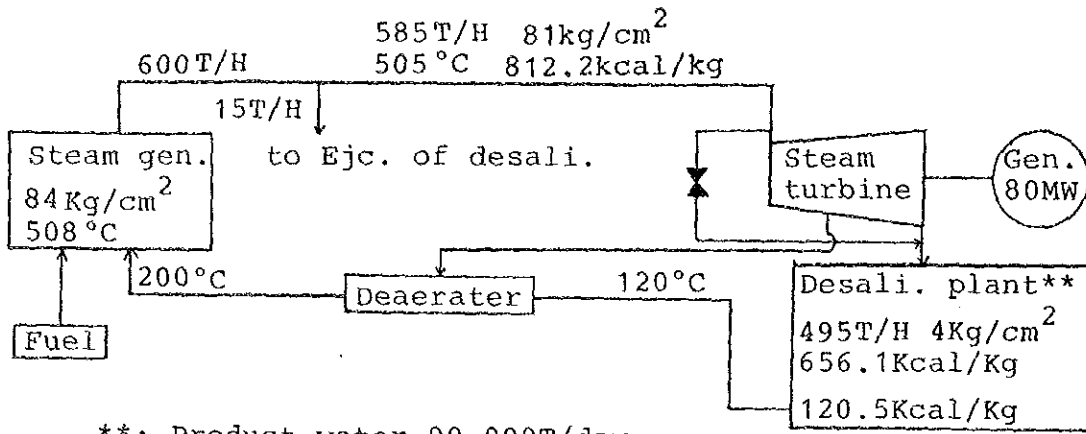


Fig.7.9B Back pressure steam turbine cycle
 pressure & temp. per unit of Type-E power plant



** : Product water 90,000T/day

(6) Type-Fの発電プラント

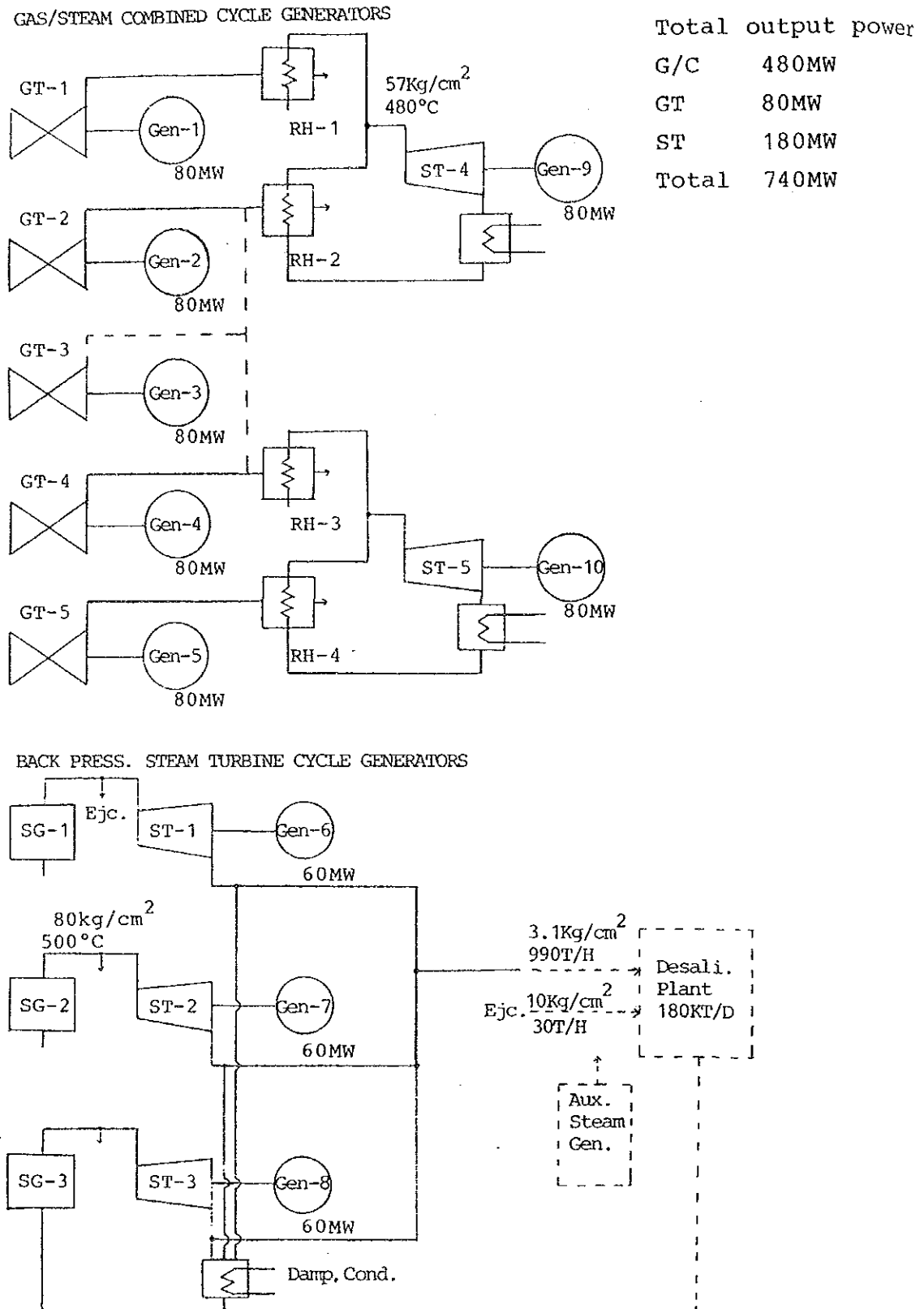
Type-Fの発電プラントの系統図をFig.7.10に示す。

Type-Fは、Type-Eと基本的に同じシステムである。従って、機能や特性はType-Eと同じである。しかし、運用面で両タイプを比較すると、Type-Fは、Type-Eに比べて下記の点で有利であり、より信頼度の高いシステムである。

- (a) 7.3 項で述べた通りスチームタービン1基脱落時の周波数の低下の影響が少ない。
- (b) Annual inspection を実施する場合に、Type-Eの場合は1 unitがannual inspection実施中では、他の1 unitが稼働する状態にあり、万一稼働中の1 unitが事故により停止すれば、発電側より海水淡水化側への蒸気の供給は0となる。これに反して、Type-Fは60MWスチームタービン3 units のプラント構成であるので、1 unitがannual inspection 実施中では、他の2 units が稼働状態にあり、万一稼働中の1 unitが事故により停止しても残りの1 unitからの海水淡水化プラントへの蒸気の供給は可能である。

Fig.7.10 Diagram of Type-F

Power plant consisting of back pressure steam turbine cycle generators supplying steam to desalination plant, gas/steam combined cycle generators and gas turbine generator



7.5 発電プラント型式の選定

7.5.1 各型式の比較

前記7.4 項で述べた各型式について、比較をTable 7.2 に示す。

比較検討の結果の要点は次の通り

(1) 海水淡水化および発電の安定供給運転

Type-B以外は、安定供給運転ができる。

(2) 経済性

第18章で述べられているように、経済性の観点からは、Type-Aが最も良い。

(3) 信頼性

機器自身の運転に対する信頼性は、各Typeとも大略同じである。しかし、Desalination plantとpower generationの組合せの信頼性、すなわちいづれか一方のプラントの一部が故障した時、発電専用プラントへの影響の度合から見れば、Type-A, C, E, F が優れている。

(4) オマーン国の現状との整合性

オマーン国の現状という観点からすれば、Type-Fが最も良い。その理由は下記の通りである。

(a) オマーンにおいては冬期には電力負荷が最低になり、1991年の見通しでは、夏期における電力負荷の僅かに20%程度となる。このため、冬期においては、1 unitの脱落は、そのunitの容量が大きければ大きいほど、大きな影響を与える結果となる。

Type-Fにおいては、最大の単機容量は80MWであり、Base load を担当するsteam turbine の単機容量は60MWであって、比較的小さい容量が採用されている。従って、冬期において1 unitがたとえ脱落しても、それにより受ける影響は最低化される。

(b) 電力供給のsecurityの見地からすれば、電源を分散化することが望ましい。

Type-Fにおいては、単機容量が比較的小さいので、Type-Fは電力系統内で電源を分散化するのに適している。

(c) MEWは、steam turbine generator 等の分解点検を今後とも自国の機能によって、実施しようとする意向を持っている。現在オマーンに在るsteam turbine の単機容量は至って小さいので、例えば 120MWというような単機容量の導

入は運転・補修の面で時機尚早と判断される。Type-Fの単機容量は割合いに小さいので、上記の観点からすれば、Type-Fの採用はMEWにとって都合が良いであろう。

(d) Type-Fのプラントにおいては、海水淡水化プラントと結合しているBase load用の発電機群の単機容量が小さいので、年間を通じて出力調整が不必要である。従って、容易な運転が可能である。

上記の理由のより、オマーンの現状から観るならば、Type-Fは他のTypeに比べてオマーンの現状に合ったTypeであると結論される。

Table 7.2. Comparison of Various Matters for Type of Power Plant

	Type-A	Type-B	Type-C	Type-D	Type-E	Type-F
Kind of Generators	<p>(G/S Combind) Fuel → H.R. → S/T → Cond. → G (120 MW x 1) → 360 MW Fuel → G/H → S/T → Cond. → G (80 MW x 3) → 360 MW (Steam Turbine (Extraction)) Fuel → S.G. → S/T → Cond. → G (120 MW x 3) → 360 MW De Salt</p>	<p>(G/S Combind) Fuel → H.R. → S/T → Cond. → G (80 MW x 2) → 720 MW Fuel → G/T → S/T → Cond. → G (80 MW x 7) → 720 MW De Salt</p>	<p>(G/S Combind) Fuel → H.R. → S/T → Cond. → G (120 MW x 1) → 360 MW Fuel → G/T → S/T → Cond. → G (80 MW x 3) → 360 MW (Steam Turbine (Extraction)) Fuel → S.G. → S/T → Cond. → G (120 MW x 3) → 360 MW De Salt</p>	<p>(G/S Combind) Fuel → H.R. → S/T → Cond. → G (120 MW x 1) → 360 MW Fuel → G/T → S/T → Cond. → G (80 MW x 3) → 360 MW (Gas Turbine) Fuel → H.R. → S/T → Cond. → G (80 MW x 5) → 400 MW De Salt</p>	<p>(G/S Combind) Fuel → H.R. → S/T → Cond. → G (80 MW x 2) → 560 MW Fuel → G/T → S/T → Cond. → G (80 MW x 5) → 560 MW (Steam Turbine (Back Pressure)) Fuel → S.G. → S/T → Cond. → G (80 MW x 2) → 160 MW De Salt</p>	<p>(G/S Combind) Fuel → H.R. → S/T → Cond. → G (80 MW x 2) → 560 MW Fuel → G/T → S/T → Cond. → G (80 MW x 5) → 560 MW (Steam Turbine (Back Pressure)) Fuel → S.G. → S/T → Cond. → G (60 MW x 3) → 180 MW De Salt</p>
Total out put	720 MW	720 MW	720 MW	760 MW	720 MW	740 MW
Energy generation	4.8×10^9 kWh/Y	4.7×10^9 kWh/Y	4.8×10^9 kWh/Y	4.8×10^9 kWh/Y	4.8×10^9 kWh/Y	4.8×10^9 kWh/Y
Thermal efficiency						
(a) Max	65%	70%	65%	63%	58%	59%
(b) Annual	55.7%	58.2%	55.7%	55.2%	54.9%	54.8%
Construction cost	167.4×10^6 R.O.	164.4×10^6 R.O.	168.2×10^6 R.O.	171.8×10^6 R.O.	178.9×10^6 R.O.	197.7×10^6 R.O.
Stability in operation						
(a) for Desalination	good	good	good	good	good	good
(b) for Power generation	good	Difficult Variation for Power Demand	good	average	good	good
Durability in continuous operation	17,000 H (ST) 8,000 H (C/C)	8,000 H	17,000 H (ST) 8,000 H (C/C)	8,000 H	17,000 H (ST) 8,000 H (C/C & G.T.)	17,000 H (ST) 8,000 H (C/C & G.T.)
Reliability of operation	96 %/Y (ST) 86 %/Y (C/C)	86 %/Y	96 %/Y (ST) 86 %/Y (C/C)	86 %/Y	96 %/Y (ST) 86 %/Y (C/C)	96 %/Y (ST) 86 %/Y (C/C)
Fuel used	Natural gas Distillate Straight residue	Natural gas Distillate	Same as Type-A	Same as Type-B	Same as Type-A	Same as Type-A
Operation and maintenance cost	6.7×10^6 R.O.	6.6×10^6 R.O.	6.7×10^6 R.O.	6.9×10^6 R.O.	7.2×10^6 R.O.	7.9×10^6 R.O.
Fuel consumption	1.618×10^6 Nm ³ /Y	$1,526 \times 10^6$ Nm ³ /Y	$1,618 \times 10^6$ Nm ³ /Y	$1,619 \times 10^6$ Nm ³ /Y	$1,645 \times 10^6$ Nm ³ /Y	$1,639 \times 10^6$ Nm ³ /Y
Reliability in joint operation of Desalination and power plants	good	no-good	good	average	good	good
Adaptability to stable power supply	normal	good	normal	normal	good	very good
Economic evaluation Benefit/cost ratio of Type-F	0.949	0.953	0.950	0.952	0.991	—

7.5.2 推薦される発電型式

本調査においては、7.4 項において述べられている通り、複合方式に属する代表的なプラントの組合せタイプとして、6つのタイプをとり上げて詳細な調査を行った。

これらの6つのタイプは、7.4 項に記されている通り、Type-A series に属するType-A, Type-C, Type-B, Type-FおよびType-B series に属するType-B, Type-Dから成っている。

Type-A series に属する各Typeにおいては、海水淡水化に必要な蒸気はsteam turbine generator より供給されるので、この点においてType-B series に属するTypes に比べ、その信頼性において、勝っている。従って先ずType-A series が選定される。

Type-A series に属する各Typeの中で、Type-Aはその経済性が最も高いという点において特徴がある。一方、Type-Fは第18章において述べられている通り、その経済性比較において、Type-Aに比べ約5%低い。7.5.1 (4)項に記した通り、オマーン国の現状との整合性という観点から見れば、最も優れた特徴を有している。

Type-Aは経済性においてはType-Fより約5%優れているが、その欠点の中で最大のものは、loadが低い冬期において、1 unitが脱落した場合に受ける影響の大きいことである。しかしこの脱落の影響に関しては、次のことが考慮される。

- (a) 冬期は年間で約2ヶ月の短期間である。
- (b) 冬期における最低負荷量は、今後の電力需要の増大に伴って増大するので、1 unit脱落により受ける影響は年と共に小さくなる。
- (c) 冬期におけるsteam turbine generatorsの低負荷運転により、前記の影響を小さくすることができる。

上記の点も考慮に入れてType-Aを評価すれば、Type-Aはその有する欠点にもかかわらず、その経済性が高いという点から、recommendable である。

これに対して、Type-Fは前記の通り、その経済比較においてType-Aより約5%劣るが、オマーンの現状から考察するとき、多くの利点を有する。この約5%の差は、20年間のプロジェクトライフ中にType-Aに比べて約41百万R0 (1985年価格) のコスト高をもたらすという計算結果を意味する。

従って、Type-Fの評価に際しては、この経済評価における5%のマイナスとType-Fが有する長所によってもたらされるプラスとが比較されなければならない。

Type-Fが有する長所によってもたらされるプラスは定量化することはできないが、オマーンの現状を十分に考察するときは、このプラスは決して小さいものとは考えられない。一方5%というマイナスは、現状およびこのプロジェクトライフ期間中におけるオマーンの経済事情から考えるとき、必ずしも決定的に大きな数字であるとは考えにくい。

上記のような考察に基づいて、Type-Fは、経済性比較においては、Type-Aより劣るとはいえ、オマーンの現状から考察すれば、Type-Aに比べてmore recommendableであると考えられる。

最終的にType-A及びType-Fの何れを採用するかは、オマーン国政府の選択によることは勿論である。しかしこのプロジェクト実施のためのbudgetを準備するに際しての便宜を考え、第8章以降のいくつかの章においては、必要費用が高いType-Fをベースとして記述が行われている。

第8章 発電プラントの概念設計

第8章 発電プラントの概念設計

8.1 概念設計についての基本的な考え方

8.1.1 設計基準

- (1) この発電プラントの概念設計は、第18章の結論に基づき第7章で述べたType-Fについて記するものとする。
- (2) 各設備共通の設計に必要な条件は以下の通りである。

大気温度

最高 50 °C

最低 5 °C

発電機器周囲設計温度 50 °C

海水温度

設計温度 30 °C

最高温度 35 °C

湿度

年間平均 40 %

機械電気設計 100 %

8.2 発電設備の概念設計

発電設備の全般にわたり、製造コストを安くする見地から製造者の平準形式のものを出来る限り採用することとし、これによって、工期の短縮も可能である。

以下の各節に各々の設備（機器）の設計条件、機能、数量等について示す。

8.2.1 Steam generator for back pressure steam turbine cycle

(1) Fundamental fuel Natural gas of OMANI

Low heat value 9,024 Kcal/Nm³

(2) Emergency use fuel Straight residue

Low heat value 17,840 BTU/Pound

Density at 15 °C 0.9267 kg/l

Viscosity, Kinematic at 50°C 176 cSt

Sulfur 1.6 %m

Pour Point	-9	°C
Ash	0.02	%m
Flash Point	102	°C
Water	0.05	%m
Sediment	Trace	%m
Carbon residue, Ramsbottom	5.3	%m
Sodium	26.4	ppm
Vanadium	16.0	ppm
Nickel	6.5	ppm
Copper	1.0	ppm
Iron	4.6	ppm

- (3) Type Natural circulation module type finned water tube
- (4) Number 3
- (5) Rated steam flow ca. 400 T/H
- (6) Steam pressure at S.H. outlet ca. 80kg/cm²
- (7) Steam temp. at S.H. outlet ca. 500 °C
- (8) Feed water temp. at economizer inlet ca. 160 °C
- (9) Draft system Forced draft
- (10) Economizer Horizontal bare tube type
- (11) Air heater Rotary type
- (12) Straight residueを使う場合は、粘度を下げるため加熱設備が必要である。
又、ナトリウムやバナジウムに関する腐食の考慮がいる。
- (13) Straight residueの貯油タンク容量は、15,000klの大きさが必要である。

8.2.2 Steam turbine

	For back pressure steam turbine cycle	For gas/steam combined cycle
(1) Type	Impulse type	Impulse type
(2) Number	3	2

(3) Rated capacity	60MW	80MW (at 50°C ambient temp.) 85MW (at 15°C ambient temp.)
(4) Speed	3,000 rpm	3,000 rpm
(5) Initial steam pressure	ca. 80 kg/cm ²	ca. 60 kg/cm ²
(6) Initial steam temp.	ca. 500°C	ca. 480°C
(7) Exhaust pressure	4kg/cm ²	66 mmHg
(8) Type of rotor	Solid forged type	Same as left
(9) Method of coupling	Rigid/bolt coupled	"
(10) Type of journal bearing	Elliptical overshoot type	"
(11) Type of thrust bearing	Tapered-land type	"
(12) Type of casing	Casting or fabricates type	"

8.2.3 Generator

	For back pressure steam turbine	For gas turbine	For C/C
(1) Type	Totally enclosed self-ventilated forced lubricated cylindrical rotor type	Same as left	Same as left
(2) Number	3	5	2
(3) Rated capacity	75MW	140MW	110MW
(4) Power factor	0.8	Same as left	Same as left
(5) Voltage	11,500 V		
(6) Short circuit ratio	ca. 0.5		
(7) Frequency	50 Hz		
(8) Number of poles	2		
(9) Number of phase	3		
(10) Speed	3,000 rpm		
(11) Insulation class	F with class B rises		

(12) Cooling method Stator & rotor	Air cooling open or closed cycle system
(13) Reactance	Xd ~ 200%
	Xd' ~ 20%
	Xd'' ~ 14%
(14) Excitation system	Static excitation
	Peak voltage : 1.5PU
	Response time : under 100msec in 0.95 PV

Same as
left

Same as
left

8.2.4 Gas turbine

(1) Fundamental fuel	Natural gas of OMANI		
(2) Emergency use fuel	Distillate of OMANI		
Low heat value	18,400 BTU/pound		
Density at 15 °C	min	0.820	kg/l
	max	0.870	kg/l
Color ASTM	max	2.5	
Diesel index	min	50	
Cetane index		report	
Viscosity, Kinematic at 40 °C	min	1.6	cSt
	max	5.3	cSt
Cloud point	max	—	°C
Pour point	max	0	°C
Sulfur	max	1.0	%m
Copper corrosion (3h/100°C)		1	
Carbon res. Ramsbottom	max	0.1	%m
Water	max	0.05	%v
Sediment	max	0.01	%m
Ash	max	0.01	%m
Flash point PMcc	min	62	°C
(3) Type	Heavy duty industrial type		
(4) Number	5		

- (5) Rated max. capacity 84 MW at 50°C
 109 MW at 15°C
- (6) Number of shaft 1
- (7) Direction of rotation Counterclockwise
 facing in direction of
 air flow
- (8) Air compressor:
- Type Axial, heavy duty
- Casing sprit Horizontal
- Compressor speed 3,000
- (9) Combustors : ---
- (10) Bearings
- Number 3
- Journal type Elliptical & tilting pad
- Thrust type (loaded) Equalizing
- Drain system Gravity

(10) Natural gas と Distillate の切替えはガスタービンが運転中に自動的に行える構造でなければならない。

ガスタービンに適用可能な燃料についての検討結果はAnnex 5 に示す通りである。

(12) Distillateの貯油タンク容量は23,000klの大きさが必要である。

8.2.5 Heat recovery steam generator

Type	Natural circulation module type finned water tube
Number	4
Pressure level	Single
Rated steam flow	ca. 160 T/H
Outlet steam pressure	ca. 60 kg/cm ²
Outlet steam temp.	ca. 485 °C
Feed water temp. at economizer inlet	ca. 43°C
Exit gas temp.	170 °C
Pressure drop (at 15°C ambient air)	10 inch H ₂ O

8.2.6 Condenser

	For gas/steam combined cycle	Damp. condenser
(1) Type	Surface type	Surface type
(2) Number	2	1
(3) Cooling water quantity at max. temp. rise 7°C	9.15 m ³ /s	3.7 m ³ /s
(4) Heat duty	221 × 10 ⁶ kcal/H	88.4 × 10 ⁶ kcal/H
(5) Inlet water temp.	30 °C	same as left
(6) Vacuum	64 mmHg · abs	
(7) Condensate water outlet temp.	43 °C	

8.2.7 制御方式

ボイラ、Steam turbine、Gas turbine や発電機は、自動制御や自動監視する電子計算機の採用によって集中制御する。又、Fig.10.10 に示した中央制御室で各機器を手動で操作したり、制御することもできる。

この自動制御や操作システムは、安全に、そして簡単に現場の運転要員が無しで（発電ユニットの）起動や停止ができる。

この自動制御系統における基本的な制御分類は次の様なものである。

ボイラ制御

燃焼制御

給水制御

主蒸気温度（圧力）制御

Steam turbine および発電機制御

カバナ制御

自動電圧制御

自動負荷制御

Gas turbine 制御

燃焼制御

数種の運転Modeによる起動および停止制御

各ユニット間のSystem制御

データ採取、記録や表示

8.2.8 電気回路方式

このStudyにおいて勧告できるType-Fの発電プラントの電気回路方式は、Fig.8.1に示した。この方式は2台の変圧器を通じてこの発電プラントの275KV回路から所内電力は供給される構成である。(1台の変圧器は予備である)

8.2.9 海水冷却水系統

海水冷却水系統図をFig.8.2に示す。

Gas steam combined cycle系は年間を通じて連続運転はされないので予備の冷却水管を設置する必要はない。

従って、ST-4とST-5各単独に冷却水管を設置し、各々に予備の取水ポンプを設置すべきである。

Damping condenser はいずれの冷却水系からでも取水できる系統を持つべきである。

8.2.10 発電プラントの機器配置図および工事工程

Fig.8.3に発電プラントの機器配置図を示す。

Fig.8.4に発電プラントの工事工程を示す。

Fig. 8.1 ELECTRICAL SYSTEM OF TYPE-F POWER PLANT

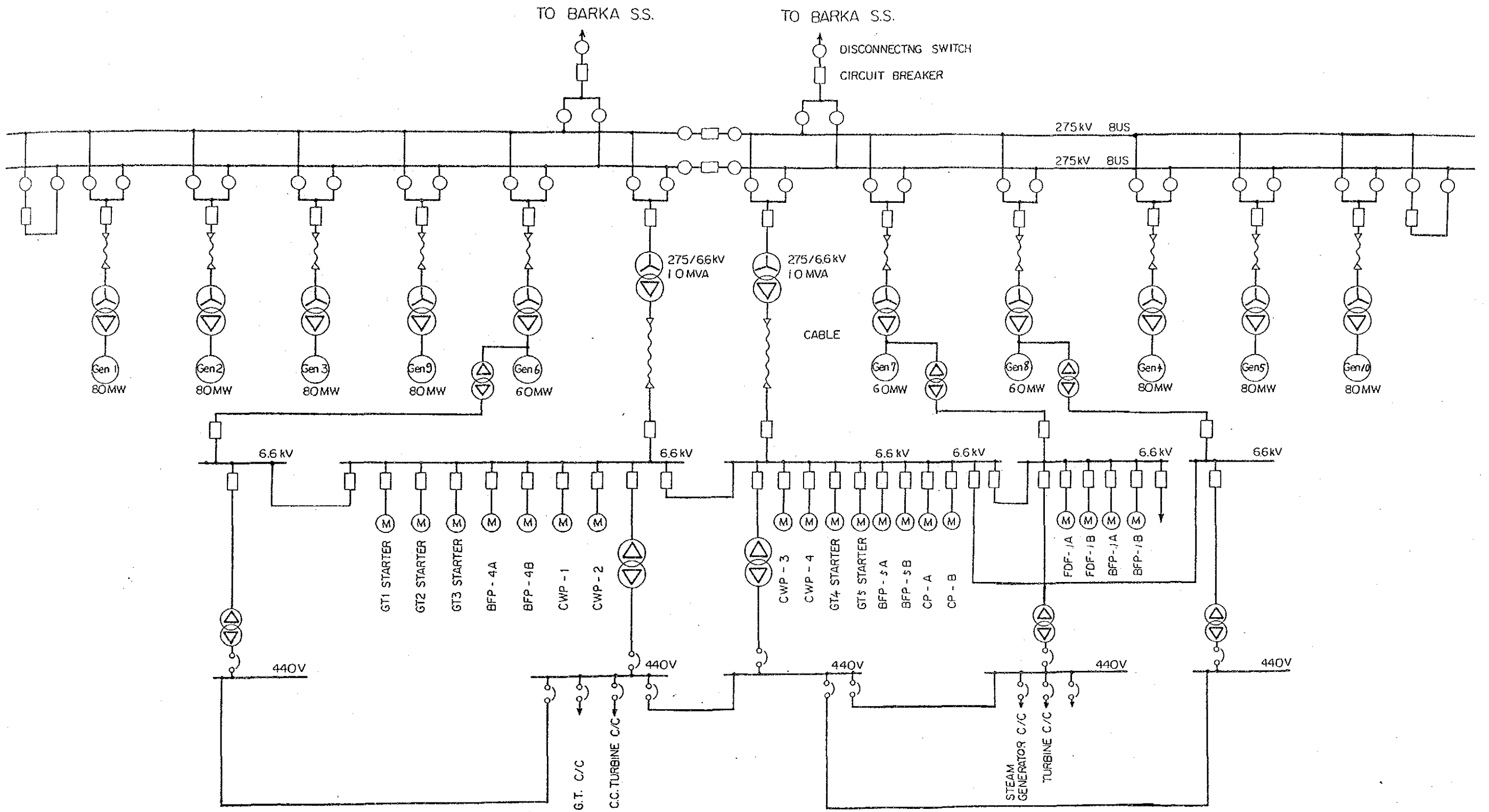
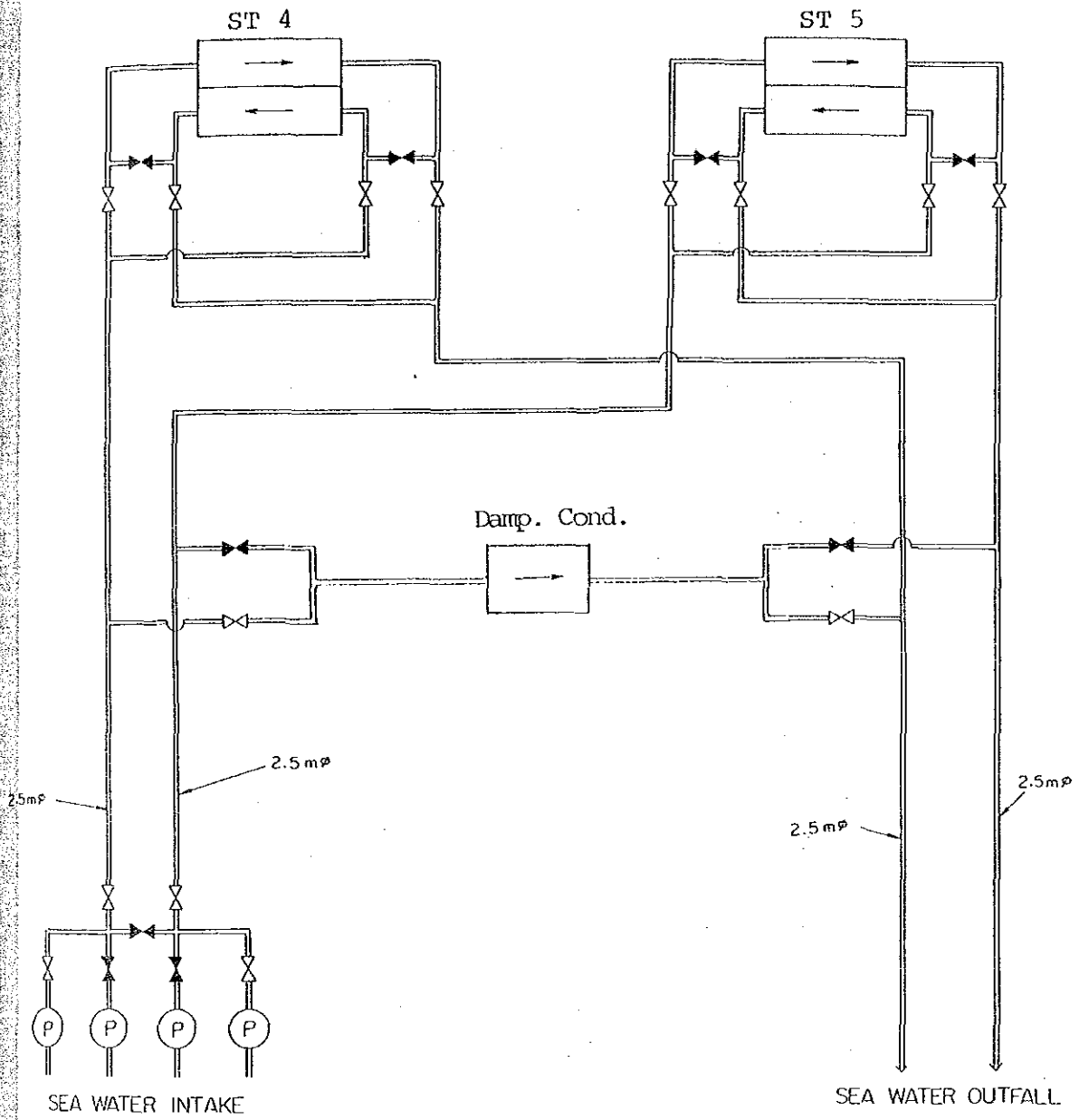
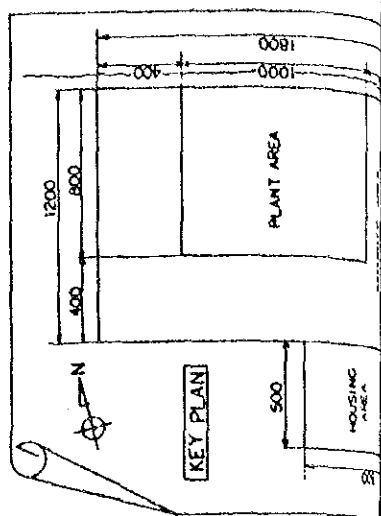
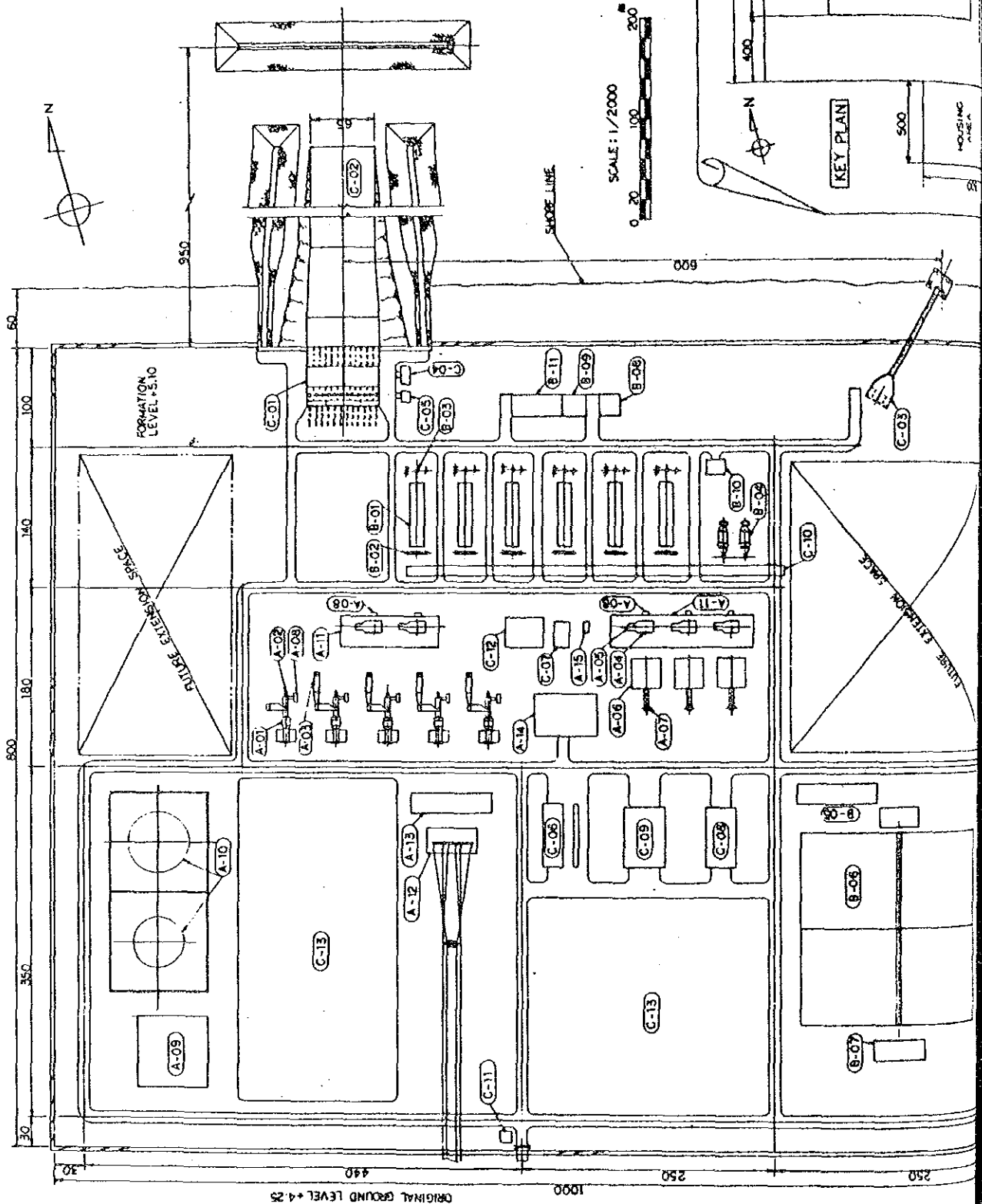


Fig. 8,2 SEA WATER COOLING SYSTEM



ITEM NO	FACILITY	REMARKS
A-01	GAS TURBINE GENERATOR	
A-02	HEAT RECOVERY UNIT	
A-03	STEAM TURBINE GENERATOR	
A-04	STEAM GENERATOR	
A-05	STEAM GENERATOR	
A-06	STEAM GENERATOR	
A-07	STACK	
A-08	TRANSFORMER	
A-09	FUEL GAS RECEIVING UNIT	
A-10	FUEL OIL TANK	
A-11	TURBINE HALL	
A-12	SENDING OUT FACILITY	
A-13	SWITCH GEAR ROOM	
A-14	CENTRAL CONTROL BUILDING	
A-15	DAMP CONDENSER	
B-01	DESALINATION PLANT	
B-02	EVAPORATOR	
B-03	BRINE HEATER	
B-04	DESAL PUMPS	
B-05	AUX STEAM GENERATOR	
B-06	PRODUCT WATER TREATMENT	
B-07	PRODUCT WATER RECEIVING	
B-08	PRODUCT WATER PUMPING STATION	
B-09	DESAL CONTROL BUILDING	
B-10	DESAL CHEMICAL INJECT BUILDING	
B-11	DESAL SWITCH GEAR BUILDING	
B-12	CHEMICAL STORE HOUSE	
C-01	COMMON FACILITY	
C-02	SEA WATER INTAKE PUMP PIT	
C-03	SEA WATER INTAKE CHANNEL	
C-04	SEA WATER OUTLET	
C-05	CHLORINATION BUILDING	
C-06	SEA WATER PUMP CONTROL ROOM	
C-07	ADMINISTRATION BUILDING	
C-08	COMPRESSOR ROOM	
C-09	WORK SHOP	
C-10	PIPE RACK	
C-11	GATE HOUSE	
C-12	UTILITY SERVICE	
C-13	STORAGE YARD	



ORIGINAL GROUND LEVEL +4.25

第9章 海水淡水化プラントの概念設計

第9章 海水淡水化プラントの概念設計

9.1 計画条件

本プラントを計画するに当たって基本となる条件を以下に述べる。

9.1.1 プラント規模

第5章において検討した通り、海水淡水化プラントの規模は $180,000\text{m}^3/\text{日}$ とする。

また 9.3.1(1)に述べる理由により、ユニット数は6基、単機容量は $30,000\text{m}^3/\text{日}$ とする。

9.1.2 原海水水質および海底底質

Barka Siteの沖合において海水および底質を採取し、分析を行った結果を Annex 1 に示す。分析結果から本プラントの計画条件としてTable.9.1 に示す原海水水質を用いる。

9.1.3 原海水水温

設計海水温度の設定に際し、とくに、Barka サイトのように極めて遠浅のところでは取水設備における実際の取水点を十分検討しなければならない。

Annex 2 に示す Mina Qaboos港および Ghubrah発電所における年間水温を参考にし、海水取水設備の構造を考慮して、全季節をカバーする海水温度としては 35°C と設定する。

9.1.4 生産水水質

オマーン国における飲料水の水質基準はオマーン国基準 OMANIAN STADARD No.8 DRINKING WATERに示されている。その基準値はTable 9.2 に示すとおりである。

本プロジェクトの海水淡水化プラントの生産水水質は、この基準値（推奨値上限の基準がある場合はこの値）に適合するものとする。

Table 9.1 Sea-Water Quality used as design condition

Item	Unit	Quality
Turbidity	度	0.5 ~ 1.4
pH	—	8.1
Electric Conductivity	mS/cm	56.0
Acid Consumption (Alkalinity)	mgCaCO ₃ /l	116
Total Hardness	mgCaCO ₃ /l	6,750
Suspended Matter (SS)	mg/l	0.7
TDS(110)	mg/l	39,500
TDS(480)	mg/l	35,500
COD _{Mn}	mg/l	0.9
COD _{OH}	mg/l	0.2
TOC	mg/l	0.8
Cl	‰	20.4
SO ₄	mg/l	2,940
NH ₄ -N	μg-at/l	3.6
NO ₂ -N	μg-at/l	0.06
NO ₃ -N	μg-at/l	0.09
T-N	μg-at/l	16.3
PO ₄ -P	μg-at/l	0.73
T-P	μg-at/l	1.19
SiO ₄ -Si	μg-at/l	4.6
Na	mg/l	11,400
Ca	mg/l	426
Mg	mg/l	1,380

Table 9.2 OMANIAN STANDARD No.8 DRINKING WATER(OS 8/1978)

Item	Unit	Condition
1) Physical Properties		In General
Color		Colorless
Taste & Odour		Tasteless & Odourless
Turbidity		Free
2) Chemical Properties		
a. Toxic chemicals		Maximum Permissible Level
Lead	mg/l	0.10
Selenium	"	0.01
Arsenic	"	0.05
Cadmium	"	0.01
Cyanide	"	0.05
Mercury	"	0.001
b. Chemicals that have special effects on health		
Fluoride	"	0.8
Nitrate	"	45

Table 9.2 OMANIAN STANDARD No.8 DRINKING WATER(OS 8/1978)
(C o n t i n u e d)

Item	Unit	Level	
		Highest desirable Level	Maximum permissible level
c. Chemicals that effect the suitability of water			
Total dissolved solids	mg/l	500	1500
Copper	"	0.05	1.5
Iron	"	0.1	1.0
Magnesium	"	Not more than 30mg/l if there are 250mg/l of sulphate if there is less sulphate, magnesium up to 150mg/l may be allowed	150
Manganese	"	0.05	0.5
Zinc	"	5.0	15
Calcium	"	75	200
Chloride	"	200	600
Sulphate	"	200	400
Phenolic compounds (as phenols)	"	0.001	0.002
Total hardness	"	100	500
pH range	—	7.0 - 8.5	6.5 - 9.0
Level			
d. Minimum residual chlorine concentrations	mg/l	0.2 - 0.5	

Table 9.2 OMANIAN STANDARD No.8 DRINKING WATER(OS 8/1978)
(C o n t i n u e d)

Item	Unit	Max. Level
3) Bacteriological properties		
a. Treated Water		
Escherichia Coliform	number/ 100ml	0
Coliform Organisms	number/ 100ml	10
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;"> Throughout any year, 95 % of the samples examined should not contain any coliform organisms in 100ml. </div>		
b. Untreated Water		
Escherichia Coliform	number/ 100ml	0
Coliform Organisms	number/ 100ml	10

9.1.5 用役および薬品類

(1) 電力

海水淡水化プラントの運転に必要な電力は本計画の発電所から供給されるものとし、その受電条件および電力料金はTable 9.3 に示す通りとする。

Table 9.3 Supply Condition & Fee of Electricity

Item	Supply Condition or Fee
Voltage	33 kV
Cycle	50 Hz
Phase	3 phases
Fee	Consumption Slide Fee : 20 Baizas/kWh + Meter Rental Fee : 150 Baizas/mon

(2) 燃料

海水淡水化プラントの補助ボイラ用燃料の天然ガス (非常用ディーゼル・オイル) はオマーン石油開発会社から供給されるものとする。

(3) 薬品

多段フラッシュ蒸発法プラントに必要な薬品の仕様および単価はTable 9.5 に示す通りとする。

Table 9.4 Specification & Price of Chemical

Chemical	Specification	Price
Scale Inhibitor	100%Conc.	1.800 R.O./kg
Anti-Foam Agent	—	1.190 R.O./kg
Line Stone	100%Solid	0.104 R.O./kg
Soda Ash	100%Powder	0.324 R.O./kg
Chlorine	Liquefied gas	1.100 R.O./kg

9.1.6 その他本プラントにおいて配慮すべき事項

海水淡水化プラントの運転および維持を容易にし、高い稼働率を保つために、次のような考慮を本プラントに適用する。

- (1) 海水淡水化プラントの運転は運転開始および停止の運転操作時を除き、全自動制御により、海水淡水化プラント制御室から集中制御される。
- (2) 海水淡水化プラントの回転機器は、ブライン循環ポンプを除き、各1基の予備を装備する。ただし、ブライン排出ポンプは、ブライン循環ポンプにより機能の補助が可能であるので、予備機は設けない。
- (3) 運転維持を円滑に実施するため、運転予備品は2年間分を保有するものとする。

9.2 海水淡水化方式の選定

9.2.1 比較評価対象プラント

海水淡水化には各種の方式があるが、これらの方式の中で本プロジェクトにおいて検討の対象となる方式としては多段フラッシュ蒸発法(MSF法)と逆浸透法(RO法)の2方式であると思われる。この二つの方式について、技術的、経済的な面から比較評価を行い、本プロジェクトに最も適した方式を選定する。方式の評価に当たっては両方式について本プロジェクトに適合するプラントの計画条件および計画仕様を設定し、この条件および仕様をベースとして比較検討を行った。

なお、比較の対象としたRO法プラントの主要仕様、概念設計結果およびRO法の特徴はAnnex 3を参照されたい。