9.2.2 両プロセスの比較評価

(1) 技術的比較

1) プラントの単位規模

MSF 法は一般に大容量に適しており、スケールメリットが大きい。本プロジェクトの全容量 180,000㎥／日に対して、単位規模を30,000㎥／日とし、蒸発缶ユニット６基を設置する。

RO法はこれまで１基 2,000㎥／日が最大であるが、その大型化は技術的に可能で、本プロジェクトに適用する場合には単位規模15,000㎥／日とし、逆浸透設備を12基設置する。

2) エネルギー消費量

本計画の MSF法では電力消費が3.3kWh／㎥（生産水送水用電力は含まない）および熱源として 136kg／㎥の蒸気の消費（造水比8.0)があるが、本プロジェクトは電力との二重目的プラントで、蒸気は発電用タービンと共有するため、海水淡水化のみの単一目的プラントに比較して蒸気コストは割安となる。

RO法は原理的に最もエネルギー消費の少ない方式である。本プロジェクトでは電力消費が、4.27 kWh／㎥（生産水送水用電力は含まない）となった。

3) 原海水水質の適応性

MSF 法は原海水の水温が低い方が熱効率が良い。また、原海水はフェノール類、アンモニアなど蒸留中に生産水に移行する恐れがある揮発性汚染物質のない水質が望ましいが、その他の水質項目については余り影響を受けない。

RO法は、膜モジュールの許容しうる範囲内では、原海水の水温が高い方が生産水量が多くなる。原海水の水質は前処理の難易に影響があり、膜性能の維持にも関連が深いので、できるだけ濁質の少ない清澄な海水を取水することが望ましい。一般に、原海水水質に対する要求はRO法の方が MSF法に比べてより厳しく、膜モジュールに供給する海水は懸濁物質の除去、PHの調整などの前処理が必要である。また、使用する膜の材質によっては海水中の残留塩素の除去、溶存酸素の除去などの水質調整が必要である。

4) 海水の取水量および排水量

MSF 法は冷却用水が必要なため、海水の取水量は生産水量の約８倍、排水量も約

7倍と比較的多量である。

RO法は海水の取水量が生産水量の約3倍と MSF法より少なく、排水量は取水量の約65%に減少する。

5) 生産水水質と後処理

MSF 法の生産水は蒸留水に近い水質が得られるが、硬度成分が極めて少ないため、飲料に供する場合にはこれを調整する必要がある。

RO法の生産水は成分的には飲用に適した水質が得られるが、pHがやや低いためにこれを調整する必要がある。また、いずれの場合にも殺菌剤による消毒が必要である。これらの水質調整は送配水管等の防食の面からも必要であり、その操作は後処理装置で行われる。後処理プロセスは MSF法では炭酸ガス吸収・石灰石固定床沪過が行われ、RO法では消石灰の添加が行われる。

6) 使　用　薬　品

MSF 法はスケール抑制剤と消泡剤を使用するだけであり、薬品の種類およびその使用量も少ない。

RO法は前処理用の凝集剤、pH調整剤または場合によっては還元剤が必要であり、その使用量も比較的多い。また、前処理用沪過器の逆洗排水処理のための凝集剤、膜モジュールの洗浄剤などが間欠的ではあるが必要である。さらに、使用する膜の材質によっては、性能（塩排除率）の回復を図るための膜処理剤が必要である。

7) 材　料　の　腐　食

海水に接触する部分には耐食性の高い材料を使用する。特に、MSF 法は腐食環境の厳しい高温部分の蒸発缶体には、ステンレス鋼のクラッドを使用し、伝熱管には、キュプロニッケル、アルミブラス、チタンなどの高級材料が使用される。また、MSF 法では材料の腐食防止を考慮し、高温部（熱回収部）に供給する補給水は前処理で真空脱気する。

RO法は常温運転のため、塩化ビニール、強化プラスチックなどを使用できるが、高圧ポンプおよび動力回収タービンにはステンレス鋼およびステンレス鋳物を用い、高圧部分の大口径管には鋼管の内面にライニング加工およびコーティング加工を施したものを使用する。一般に、材料の耐食性に関する条件は MSF法の方が厳しい。

8) スケール生成

MSF 法ではスケール抑制剤を補給水に添加するとともに、ブライン最高温度を 110℃に制限して、高温部におけるスケール生成を防止している。

RO法では供給水のpHを酸性に調整して濃縮水側のスケール防止を行っている。

9) 耐用年数

MSF 法、RO法とも耐用年数は20年として計画した。

10) 運転維持管理の難易

MSF 法はプラントの起動・停止操作にやや熟練を要するが、定常運転は自動化されており、安全運転が行われるので通常は計測器の監視作業が中心となる。定期検査は年1回実施する計画で、伝熱管、蒸発缶の腐食、スケールの付着状態のチェック等の維持管理作業のほか、MSF 法に付属する専用ボイラがある場合には、この検査も同時に必要である。

RO法はプラントの起動停止が容易であり、通常の運転は計測器の監視が中心である。しかし、海水の前処理装置の運転、維持管理がやや煩雑である。また、海水前処理、膜洗浄および膜処理に使用する凝集剤、酸、アルカリ、膜処理剤などの薬品の管理作業がやや多い。定期検査は年1回実施する計画で、膜エレメント交換、洗浄などの作業も併せて行われる。

11) 所要人員

運転維持管理に必要な人員は MSF法で 104名、RO法で84名である。管理部門及び保守部門の人員配置はいずれのプロセスも大差はないが、運転部門は MSF法が68名に対し、RO法は48名と約 2/3 の人員となっている。

なお、上記人員は MSF法、RO法ともに、工場長以下管理部門の人員は発電部門と折半として計算した。

12) 設置面積

RO法は一般に設置面積が小さい。本プロジェクトではプラントの設置に必要な面積は MSF法の54,000㎡に対しRO法は48,000㎡となり、MSF 法の方が約12%広くなっている。

13) 建設期間

建設期間は一般に3年以上必要である。本計画ではオマーン政府の要望によりプ

ラントの早期完成を図るために建設期間の短縮を図った。その結果、MSF 法の建設期間は1号機が契約後30か月2号機以降は引き続き2か月ピッチで試運転を完了する。

RO法の建設期間は1号機が契約後24か月となり、RO法の方がやや納期が短い。

14) 環境への影響

環境への影響因子としては、排水、騒音、排ガス(MSF法の場合) が考えられる。排水としては MSF法では温海水が排出され、RO法では濃縮海水が排出される。しかし、両法とも排水による放流海域への影響は極めて少ない。

騒音に関しては、MSF 、RO両法ともプラントの配置および騒音防止装置を配慮することによって周辺への影響は無視し得る程度にすることができる。

MSF 法の場合補助ボイラからの排ガスがあるが、燃料として天然ガスを使用するため硫黄酸化物、ばいじんによる大気汚染の心配はない。

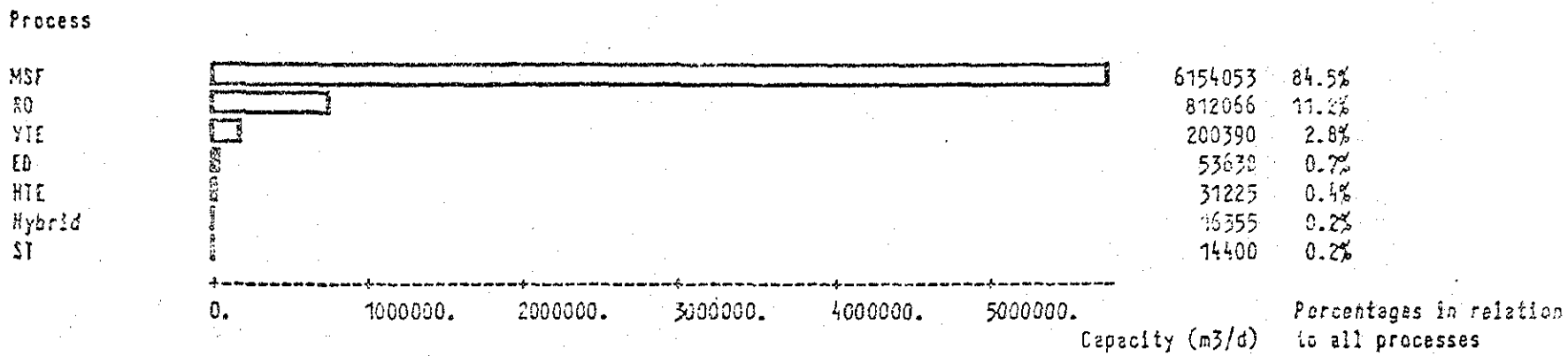
15) 稼動実績

蒸発法は最も早くから実用化された海水淡水化技術であり、現在世界の淡水化プラントの75%を占めている。特に、1基20,000㎥／日以上の海水淡水化装置はすべてMSF 法を採用しており、技術の完成度は高い。

RO法は近年になって急速に技術開発が進み、かん水の脱塩に多くの実績がみられる。海水淡水化については、ここ10年間に高排除率の膜モジュールが開発されて実用化が進み、最近では大容量の海水淡水化プラントの受注も行われるようになり、稼動実績も急速に増えている。

MSF 法、RO法の両プラントの稼動実績を Fig.9.1、Table 9.5 および Table 9.6 に示す。

Fig. 9.1 DESALINATION PLANT CAPACITY BY PROCESS



CAPACITY of all land-based desalting plants capable of producing 4000 m^3/unit or more fresh water daily vs. PROCESS

MSF	means	Multi-stage Flash Evaporation
RO	means	Reverse Osmosis
VTE	means	Multi-effect Vertical Tube Evaporation
ED	means	Electrodialysis
HTE	means	Multi-effect Horizontal Tube Evaporation
Hybrid	means	Two or more Desalting Processes combined
ST	means	Submerged Tube Evaporation

Table 9.5 The Record of Large-Scale MSF Plants

Manufacturer		Client			Unit Capacity (m^3/d)	Unit No.	Plant Capacity (m^3/d)	Use	Status in Operation	Year
Name	Country	Country	Location	Operator						
Sasakura	Japan	Hong Kong	Loc On Pai	Water Authority	30300	6	181800	Potable Water	in Operation	1975
		Iran	Bushehr	Atomic Energy organization	33333	6	199998	"	under Construction	1980
Sasakura/ Mitsubishi Heavy Industries	Japan	Saudi Arabia	Al Jobail (Phase I)	Saline Water Conversion Corporation (SWCC)	23000	6	138000	Potable Water	in Operation	1982
		Kuwait	Doha-West		32700	12	392400	Potable Water	under Construction	1981
Mitsubishi Heavy Industries	Japan	Saudi Arabia	Makkah Taif	SWCC	22000	10	220000	Potable Water	under Construction	1983
Ishikawashima-Harima Heavy Industries	Japan	Kuwait	Doha	Min. of Elec. & Water	27289	3	81867	Potable Water	in Operation	1978
		"	"	"	27289	4	109156	"	"	1980
		"	Shuaiba South E-F	"	22710	2	45420	"	"	1975
		Saudi Arabia	Al Jobail (Phase II)	SWCC	23500	10	235000	"	under Construction	1983
Hitachi Zosen/ Westinghouse	Japan/ U.S.A.	Saudi Arabia	Al Jobail (Phase II)	SWCC	23618	10	236180	Potable Water	in Operation	1983
		Oman	Ghubrah	MEW	22710	1	22710	Potable Water	"	1984
		"	"	"	22710	2	45420	"	under Construction	1984

Table 9.5 The Record of Large-Scale MSF Plants
(Continued)

Manufacturer		Client			Unit Capacity (m^3/d)	Unit No.	Plant Capacity (m^3/d)	Use	Status in Operation	Year
Name	Country	Country	Location	Operator						
Mitsui Shipbuilding/ Envirogenics	Japan/ U.S.A.	Saudi Arabia	Jeddah (Phase IV)	SWCC	22710	10	227100	Potable Water	under Construction	1980
Weir Westgarth	United Kingdom	Qatar	Ras Abu Fontas	Min. of Elec. & Water	22710	4	90840	Potable Water	in Operation	1978
		Saudi Arabia	Jeddah (Phase III)	SWCC	22710	4	90840	"	"	1980
Mannesmann	Germany, West	Oman	Ghubrah	Sultanate	22710	1	22710	Potable Water	in Operation	1975
SIDEM	France	UAE	Umm Al-Nar Abu Dhabi	Water & Elec. Dept.	27500	3	82500	Potable Water	in Operation	1979
		Saudi Arabia	Al-Khobar (Phase II)	SWCC	26700	10	267000	"	"	1984
		UAE	Umm-Al-Nar Abu Dhabi	Water & Elec. Dept.	27500	4	110000	"	"	1984
		"	Taweelah	WED	33333	3	99999	Potable Water	under Construction	1984
Compagnie generale d'automatisme	France	Kuwait	Shuaiba North G	Min. of Elec. & Water	23845	1	23845	Potable Water	in Operation	1971
		"	Shuaiba South A-D	"	23845	4	95380	"	"	1971
SIR/Euteco	Italy	Italy	Port Torres	Societa Italiana Resine	35999	1	35999	Industrial Water	in Operation	1973
Franco Tosi	Italy	UAE	Sharjah		24490	2	48960	Potable Water	in Operation	1981

Table 9.5 The Record of Large-Scale MSF Plants
(Continued)

Manufacturer		Client			Unit Capacity (m^3/d)	Unit No.	Plant Capacity (m^3/d)	Use	Status in Operation	Year
Name	Country	Country	Location	Operator						
Franco Tosi	Italy	UAE	Jebe Alill	WED	32100	3	96300	Potable Water	in Operation	1983
		"	Sharjah	"	24490	2	48960	"	"	1984
Italimpianti	Italy	UAE	Umm Al-Nar	WED	27000	3	81000	Potable Water	Under construction	1983
		Bahrain	Sitra	-	30000	3	60000	Industrial Water	in Operation	1984
		"	"	WED	22500	1	22500	"	"	"
Ansaldo	Italy	Kuwait	Doha-West		25210	4	90840	Potable Water	in Operation	1983
Sumitomo Heavy Industries	Japan	Qatar	Abu Fontas	-	25210	4	90840	Potable Water	in Operation	1983

Note: These records are referred from "Desalting Plants Inventory Report No. 8" published, February, 1985 by International Desalination Association (IDA).

Table 9.6 The Record of Large-Scale RO Plants

Manufacturer		Client			Unit Capacity (m^3/d)	Unit No.	Plant Capacity (m^3/d)	Use	Status	Year
Name	Country	Country	Location	Operator						
Fluid system	U.S.A.	Saudi Arabia	Jeddah	Saline Water Conversion Corporation (SWCC)	1345	9	12105	Potable Water	in Operation	1978
		"	Umm Lujj	SWCC	4542	1	4542		"	1984
Kobe Steel	Japan	Japan	Chigasaki	Water Re-Use Promotion Center	800	1	800	Test	in Operation	1979
Kurita	Japan	Japan	Chigasaki	Water Re-Use Promotion Center	800	1	800	Test	in Operation	1979
Water Service of America	U.S.A.	U.S.S.R.	Baku	v/o Makino import	1514	7	10598	Industrial	in Operation	1979
		"		"	1041	2	2082	"	"	1979
		U.S.A.	Key West	Florida Keys Aqueduct	1893	6	11352	Potable Water	"	1981
Permutit	U.S.A.	Venezuela	Punta Moron	Cadae-Plant Center No.1	654	4	2616	Industrial	in Operation	1979
		"	"	" No.2	757	1	757	"	"	1980
		"	"	" No.3	757	5	3785	"	"	1981
		Colombia	Portete	Carrejon Coal	1665	1	1665	"	"	1983
Polymetrics	U.S.A.	Malta	Ghar Lapsi	Municipality	2000	10	20000	Potable Water	in Operation	1983
		Saudi Arabia	Yanbu	Royal Commission	1009	3	3027	"	"	1980
		"	"	"	946	2	1892	"	"	1980
Al-Kawther Water	Saudi Arabia	Saudi Arabia	Al Birk	Min. Defence	1135	2	2270	Potable Water	in Operation	1982
		"	Tanajib	Aramco	13626	1	13626	Industrial	"	1983

Table 9.6 The Record of Large-Scale RO Plants
(Continued)

Manufacturer		Client			Unit Capacity (m^3/d)	Unit No.	Plant Capacity (m^3/d)	Use	Status	Year
Name	Country	Country	Location	Operator						
Envirojenics	U.S.A.	Saudi Arabia	Hagl	SWCC	4542	1	4542	Potable Water	under Construction	1982
		"	Duba	SWCC	6756	1	6756	"	"	1982
Preussag	West Germany	Saudi Arabia	Ras Tanajib	Aramco	775	2	1560	Indus-trial	in Operation	1983
		"	Ras Tanajib	Aramco	776	1	776	"	"	1984
Sasakura	Japan	Saudi Arabia	Safaniya	Aramco	1300	3	3900	Indus-trial	under Construction	1984
		Bahrain	Abu Jarjor	MEW	4600	10	46000	Potable Water	in Operation	1983
Weir Westgarth	U.K.	Bahrain	Al-Dur	SWCC-MEW	2300	20	45000	Potable Water	under Construction	1984
Basic	U.S.A.	Bermudas	St. Brendan	Public Works	5678	1	5678	"	in Operation	1982
Overhoff	Austria	Libya	Misurata	Municipality	2000	5	10000	Potable Water	under Construction	1984
		"	"	SOHT	1000	1	1000	Indus-trial	in Operation	1982
NCP. Microfl	U.S.A.	Mexico	Rosarita		757	1	757	"	in Operation	1983
Hydronautics	U.S.A.	Saudi Arabia	Jeddah	Ameron	757	1	757	Indus-trial	under Construction	1984
Metito	U.K.	Saudi	Al Kharj	Min. Defence	1500	1	1500	Military	in Operation	1976
Mitsui	Japan	Singapore	Seraya	Publ. Utility	1000	2	2000	Indus-trial	under Construction	1983
Degremont	France	Spain	Las Palmas	Municipality	530	2	1060	Potable Water	in Operation	1984

Note: These records are referred from "Sesalting Plants Inventroy Report No. 8" published, February, 1985 by International Desalination Association (IDA).

(2) 経 済 的 比 較

1) 建 設 費 (概算)

プラントの建設費は　MSF法が　100,274×10³ R.O.(293,200×10³ US$)

RO 法が　95,760×10³ R.O.(280,000×10³ US$)

とRO法がやや安い。

2) 造水コスト (概算)

造水コスト(プラント　MSF法が　0.425 R.O.／m³　(1.244 US$／m³)

出口工場原価) は　RO 法が　0.306 R.O.／m³　(0.896 US$／m³)

とRO法の方が安い値となった。

(3) 比 較 検 討 結 果

1) 本プロジェクトの要件とプロセスの適合性

前項まで技術的および経済的な面から比較評価を行った。この結果では、MSF 法およびRO法ともそれぞれ特徴がある。

一方、本プロジェクトにおいて要求されている特有の条件について、両プロセスの適合性を評価すれば次のとおりである。

a) 稼 動 実 績

本計画の成否は、首都圏の市民の生活存立の基盤を直接左右するものであるだけに、プロセス選定に当たっては、稼動実績が豊富で、技術的に完成した信頼性のあるプロセスであることが最も重要な要素である。

現在、世界の海水淡水化プラントはTable 9.5 および Table 9.6に記載したように、1基20,000m³／日以上の大型プラントはすべてMSF 法である。RO法は最近の設置容量の伸びが大きく、海水を原水とする海水淡水化プラントも逐次設置されるようになってきている。なお、この資料はDesalting Plants Inventory ReportNo.8 (International Desalination Association, Feb.1985) によった。

b) 大 規 模 適 性

本プロジェクトのプラント容量は 180,000m³／日と大規模であるので、大型プラントに適したプロセスであることが条件である。すなわち、スケールメリットがあり、1基当たりの容量が大きくできるプロセスであることが重要である。ユニット容量を大きくし、ユニット数を減らすことは建設期間の短縮、建設費の低

減および運転、維持管理業務の簡素化等に効果がある。

本プロジェクトでは、MSF 法は30,000㎥／日６基で概念設計を行っている。現在までの実績では、MSF 法の最大の単基容量は36,000㎥／日であり、本プロジェクトの規模は実用プラントの規模として全く問題がない。また、わが国では100,000㎥／日プラントの製作技術は既に開発されており、より大規模のプラントの製作にも技術的な問題はない。

比較の対象となるRO法プロセスは15,000㎥／日、12基について検討を行っている。実用されているRO法の単基容量の最大は約 2,000㎥／日で、大型の実績はまだ少ないが、15,000㎥／日へのスケールアップは技術的には十分可能である。

c) 二重目的プラントへの適性

蒸発法は発電プラントと蒸気を共有することにより、全体の熱サイクルの効率向上が図れること、運転維持管理面でも共通の設備が多いことなどの理由から、早くから大型の発電・海水淡水化複合プラントの実用化が進められており、その稼動実績も多い。

一方RO法は、本計画で検討したように、二重目的プラントとしても経済的に有利であると評価され、将来有望な方式であるが、現状では実用化された大型プラントの実績がない。

d) 運転、維持管理の容易性

一般に、運転維持管理が容易なプロセスで、自動化されたシステムを採用することが望ましい。

本計画のプラントでは、MSF 法は起動、停止にはやや複雑な操作を必要とするものの、平常運転時はほとんど自動化されている。また、スケール生成、プラント材料の腐食の防止には、運転、維持管理上注意を要するが、十分な技術的対策がなされている。

逆浸透プラントは本質的には運転維持管理が容易で、ほとんど自動化されており、所要人員も少ない。しかし、海水の懸濁物質の除去、PH、残留塩素、溶存酸素などの調整を行う前処理と、使用する膜材質によっては、膜洗浄および膜処理の操作がやや煩雑である。

e) 建　設　期　間

首都圏の水需給は、今後、本プラントの完成時までにますます逼迫するものと予測されている。従って、できる限り早期の海水淡水化プラント建設が望まれており、建設期間の短縮が重要であり、納期のより短いプロセスが選定条件の一つとなる。

一般にRO法の方が工期短縮が図りやすい。しかし、これまでの大型プラントの実績および計画では両プロセスの実質的な工期の差はわずかである。

2) 最適プロセスの選定

これまで検討した結果を総合し、とくに前項の要件に重点を置いて両プロセスの評価を行うと、建設期間の短縮、運転および維持管理の容易性の面では逆浸透法が若干有利であり、建設費、造水コストに関しても、いずれもRO法の方がやや安い。しかし、商業運転中のもの、特に本プロジェクトのような大型プラントに関しては、MSF 法の実績が圧倒的に多く、RO法は二重目的プラントの実績がない。本プロジェクトの実施において稼動実績に重点を置けば、MSF 法が好ましいプロセスであるということができる。

本プロジェクトに採用するプロセスとしてはMSF 法を推奨する。

9.3 海水淡水化プラントの概念設計

9.3.1 設 計 基 礎

本プラントの概念設計に当たり、基本的な考え方を以下に述べる。

(1) ユニット規模およびユニット数

海水淡水化プラントのユニット規模は、種々の要因により決定される。一般にプラントのユニット規模は大きいほど建設費、維持運転費とも安くなり、従って造水コストも安くなり、経済的である。つまり普通の化学プラント等と同様、本プロジェクトの海水淡水化プラントも、技術的に製造可能な規模範囲内では、いわゆるスケールメリットの法則が成立する。

なお、現在における商業運転の実績のある MSFプラントの最大ユニット規模は、約36,000㎥／日である。

一方、海水淡水化プラントの実際の運転は、季節的な水需要量の増減、プラントの故障、定期修理等状況に応じて、その容量を増減させる必要がある。このため、一か所のサイトにおける海水淡水化プラントの基数は複数基設置するのが普通である。

第5章の水需要量予測によれば、1995年の平均水需要量は約 260,000㎥／日で、季節による需要量の差は平均需要量に対して約±15%である。従って、1995年の冬期の需要量は約220,000 ㎥／日となり、同年の全水供給設備の能力約300,000 ㎥／日との差は約80,000㎥／日となる。ユニット規模を30,000㎥／日とすれば、冬期は2基づつ運転休止することができ、1995年まで全期間を通じて1基が運転休止しても水需給には支障がない。

以上の諸要素を勘案し、海水淡水化プラントのユニット規模を30,000㎥／日と決定し、全容量 180,000㎥／日に対して、設置基数は6基とする。

(2) コンデンサーチューブ配列の型式

多段フラッシュ蒸発法の蒸発器本体のコンデンサーチューブの配列方法に短管式と長管式の2型式がある。

循環ブラインの最高温度設定値にもよるが、装置の経済性（建設費など）の見地から、ユニット規模が40,000～50,000㎥／日以上の場合には長管式が、それ以下の場合には、短管式が、それぞれ有利といわれている。本プロジェクトのユニット規模では、上述のとおり30,000㎥／日であるので短管式を採用する。

(3) スケール防止方式

スケール防止方式には、pHコントロール法と薬剤注入法の二通りある。pHコントロール法は装置の腐食の恐れがあり、運転維持に細心の留意が必要である。薬剤注入法では、これまで循環ブラインの最高温度は90℃が限界であったが、最近高温用薬剤が開発され、これの利用が普及している。

本プラントは高温用薬剤を使用し、循環ブラインの最高温度を 110℃で計画している。また、スケールの除去方法として連続運転中の操作が可能なスポンジボールクリーニング方式を採用した。

(4) 造　　水　　比

一般に、蒸発法海水淡水化プラントで造水比と称するものは、プラントで生産される生産水量（単位Lb）とエネルギー源として使用する蒸気熱量（単位1,000 Btu)との比をいう。造水比は造水コストを左右する重要な値である。これは、造水コスト中で大きな比重を占めるプラントの運転費（蒸気費）および建設費のいずれに対しても造水比が大きく関与しているためである。　一般に造水比を大きくとると、プラントの建設費は高くなるが、蒸気消費量は減少して蒸気費は低くなり、造水比を小さくとると上記と逆になる。このことからエネルギ価格の高い地域では、比較的高い造水比を、エネルギー価格の安い地域では比較的低い造水比を採用することが造水コストを下げるために有効な手段となる。

また、蒸気を電力と海水淡水化で共有する二重目的プラントの場合、海水淡水化プラントだけで専用ボイラを有する単一目的プラントに比べて、エネルギ価格が同一であっても、海水淡水化側の分担する蒸気コストは安く評価できる。すなわち、二重目的プラントはエネルギ価格の安い場合に相応したコスト低減化が図れる。

本プロジェクトの場合には電力と海水淡水化の二重目的プラント計画であり、エネルギ価格は1,000 kcalが3.606 Baizasであるが、造水比を 6.0、8.0 、および10.0とした場合のそれぞれについて、所要蒸気費、建設費の償却費等から造水コストを試算すると、第18章18.4項に示すように造水比 8.0の場合が造水コスト最低となる。従って、本プロジェクトでは造水比 8.0で計画する。

(5) ブライン循環ポンプ駆動方式

現在、ブライン循環ポンプの駆動方式としては蒸気タービン方式または電動機方式のいずれかが利用されているが、いずれも一長一短がある。蒸気タービンは部分負荷運転を行う場合にタービンの回転数を変えることができ、エネルギを節約することができるが、運転にはやや熟練を要する。電動機は回転数を変えることができないので、部分負荷運転の場合にはポンプの吐出弁を加減するためエネルギ損失があるが、通常運転および起動停止はタービンに比較して容易である。

エネルギ消費の点から、両者の効率を比較すると、電動機方式の場合には、主発電タービンの内部効率、発電機の効率、送電損失および電動機の効率の相乗積となるが、蒸気タービン方式の場合には、ポンプ駆動用蒸気タービンの内部効率のみである。しかし、本プロジェクトの主発電タービン60MW、ポンプ駆動用タービン6,000kW（3,000 kW×2基）の場合、ポンプ駆動用タービンの内部効率が主発電タービンのそれより低いため電動機方式の全体の効率は蒸気タービン方式のそれよりもわずかによい。次に両者の建設費であるが、今回の 3,000kW程度の電動機（含スイッチギアー、ケーブル）と蒸気タービンでは、ほとんど同じである。

以上の点から、本プロジェクトのプラントでは、ブライン循環ポンプは電動機駆動とする。

(6) 濃　縮　比

濃縮比とは循環ブラインの全溶解固形分(TDS) と原海水の TDSとの比で、循環ブラインの TDSは伝熱管内でスケール析出防止の点から上限があり、本プラントでは、TDS 65,000mg／ℓで計画した。海水の TDSは 39,600 mg／ℓであるので、濃縮比は1.64となる。

(7) 循環ブライン最高温度

(3)項のスケール防止方式に記載したように、本プラントでは 110℃を採用した。

(8) 蒸 発 缶 段 数

多段フラッシュ蒸発法の蒸発缶の段数は造水比に関連する。また、一般に同じ造水比の場合、段数を増加すると蒸発缶本体は複雑化するが、コンデンサチューブの総伝熱面積は減少する。従って、経済性（建設費など）の点から、蒸発缶本体と伝熱管の相対的価格により、建設費最小になるよう段数を決定する。

本プラントは段数23段、うち20段熱回収部、3段熱放出部として計画した。

(9) 蒸 発 缶 階 数

現在、多段フラッシュ蒸発法短管式の蒸発缶は、1階建と2階建の両型式が商業運転中で、いずれも一長一短がある。1階建は蒸発缶の各ステージを第1段から最終段まで串型に一列にならべた平家式で、後述の2階建に比較して設置面積が大きくなるが、維持管理は容易である。

2階建は低温段の約半数の上に高温段の約半数を乗せたもので、低温段の天井板を高温段の底板と共有でき、設置面積も小さくてすむ。しかし、高温段と低温段の間に熱膨張の差があるので、本プラントのように循環ブラインの最高温度が 110℃と高い場合には、特別の留意を必要とし、また、維持管理は1階建に比較してやや困難である。

上記両型式の長短をふまえ、本プラントでは敷地面積が十分あることも考慮して1階建を採用した。

9.3.2 一 般 仕 様

(1) プ ラ ン ト 仕 様

方　　式	短管式多段フラッシュ蒸発法
淡水生産能力	180,000㎥／日
ユ ニ ッ ト 数	30,000㎥／日×6ユニット
作 動 方 式	ブライン再循環式
スケール防止方式	高温用スケール抑制剤注入および ボールクリーニング方式
蒸 発 缶 段 数	熱回収部　20段
	熱放出部　3段
	合　計　23段
生 産 水 水 質	オマーン国水質基準を満足する。
水 バ ラ ン ス	海水取水量　1,440,000㎥／日
	排 水 量　1,260,000㎥／日

主な運転条件

造　水　比	8.0 Lb／1,000 Btu
循環ブライン最高温度	110℃
排出ブライン温度（最高）	44℃
生産水温度（最高）	42.3℃
循環ブライン濃縮比	1.64

(2) プラント構成

造水設備	6基
蒸発缶	6基
ブラインヒータ	6基
抽気装置	6基
脱気器	6基
ボールクリーニング装置	6基
ポンプ類	6基
薬注設備	1式
取排水設備	1式
補助ボイラ	2基
生産水後処理設備	1基

(3) ユーティリティおよび薬品（6基分）

燃料ガス（補助ボイラ用）		40,500 Nm^3／時
電力		24,600 kWh／時
薬品	塩素	7.9kg／時
	スケール抑制剤	99.4kg／時
	消泡剤	1.66kg／時
	石灰石	450kg／時
	ソーダ灰	11.3kg／時

9.3.3 プロセスの概要

(1) プロセスフロー

プロセスフローはFig.9.2 に示す。

海水は海岸線より約 950m沖合の地点に設置された取水口から、海岸付近に設けられた取水槽に自然導入され、そこから海水供給ポンプで蒸発缶熱放出部へ冷却海水として送られる。供給海水の一部は抽気装置のコンデンサ冷却水として送られ、熱放出部の冷却海水出口ラインから放出される。なお、この抽気装置は蒸留器内の不凝縮ガスを除去すると同時に真空度を保つために設けられており、2連3段の蒸気エゼクタとベントコンデンサ、エゼクターコンデンサからなっている。

熱放出部を出た海水は大部分が排水溝に導かれるが、一部は脱気装置を経て系内のブラインと混合してプラントの補給水として供給される。なお、この補給水にはスケール抑制剤と蒸発室での泡立ちを防止するための消泡剤が定量ポンプにより注入される。

蒸発缶最終段に至ったブラインの大部分は電動機駆動によるブライン循環ポンプによって蒸発缶熱回収部の最低温段の伝熱管内に導かれて系内を循環する。伝熱管内に導かれたブラインは熱回収部各段で発生した蒸気を凝縮させてその潜熱を回収し、温度上昇しながら熱回収部第1段に向かって流れる。

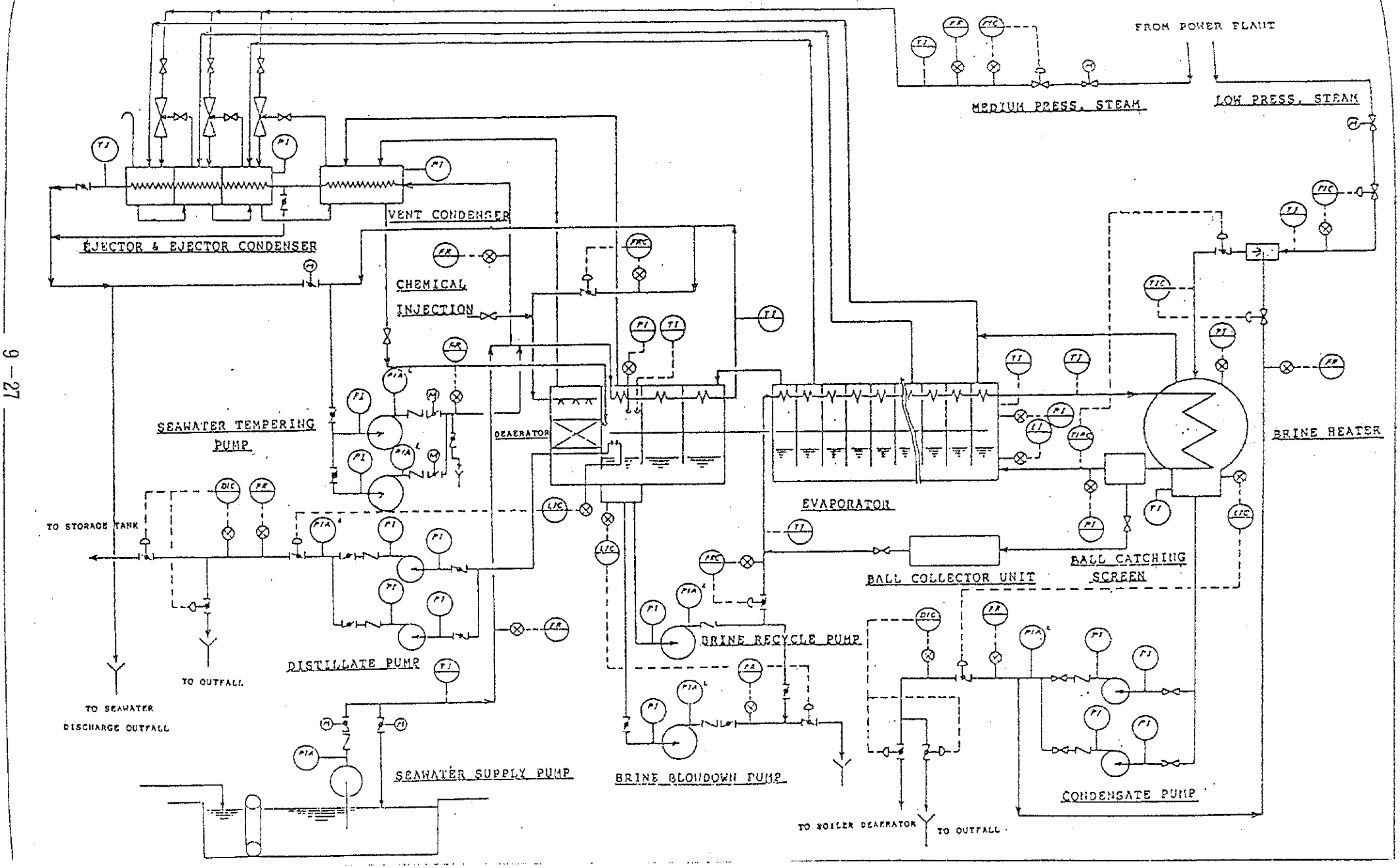
第1段伝熱管を出たブラインはブラインヒータに送られてさらに加熱される。ブラインヒータを出たブラインは熱回収部第1段蒸発室に送られ、第1段から熱放出部の最終段まで順次フラッシュ蒸発をしながら、各段の圧力差によって流れていく。

なお、ブラインの一部は補給水が混入される前にブライン排水ポンプにより系外に排出される。

また、ブラインヒータから第1段蒸発室へのラインにはボール捕集器が設けられており、伝熱管内洗浄用ボールはボール捕集器から、ボール回収器を経てブライン循環ポンプの吐出ラインに導かれ、熱回収部及びブラインヒータの伝熱管内を循環する。

発電プラントのボイラ、蒸気タービンまたは排熱ボイラから供給される中圧蒸気は抽気のエゼクタに、また、低圧蒸気はブラインヒータにそれぞれ送られる。ブラインヒータで凝縮したコンデンセート（復水）はコンデンセートポンプにより発電プラントの蒸気発生設備に返送される。

Fig. 9.2 DESALINATION PLANT PROCESS FLOW SHEET



蒸発缶各段で生成した蒸留水（淡水）はブラインと同様に第１段から最終段まで、圧力の低下に伴い順次フラッシュ蒸発を繰り返し上部の伝熱管で凝縮しながら流れ、最終段から蒸留水ポンプによって取り出され、後処理設備に送られる。

排出された濃縮ブラインおよび冷却に使用された海水は排水設備を経て海へ放流される。

このプロセスのヒート・マスバランスを Fig.9.3に、ユニット配置図をFig.9.4 に示す。

なお、ブラインヒータへの加熱蒸気は、発電プラント用背圧タービンからの排気又は、発電プラント用ボイラから減圧装置を介して、直接供給される。また、海水淡水化プラント建設工程を考慮すると、発電プラントからの蒸気供給が、初めの３基分が間に合わないため、補助ボイラを設置する。この補助ボイラは発電プラント完成後は、発電プラント休止時の、海水淡水化プラントへの非常用蒸気源として使用される。低圧蒸気及びエゼクター蒸気系統図を Fig.9.5に示す。

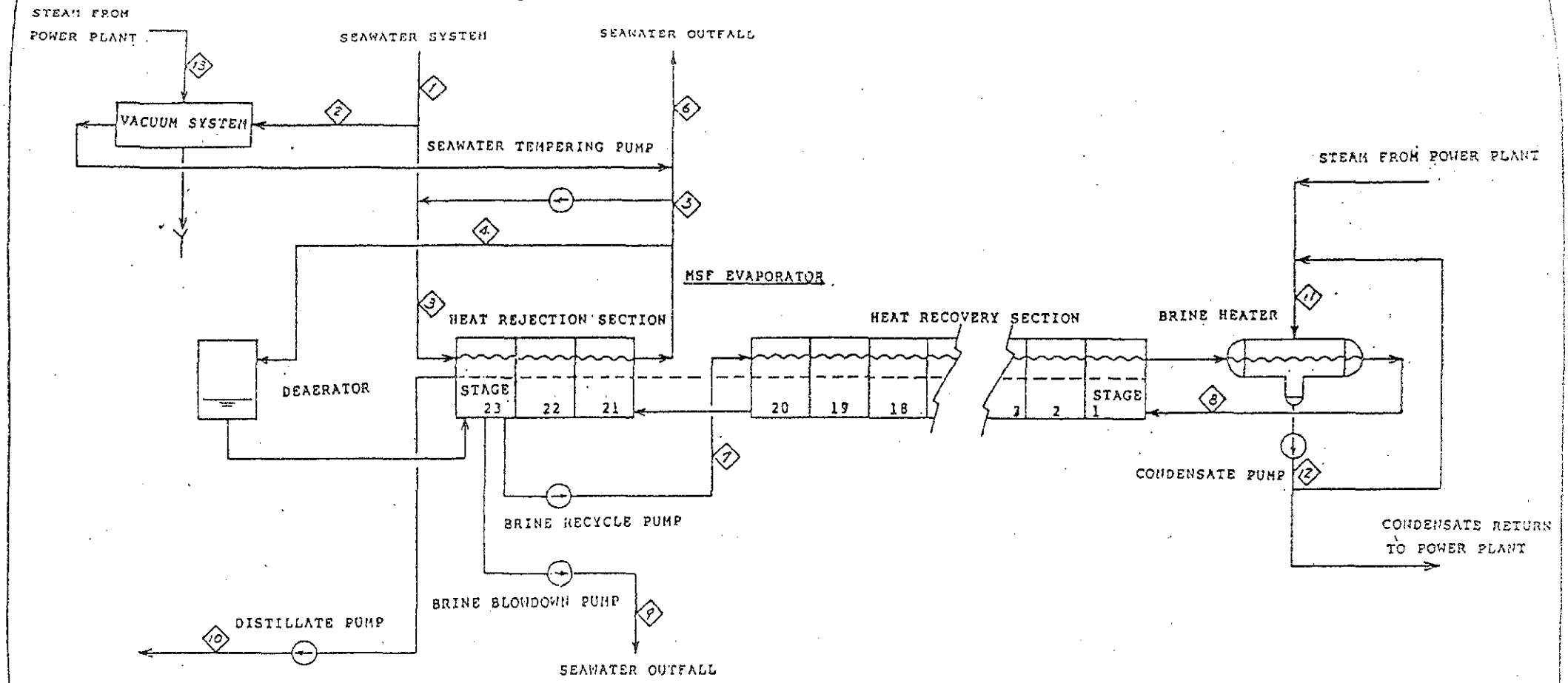
また、海水はおのおのの蒸発缶毎に設けられた、海水供給ポンプにより、おのおのの蒸発缶に導かれ、排水は各蒸発缶共用の排水路を通して、放出口より海中へ放出される。この海水供給系統図を Fig.9.6に示す。

(2) プ ロ セ ス 制 御

海水淡水化プラントは年間を通じて連続運転することになると思われるので、起動停止の頻度も少ないものと考えられる。従って、本プラントでは、起動停止は運転員の遠隔手動操作により行うが、そのほかは自動運転が行われ、必要に応じて生産水量（負荷）の設定を行う自動制御システム方式を採用した。

運転操作は起動停止を含めてすべて海水淡水化プラント制御室から行うことができ、また、運転状態のモニタリングも同様に中央制御室で行える集中管理システムとしてある。危険防止および機械破損防止の観点から所要のインターロック機構を装備し、また、万一のケースに備えてプラントの自動停止機構をも設けている。さらに、海水淡水化プラントが安定した長期連続運転を維持しうる制御系を採用している。Fig. 9.2のプロセスフローシートにプロセス制御系統を示す。以下各ライン別の制御方式について述べる。

Fig. 9.3 DESALINATION PLANT HEAT & MASS BALANCE



STREAM NO.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
STREAM NAME	INTAKE SEAWATER	EJECTOR CONDENSER SEAWATER	HEAT REJECTION SEAWATER	SEAWATER MAKE UP	SEAWATER DISCHARGE	SEAWATER TO OUTFALL	BRINE RECIRC.	BRINE RECIRC	BRINE BLOWDOWN	DISTILLATE	HEATING STEAM	BRINE HEATER CONDENSATE	EJECTOR STEAM
FLOW(Ton/hr)	11,100	1,200	9,900	2,760	7,140	8,340	11,910	11,910	1,510	1,250	165	165	5
TEMPERATURE (°C)	35.0	35.0	35.0	44.0	44.0	43.0	43.7	110.0	44.0	42.3	120.0	120.0	179

Fig. 9.4 GENERAL ARRANGEMENT OF DESALINATION PLANT

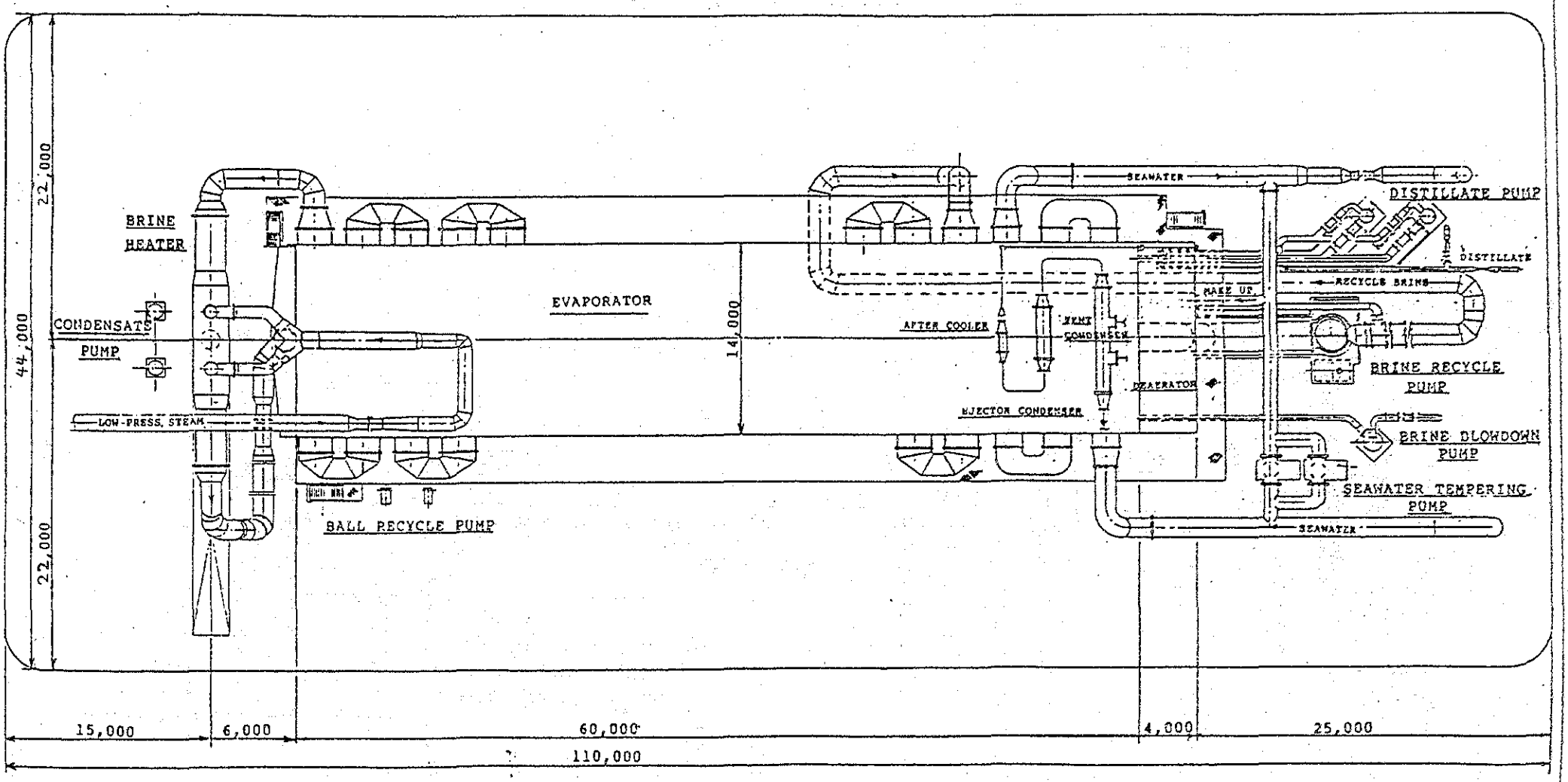
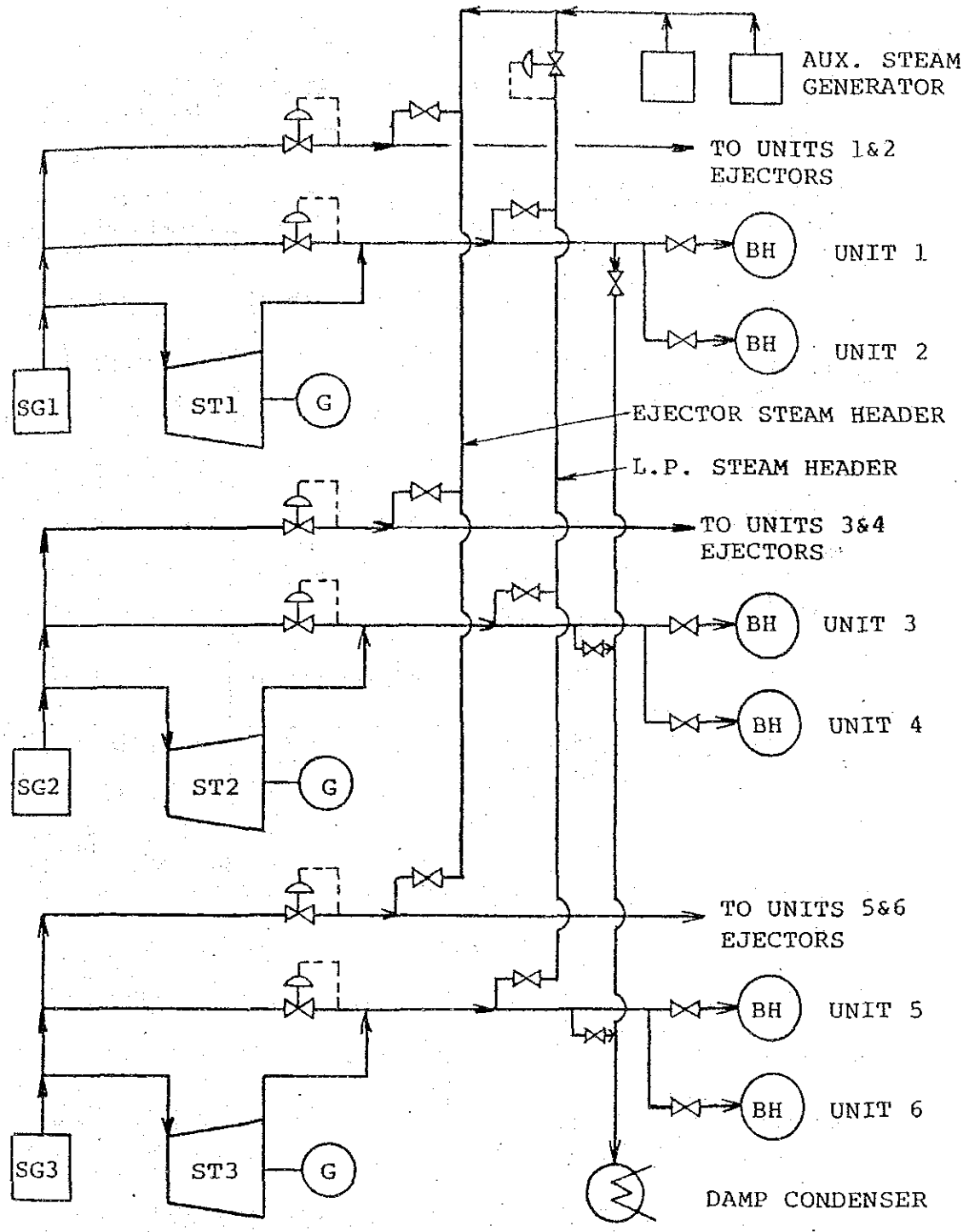


Fig. 9.5 L.P. STEAM & EJECTOR STEAM FLOW DIAGRAM
FOR
DESALINATION PLANT



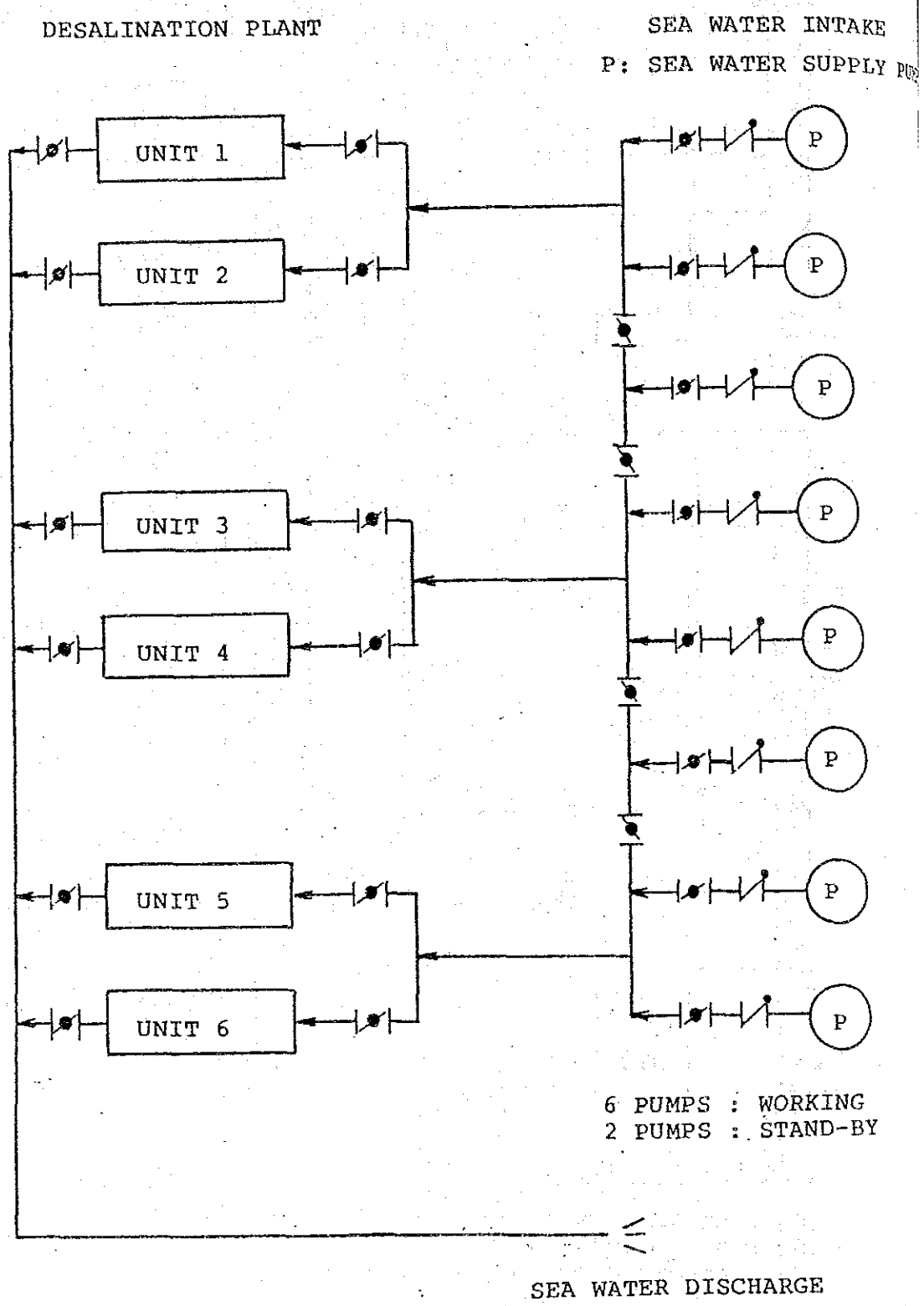
POWER PLANT (TYPE-F)

SG : STEAM GENERATOR
ST : STEAM TURBINE
G : ELECTRIC GENERATOR

DESALINATION PLANT

BH : BRINE HEATER

Fig. 9.6 COOLING SEA WATER FLOW DIAGRAM
FOR
DESALINATION PLANT



1) 加熱蒸気ライン

ブラインヒータへの加熱蒸気は発電プラントの蒸気タービンの抽気または補助ボイラからの蒸気あるいは排熱ボイラから蒸気（低圧蒸気）である。これらの加熱蒸気の圧力を調整するために圧力調整弁を設ける。また、ブラインヒータ出口の循環ブライン温度を 110℃に保つためにブラインヒータ前に蒸気流量調節弁を設ける。

ブラインヒータ入口の加熱蒸気温度の調整は、コンデンセートラインから一部返送される減温水の流量を加熱蒸気温度に応じて調節して行う。なお、ブラインヒータ伝熱管内にスケールが析出するのを防止するため、加熱蒸気は飽和蒸気にして使う。

2) ブライン循環ライン

ブライン循環量はブラインポンプ出口の流量調節弁を制御して調節され、一定流量に保持される。なお、海水淡水化プラントの低負荷運転はブライン最高温度を下げるとともにブライン循環量も少なくすることにより行う。

3) ブライン排出ライン

系内のブライン濃度およびブライン液位を一定に保つため、最終段ブライン液位の信号に応じてブライン排出ラインに設けられた調節弁を作動することによりブライン排出流量を制御する。

4) 蒸留水ライン

系内で生産された蒸留水は最終段に集められる。蒸留水排出量は蒸留水ラインに設けられた調節弁を蒸留水液位に応じて作動することにより制御する。

なお、蒸留水ラインには濃度検出用の電気伝導度計とその信号により作動するブロー弁が設けられており、蒸留水純度が悪化した場合は蒸留水を貯水槽へ送水せずに、排水溝へ放流するようになっている。

5) 補給水ライン

循環ブラインの濃度を一定に保つため、補給水量を制御する。補給水量は流量を測定しながら自己制御を行う。補給海水には循環ブラインと混合する前に、スケール防止のためにスケール抑制剤を注入し、腐食防止のために脱気装置によって海水中の溶存酸素を除き、さらに、蒸発缶内のフラッシュ蒸発を穏やかにして、蒸気への海水飛沫同伴による蒸留水純度の悪化を防止するために消泡剤を注入する。これらの注入量は定量ポンプにより、補給海水量に対し一定に保たれる。

6) コンデンセート（復水）ライン

ブラインヒータでブラインを加熱した蒸気はコンデンセートとなり、ブラインヒータ下部のウェルにたまる。コンデンセートの排出量はウェル内の液位を制御信号とし、コンデンセートラインに設けられた調整弁を作動させて制御する。減温水ラインについては、1)に述べた通りである。

コンデンセートの大部分はボイラ給水として再利用する。このためにコンデンセートラインには濃度検知用の電気伝導度計とその信号により作動するブロー弁が設けられており、コンデンセート純度が悪化した場合は、コンデンセートはボイラへ返送されず排水溝へ放流される。コンデンセートの放流はブラインヒータの不具合を知らせる役目を果たす。

(3) 付　帯　設　備

1) 生産水後処理設備

本プロジェクトでは、海水淡水化プラントで生産された淡水は地下水と混合され、消費地に送水される。しかし、地下水が不足する場合を考慮して、生産水後処理設備を設置することとする。

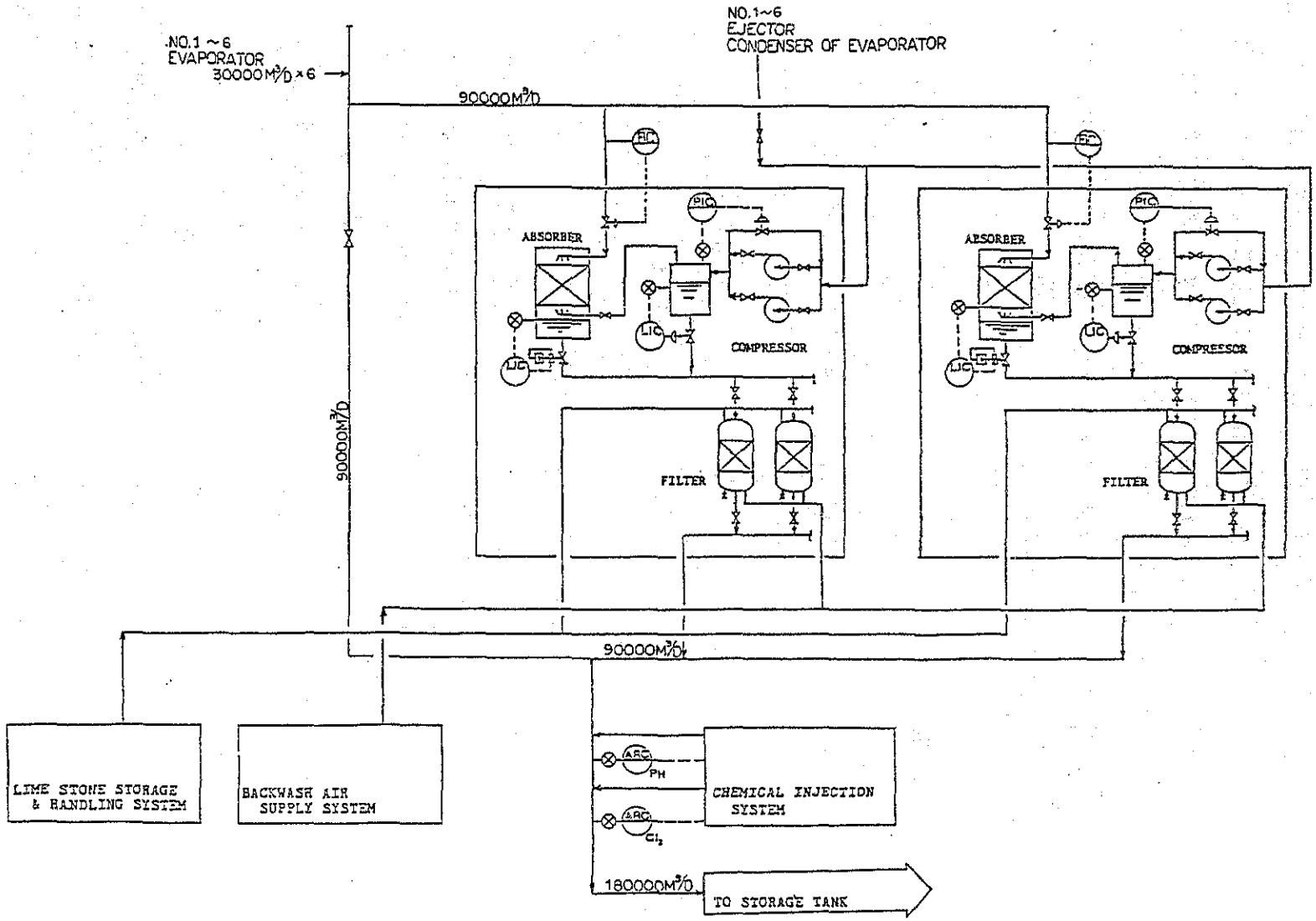
後処理設備は、浄水池および送水設備の防食および飲料水としての味付を目的としたもので、主要装置は炭酸ガス吸収塔と石灰石固定床沪過器であり、そのプロセスフローをFig.9.7 に示す。

海水淡水化プラントの各ユニットからの生産水は蒸留水ポンプにより、炭酸ガス吸収塔へ送られる。各ユニットの脱気および抽気の排ガスはコンプレッサーで圧縮され、炭酸ガス吸収塔へ送られ、排ガス中に含まれる炭酸ガスと生産水とを接触させる。

次に炭酸ガスを吸収した生産水は、石灰石固定床濾過器に送られる。ここで生産水中の炭酸成分と石灰石（炭酸カルシウム）が反応してカルシウムイオンと重炭酸イオンが生成され、これによって生産水の硬度が調整される。

さらに、殺菌用に塩素を注入し、最後にソーダ灰水溶液を添加してpHを調整する。後処理した生産水の水質は、全硬度60mg／l(as $CaCO_3$) とし、ランゲリア指数 +0.2 ～0.5 に保ち、pHは 7.0～8.5 に調整する。この生産水は腐食性がなく、また、WHO 飲料水基準およびオマーン国飲料水水質基準を満足するものとなる。

Fig. 9.7 PRODUCT WATER TREATMENT PROCESS FLOW SEET



2) 補 助 ボ イ ラ

本プロジェクトは発電と海水淡水化との二重目的プラントで、海水淡水化プラントで必要とする電力および蒸気は発電プラントから供給される。しかし、1988年末から1989年初頭にかけて建設される海水淡水化プラント30,000㎥／日×3基に対して、発電プラントからの蒸気供給が間に合わないため、補助ボイラを設置する。なお、発電プラント完成後は発電プラントが休止する場合の非常用とする。

3) 取水・排水設備

海水の取水および排水設備は発電、海水淡水化両プラント共用とする。設備の詳細は第10章を参照されたい。

9.3.4 機 器 仕 様

(1) 海水淡水化設備（6基）

1) 蒸 発 缶 本 体（1基当たり）

熱 回 収 部

型 式	短管式長方箱型
段 数	20段
主要部材質	
胴板および隔壁	
1～6段	鋼板＋316Lステンレスクラッド
7～20段	鋼板＋エポキシコーティング
蒸留器管板	90／10 キュープロニッケル
伝 熱 管	アルミブラス管
蒸留器水室	鋼板＋90／10 キュープロニッケルクラッド

構 造

それぞれの蒸発室は隔壁で分けられており、蒸発室の内部には蒸留水トレイおよび伝熱管群を有している。また、伝熱管は両端部において拡管によって管板に固定される。各蒸発室の外板には、各蒸発室ごとに調査用のマンホール、内部の作動状態を観察するための覗窓、ブラ

インおよび蒸留水液面計を装備し、外板には熱損失を防止するために保温を施す。

熱放出部

型式	短管式長方箱型
段数	3段
主要部材質	
胴板および隔壁	鋼板＋エポキシコーティング
蒸留器管板	90／10 キュープロニッケル
伝熱管	チタン管
蒸留器水室	鋼板＋90／10 キュープロニッケルクラッド

構造

熱回収部と同じである。

2) ブラインヒータ（1基当たり）

型式	横型シェルアンドチューブ式熱交換器
数量	1基
主要部材質	
胴板	鋼板
伝熱管	90／10 キュープロニッケル管
管板	90／10 キュープロニッケル板
水室	鋼板＋90／10 キュープロニッケルクラッド

3) 脱気装置（1基当たり）

型式	真空式充填塔方式
数量	1基
脱気性能	溶存酸素量 20ppb以下
主要部材質	
胴板	鋼板＋ネオプレンゴムライニング
スプレイノズル	316Lステンレス鋼

充　填　物	ポリプロピレン

4) 抽　気　装　置（1基当たり）

蒸気エゼクタ

型　　式	2連3段式

ベントコンデンサ

型　　式	横型シェルアンドチューブ式熱交換器
数　　量	1基

エゼクターコンデンサ

型　　式	横型シェルアンドチューブ式熱交換器
数　　量	1基

5) スポンジボールチューブクリーニング装置（1基当たり）

スポンジボール捕集器	1基
スポンジボール回収器	1基
付　属　品	スポンジボール、ポンプ、電動機

6) 主　要　ポ　ン　プ（1基当たり）

ブライン循環ポンプ

型　　式	立軸斜流ポンプピットバレル型
数　　量	1基
容　　量	13,150㎥／時
全　揚　程	50m
駆　動　機	電動機

主要部材質

ケ　ー　シ　ン　グ	ニレジスト鋳物
羽　根　車	ステンレス鋳物
主　　軸	ステンレス鋼
バ　レ　ル	繊維強化プラスチック（FRP）

ブライン排出ポンプ

型　　式	立軸斜流ポンプピットバレル型
数　　量	1基

容　　量	1,812㎥／時
全　揚　程	20m
駆　動　機	電動機
主要部材質	
ケーシング	ニレジスト鋳物
羽　根　車	ステンレス鋳物
主　　軸	ステンレス鋼
バ　レ　ル	FRP
蒸留水ポンプ	
型　　式	立軸斜流ポンプピットバレル型
数　　量	2基（常用1基、予備1基）
容　　量	1,500㎥／時
全　揚　程	20m
駆　動　機	電動機
主要部材質	
ケーシング	ステンレス鋳物
羽　根　車	ステンレス鋳物
主　　軸	ステンレス鋼
バ　レ　ル	FRP
コンデンセートポンプ	
型　　式	横軸片吸込渦巻ポンプ
数　　量	2基（常用1基、予備1基）
容　　量	198㎥／時
全　揚　程	35m
駆　動　機	電動機
主要部材質	
ケーシング	鋳　鉄
羽　根　車	ステンレス鋳物
主　　軸	ステンレス鋼

(2) 付　帯　設　備

1) 後　処　理　設　備（計1基）

型　　式	蒸発缶体からの抽気排ガス利用による石灰石溶解方式
処　理　量	180,000㎥／日 (90,000㎥／日処理後、処理水は蒸留水と混合する)
処理水全硬度	60±10mg/l (as $CaCO_3$)

主要機器

炭酸ガス吸収塔	2　組
石灰石固定床2沪過器	7＋1台（1台は予備）
コンプレッサー	2＋2台（2台は予備）
pH調整システム	1　式
石灰石貯蔵・供給システム	1　式
石灰石洗浄システム	1　式

2) 補　助　ボ　イ　ラ（計2基）

型　　式	水管式屋外用
蒸　発　量	300　t／時（各）
蒸気圧力	10kg／㎠G
蒸気温度	183℃（飽和）
使用燃料	天然ガス（非常の場合重油使用可能）

構　成　品

ボイラ本体	2　台
自動燃焼装置	2　式
自動制御装置	2　式
給水ポンプおよび電動機	2　台
空気押込ファンおよび電動機	2　台
煙突およびダクト	2　式

3) 配　　管

流体名	使用温度	材料
海水および低温ブライン	80℃以下	繊維強化プラスチック管
高温ブライン	80℃以上	鋼管+90／10キュプロニッケルクラッド
蒸留水および淡水	80℃以下	繊維強化プラスチック
コンデンセート	120 ℃	鋼　　管
蒸　　気	120 ～ 300℃	鋼　　管

9.3.5 プラント配置

プラントの全体配置図はFig.9.8 に示す通りで、海水淡水化プラント関連の所要面積は、132,500㎡（海水淡水化ユニット敷地、後処理ユニット敷地、貯水槽敷地を含む）である。

(1) 蒸　発　缶

蒸発缶は Fig.9.4ユニット配置図に示すように配置し、プラントの保守点検を容易にした。

また、現地伝熱管引き抜き挿入作業を考慮した敷地を確保している。

(2) 大型ポンプ

大型ポンプ（ブライン循環ポンプ、蒸留水ポンプ、ブライン排水ポンプ）は一列に並べ、維持管理を容易にした。蒸留水ポンプについては予備ポンプに切り換えることが容易にできるよう配慮した。

(3) 補助ボイラ

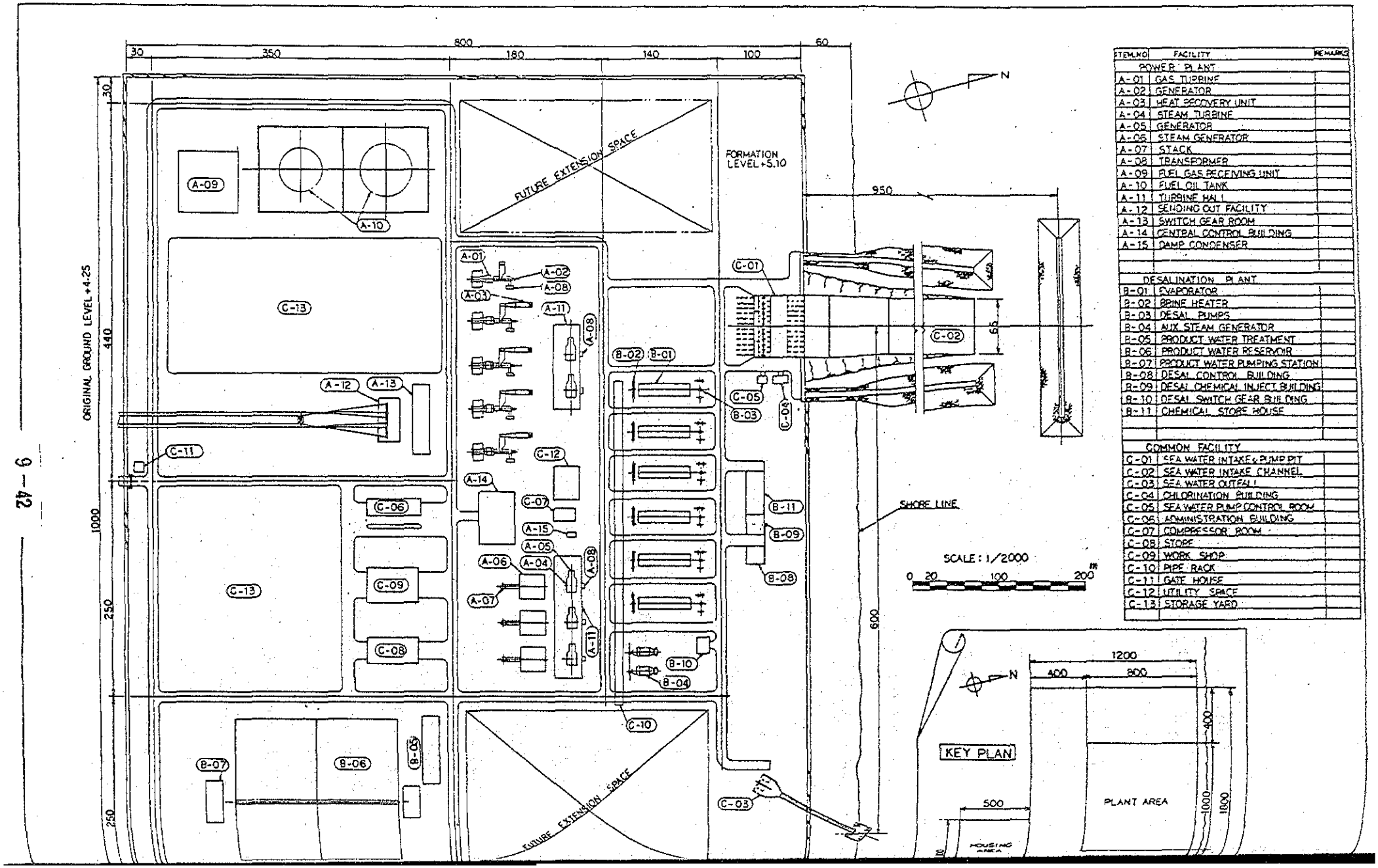
海水淡水化プラントの建設工程を配慮して、海水淡水化プラント専用の補助ボイラを海水淡水化１号機に隣接して配置した。

(4) 薬注設備および建屋

初期に完成する海水淡水化プラントおよび補助ボイラの運転が容易なように、薬注設備は若干補助ボイラ寄りに配置した。

(5) 生産水後処理設備

生産水後処理設備は蒸発器ユニットと貯水槽の中間に配置した。



ITEM NO	FACILITY	REMARKS
	POWER PLANT	
A-01	GAS TURBINE	
A-02	GENERATOR	
A-03	HEAT RECOVERY UNIT	
A-04	STEAM TURBINE	
A-05	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	
	DESALINATION PLANT	
B-01	EVAPORATOR	
B-02	BRINE HEATER	
B-03	DESAL PUMPS	
B-04	AUX STEAM GENERATOR	
B-05	PRODUCT WATER TREATMENT	
B-06	PRODUCT WATER RESERVOIR	
B-07	PRODUCT WATER PUMPING STATION	
B-08	DESAL CONTROL BUILDING	
B-09	DESAL CHEMICAL INJECT BUILDING	
B-10	DESAL SWITCH GEAR BUILDING	
B-11	CHEMICAL STORE HOUSE	
	COMMON FACILITY	
C-01	SEA WATER INTAKE & PUMP PIT	
C-02	SEA WATER INTAKE CHANNEL	
C-03	SEA WATER OUTFALL	
C-04	CHLORINATION BUILDING	
C-05	SEA WATER PUMP CONTROL ROOM	
C-06	ADMINISTRATION BUILDING	
C-07	COMPRESSOR ROOM	
C-08	STORE	
C-09	WORK SHOP	
C-10	PIPE RACK	
C-11	GATE HOUSE	
C-12	UTILITY SPACE	
C-13	STORAGE YARD	

第１０章　土木・建築設備の概要および

概念設計

第10章　土木・建築設備の概要および概念設計

10.1 土木・建築設備のレイアウトおよび設備概要

発電・海水淡水化複合プラントの建設に関連する主要土木・建築設備のレイアウトを Fig.10.1 に示す。

本計画に必要な総敷地面積は、プラント関連施設，建設時の資機材置場，MEW およびコントラクターの現場事務所および労務宿舎用地などを含め約 1,000,000㎡(1,000m × 1,000m) である。 6.4で述べたように、サイトの地盤高さは、最高高潮面(H.H.W.L. Highest Predicted Tide at Mina Quboos)上約1m であるため、プラント関連施設の敷地となる約 800,000㎡は、構内排水，プラントの廃棄水の放流，強風時の波浪の影響(Mina Qaboosにおける観測によれば1983年8月、5.9m、1984年2月、5.2mの高波を記録している）などを考慮し、現地盤上に約1m の嵩上げを行ない、敷地仕上げ高さを H.H.W.L+2.00m とする。構築物または機器基礎以外の構内の空地には主として敷砂利を計画し、管理棟，制御棟などのプラント運転開始後、運転・保守要員が常駐する建物の周辺には、植樹，芝植などにより緑化を行う。また、第三者のプラント構内への立入りを防止するため、敷地周辺全長に亘り、高さ 2.00mのフェンスを設置する。（フェンス設置に要する費用は約92,000 RO である）。土木・建築関係の主要設備の概要は下記のとおりである。

(1) サイトへの取付道路

延　長　　：　2,500m. 巾員 : 10.00m

舗　装　　：　コンクリート，厚さ　7cm

側　溝　　：　鉄筋コンクリート開渠，50cm×50cm

(2) プラント構内道路

延　長　　：　6,700m. 巾員 : 10.00m

舗　装　　：　コンクリート，厚さ　7cm

側　溝　　：　鉄筋コンクリート開渠，50cm×50cm

(3) 海水取水設備　；　取水路　　一式

取水量　　：　40　㎥/sec

構　造　　：　開水路

水　路　　：　長さ 850m，　巾 65.00m

築　堤　　：　長さ 850m ×　2 ＋　210m　＝ 1,910m，　最大高さ 11.50m

(4)　海水取水設備　；　取水口およびポンプピット　一式

構　造　　：　鉄筋コンクリート開渠，カーテンウォール式

長　さ　　：　60.00m，　巾 ：　73.00m，　高さ ：13.20m

(5)　排水設備　　；　排水ピットおよび排水路　　一式

構　造　　：　鉄筋コンクリート開渠

長　さ　　：　130.00m，　　巾 ：8.00m～21.00m，　高さ ：　2.80m ～8.50m

(6)　ガスタービン発電機基礎　　80MW×5 基

構　造　　：　鉄筋コンクリートマット，地盤改良を含む

長　さ　　：　50.00m ，　巾 ：5.00m，　平均厚さ ：2.00m

(7)　スチームタービン発電機基礎　　80MW ×2 基

構　造　　：　鉄筋コンクリートマット，二重スラブ

長　さ　　：　20.00m ，　巾 ：　9.00m，　厚さ ：2.00m～5.00m

(8)　スチームタービン発電機基礎　　60MW ×3 基

構　造　　：　鉄筋コンクリートマット，二重スラブ

長　さ　　：　18.00m ，　巾 ：　8.00m，　厚さ ：1.80m～4.30m

(9)　ボイラ基礎　　60MW×3 基

構　造　　：　鉄筋コンクリート，二重スラブ

長　さ　　：　33.00m ，　巾 ：33.00m，　平均厚さ ：6.10m

(10)　排熱ボイラ基礎　　シングル　4基

構　造　　：　鉄筋コンクリートマット，地盤改良を含む

長　さ　　：　40.00m ，　巾 ：10.00m，　平均厚さ ：2.00m

(11)　オイルタンク基礎　15,000kℓ×1 基および 23,000kℓ×1 基

構　造　　：　砂置換による地盤改良

防油堤　　：　鉄筋コンクリート隔壁

隔壁周長　　：　100m× 2+200m×2 ＝600m，　高さ ：2.00m

(12)　海水淡水化ユニット基礎　　30,000㎥／日×6基

構　造　：　鉄筋コンクリートマット，地盤改良を含む

(13)　補助ボイラ基礎　　300 t／時×2基

構　造　：　鉄筋コンクリートマット，地盤改良を含む

(14) 貯水池基礎　54,000㎡×4槽

構　造　：　鉄筋コンクリート地上槽，地盤改良を含む

(15) 発電所本館（スチームタービン発電プラント用）　60MW×3 基　1 棟，80MW× 2基　1 棟

基　礎	鉄筋コンクリート　マット，二重スラブ	
構　造	鉄骨　3階建	
規　模	建築面積	17,341 ㎡
	建物容積	138,000 ㎡

(16) 管理棟（共用建物）　1 棟

基　礎	鉄筋コンクリート　マット，地盤改良を含む
構　造	鉄筋コンクリート　2階建
延床面積	2,940 ㎡

(17) 制御棟

1) 発電プラント用制御棟　1 棟

基　礎	鉄筋コンクリート　マット，地盤改良を含む
構　造	鉄筋コンクリート　2階建　一部中2階
延床面積	8,183 ㎡

2) 海水淡水化プラント用制御棟　1 棟

基　礎	鉄筋コンクリート　マット，地盤改良を含む
構　造	鉄筋コンクリート　平屋建
延床面積	540 ㎡

(18) その他建物

1) 共用建物

修理工場	鉄骨　平屋建	1 棟	2,400 ㎡
倉　庫	鉄骨　平屋建	1 棟	1,800 ㎡
塩素処理室	鉄筋コンクリート　平家建	1 棟	220 ㎡
守衛所	鉄筋コンクリート　平家建	1 棟	80 ㎡
車庫上家	鉄骨	1 棟	220 ㎡

2) 海水淡水化プラント用建物

薬液注入室	鉄筋コンクリート　2階建	1 棟	1,080 ㎡

275kV 開閉所	鉄筋コンクリート	平家建	1 棟	324 ㎡
生産水処理室	鉄筋コンクリート	平家建	1 棟	200 ㎡
生産水ポンプ室	鉄骨一部鉄筋コンクリート		1 棟	1,226 ㎡

(19) 煙　突　　3 基

基　礎　　鉄筋コンクリート　マット，　地盤改良を含む

構　造　　鉄　骨　　自立型

高　さ　　80.00m

筒身頂部径　2.40m

10.2 海水取，排水設備の概念設計

本発電・海水淡水化複合プラントにおいては、発電プラントの機器冷却用として約22 ㎥/sec，海水淡水化プラントの原水として約 18 ㎥/sec，計約 40 ㎥/secの大容量の海水が必要である。これらの海水は機器の冷却用としては、水温が低く、ごみ，泥，砂，海洋生成物の混入が少ないことが望まれ、また造水の原水としては、物理的および化学的成分が造水に適した水質でなければならないことは云うまでもない。

取水設備の設計にあたっては、地形，地質的な条件のほか、波浪，漂砂，水温の季節的変化，温排水の再循環などの海象条件，建設工事に必要な資機材の運搬・据付の容易さおよびプラント運転後の保守の難易さなどの諸要素を考慮する必要がある。

(1) 海水取水設備の各取水方式の比較

すでに 6.6で述べたように、本地点海域の海底勾配は 1/110～1/280 の緩やかな遠浅の海岸である。取水設備の設計の基本条件となる前記諸要素を考慮した場合、技術的見地から本地点の取水設備としては、開水路方式，桟橋架設鋼管取水方式および海底埋設鋼管取水方式の 3 方式が考えられる。これら 3 方式について建設工事費を概算し、経済比較を行った。

1) 開水路取水方式

本取水方式の概要は Fig.10.2 に示すように、海底開さくおよび堤防築造により、開水路を設けるものである。開水路内流速は水路底土砂の掃流を防ぐため20cm/sec程度とした。本計画の場合、発電機器の設計冷却水温は30℃（最高35℃）としているため、夏期の高温時でも27～28℃の海水が取水可能なように取水位置は深層取水方式としたため水路延長は 850m，水路巾は 65mとなる。水路始点には強風時の高波

が直接水路内に進入しないよう、長さ 210m の防波堤を設ける。堤防の天端標高はプラント敷地と同様とした。堤防の外海側の法面は重量 10 t のテトラポットを設置し、水路側の法面は重量 200kg程度の捨石による被覆工を施工する。堤防天端には水路の点検，保守のための車輌が通行可能な道路を設けた。本設備の概算工事費は7.63百万ROである。

2) 桟橋架設鋼管取水方式

本設備の概要は Fig.10.3 に示すように、現在 MEWが Ghubrah地点に建設中のdesalination and steam raising plant extentionの取水設備と同様のものである。送水管は管径 2.40mの鋼管３条からなり、これらの送水管は鋼管杭と鉄骨コンクリートの横桁で構成された桟橋上にパイプビームとして架設される。桟橋の先端には、鉄筋コンクリート構造の取水口およびポンプピットを設け、海水をポンプにより送水管に供給する。送水管内の流速は約３m/sec とした。取水位置は深層取水方式としたため送水管延長は 1,000m となる。桟橋横桁天端の標高は強風時の高浪による送水管への影響をなくすため L.L.W.L. + 9.00m とした。桟橋先端の取水口およびポンプピットは、海中工事となるため、工事中の仮締切工として、構造物周辺に鋼管矢板を打込み、ドライな状態でコンクリート工事施工が可能なようにした。送水管の内・外面は防食のためタール系塗料を塗布する。水路の点検・保守のため、桟橋上にボギー車用レールおよび人道を設ける。本設備の概算工事費は8.45百万ROである。

3) 海底埋設鋼管取水方式

本設備の概要は Fig.10.4 に示すように、管径 2.80mの鋼管３条および取水管先端に設ける鋼製の取水搭よりなる。取水位置は深層取水としたため取水管延長は1,000mとなる。取水管および取水搭基礎は海底に埋設し、取水設備が波浪の影響を受けないようにする。取水搭の取水流速は表層温水を混入しないよう 20cm/sec 程度とした。取水管内の流速は約２m/sec とした。取水管の内・外面は防食のため、タール系塗料を塗布するとともに電気防食装置を取付ける。取水管の点検・保守のため、海底から取水管内部に到達できるマンホールを200m間隔に設置する。本設備の概算工事費は5.64百万ROである。

また、桟橋架設取水方式および海底埋設鋼管取水方式について、予備の取水管１条を設ける場合の工事費を検討した結果、前者は 10.39百万RO，後者は7.41百万RO

となる。開水路取水方式は、構造的に予備施設を設ける必要がない。

取水設備の各方式についての建設工事費を比較検討した結果、本地点においては海底埋設鋼管取水方式が最も経済的であるが、オマーンにおける海底取水管の保守作業の困難性を考慮し、本Feasibility study では開水路方式を採用することとした。

(2) 取水口設備の概念設計

Fig.10.5は取水口およびポンプピット設備の概要を示す。これらの設備は鉄筋コンクリート構造で現地盤面から 10m以下の強固な基礎地盤上に設置される。取水口は深層取水とするため、カーテンウォール方式とする。取水口には水路の点検・保守のため取水口をドライにできるよう角落設備を設けるとともにごみ，海洋生物などを除去するためのバースクリーンおよびロータリースクリーンを設置した。ポンプピットの広さはスチームタービン発電プラント4ユニット，海水淡水化プラント6ユニットにそれぞれ単独に給水可能な12台（うち3台は予備）のポンプを据付られるよう広いスペースとした。ポンプピットにはポンプ設備の点検・保守用として走行クレーン1台を設置する。

(3) 排水設備の概念設計

Fig.10.6は、排水設備の概要を示す。排水設備の設計にあたっては、とくに温排水の再循環および循環水路系のサイホン効果について考慮する必要がある。このため本計画では取水地点と放水地点との水平間隔が約 1,000m と十分な距離を確保したこと、さらに取水方式が深層取水であるのに対し、放水方式が表層放流であることなどにより、すでに6.11.2で述べたように温排水の再循環はないものと考えられる。各プラントからの廃棄水は排水ピットに集められ、減勢されたあと、排水ピットに接続する開水路を流下し、現海岸線付近の海域に放水される。開水路出口周辺には捨石工を施工し、在来地盤の洗掘を防止することとした。JICA調査団による現地調査時点では、サイトにおける漂砂および海流に関する観測記録はなく、取・放水設備に対する漂砂および海流の影響について検討できなかった。実施設計の段階で、これらの実測調査をおこない、検討する必要がある。

また、温排水を L.L.W.L-100m の位置に放流する場合（管長：730m，条数： 3条，管径：2.50m)の概算工事費は約 3.7百万ROとなる。

10.3 発電および海水淡水化プラント機器基礎の概念設計

タービン発電機，ボイラ，エバポレータなどの主要設備の機器基礎は強度の十分信頼できる地盤から支持されなければならない。また基礎版は上部機器および架構などの荷重を安全に基礎地盤に伝え、機器の振動による障害を軽減するとともに不等沈下に対しても十分な剛性と強度を有する必要がある。

すでに 6.4で述べたように、今回の調査では、本計画地点での地質調査は行なわれず、地表踏査にとどまったが、Ghubrah 地点でのボーリングによる地質調査結果、Barka 市近傍で実施された地下水調査のためのボーリング柱状図，更に既設 Ghubrah 発電・海水淡水化プラントの工事実績などを考慮すると、本地点においても現地盤面下5～6m 付近で標準貫入試験のN値が 20 以上になるものと推定される。従って、本計画の機器基礎の設計においては現地盤面下6m の位置を支持地盤と仮定し直接基礎方式とした。機器基礎の形状および構造は、荷重となる機器，鉄構架台，構築物の重量，構造などの種類によって異なるが、本計画に採用した主な基礎の形状および構造はつぎのとおりである。

1) 二重スラブ基礎

支持地盤まで掘削し、地盤上に鉄筋コンクリート二重スラブ基礎を設ける。

2) 地盤改良および鉄筋コンクリートマット基礎

支持地盤までの軟弱土砂を除去し、ワジから採取した切込み砂礫を転圧盛土し、その上に鉄筋コンクリートマット基礎を設ける。

Fig.10.7にスチームタービン発電機およびボイラの基礎構造の一例を示した。

10.4 主要建家および煙突の概念設計

(1) 発電所本館（スチームタービン発電プラント用）

建物は、軽量化と工事工程の短縮によるメリットを考慮して乾式構造とする。即ち、建家は鉄骨造とし、外壁は被覆鋼板張りとする。屋根は、鉄骨の上に軽量コンクリート板を敷き並べ、その上にアスファルト防水を施す。作業床までの外壁は、鉄筋コンクリート造とする。各階床は、鉄筋コンクリートを原則とするが、維持管理上、開放性を要求される床は、鋼製グレーチング床で取外し可能とする。

屋内の間仕切は、鉄筋コンクリート造と、コンクリートブロック造を重要度に応じて使い分ける。精密機器の収納個所および所員が常時勤務する居室には、空気調和設

備を設置する。その他の建築設備としては、照明設備，給排水設備，火災警報設備，消火設備，衛生設備を設備する。

発電所本館断面図を Fig.10.7 ， 3階平面は Fig.10.8 に示すとおりである。

(2) 管理棟（共用建物）

管理棟は、鉄筋コンクリート造2階建とし、基礎は、地盤改良工事をし、その上に鉄筋コンクリート造のマット基礎を施工する。

管理棟は、発電所と海水淡水化プラントの共用建物で両プラント従業員のうち、各機器の運転直員及び保修員を除く全日勤者を収容する。

機能用途としては、1階に化学分析室，事務室，休養室，書庫，ロッカー室，換気空調機械室，2 階には、事務室，所長室，次長室，会議室，予備室を設けた。事務室は、各職種毎に合理的に配置する。

また、建築設備として、空気調和設備，照明設備，給排水衛生設備，火災警報設備、消火設備，衛生設備を設備する。

管理棟の平面図は Fig.10.9 に示すとおりである。

(3) 制御棟

1) 発電プラント用制御棟

発電所の制御盤等の中枢部の機器を収容している建物で、発電プラントの中央部に配置した。鉄筋コンクリート造2階建の建物で、基礎は地盤改良工事をし、その上に鉄筋コンクリート造のマット基礎を施工する。

制御棟の機能用途としては、2階にコントロール室，計算機室リレー室，通信機械室，運転員控室，空調機械室，中2階はコントロールルーム，リレー室の下部にケーブル処理室を設けた。

1階は、電気室，制御電源室，蓄電池室，書庫及び事務室を設けた。また、建築設備としては、管理棟と同様の設備を行う。

制御棟の平面図は Fig.10.10に示すとおりである。

2) 海水淡水化プラント用制御棟

海水淡水化プラントの制御盤等中枢部の機器を収容している建物で、海水淡水化機器の中央部海側に配置した。鉄筋コンクリート造平屋建の建物で、基礎は地盤改良工事をし、その上に鉄筋コンクリート造のマット基礎を施工する。制御室内の制御盤用のケーブル配線のために、フリーアクセスフロアー（高さ 500mm）を採用す

る。また、運転開始時期にあわせ、その都度機器を搬入するため、盤裏側に搬入用のシャッターを設ける。建築設備は管理棟と同様の設備を行う。

制御棟の平面は、Fig.10.11に示すとおりである。

(4) 煙　突

型　　式	自立型鋼製煙突
高　　さ	筒身　　80 m
筒身頂部径	2.40m
ライニング	耐酸耐水キャスタブル吹付仕上げ
基　　礎	鉄筋コンクリートマット基礎

検討内容

煙突の型式は鉄筋コンクリート煙突と鋼製煙突とがある。

両者は施工性，経済性等から一長一短がある。一般に鉄筋コンクリート煙突の場合は、地盤条件のよい場合高さ 100m 程度迄は実施例も多く、経済性，安全性とも問題ないとされている。

一方短所としては、コンクリートの経年劣化が鋼材より大であり、検査が難しいとともにその対策がたてにくい。集合化が難しい。筒身に直接ライニングは難しい。地盤条件の悪い所では、重量が大きく、耐震性が劣るので、経済性はよくないとされている。

鋼製煙突の場合の長所は、地盤条件の悪い所では、上部構造，基礎共重量が小さいので耐震性をもたせる設計が可能である。コンクリート製と異なり、直接ライニングが可能である。鋼材は材質のバラツキが少なく、現場施工部分も試験検査が可能である。経年による劣化，腐食による損傷の発見と対策が容易である，等である。

また、短所としては、上部構造の施工が一般に複雑であり、施工期間が多少長いとされている。

以上のことから総合的に判断すると、当計画地点の場合、地盤条件および将来の点検，補修の容易なことから、自立型鋼製煙突を計画した。

なお、筒身内面のライニングは高濃度の硫黄分から筒身表面を防護するため、耐酸，耐水キャスタブルの吹付仕上げとした。また、基礎は鉄筋コンクリート造直接基礎マットとし、支持地盤と基礎版との間は、掘削し、ワジ切

込砂利と置換する地盤改良を行う。

煙突の構造様式の概要は Fig.10.7 に示すとおりである。

また、参考として煙突の高さを変えた場合の概算工事費はつぎのとおりである。

H = 80m	0.59百万RO
H = 100m	0.73百万RO
H = 120m	0.87百万RO

(5) 住宅および寮

発電所南側に、プラント運転開始後のＭＥＷ職員のための住宅および寮敷地(400,000㎡) を設け下記の住宅を配置するものとした。

Aタイプ	140 ㎡／戸	20戸
Bタイプ	120 ㎡／戸	120戸
Cタイプ	100 ㎡／戸	150戸
Dタイプ	80 ㎡／戸	210戸
	計	500戸(49,000㎡)

また公共施設 (6,500 ㎡),娯楽施設については、Fig.10.12 に示すとおりである。これらの工事に要する概算工事費は19.2百万ROである。

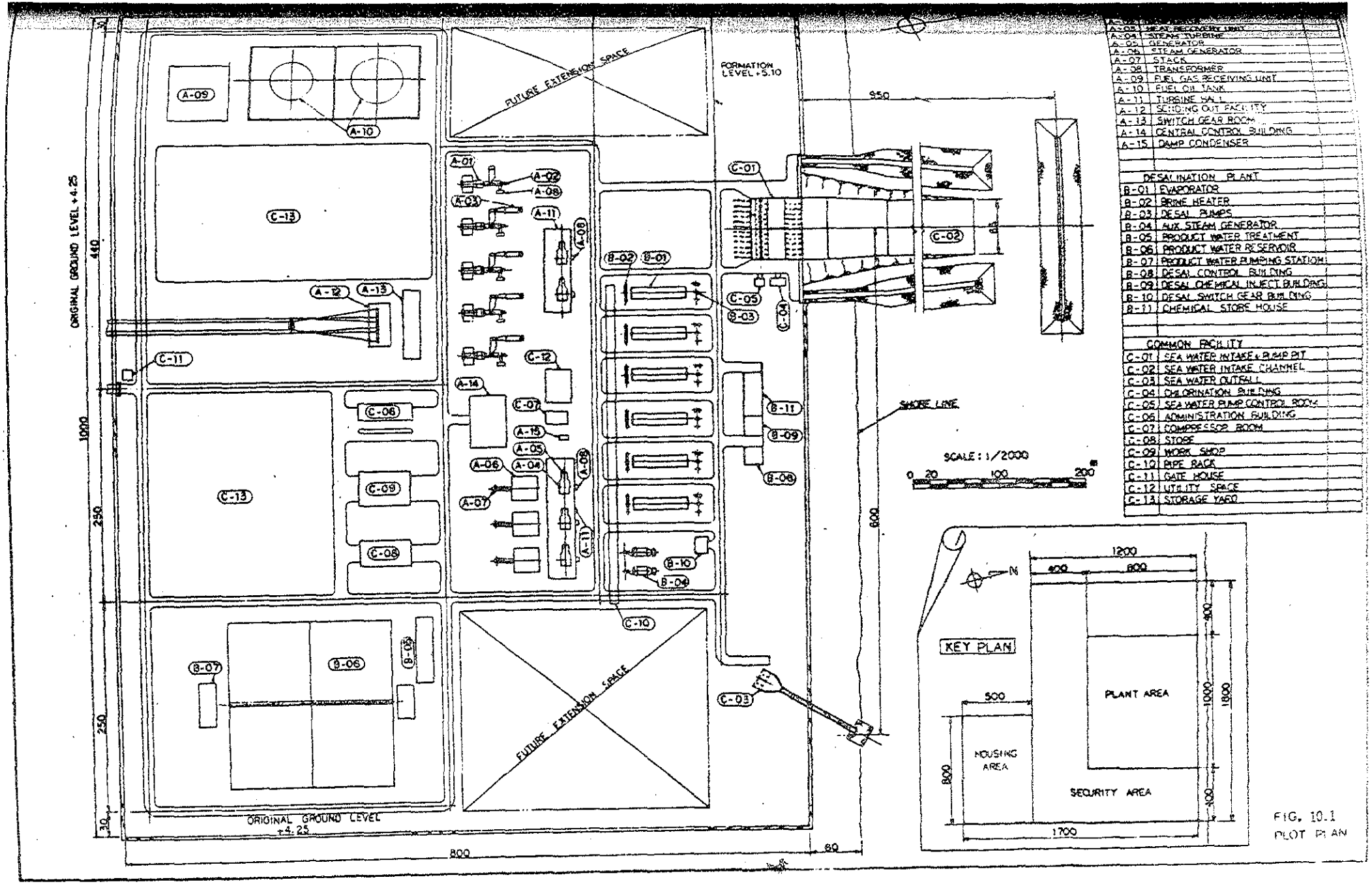


FIG. 10.1
PLOT PLAN

Fig. 10.2 SEA WATER INTAKE : OPEN CHANNEL

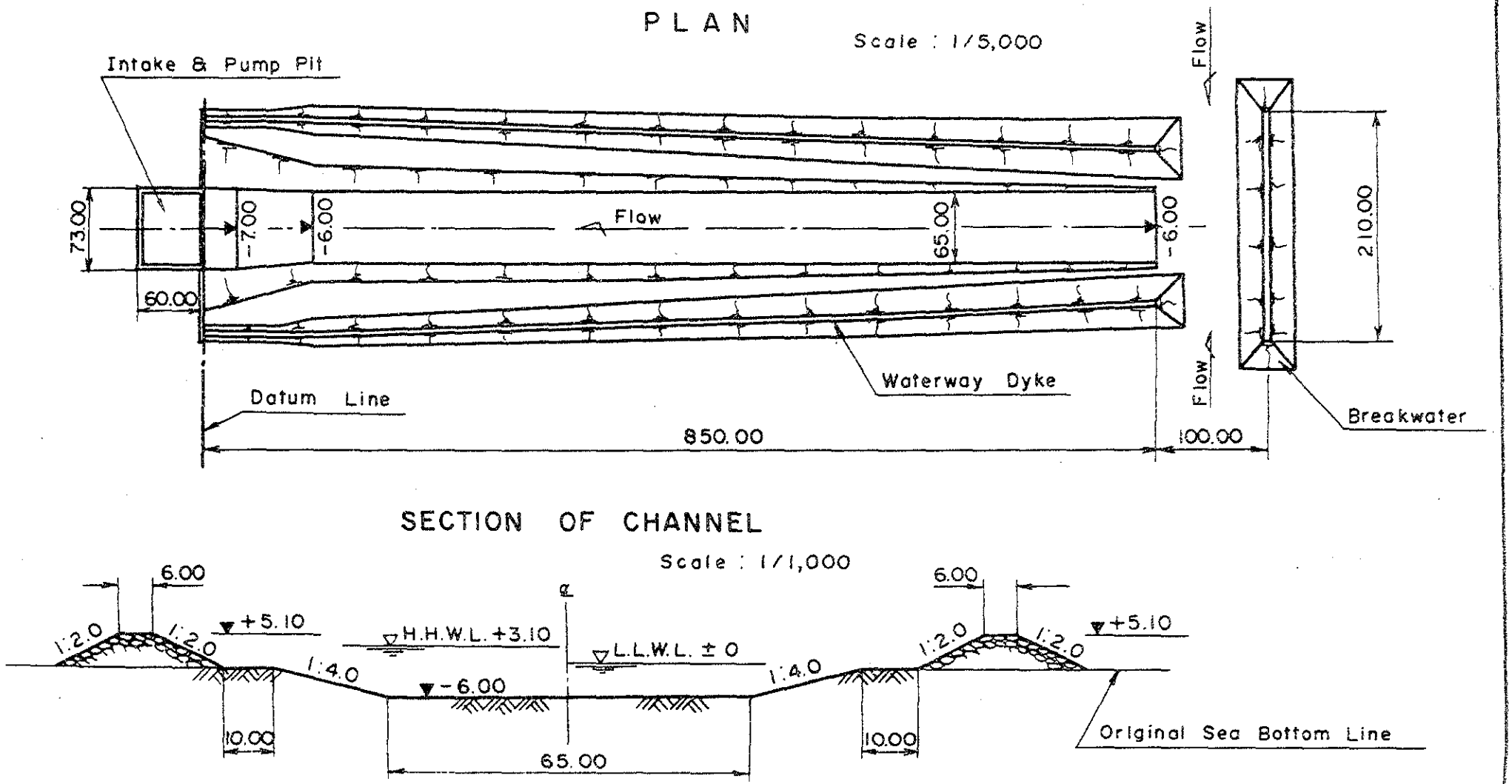


Fig. 10.3 SEA WATER INTAKE : JETTY TYPE

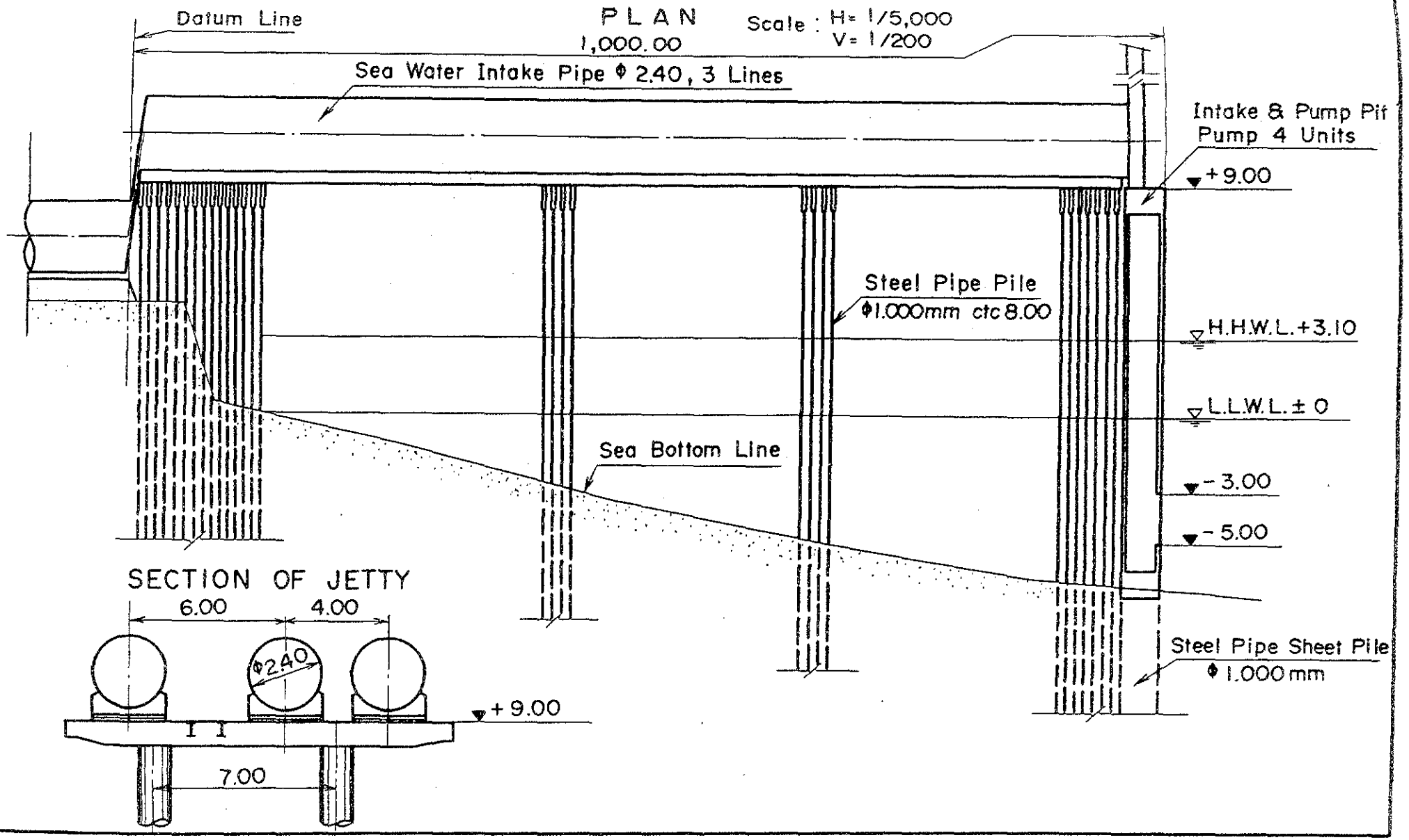
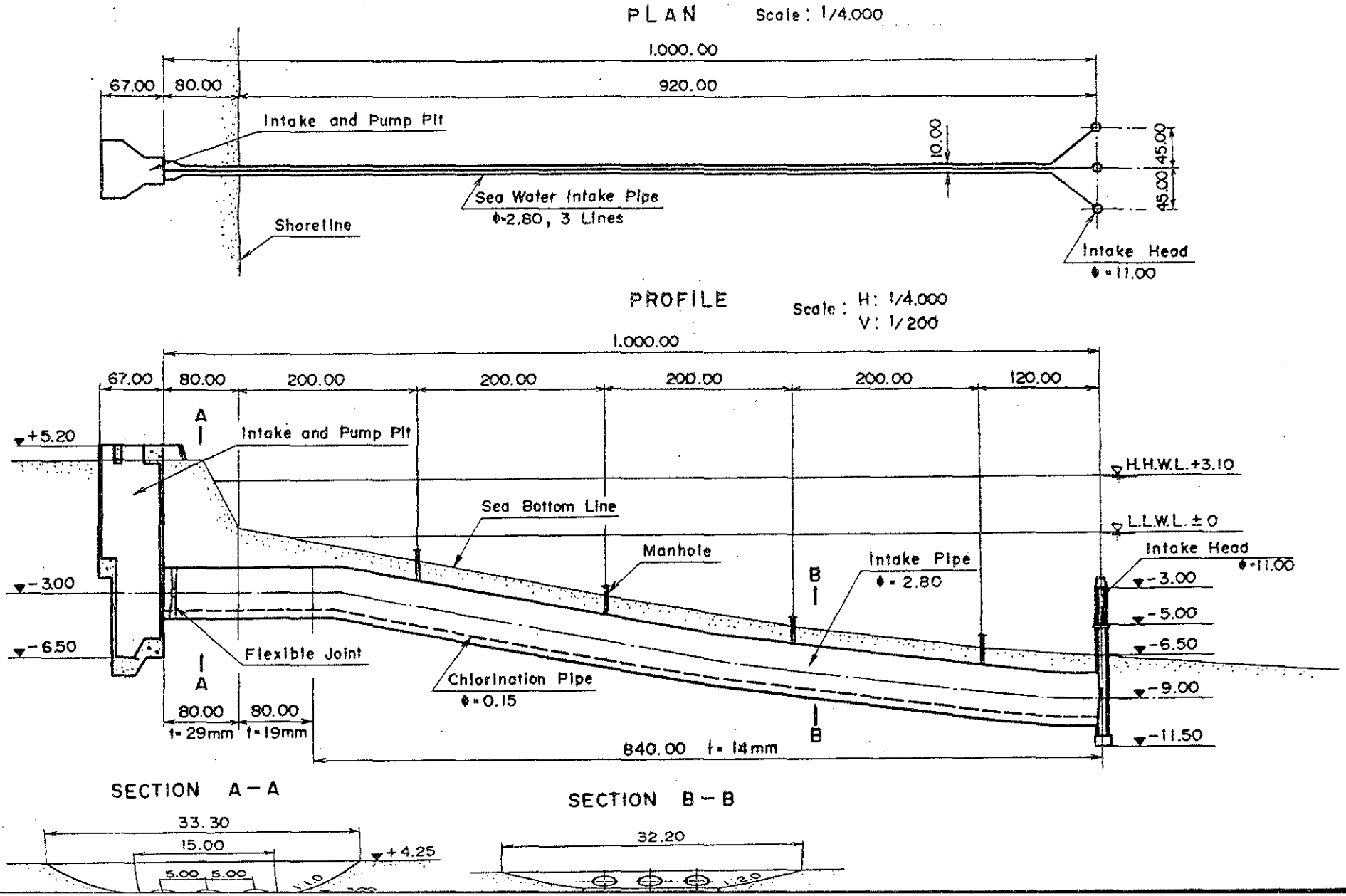


Fig. 10.4 SEA WATER INTAKE PIPE



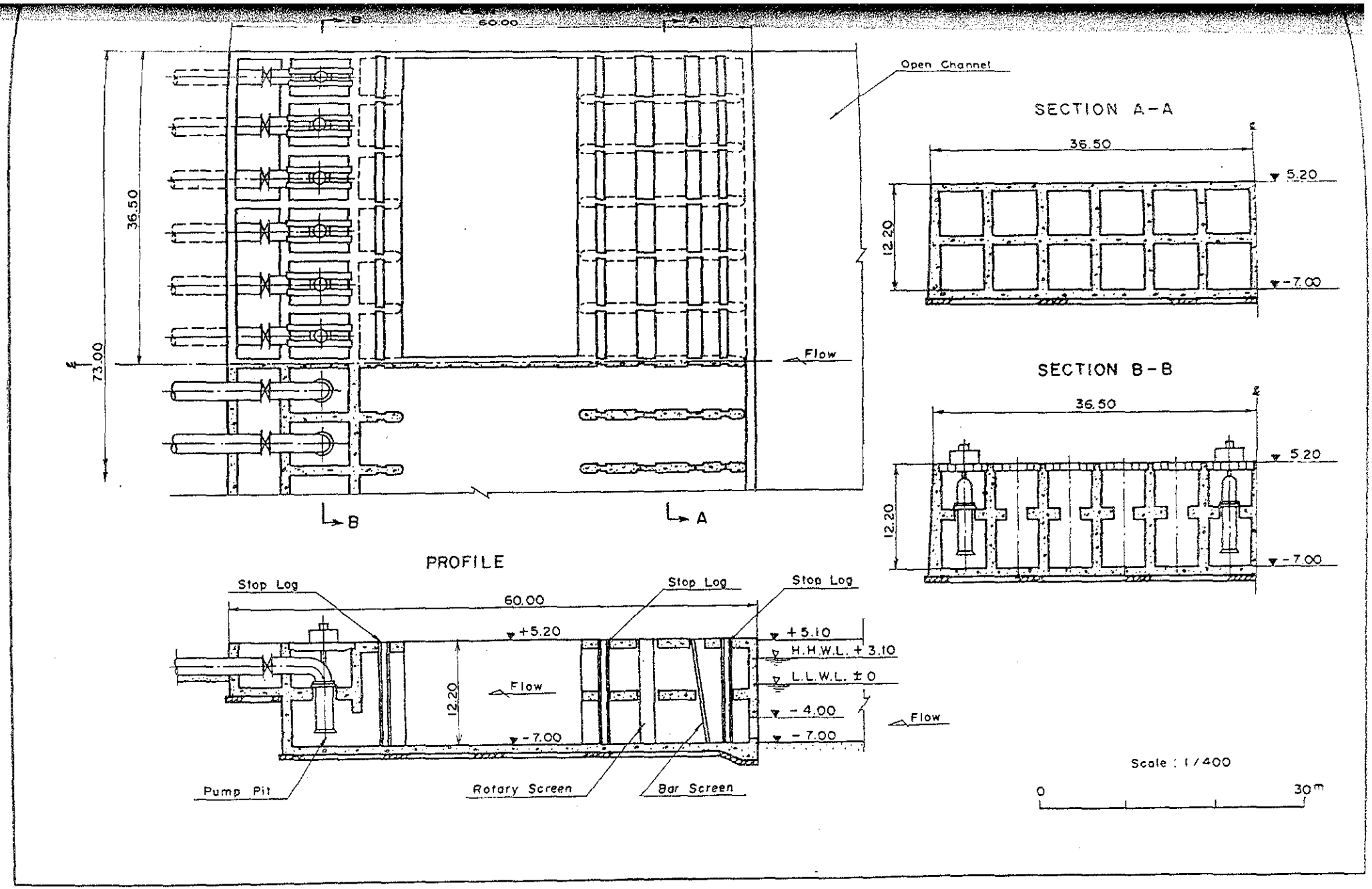

60.00
B
A
Open Channel
36.50
73.00
Flow
B
A
SECTION A-A
36.50
5.20
12.20
-7.00
SECTION B-B
36.50
5.20
12.20
-7.00
PROFILE
Stop Log
Stop Log
Stop Log
60.00
+5.20
+5.10
H.H.W.L. +3.10
L.L.W.L. ±0
12.20
Flow
-4.00
-7.00
-7.00
Flow
Pump Pit
Rotary Screen
Bar Screen
Scale : 1/400
0
30m

Fig. 10.6 DISCHARGE PIT AND CHANNEL

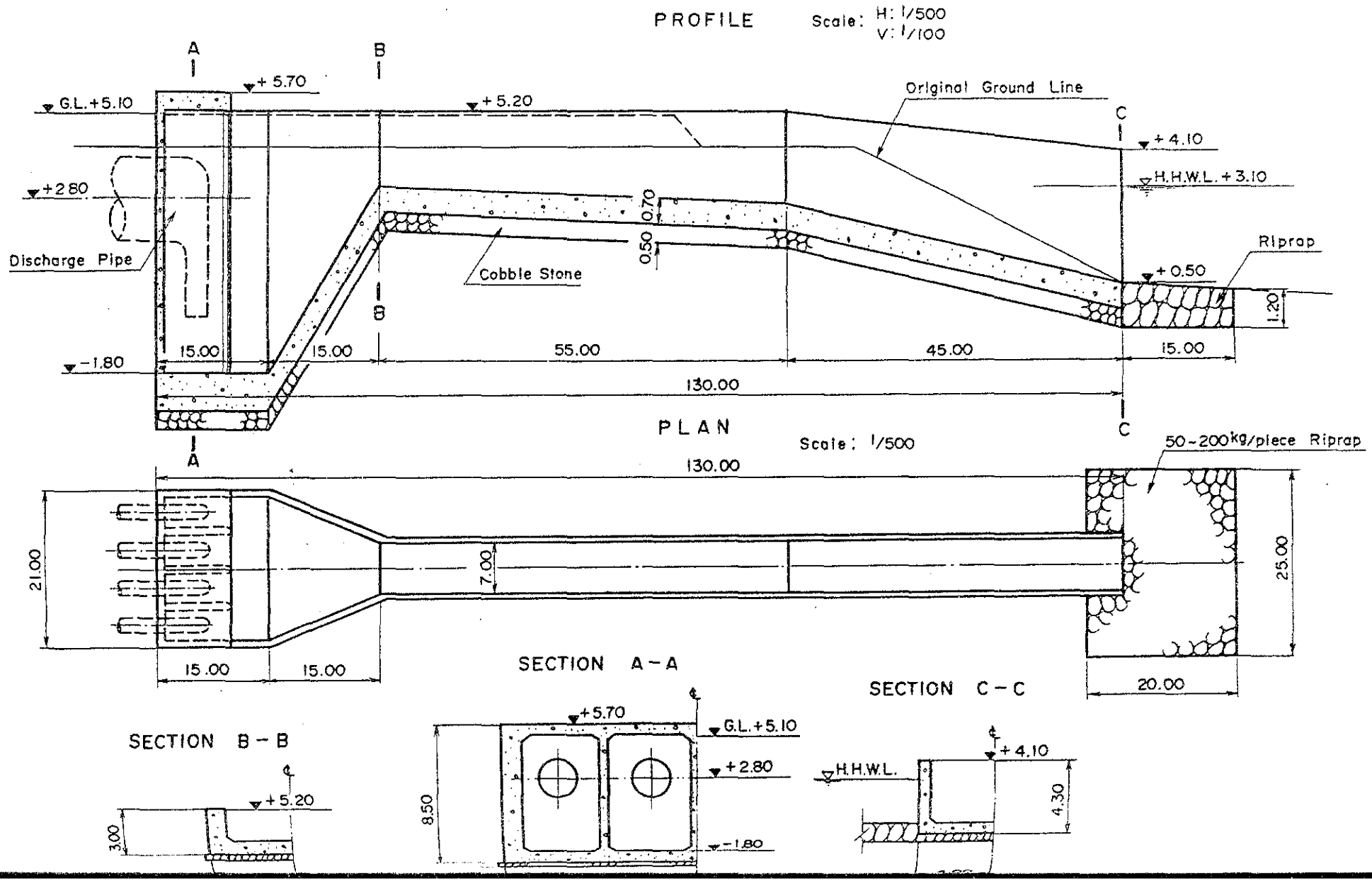


Fig. 10-7 SECTION OF POWER STATION

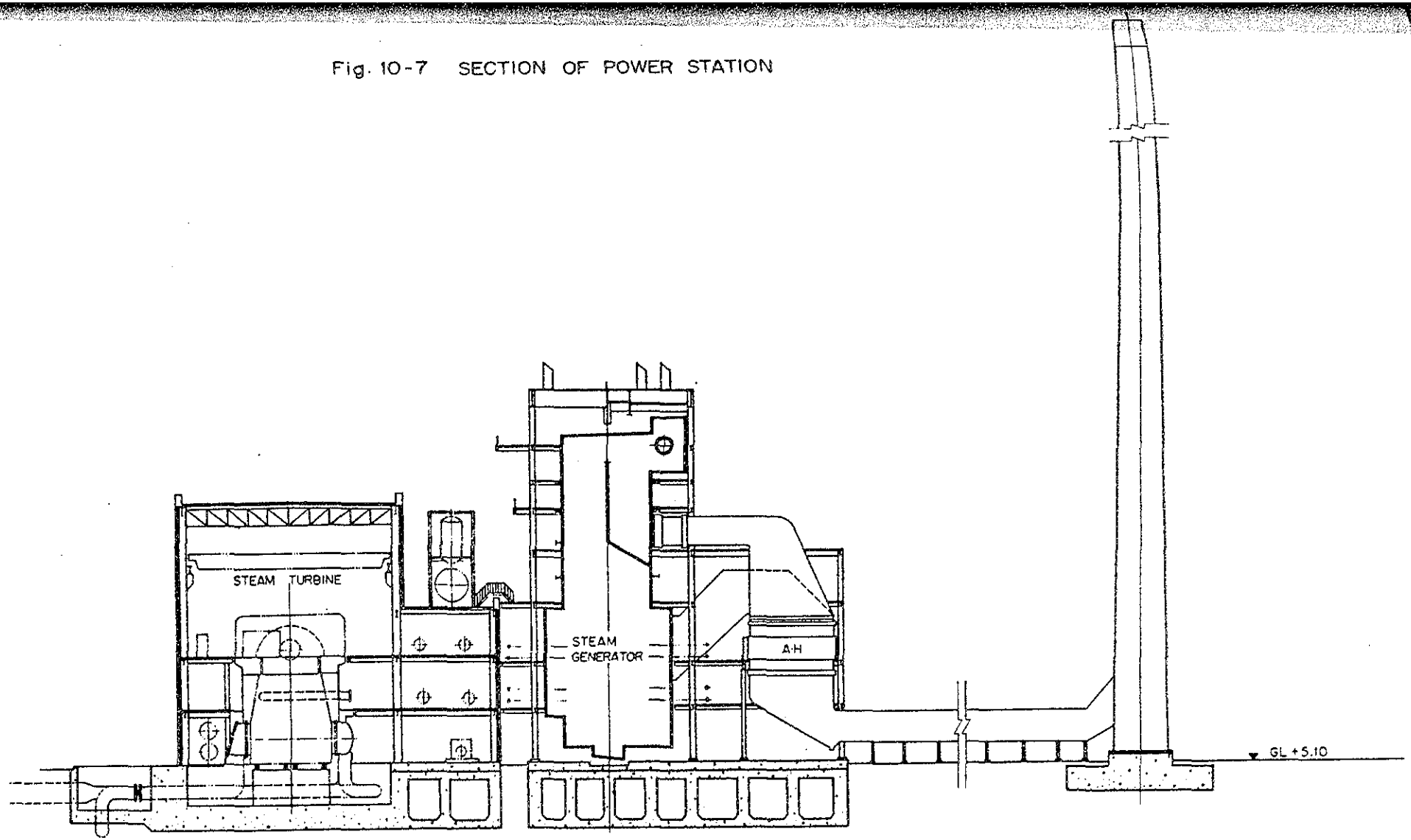
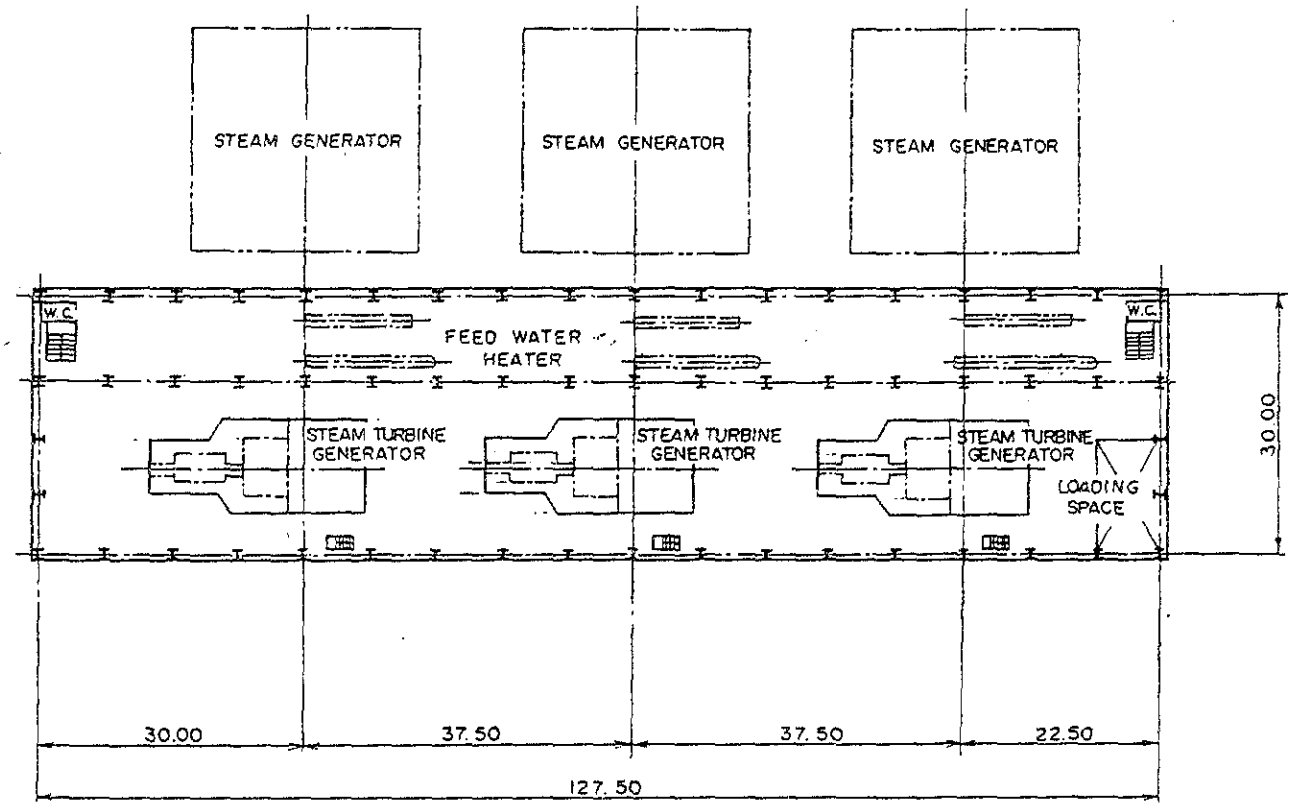
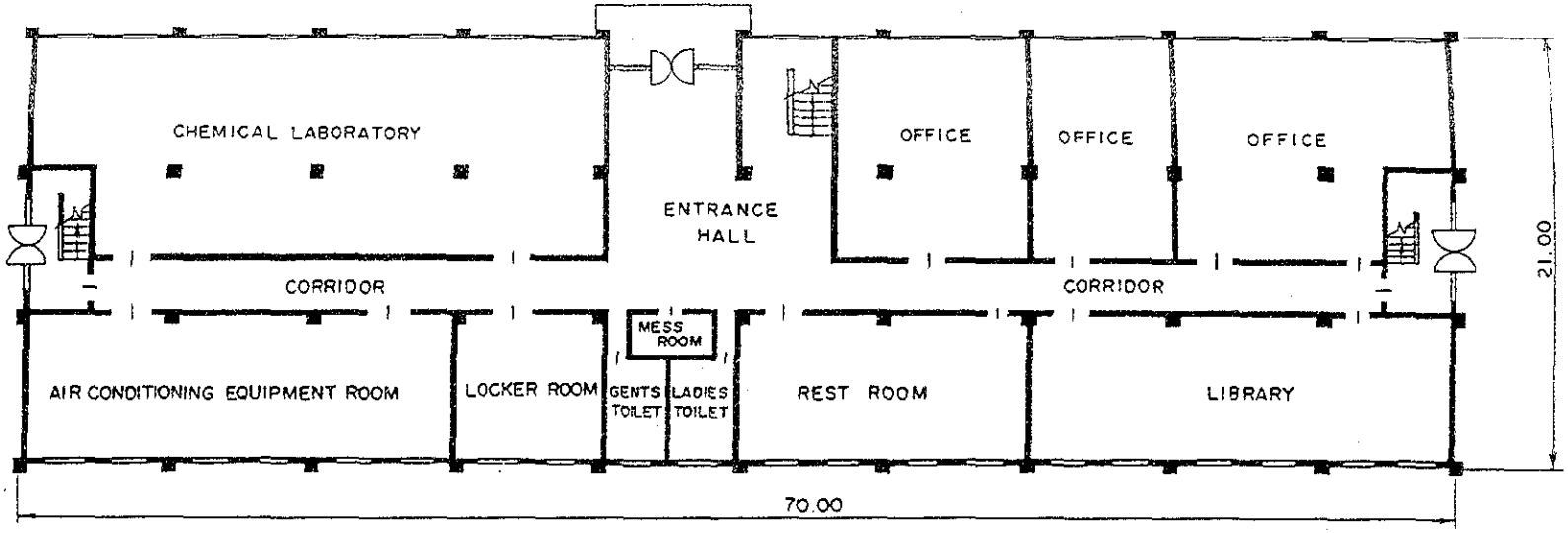
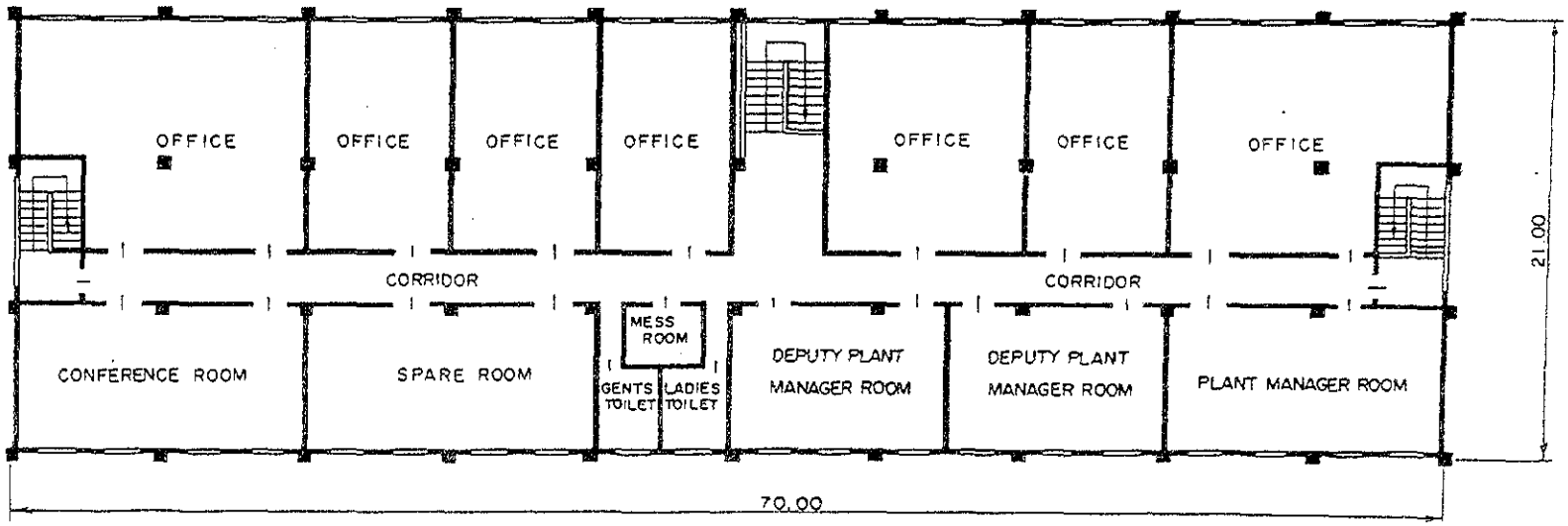


Fig. 10.8 POWER HOUSE (2nd FLOOR PLAN)



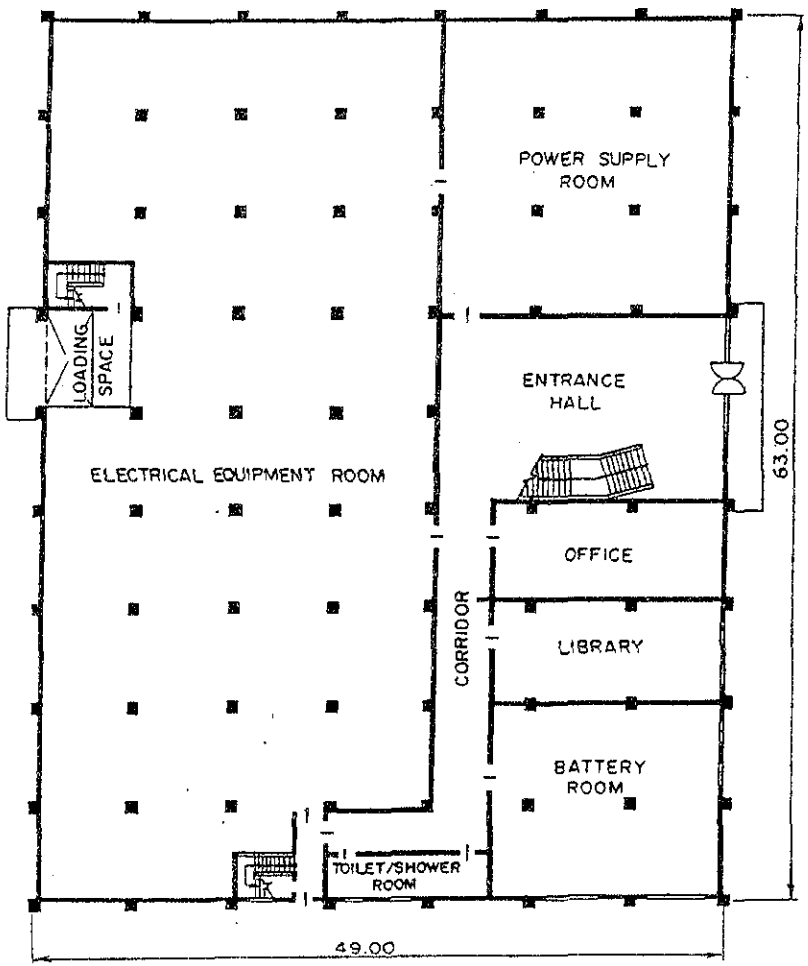


GROUND FLOOR PLAN

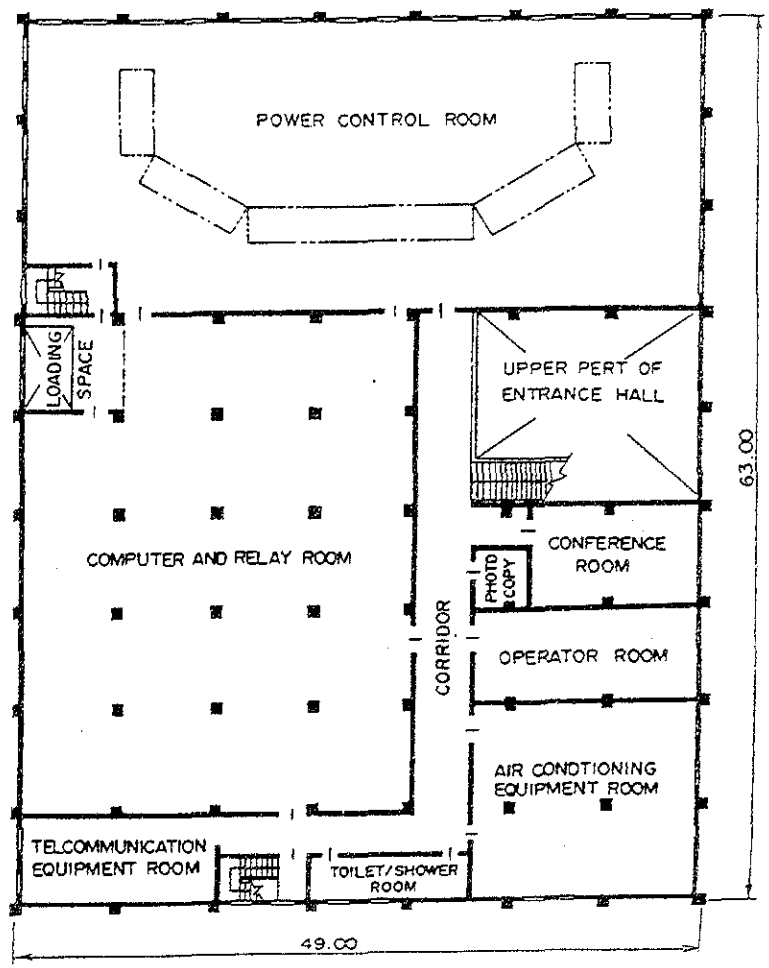


1st FLOOR PLAN

Fig. 10.10 POWER CONTROL BUILDING PLAN



GROUND FLOOR PLAN



1st FLOOR PLAN

Fig. 10.11 DESALINATION CONTROL BUILDING PLAN

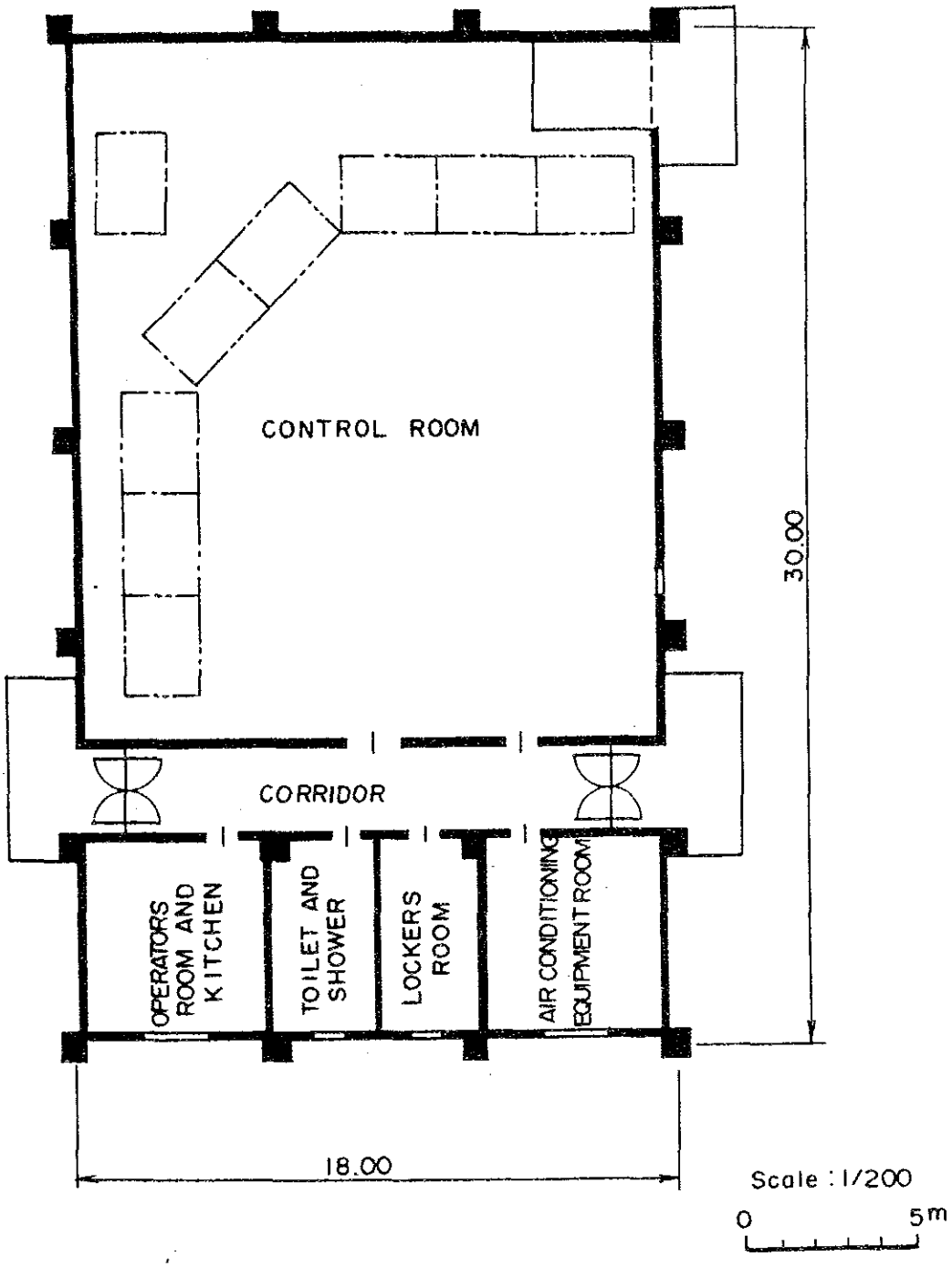
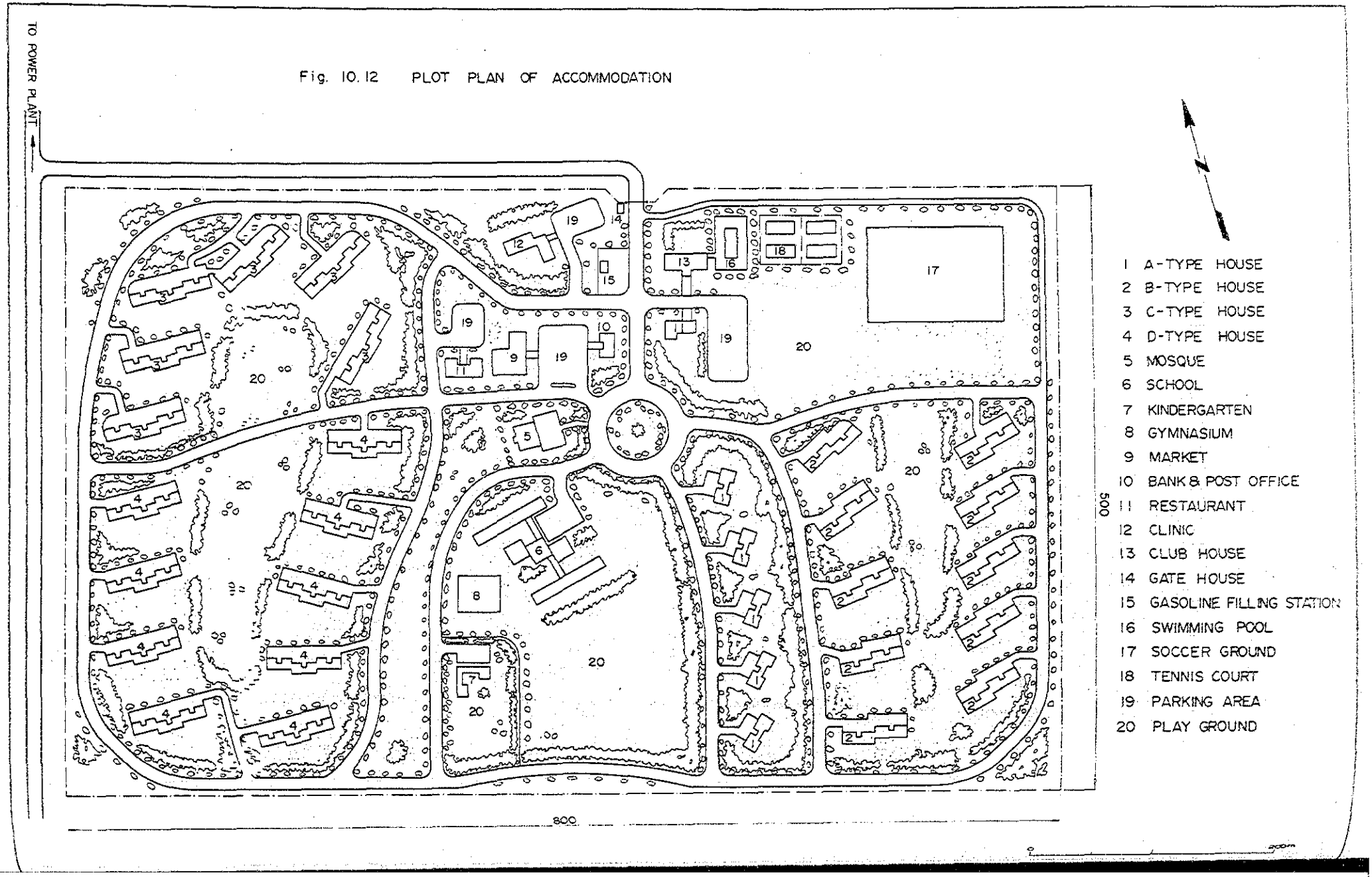


Fig. 10.12 PLOT PLAN OF ACCOMMODATION



第１１章　送電線の概念設計

第１１章　送電線の概念設計

11.1 送電計画

Barka 発電所(PS)の発電規模は第４章に述べたように、総容量 740 MW である。740 MWの電力は初年度 1988 年に 160 MW,次年度 1989 年に 160 MW, 1990 年には 280 MW, 最終年 1991 年に 140 MW というふうに４年間に分けて投入する。

Braka 発電所の発生電力は発電所に併設する海水淡水化プラントで一部消費される他は大部分が Capital Area ならびに Batinah Coastに散在する町村に供給される。

Fig.11.1に Barka Projectで建設する送電線ならびに関連Capital Areaならびに Batinal Costの電力系統構想を示す。

11.1.1 Capital AreaおよびBatinah Coast 向け送電線

MEW では目下 Rusail 発電所の増設中であり、1987年迄に 249MWを増設する。これと併せて Batinah Coastの需要に対し Capital Area 系統より、132KV で供給する計画を進めており、1986年完成目途に Rusail ～Barka ～Musanna 区間を変電所も含めて入札中である。

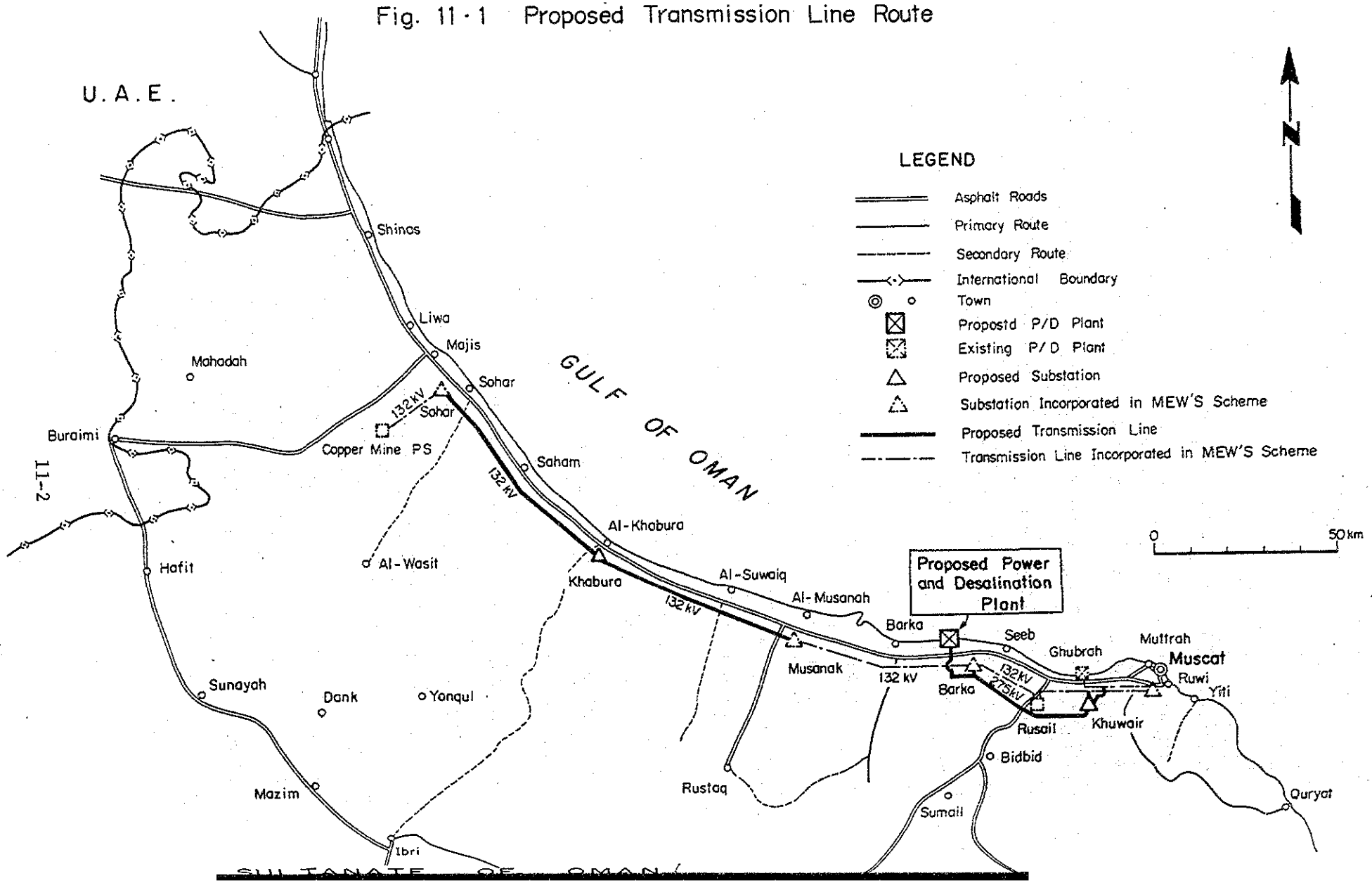
(1) Barka PS～Khuwair SS線

第４章の需要予測によればBarka 発電所の運開する1988～1991年における Capital Areaの需要の比率は Capital Area と Batinah Coast全体の91～83% となる。Capital Area向け送電線の設計に際しては Barka発生電力の大部分を Capital Area 向けに送電する場合を想定し、これに対応できる送電容量とする。

Barka 発電所の電力を Capital Area に連系する連系変電所の位置はなるべく需要中心に近く、かつ既設系統との連系が容易であること、連系による汐流バランスなど勘案の上 Ghubrah発電所南方 3km付近の山裾平地に予定した（以下 Khuwair連系変電所と呼ぶ）。

Barka PS ～ Barka SS ～ Khuwair SS 間の送電電圧は 275KVを採用した（第13章 13.3.2 参照）。

Fig. 11·1 Proposed Transmission Line Route



ＭＥＷが計画中の Barka変電所は Barka発電所の南東10kmに位置し、Batinah Coast 向けの連系地点として最も都合が良い。275KV 送電線ルートの選定に際してはできるだけ経過地域の土地開発を阻害しないよう、またつねに既設 132KV線の山側を通るよう配慮して次のように選定した。Barka 発電所 Switchyard より南方にコースを取り、4km 前方で Batinah Highwayを横断し、これより東方 7kmの Barka変電所に到達する。Batinah Coast 向け電力はここで 132KVに降圧し 132KV系統に連系する。275KV 線は Barka 変電所にπ分岐経由した後すぐに 132KV Barka～Musanna 線を上方で横過し、これよりRusail方面にコースをとり、132KV Rusail～Barka 線の山側を並行して Rusailまで走行する。ここで線路は Rusail 発電所施設を南に迂回して東にコースを取り、132KV Rusail～Wadi Adai 線の山側を、かつSeeb Airport Hights, Ghala Industrial Area を迂回して Khuwair連系変電所に接続し、ここで132KV のRusail～Wadi Adai 線,Ghubrah～ Wadi Adai線を各々π引込みして連系する。

275KV 送電線の連系時期は、Barka 発電所の運開時期ならびに系統の電力汐流の状況からBarka PS～Barka SS間は1988年 2月,Barka SS ～Khuwair SS 間は1988年12月とする。

(2) Musanna ～Khaboura～ Sohar線

MEW では Batinah Coast北部地域,Shinas, Sohar,Sahamならびに内陸部のBuraimi, Ibri方面の需要急増に対し、Sohar ならびに Sohar南方20kmに位置する Copper Mine 発電所を増強しこれら地域に供給する計画を持っている。Copper Mine 発電所は既設 51MWであるが1985年中に54MWを、1986年には60MWを増設する。引続き1987・1988年には Sohar地区に30MW２基を投入しこの地域の電源を1998年までに合計 225MWに増強する計画である。

Batinah 及びInland地域の需給バランスによれば1988年までは系統内バランスを維持することができるが、1989年には供給力不足となる。一方 MEWの首都圏と Batinah Coastの連系計画は入札段階にあり、Barka ～Musanna ～Khabourah 区間は1986年に完成する予定である。Batinah Coast 北部は近い将来最も産業発展の期待される地域であり、又将来Inlandとの連系に際しては基幹系統を構成する要衝となることから可能な限り早い時期に、132KV で連系することが望ましい。連系時期は Barka発電所の工程ならびに需給バランスより Musanna～Khabourah 間を1988年10月までに,

Khabourah ～Sohar 間を1989年 4月までに完成するものとする。Musanna ～ Sohar区間のルートは、送電線の海塩汚損の影響ならびに沿線土地開発との関連で、比較的緑化の進んでいないBatinah Highway の山（西）側を既設ガスパイプラインに並行して設定した。

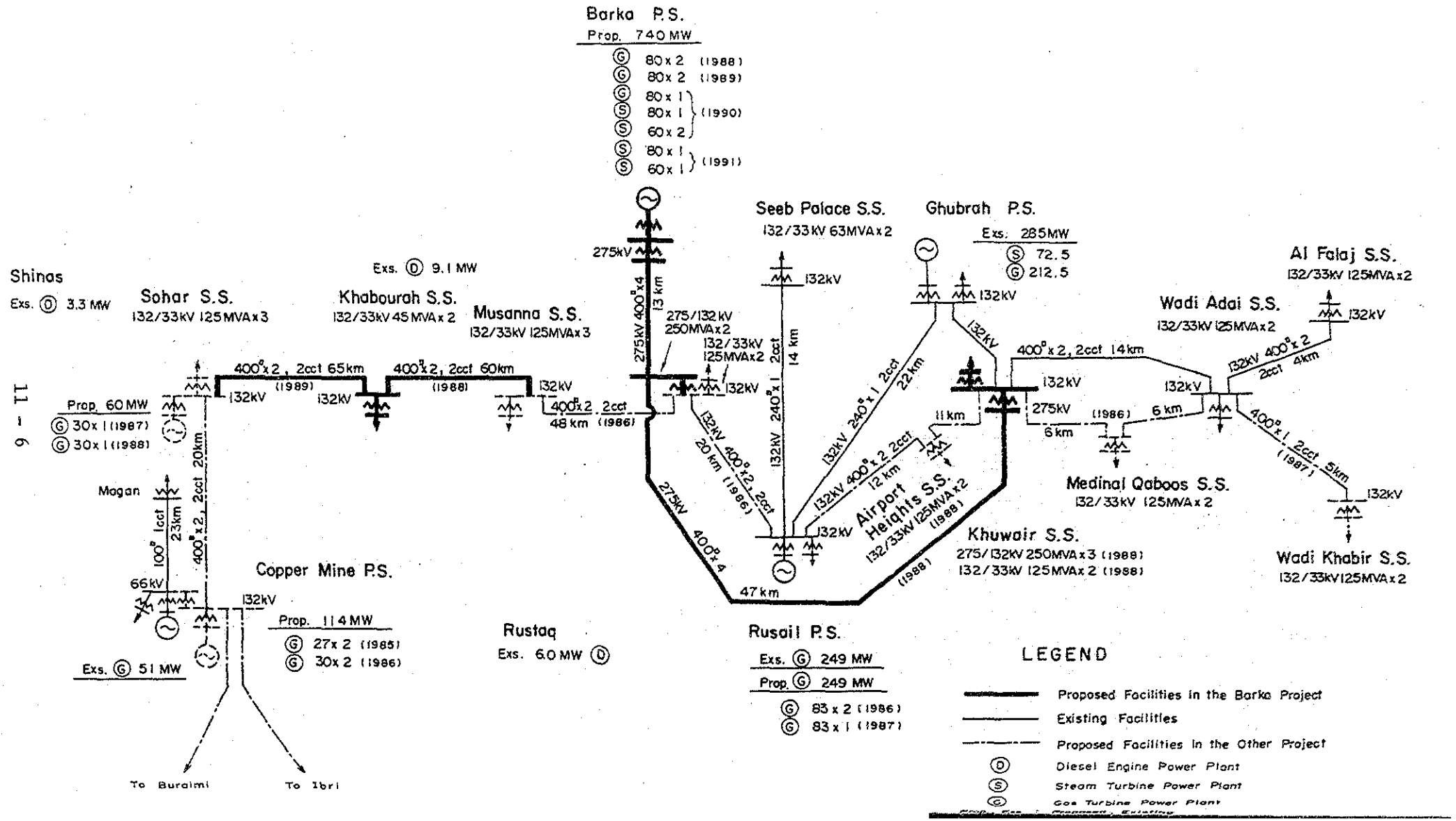
尚、Sohar ～Copper Mine 間は既設 66 KV 1回線（途中Magan より33KV, 2cct）があるが、既に容量オーバーの状態である。 MEWは1986年までに別途 132KV線路を建設する必要がある。

Capital AreaおよびBatinah Coast 系統で1995年までに MEWが実施すべき送電網拡充計画（132KV 以上）を集約すれば Table 11.1 ならびに Fig 11.2 の通りである。

Table 11.1 Capital and Batinah System Expansion Program

Section	Length (km)	Voltage (kV)	Number of Circuit	Conductor	Transmission Capacity (MW)	Year of Commissioning
(1) Transmission line to be constructed in the Barka Power Project						
Barka PS - Barka SS	13	275	2	AAAC 400 mm^2 x 4	770	1988
Barka SS - Khuwair SS	47	275	2	AAAC 400 mm^2 x 4	770	1988
Musanna SS - Khabourah SS	60	132	2	AAAC 400 mm^2 x 2	185	1988
Khabourah SS - Sohar SS	65	132	2	AAAC 400 mm^2 x 2	185	1989
(2) Transmission line to be constructed in the other NEW Projects						
Rusail PS - Wadi Adai SS	47	132	2	AAAC 400 mm^2 x 2		1986
Rusail PS - Barka SS	20	132	2	AAAC 400 mm^2 x 2		1986
Barka SS - Musanna SS	48	132	2	AAAC 400 mm^2 x 2		1986
Wadi Adai SS - Wadi Khabir SS	5	132	2	AAAC 400 mm^2 x 2		1987
Sohar SS - Copper Mine PS	20	132	2	AAAC 400 mm^2 x 2		1986

Fig. 11 · 2 ELECTRIC POWER SYSTEM
(Capital and Batinah Areas)



11.2 送電線の概念設計

Barka発電所建設に伴い建設する関連送電線（132KV 以上）は以下により設計する。

11.2.1 設計条件

(1) 気　象

年間平均降水量		100mm
24時間最大降水量		80mm
最高気温		50 ℃
最低〃		5 ℃
平均〃		30 ℃
相対湿度	最高	100 %
	年間平均	40 %
最大風速		40m/s
風速荷重	平面材に対して	160kg ／㎡
	円形断面材　〃	100　〃
発雷日数		20 日／年
標　高	1,000m以下	

(2) 安全率

	常　時	断線時
支持物（鉄塔）		
直線型	2.0 以　上	1.2
角度型	2.5　〃	1.2
基　礎	2.0　〃	1.3
電線，地線	2.5 以　上	(EDS時 5.0)
碍子及び碍子金物	3.0 以　上	

(3) 最低地上高

132KV ---------- 7m

275KV ---------- 8.32m

(4) 設計基準、規格

本概念設計は日本国内の設計基準ならびにＭＥＷの設計基準に準拠して行った。

11.2.2 線路電圧

(1) 首都圏向け Barka PS ～ Khuwair SS 線

Barka 発電所の大電力 740MWを60kmも送電するには 132KVでは多回線を要し技術的見地からも実際的でない。 132KVの上位電圧の導入が必要である。

採用電圧は 220KV, 275KV ならびに 330KVの候補電圧の中から経済比較を行い、かつ将来の系統拡大に対する適応性も考慮して 275KVが選ばれた。(第13章13.3.2参照)

(2) Musanna SS～ Khabourah SS ～ Sohar SS 線

Batinah Coast 向け電力はＭＥＷが建設中の Barka SS ～ Musanna SS 線を経由することとなるので、線路電圧はこのＭＥＷ計画プロジェクトに合わせ 132KVとした。

11.2.3 電　線

機械的強度，耐蝕性に優れた All Aluminun Alloy Conductor(AAAC) を使用する。

Barka PS～Khuwair SS 275KV線には電流容量と、標準サイズ面より 400mm²4導体を採用した。電線の電流容量の算定はＭＥＷの設計基準により周囲温度50℃、導体の許容温度上昇30℃を考慮した。

Musanna SS～ Sohar SS 区間の 132KV線にはＭＥＷの先行プロジェクトBarka SS～Musanna SS区間の仕様に合わせ 400mm²2導体を採用した。

11.2.4 絶縁設計

絶縁設計で考慮すべき要因としては外雷（自然雷）、内雷（遮断器等の開閉動作に伴う異常電圧）の他に塩塵汚損があげられる。

オマーン首都圏およびBatinah 地方の年間降雨量は 100mmと極めて少なく、かなり強い季節風が吹き、夏季には、高温多湿となる。これらの気象条件は碍子の塩塵汚損にとって極めて不利な要因となっている。

碍子の連結長が支持物寸法決定、しいては建設 cost に大きく関与するので碍子の選定には十分検討を要する。碍子連長を短くするためには耐霧タイプ碍子の使用される場合もあるが、オマーンでは使用実績がない。最近アラブ諸国の砂漠地帯の汚損設計として自浄作用に優れた Aerodynamic type が盛んに使われている。Aerodynamic typeにも長幹typeと

disc type があるが、長幹typeは電圧階級に応じた合理的な設計がやりにくいこと、ならびにサボタージュまたは工事中の碍子破損事故の際は鉄塔倒壊に至るような大きなリスクを伴うことなどにより本プロジェクトではこのようなリスクも少くコンパクトな装柱設計が可能な Aerodynamic type disc insalatorを採用した。

Table 11.3 に電圧別の絶縁設計計算データを、Fig 11.4にクリアランスダイヤグラムを示す。

11.2.5 耐雷設計

MEWでは Capital Area, Batinah Coastの IKL(Isokeraunic level) を20としいるが、Al Falaj (変) の避雷器の動作カウンターの記録からみて妥当な値と判断される。電力線を雷の直撃から防護するために、 132KV線路には防蝕性に優れたACW 90mm²(Aluminum clad extra high strength steel wire) 1 条を、275KV 線路には ACW90mm² を 2条架設する。同時に鉄塔接地抵抗を低減するため搭脚に接地アングルを打込む。碍子装置にはアークホーンを取付け雷閃絡電流による碍子の損壊を防護する。

11.2.6 耐振設計

微風振動による架渉線の断線事故を防止するため単導体（架空地線も含む）には有効なダンパーを複数導体の場合は適当な間隔でスペーサーを取付ける。

11.2.7 支持物

垂直 2 回線配列鉄塔とする。鉄塔は、海上輸送，据付工事の便を考えてアングル鉄塔を採用する。Fig 11.3に電圧別鉄塔形状寸法を示す。

11.2.8 航空障害標識

MEW では Capital Area に建設する送電線には、搭体を赤白ペイントで塗装すること、架空地線には赤白バルーンの取付けを、夜間標識として道路横断個所の送電線にネオン灯の取付を要求している。

11.2.9 設計概要

上記基本事項を考慮のうえ設計した各電圧別送電線路の概要はTable 11.2及び代表的懸垂鉄塔形状を Fig.11.3 図に示す。

Table 11-2 Outline of Transmission Line Design

Line Voltage	132	220 *	275	330*
Support	Double circuits vertical arrangement angle type steel tower			
Conductor	All aluminum alloy conductor (AAAC)			
Size & No./phase	400 mm^2 x 2	690 mm^2 x 4	400 mm^2 x 4	400 mm^2 x 4
Max. working tension (kg)	3,200	4,600	3,200	3,200
Overhead ground wire	Aluminum clad extra high strength steel wire (ACW)			
Size & Q'ty	90 mm^2 one line	90 mm^2 two lines	90 mm^2 two lines	90 mm^2 two lines
Insulator string	Aerodynamic suspension insulator			
Suspension string	12t, 330ϕ x 127 21 pcs 1 string	12t, 380ϕ x 127 29 pcs 1 string	12t, 380ϕ x 127 37 pcs 1 string	12t, 380ϕ x 127 44 pcs 1 string
Strain string	21t, 380ϕ x 160 18 pcs 2 strings	21t, 380ϕ x 160 29 pcs 2 strings	21t, 380ϕ x 160 37 pcs 2 strings	21t, 380ϕ x 160 44 pcs 2 strings
Standard span (m)	300	350	350	350
Tower weight (t/km)	36	56	68	80

Note: * for comparison study

Fig.11-3 Transmission Line Steel Tower Standard Suspension Type

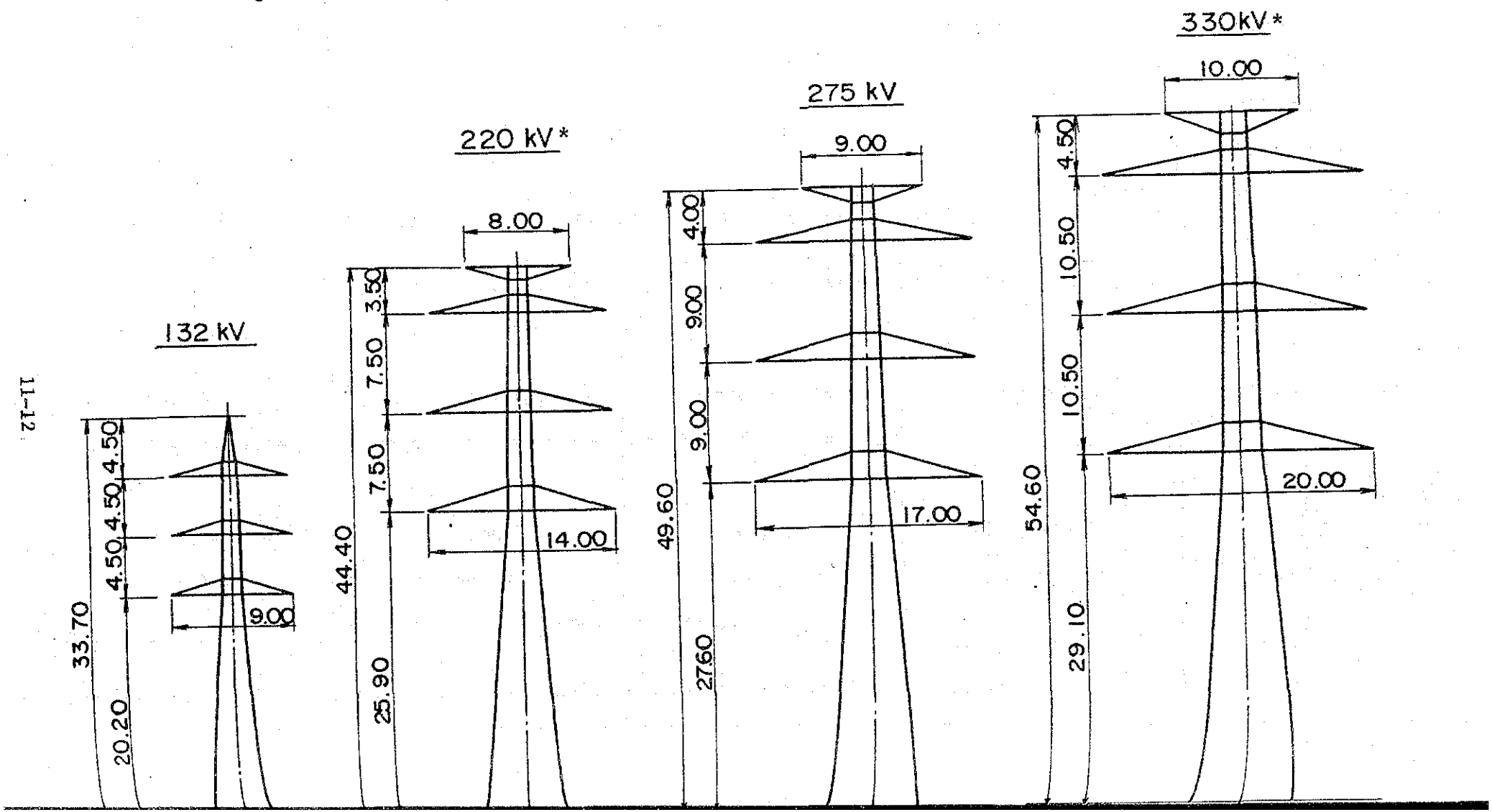
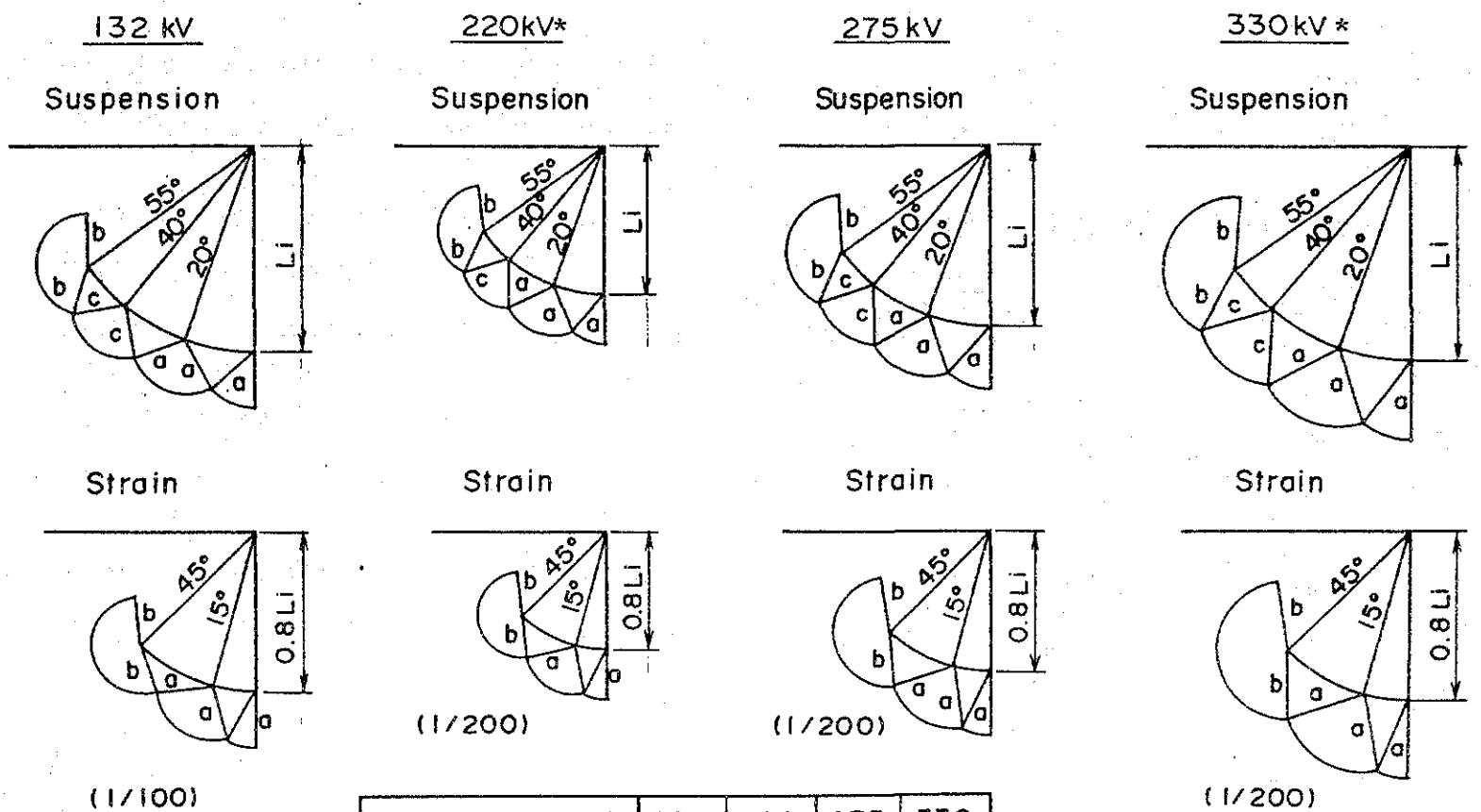


Fig. 11 · 4 Clearance Diagram



Line Voltage (kV)	132	220	275	330
a (cm)	80	140	180	230
b (cm)	70	125	160	200
c=1/2(a+b) (cm)	75	133	170	215
Li (cm)	290	420	510	610
0.8 Li (cm)	230	340	410	490

Note: * for comparison study

Table 11.3 Insulation Design Calculation

(1) Design for abnormal voltage caused by switching surge

Nominal line voltage N (kV)	132	220 *	275	330 *
Allowable max. voltage: $Um = N \times \frac{12}{11}$ (kV)	144	240	300	360
Peak value to the ground: $Um \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$ (kV)	118	196	245	294
Multiplication factor for switching surge:n	2.8	2.8	2.8	2.8
Switching surge voltage: $Um \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times n$ (kV)	331	549	686	824
Compensation factor for elevation etc.	1.2	1.2	1.2	1.2
Required withstanding voltage	398	659	824	989

(2) Design for abnormal voltage caused by power frequency fluctuation

Nominal line voltage N (kV)	132	220	275	330
Allowable max. voltage: $Um = N \times \frac{12}{11}$ (kV)	144	240	300	360
Multiplication factor for abnormal voltage	0.8	0.8	0.8	0.8
Persistent abnormal voltage: $Um \times \frac{12}{11} \times n$	116	192	240	288
Compensation factor for elevation etc.	1.2	1.2	1.2	1.2
Required withstanding voltage (kV)	140	231	288	346

Note: * for comparison study

(3) Design for Contamination

Nominal line voltage N (kV)	132	220	275	330
Required leakage distance 45 mm/line kV (mm)	5,940	9,900	12,375	14,850
No. of insulators required No. (Total leakage distance: mm)				
12t 330ø x 127 (295 mm/unit)	21 (6,195)			
380ø x 127 (340 mm/unit)		30 (10,200)	37 (12,580)	44 (14,960)
21t 380ø x 160 (335 mm/unit)	18 (6,030)	30 (10,050)	37 (12,395)	45 (15,075)

(4) Standard Insulation Gap

Nominal line voltage N (kV)	132	220	275	330
Required insulation level for switching surge from calculation (1) (kV)	398	659	824	989
Required air gap (cm)	77	136	177	223
Standard insulation gap (cm)	80	140	180	230

(5) Minimum Insulation Gap

Nominal line voltage N (kV)	132	220	275	330
Switching surge voltage from calculation (1) (kV)	331	549	686	824
Compensation factor for elevation: n'	1.1	1.1	1.1	1.1
Required withstanding voltage (kV)	364	604	755	907

Required air gap (cm)	70	123	160	198
Maximum insulation gap (cm)	70	125	160	200

(6) Minimum phase to phase clearance

Nominal line voltage N (kV)	132	220	275	330
Allowable max. voltage $Um = N \times \frac{12}{11}$ (kV)	144	240	300	360
Peak value to the ground: $Um \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$ (kV)	118	196	245	294
Multiplication factor for switching surge (phase to phase): n	4.5	4.5	4.5	4.5
Max. surge voltage (phase to phase) (kV)	531	882	1,103	1,323
Required withstanding voltage (kV)	584	970	1,214	1,456
Required insulation gap (m)	120	215	300	415

(7) Data for clearance diagram

Nominal line voltage N (kV)	132	220	275	330
Standard insulation gap: a (cm)	80	140	180	230
Minimum insulation gap: b (cm)	70	125	160	200
$\frac{1}{2}(a + b) = c$ (cm)	75	133	170	215
Insulator strings length: Li (cm)	290	420	510	610
1.2 x a (cm)	96	168	216	276

第１２章　変電設備概念設計

第１２章　変電設備概念設計

12.1 変電設備計画の策定

首都圏における電力供給は 132KV主幹系統によって連系された発変電所より33KV及び11KVにて配電されている。

M.E.W.はこれら既設電力系統で供給不足を生ずる地域や Batinah海岸地方との連系に対処するため、Wadi Khabir, Barka, Musanna 各変電所の建設を計画している。これらの送電系統図を Fig.12.1 に示す。

Barka P.S.の電力供給については、第４章の需要予測に対する既設及び建設計画中の変電所容量を考慮の上、系統解析により最適な系統を構成出来るような電力輸送システムを検討した。これに基づき各変電所の概念設計を行った。この結果を Fig.12.2 に示す。

次に Batinah海岸地方における電力供給は、 Sohar地区の Copper mine P.S. 及び Sohar P.S.(SoharS.S.) より近隣地域に電力を供給する計画である。

一方この単独系統と首都圏系統の連系については、電力系統の運用及び各地域の電力需要の伸びを考慮すれば、前記 MusannaS.S.より Khabourah S.S. を経由して Sohar P.S.と連系することは必然条件であり、その時期はCopper mine P.S.及び Sohar P.S.の供給地域の需給バランスを考慮して1989年とした。

この結果各地区に設置された小容量ジーゼル発電所よりの電力供給は前記首都圏と Sohar P.S.間の連系送電線の周辺では経済的に成立しなくなるものと考えられる。
以下これらに沿って変電所の概念設計を行った。この結果をFig.12.3に示す。

各変電所の概念設計の結果、主要変圧器の増強対策をTable 12.1に、またこれを含めた変電所の主要機器の仕様をTable 12.2に示すよう策定した。

Fig. 12·1 TRANSMISSION LINE OF CAPITAL AREA AND MUSANNA AREA IN 1985

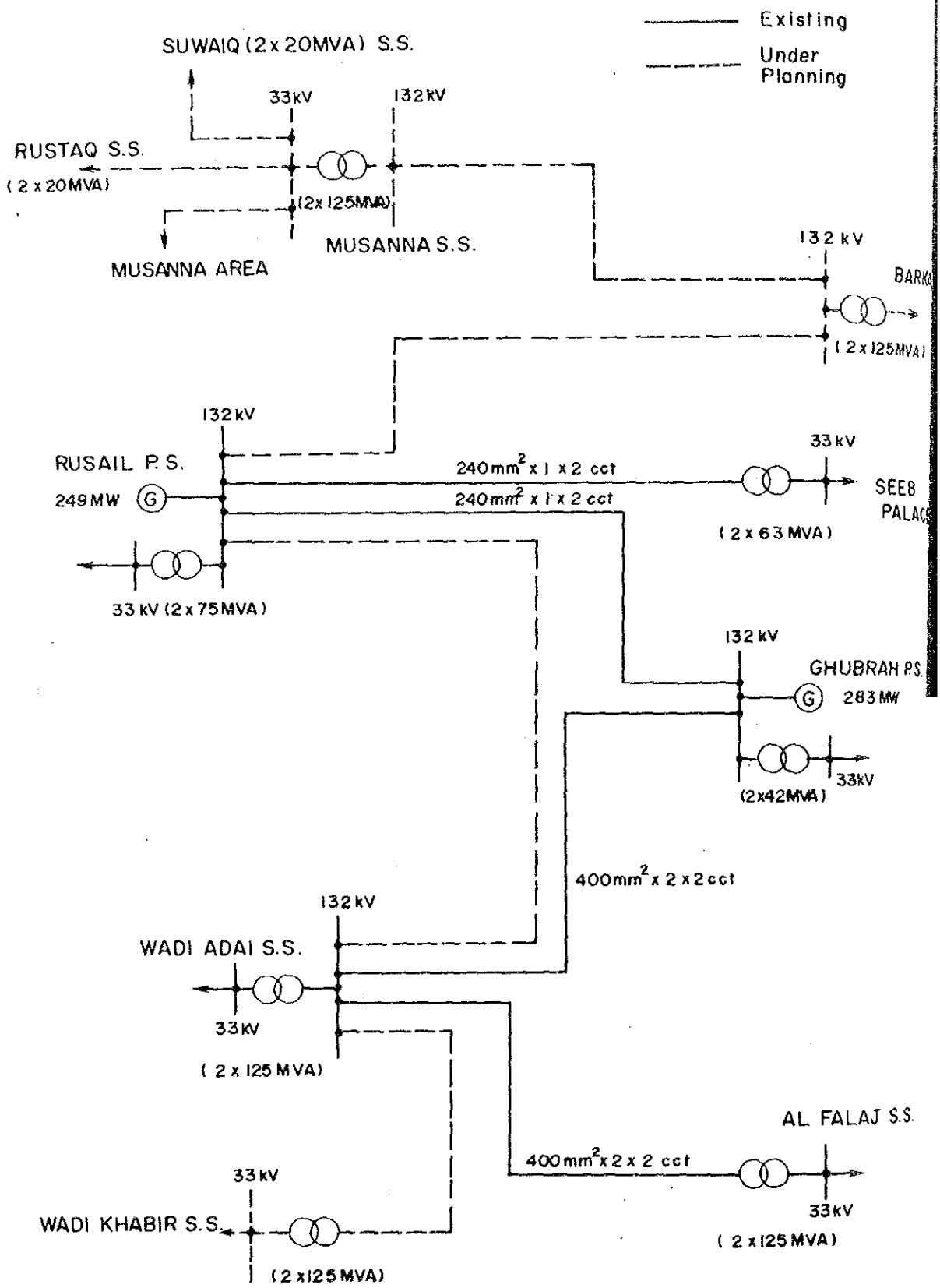


Fig. 12-2 TRANSMISSION LINE OF CAPITAL AREA IN 1995

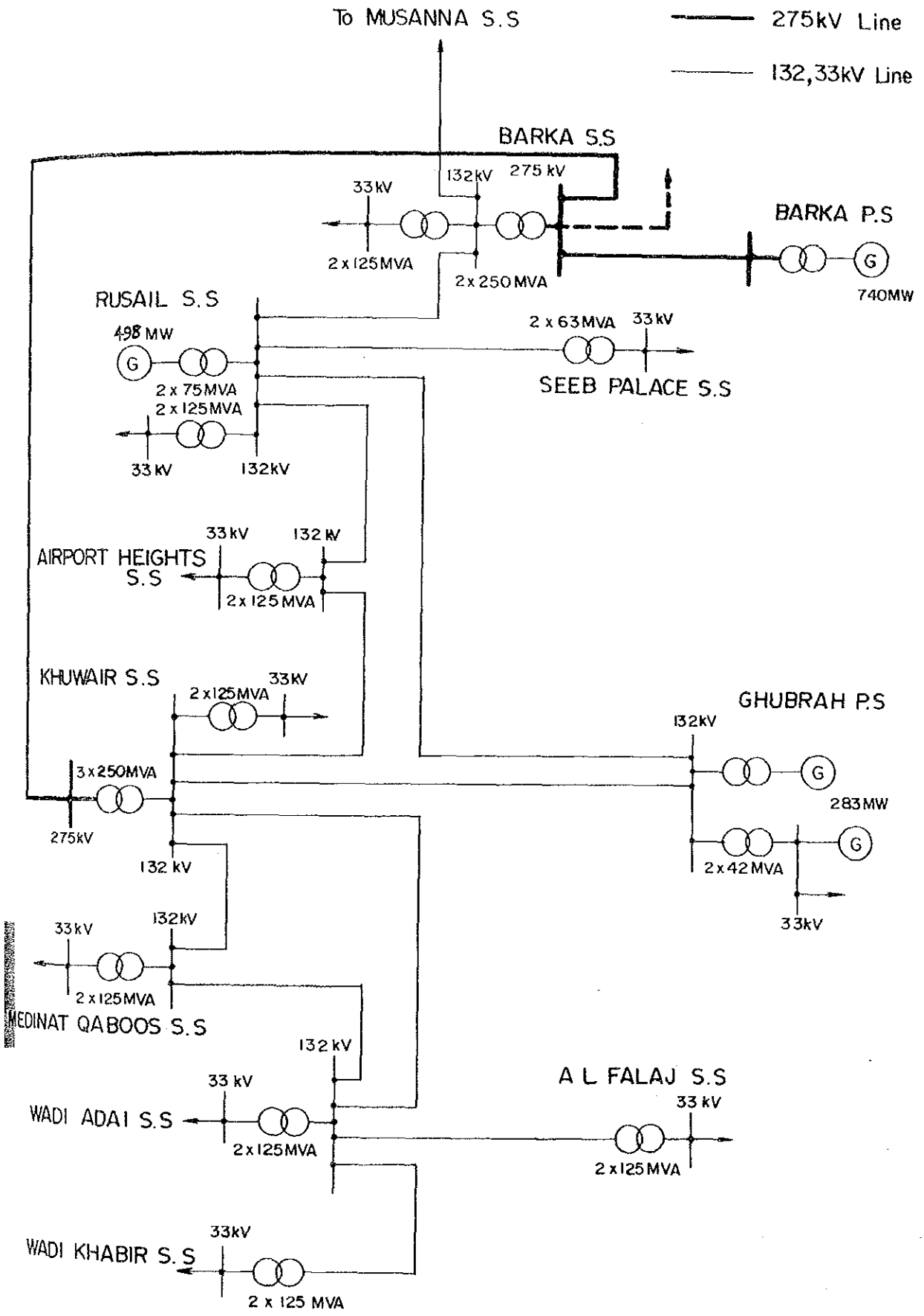


Fig. 12·3 TRANSMISSION LINE OF BATINAH COAST AREA IN 1995

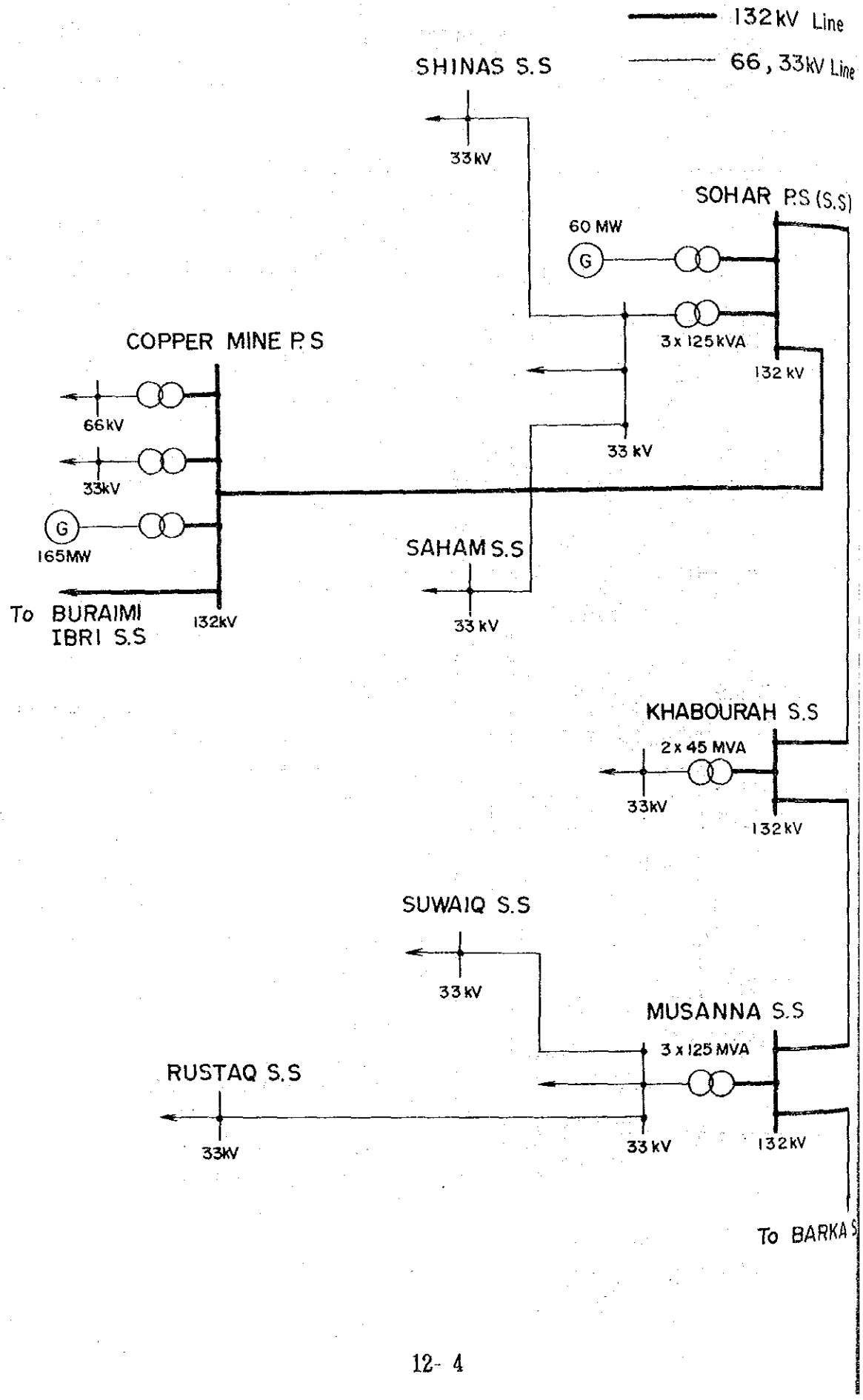


Table 12.1 Construction Plan for New Transformer of Substation

Substation	New or Extention	Voltage (kV)	Capacity (MVA)	Number of TR.	Completion Year
1) Substation undertaken by BARKA project					
KHUWAIR S.S.	New	275/132	250	3	1988
KHUWAIR S.S.	New	132/33	125	2	1988
BARKA S.S.	Extention	275/132	250	2	1988
KHABOURAH S.S.	New	132/33	45	2	1988
2) Substation undertaken by M.E.W.					
WADI KHARIR S.S.	New	132/33	125	2	1986
MEDINAT QABOOS S.S.	New	132/33	125	2	1987
AIRPORT HEIGHTS S.S.	New	132/33	125	2	1988
BARKA S.S.	New	132/33	125	2	1986
RUSAIL P.S.	Extention	132/33	125	2	1987
MUSANNA S.S.	New	132/33	125	2	1986
MUSANNA S.S.	Extention	132/33	125	1	1993
SOHAR P.S.	New	132/33	125	2	1986
SOHAR P.S.	Extention	132/33	125	1	1992
(AL FALAJ S.S.)	Extention	132/33	125	1	(1991)
(SEEB PALACE S.S.)	Extention	132/33	125	1	(1991)

Note: Substations in parentheses will be applied when if a large amount of construction cost is involved in order to meet the condition of paragraph 12.1.2 e)

Table 12.2 Major Facilities of New Substation

Major Facilities		Substation							
		BARKA P.S.	BARKA S.S.		KHUWAIR S.S.			KHABOURAH S.S.	
Transformer	Capacity	Included in the power plant equipment	250 MVA		250 MVA	125 MVA		45 kVA	
	Number of phases		3 ϕ		3 ϕ	3 ϕ		3 ϕ	
	Frequency		50 Hz		50 Hz	50 Hz		50 Hz	
	Rated Voltage		275/132 kV		275/132 kV	132/33 kV		132/33 kV	
	Connections		Ya 0		Ya 0	Yd 5		Yd 5	
	Tap changing equipment		L.T.C.		L.T.C.	L.T.C.		L.T.C.	
	Number of units		2		3	2		2	
Circuit Breaker (G.I.S.)	Rated voltage	300 kV	300 kV		300 kV	300 kV	145 kV	145 kV	145 kV
	Rated current	2,000 A	2,000 A		2,000 A	1,200 A	4,000 A	2,000 A	1,200 A
	Rated interrupting current	31.5 kA	31.5 kA		31.5 kA	31.5 kA	31.5 kA	31.5 kA	31.5 kA
	Number of units	6	5		3	3	4	5	2
	Rated voltage	300 kV	300 kV		145 kV	36 kV	36 kV	36 kV	36 kV
	Rated current	1,200 A	1,200 A		1,200 A	3,000 A	600 A	1,200 A	600 A
	Rated interrupting current	31.5 kA	31.5 kA		31.5 kA	31.5 kA	31.5 kA	25 kA	25 kA
	Number of units	9	2		13	4	18	4	12
Disconnecting Switch (G.I.S.)	Rated voltage	300 kV	300 kV	300 kV	300 kV	300 kV	145 kV	145 kV	145 kV
	Rated current	2,000 A	2,000 A	1,200 A	2,000 A	1,200 A	4,000 A	2,000 A	1,200 A
	Number of units	14	14	6	8	9	8	14	6
	Rated voltage	300 kV	145 kV		145 kV				
	Rated current	1,200 A	2,000 A		1,200 A				
	Number of units	27	6		39				
Line Arrester	Rated voltage	266 kV	266 kV		266 kV	126 kV		126 kV	
	Rated discharge current	10 kA	10 kA		10 kA	10 kA		10 kA	
	Number of units	6	12		6	24		12	
Remarks		Going out only							

12.1.1 変電設備の増強計画

(1) 首都圏における変電所の負荷

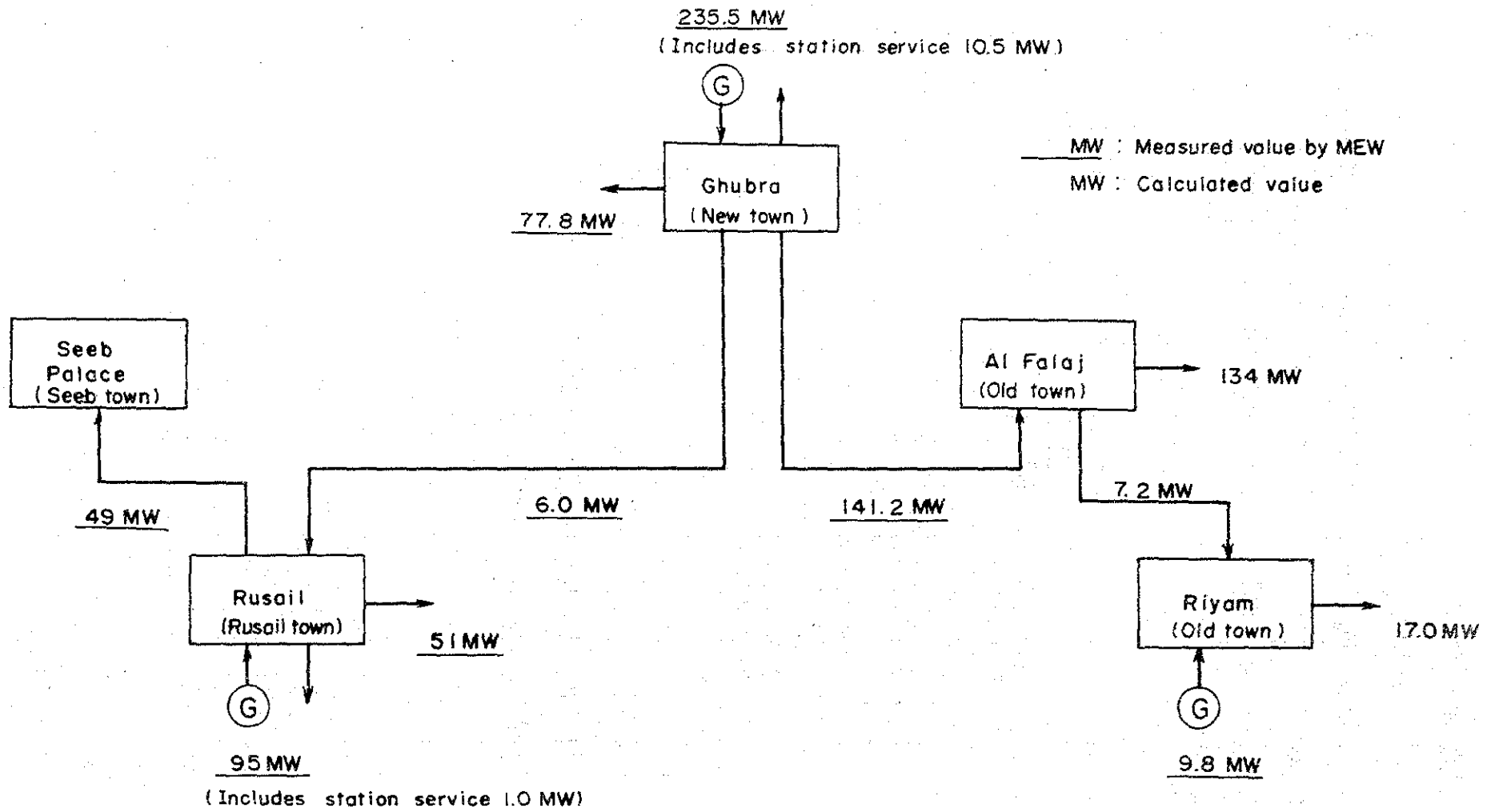
首都圏の変電設備を検討するにあたり現地の地形，状況により次の4つのDistrictに分割して検討した。

Fig12.4 に示す1984年夏期Peak load 時の汐流記録によれば、各地区別の負荷は次表のとおりである。

District	Town	Load(MW) (sent-out)
Old town	Muscat, Mutrah, Ruwi Wattayah	151
New 〃	Qurum, Medinat Qaboos Al Khuwair, Al Ghubrah Al Azaiba, (Seeb Heights Town)	78
Rusail 〃	Airport, Seeb Rusail	51
Seeb 〃	Seeb Palace Barka, Mabella	49
Total	——	329

一方、Table4.10 に示されている需要予測を前記の4 District 及び Musanna地域に分けて整理すると Table12.3のようになる。

Fig. 12·4 POWER FLOW AT THE PEAK LOAD TIME IN 1984



Total System Load : 340.3 MW
At 15:00 hours – June 19, 1984)
(Ref. Temperature : 32°C ~ 48°C at Rusail)

Table 12.5 Load Forecast for Capital Area

(MW)

Category	1984	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
1. Lighting load											
old town (AL FALAJ, WADI ADAI S.S.)	151	183	199	211	222	234	247	261	275	289	306
new town (GHUBRAH P.S.)	78	107	116	123	130	136	144	152	160	169	179
Rusail town (RUSAIL P.S.)	51	63	68	72	76	81	85	90	95	100	106
Seeb town (SEEB S.S. BARKA S.S.)	49	60	65	68	72	76	80	84	89	94	99
Sub-total	329	413	448	474	500	527	556	587	619	652	690
2. New load											
old town	0	15	20	40	60	80	95	104	112	118	123
new town	0	35	52	132	192	242	291	320	346	360	374
Rusail town	0	65	115	115	115	115	118	121	125	128	131
Seeb town	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sub-total	0	115	187	287	367	437	504	545	583	606	628
3. New Interconnection											
Mabella (BARKA S.S. area)	(6.7)	15	18	20	24	27	31	36	41	47	54
Musanna	(5.45)	12	14	17	19	22	25	29	33	38	44
Suwaiq (Musanna area)	(6.9)	16	18	21	24	28	32	37	42	49	56
Rustaq (Musanna area)	(6.8)	15	18	21	24	27	32	36	42	48	55
Sub-total	0	58	68	79	91	104	120	138	158	182	209
4. Total											
old town	151	198	219	251	282	314	342	365	387	407	429
new town	78	142	168	255	322	378	435	472	506	529	553
Rusail town	51	128	183	187	191	196	203	211	220	228	237
Seeb town	49	75	83	88	96	103	111	120	130	141	153
Musanna town	--	43	50	59	67	77	89	102	117	135	155
Grand total	329	586	703	840	958	1068	1180	1270	1360	1440	1527

このうち1995年の各District毎の需要予測を抽出すると下表となる。

District	1995年需要予測(MW)	1995年需要予測 (MVA) 力率0.85
Old town	429	505
New 〃	553	651
Rusail 〃	237	279
Seeb 〃	153	180
Total	1,372	1,615

これに対し、現在の供給設備（M.E.W.における建設中及び至近年着工予定プロジェクトを含む）は次の通りである。

District	Power Station, Substation	Facility	Capacity(MVA)	
Old town	AL FALAJ S.S. (Existing) WADI ADAI S.S. (〃) WADI KHABIR S.S.	Transf. 132/33KV 〃 〃 〃 〃	250 〃 〃	750
New 〃	GHUBRAH P.S. (Existing)	Transf. 132/33KV Generator 33KV side	84 95 (76MW)	179
Rusail 〃	RUSAIL P.S. (Existing)	Transf. 132/33KV	150	150
Seeb 〃	SEEB S.S. (Existing) BARKA S.S.	Transf. 132/33KV 〃 〃	126 250	376

この結果、Old town及び Seeb Townの変電設備については、当該Districtの12.1.2による変圧器の増強方法に関する条件を考慮しても現状計画のままで良い。但しこの前提条件としてOld townの３変電所と Seeb townの２変電所が変圧器容量に見合った負荷配分になっていると共に、変電所の事故時における33KV Line の健全系統への切り換えがスムーズに行われる事があげられる。もしこの条件整備のために必要な工事費が大きい場合は、例えばAl Falaj S.S. に負荷増加状況に見合った変圧器132/33KVの増設を計画する必要があろう。

一方 New Town 及びRusail Town では設備容量が不足するため変電設備を増強する必要がある。

ここで需要増加率，電力消費密度，負荷分布状況より考慮すれば New town に新た

に変電所を３ケ所建設する必要があり、その位置は Medinat Qaboos, Al Khuwair, Airport heights town付近が望ましい。また、Rusail town については Rusail P.S. に増設するのが望ましい。

なお、各地区の需要に対処するため Medinat Qaboos S.S., Airport heights S.S. 及びRusail P.S. については各々132/33KV変圧器の新設・増設を M.E.W. が計画する必要があろう。

これらの結果をTable12.4 に示す。

(2) Batinah 海岸地方における変電所の負荷

Batinah 海岸地方の変電設備を検討するにあたり需要地の分布状況から Musanna, Khabourah, Soharの３つのDistrictに別けて考える。各District毎の1984年夏期 Peak loadと Table4.10による1985－1995年における需要予測はTable12.5 の通りである。

既設供給設備は各地域に設置されたジーゼル発電機（単機容量 3MW）に頼っている。このため多くの地域で毎年増え続ける需要に対し供給設備が追いつかず、夏季のPeak時期には負荷制限している状況にある。

これに対し、M.E.W.の計画によれば Musanna S.S. を1986年に建設し Suwaiq, Rustaq town に送電すると共に Soharの銅鉱山に設置された発電所を1986年に51MWより165MW に増設し、その後1988年迄にSohar Town近傍地点に60MWの発電所を建設することになっている。このためには建設計画を進めている Musanna S.S. の他、 Sohar S.S.についても発電設備の増強に見合った送変電設備の整備を M.E.W. が計画する必要があろう。

Table 12.4 Demand and Supply Capacity at Substations (Capital Area in 1995)

District	Substation	Demand forecast in 1995 (MW)		Capacity of S.S. and P.S. for 33 kV (MVA)			Remarks
Old town	AL FALAJ S.S.	143		125 x 2	250		Existing
	WADI ADAI S.S.	143	429	125 x 2	250	750	"
	WADI KHABIR S.S.	143		125 x 2	250		Under Planning
New "	GHUBRAH S.S.	130		179	179		Existing (Tr.+Gen.)
	QABOOS S.S.	141	553	125 x 2	250	929	Under Planning
	KHUWAIR S.S.	141		125 x 2	250		"
	AIRPORT HEIGHTS S.S.	141		125 x 2	250		"
Rusail "	RUSAIL P.S.	237	237	75 x 2	150	400	Existing
				125 x 2	250		Under Planning
Seeb "	SEEB S.S.	69	153	63 x 2	126	376	Existing
	BARKA S.S.	84		125 x 2	250		Under Planning
Total		-	1,372	-	-	2,455	-

Table 12.5 Load Forecast for Batinah Coast Area

District	Town	Load Forecast (MW)											
		1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Musanna	Musanna	5.45	-	12	14	17	19	22	25	29	33	38	44
	Suwaiq	6.9	-	16	18	21	24	28	32	37	42	49	56
	Rustaq	6.8	-	15	18	21	24	27	32	36	42	48	55
	Sub total	19.15	-	43	50	59	67	77	89	102	117	135	155
Khabourah	Khabourah	7.67	9	10	12	13	16	18	20	24	27	31	36
Sohar	Saham	7.9	10	16	19	23	27	32	37	43	49	56	65
	Sohar	10.6	13	21	25	30	37	44	50	57	66	76	87
	Shinas	2.8	4	5	7	8	10	11	13	15	17	20	23
	Sub total	21.3	27	42	51	61	74	87	100	115	132	152	175
	Others	-	45	85	100	117	136	153	168	190	210	229	257
Total		48.12	81	180	213	250	293	335	377	431	486	547	623

12.1.2 変電所の増強方法

変電所の新設または増設を検討するにあたっては、以下の考え方により進める。

a) 既設設備容量は需要予測に対し20%～30%の余裕を持たせて、次期増設計画を立てる。

b) 当該Districtの最大変圧器容量１台の停止を考慮して容量を決める。

c) 各変電所は変圧器を２台以上据付けるものとする。

d) 変圧器の容量選定にあたっては、標準容量の中から系統解析による汐流及び経済計算の結果により選定する。

e) 隣接発変電所の中間に位置する需要家に対し、いずれの電気所からも送電出来るような設備にしておくものとする。

(1) 首都圏における増強変電所の位置及び容量

前項において検討した変電設備の需給状況から考えると、1995年迄の間に New townで470MVA程度、Rusail town で130MVA程度不足する。

ここに New town では現在需要の伸びが著しい Medinat Qaboos S.S.に1987年迄に250MVA程度、Khuwair S.S.に1988年迄に250MVA、Airport heights S.S.には住宅団地建設の予定される1988年迄に250MVAの変電所を新設するものとした。このうち、Medinat Qaboosの地点はM.E.W でも建設予定の地点である。

なお、Airport heights Townへの供給はKhuwair S.S.より供給する事も可能であるが、負荷の大きさを考慮して需要地の近隣地点に変電所を建設することとした。

次に、各変電所の1995年における負荷配分について検討する。Ghubrah P.S.の設備が179MVA程度であり、このうち最大変圧器42MVA の故障時を考えれば130MW 程度に最大負荷を制限し、残りの負荷及び新規需要については極力Medinat Qaboos S.S.及び KhuwairS.S.より供給するものとする。

次に、 Barka P.S. より送られる電力は、第13章でも述べるようにBarka S.S.に引込み、更にKhuwair S.S.で受電するものとする。Barka S.S.に引込むのはRusail P.S.- Barka S.S.間132KV 送電線の送電電力が１回線時に送電容量を超過するためである。

なお、Khuwair S.S.の位置については Rusail P.S.- Ghubrah P.S.間の送電容量が小さくGhubrah P.S. - Wadi Adai S.S. 間にπ引込みした方が系統運用上有利であるため Al Khuwair 地区とした。この Khuwair S.S. は次の新規需要地の中心に

位置し、送電線の引込み，土地確保の面からも最適と考えられる。

Khuwair	South town	30MW (1990年)
Ghubrah	South town	30MW (〃)
Azaiba	town	30MW (〃)
	計	90MW (〃)

又 Medinat Qaboos S.S. 及びAirport height S.S. についてはRusail-Wadi Adai間の送電線をπ引込みするのが適当と考えられる。

(2) Batinah 海岸地方における増強変電所の位置及び容量

Batinah 海岸地方における132KV 送電線を引込む変電所は Musanna, Khabourah, Sohar の3地点とし、このうち Musanna S.S., Sohar S.S. についてはM.E.W.の計画に沿って進めるものとする。なお Musanna S.S. は1986年に首都圏と連系し、引続きKhabourah S.S.は1988年、Sohar S.S.はSohar P.S. Copper Mine P.S. の225MWでは不足を生ずる1989年に連系するものとした。

ここに各変電所の容量については次の通りとする。

a) Musanna S.S. ：1995年迄に 132/33KV 変圧器 125MVA を3台設置するものとしSuwaiq, Rustaq town へは33KVで供給する。

b) Khabourah S.S. ：1988年迄に 132/33KV 変圧器 45MVAを2台設置する。

c) Sohar P.S.(S.S.)：Copper Mine P.S.と 132KVで連系し1995年迄に132/33KV変圧器125MVAを3台設置するものとしSaham,Shinasへは33KVで供給する。

これらの建設工程をTable 12.1に示す。

なお、いずれの変電所についても首都圏よりの連系送電線が Fig.11.1 のように高速道路南側（山側）となるため、この送電線と需要中心地を結ぶ地点が望ましい。

首都圏及び Batinah地方の 1995 年における電力系統を Fig.12.5, 12.6 に示す。

Fig. 12·5 PROPOSED POWER SYSTEM IN 1995
(CAPITAL AREA)

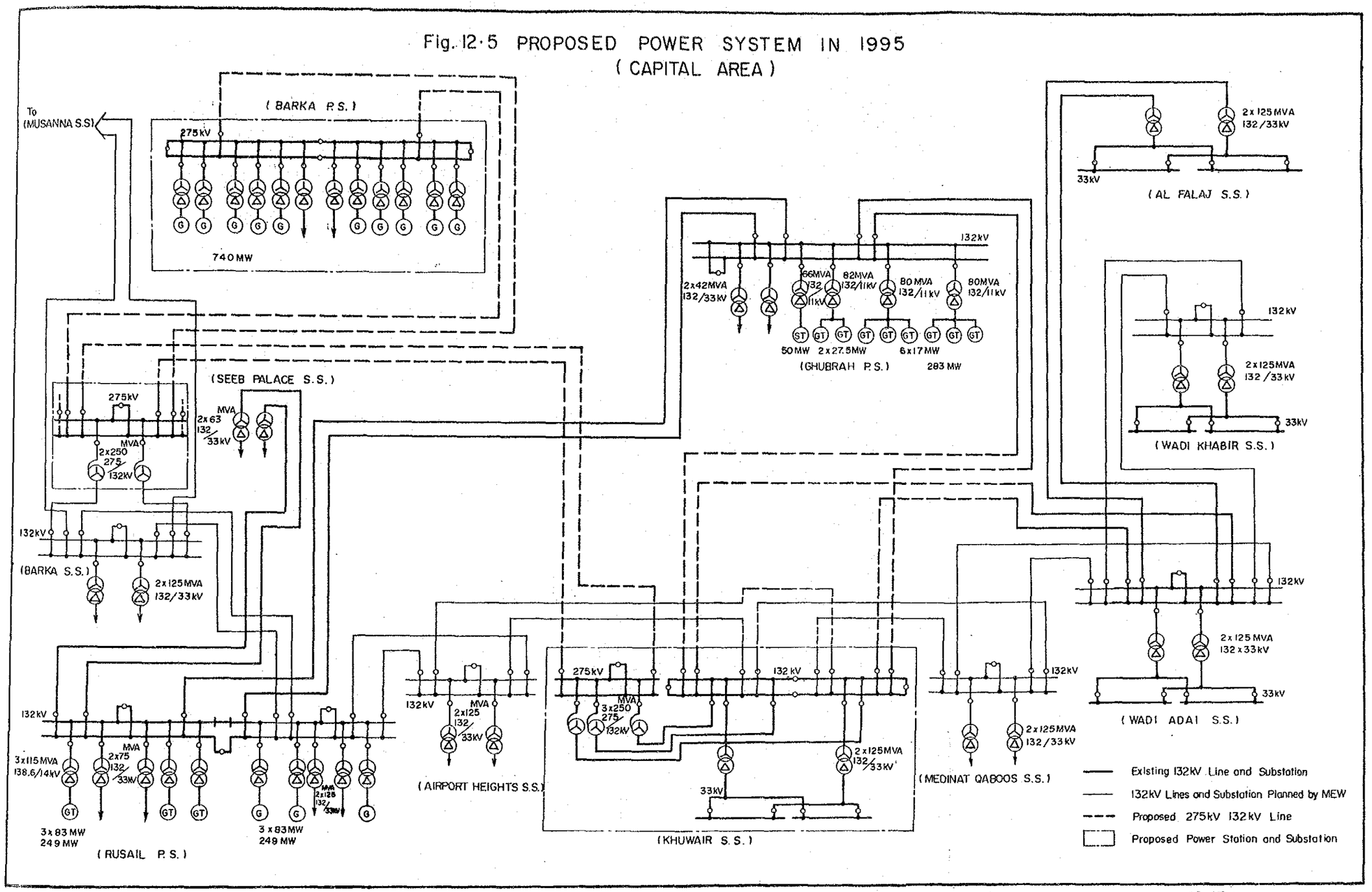
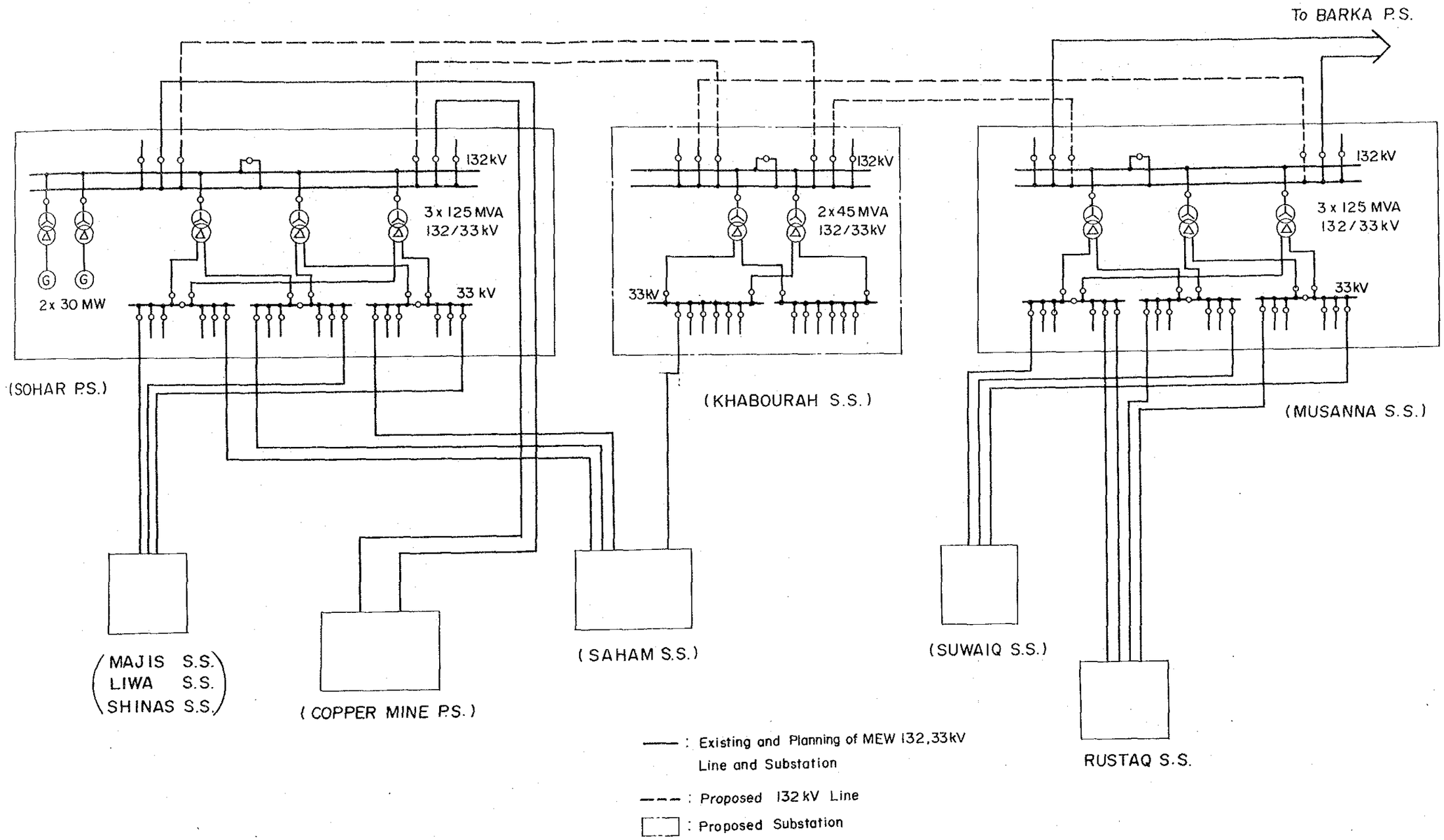


Fig. 12·6 PROPOSED POWER SYSTEM IN 1995
(BATINAH COAST AREA)



12.1.3 変圧器容量の決定

変圧器容量の決定に当たっては、供給区域の需要予測をベースとし系統解析による潮流状況，電圧変動率，事故時の対策を含めて経済性の検討を行い最終容量を決定した。

(1) 変圧器の標準容量はJEC 標準に合わせ 3相，30，45，100，(125)，150，200，250MVAを標準系列とした。 但し、(　　)は M.E.W. 標準値を示す。

(2) 各変電所の主要変圧器容量の選定にあたっては、系統解析及び経済計算に基づき、上記標準容量の中から選定した。

(3) 系統解析・経済計算の結果

1) Barka S.S. (275/132KV)

系統解析の結果（第13章参照）及び変圧器の適正な標準容量（12.2.1項(7)参照）を考慮して、1988年に250MVAを２台据付けることにした。

2) Khuwair S.S.(275/132KVA)

系統解析の結果及び変圧器の適正な標準容量を考慮して1988年末に250MVAを３台据付けることとした。

3) Khuwair S.S.(132/33KV)

経済計算の結果、Khuwair S.S.では 125MVA が最経済であるため125MVAを採用する。変圧器設置時期は1988年に２台据付けることにした。

4) Khabourah S.S. (132/33KV)

経済計算の結果、Khabourah S.S.では 30MVAが最経済であるが 45MVAについてもほとんど変わらないため、直列機器(CB,LS) や次期増設計画及び保守を考慮し 45MVAを採用する。

変圧器設置時期は1988年に２台据付けることにした。

12.2 変電設備概念設計

12.2.1 変電所の設計

(1) 設計基準

変電設備の設計に当たっては、次の事項を基本とし、又首都圏, Batinah海岸地方の既設設備の実態との調和, 協調をも十分考慮し設計した。

1) 将来の需要増加に対応出来ること。

2) 電圧変動を最小に抑えると共に供給信頼度の向上を計ること。

なお、設計基準については現在 M.E.W.が採用している現行基準に準拠し、11.2.1項に示す設計条件を採用した。

但し、この Feasibility Studyにおける変電所機器の選定に当たっては次の規格規準によった。

IEC : International Electrotechnical Commission

JEC : 電気学会電気規格調査会標準規格
Standard of the Japanese Electrotechnical Committee

JEAC : 日本電気協会電気技術基準調査委員会電気技術規程
Japan Electric Association Code

JCS : 日本電線工業会規格
Japanese Cable - maker's Association standard

(2) 供給信頼度の向上

変電所の停電は直接需要家の便益に影響を及ぼす事が多い。停電の要因は作業と事故に大別出来るが、極力これらによる作業時間を少なくすると共に事故の起きにくい設備にする必要がある。ここに、変電所の信頼度向上をはかるため次の検討対策を行うものとする。

1) 変電所の位置, 機器の仕様検討にあたっては計算機による検討の結果を反映させるものとする。

2) 耐雷対策としては絶縁協調の検討により経済的且つ信頼度の高いものとする。

3) 事故停電対策としては最適母線方式を選択する。

4) 275KV 線路事故時は、高速度再閉路させ供給信頼度の向上をはかる。

5) 砂嵐、砂塵について常時考慮すると共に、高温度対策も含め275kV 、132KV 機器共引込設備、変圧器を除き、屋内に収容する。

6) 変電所の排水については、大雨に伴うワジからの出水を配慮した整地を考慮する。

(3) 絶縁協調

1) 絶縁設計は雷サージから商用周波までの全領域に亘り、機器の絶縁レベルの協調をとることにより、設備を保護することを目的として次により設計した。

a) 内部異常電圧（開閉サージ，持続性異常電圧など）に対しては機器自体の絶縁性能により耐えるものとする。

b) 外部異常電圧（雷サージ）に対しては避雷器により保護する。

2) がいし種類及び連結個数の決定にあたっては前述のように、内部異常電圧による閃絡を起こさないことを前提にして耐雷対策を立てた。

(4) 基準衝撃絶縁強度（BIL）の設定

前述のとおり雷サージに対しては避雷器により保護を行うので、開閉サージに耐え、且つ雷サージに対して避雷器の保護性能と協調のとれる BILを選定する必要がある。即ち避雷器と被保護設備の雷サージに対する保護裕度を20%確保すれば、避雷器の 100%放電開始電圧の 1.2倍以上の BILが必要となる。132KV 及び 275KV回路で使用する機器のBIL は、既設機器の仕様及び JECを準用すれば以下の通りである。

公 称 電 圧 (KV)	132	275
避雷器定格電圧 (KV)	126	266
動作責務特性 (KA)	10	10
雷インパルス 100% 放電開始電圧 ① (KV)	383	808
制限電圧 (KV)	403	851
適用BIL ② (KV)	550	1050
保護レベルの裕度 ②−①／②×100 (%)	30	23

なお、今回の調査では IKL（Isokeraunic Level 年間の雷雨日数）の正確な統計は得られなかったが、Al Falaj S.S. の132KV 線路引込口の避雷器の動作回数が4年間に10～27回であり、IKL は20程度として検討した。

(5) 耐塩設計

がいしの選定に当たってはM.E.W.の基準「既設設備のがいし漏洩距離：45mm/KV（線路電圧）」相当の設計値を採用する。

がいしの選定にあたっては、既設機器のがいし漏洩距離に相当する実力を有する仕様とし、11.2.4項に示すaerodynamic typeがいしを使うものとした。なお、ブッシングについてもこれに準ずるものとする。この結果を下表に示す。

公称電圧 (KV)	がいし仕様	表面漏れ距離 (mm)	KV当り漏れ距離 (mm/KV)
132	Aerodynamic type 330mm φ×21	6,195	47
275	〃 380mm φ×37	12,580	46

(6) 母線方式の決定

母線方式を決定するにあたり回線数，定格電流容量，運用上の問題点をベースに現在 M.E.W. で採用している母線方式及び日本の主幹系統変電所で使われている母線方式を参考の上、次のようにした。

発変電所名		電圧	母線方式	備考
既設及び計画中	AL FALAJ S.S.	132(KV)	——	
	WAJI ADAI S.S.	〃	主・点検母線 (1CB)	
	GHUBRAH P.S.	〃	2 重母線 (1CB)	
	RUSAIL P.S.	〃	主・点検母線 (3CB)	
	SEEB PALACE S.S.	〃	——	
	BARKA S.S.	〃	2 重母線 (1CB)	
新設	BARKA P.S.	275	2 重母線 (4CB)	回線数が多い、又増設工事中の変則運用に対応しやすい
	BARKA S.S	275	2 重母線 (1CB)	
	KHUWAIR S.S.	275	2 重母線 (1CB)	
	〃	132	2 重母線 (4CB)	系統間連系に有利
	KHABOURAH S.S.	132	2 重母線 (1CB)	

Barka P.S.及びKhuwair S.S.に4CB 方式を採用したのは系統分離あるいは他系統との連系運用が容易に行え、増設工事中の変則運用についても対応性が優れること、大容量且つ母線の信頼度上有利な為である。

(7) 主要変圧器，しゃ断器，電力用コンデンサ

275/132KV 用変圧器については 275KV，132KV 回路各々中性点直接接地方式であり価格が２巻線変圧器に対し約80%で済むため経済性を考慮して単巻変圧器とする。

変電所に設置する負荷時電圧調整装置付変圧器による電圧調整機能として既設同様 +5 ～-15 %のタップを設けることとした。又、275/132KV 変圧器の標準容量については BARKA P.S. の規模，及び需要増加状況を考慮し250MVAを採用した。

しゃ断器のしゃ断容量は、第13章で検討した短絡容量計算により275KV,132KV 共に、31.5KAを採用した。この値は将来の系統容量に見合った値にしておく必要があり詳細設計時に再度見直すものとする。

電圧調整用の電力用コンデンサの設置については、計算機による検討の結果 Khuwair S.S.に 2×20MVA を設置するものとした。

(8) 防火対策

変圧器の防火対策については以下の対策を行うものとした。

大容量変圧器に対し

防爆設備として変圧器の３方をコンクリート壁で囲むBlast wall

消防火装置として水噴霧消火装置

油流出防止設備として油水流出防止堰

を設置する。

(9) 監視方式，給電運用

Khuwair，Barka,Khabourah各変電所の監視方式については、既設変電所に合わせ遠隔監視方式とし Medinat Qaboos S.S.から常時監視することとした。これにより技術員は各駐在所から断続的に変電所に出向き変電所の保守及び機器の操作を行うこととなる。

なお、Barka P.S.， Copper mine P.S. 及び Sohar P.S. の運開時には Ghubrah P.S.，Rusail P.S.と合わせ大容量火力発電所５ケ所が１つの電力系統で運用することになる。ここに電力系統の経済運用，事故作業対応等を効率的に処理するため自動給電システムを導入すべきである。 M.E.W. の意向によれば中央給電指令所を

Medinat Qaboos S.S.に設置する計画であり、このため各発変電所より下記情報を搬送回線によりMedinat Qaboos S.S. に送信するものとした。

監視項目	監視対象要素	対象発変電所
開閉表示	275kV, 132kV回路遮断器	発変電所
〃	275kV, 132kV回路断路器	〃
監視計器、記録	総合発生電力	発電所
〃	275kV, 132kV線路有効無効電力	受電電力とし、片側を監視
〃	275/132kV,132/33kV変圧器汐流	変電所
〃	系統周波数	主要発変電所
〃	系統電圧	〃
〃	33kV側総合負荷	発変電所
故障表示	保護継電器動作	無人変電所

(10) 保護装置

保護方式は故障しゃ断範囲の極限化，主回路設備方式との協調，信頼性などを主体に選定し、これが M.E.Wの送電系統の実態に則したものでなければならない。更に、無保護区間を生じないよう配慮する。

送電線用保護装置の概要は以下の通りである。

対象となる送電系統は直接接地系であり、次に示す４つの保護機能により構成されるものとする。

・短絡主保護
・地絡主保護
搬送継電方式 ： 方向距離継電方式

・短絡後備保護
・地絡後備保護
方向距離継電方式 ＋ 過電流継電方式

なお、送電線路の故障発生時における故障除去に要する時間は次の通りである。