

## 9.4 MSF法の概念設計

### 9.4.1 設計基本条件

#### (1) コンデンサーチューブ配列の型式

短管式を採用する。

#### (2) スケール防止方式

薬剤注入法の高温型を採用する。循環ラインの最高温度は、最近の技術水準を考慮して107℃とする。

スケール除去方式としては、連続運転中の操作が可能なボールクリーニング方式を採用する。

#### (3) 造水比

造水比は8を採用する。この理由は付録9.3に記載した。

#### (4) ブライン循環ポンプの駆動方式

1985年F/Sでは電動機駆動方式が採用されたが、グブラNo.5ユニットでは蒸気駆動方式が採用されている。

他のプラント実例では電動機駆動方式が多く、信頼性も高いことから今回は電動機駆動方式を採用する。

#### (5) 濃縮比

1985年F/SおよびグブラNo.5ではブライン中のTDSはほぼ65,000 mg/lであり、本計画でもこの値を採用する。

#### (6) 蒸発缶段数

熱回収部20段、熱放出部3段、合計23段を採用する。

## (7) 蒸発缶階数

MSF法の蒸発缶は、1階建と2階建の両型式があり、いずれも一長一短がある。

2階建は第一段と最終段が同じ側にあつて運転監視が比較的しやすく設置面積も小さくて済むが、一方では配管系統が複雑となり、維持管理がやや困難である。

本プラントでは敷地面積が十分あることも考慮して、維持管理がしやすい一階建を採用する。

### 9.4.2 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	254,000 m <sup>3</sup> /d
ユニット数	31,800 m <sup>3</sup> /d × 8 ユニット
作動方式	ブライン再循環式
スケール防止方式	高温用スケール制御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
造水比	8.0
循環ブライン最高温度	107℃

### 9.4.3 プロセスの概要

#### (1) プロセスフロー

プロセスフローを図9.4.1に示す。

海水は、取水口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。給水海水の一部は、エゼクターのコンデンサー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、このエゼクターは、蒸発缶内の不凝縮性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。

蒸発缶最終段階に至ったブラインの大部分は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、ブラインヒーターに送られて、さらに加熱される。ブラインヒーターを出たブラインは、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、ブラインブローダウンポンプにより系外に放出される。

発電プラントの蒸気タービンから供給される中圧蒸気はエゼクターに、また、低圧蒸気はブラインヒーターにそれぞれ送られる。

ブラインヒーター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に返送される。

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な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。

## （2）後処理設備

後処理設備は貯水槽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ろ過器である。

海水淡水化プラントの各ユニットからの生産水は、生産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。

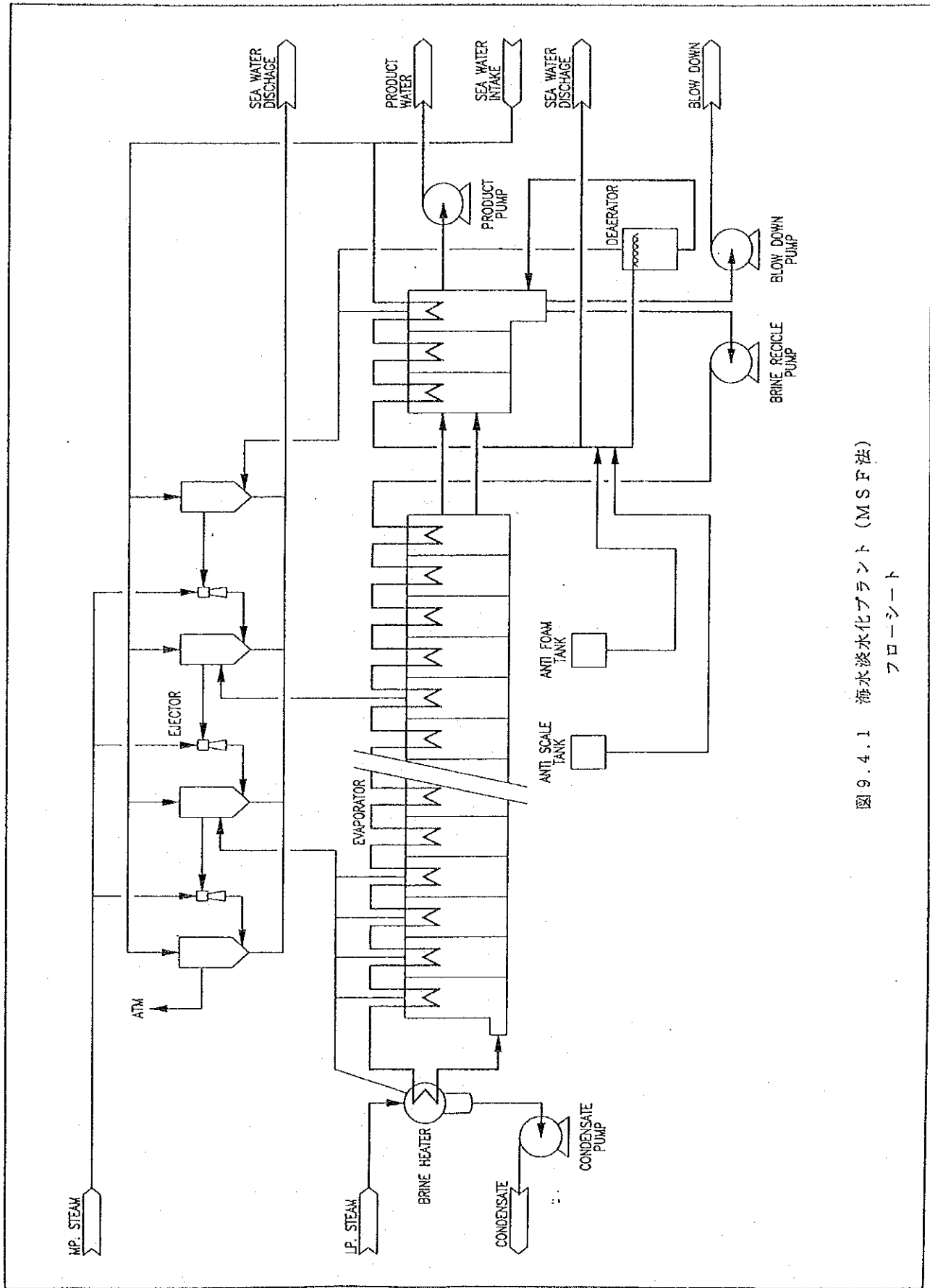


図 9.4.1 海水淡水化プラント (MSF 法)

フローシート

次に、炭酸ガスを吸収した生産水は石灰石固定床ろ過器に送られ、ここで生産水中の炭酸成分と石灰石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7.0～8.5に調整する。

#### 9.4.4 機器仕様（1ユニット当たり）

##### （1）海水淡水化プラント（8ユニット）

##### 1）蒸発缶本体

##### ① 熱回収部

型 式	短管式長方箱型
段 数	20段
主要部材質	
銅板および隔壁	
1～6段	鋼板+316Lステンレスクラッド
7～20段	鋼板+コーティング
伝熱管	
1～4段	70/30キュープロニッケル
5～20段	アルミプラス
管 板	90/10キュープロニッケル
水 室	鋼板+90/10キュープロニッケルクラッド

##### ② 熱放出部

型 式	短管式長方箱型
段 数	3段
主要部材質	
銅板および隔壁	鋼板+コーティング
伝熱管	チタン管
管 板	90/10キュープロニッケル
水 室	鋼板+90/10キュープロニッケルクラッド

## 2) プラインヒーター

型式	横型シェルアンドチューブ式
数量	1基
主要部材質	
胴板	鋼板
伝熱管	70/30キュープロニッケル
管板	70/30キュープロニッケル
水室	鋼板+90/10キュープロニッケルクラッド

## 3) 脱気装置

型式	真空式充填塔方式
数量	1基
脱気性能	溶存酸素量 20 ppb以下
主要部材質	
胴体	鋼板+316Lステンレスクラッド

## 4) 主要ポンプ

### ① プライン循環ポンプ

型式	堅型斜流バレル型
数量	1基
容量	15,000m <sup>3</sup> /h
全揚程	50m
原動機	電動機
主要部材質	
ケーシング	ニレジスト鋳物
インペラー	ニレジスト鋳物
主軸	316Lステンレス
バレル	FRP

### ② ブローダウンポンプ

型式	堅型斜流バレル型
数量	1基
容量	2,000m <sup>3</sup> /h

全揚程	20m
原動機	電動機
主要部材質	
ケーシング	ニレジスト鑄物
インペラー	ニレジスト鑄物
主軸	316Lステンレス
バレル	FRP

③ 生産水ポンプ

型式	縦型斜流式
数量	2基(常用1基、予備1基)
容量	1,500m <sup>3</sup> /h
全揚程	30m
原動機	電動機
主要部材質	
ケーシング	ステンレス鑄物
インペラー	ステンレス鑄物
主軸	ステンレス鋼

④ コンデンセートポンプ

型式	横型渦巻ポンプ
数量	2基(常用1基、予備1基)
容量	190m <sup>3</sup> /h
全揚程	35m
原動機	電動機
主要部材質	
ケーシング	鑄鉄
インペラー	ステンレス鑄物
主軸	ステンレス鋼

## 9.5 RO法の概念設計

### 9.5.1 設計基本条件

#### (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建設段階は、需要量の増大に応じて4段階程度が適当と想定され、全容量254,000m<sup>3</sup>/dに対し63,600m<sup>3</sup>/dを1つのユニットと考えられる。

その1つのユニットに関しては、ROモジュールおよび高圧ポンプの容量を考慮して、ROモジュールおよび高圧ポンプは8系列とする。

#### (2) 前処理装置

原海水中のSSの付着によるROモジュールの劣化を防止するため、SSを除去する必要があり、直接凝集ろ過によって処理する。

この前処理装置の中心となる砂ろ過装置には、重力式と圧力式があり、大型設備ではほとんどが重力式を採用しており、本プラントでも重力式を採用する。

なお、前処理装置では他に塩素殺菌やpH調整等の水質調整を行なう。

#### (3) 回収率

RO法の場合、海水の持つ浸透圧に逆らって膜に水を浸透させるので、海水の浸透圧の大きさによって設備の大きさやエネルギー消費量が変化する。回収率は、次式のように定義されている。

$$\text{回収率 (\%)} = \frac{\text{脱塩海水量 } \text{m}^3/\text{d}}{\text{供給海水量 } \text{m}^3/\text{d}} \times 100$$

この回収率は、RO法が採用された当初は膜の耐圧力が低く、また石膏(CaSO<sub>4</sub>・2H<sub>2</sub>O)スケール生成の懸念もあり35%程度であったが、その後の技術の進歩とともに向上し、40%を超える実施例も多い。スールのRO法プラントでは、40%の回収率が採用されている。オマーンの海岸の水の塩分はアラビア湾や紅海の水と比較して低く、この点からも40%の回収率は適切と判断し、概念設計に採用する。



#### (4) エネルギー回収

RO法では海水を60kg/cm<sup>2</sup>G程度まで加圧するが、ROモジュール出口でもこの圧力がほとんど残っているので、一般に大型プラントでは回収タービンを設けてエネルギーを回収している。

今回もエネルギー回収を行なうこととする。

### 9.5.2 プラント仕様

#### (1) プラント仕様

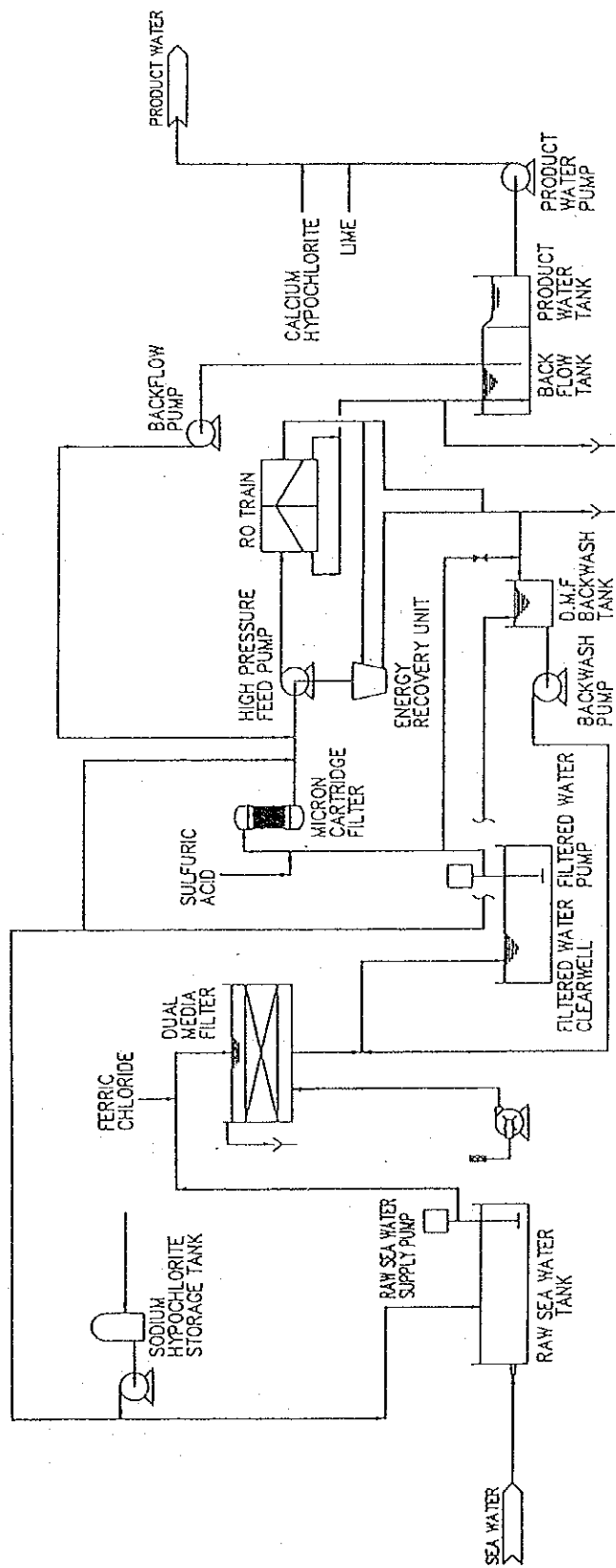
- ・ 淡水生産能力 254,000m<sup>3</sup>/d
- ・ これを4つの建設段階に分けるものとし、それぞれを「ユニット」と仮称すれば
  - 1ユニット当りの淡水生産能力 63,600m<sup>3</sup>/d
- ・ 前処理 塩素処理  
重力式砂ろ過（凝集ろ過）  
pH調整  
安全フィルター（カートリッジフィルター）
- ・ 高圧ポンプ（1ユニット当り） 950m<sup>3</sup>/h×8基  
エネルギー回収タービン（1体型）
- ・ ROモジュール（1ユニット当り） 8トレーン
- ・ 後処理 塩素注入  
Ca(OH)<sub>2</sub>によるpH調節

#### (2) 主な運転条件

- ・ 塩素注入量 1～2 ppm as Cl<sub>2</sub>
- ・ 砂ろ過ろ速 8 m/h以下
- ・ 前処理水 FI 3以下
- ・ 高圧ポンプ圧力 最大 70kg/cm<sup>2</sup>G
- ・ 回収率 40%
- ・ 所要電力 7.2 KWh/m<sup>3</sup>以下

### 9.5.3 プロセスの概要

プロセスフローを図9.5.1に示す。



DESALINATION PLANT  
(RO PROCESS)  
FLOW SHEET

図 9.5.1 海水淡水化プラント (RO法)  
フローシート

RO法海水淡水化プラントは前処理装置、逆浸透装置、後処理装置の3つのセクションより構成される。

供給海水はまず滅菌のために塩素で前処理され、塩化第二鉄等が注入された後、砂ろ過器（2層ろ過器）に送られる。

原海水中の懸濁物質はこの砂ろ過器で除去される。砂ろ過器は2層より成り、上部はアンストラサイト、下部は細砂の層である。なお、この砂ろ過器を定期的に自動的に逆洗できるように設計されている。ろ過海水にpH調査用の硫酸の注入および残留塩素の中和用の還元剤の注入を行なう。

前処理された海水は安全フィルターに送られる。この安全フィルターは、メンブレンへの付着を防ぐために、海水中に含まれている極く微細な粒子を除去する。安全フィルターで処理されたろ過水は、高圧ポンプで60~70kg/cm<sup>2</sup>G程度に加圧されて逆浸透モジュールに供給され、そのうちの約40%がメンブレンを通過して淡水となる。一方、残りに60%は濃縮海水となって排出されるが、動力回収タービンにより、濃縮海水の圧力エネルギーを回転動力として回収し、高圧ポンプ駆動用の電動機の補助動力として使用し、省エネルギー化を図る。淡水化によって得られた水は、飲料水にほとんど適しているが、pH調整のための消石灰の注入および滅菌のための塩素注入を行なう。

#### 9.5.4 機器仕様（1ユニット当り）

1ユニット当りの淡水生産能力      63,600m<sup>3</sup>/d

##### （1）ROモジュール

型 式	ホローファイバー型またはスパイラル型
トレーン数	8
運転圧力 (max.)	70 kg/cm <sup>2</sup>
主要部材質	メーカー仕様による

##### （2）砂ろ化槽

型 式	重力式
セル数	14
濾 材	アンストラサイト、細砂
主要部材質 (本体)	鉄筋コンクリート+内面コーティング

(3) 安全フィルター

型式	型式、カートリッジ式
数量	10基 (常用8基、予備2基)
主要部材質	
本体	FRP
エレメント	ポリプロピレン

(4) 主要ポンプ

1) 海水ポンプ

型式	堅型斜流式
数量	3基 (常用2基、予備1基)
容量	3,800m <sup>3</sup> /h
原動機	電動機
全揚程	20m
主要部材質	
ケーシング	ステンレス鋳物
インペラー	ステンレス鋳物
主軸	ステンレス鋼

2) ろ過水用ポンプ

型式	堅型斜流式
数量	3基 (常用2基、予備1基)
容量	3,800m <sup>3</sup> /h
原動機	電動機
全揚程	40m
主要部材質	
ケーシング	ステンレス鋳物
インペラー	ステンレス鋳物
主軸	ステンレス鋼

3) 高圧ポンプ

型式	横型遠心式
数量	8基
容量	950m <sup>3</sup> /h
原動機	電動機

全揚程	700 m
主要部材質	
ケーシング	ステンレス鋳物
インペラー	ステンレス鋳物
主    軸	ステンレス鋼

#### 4) エネルギー回収タービン

型    式	フランス式
数    量	8基
容    量	570m <sup>3</sup> /h
圧    力	入口 570m 出口 50m
主要部材質	
ケーシング	ステンレス鋳物
インペラー	ステンレス鋳物
主    軸	ステンレス鋼

#### 5) 生産水ポンプ

型    式	横型渦巻式
数    量	3基(常用2基、予備1基)
容    量	1,520m <sup>3</sup> /h
原動機	電動機
全揚程	40m
主要部材質	
ケーシング	ステンレス鋳物
インペラー	ステンレス鋳物
主    軸	ステンレス鋼

#### (5) 薬品添加装置

Cl<sub>2</sub> 注入  
 FeCl<sub>3</sub> 注入  
 凝固剤注入  
 H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> 注入  
 重亜硫酸ソーダ注入

## 第10章 送水設備の概念設計



## 第10章 送水設備の概念設計

### 10.1 設計方針

既存設備の現状およびマスタープランを踏まえ、バルカプラント構内に設置する貯水槽、ポンプステーション、およびバルカからの主送水管に関し概念設計を行なう。

設計に際しては次の点に配慮する。

- (1) 全体として調和のとれたものにすること。
- (2) 構造上安全で、水理的な諸条件を満たし、必要な能力を備えていること。
- (3) 水質上安全であること。
- (4) 法令や基準に準拠していること。
- (5) 経済性に配慮し、施工および維持管理が有利であること。
- (6) 主送水管の建設についてはコスト面や環境への影響を配慮し、建設計画を立てる。

### 10.2 送水計画

#### 10.2.1 概念設計の範囲

バルカプラント構内に設置する貯水槽、ポンプステーションおよびバルカプラント構からの主送水管についての概念設計を行なう。

なお、南パティナへの送水計画に関しては10.4に記述する。

#### 10.2.2 送水地区

MEWのマスタープランによれば、「図10.2.1 送水システム開発計画」および「表10.2.1 既存および新設予定の貯水場」に示すように、特にグブラ以西地区の発展が見込まれており、将来水需要の著しい増大が予測されている。

マスタープランでは、将来の2大水源であるグブラとバルカの海水淡水化プラントの生産水の供給地域を、グブラからの生産水は東地区および中央地区に、また、バルカからの生産水は西地区とに大別している。

この両プラントからの水供給構造（供給区域）は当然のことながら淡水化プラントの能力、特にバルカプラントの段階的能力増大に伴ない逐次変わっていくものと考えら



れる。バルカプラントのユニット容量を63,600m<sup>3</sup>/dと想定するとき1～2ユニット稼働の段階では、西地区の一部はグブラからの生産水でカバーする必要がある。バルカプロジェクトの最終段階ではバルカプラントの生産水は西地区のみならず中央地区にまで供給されることになると考えられる。

### 10.2.3 送水管の計画

送水管を流れる水量は次の諸要因で決まる。

- 水源（ポンプや水槽）の静圧
- 水源と目的地点との標高差
- 配管の内径
- 配管、フィッティング、弁等の摩擦損失水頭

#### (1) 摩擦損失水頭の算出

多くの計算式があるが、一般に送水管関係にはHazen-Williamsの式が用いられている。

$$h_f = \frac{6.78 L}{D^{1.165}} \left[ \frac{V}{C} \right]^{1.85}$$

- ここに、 $h_f$  : 摩擦損失水頭 (m)  
L : 管路の長さ (m)  
D : 管の径 (m)  
V : 平均流速 (m/s)  
C : 流速係数

#### (2) 配管径の決定

摩擦損失水頭およびポンプと目的地点との標高差等により配管径が決められる。

表10.2.2に送水管の各区間の配管径および送水コストを示す。

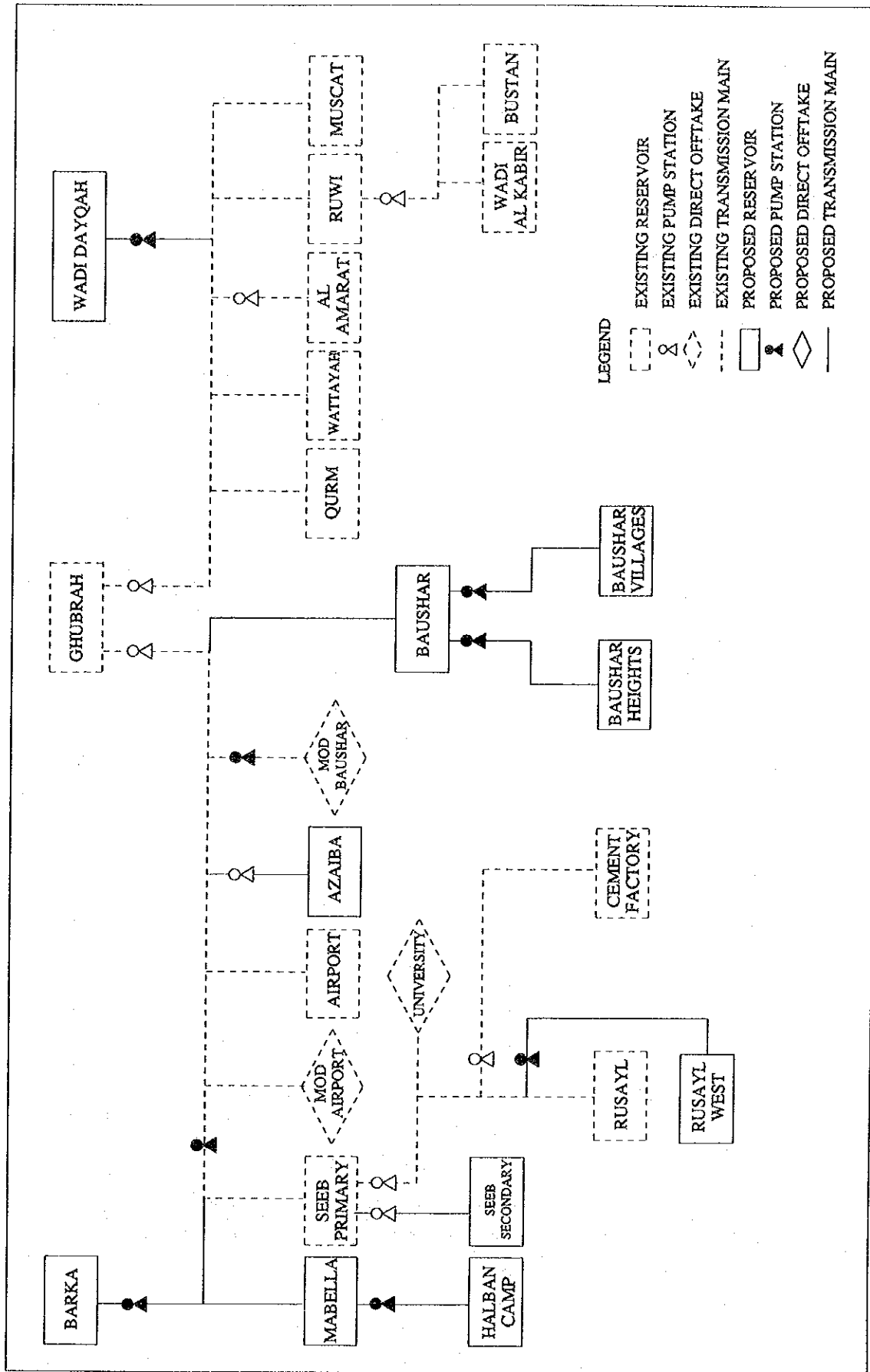


図10.2.1 送水システム開発計画  
 (出所: Water Supply Master Plan for Muscat)

表 1 0 . 2 . 1 既存および新設予定の貯水場

RESERVOIR	STATUS	EXISTING CAPACITY (m3)	T.W.L (m)	B.W.L. (m)	2010 DESIGN DEMAND (m3/d)	ADDITIONAL CAPACITY REQUIRED (m3)
<b>EASTERN SYSTEM :</b>						
Qurm	Existing	18,000	32.0	77.0	32,958	14,958
Qurm II	Existing	5,000	97.0	92.0	5,000	
Wattayah	Existing	9,000	75.0	70.0	13,313	4,313
Ruwi (G.Muttrah)	Existing	18,000	70.0	65.0	32,106	14,106
Muscat	Existing	18,000	70.5	65.5	20,130	2,130
Al Kabir	Existing	3,000	117.0	112.0	9,835	6,835
Bustan	Existing	3,000	55.0	51.0	3,066	66
Al Amarat	Under Const.	5,000	213.0	208.0	22,488	17,488
<b>SUBTOTAL EAST</b>		<b>79,000</b>			<b>138,896</b>	<b>59,896</b>
<b>CENTRAL SYSTEM</b>						
Baushar	Proposed	0	47.5	42.5	49,808	49,808
Baushar His	Proposed	0	85.0	80.0	3,602	3,602
Baushar Villages	Proposed	0	125.0	120.0	3,602	3,602
<b>SUBTOTAL CENTRAL</b>		<b>0</b>			<b>57,012</b>	<b>57,012</b>
<b>WESTERN SYSTEM :</b>						
Airport	Existing	10,000	52.0	47.0	9,936	(64)
Azaiba	Proposed	0	85.0	80.0	5,016	5,016
Seeb	Existing	18,000	39.5	34.5	36,264	18,284
Mabella	Proposed	0	39.5	34.5	38,130	38,130
Seeb Secondary	Proposed	0	65.0	60.0	26,620	26,620
Rusayl	Existing	5,000	135.0	130.0	11,844	6,844
Rusayl West	Proposed	0	170.0	165.0	5,544	5,544
C. Factory	Existing	5,000	203.0	198.0	1,464	(3,536)
Halban	Proposed	0	90.0	85.0	4,005	4,005
MOD Airport	N/A	—	—	—	9,972	9,972
SQ University	N/A	—	—	—	4,240	4,240
MOD Baushar	N/A	—	—	—	2,628	2,628
<b>SUBTOTAL WEST</b>		<b>38,000</b>			<b>155,683</b>	<b>117,683</b>
<b>TOTAL</b>		<b>117,000</b>			<b>351,591</b>	<b>234,591</b>

NOTE : ( ) INDICATES SURPLUS

N/A-INDICATES THESE SYSTEMS ARE SUPPLIED BY A DIRECT CONNECTION TO MEW SUPPLIES, MEW IS NOT RESPONSIBLE FOR FUTURE EXPANSION OF THESE SYSTEMS.

(出所 : WATER SUPPLY MASTER PLAN FOR MUSCAT)

表 1 0 . 2 . 2 送水管建設費および動力費

Assumption

Depreciation Rate 0.02

Power Cost Rate 0.014 R.O./KWh

	Barka		Mabella		Seeb Res.		Mowallah	
	Mabella	Seeb Res.	Mabella	Seeb Res.	Mowallah	Ghubrah	Mowallah	
Pipe Length	17	13	13	22	13	22	22	
Height from Sea Water Level	39.5	39.5	39.5	65	65	65	65	
Flow rate	200,000	160,000	160,000	70,000	70,000	70,000	70,000	
Velocity	1.50	1.20	1.20	1.03	1.03	1.03	1.03	
Pipe Dia.	1.40	1.40	1.40	1.00	1.00	1.00	1.00	
Pipe Installation Cost	570	570	570	0	0	0	0	
Press. Loss	1.64	1.08	1.08	1.21	1.21	1.21	1.21	
Total Press. Loss	27.83	14.04	14.04	15.75	15.75	15.75	-	
Calculated Pump Head	67.33	0	0	30.08	30.08	30.08	-48.59	
Designed Pump Head	100.00	0.00	0.00	100.00	100.00	100.00	-	
Pump eff.	0.75	0	0	0.75	0.75	0.75	-	
Pump Power	3,027	0	0	1,060	1,060	1,060	0	
Energy Consumption	0.363	0.000	0.000	0.363	0.363	0.363	0	
Investment Cost	9.69	7.41	7.41	0.00	0.00	0.00	0.00	
Investment Cost	2.95	2.17	2.17	0.00	0.00	0.00	0.00	
Energy Cost	5.09	0.00	0.00	5.09	5.09	5.09	0	
Total Cost	8.04	2.17	2.17	5.09	5.09	5.09	0	

## 10.2.4 送水管ルート

### (1) 送水管ルートの設定

バルカサイトからモワラに至る主送水管は、マスカット～ソハール間の幹線道路沿い（国道1号線）に埋設するものとする。この送水管はモワラにおいて、既設の送水管（モワラ～グブラ貯水場間）に接続する。バルカサイトからの国道1号線までの間の約4kmについては、既設道路沿いおよび本プラントのアクセス道路沿いに埋設する。

全ルートの90%以上を占める幹線沿いのルートには道路に沿って送水管の埋設に十分な空地があり、また、埋設管の維持管理にも有利である。

### (2) 送水管ルートの地形、地質

ルート全線にわたりほぼ平坦な地形であるが、計画にあたり下記の点を考慮する必要がある。

#### 1) 標 高

送水管ルートの標高は、送水圧力に深く関係するので、その調査確認が必要である。

バルカ～モワラ～グブラのルートの最高点は標高約15mであるが、グブラはバルカサイトと同じレベルである。また、シーブ空港地区およびパウシャ地区等には標高50mの地点もある。

#### 2) 道路およびワジ横断

送水管ルート上には横断しなければならない舗装道路があるので、管理設工事中には特別の配慮が必要である。

#### 3) 地 質

全ルートにわたり表面の地質は砂質または土質であり、送水管埋設に大きな障害はないと予想される。しかし、工事施工に際しては試し掘りなどを行なって地質のみならず、その他の地下埋設障害物等の存在を調査する必要がある。

### 10.3 貯水・送水設備

#### 10.3.1 貯水設備

##### (1) 貯水能力

バルカサイトに設置する貯水設備の貯水能力は、MEWのガイドラインに沿って海水淡水化プラントの生産水量の1日分である254,000m<sup>3</sup>とし、この貯水設備によりプラントの運転状態の変動および送水量の変動を吸収させる。

##### (2) 構造

維持管理が容易であり、外気温の影響も受けにくいように半地下式鉄筋コンクリート構造とし、換気口、排水設備等を設け、底面には排水勾配をつける。

##### (3) 仕様

貯水量 : 31,800m<sup>3</sup> × 2槽 × 4組  
寸法 : 100m × 107m (2槽当たり)  
平均水深 : 6m

#### 10.3.2 ブレンディング

海水淡水化プラントにはブレンディングのための後処理設備が必要である。この後処理設備は、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ある。

なお、ブレンディングのための地下水の利用については、下記理由によりバルカサイトでの適用は難しい。

- バルカの近くで地下水水源の利用の可否が不明である。
- 水質維持のため地下水の揚水量は制限されている。

淡水化プラントサイトでのブレンディングが望ましいが、これが不可能であれば主送水管でのブレンディングを行なうことになる。

#### 10.3.3 送水水質

送水水質は、“Omanian Standard No.8 Drinking Water”に従うものとする。

#### 10.3.4 送水ポンプ

##### (1) ポンプステーション

貯水設備の近傍に地下式ポンプステーションを設け、10台の単段渦巻ポンプを設置する。

ポンプステーションには運転室、電気室、事務室を設ける。また、ポンプの維持管理、補修のためにクレーンを設ける。

##### (2) 送水ポンプ

送水量の変動、ポンプの維持管理を考慮してポンプ10台（常用8台、予備2台）を設置する。ポンプの運転は全自動制御とする。

仕 様	型 式	: 単段渦巻ポンプ
	揚 水 量	: 1,460 m <sup>3</sup> /h
	全 揚 程	: 100m
	回 転 数	: 1,000 rpm
	原 動 機	: 電動機 640KW
	主要材質	: ケーシング 鋳鉄
		インペラー ステンレス鋳鉄
		主 軸 ステンレス鋼

#### 10.3.5 送水管

##### (1) 送水管のルート

送水管のルートを図10.3.1に示す。

##### (2) 管材料の選定

送水管の材質は、送水管の布設距離が長いこと、重要な設備であること、耐久性が要求されること、また水質に対する安全性、送水管の施工性、維持管理性等、多面的な具備条件を満足するよう決定する必要がある。

送水管としては、セメントライニングダクタイル鋳鉄管、ライニング鋼管、鉄筋コンクリート管、合成樹脂管などが考えられるが、現在最も実績が多く、信頼性があるセメントライニングダクタイル鋳鉄管を採用する。

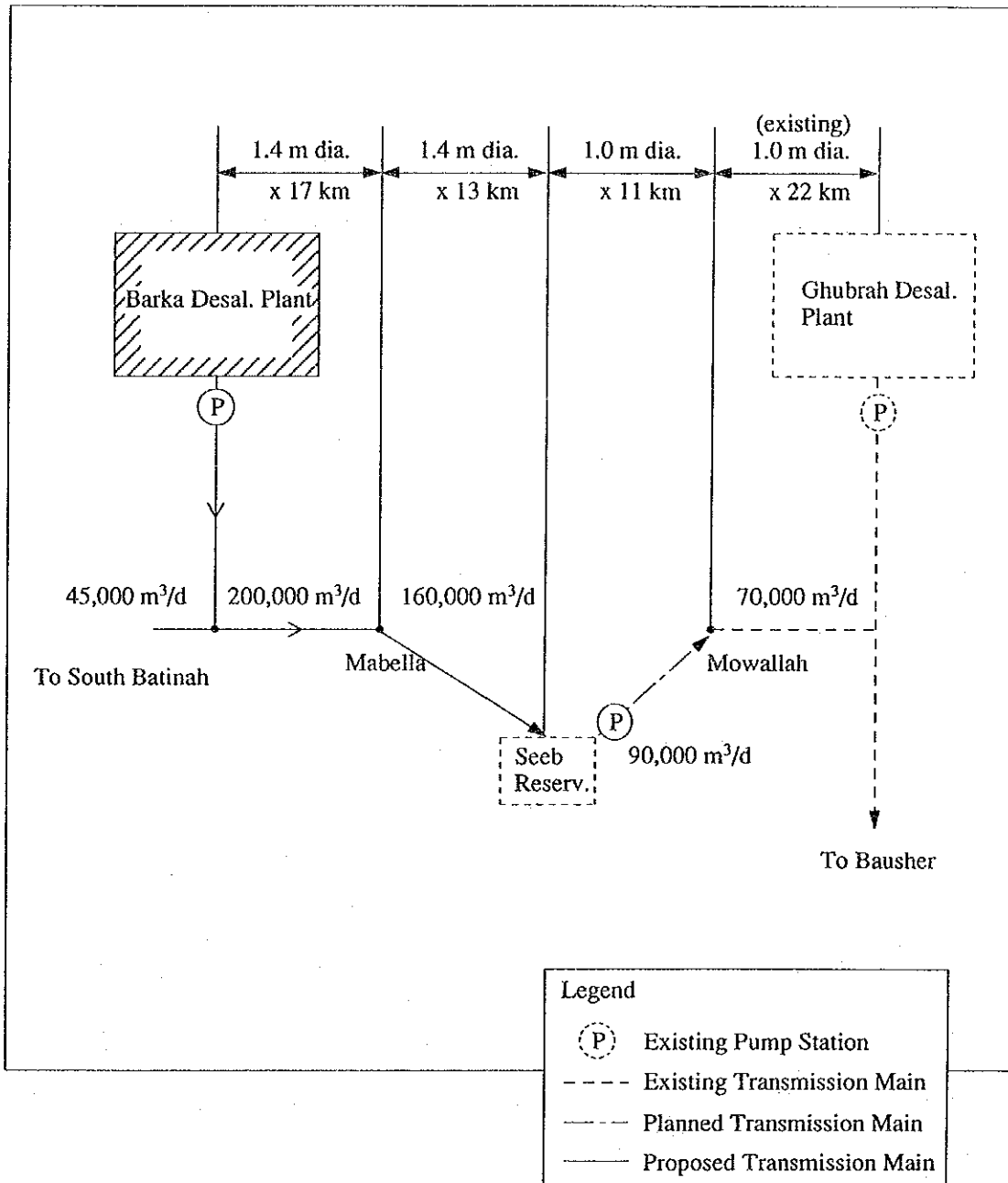


図10.3.1 送水管ルート図



(3) 仕様

- 管種 : セメントライニングダクティル鋳鉄管  
 [ ISO 2531 K-9, T-type または  
 JIS G-5526 T-type Class-3 または同等品 ]
- 外面 : 亜鉛スプレー+タールエポキシ+ポリエチレンスリーブ
- 内面 : セメントモルタルライニング

10.4 南バティナへの送水計画

南バティナ地方は水の需要地が給水源より離れており、場所によっては標高の高い所もある。上記の点を留意して概念設計を実施する。

10.4.1 送水計画

(1) 送水地区

バルカの海水淡水化プラントの生産水の一部を南バティナ（バルカ、ナカール、アル・マスナー、ルスタック、アワビ）の地区に送水する。

この地区の人口、2010年における水需要予測、位置・標高等については、表10.4.1を参照のこと。

表10.4.1 南バティナ地方の主要データ

項目	地区	バルカ	ナカール	アル・マスナー	ルスタック	アワビ	Total
	単位						
Population in Dec. 1993		61,164	12,570	45,414	59,379	8,488	187,015
Aproximate Design Demand at 2010	m <sup>3</sup> /d	15,000	3,000	11,000	14,000	2,000	45,000
Distance from Barka Plant	km	7	42	43	94	100	
Height from Sea Water Level	m	10	200	10	400	500	
Estimated Construction Cost	Million R.O.	0.42	3.41	2.69	7.41	2.36	16.30
Transmission Cost depreciation	Baiza/m <sup>3</sup>	1.7	69.3	14.9	32.2	71.9	
Transmission Cost Power	Baiza/m <sup>3</sup>	5.1	30.6	10.7	52.0	60.0	
Transmission Cost Total	Baiza/m <sup>3</sup>	6.8	99.9	25.6	84.2	131.9	

## (2) 送水管のルート

図10.4.1に送水管ルート案を示す。

ルートは2つの系統に分けられる。すなわち、

ルートA : バルカ淡水化プラント → バルカ → ポイント"A" → ナカール

ルートB : ポイント"A" → ポイント"B" → アル・マスナー

↳ ルスタック → アワビ

## 10.4.2 送水計画

### (1) ポンプステーション

南バティナでは送水管の距離が長く標高の高い所もあるため、標高差約100m毎にポンプステーション（小規模のリザーバーを含む）を設置することが必要である。

### (2) 送水管の仕様

10.3.5項に準ずる。

## 10.4.3 送水コストの試算

下記の条件のもとで、送水コストを算出した。

(1) すべての送水設備の建設費の単価は次の如く想定した。

配管径 (mm)	単価 (RO/m)
500	180
400	132
300	108
200	84

(2) 個々のラインの建設費とポンプ運転動力費の計算結果を表10.4.2に示す。

(3) この値を全体として集計。各地域への送水のコストは水の消費量に応じて合計コストを分担するという考え方で算出した。その結果を表10.4.1に示す。

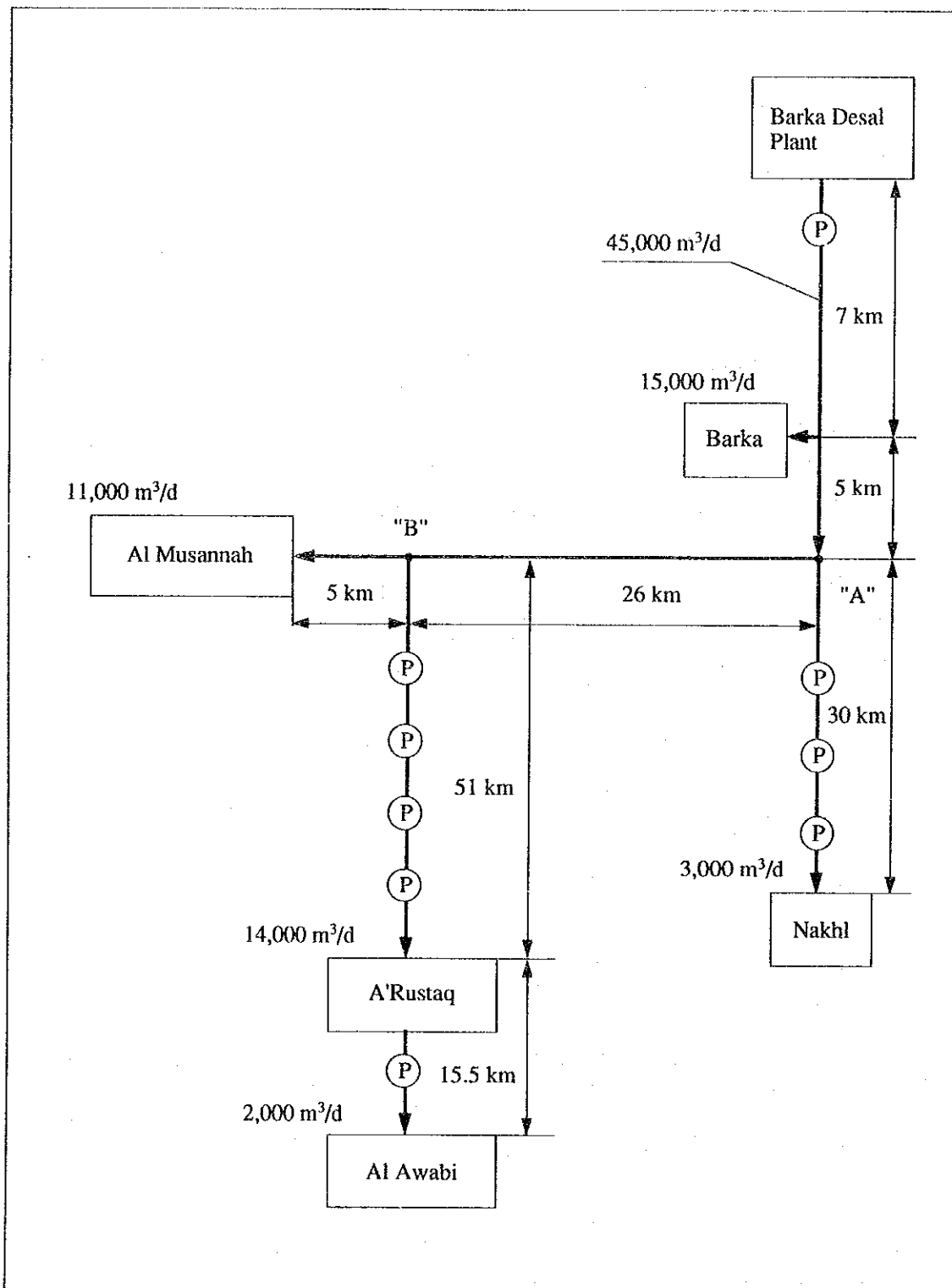


図10.4.1 送水管ルート図 (南パティナ)

表1.0.4.2 送水管建設費および動力費（南バテイナ）

Route		A					B			Total
Pipeline From	Unit	Barka Plant	Barka	A	A	B	Musannah	Rustaq	Rustaq	
To		Barka	A	Nakhl	B	Rustaq	Al Awabi			
Pipe Length	km	7	5	30	26	5	51	15.5	139.5	
Design Flow Rate	m <sup>3</sup> /d	45,000	30,000	3,000	27,000	11,000	16,000	2,000	45,000	
Velocity	m/sec	1.84	1.23	0.49	1.11	1.01	1.47	0.74	-	
Pipe Dia.	m	0.6	0.6	0.3	0.6	0.4	0.4	0.2	-	
Designed Pump Head	m	100	0	400	0	0	650	120	-	
Energy Consumption	kWh/t	0.364	0	1.824	0.4	0	2.952	0.552	-	
Investment Cost	M.R.O.	1.26	0.90	3.24	3.43	0.66	5.51	1.30	16.30	
Transmission Cost Depreciation	Baiza/m <sup>3</sup>	1.70	1.83	65.75	7.74	3.65	20.96	39.63	-	
Transmission Cost Power	Baiza/m <sup>3</sup>	5.09	0	25.54	5.60	0	41.33	7.73	-	
Transmission Cost Total	Baiza/m <sup>3</sup>	6.80	1.83	91.29	13.34	3.65	62.29	47.36	-	



## 第11章 土木・建築工事の概念設計



## 第11章 土木・建築工事の概念設計

### 11.1 設計条件

#### 11.1.1 適用規格・基準

- (1) 英国規格 (BS)
- (2) オマーン国建築基準
- (3) 建築物研究所要約 (BRE)
- (4) 湾岸地域におけるコンクリート工事ガイドライン (CIRIA)

#### 11.1.2 設計条件

- (1) コンクリート : 普通ポルトランドセメントコンクリート
- (2) 有義波高 :  $H_{1/3} = 3.7\text{ m}$
- (3) 設計風速 :  $V = 80\text{ knots} (\approx 40\text{ m/s})$
- (4) 水平地震係数 :  $K_h = 0.02$
- (5) クイ
  - ① 径 :  $d = 500\text{ mm}$
  - ② 許容鉛直支持力 :  $q_a = 90\text{ t}$

#### (1) コンクリート

湾岸地域においては、一般的に土中および地下水に硫酸塩および塩化物が共存している。材料の選定および設計諸元の決定に際しては、化学的腐食に対する十分な配慮が必要である。

鉄筋コンクリート劣化の第一の原因は、過度なひび割れおよび剥離に起因する鉄筋の腐食である。この腐食は骨材中あるいは構造物周囲に塩化物および酸素と水が共存することにより引き起こされる。したがって、コンクリート材料中の塩化物の量を最小限に抑え、適当な被りをとることにより、腐食に対するリスクを低減することができる。

硫酸塩もまた、コンクリート材料中および構造物周囲に存在することがあり、塩化物と共存することもある。硫酸塩はコンクリート自体の膨張崩壊を引き起こすものであり、対策としては、適切なセメントの使用あるいはコンクリート表面の保護が考えられる。



硫酸塩に対しては、耐酸セメントが適しているが、一方、この種類のセメントは塩化物が存在する場合には、不適當である。CIRIAガイドにおいても、硫酸塩および塩化物が共存する場合、耐酸セメントの使用は不適當であると記述されている。

計画予定地には、硫酸塩および塩化物が共存していることが確かめられており、したがって、本F/Sでは、普通ポルトランドセメントを使用することとした。詳細設計時には、さらに調査を行ない、CIRIAガイドおよびBREに従ってセメント種類の選択、配合および設計諸元の決定を行なう必要があることは当然のことである。

## (2) 波

カブス港における1983年3月から1984年4月、および1991年の観測データ(MCIより入手)によると、この期間の最大波高(Hmax)は8.0mである。これは、観測された膨大な数の波群の最大波高と考えることができる。

統計的に有義波高(H1/3)と最大波高の関係を表わす式として次式が知られている。

$$H_{1/3} = \frac{H_{\max}}{1.07\sqrt{\log N}}$$

N : 観測された波の数

ここでN=10,000と仮定すると、H1/3=3.7mが得られる。

## (3) 風

表11.1.1は、シーブにおける1977年から1991年までの期間の最大風速観測記録であり、これを統計的に処理すると、再現期間と最大風速の関係として、表11.1.2が得られる。

表11.1.2

再現期間(年)	最大風速(knots)
200	73.2
100	69.2
50	65.0
30	61.8
10	54.5

表 1 1. 1. 1

Sultanate of Oman  
 Ministry of Communications  
 Directorate General of Civil Aviation & Meteorology  
 Department of Meteorology

Station : Seeb

Parameter : Surface wind data [speed in knots] \*Maximum gust with direction

Year	Month												Annual
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
1977	040	260	240	330	120	090	210	200	070	050	330	340	200
	30	25	20	26	30	40	20	50	30	18	20	18	50
1978	340	360	270	270	300	060	230	240	050	210	200	050	270
	16	22	29	32	26	30	26	25	22	22	25	23	32
1979	210	230	210	180	210	030	050	060	050	050	040	200	200
	28	30	33	42	30	30	25	25	23	28	24	48	48
1980	330	200	320	220	200	200	210	050	020	170	030	050	320
	25	39	53	44	37	29	36	28	27	27	25	28	53
1981	250	320	190	180	280	210	190	050	050	200	040	050	280
	34	40	31	55	66	40	26	36	25	25	22	25	66
1982	200	230	200	050	210	200	050	040	200	060	050	060	200
	35	36	43	32	30	34	27	28	28	25	27	22	43
1983	280	220	310	270	200	040	090	060	040	040	050	340	060
	35	30	34	37	35	30	27	38	20	18	19	20	38
1984	210	060	200	210	210	290	070	060	170	060	060	060	200
	22	22	30	30	27	22	29	16	25	17	20	19	30
1985	070	340	210	310	210	210	210	050	340	340	050	320	310
	19	19	30	31	20	20	21	18	14	17	16	19	31
1986	060	210	200	260	210	060	210	070	210	060	340	050	210
	20	26	29	25	30	27	25	28	24	19	16	21	30
1987	340	010	200	300	060	210	210	050	020	200	040	040	200
	18	30	46	34	32	36	29	21	24	29	19	21	46
1988	270	320	210	220	330	280	210	060	060	190	050	250	220
	25	27	35	37	27	27	29	21	23	20	19	25	37
1989	310	320	200	330	070	010	230	040	230	350	090	360	330
	26	24	29	38	31	23	30	22	24	23	26	31	38
1990	300	290	010	360	330	220	270	090	100	100	090	070	270
	24	35	23	29	29	29	40	25	20	25	20	26	40
1991	220	250	250	240	210	210	210	070	280	060	070	310	220
	43	31	31	33	28	27	30	29	24	25	19	23	43

一方、オマーン国沿岸部に影響を与えたサイクロンの記録によると、1977年に発生したサイクロンが過去100年間で最大規模である旨記されている。

表11.1.3 サイクロン時の最大風速

年	記録場所	最大風速 (knots)
1963	Salalah	80
1977	Masirah	95+
1983	Masirah	47
1992	Umm Zamaim	49

サイクロンのコースは一般的に、オマーン国南東部の沿岸に分布しており、計画予定地付近を通ることは稀である。

以上の検討から、設計風速として80knots (約40m/s) が適当であると考えられる。

#### (4) 地震

図11.1.1は「世界地震活動地域における地震危険度マップ (建設省建築研究所発行)」に報告されているものであり、再現期間200年に対する最大加速度 (Amax) を表わしている。この図から、計画予定地付近のAmaxとして20gal (20cm/s<sup>2</sup>) が得られる。水平地震係数は、Amaxを重力加速度で除することにより得られる。

$$K_h = \frac{20}{980} \div 0.02$$

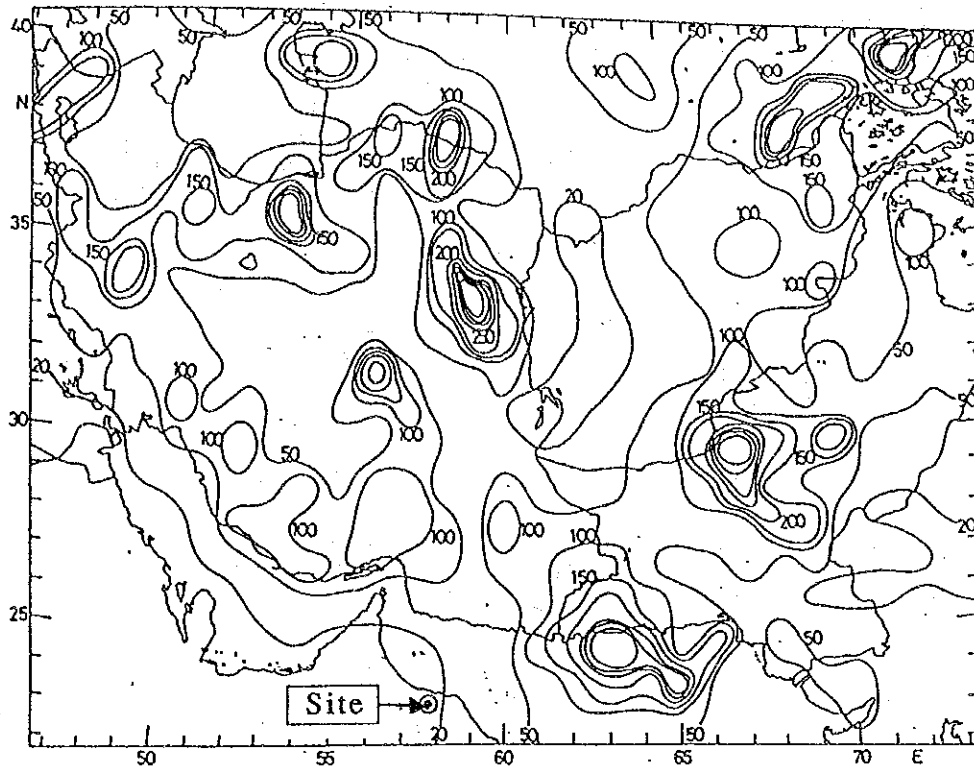


図11.1.1 再現期間200年に対する最大加速度

(5) 基礎構造

本調査期間において、土質調査としてボーリング（6ヶ所）および室内試験を行なった。本サイトの土質条件の特徴は以下のとおりである。

- 1) N値50以上の支持層（岩、砂利、砂）は、地表面下5.0m～11.0m以深に分布している。支持層は、海に向かって深く、また西に向かって深くなっている。
- 2) 支持層の上は、おおむね砂層である。表層1m～2mはゆるい砂層で、その下にやや密～非常に密な砂層が分布している。局部的に砂利層、粘性土層がある。
- 3) 地層的には均一性および連続性があまり見られない。

プラント設備および建物の基礎としては、直接基礎とクイ基礎が考えられる。直接基礎を計画するにあたっては、N値20以上の層が支持地盤として必要である。土質調査の結果では、3.0m～8.0m以深にN値20以上の層が分布している。2.2m～4.0mの盛土を考えると（11.2項参照）、地盤改良あるいは

は基礎構築のために5.0m～12.0mの掘削が必要となる。不等沈下の可能性、工期、施工性および経済性を考慮すると、直接基礎方式は得策といえない。したがって、良好な支持地盤を必要とする主要構造物（中～重量構造物）の基礎方式としてクイ基礎を採用することにする。

オマーン国においては、鋼管グイ、P Cグイ、場所打ちグイが使用されているが、実績の多い場所打ちグイを採用する。以下の仮定条件に基づいて、クイの鉛直支持力をMEYERHOF式を用いて推定した結果を表11.1.4に示す。

#### 仮定条件

- 土質条件 : 図11.1.2参照
- クイ径 :  $d = 500\text{ mm}$
- 安全率 :  $F = 3.5$

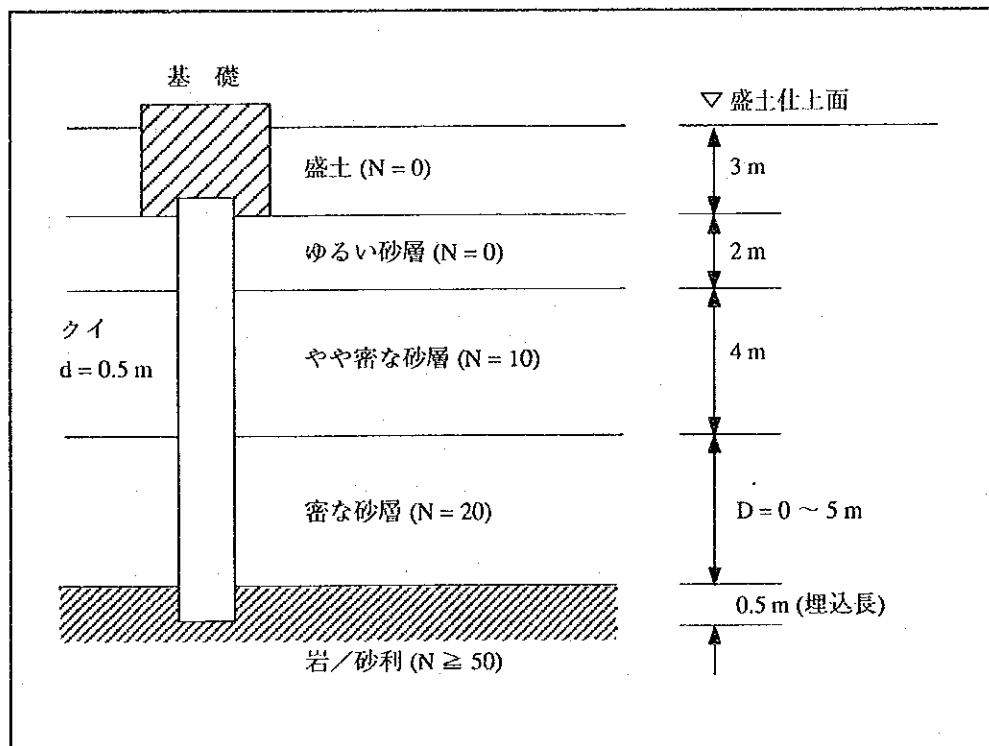


図11.1.2 土質条件

表11.1.4 クイ許容支持力

	D (m)	Q <sub>p</sub> (t)	Q <sub>f</sub> (t)	q <sub>a</sub> (t)
支持層上部のN値20の砂層の厚さが0mの地点	0	294	13	87.7
上記砂層の厚さが5mの地点	5.0	294	44	96.6

D : 支持層上部のN値20以上の砂層厚 (m)

Q<sub>p</sub> : 極限先端支持力 (t)

Q<sub>f</sub> : 極限周面摩擦力 (t)

q<sub>a</sub> : 許容支持力 (t)

一方、軽量の構造物あるいは取水ピット、地下貯水タンク等深い掘削が必要とされる構造物については、直接基礎方式を採用しても問題はないと考える。ただし、十分な締め固め、または局部的な置き換えは当然必要である。

今回の土質調査は、土質条件の概要を把握するために行なったものであり、詳細設計時には、より詳細な調査を行ない、土質条件を十分に確認する必要がある。

## 11.2 サイト造成高

サイトの縦断面は、図11.2.1に示すとおりであり、プラントの運転を安全に行なうためには、盛土により計画地の地盤高を上げる必要がある。

造成高は、潮位、波高およびプラントからの排水を考慮して決定される。本調査では以下の観点から検討を行なった。

- (1) 越波量を許容以下に抑える。
- (2) 造成高を波の打ち上げ高以上とする。

### (1) 越 波

11.1.2項より有義波高、 $H_{1/3} = 3.7$  mであり、これは設計波高 ( $H_o'$ ) に相当する。

設計波高 :  $H_o' = 3.7$  m

波の周期 :  $T = 10$  secと仮定する

海底勾配 :  $S = 1/30$ と仮定する (安全側)

波 長 :  $L_o = 1.56 T^2 = 156$  m

$$\therefore H_o' / L_o = 0.024$$

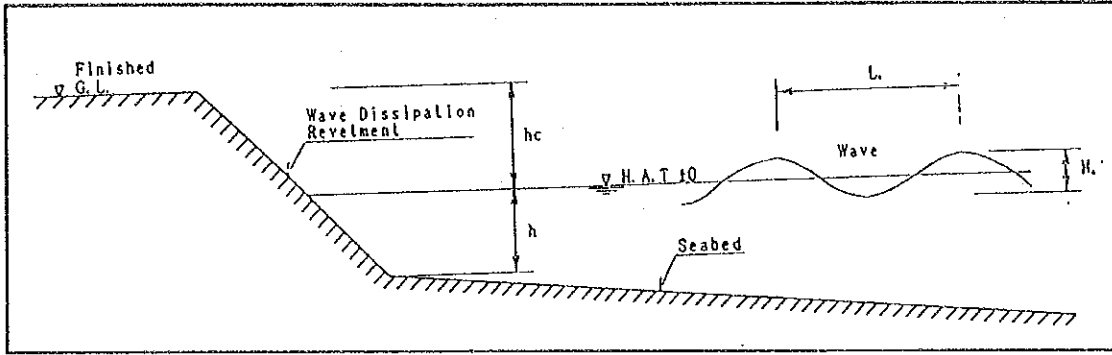


図11.2.1 設計諸元

図11.2.1において、 $h = 2.1\text{m}$ 、 $hc = 3.5\text{m}$ と仮定すると、以下のパラメータが得られる。

$$h/H_o' = 0.57$$

$$hc/H_o' = 0.95$$

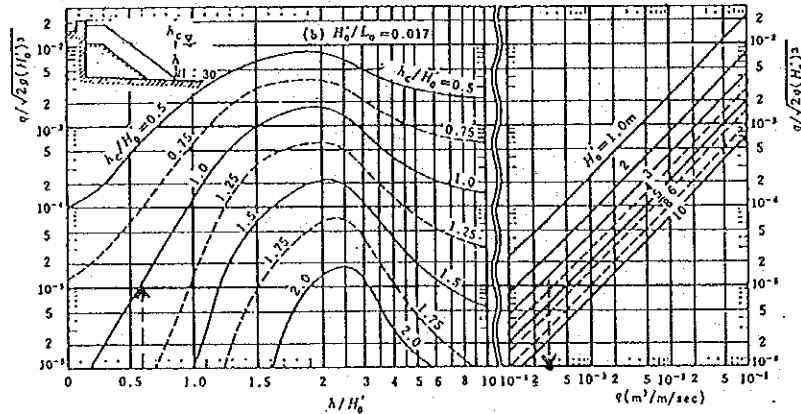
これにより、越波量 ( $q$ ) は、図11.2.2から得られる。

$$q = 3 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{m}/\text{sec}$$

日本におけるガイドラインによると、上記越波量は許容値以下である。

実際の海底勾配は $1/100 \sim 1/200$ であり、越波量はもっと少ないと考えられるが、本プラントの重要性を考慮し、余裕高としてさらに $0.5\text{m}$ 嵩上げすることとする。したがって、

$$\begin{aligned} \text{サイト造成高} &= \text{HAT} + 3.5\text{m} (hc) + 0.5\text{m} \\ &= \text{HAT} + 4.0\text{m} \end{aligned}$$



(出典：海岸保全施設築造基準)

図11.2.2 消波護岸の越波量推定図 ( $S = 1/30$ )

(2) 波の打ち上げ高 (図11.2.3参照)

波の打ち上げ高 (R) は、次式により推定する。

$$R/H_o' \doteq (52 \frac{H_o'}{L_o})^{-2.7}$$

(出典：ビーチの計画および設計マニュアル、運輸省)

$$H_o' = 3.7 \text{ m}$$

$$L_o = 156 \text{ m}$$

$$\therefore R \doteq (52 \frac{3.7}{156})^{-2.7} \times 3.7 = 2.1 \text{ m} < 4.0 \text{ m}$$

消波護岸が施される場合、このRは70～80%程度に低減される。

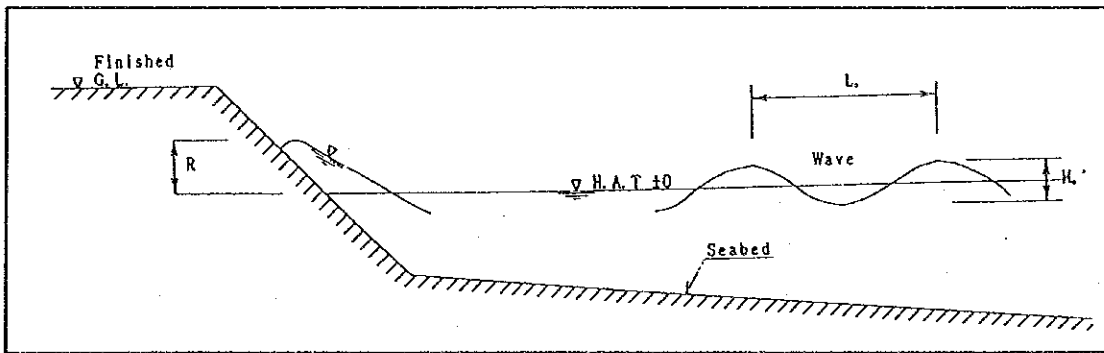


図11.2.3 波の打ち上げ高

以上の検討より、サイト造成高を2.2m～4.0m嵩上げし、HAT+4.0mとする。この嵩上げによってプラントが安全かつ継続的に運転されることが考えられる。

### 11.3 プラントおよび居住区のレイアウト

プラントおよび居住区のレイアウトを図11.3.1に示す。

プラントの敷地面積は約610,000m<sup>2</sup> (610×1,000m) であるが、地盤面が2.2m～4.0m嵩上げされることにより、有効敷地面積は約580,000m<sup>2</sup>になる。このことに加え、以下の点を考慮してレイアウトを計画した。



#### (1) 主要機器の配置

発電プラントの主要機器は、海水淡水化プラントからの制約条件を満たすとともに、運転・保守に対し機能面および安全面からのクリアランス（危険物からの最小隔離距離）を確保する必要がある。また、運転・維持管理の利便性に配慮するとともに、配管・配線が最も経済的になる経路などを考慮した配置とする。例えば、中央制御室は集中管理のしやすさを考えて、プラントの中央付近に配置する。また過酷な気象条件に対して特別に対策を必要とする機器、例えば、変電所機器はできるだけ海岸線から離し、かつ屋内設置として塩害に備えるなどの工夫が必要である。

#### (2) 燃料貯蔵所の配置

天然ガスはパイプラインによる輸送であるため、燃料貯蔵所としては非常用燃料に使用される軽油のタンクを考慮する必要がある。このタンクは製油所からの受け入れおよびガスタービンへの送油に便利で無理のない位置とする。

#### (3) 取水口および放水口

11.5 項に記述のとおり、深層取水および表面放流を採用するので、温排水の再循環は起こらないと考えられる。しかしながら、このことをより確実にするために、取水口と放水口を十分離して計画する。

#### (4) 将来の増設スペース

将来の増設スペースは、以下の理由から敷地の東側に計画する。

- 1) 将来の増設においては、図11.3.1に示された増設スペースに加えて、敷地外にもスペースが必要となる可能性がある。サイト計画地の東側は王族の所有地であり、一般の私有地に比べて、増設プラント用敷地として取得が容易であると考えられる。
- 2) サイト計画地の西方にはハラディがあり、環境に対する見地から、この方向に増設することは好ましくないと考える。

#### (5) 管理棟の配置

発電所の運営が能率的に処理されるよう計画するとともに、対外的な面から発電所の玄関を受け持つ位置に配置する。

## (6) 居住区

居住者の精神衛生上、良好な住環境が必要であり、プラント敷地外に計画した。

居住区の位置については、以下の観点から適当であると考えられる。

- 1) シーブ地区では北東の風が一般的であり、一方、居住区はサイト計画地の南東方向に位置している。したがって、プラントからの排ガスによる影響は小さいと考えられる。
- 2) プラントまでの距離もさほど遠くなく、徒歩で通える程度である。

### 11.4 海水取水設備

海水取水方式として、開水路方式、海底埋設管方式、栈橋架設管方式が考えられる。これらの方式の特徴を表11.4.1および図11.4.1、図11.4.2、図11.4.3に示す。

表11.4.1 海水取水方式比較

項目	開水路方式	海底埋設管方式	栈橋架設管方式
取水設備占有面積	大	小	中
水理学的特性	表層水の混入を避けるためにはピット入口の水深および幅の確保が必要。	夏場でも水温躍層下の低水温で清澄な海水の取水が可能。	表層水の混入および底質土の流入は避けられない。
漂砂の影響	海面上まで導流堤が築造されるため、漂砂洗掘等による海浜変形が大きい。	海底上には取水口（小規模）が築造されるのみで漂砂の影響はほとんど受けない。海浜変形なし。	取水口（中規模）が海底より海面上に築造されるため、漂砂の影響を若干受ける。海浜変形ややあり。
波浪の影響	<ul style="list-style-type: none"> <li>水路内に波浪が直接伝播しない工夫を要す。</li> <li>水路内に土砂の堆積が予想される。</li> <li>波浪による堤体被災がある。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>海底埋設管は波浪の影響なし。</li> <li>取水口は水中構造物のため、波力は軽減され強度的にも問題なし。</li> </ul>	取水口構造物が直接波浪の影響を受け、部材的に大きなものが必要となる。
漂流、浮遊物の影響	水路内に流入する浮遊物は除塵装置で排出。	取水口流速が一般的に20cm/sec程度と遅いため、浮遊物の流入量は少ない。	取水口流速が一般的に速いため、浮遊物の混入は多い。
取水量の対応	大容量への対応が比較的容易。	小～大容量まで対応可能。	大容量には不向き。
海生生物への影響	占有面積大なるため、環境に与える影響は比較的大きい。	占有面積小なるため、環境に与える影響は小さい。	杭構造物が主体となるため、環境に与える影響は比較的小さい。
景観への影響	海面上に現れる導流堤が大規模のため影響大。	海面上には浮漂ブイ程度のみで影響はほとんどない。	海面上に栈橋架設管および取水口が現われるため影響大。
航路障害	海面上まで導流堤が占有するため沖合まで航行不可。	すべて海面下のため、小型船舶であればどこでも航行可能。	海面上まで栈橋が占有するため、沖合まで航行不可。
維持・補修	水路内の維持浚渫および堤体の維持補修が必要。	ダイバー等の専門職を必要とする。	鋼構造物の腐食およびコンクリートの劣化等に対する維持・補修が必要。
工事中の懸念事項	濁りの影響大。	濁りの影響大。	濁りの影響比較的小。
運転中の懸念事項	クラゲ・オイルボールの流入の場合、除塵装置のみの対応となり、大量の場合取水停止となることもあり得る。	クラゲ・オイルボール共に流入は比較的少なく、さらに除塵装置で排出するため問題とならない。	クラゲ・オイルボールの流入の場合、除塵装置のみの対応となり、大量の場合取水停止となることもあり得る。

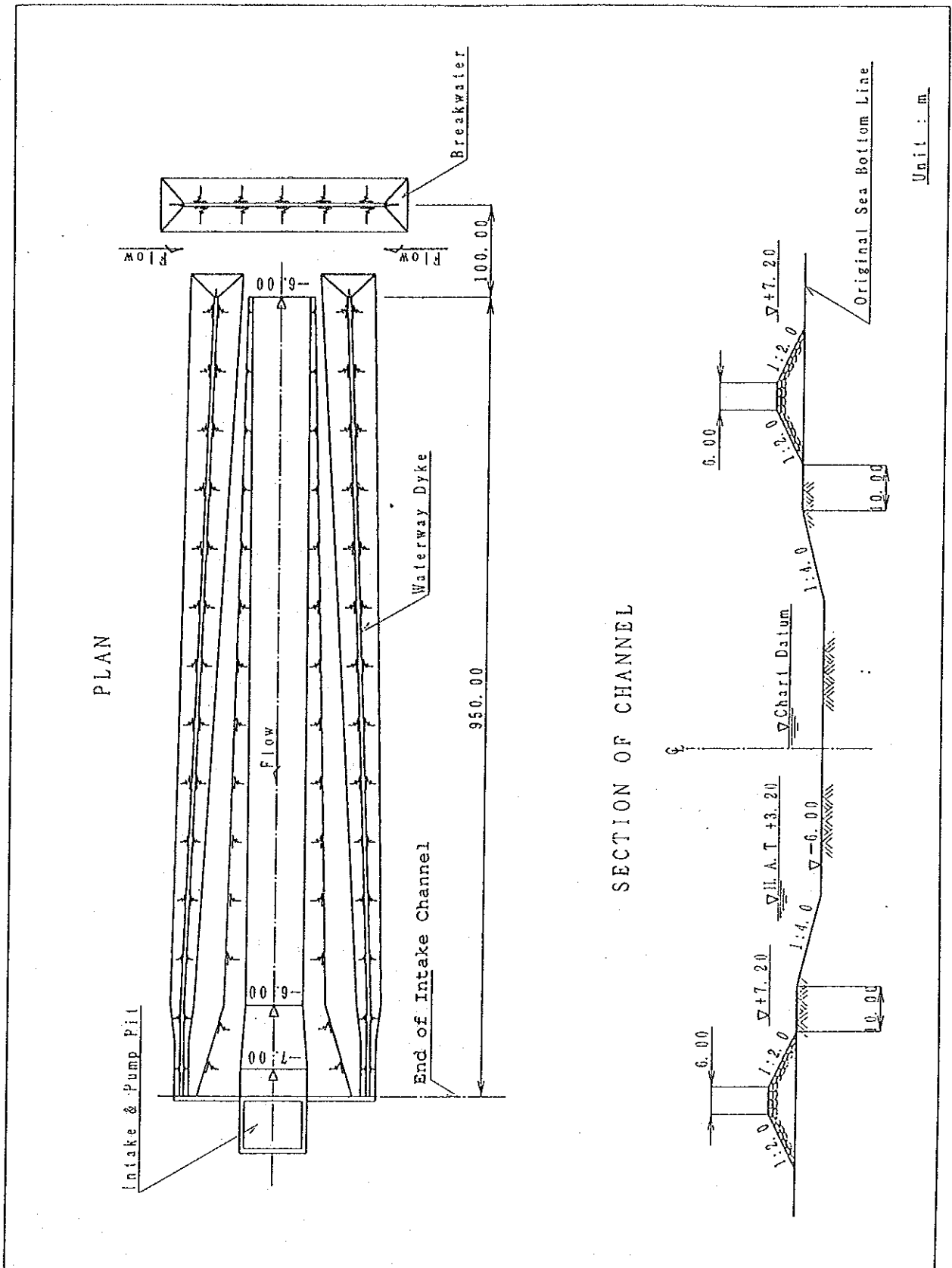


圖 1 1.4.1 海水取水設備 (開水路方式)

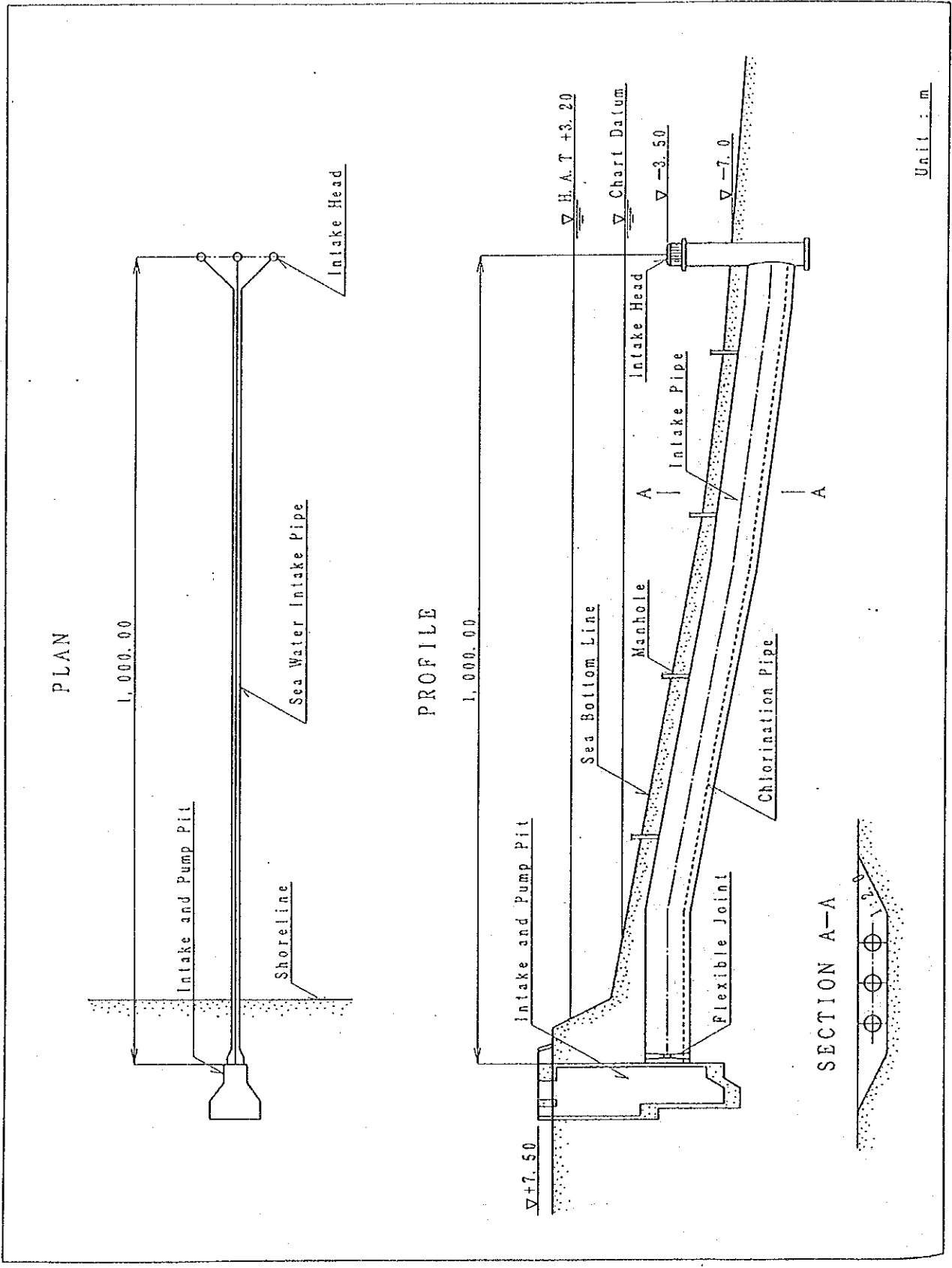


图 1 1. 4. 2 海水取水設備 (海底埋設管方式)

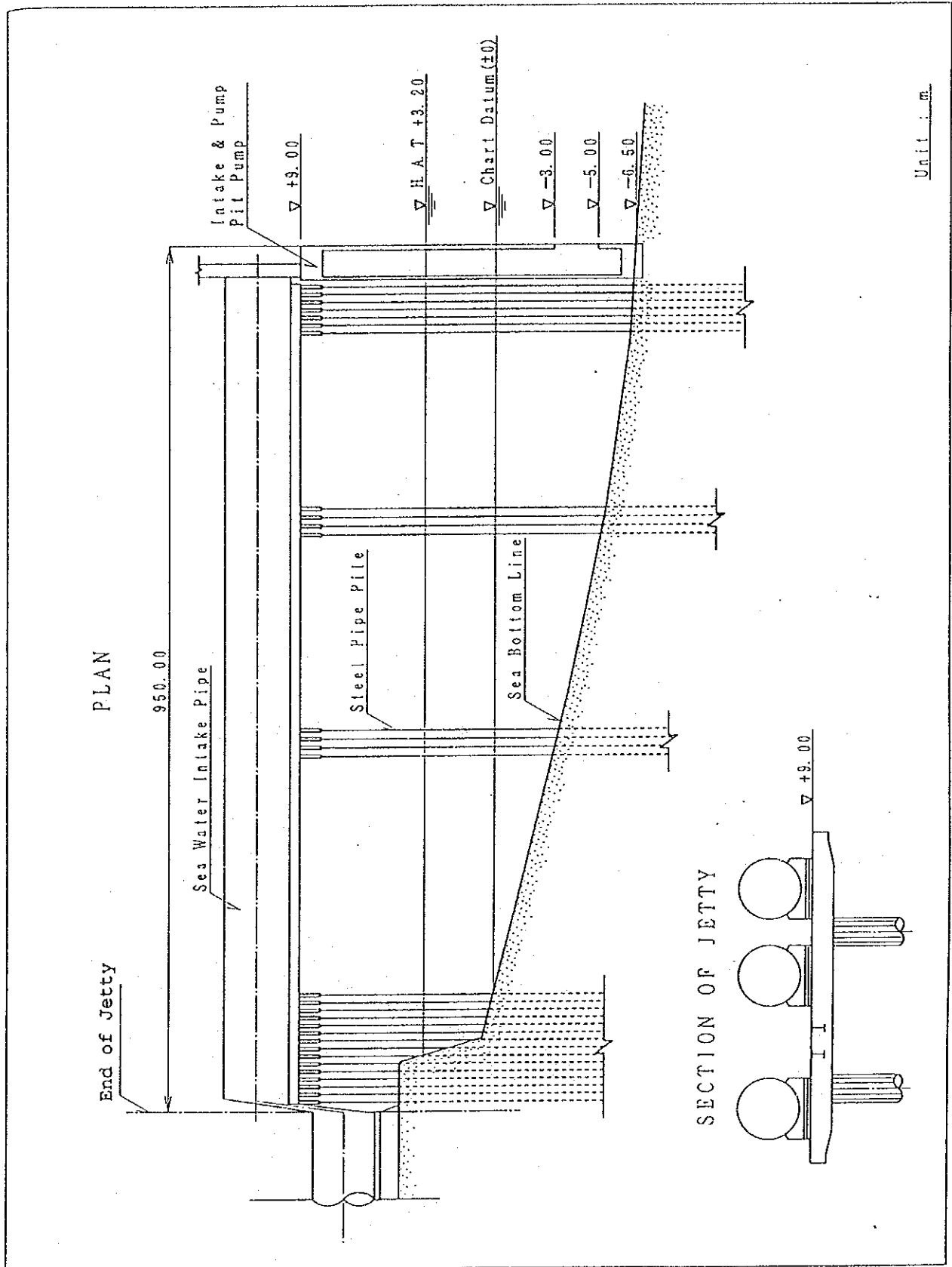


图11.4.3 海水取水設備（栈橋架設管方式）

グブラ発電海水淡水化プラントでは、フェーズ1、フェーズ2において栈橋架設管方式が採用されたが、栈橋コンクリートの海象による腐食が著しく、フェーズ1の取水設備は使用停止になっている。鉄筋の腐食を防ぐには、コンクリートのひび割れをなくし、また、表面保護を行なうことが必要である。しかしながら、栈橋構造物のひび割れを防ぐことは困難であり、運転中の維持補修にも手間がかかるのが実情である。グブラ発電海水淡水化プラントのフェーズ3以降では、このような背景から開水路方式が採用されている。したがって、本F/Sにおいては、開水路方式と海底埋設管方式について検討していくこととする。

取水方式を検討するにあたり、考慮すべき点の1つに、オマーン湾が常にオイルタンカーの事故等による油流出の危険にさらされていることがある。一般に海上に流出したオイルは、初期段階では海面を漂流し、時間経過とともにオイルボール状となり、沈降、浮上を繰り返しながら漂流するとされている。油により海水取水機能に支障をきたし、生活基盤となる電気・水の供給が停止される危険性は十分に考えられる。また、取水停止に至らなくてもオイルボールの接近による住民の動揺は無視できない。そこで、海水取水方式決定に際しても、油の漂流に対し危険性の少ない方式を採用することが望ましい。以上の観点から、開水路方式と海底埋設管方式を比較した結果を表11.4.2に示す。

どちらの案も少量のオイルボールの流入であれば、ピット内のバースクリーン、トラベリングスクリーン等に付着する程度で特に問題とはならないが、大量流入の場合は、取水停止の危険が伴う。したがって、流入の危険性が少ない取水方式を選定することが望ましく、この点では海底埋設管方式が望ましいといえる。

環境に対する配慮も取水方式の選定に際し重要である。表11.4.1の検討から明白であるが、海底埋設管方式が最も好ましいといえる。

工事費および維持費もまた重要な観点である。しかしながら、オマーン国のみならず世界的に環境保護が重要視される中、環境面でのメリットがコストよりも優先されるべきである。

以上の検討より、海底埋設管方式を採用することにした。

表11.4.2 海水取水方式の比較

	開水路方式	海底埋設管方式による深層取水
構造	<p>Diagram illustrating the open waterway method. It shows two intake pipes leading to a pit. The flow direction is indicated by 'FLOW'. The water level is marked as 'W.L.'. A cross-section shows a 'WATER WAY DIKE' and the 'PIT' structure.</p>	<p>Diagram illustrating deep layer intake via seabed pipe. It shows an 'INTAKE PIPE' leading to a 'PIT'. A cross-section shows a '温度層' (temperature layer) and an 'INTAKE HEAD' with a velocity <math>V \approx 20 \text{ cm/sec}</math>. The water level is marked as 'W.L.'.</p>
オイル表層漂流の場合	<p>水路へ直接流入、または築堤にオイルが漂着する可能性が高い。また築堤に付着したオイルの除去作業は非常に困難を伴なう。</p>	<p>上図のごとく表層と底層付近からの選択取水が可能である。 表層漂流の場合は底層付近から選択取水のため取水口内への流入はほとんどない。</p>
中間層漂流の場合	<p>まず築堤に付着し、水路内への流入は少ないと予想される。</p>	<p>取水口形状が直径10数メートルで、しかも取水流速が場の流れのmax 20cm/secとほぼ同程度なので、流入量は少ないといえる。</p>
底層漂流	<p>同上</p>	<p>海底に達したオイルボールは取水流線より下にあり、取水口への流入はほとんどないといえる。</p>



## 1 1.5 土木・建築構造物

### 1 1.5.1 主要プラント施設

#### (1) 道路 (取り付けおよび構内道路)

幅 員 : 8.0 m  
舗 装 : アスファルト舗装

#### (2) 敷地境界フェンス

菱形金網フェンス 2.0 m高  
頂部有刺鉄線付

#### (3) 海水取水設備 (58 m<sup>3</sup>/s)

海底埋設管 : 鋼管3.4 m径×3  
取水ピット : 鉄筋コンクリート造

#### (4) 放水口

放水ピット : 鉄筋コンクリート  
放水路および放水口 : 石積工

#### (5) ガスタービン発電機基礎 (100 MW級×13基)

クイ基礎鉄筋コンクリート造

#### (6) スチームタービン発電機基礎 (100 MW級×6基)

クイ基礎鉄筋コンクリート造

#### (7) スチームタービン発電機建屋 (100 MW級×3基×2棟)

基 礎 : クイ基礎鉄筋コンクリート造  
建 屋 : 鉄骨構造3階建  
屋 根 : 断熱メタルルーフ  
壁 : 断熱メタル材および鉄筋コンクリートフレーム造中空ブロック壁の組み合わせ  
床 : 鉄筋コンクリート床、一部グレーチング床

(8) 排熱ボイラ基礎 (12基)

クイ基礎鉄筋コンクリート造

(9) オイルタンク基礎 (2基)

基礎 : クイ基礎鉄筋コンクリート造

防油堤 : 鉄筋コンクリート造

(10) 発電プラント制御棟 (2階建)

基礎 : クイ基礎鉄筋コンクリート造

建屋 : 鉄筋コンクリート造中空ブロック壁

(11) 海水淡水化ユニット基礎 (8基)

クイ基礎鉄筋コンクリート造

(12) 貯水タンク (63,600 m<sup>3</sup>×4槽)

鉄筋コンクリート造

(13) 海水淡水化プラント制御棟 (平屋)

基礎 : クイ基礎鉄筋コンクリート造

建屋 : 鉄筋コンクリート造中空ブロック壁

(14) 管理棟 (2階建)

基礎 : クイ基礎鉄筋コンクリート造

建屋 : 鉄筋コンクリート造中空ブロック壁

(15) 倉庫/修理工場 (平屋)

基礎 : クイ基礎鉄筋コンクリート造

建屋 : 鉄筋コンクリート造中空ブロック壁

(16) GIS建屋 (平屋)

基礎 : クイ基礎鉄筋コンクリート造

建屋 : 鉄筋コンクリート造中空ブロック壁

(17) その他

- 1) 水処理施設
- 2) 消火設備
- 3) 避雷設備
- 4) 塩素処理室
- 5) 薬品注入室

11.5.2 居住区施設

居住区の施設は図11.3.1に示すとおり計画した。必要敷地面積は約75,000m<sup>2</sup>である。建屋は鉄筋コンクリート造とし、中空ブロック壁を使用する。

(1) 住 居

居住区の敷地面積をできるだけ小さくするために、2階および3階建を主体に計画した。周辺環境との調和を考えると、この高さが限度であると考え。住居の詳細は以下のとおりである。

- 1) タイプA : 140m<sup>2</sup>/戸×1戸  
所長用
- 2) タイプB : 120m<sup>2</sup>/戸×5戸  
副所長および部門長用
- 3) タイプC : 80m<sup>2</sup>/戸×24戸 (2階建×3棟)  
家族帯同職員用
- 4) タイプD : 20m<sup>2</sup>/戸×324戸 (3階建×6棟)  
単身職員および居住区管理職員用

(2) その他

幅員6.0mのアスファルト舗装道路を計画した。周辺環境との調和を図るため、植樹を行なう。敷地は1.5mの中空ブロック塀で囲む。

## 第12章 運転・保守計画



## 第12章 運転・保守計画

本章の目的は、バルカ発電・海水淡水化プラントの運転・保守に必要な管理の体系・項目と、それに必要な運営組織・要員を設定することによって、プラント全体が安全かつ経済的に維持されるよう計画することである。

### 12.1 運転・保守管理の基本計画

発電プラントの運転・保守管理は図12.1に示すような体系に基づいて実施するものとし、管理項目の内容は以下のとおりである。海水淡水化プラントについても同様な運転・保守管理を行なうものとする。

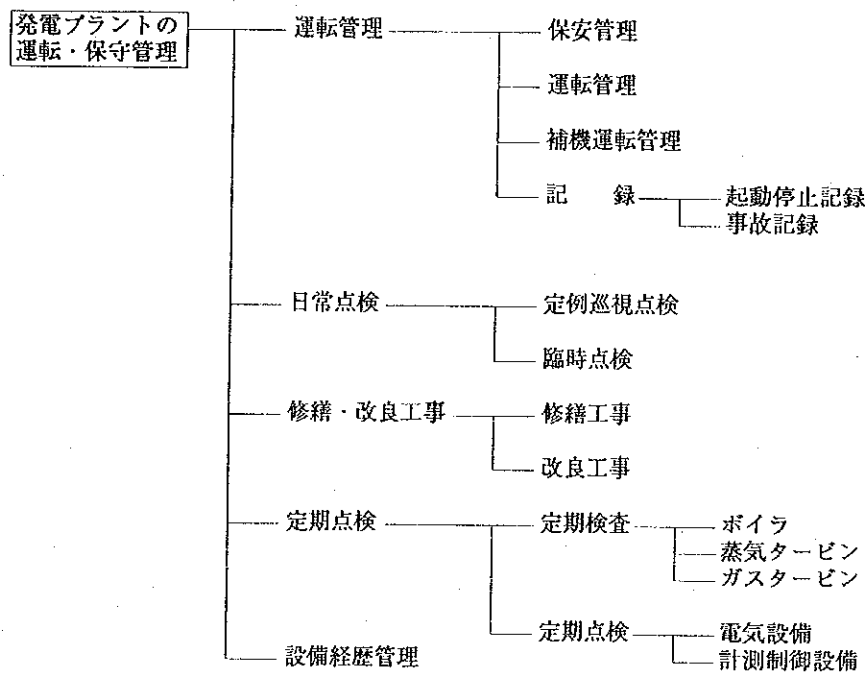


図12.1 発電プラントの運転・保守管理の体系

#### (1) 運転管理

発電プラントの運転にあたっては、運転開始前に定める運転管理基準に基づき運転管理を行なう。

##### 1) 保安管理

ボイラ、蒸気タービン、ガスタービンの安全運転管理を行ない、主要事項の保安事項を記録する。

## 2) 運転管理

運転開始前に定める運転操作手順に従い、適正な運転管理を行ない、主要運転事項を記録する。

## 3) 補機などの運転管理

ボイラ、蒸気タービン、ガスタービンの主要補機の運転管理を行ない、補機運転管理事項を記録する。

## 4) 運転記録管理

発電プラントの起動停止記録、事故記録など運転に関する記録を行ない、定期点検、部品交換、設備改修工事などの参考資料とする。

## (2) 日常点検

運転機器の状態について定例的に日常点検を行なう。また、運転操作・監視、運転パトロール中の異常発見時に臨時点検、手入れを行なう。

### 1) 定例巡視点検

定例巡視点検は、ボイラ、タービン、ガスタービン、電気設備、計測制御設備について、毎日、毎週、毎月の点検巡視スケジュールに基づき点検巡視を行なうものである。この巡視点検の主要ポイントは、見る、聴く、感触により、異常の有無を確認することであり、その結果を記録する。

異常発見の場合は、発見動機、異常状況、異常原因、修理内容、対策内容などに分類整理し、かつ経歴データ記入したうえで、保守管理の基礎データとする。

### 2) 臨時点検手入れ

臨時点検手入れは、運転操作・監視、運転パトロールなどによって発見された異常、または故障・事故発生時に行なう臨時点検と、点検作業票発行により実施する点検手入れである。点検手入れ結果は、報告・経歴管理データとして記録し、今後の日常点検、定期点検、修繕改良工事などの計画資料に活用する。

(3) 修繕・改良工事

修繕・改良工事としては、設備の異常・故障、性能維持のための改造工事、取替工事などの補修工事がある。

(4) 定期点検

標準的な定期点検の内容（参考例）を図12.2に示す。ボイラ、タービンについては法定の定期点検があれば、その内容に基づいて行なう。電気設備、計測制御設備は設置者の自主点検に委ねるものとし、ボイラ、タービンの定期点検に伴うプラント休止時に合わせて実施する。

(5) 設備経歴管理

合理的な保守管理を行なうために、各設備機器の点検内容、異常の有無、部品交換、運転時間などの経歴を記録する。

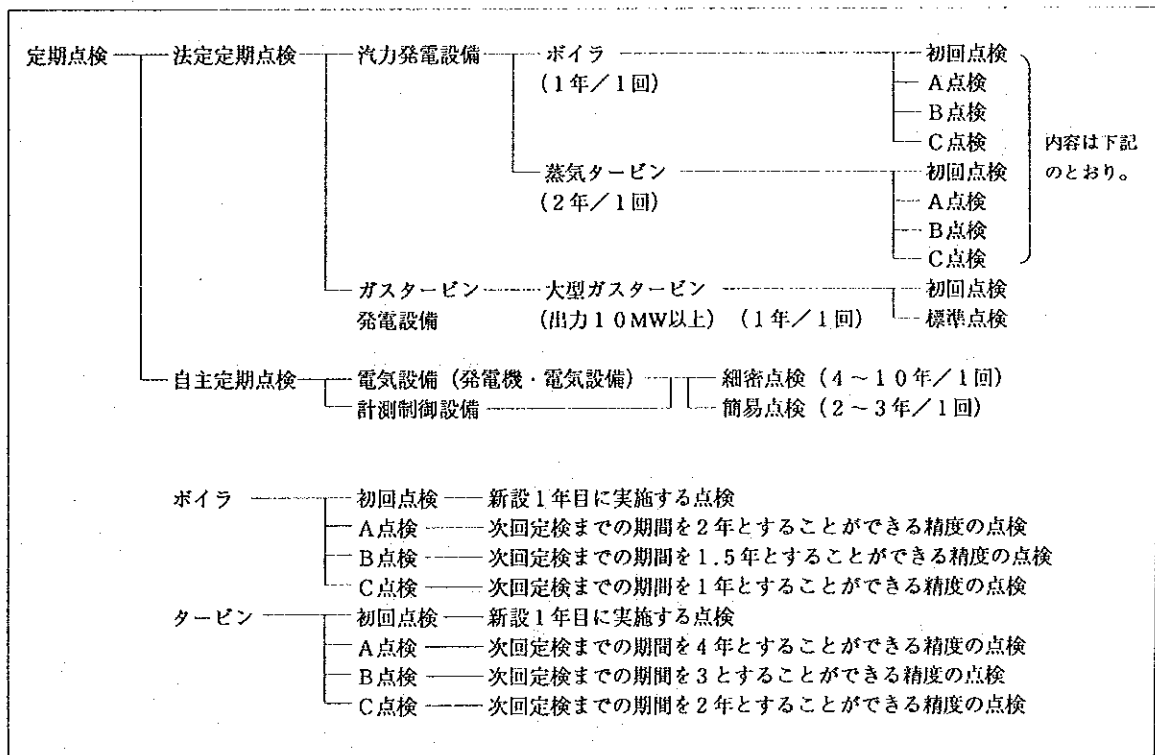


図12.2 定期点検の種別と実施時期



## (6) 機器・部品の在庫管理

設備機器の異常、故障、寿命などにより、また毎年度実施される定期点検時には、交換用の部品、機器、材料などが必要となるので、必要量の予備品、消耗品を常時確保しておく必要がある。このため、機器の保守管理に伴って、予備品、消耗品の在庫管理が必要になる。

発電プラントは、ボイラ設備、タービン設備、電気設備、計測制御設備など、多数の設備、機器、部品から構成されている。これらの設備機器の保守管理を合理的に行なうためには、在庫管理を電算化することが不可欠であり、プロジェクトの実施段階で電算化システムを構築することが望ましい。

### 1 2 . 2 運営組織と要員の配置

#### 1 2 . 2 . 1 運営組織

発電・淡水化プラントの運転・保守業務とその管理を効率的・効果的に実行するためには、体系的な運営組織が必要である。また、運営組織内の指揮・命令系統を確立し、業務範囲・責任・権限・義務などを明確化するとともに、適任者の配置を行なうなど、合理的な組織化を図ることが不可欠である。この組織化にあたっては、運転・保守という実行の機能と管理の機能を有機的に結合させる必要がある。このような観点から構築した運営組織を図1 2 . 3 に示す。

運営組織は、所長を最高責任者とし、その下に運転部門、保守部門および管理部門を置き、各部門にはそれぞれ1名の責任者を配置する。各部門の運営は、これらの責任者の直接の指揮の下に行なわれる。また、運転部門は発電プラントと海水淡水化プラントの2つに分け、4シフト体制で24時間勤務にあたる計画とする。したがって、それぞれのプラントごとに5チームの編成が必要となる。

プラントの総要員数は445名とする。この人数には、日々の雑役に従事する人員、修繕・改良工事に必要となる人員等は含まれていない。

#### 1 2 . 2 . 2 要員の職種ごとの任務

発電・海水淡水化プラントの運転、保守の中核をなす主要要員の任務は次のとおりとする。

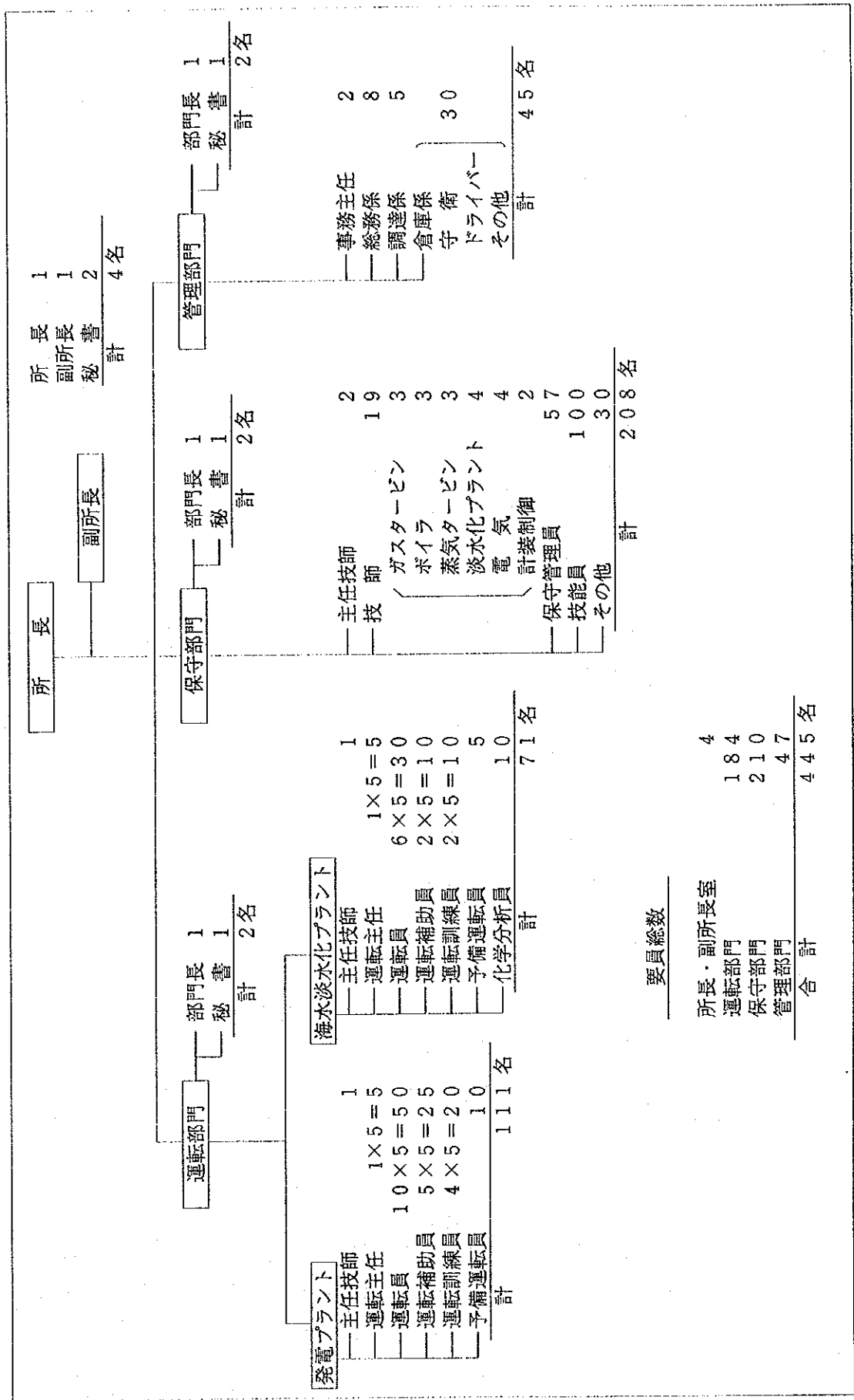


図12.3 運営組織および要員数(例)

(1) 所 長

発電・海水淡水化プラントを安全かつ経済的に運営する組織の最高責任者である。

(2) 副 所 長

所長を補佐し、所長不在時には所長業務を代行するため、副所長1名を置く。

(3) 運転部門長

発電・海水淡水化プラント全体の運転を総括する責任者であり、それぞれのプラントの機器、設備、システムの基本的な理論と機能を理解し、プラント全体の安全かつ経済的な運転を管理する。

(4) 運転主任技師

運転主任技師は、運転部門長を補佐し、実際の運転を直接担当する技術者であり、それぞれの担当のプラントの機器、設備、システムの基本的な理論と応用面を理解し、直接運転主任を指導し、安全かつ経済的な運転を行なう。

(5) 運転主任

自分とともにシフトに入る運転員を指導し、それぞれの担当のプラントの運転操作および監視を行なうとともに、監視・操作データを定期的に記録する。したがって、機器やシステムの構造、機能を十分理解していることが必要である。

(6) 保守部門長

発電・海水淡水化プラント全体の保守を総括する責任者であり、それぞれのプラントの機器、設備、システムの基本的な理論と機能を理解していると同時に、日常の点検・保守、事故・故障時の対策、定期検査、修繕・改良工事等の基本方針を立て、プラントの安全、保全を図る。

(7) 保守主任技師および担当技師

保守主任技師は、保守部門長を補佐し、プラントの保守を責任をもって行なう技術者であり、下記の設備ごとに保守を担当する技師を配置して、その実務にあたらせる。

- 1) ガスタービン設備
- 2) 蒸気タービン設備
- 3) ボイラ設備
- 4) 海水淡水化設備
- 5) 電気設備
- 6) 計測制御設備

これらの設備を担当する技師は、主任技師の指揮の下に、自分の担当する分野の保守要員を直接指導し、設備の日常の保守作業を行ない、また、事故・故障時の修理等を行なう。したがって、設備や機器、システムの構造、機能を十分理解していることと、機器の分解修理・組立の知識と経験を豊富に持っていることが要求される。

#### (8) 化学分析員

化学分析員は、主としてボイラの補給水、給水、缶水および海水淡水化プラントの生産水の化学分析作業を定期的に行ない、プラントの安全運転管理を図ることを責務とする。

#### (9) 管理部門長

プラントの運転に必要な上記要員以外に、間接要員である総務係、調達係、倉庫係、守衛、ドライバー、その他の要員の日常の管理指導にあたる。

### 12.2.3 要員の資格・経験

発電・海水淡水化プラントの運転・保守管理に携わる要員に必要とされる資格要件について、オマーン国の法的規制が明らかでない。よって、要員の学歴と経験年数の指標（参考例）を示すと次のとおりである。

#### (1) 共通部門

	<u>学 歴</u>	<u>経 験</u>
1) 所 長	大 卒	20年以上
2) 副 所 長	大 卒	15年以上
3) 秘 書	高 卒	3年以上

## (2) 運転部門

1) 運転部門長	大卒	15年以上
2) 運転主任技師	大卒	10年以上
3) 運転主任	高卒	5～10年以上
4) 運転員	高卒	2～3年以上
5) 化学分析員	高卒	3年以上

## (3) 保守部門

1) 保守部門長	大卒	15年以上
2) 保守主任技師	大卒	10年以上
3) 保守技師	高卒	5～10年以上
4) 保守管理員	高卒	3～5年以上
5) 保守技能員	高卒	1～3年以上

## (4) 管理部門

1) 管理部門長	大卒	5年以上
2) 事務主任	高卒	5年以上
3) 事務員	高卒	2～3年以上
4) 倉庫管理員	高卒	3年以上
5) 守衛・ドライバー等	—	—

### 12.2.4 要員の採用計画

要員の採用計画は、本プラントの段階的な完成時期と訓練計画の日程を考慮して決められる。本プラントの中核要員である所長、副所長、運転部門長、主任技師、保守部門長、保守主任技師は、No.1ユニットの試運転開始の約12ヶ月前から本プロジェクトに参画し、本プラントの設計、製作、工場試験、建設、要員訓練、試運転等の一連の建設工程に従った作業を通じ、本プラントへの理解を深めておくことが望ましい。その他の運転主任、運転員、保守担当技師、保守管理員等は、各ユニットの試運転開始の約6ヶ月前から、各ユニットの運転および保守に必要な要員を逐次投入し、教育を行なう。

管理部門の長およびその主要要員は、No.1ユニットの試運転開始1ヶ月前までには配置しておくことが必要である。最終のユニットが完成するまでに全要員の投入を完了する。

プラントの運転・保守業務を円滑に立ち上げ、その後の効率的・継続的な運営を可能とするために、既存のグブラ発電・海水淡水化プラントおよびルセイル発電プラントで運転・保守に従事し、知識・経験・ノウハウを蓄積した要員をバルカ発電・海水淡水化プラントに移動させることも効果的な方法と考えられる。

#### 12.2.5 要員の訓練計画

この訓練計画は、MEWが雇用する運転主任技師、運転主任、運転員および保守主任技師、保守担当技師、保守管理員クラスの要員を対象とする。教育訓練はNo.1ユニットの試運転開始の約6ヶ月前から、プラントの試運転と並行して逐次開始し、No.1ユニットの営業運転開始以降、最終ユニットの保証期間が終了するまで、保証技師の指導の下に行なわれる。

教育訓練のカリキュラムは、担当するプラントまたは設備の種類、職種、要員の資格で異なるが、基本的には下記の主要項目から構成される。

- (1) 設備ごとの基礎技術講義
- (2) 設備ごとの仕様、機能、構造、システム等の講義
- (3) 設備ごとの運転、操作要領の講義
- (4) 設備ごとの保守、点検要領の講義
- (5) 必要に応じて行なうメーカーでの工場実習
- (6) 既設プラント（例えば、グブラプラント）での実習
- (7) 本計画の実プラントでの実習
- (8) 安全に関する講義と実習
- (9) 保証技師による運転・保守のフォロー・アップ

この教育訓練は、プラントの完成時に引き渡される取扱説明書、完成図書、完成図面のほか、プラントモデル、写真、カラースライド、ビデオ等を使用して、実務面に重点を置いて実施されることが望ましい。



## 第13章 環境調査





## 第13章 環境調査

### 13.1 環境調査

本F/Sでは現地踏査、既存資料の検討、関係機関および住民への聞き込み調査等により環境調査を実施した。調査結果を表13.1.1および表13.1.2に示す。

表13.1.1 社会環境

項 目	調 査 結 果	出 所
土地所有、利用形態	計画予定地は王族所有地であり現在は未利用。	現地調査 MEW、MH
周辺水域の利用形態	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 沖合で漁業が営まれている。</li> <li>- 沿岸部はレクリエーションに利用されている。</li> </ul>	現地調査 聞き込み 書類(1)
周辺の経済活動	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 主に漁業とプランテーション(アーツ)が営まれている。</li> <li>- 沖合約15kmにある島の周辺が主な漁場になっている。</li> <li>- プランテーションは計画予定地の南にあるハヤシムを中心に東西に広がって営まれている。</li> <li>- 他に目立った産業はない。</li> </ul>	現地調査 聞き込み 書類(1)
慣行制度	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 計画予定地周辺には漁業権、水利権等、制度化されたものはないもよう。ただし、プロジェクト実施前にMAF等関係機関の確認を得る必要がある。</li> <li>- 計画予定地沿岸部は海岸保全地域に指定されているが、MRME、MH等関係機関の承認を得れば開発可能である。</li> </ul>	現地調査 書類(1) MAF、MCI、 MH、MRME、 MNHC
地域住民、人口	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 計画予定地に住民はいない。</li> <li>- 周辺5km以内の地域にはいくつかの町村がある。そのうちでバルカが一番大きな町であり、1993年の人口は61,164人であった。その他は人口1,000人から2,000人程度の集落である。</li> </ul>	現地調査
公衆衛生	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 上水および下水処理設備はない。</li> </ul>	現地調査
交通状況	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 国道1号線が計画予定地の約3.7km南を東西に走っている。その支線が計画予定地のすぐ南を通ってバルカに通じている。</li> </ul>	現地調査
公共施設	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 計画予定地は王族の所有地であり、施設はない。</li> </ul>	現地調査
公 害	<ul style="list-style-type: none"> <li>- なし。</li> </ul>	現地調査
そ の 他	<ul style="list-style-type: none"> <li>- マスカットまでの距離約60km。</li> <li>- 史跡、文化遺産の存在は報告されてない。</li> </ul>	MNHC

書類(1) Coastal Zone Management Plan-Greater Capital Area

表13.1.2 自然環境

項目	調査結果	出所
気象	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 一般に11月から4月までの期間に降雨がある。計画予定地近傍における年間降雨量は約100mm。</li> <li>- 夏期(6月~8月)の最高湿度および気温はそれぞれ90%および45℃以上になる。</li> </ul>	書類(1)
自然災害	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 1963年から1993年の間にオマーン国沿岸に被害をもたらしたサイクロンが10回記録されている。ただし、計画予定地を直撃したサイクロンは記録されていない。サイクロンのコースは一般的にMasirah島とインドの間に分布している。</li> </ul>	MC
大気質	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 計画予定地周辺に大気汚染源はない。</li> </ul>	現地調査
地形、地勢	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 計画予定地は緩やかな起伏を有する平坦地である。</li> </ul>	現地調査
土壌	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 表層は砂質土で、地表面下5.0~11.0mにN値50以上の支持層が分布している。</li> <li>- 土壌には硫酸塩と塩化物が含まれている</li> </ul>	現地調査
周辺河川	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 計画予定地の西側にワジがある。</li> </ul>	現地調査
周辺海域	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 海底地形は遠浅で緩やかな勾配(1/100~1/200)を形成しており、沖合1kmの地点の水深はCD-7.0m程度である。</li> <li>- 1993年12月の水温は約26℃であった。夏期には表層で約30℃になると推測される。</li> <li>- 潮流はグブラにおける測定結果より0.2m/s以下と推測される。</li> </ul>	現地調査 書類(2)
地下水	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 計画予定地の地下水位は12月でGL-3.0mであった。</li> <li>- 計画予定地の南にあるハヤシムでは塩分を含む地下水を汲み上げプランテーションに用いている。</li> </ul>	現地調査
植生	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 計画予定地およびその周辺には数種類の低木が分布している。</li> </ul>	現地調査
動物、鳥	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ラクダおよび山羊が見られたが飼育されているようである。カモメ、カラス等、数種類の鳥が見られた。</li> </ul>	現地調査
水生生物	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ヤドカリ、カニ、ゴカイ等の活動痕跡が見られる。</li> <li>- 計画予定地付近に海ガメの産卵地は存在しない。また、珊瑚礁、マングローブも存在しない。</li> </ul>	現地調査 MRME 住民
貴重な生物種	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 計画予定地付近に貴重な動植物は存在しない。</li> <li>- 一般的に、貴重種は山地に分布している。</li> </ul>	現地調査 MRME QU

書類(1) Statistical Year Book, 1992

書類(2) Hydraulic Study for the Sea-Water Intake

Ghubrah Power and Desalination Plant Extension Phase III

## 13.2 温排水および排ガス拡散予測

本プロジェクトにおいて自然および社会環境に影響を与えると考えられる項目のうち、温排水と排ガスについては特に数値的解析が必要である。これらの解析に必要な計画地域の気象および海象データ（13.2.1および13.2.2項参照）が収集、整理されていないので、本F/Sにおいては簡易的に解析し、オマーン国の基準と比較した。

### 13.2.1 温排水拡散予測

(1) 下記仮定条件により、平面方向の拡散予測を行なった。

#### 1) 温排水の諸元

温排水量	:	$Q = 55 \text{ m}^3/\text{s}$
温度上昇	:	$\Delta T = 6.4 \text{ }^\circ\text{C}$
温排水密度	:	$\rho_d = 1.024 \text{ t/m}^3$

#### 2) 海水の諸元

海水の温度	:	$T_e = 30 \text{ }^\circ\text{C}$
海水の密度	:	$\rho_e = 1.025 \text{ t/m}^3$

#### 3) 海域の条件

- ① ケース1 : 静止、半無限海域
- ② ケース2 : 海岸に平行な  $0.2 \text{ m/s}$  の潮流

#### 4) 放水口の形状および計算上の仮定

- ① ケース1 : 放水口からの放流は途中において拡散、放熱を行わず、沖合  $200 \text{ m}$  地点に到達し、拡散を開始するものとする。拡散層厚を  $1.5 \text{ m}$  と仮定する。
- ② ケース2 : 放水口断面を幅  $20 \text{ m}$ 、深さ  $1.5 \text{ m}$  と仮定する。

#### 5) 温排水拡散予測算定式

- ① ケース1 : 平野式
- ② ケース2 : CORMIXモデル (米国環境保全局のモデル)

## (2) 結 果

温排水の拡散予測結果を図13.2.1および図13.2.2に示す（アウトプットデータについては付13.1参照）。

この結果によると、1℃上昇の拡散域は、

ケース1 : 沖合約1.5km

ケース2 : 下流約2.6km

と予測される。

## (3) 考 察

オマーン国の基準では半径300m以遠で1℃上昇以下となっており、結果はこの基準を満足していない。この基準は非常に厳しいものといえる。例えば、日本では補償問題、環境への影響、立地条件等を考慮のうえ、プロジェクト毎に総合的に評価されており、台湾では半径500m以遠で4℃上昇以下という基準になっている。一方、拡散域は温排水量、潮流の変化等によって大きく変動するので、現段階では上記結果を本プロジェクトに当てはめて影響度を評価するのは適当ではない。したがって、本プロジェクトの詳細設計時に海水温度の鉛直分布、潮流の変化等を実測し、数値シミュレーション、モデル実験等により拡散域について検討したうえで、評価を行なう必要がある。詳細な検討に必要なデータを以下に列記する。

- 海水温度の季節変化および鉛直分布
- 潮流の変化
- 海底地形
- 拡散係数
- 風速、日射量、気温、湿度、雲量等気象データ

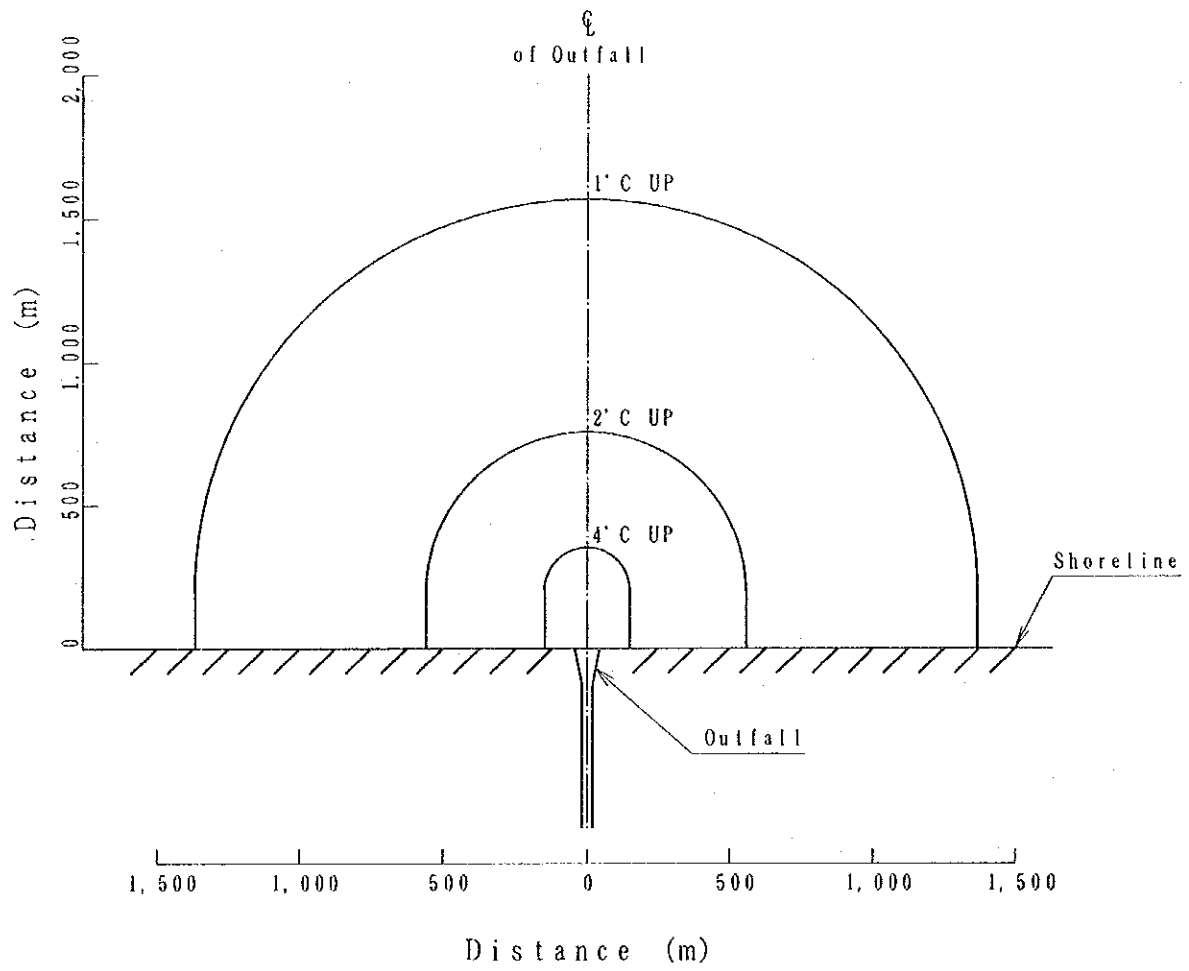


図13.2.1 温排水拡散予測 (ケース1)

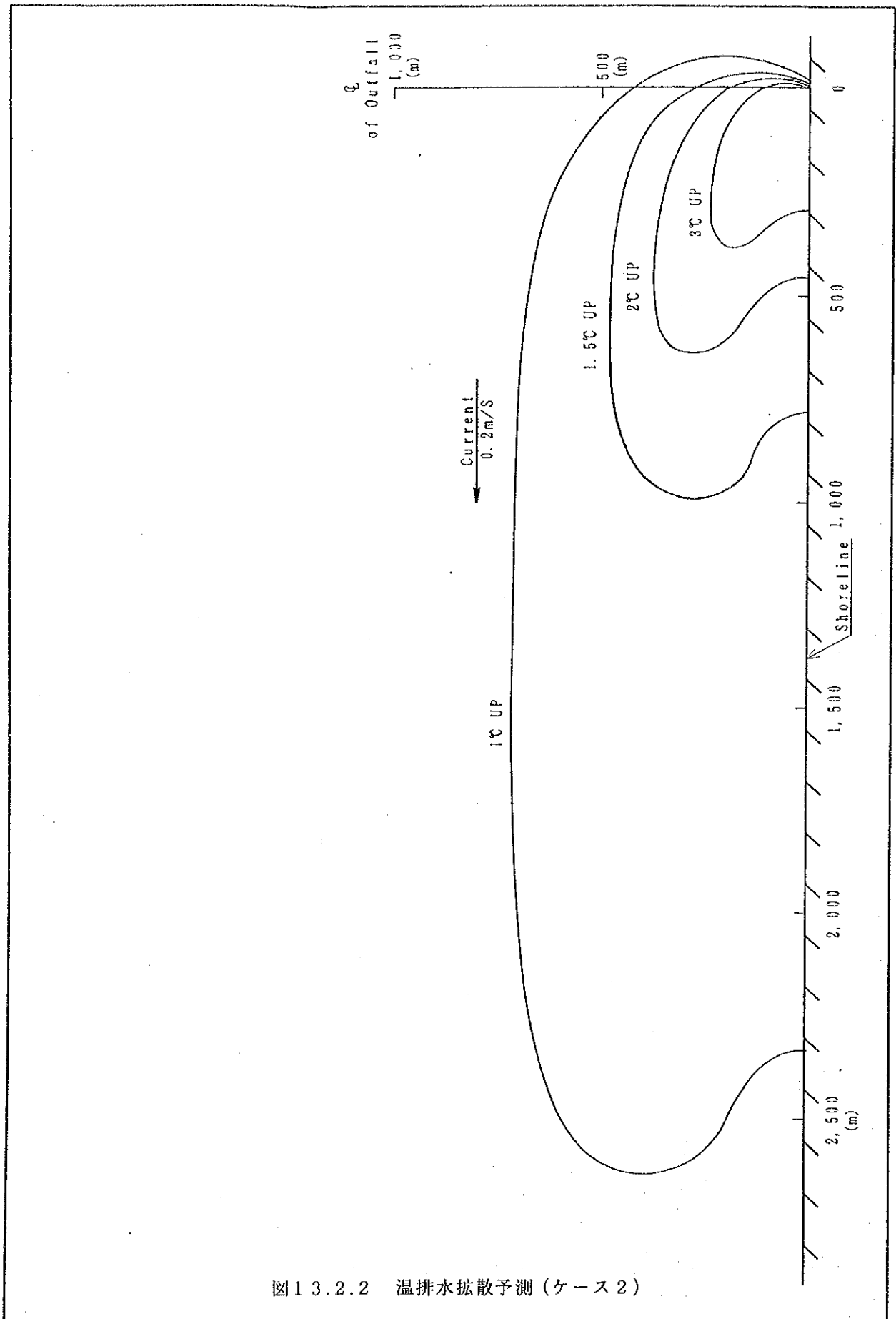


図13.2.2 温排水拡散予測(ケース2)

### 13.2.2 排ガスの大気拡散予測

#### (1) 排ガス

本プロジェクトにおいて、大気汚染に関わる排ガスに含まれる代表的な物質として、SO<sub>x</sub>またはNO<sub>x</sub>がある。SO<sub>x</sub>は、非常用燃料である軽油使用の際に排出される。NO<sub>x</sub>は、燃料中の窒素により生成される場合（フュエルNO<sub>x</sub>）と空気中の窒素が酸化して生成される場合（サーマルNO<sub>x</sub>）がある。単機発電容量100MWのガスタービン（コンバインドサイクル）使用時に対して大気拡散予測を行なった。

#### (2) 排ガス条件

排ガス量、SO<sub>x</sub>またはNO<sub>x</sub>排出量等の条件は、表13.2.1および付13.2に示すとおりである。

表13.2.1 排ガス条件

	SO <sub>x</sub> (軽油)	NO <sub>x</sub> (天然ガス)
排ガス量 (Nm <sup>3</sup> /s)	280	280
汚染物質排出量 (Nm <sup>3</sup> /s)	0.0225	0.028
(g/Nm <sup>3</sup> )	0.229	0.2
排ガス温度 (°C)	90 <sup>(注)</sup>	90 <sup>(注)</sup>

(注) HRSG出口での排ガス温度

#### (3) 大気拡散計算式

大気拡散予測は、有風時および無風時に対してそれぞれブルーム式、パフ式を用いて行なった。一般的には、大気安定度、風向、風速等の各組み合わせごとに1時間値を求め、それぞれの組み合わせが出現する頻度で重み付けをして長期平均濃度予測を行なうが、ここでは簡易的に短期高濃度予測を行なった。計算条件、方法については付13.3に示した。

有風時の風速は、シーブ（Seeb）における12年間のデータから、頻度の多い2.6m/sを採用した（表13.2.2および図13.2.3参照）。



#### (4) 結 果

計算結果は、付13.3に示すとおりである。また、汚染物質の最大着地濃度と着地距離を表13.2.3～表13.2.4に示す。

#### (5) 考 察

##### 1) 排出濃度

SO<sub>x</sub>の排出濃度はオマーン国の基準値以上であるが、SO<sub>x</sub>が非常用燃料使用時(短期間)においてのみ発生することを考えると、大きな影響はないと考えられる。NO<sub>x</sub>については、基準値とほぼ同じである(表13.2.5参照)。

##### 2) 環境濃度

オマーン国では環境濃度基準がまだ制定されていないので日本の基準と比較する。無風時のSO<sub>x</sub>およびNO<sub>x</sub>濃度は基準値以上であるが、有風時にはSO<sub>x</sub>、NO<sub>x</sub>とも基準値以下である。実際には無風状態の頻度は非常に少ないので、計算結果に示された高濃度は長期平均的には出現しないと考えられる。

詳細設計時には、全プラントの排ガス、それぞれの干渉、時間ごとの気象条件、プラント構造物および地形を考慮のうえ、検討する必要がある。詳細な検討に必要なデータを以下に列記する。

- ① 時間ごとの風速、風向、日射量、雲量、雲の高さ、気温
- ② 昼夜のリッド高
- ③ 煙突高、位置、本数
- ④ プラント構造物の外形
- ⑤ 地 形

##### 3) 煙 突 高

天然ガスあるいは軽油(非常時)が燃料として使用される場合なので、煙突高を50mとして計画すれば十分と考えられる。

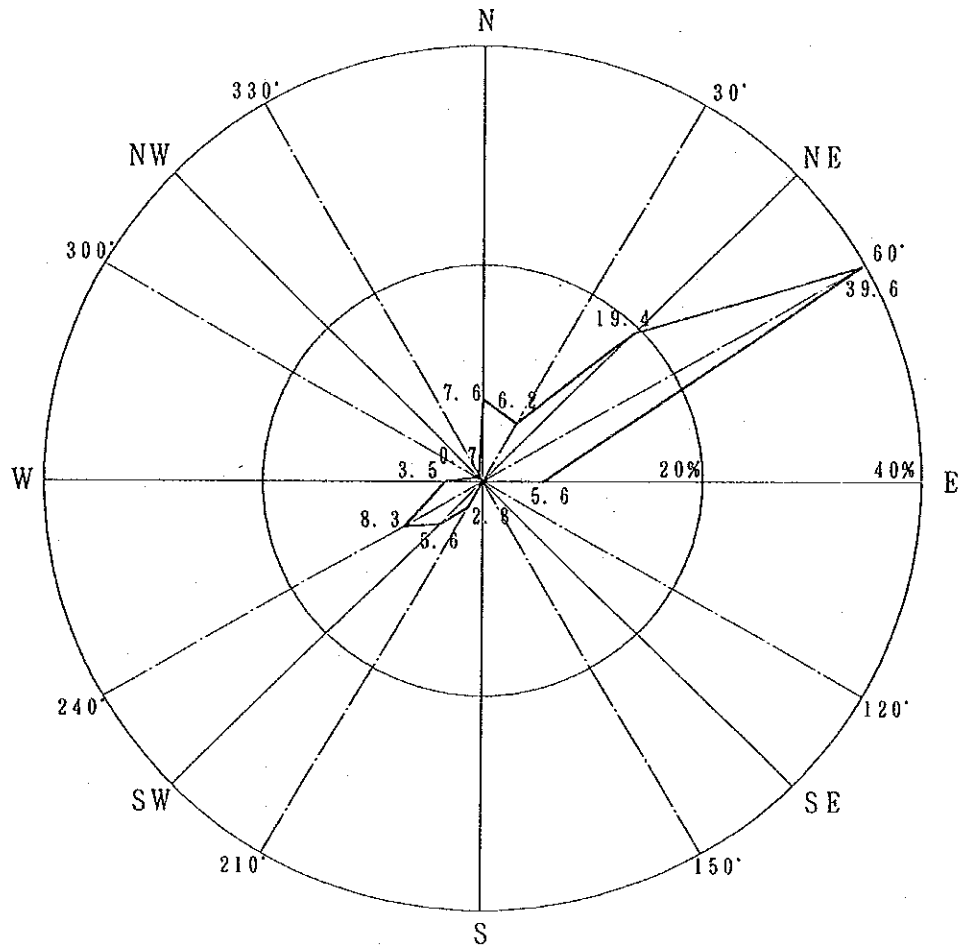
表 1 3 . 2 . 2 風 速 デ ー タ

Sultanate of Oman  
 Ministry of Communications  
 Directorate General of Civil Aviation & Meteorology  
 Department of Meteorology

Station : Seeb  
 Parameter : Surface wind \* prevailing direction with mean speed [knots]

Year	Month												Annual
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
1980	225	045	045	225	360	045	045	045	045	045	045	225	
	05	10	10	09	10	09	10	11	09	09	12	05	
1981	225	045	360	045	045	360	045	045	045	045	360	045	
	05	10	09	10	09	09	09	11	09	11	10	11	
1982	225	270	360	360	360	045	045	045	045	045	045	225	
	08	09	09	09	09	10	11	10	08	09	10	05	
1983	225	270	045	360	225	045	045	045	045	360	045	360	
	06	08	10	09	12	08	08	10	07	08	07	07	
1984	240	060	060	240	060	030	060	060	060	030	060	060	05
	05	05	05	05	06	04	05	05	06	04	04	05	
1985	060	240	240	270	060	060	060	060	060	060	240	240	05
	04	05	05	06	05	05	05	05	05	05	05	05	
1986	210	060	060	060	060	060	060	060	060	240	060	060	06
	05	06	06	05	07	05	06	05	05	05	05	06	
1987	210	060	060	330	060	060	060	060	060	030	030	030	05
	04	05	05	04	06	05	06	05	05	04	04	04	
1988	210	240	060	060	060	060	060	060	060	360	060	210	05
	05	06	05	05	05	06	06	05	05	04	04	04	
1989	240	030	060	060	060	030	060	030	090	270	060	300	05
	05	05	05	05	05	04	06	04	04	05	04	05	
1990	240	240	090	090	090	090	090	090	090	060	030	060	05
	04	05	05	05	04	06	06	05	04	04	04	04	
1991	060	060	060	270	060	060	060	060	060	060	060	240	
	05	05	05	05	04	05	05	05	04	04	04	04	

WIND DIRECTION (1980~1991)



WIND MEAN SPEED (1980~1991)

min 4 knot max 12 knot

knot	4	5	6	7	8	9	10	11	12
%	18.7	38.2	12.5	2.8	4.2	10.4	8.3	3.5	1.4

圖 13.2.3 風向頻度

表13.2.3 SOx 拡散予測 (100MWガスタービン)

	有風時 (U <sub>s</sub> =2.6m/s)				無風時			
	日中		夜間		日中		夜間	
出力 (MW)	100				100			
効率 (%)	30				30			
燃料消費 (T/hr)	26.3				26.3			
排ガス量 (Nm <sup>3</sup> /s)	280				280			
SOx排出量 (Nm <sup>3</sup> /s)	0.0225 (0.229 g/Nm <sup>3</sup> )				0.0225 (0.229 g/Nm <sup>3</sup> )			
大気安定度	B		D		A		D	
煙突高さ (m)	50	100	50	100	50	100	50	100
有効煙突高さ (m)	227	264	207	238	158	208	119	169
最大着地濃度 (ppm)	0.0135	0.0091	0.0048	0.0029	0.0365	0.0211	0.8960	0.4439
着地距離 (km)	1.4	1.6	7.9	10.5	0.0	0.0	0.0	0.0

表13.2.4 NOx 拡散予測 (100MWガスタービン)

	有風時 (U <sub>s</sub> =2.6m/s)				無風時			
	日中		夜間		日中		夜間	
出力 (MW)	100				100			
効率 (%)	30				30			
燃料消費 (T/hr)	30.3				30.3			
排ガス量 (Nm <sup>3</sup> /s)	280				280			
NOx排出量 (Nm <sup>3</sup> /s)	0.028 (0.2 g/Nm <sup>3</sup> )				0.028 (0.2 g/Nm <sup>3</sup> )			
大気安定度	B		D		A		D	
煙突高さ (m)	50	100	50	100	50	100	50	100
有効煙突高さ (m)	227	264	207	238	158	208	119	169
最大着地濃度 (ppm)	0.0168	0.0114	0.0059	0.0036	0.0454	0.0262	1.1151	0.5520
着地距離 (km)	1.4	1.6	7.9	10.5	0.0	0.0	0.0	0.0

表13.2.5 排出基準

汚染物質	オマーン	日 本
1. SO <sub>2</sub>	80 μg/m <sup>3</sup> (注1)	注3 (1 day)
2. NO <sub>2</sub>	0.20 (注2)	60~130ppm (1 day) (注4)

(注)

1. この数値はMRMEより得たものである。測定方法および基準時間については不明。
2. 測定方法および基準時間については不明。
3. 許容排出量は次式より計算される。  

$$Q \text{ (Nm}^3\text{/hr)} = K \times 10^3 \times He^2$$

K : 地域ごとに定められる定数  
 He<sup>2</sup> : 有効煙突高 (m)
4. この数値は、排ガス量  $5 \times 10^5 \text{ Nm}^3\text{/hr}$  以上の気体あるいは液体燃焼ボイラに適用される。

(6) 各国の大気環境基準

表13.2.6に各国の大気環境基準を示す。ただし、基準設定の条件が異なるため、単純に比較することはできない。

表13.2.6 各国の大気環境基準

	二酸化硫黄 (ppm)	二酸化窒素 (ppm)	定 義
日 本	日平均値 0.04 1時間値 0.1	日平均0.04から0.06までの ゾーン内またはそれ以下	人の健康を保護するうえで維持されることが望ましい基準。
ア メ リ カ 合 衆 国	第一環境基準 年平均値 0.03 日平均値 0.14  第二環境基準 3時間平均値 0.5	年平均値 0.05 短時間値 未定  第一環境基準に同じ	公衆の健康を保護するために必要と判断される基準。  公衆の福祉を既知のもしくは予測される悪影響から守るために必要と判断される基準。
ド イ ッ	長期影響 0.05  短期影響 0.15	0.04  0.11	一定の施設について、その設置・提案の認可要件の一つとされる。認可を受けた施設については、近隣住民はインミッションを理由に提案の差し止めを求められない。(防止措置または阻害賠償のみ請求可能) (注) インミッションとは人間ならびに動物、植物またはその他の物件に影響を及ぼす大気汚染、騒音、振動、光、熱、放射線およびこれらに類する環境影響をいう。
カ ナ ダ	Max Desirable Level 年平均値 0.01 日平均値 0.06 1時間値 0.17  Max Acceptable Level 年平均値 0.02 日平均値 0.11 1時間値 0.34  Max Tolerable Level 日平均値 0.31	年平均値 0.03  年平均値 0.05 日平均値 0.11 1時間値 0.21  日平均値 0.16 1時間値 0.53	長期目標であり、未汚染地域の汚染防止政策や汚染防止技術の長期的開発の基礎となる。  人間生活、福祉等に対する汚染の影響に対し適切な保護をするためのもので現時点での現実的な達成可能レベルである。  危険が切迫し、迅速な防止措置を必要とするレベル。

### 1 3.3 環境影響評価

#### 1 3.3.1 環境マトリックス

本F/Sにおける環境調査の結果を、表1 3.3.1に環境マトリックスとして示す。マトリックスでは、影響緩和策、環境保全のためのモニタリングの必要性についても提言している。

環境マトリックスで明らかなように、本プロジェクトの実施に伴う環境への重大な影響は認められず、詳細設計時に十分な配慮をすることによって、環境への影響を最小限に抑えられると考える。

#### 1 3.3.2 重要検討項目

##### (1) 海水取水方式

環境に与える影響度の面で、留意すべき項目の一つとして海水取水方式がある。本サイトのように遠浅の海岸では、一般に取水深さを確保するために海岸から相当沖合まで突出した施設が必要となる。この施設による景観の変化、潮流の変化に伴う汀線の変化（漂砂）は十分に起こり得る。この影響に対しては、MRME、MCIから十分に検討し、保全策を講じるべきである旨の意見があった。このような背景を踏まえ、環境保全の観点からは、海底埋設管方式が最善策である。

##### (2) 温排水

温排水の問題も重要な検討項目である。MAFより、影響域を小さくする方策を取るよう意見があった。最終的には、水生生物、漁業の実態を詳細に調査したうえで必要な対策を講じることになる。現段階としては、計画予定地周辺には同等の海洋環境が広がっていること、マングローブや珊瑚礁が分布していないこと、および海岸より約15km沖合の島周辺が主な漁場であることから、扇状に広げた構造の表層放流方式とし、影響域を極力小さくすることにより、水生生物および漁業への重大な影響はないと考える。

##### (3) プラントからの排水

プラントの運転に伴ない排出されるオイル混じりの水、酸あるいはアルカリ性廃水、その他有害物質混じりの廃水等については、適切な処理を経て、プラント

外に排出することになる。処理施設の設計に際しては、オマーン国の排出基準を満足するよう、その規模、システムを決定することは言うまでもない。

一方、造水プラントから排出される塩分濃縮排水、凝集剤等薬品の排水については、以下に記述するとおり、環境に重大な影響を与えることはない。

#### 1) 塩分濃縮排水

造水後排出される余剰海水の塩分濃度は、取水した海水の濃度よりも12～14%高い。この濃縮排水は、発電用冷却水と混合、希釈され、約1%高い濃度で放流される。放流後は拡散し、周囲の海水と混合、希釈されるので、急速に濃度が低くなる。

#### 2) 凝集剤等薬品

凝集剤等の薬品は原水の処理後の余剰分のみが排出されることになる。放流水中の濃度が低く、放流後は速やかに無視できるレベルまで希釈されるので、環境上問題にはならないと考えられる。

#### (4) 排ガス

排ガスによる大気汚染については、現段階においては特に大きな影響がないと予測されるが、詳細設計時に13.2.2項に示したデータに基づき検討を行なうべきである。

#### (5) その他

この他にも、工事中の騒音、海面汚濁等、周辺環境への影響が予想される。地域住民の理解を十分に得る努力をするとともに影響を低減する工法を採用する等の対策を立てる必要がある。

### 13.3.3 詳細調査の必要性

本プロジェクトサイト計画地の周辺は、開発が進んでおらず、海岸保全地域 (Coastal Reserve Area) にも指定され、良好な自然が保たれている。本プロジェクトの実施にあたっては、サイト周辺の自然環境および社会環境等に関し、建設前に詳細調査を行ない、本F/Sの影響評価を補足する必要がある。MRMEもすでに本プロジェクトの環境影響評価 (EIA) に関わるT.O.Rを作成しており、その必要性を打ち出している。



(1) 環境の現況調査

本プロジェクトの環境配慮に関して、MRME発行のT.O.Rに基づく詳細なEIAレポートの作成にあたり、今後、図13.3.1に示す現況調査を実施する必要がある。

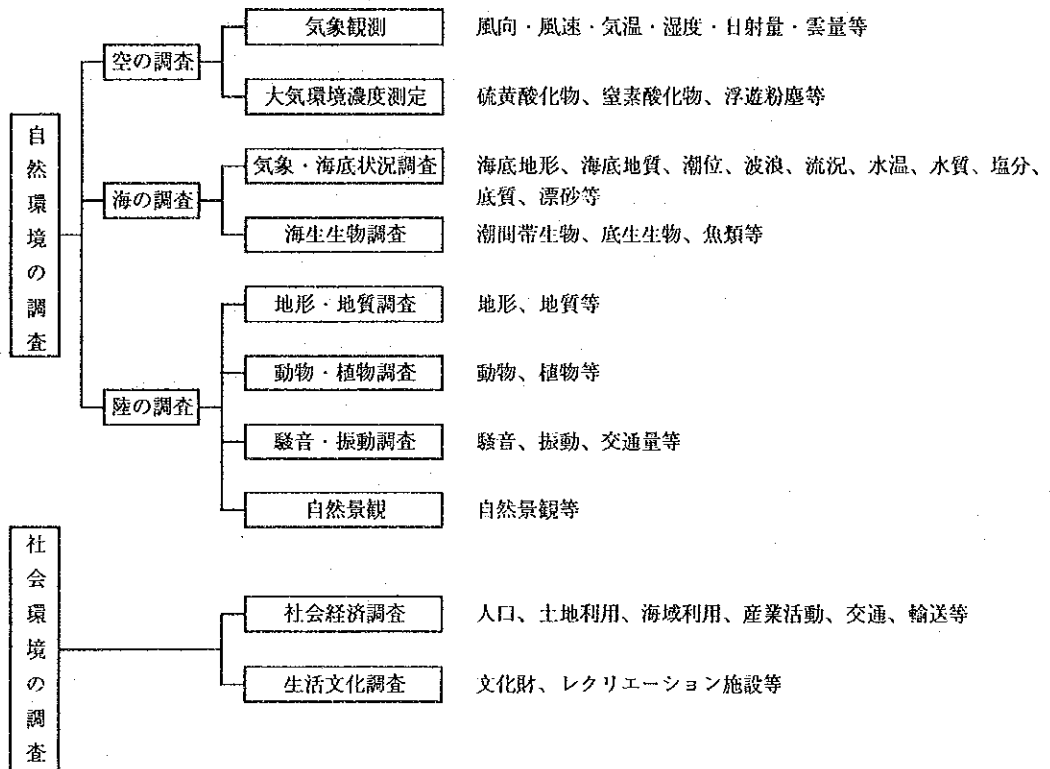


図13.3.1 環境の現況調査の内容

## (2) 環境保全対策

環境保全対策として、詳細設計段階において考慮すべき主な項目は概略図13.3.2のとおりである。

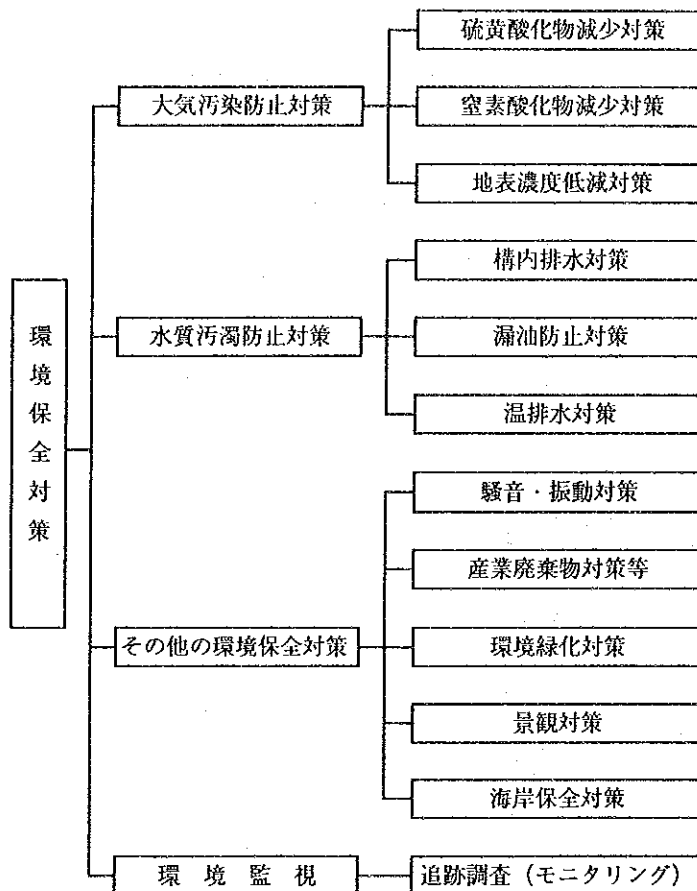


図13.3.2 環境保全対策項目

表13.3.1 環境マトリックス

環境項目	起こりうる環境影響の例	調査項目	調査方法	評 定		判 断 根 拠	環境保全のために講じようとする対策	環境保全のためのモニタリング	(詳細調査項目)
				工事中	運転中				
1 住民移転	非自発的な住民移転	土地所有者および位置	インタビュー 土地台帳の閲覧	D	D	住民移転なし	-		
2 地域分断	住民間の分断	集落の分布、社会構造の概況	インタビュー 既存資料収集	D	D	道路、プラント建設に伴う分断はない	-		
3 先住民・少数民族・遊牧民	先住民、少数民族、遊牧民への影響	先住民等の有無	-	D	D	先住民等はいない模様	-		
4 住民間の軋轢	住民の軋轢増加	関係住民の意識	-	C	C	不明	・本プロジェクトに関する情報の公開、住民との対話、意見聴取		・関係住民の意識調査
5 経済活動の基盤変化	生産基盤低下による地域経済への影響	周辺の産業別従事者	インタビュー 既存資料収集	C	C	漁業者への影響不明	・雇用の場の提供 ・適正な補償を行なう		・地域経済、産業構造、漁場の確認
6 生活施設の変化	学校・病院等への影響	生活・宗教施設の分布	現地踏査	D	C	プラント運転技術者の居住地が既存集落に近接			・生活施設、宗教施設等の利用状況
7 交通への影響	交通渋滞、事故の増加	現況交通網および交通量、港の位置および設備概要	現地踏査 既存資料収集	B	C	工事中および運転中の交通量の増加	・交通安全標識の整備 ・適正な交通量を規制する運行計画とする		・現況交通量、交通容量 ・将来の交通計画
8 水利権・漁業権等の調整	漁業権、公有権の消失	漁業権の有無、漁場の分布状況	既存資料収集 インタビュー	C	C	漁場の確認要(MAF)	・本プロジェクトに関する情報の公開、住民との対話、意見聴取 ・適正な補償を行なう		・権利保有状況
9 史跡・文化遺産への影響	歴史的記念碑等への影響	文化遺産の分布、役割	インタビュー 既存資料収集	C	C	サイト周辺に遺跡は報告されていない 埋蔵文化財については不明(MNHC)	・埋蔵文化財発見の際は国家遺産・文化省に報告し、適正な措置を講ずる。		・文化遺産の確認
10 景観の変化	景観の著しい変化	景観上の役割および住民の意識	インタビュー 既存資料収集	C	C	ほぼ自然の状態にある海岸沿いに施設が建設される	・周囲の環境と調和した緑化、構造物の色彩等に配慮する		・地域住民の景観に対する意識 ・関係各省の意見聴取
11 貴重な自然	湿地の破壊、熱帯雨林、ワイルドランド、マングローブ等への影響	貴重な自然の有無とその貴重度	現地踏査 既存資料収集	C	C	サイトは海岸保全区域に指定されている	同 上		・関係各省の意見聴取
12 貴重種・固有動植物	貴重種・固有動植物への影響	貴重種・固有種の有無	現地踏査 インタビュー	C	C	サイトおよび周辺には存在しない	-		・貴重種・固有動植物の生息状況
13 植 生	植生への影響	植生の概況	現地踏査	B	D	サイト内に樹木および灌木が分布している	・植樹の実施		
14 地形・汀線変化	地形・汀線の変化	地形・土質の概況、WADIの概況	現地踏査 既存資料収集	B	B	土地造成、海岸構造物建設による変化	・取水設備は海底管方式とする ・海浜構造物は設計面で充分配慮する	・汀線変化の年2回の現地調査実施	・周辺WADIの土砂流出量(漂砂量)
15 地下水変化	地下水位の変化	地下水利用の概況	現地踏査	D	D	本プロジェクトでは地下水の汲み上げはしない	-		
16 水域の流況、水位変化	水域ルート、流量等の変化	水域利用の実態、流況の概況	現地踏査	C	C	サイト西側にWADIを確認	・土地造成および敷地境界の防護構造に配慮する	・降雨後の目視点検の実施	
17 水域の水温変化	水域の水温変化	水質概況、生物分布の概況	現地踏査 水質分析 既存資料収集	D	B	温排水による海水温度の上昇	・扇状に広げた構造物の表層放流により影響域を極力小さくする	・取排水路での定期的な水温測定 ・海域での水温・水質の年2回の現地調査 ・排水口での定期的な残留塩素の測定 ・海生・潮間帯・底生生物の年2回の現地調査	・取・排水予定水域内の流況、水質の状況
18 大気汚染	施設と車両による大気汚染	気象条件・生活施設等の分布、規制基準等の内容	既存資料収集	C	B	天然ガス、軽油を燃料とした排ガスの影響	・クリーンなエネルギーの天然ガスを使用する ・適切な高さの煙突を計画し、希釈・拡散効果を図る	・窒素酸化物、硫黄酸化物等有害物質濃度を測定監視する	・気象条件、生活施設の分布状況
19 水質汚濁	施設と陸上工事による水質汚濁	漁場の分布状況、レクリエーション活動の状況	現地踏査 インタビュー 既存資料収集	B	D	工事期間中の濁海水	・工事中の浚渫・埋め戻しは濁り発生の少ない工法を採用する ・作業範囲はシルトプロテクターにより囲み、濁り拡散を防止する	・監視点を設け、必要に応じ測定する	・流 況 ・漁 場
20 土壌汚染	有害廃棄物処理による土壌汚染	地下水利用の概況	現地踏査 インタビュー	D	D	サイト内での有害廃棄物はない	・有害物質を含む排水は処理施設で処理する ・土地造成土砂に有害物質がないことを確認する	・排水処理装置の出口で定期的な水質を測定	
21 騒音・振動	施設と交通による騒音、振動	集落・生活施設等の分布、規制基準等の内容	現地踏査 既存資料収集	B	C	工事中および運転中の交通量の増加	・発生源となる機器は敷地境界より離すか屋内に配置し、屋外機器は極力低騒音型を採用する	・敷地境界で定期的に振動、騒音を測定	
22 地盤沈下	地下水汲み上げによる地盤沈下	土質の概況	ボーリングの実施	D	D	サイトでの地下水の汲み上げはしない	-		
23 悪 臭	排出ガスおよび廃棄物による悪臭	規制基準等の内容	既存資料収集	D	D	特に問題となる悪臭発生施設はない	-		

評定区分 A: 重大な影響が見込まれる。 B: 多少の影響が見込まれる。 C: 不明(影響の程度は判断できないので調査、検討する必要があると考えられる。) D: ほとんど影響は考えられないためEIAの対象としない。

## 第14章 実施計画

## 第14章 実施計画

### 14.1 プロジェクトの実施計画

本発電・海水淡水化複合プラントの実施計画は、現在すでに逼迫している電力、水需要に対応して早急に第1段階の発電・海水淡水化ユニットを完成させ、他のユニットについても需要の伸びに合わせて逐次完成を図ることとした。段階的実施計画に際しては、需要に対応した設備規模の設定、一方、経済的に過剰な設備投資とならないよう両者のバランスを考慮し計画した。

図14.1にMSF海水淡水化プラントの建設工程、図14.2にRO海水淡水化プラントの建設工程を示す。

### 14.2 コントラクターの選定および契約

本フェージビリティスタディ後、プラント完成に至るまでの概略手順は次のとおりである。

- (1) 設 計
- (2) 技術仕様書、入札書類の準備
- (3) 入 札
- (4) 入札およびその評価
- (5) コントラクターの選定および契約
- (6) 実施設計
- (7) 機器の製造／製作および機材の調達
- (8) 現地工事
- (9) 試 運 転
- (10) 商業運転

上記の(1)～(5)のエンジニアリングサービスに相当する業務を行なうため、コンサルタントを起用することが必要である。

緊急を要する第1段階の実施計画を早急に実施するためには、エンジニアリングサービス業務を円滑かつ短期間に行なうことが重要である。

### 14.3 プラントの建設

プラントの建設にあたっては、14.2項で述べた(6)～(9)については、コントラクターの責任のもとに工期管理を行なうことになるが、MEWはコントラクターの作業を円滑にするため、コントラクターが必要としている承認業務を迅速に行なうとともに、法規上の各種認可事項の関連官庁折衝等についてバックアップを行なうことが必要である。建設工程上の主な項目は次のとおりである。

#### (1) 詳細設計、機器の製造／製作および機材の調達

##### 1) 発電プラント

ガスタービン発電プラントの工期は標準型を使用しており、1ユニット当たり設計、製造／製作からサイト搬入まで約12ヶ月である。スチームタービン発電ユニットについては、ボイラーが大寸法となるため、分割したプレハブパネルを工場生産し、現地で組み立てる方式となる。工期は1ユニット当たり設計、製造／製作からサイト搬入まで約17ヶ月を要する。

##### 2) 海水淡水化プラント

MSFの場合は、蒸発器が最も長い製作期間を必要とし、工場で作られたモジュールを現地組立とするプレハブ工法となる。工期は1ユニット当たり工場生産からサイト搬入まで約18ヶ月となる。

ROの場合は、高圧多段ポンプおよびROモジュールに長い製作期間を必要とし、工場で作られたROモジュールを現地で組み立てる工法とする。工期は1ユニット当たり工場生産からサイト搬入まで約14ヶ月を要する。

#### (2) 現地工事

##### 1) 土木、建築工事

###### ① 調査工事および準備工事

プラント基礎、海水取・排水施設、建築構造物の実施設計のための設計条件を確定するため、契約締結後、速やかにプラントサイトにおいて地質調査(陸上および海上)、海底の深浅測量などの調査工事を行なう。この調査工事に約4ヶ月を要する。

また、幹線道路からサイトに至る取付道路の建設、プラント敷地の造成などの準備工事も開始する。準備工事に必要な期間は約3ヶ月と考えられる。

## ② 海水取・排水設備

第1段階の海水淡水化プラントの試運転は、MSFおよびROとも1998年10月を予定しているので、海水の取・排水設備工事は工事終了後の海水ポンプ据付、プラントへの接続作業に要する期間を約5ヶ月とみて、1998年5月までに完了させる必要がある。海底埋設管方式による海水取水路工事はほとんどが海中工事となり、海底水路の浚渫および管路埋設に約23ヶ月を要する。取水口、ポンプピット工事は約16ヶ月、排水路工事は約12ヶ月を要し、海水取水路工事と並行して行なわれる。

## ③ プラント基礎

ガスタービン発電プラント、スチームタービン発電プラント、海水淡水化プラントなどの主要プラント基礎工事はそれぞれ当該プラントの据付開始時期までに逐次完成させることとする。

## ④ 建築工事

管理棟および制御棟は、1997年末に予定されている2ユニットのガスタービン発電プラントの試運転開始までに完成させる必要がある。これらの建築工事に要する工期は約18ヶ月である。また、スチームタービン発電プラントの本館建屋および海水淡水化プラント関連建屋は、それぞれのプラントの試運転開始までに完成させるものとする。

## 2) 送電、変電施設

変電所の建設としては、第1段階の発電規模に対応するバルカ (Barka) 変電所の建設、既存バイトバルカ (Bait Barka) 変電所およびマディナット・カブース (Madinat Qaboos) 変電所の増設工事がある。

また、送電線の建設としては、バルカ変電所とバイトバルカ変電所間の送電線およびバルカ変電所とマディナット・カブース変電所間の送電線工事がある。本工事は、ガスタービン発電プラントの試運転が予定されている

1997年末までに完成させる必要があり、プラント建設の全体工程において本工事がクリティカルパスと考えられる。

### 3) 送水施設

契約後、約20ヶ月程度で完成できるものと推定され、工期上特に問題とならないが、送水パイプラインのルート決定と布設工事にあたって関係諸官庁および住民との折衝を迅速に行なう必要がある。

### 4) 発電プラント

ガスタービン発電プラントでは、機器類はパッケージ化されているため、現地据付工事は比較的簡単であり、据付開始から試運転完了まで1ユニット当たり約8ヶ月である。スチームタービン発電プラントでは、関連機器、配管が現地組立となり、また、ボイラーもプレハブ工法のため、溶接、配管工事が多くなり、1ユニット当たり約13ヶ月を必要とする。

### 5) 海水淡水化プラント

海水淡水化プラントは8基からなり、第1段階の2ユニットの完成は発電プラントの完成に合わせて、1998年末を予定している。その他のユニットについては需要の伸びおよび経済性を考慮し、2ユニットずつ逐次建設することとした。

### 6) 試運転

発電プラント・海水淡水化プラントとも信頼性を確認するため引き渡し前に1ヶ月の連続性能テストが実施される。







## 第15章 建設費見積り

## 第15章 建設費見積り

### 15.1 基本的条件

第4章において、本プロジェクトは、経済性を重視した立場からB案を推奨したが、A案とB案のいずれを選定するかはMEWによって最終的に決められることとなる。したがって、建設費見積りはA案およびB案の両案について見積った。

建設費見積りは、次の諸設備に区分して内・外貨別に示し、金額はRial Oman (R.O)で示す。外貨分については、括弧内にUS\$換算額を示す

- (1) 電力部門                   : 発電設備  
                                  送電変電設備
- (2) 海水淡水化部門       : プロセス設備  
                                  取排水設備  
                                  生産水送水設備
- (3) 諸費用                   : 予備費  
                                  MEWの管理費  
                                  エンジニアリング費

以上の建設費の見積りは、第14章に示したプロジェクト工程に従って年度展開する。また、見積りは1994年価格で行なう。

建設費のうち、外貨部分は輸入機材、海上運賃および保険、外国人技術者その他スタッフの給与を含み、内貨部分はオマーン国内で調達可能な建設機械、セメント、骨材その他の建設用材料、および現地スタッフ、労務者の給与、賃金を含む。

### 15.2 見積り条件

諸費用に対する考え方および通貨交換率等見積りに適用した条件は次のとおりである。

#### (1) 予備費

予備費は、プロジェクト実施中の不測の事態、例えば、追加工事や工事数量の増大等に伴う支出を賄うためのものである。類似プロジェクトにおける従来

の経験に鑑みて、プラント設備および土木、建築工事とも、基準直接工事費の10%を計上する。

#### (2) MEWの管理費

一般に建設工事における施主の管理費は、直接費に対し年間0.5%前後である。

#### (3) エンジニアリング費

エンジニアリング費は、プロジェクト実施にあたり事前に必要となる仕様書、設計図書等入札図書の作成、見積り審査、施工監理等の技術職務に要する費用であり、本プロジェクトの規模からして、その費用は基準直接建設費の1.5%前後と見積られる。

#### (4) 通貨交換率

通貨交換率は次の率を適用する。

1 US\$ = 0.3845

1 US\$ = 106円 (平成6年1月2日～平成6年7月1日間の平均レート)

1 R.O = 276円

### 15.3 建設費の年度展開の条件

建設費の年度展開は次の条件に基づいて行なう。

#### (1) プラント設備

- 1) 前 渡 金 : - 契約締結時にCIF価格の10%の支払いが行なわれる。  
- 船積時にCIF価格の80%の支払いが行なわれる。
- 2) 保 留 金 : - CIF価格の10%は保留金とし、MEWの工事完了最終証明書の発行とともに支払われる。

#### (2) 土木・建築工事

- 1) 前 渡 金 : - 契約締結時に契約金額の10%の支払いが行なわれる。
- 2) 月別支払い : - 出来高に従って支払われる。
- 3) 保 留 金 : - 契約金額の10%は保留金とし、MEWの工事完了最終証明書の発行とともに支払われる。

(3) 機器据付工事 : -土木・建築工事の支払い方式と同様とする。

#### 15.4 見積り建設費

上記の条件に基づいて見積られた1994年価格の概算建設費は次のとおりである。

##### (1) A 案

1) 電力部門	:	563.90百万R.O
2) 海水淡水化部門	:	332.26百万R.O
<hr/>		
合計		896.16百万R.O

##### (2) B 案

1) 電力部門	:	564.18百万R.O
2) 海水淡水化部門	:	262.02百万R.O
<hr/>		
合計		826.20百万R.O

概算建設費の総括表は、A案は表15.1～表15.3、B案は表15.4～表15.6に示され、また、建設費の年度展開は、A案は表15.7および表15.8、B案は表15.9および表15.10に示すとおりである。

### 15.5 各段階の建設費

最適開発案（B案）の1994年価格の各段階の概算建設費は次のとおりである。

#### 第1段階（1996年5月～1998年12月）

1) 電力部門	145.10 百万R.O
2) 海水淡水化部門	113.19 百万R.O
<hr/>	
合 計	258.29 百万R.O

#### 第2段階（1998年5月～2001年12月）

1) 電力部門	101.29 百万R.O
2) 海水淡水化部門	49.61 百万R.O
<hr/>	
合 計	150.90 百万R.O

#### 第3段階（2001年5月～2006年12月）

1) 電力部門	157.17 百万R.O
2) 海水淡水化部門	49.61 百万R.O
<hr/>	
合 計	206.78 百万R.O

#### 第4段階（2006年5月～2009年12月）

1) 電力部門	160.62 百万R.O
2) 海水淡水化部門	49.61 百万R.O
<hr/>	
合 計	210.23 百万R.O

表 15.1 建設費総括表 (A 案、電力部門・海水淡水化部門合計)

(Million R.O.)

Alternative	Alternative A MSF			
	Item	Foreign Currency		Local Currency
		(US\$ Million)		
<b>Electric Power Portion</b>				
A. Power Plant Facilities	421.47	( 1,096.15 )	29.56	451.03
B. Power Transmission Facilities	40.91	( 106.40 )	11.54	52.45
Sub Total (Base Direct Cost)	462.38	( 1,202.56 )	41.09	503.48
Physical Contingencies	46.24	( 120.26 )	4.11	50.35
MEW Admi. Expense	-	( - )	2.52	2.52
Engineering Fee	7.55	( 19.64 )	-	7.55
Total (1994 Price)	516.17	( 1,342.45 )	47.72	563.89
<b>Desalination Portion</b>				
A. Desalination Facilities	199.78	( 519.59 )	50.94	250.72
B. Water Transmission Facilities	32.60	( 84.79 )	13.34	45.94
Sub Total (Base Direct Cost)	232.38	( 604.37 )	64.28	296.66
Physical Contingencies	23.24	( 60.44 )	6.43	29.67
MEW Admi. Expense	-	( - )	1.48	1.48
Engineering Fee	4.45	( 11.57 )	-	4.45
Total (1994 Price)	260.07	( 676.38 )	72.19	332.26
<b>Grand Total (1994 Price)</b>	<b>776.24</b>	<b>( 2,018.83 )</b>	<b>119.92</b>	<b>896.16</b>



表 15.2 建設費總括表 (A 案、電力部門)

(Million R.O.)

Alternative	Alternative A MSF				
	Item	Foreign Currency		Local Currency	Total
			(US\$ Million)		
<b>A. Power Plant Facilities</b>					
1. Civil Work					
1.1	Land Reclamation	0.83	( 2.17 )	2.00	2.83
1.2	Water Intake and Outfall	3.27	( 8.51 )	7.68	10.95
1.3	Common Buildings	1.41	( 3.68 )	3.34	4.75
1.4	Foundation	3.10	( 8.07 )	7.23	10.34
1.5	Power House	2.86	( 7.44 )	6.64	9.50
2. Power Plant					
2.1	GTG Equipment	164.14	( 462.89 )	-	164.14
2.2	GTG Erection	28.62	( 74.43 )	0.36	28.98
2.3	STG Equipment	136.28	( 354.43 )	-	136.28
2.4	STG Erection	22.38	( 58.21 )	1.67	24.05
2.5	BPST Equipment	50.01	( 130.08 )		50.01
2.6	BPST Erection	8.55	( 22.25 )	0.63	9.18
<b>B. Power Transmission Facilities</b>		40.91	( 106.40 )	11.54	52.45
Total (A - B) (1994 Price)		462.38	( 1,202.56 )	41.09	503.48
<b>C. Other Cost</b>					
1.	Physical Contingencies (10 %)	46.24	( 120.26 )	4.11	50.35
2.	MEW Admi. Expense (0.5 %)	-	( - )	2.52	2.52
3.	Engineering Fee (1.5 %)	7.55	( 19.64 )	-	7.55
<b>Grand Total (1994 Price)</b>		516.17	( 1,342.45 )	47.72	563.89

表 15.3 建設費總括表 (A 案、海水淡水化部門)

(Million R.O.)

Alternative	Alternative A MSF			Total	
	Item	Foreign Currency			Local Currency
		(US\$ Million)			
<b>A. Desalination Facilities</b>					
1. Civil Work					
1.1	Land Reclamation	0.83	( 2.17 )	2.00	2.83
1.2	Water Intake and Outfall	3.27	( 8.51 )	7.68	10.95
1.3	Common Buildings	1.41	( 3.68 )	3.34	4.75
1.4	Foundation	6.93	( 18.02 )	16.14	23.07
1.5	Desal. Building	0.80	( 2.08 )	1.81	2.61
2. Desalination Plant					
2.1	BPST Equipment	33.34	( 86.72 )	-	33.34
2.2	BPST Erection	5.70	( 14.83 )	0.42	6.12
2.3	MSF Equipment	139.11	( 361.79 )	-	139.11
2.4	MSF Erection	8.38	( 21.79 )	19.55	27.93
<b>B. Water Transmission Facilities</b>					
1. Muscat Line					
1.1	Pipeline	18.40	( 47.85 )	4.60	23.00
1.2	Barka Reservoir & Pumping Station	1.40	( 3.64 )	5.60	7.00
2. South Batinah Line					
	Total (A - B) (1994 Price)	232.4	( 604.37 )	64.3	296.66
<b>C. Other Cost</b>					
1.	Physical Contingencies (10 %)	23.24	( 60.44 )	6.43	29.67
2.	MEW Admi. Expense (0.5 %)	-	( - )	1.48	1.48
3.	Engineering Fee (1.5 %)	4.45	( 11.57 )	-	4.45
<b>Grand Total (1994 Price)</b>		<b>260.07</b>	<b>( 676.38 )</b>	<b>72.19</b>	<b>332.26</b>

表 15.4 建設費総括表 (B案、電力部門・海水淡水化部門合計)

(Million R.O.)

Alternative	Alternative B R.O.				
	Item	Foreign Currency		Local Currency	Total
			(US\$ Million)		
<b>Electric Power Portion</b>					
A. Power Plant Facilities	427.3	( 1,111.39 )	23.9	451.28	
B. Power Transmission Facilities	40.9	( 106.40 )	11.5	52.45	
Sub Total (Base Direct Cost)	468.24	( 1,217.80 )	35.49	503.73	
Physical Contingencies	46.8	( 121.78 )	3.5	50.37	
MEW Admi. Expense	-	( - )	2.5	2.52	
Engineering Fee	7.6	( 19.65 )	-	7.56	
Total (1994 Price)	522.62	( 1,359.23 )	41.56	564.18	
<b>Desalination Portion</b>					
A. Desalination Facilities	141.9	( 368.93 )	46.2	188.01	
B. Water Transmission Facilities	32.60	( 84.79 )	13.34	45.94	
Sub Total (Base Direct Cost)	174.45	( 453.71 )	59.49	233.95	
Physical Contingencies	17.4	( 45.37 )	5.9	23.39	
MEW Admi. Expense	-	( - )	1.2	1.17	
Engineering Fee	3.5	( 9.13 )	-	3.51	
Total (1994 Price)	195.41	( 508.21 )	66.61	262.02	
<b>Grand Total (1994 Price)</b>	<b>718.03</b>	<b>( 1,867.44 )</b>	<b>108.17</b>	<b>826.20</b>	

表 15.5 建設費総括表 (B案、電力部門)

(Million R.O.)

Alternative	Alternative B R.O.				
	Item	Foreign Currency		Local Currency	Total
			(US\$ Million)		
<b>A. Power Plant Facilities</b>					
1. Civil Work					
1.1	Land Reclamation	0.83	( 2.17 )	2.00	2.83
1.2	Water Intake and Outfall	3.13	( 8.13 )	7.28	10.41
1.3	Common Buildings	1.41	( 3.68 )	3.34	4.75
1.4	Foundation	1.57	( 4.08 )	3.66	5.22
1.5	Power House	2.23	( 5.79 )	5.21	7.44
2. Power Plant (C/C)					
2.1	GTG Equipment	193.99	( 504.53 )	-	193.99
2.2	GTG Erection	33.81	( 87.92 )	0.44	34.24
2.3	STG Equipment	163.52	( 425.28 )	-	163.52
2.4	STG Erection	26.84	( 69.81 )	2.03	28.87
<b>B. Power Transmission Facilities</b>		40.91	( 106.40 )	11.54	52.45
Total (A - B) (1994 Price)		468.24	( 1,217.80 )	35.49	503.73
<b>C. Other Cost</b>					
1.	Physical Contingencies (10 %)	46.82	( 121.78 )	3.55	50.37
2.	MEW Admi. Expense (0.5 %)	-	( - )	2.52	2.52
3.	Engineering Fee (1.5 %)	7.56	( 19.65 )	-	7.56
<b>Grand Total (1994 Price)</b>		522.62	( 1,359.23 )	41.56	564.18

表 15.6 建設費總括表 (B案、海水淡水化部門)

(Million R.O.)

Alternative Item	Alternative B R.O.			
	Foreign Currency (US\$ Million)	Local Currency	Total	
<b>A. Desalination Facilities</b>				
1. Civil Work				
1.1 Land Reclamation	0.83 ( 2.17 )	2.00	2.83	
1.2 Water Intake and Outfall	2.16 ( 5.63 )	4.95	7.11	
1.3 Common Buildings	1.41 ( 3.68 )	3.34	4.75	
1.4 Foundation	6.93 ( 18.02 )	16.14	23.07	
1.5 Desal. Building	0.94 ( 2.45 )	2.18	3.12	
2. Desalination Plant				
2.1 RO Equipment	122.02 ( 317.36 )	-	122.02	
2.2 RO Erection	7.54 ( 19.62 )	17.56	25.10	
<b>B. Water Transmission Facilities</b>				
1. Muscat Line				
1.1 Pipeline	18.40 ( 47.85 )	4.60	23.00	
1.2 Barka Reservoir & Pumping Station	1.40 ( 3.64 )	5.60	7.00	
2. South Batinah Line				
	12.80 ( 33.29 )	3.14	15.94	
Total (A - B) (1994 Price)	174.5 ( 453.71 )	59.5	233.95	
<b>C. Other Cost</b>				
1. Physical Contingencies (10 %)	17.45 ( 45.37 )	5.95	23.39	
2. MEW Admi. Expense (0.5 %)	- ( - )	1.17	1.17	
3. Engineering Fee (1.5 %)	3.51 ( 9.13 )	-	3.51	
Grand Total (1994 Price)	195.41 ( 508.21 )	66.61	262.02	



表 15.7 建設費の年度展開 (A案、電力部門)

Item	(R.O. Million)																																																		
	Total			1996			1997			1998			1999			2000			2001			2002			2003			2004			2005			2006			2007			2008			2009			2010					
	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total									
A. Power Plant Facilities																																																			
1 Civil Work																																																			
1.1 Land Reclamation	0.83	2.00	2.83	0.17	0.20	0.37	0.67	1.80	2.47																																										
1.2 Water Intake and Outfall	3.27	7.68	10.95	0.33	0.77	1.10	1.96	1.54	3.50	0.98	5.38	6.36																																							
1.3 Common Buildings	1.41	3.34	4.75	0.42	0.33	0.75	0.99	3.00	3.99																																										
1.4 Foundation	3.10	7.23	10.33	0.06	0.14	0.20	0.56	1.30	1.86				0.06	0.14	0.20	0.56	1.30	1.86				0.06	0.14	0.20	0.56	1.30	1.86																								
1.5 Power Houses	2.86	6.64	9.50	0.17	0.13	0.30	0.40	1.20	1.60				0.17	0.13	0.30	0.40	1.20	1.60				0.17	0.13	0.30	0.40	1.20	1.60																								
2 Power Plant (C/C)																																																			
2.1 GTG Equipment	164.14		164.14	1.49	0.00	1.49	13.43	0.00	13.43				1.49	0.00	1.49	13.43	0.00	13.43				1.49	0.00	1.49	13.43	0.00	13.43																								
2.2 GTG Erection	28.62	0.36	28.98	0.26	0.00	0.26	2.34	0.03	2.37				0.26	0.00	0.26	2.34	0.03	2.37				0.26	0.00	0.26	2.34	0.03	2.37																								
				1.49	0.00	1.49	13.43	0.00	13.43	1.49	0.00	1.49	13.43	0.00	13.43	1.49	0.00	1.49	13.43	0.00	13.43	1.49	0.00	1.49	13.43	0.00	13.43	1.49	0.00	1.49	13.43	0.00	13.43	1.49	0.00	1.49	13.43	0.00	13.43												
2.3 STG Equipment	136.28		136.28	2.73	0.00	2.73	19.08	0.00	19.08				2.73	0.00	2.73	19.08	0.00	19.08				2.73	0.00	2.73	19.08	0.00	19.08																								
2.4 STG Erection	22.38	1.67	24.05	0.45	0.03	0.48	3.13	0.07	3.20	0.90	0.23	1.13				0.45	0.03	0.48	3.13	0.07	3.20	0.90	0.23	1.13				0.45	0.03	0.48	3.13	0.07	3.20	0.90	0.23	1.13															
				2.73	0.00	2.73	19.08	0.00	19.08	2.73	0.00	2.73	19.08	0.00	19.08	2.73	0.00	2.73	19.08	0.00	19.08	2.73	0.00	2.73	19.08	0.00	19.08	2.73	0.00	2.73	19.08	0.00	19.08	2.73	0.00	2.73															
2.5 BPST Equipment	50.01		50.01	1.25	0.00	1.25	10.00	0.00	10.00				1.25	0.00	1.25	10.00	0.00	10.00				1.25	0.00	1.25	10.00	0.00	10.00																								
2.6 BPST Erection	8.55	0.63	9.18	0.21	0.02	0.23	1.71	0.02	1.73	0.21	0.13	0.34	0.21	0.02	0.23	1.71	0.02	1.73	0.21	0.13	0.34																														
B. Power Transmission Facilities	40.91	11.54	52.45	4.09	1.15	5.24	28.64	3.46	32.10	8.18	6.92	15.10				0.00																																			
Total (A - B) (1994 Price)	462.38	41.09	503.47	13.39	2.79	16.18	98.69	12.44	111.13	18.73	12.66	31.39	18.99	0.05	19.04	32.64	0.36	33.00	40.41	2.72	43.13	11.51	0.55	12.06	42.16	2.61	44.77	33.83	0.28	34.11	8.38	0.44	8.82	56.18	2.64	58.82	24.97	0.57	25.54	56.18	2.75	58.93	6.35	0.23	6.58	0.00	0.00	0.00			
C. Other Cost																																																			
1 Physical Contingencies (10%)	46.24	4.11	50.35	1.34	0.28	1.62	9.87	1.24	11.11	1.87	1.27	3.14	1.90	0.00	1.90	3.26	0.04	3.30	4.04	0.27	4.31	1.15	0.05	1.20	4.22	0.26	4.48	3.38	0.03	3.41	0.84	0.04	0.88	5.67	0.26	5.88	2.50	0.06	2.56	5.62	0.28	5.90	0.63	0.02	0.65	0.00	0.00	0.00			
2 MEW Admi. Expense (0.5%)	2.52	2.52		0.08	0.08		0.56	0.56		0.16	0.16		0.10	0.10		0.17	0.17		0.22	0.22		0.06	0.06		0.22	0.22		0.17	0.17		0.04	0.04		0.29	0.29		0.13	0.13		0.29	0.29		0.03	0.03		0.00	0.00				
3 Engineering Fee (1.5%)	7.55		7.55	0.24	0.24		1.67	1.67		0.47	0.47		0.29	0.29		0.50	0.50		0.65	0.65		0.65	0.18		0.18	0.67		0.67	0.51		0.51	0.13		0.13	0.88		0.88	0.38		0.38	0.88		0.88	0.10		0.10	0.00		0.00	0.00	
Grand Total (1994 Price)	516.17	47.72	563.89	14.97	3.15	18.12	110.23	14.24	124.47	21.07	14.09	35.16	21.18	0.15	21.33	36.40	0.57	36.97	45.10	3.21	48.31	12.84	0.66	13.50	47.05	3.09	50.14	37.72	0.48	38.20	9.35	0.52	9.87	62.68	3.19	65.87	27.85	0.76	28.61	62.68	3.32	66.00	7.68	0.28	7.96	7.36	0.00	7.36	0.00	0.00	0.00
Annual Total				563.89			18.12			124.47			35.16			21.33			36.97			48.31			13.50			50.14			38.20			9.87			65.87			28.61			66.00			7.36					
Stage Total																																																			

表 15.8 建設費の年度展開 (A案、海水淡水化部門)

Item	(R.O. Million)																																															
	Total			1996			1997			1998			1999			2000			2001			2002			2003			2004			2005			2006			2007			2008			2009			2010		
	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total						
A. Desalination Facilities																																																
1 Civil Work																																																
1.1 Land Reclamation	0.83	2.00	2.83	0.17	0.20	0.37	0.67	1.80	2.47																																							
1.2 Water Intake and Outfall	3.27	7.68	10.95	0.33	0.77	1.10	1.96	1.54	3.50	0.98	5.38	6.36																																				
1.3 Common Buildings	1.41	3.34	4.75	0.42	0.33	0.75	0.99	3.00	3.99																																							
1.4 Foundation	6.93	16.14	23.07	0.17	0.40	0.57	1.39	3.23	4.62	0.17	0.40	0.57	0.17	0.40	0.57	1.39	3.23	4.62	0.17	0.40	0.57	0.17	0.40	0.57	0.17	0.40	0.57	1.39	3.23	4.62	0.17	0.40	0.57															
1.5 Desal. Building	0.80	1.81	2.61	0.24	0.18	0.42	0.56	1.63	2.19																																							
2 Desalination Plant																																																
2.1 BPST Equipment	33.34		33.34	0.83	0.00	0.83	6.67	0.00	6.67	0.83	0.00	0.83	0.83	0.00	0.83	6.67	0.00	6.67	0.83	0.00	0.83				0.83	0.00	0.83	6.67	0.00	6.67	0.83	0.00	0.83	6.67	0.00	6.67	0.83	0.00	0.83	6.67	0.00	6.67						
2.2 BPST Erection	5.70	0.42	6.12	0.14	0.01	0.15	1.14	0.01	1.15	0.14	0.08	0.22	0.14	0.01	0.15	1.14	0.01	1.15	0.14	0.08	0.22																											
				0.14	0.01	0.15	1.14	0.01	1.15	0.14	0.08	0.22	0.14	0.01	0.15	1.14	0.01	1.15	0.14	0.08	0.22	0.14	0.01	0.15	1.14	0.01	0.15	1.14	0.01	0.15	1.14	0.01	0.15	1.14	0.01	0.15	1.14	0.01	0.15									
2.3 MSF Equipment	139.11		139.11	3.48	0.00	3.48	27.82	0.00	27.82				3.48	0.00	3.48	27.82	0.00	27.82				3.48	0.00	3.48	27.82	0.00	27.82																					
2.4 MSF Erection	8.38	19.55	27.93	0.49	0.78	1.27	0.63	1.47	2.10	1.17	2.93	4.10	0.29	0.49	0.78	0.63	1.47	2.10	1.17	2.93	4.10																											
				0.49	0.78	1.27	0.63	1.47	2.10	1.17	2.93	4.10	0.29	0.49	0.78	0.63	1.47	2.10	1.17	2.93	4.10	0.29	0.49	0.78	0.63	1.47	2.10	1.17	2.93	4.10																		
B. Water Transmission Facilities																																																
1. Mucut Line																																																
1.1 Pipeline	18.40	4.60	23.00	1.84	0.46	2.30	14.72	2.76	17.48	1.84	1.38	3.22																																				
1.2 Barka Reservoir & Pumping Station	1.40	5.60	7.00	0.14	0.56	0.70	1.12	3.36	4.48	0.14	1.68	1.82																																				
2. South Bahrah Line	12.8	3.14																																														
Total (A - B) (1994 Price)	232.38	64.28	296.66	8.05	3.41	11.46	57.66	18.79	76.45	8.76	11.86	20.62	4.92	0.90	5.82	37.64	4.71	42.35	5.80	3.42	9.22	0.00	0.00	0.00	4.92	0.90	5.82	37.64	4.71	42.35	5.80	3.42	9.22	6.20	1.22	7.42	47.88	6.59	54.47	7.08	4.36	11.44	0.00	0.00	0.00			
C. Other Cost																																																
1. Physical Contingencies (10%)	23.24	6.43	29.67	0.81	0.34	1.15	5.77	1.88	7.65	0.88	1.19	2.07	0.49	0.09	0.58	3.76	0.47	4.23	0.58	0.34	0.92	0.00	0.00	0.00	0.49	0.09	0.58	3.76	0.47	4.23	0.58	0.34	0.92	0.62	0.12	0.74	4.79	0.66	5.45	0.71	0.44	1.15	0.00	0.00	0.00			
2. MEW Admi. Expense (0.5%)	1.48	1.48		0.06	0.06		0.38	0.38		0.10	0.10		0.03	0.03		0.21	0.21		0.05	0.05		0.00	0.00		0.03	0.03		0.21	0.21		0.05	0.05		0.04	0.04		0.27	0.27		0.06	0.06		0.00	0.00				
3. Engineering Fee (1.5%)	4.45		4.45	0.17	0.17		1.15	1.15		0.31	0.09		0.09	0.64		0.64	0.14		0.14	0.00		0.00	0.09		0.09	0.64		0.64	0.14		0.14	0.11		0.11	0.82		0.82	0.17		0.17	0.00		0.00	0.00				
Grand Total (1994 Price)	260.07	72.19	332.26	9.03	3.81	12.84	64.58	21.05	85.63	9.95	13.15	23.10	5.50	1.02	6.52	42.04	5.39	47.43	6.52	3.81	10.33	0.00	0.00	0.00	5.50	1.02	6.52	42.04	5.39	47.43	6.52	3.81	10.33	6.93	1.38	8.31	53.49	7.52	61.01	7.96	4.86	12.82	0.00	0.00	0.00			
Annual Total				332.26			12.84			85.63			23.10			6.52			47.43			10.3																										





## 第16章 經濟・財務分析

## 第16章 経済・財務分析

本章は5つの節から構成されている。第1節では最近の発電費用と造水費用について簡単に述べる。電気・水の生産費用の実績値と現行の料金とを比較することが主なテーマである。第2節では提案された本プロジェクトの4つの代替案の中から最小費用案を選定する。代替案は海水淡水化プラントの形式の違い（MSF法とRO法）と実施の期分けにより異なる。第3節では「長期限界費用」（LRMC）の概念に基づいて、本プロジェクトのアウトプットである電気・水の価格について述べる。本プロジェクトは、「バルカ発電・海水淡水化プラント」と、これに関連する送電・送水設備を扱うものであるが、新しい電気・水料金体系の設定にまで踏み込んで調査するものではない。新しい料金体系を設定するとなれば、配電・配水設備の費用や他のプラントでの生産費用等の分析を必要とする。

本プロジェクトの財務分析は第4節で行なう。ここにおいては、基本的に2つの分析を行なう。1つはインフレーション・借入金・税金を考慮しない場合における内部収益率（IRR）である。第2の分析としては名目価格においてインフレーションと借入金の影響を考慮したキャッシュフローを予測した。

最後の節では、経済分析を行ない、本プロジェクトに対する開発代替案について述べる。経済的収益率は、2つの手法で計算する。第1の手法は収入ベースによるものであり、第2の手法は開発代替案の代わりに本プロジェクトを実施することによって節減できる費用を見積る手法である。経済財務分析の手順を図16.1に示す。本章で扱う領域は本図でハッチングした部分である。

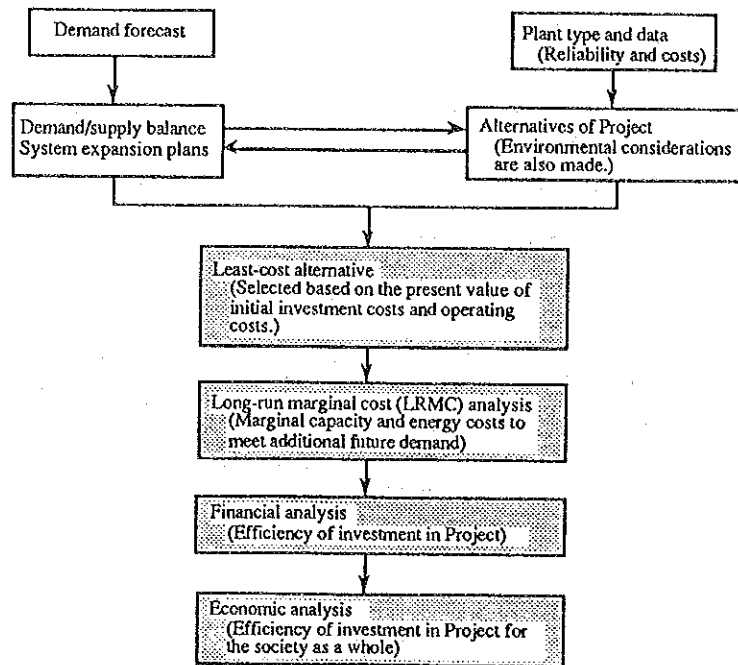


図16.1 経済財務分析の手順

### 16.1 現在の発電・造水費用

MEWはアニュアルレポートで、発電・造水費用を統計的に分析している。このMEWのレポートでは、費用を「プラント内部」と「プラント外部」の2つに大別している。1993年における、「オマーン北部」部門の需要端の電気料金は21.5パイザ/KWHである。この料金の1/3は政府の補助金で賄われている。また、燃料費は全費用の1/2以上を占める。

#### 16.1.1 発電費用

MEWは発電費用を「プラント内部費用」と定義し、次の5つの費目をこれに含めている—燃料費・人件費・補修部品費・減価償却費・その他。マスカット系統とワジ・ジズジ系統の場合、発電所の運転・保守をオマーンのSOGEX社に委託しているため、同社への支払いが人件費に含まれている。

「プラント外部費用」は、送配電費用・MEW管理費・料金徴収費の3つに区分されている。送配電費用はさらに減価償却費・運転保守費・補修部品費の3費目に分かれる。

オマーン北部の過去3年間の総発電費用と1単位（1KWH）当たりの発電費用を表16.1に示す。「北部」はマスカット系統とワジ・ジズジ系統、さらに、田舎の小規模発電所を網羅している。田舎の発電所ではディーゼル油を使っているため、これが主な原因となって、マスカットとワジ・ジズジ両系統に比べると、発電単価は極めて高くなっている。両系統の1993年の平均発電単価は12.26バイザである。

表16.1 発電費用（単位：100万R.O）

	Fuel	Manpower	Spares	Equipment depreciation	Others	Total cost	Total power generated (GWH)	Cost of generation (BZ/KWH)
<b>Northern Sector</b>								
1991	50.10 (76.9%)	2.88 (4.4%)	3.11 (4.8%)	7.85 (12.1%)	1.18 (1.8%)	65.12 (100%)	4,182.0	15.57
1992	53.79 (76.1%)	3.37 (4.8%)	4.38 (6.2%)	7.78 (11.0%)	1.36 (1.9%)	70.68 (100%)	4,635.8	15.25
1993	58.62 (74.3%)	3.81 (4.8%)	6.48 (8.2%)	8.46 (10.7%)	1.51 (1.9%)	78.88 (100%)	5,301.4	14.88
<b>Muscat System</b>								
1991	28.92 (77.9%)	1.60 (4.3%)	1.34 (3.6%)	4.74 (12.8%)	0.51 (1.4%)	37.11 (100%)	3,083.5	12.04
1992	32.41 (77.5%)	1.79 (4.3%)	2.18 (5.2%)	4.74 (11.3%)	0.72 (1.7%)	41.84 (100%)	3,397.4	12.32
1993	35.87 (76.8%)	2.01 (4.3%)	2.75 (5.9%)	5.28 (11.3%)	0.77 (1.6%)	46.68 (100%)	3,862.5	12.09
<b>Wadi Jizzi System</b>								
1991	7.14 (79.2%)	0.38 (4.2%)	0.34 (3.8%)	1.12 (12.4%)	0.03 (0.3%)	9.01 (100%)	668.3	13.48
1992	8.09 (81.8%)	0.41 (4.1%)	0.24 (2.4%)	1.12 (11.3%)	0.03 (0.3%)	9.89 (100%)	755.8	13.09
1993	9.00 (79.2%)	0.53 (4.7%)	0.48 (4.2%)	1.28 (11.3%)	0.07 (0.6%)	11.36 (100%)	870.8	13.05
<b>Rural stations</b>								
1991	14.04 (74.0%)	0.89 (4.7%)	1.42 (7.5%)	1.99 (10.5%)	0.64 (3.4%)	18.98 (100%)	430.2	44.12
1992	13.28 (70.1%)	1.17 (6.2%)	1.97 (10.4%)	1.92 (10.1%)	0.61 (3.2%)	18.95 (100%)	482.7	39.26
1993	13.75 (65.9%)	1.27 (6.1%)	3.26 (15.6%)	1.91 (9.2%)	0.67 (3.2%)	20.86 (100%)	568.1	36.72

Source: Ministry of Electricity and Water, "Electricity Generation & Distribution and Water Production from Desalination Plants: Annual Reports 1992 and 1993".

プラント外部費用の系統別費用の内訳は明らかでないが、北部全体での総費用は報告されている。種々の費用と電力・電力量との関係について次のように推定できる。送配電費用とMEW管理費は設備容量と関係があり、また、料金徴収費は消費電力量と関係がある。（料金徴収費は、検針・料金徴収を代行する会社はその徴収する料金の総合計によって変わる。徴収費については付録16.1参照）。これらの推測に基づいて系統別に配分したプラント外部費用の見積りを表16.2に示す。

表 16.2 電力のプラント外部費用 (1991年～1993年)

(million R.O.)							
	Transmission & distribution costs	MEW administration costs	Billing charges	Total costs	Installed capacity (MW)	Billed consumption (GWH)	Cost per KWH consumed (BZ)
<b>Northern Sector</b>							
1991	6.40	4.53	2.05	12.98	1,186	3,456.1	3.76
1992	6.10	5.97	2.23	14.30	1,186	3,814.4	3.75
1993	7.12	5.28	2.59	14.99	1,278	4,370.3	3.43
<b>Muscat System*</b>							
1991	4.25	3.01	1.52	8.77	787	2,557.1	3.43
1992	4.05	3.96	1.64	9.65	787	2,802.6	3.44
1993	4.55	3.38	1.89	9.82	817	3,195.4	3.07
<b>Wadi Jizzi System*</b>							
1991	1.05	0.74	0.33	2.12	194	558.1	3.80
1992	1.00	0.98	0.37	2.35	194	638.8	3.68
1993	1.24	0.92	0.43	2.59	222	728.8	3.55
<b>Rural stations*</b>							
1991	1.11	0.78	0.20	2.09	205	340.9	6.14
1992	1.05	1.03	0.22	2.30	205	373.0	6.18
1993	1.33	0.99	0.26	2.58	239	446.1	5.79

\* Costs are estimated figures.

表 16.3 にプラント内部とプラント外部に関わる費用および需要端での 1 KWH 当たり単価を示す。これによれば、1993 年のオマーン北部の需要端単価は 21.48 バイザであり、マスカット系統単独の単価よりも約 20% 高い。

表 16.3 電力の総費用 (1991年～1993年)

(million R.O.)							
	Costs within plants	Costs outside plants	Total costs	Power generated (GWH)	Billed consumption (GWH)	Total cost per KWH generated (BZ)	Total cost per KWH consumed (BZ)
<b>Northern Sector</b>							
1991	65.12	12.98	78.10	4,182.0	3,456.1	18.68	22.60
1992	70.68	14.30	84.98	4,635.8	3,814.4	18.33	22.28
1993	78.88	14.99	93.87	5,301.4	4,370.3	17.71	21.48
<b>Muscat System</b>							
1991	37.11	8.77	45.88	3,083.5	2,557.1	14.88	17.94
1992	41.84	9.65	51.49	3,397.4	2,802.6	15.16	18.37
1993	46.68	9.82	56.50	3,862.5	3,195.4	14.63	17.68
<b>Wadi Jizzi System</b>							
1991	9.01	2.12	11.13	668.3	558.1	16.65	19.94
1992	9.89	2.35	12.24	755.8	638.8	16.19	19.16
1993	11.36	2.59	13.95	870.8	728.8	16.02	19.14
<b>Rural stations</b>							
1991	19.00	2.09	21.09	430.2	340.9	49.02	61.87
1992	18.95	2.30	21.25	482.7	373.0	44.02	56.97
1993	20.84	2.58	23.42	568.1	446.1	41.23	52.50

Note: Systemwise costs are slightly different from those appearing on page 45 of the MEW's annual report for 1993. This difference may be attributed to the fact that the outside-plant costs in this table are not actual but estimated figures.

需要家が負担すべき費用（需要家費）として、電力量計や引込み線などの初期費用があり、これはMEWと契約している会社に需要家が直接支払う仕組みになっている。新規需要家は、引込み時に以下の料金を支払う必要がある。この引込み料金を除くと電気販売料金が唯一のMEWの経常収入になっている。

1口当たりの料金 (R.O)

家庭用	单相	10
	3相	40
その他	≤ 500 KVA	200
	> 500 KVA	500

16.1.2 造水費用

第5次拡張計画によって1992年9月に生産能力が22,700 m<sup>3</sup>/dほど増強されたため、グブラ海水淡水化プラントの総設備容量は131,818 m<sup>3</sup>/d (29 MGD) になった。造水費用は、次の6つの費目に分類されている—燃料費（天然ガス）・人件費・補修部品費・薬品費・減価償却費・その他。「その他」には、動力費（電力）と消耗品費が含まれる（表16.4参照）。

表16.4 造水費用（1990年～1993年）

									(million R.O.)	
Year	Fuel (gas)	Manpower	Spares	Chemicals	Depreciation	Others	Total	Distillate produced (mil. m <sup>3</sup> )	Cost per m <sup>3</sup> distillate produced (R.O.)	
1989	10.56	1.10	0.30	0.41	4.59	1.96	18.92	32.77	0.58	
1990	10.22	1.10	0.30	0.38	4.81	1.92	18.73	33.13	0.57	
1991	10.98	1.10	0.60	0.39	4.81	2.04	19.92	34.85	0.57	
1992	11.02	1.26	0.38	0.38	5.35	2.20	20.59	34.99	0.59	
1993	13.22	1.34	0.63	0.45	6.96	2.60	25.20	42.22	0.60	

Source: Ministry of Electricity and Water, "Electricity Generation & Distribution and Water Production from Desalination Plants: Annual Reports 1992 and 1993".

グブラプラントでは1993年、造水目的に限ると約4億6,650万m<sup>3</sup>の天然ガスが使用された。これに天然ガスの単価0.028 R.O./m<sup>3</sup>を掛けると、燃料費の総合計は表16.4のように1,322万R.O.である。同じ年の「その他」の内訳は、主として動力費215万R.O.と消耗品費38万R.O.である。総消費電力量は15万3,836 MWHであるから海水淡水化プラントのための電力購入料金は14パイザ/KWHとなる。

総造水量の約1.4% (60万m<sup>3</sup>) が発電・造水用に所内で消費されている。したがって、1m<sup>3</sup>当たりの造水費用は、送水端で0.6053 R.O.であり、また1ガロン当たりに換算すると0.00275 R.O.である。さらに料金徴収の対象となった水の消費量は、

マスカット地方で1993年には3,610万m<sup>3</sup>であり、その場合の1m<sup>3</sup>当たりの造水費用は0.6907R.Oであった。

1993年の「プラント外部費用」は、以下のとおりであった。

費用項目	費用 (R.O)
1. 送水・配水設備の運転保守費*	548,000
2. MEW管理費	939,986
3. 補修部品費	50,000

\* 投資関連の費用も含む。

プラント外部費用の合計は153万8,000R.Oであり、需要端での単価は0.0426R.O/m<sup>3</sup> (0.000194R.O/ガロン) と計算される。(参考までに、現行の送水・配水設備の設備投資計画を付録16.2に示す。) プラント内部費用とプラント外部費用を含んだ需要端単価は、1993年で0.7333R.O/m<sup>3</sup>と計算される。

電力の場合と同じように、需要家が負担すべき初期費用は引き込み用の配管の費用だけであり、20mまでは7R.O/m、20mを超える場合は実費となっている。さらに、以下の接続料を払う必要がある。

配管径	1口当たりの費用 (R.O)
1/2"	40
3/4"	50
1"	65

### 16.1.3 現行料金と政府補助金

現行料金は実際の費用を十分に反映してはいない。表16.5と表16.6に、現行の電気・水道料金と費用見積りとの比較を示す。電気料金は、大量消費ならびに、夏季の消費を抑制することを意図して設定されている。しかしながら、現行の電気料金では、大口の消費（高いステップ）やピーク時の消費に対して設定された料金であっても、採算割れとなっている。田舎の系統を除けば、「商業用」料金は原価（見積った費用）を超えている。<sup>1</sup> この内部相互補助（Cross Subsidization）を解消するためには、契約電力に基づいた電気料金（設備料金）の導入が必要と考えられる。

1 MEWのアニユアルレポートでは、1993年には商業用消費電力の費用の0.66%が政府補助金で賄われていた。

表 1 6 . 5 現行電気料金と需要端原価の比較 ( 1 9 9 3 年 )

(BZ/KWH)			
Category	Type of consumer	Tariff	Consumer-end estimated cost
1. DG	Domestic & Government Slab KWH		
	Up to 3,000	10	
	3,001 - 5,000	15	
	5,001 - 7,000	20	
	7,001 - 10,000	25	
	Above 10,000	30	Northern Sector:
2. C	Commercial	20	21.48
3. I	Industrial		
	I-1 Within specified category		Muscat System:
	Summer (May - Aug.)	24	17.68
	Winter (Sep. - Apr.)	12	
I-2	Outside specified category		Wadi Jizzi System:
	Summer	24	19.14
	Winter	16	
4. AF	Agriculture & Fisheries Slab KWH		Rural stations:
	Up to 7,000	10	52.50
	Above 7,000	20	
5. HT	Hotel & Tourism Slab KWH		
	Up to 3,000	10	
	3,001 - 5,000	15	
	Above 5,000	20	

表 1 6 . 6 現行水道料金と需要端原価の比較 ( 1 9 9 3 年 )

(BZ/gallon)		
Tariff		Consumer-end estimated cost*
Domestic & Government	2	
Commercial & Industrial	3	
Government Tanker	2	3.3
Private Tanker		
≤700 gallon	1	
>700 gallon	3	

\* Billing charges are unlikely to be included.

MEWの北部電力部門の事業収支を表16.7に示す。収入には、電力の販売による収入とMEW水道部門への電力販売による費用振替、それにオマーン鉱山会社の分担金が含まれる。オマーン鉱山会社は、ワジ・ジズジ発電所に発電機を所有しており、MEWがこの運転を担当している。総収入は、総費用の約3/4を占めており、残りの1/4は政府補助金である。



表16.7 MEW北部電力部門の事業収支（1990年～1993年）

Description	(Million R.O.)			
	1990	1991	1992	1993
1. Billed Amount	50.68	50.83	55.29	62.86
	66%	66%	72%	82%
2. Equivalent Revenue from Desalination Plants	1.98	2.46	2.18	2.56
	3%	3%	3%	3%
3. Total Revenue (1 + 2)	52.66	53.29	57.47	65.42
	68%	69%	75%	85%
4. Total Production Cost (MEW)	77.10	76.40	83.40	92.39
(Excluding OMCO Costs)	100%	100%	100%	100%
5. Total Subsidy (3 - 4)	24.44	23.11	25.93	26.97
	32%	30%	34%	35%

Source: Ministry of Electricity and Water, "Electricity Generation & Distribution and Water Production from Desalination Plants: Annual Reports 1992 and 1993".

## 16.2 最小費用案の選定

電気や上水を扱うプロジェクトでは、そのアウトプット（成果物）の品質は基本的に同じである。すなわち、各々の代替案の便益は同じであるといえる。したがって最適案はプロジェクトに要する投資額と運転費用をもとに選定することができる。<sup>2</sup>

本プロジェクトでは、4つの代替案を選定した。それぞれの案の概要を下記する（詳細は、第15章を参照）。4案は、海水淡水化プラントがMSF法かRO法かというシステム構成の違いとプロジェクト実施の期分けの違いをもつ。

MSF法とRO法とでは、適用する発電方式が異なり、また必要とするエネルギー量も異なってくる。4案のいずれに対する電力・水の需要も同一であり、よって電気・水の販売による収入も同一である。

### 代替案1（A案-1）

期分け	4期
海水淡水化プラント	MSF法
総設備容量（電力）	1,796 MW
総設備容量（水）	254,560 m <sup>3</sup> /d

<sup>2</sup> 図16.1に示すとおり、いくつかの代替案が用意されている。それらは、信頼性や他の技術条件をすべて満足している。よって代替案の比較は、費用についてのみ行なうことができる。

#### 代替案2 (B案-1)

期分け	4期
海水淡水化プラント	RO法
総設備容量(電力)	1,848MW
総設備容量(水)	254,560m <sup>3</sup> /d

#### 代替案3 (A案-2)

期分け	2期
海水淡水化プラント	RO法
総設備容量(電力)	1,796MW
総設備容量(水)	254,560m <sup>3</sup> /d

#### 代替案4 (B案-2)

期分け	2期
海水淡水化プラント	MSF法
総設備容量(電力)	1,848MW
総設備容量(水)	254,560m <sup>3</sup> /d

資本投資面について言えば、代替案のいずれも送電・送水設備の設備費用は同じである。費用の違いは、発電・造水設備費用と燃料費を含む運転費用の違いから生じている。

最小費用案は、割引後の現在価値が最小となる案である。現在価値の計算にあたっては、割引率を8%と想定する。期分けは、現在価値を低減させるために、できるだけ投資を遅らせるようにすべきである。投下資本が高くても、エネルギー効率が高く運転費用が安くなる案であれば、これがより妥当な案となることもある。

遊休設備容量とスケールメリットの関係も重要である。スケールメリットを追求しようとするれば、期分けの数を減少させたり、容量の大きなユニットにしたりすることが望ましい。一方、このやり方では、過剰容量となり損失を招く場合もある。<sup>3</sup> 設備増強計画は、これらの点も考慮に入れたうえで、需要曲線になるべくフィットするように策定すべきである。

---

3 発電設備の単機容量は60MW・100MW・120MWの3案を検討した。120MWでは信頼性が低くなることが懸念される。また、60MWと100MWでは、100MWの方が経済性に優れている。一方、中東諸国における海水淡水化プラントの単機容量は、5～7MGPDが普通であり、グアラバラントでは6MGPDとなっている。バルカでは建設費用を低減するために単機容量を7MGPDとした。

費用は、財務面からだけでなく、経済面からも比較すべきである。これによって選定した案が財務的・経済的に最小費用であることが確認できる。経済分析では、現地貨分の市場価格が真の経済的価値を反映していなければ、それは「シャドープライス」に変える必要がある。なお、経済価格については、付録16.3で説明する。

第15章で述べた投資見積りを基礎に、4案の総費用を算出し、それを付録16.4に収録した。この付録には計算に用いた予測運転単価も載せている。各案の割引後の費用を付録16.5の表1～表4のとおり比較した。

すべての現地貨分を一律にシャドープライスするための簡易換算率をここでは0.95とした（換算率については、付録16.3参照）。4案を比較したところ最小費用案は代替案2であることが判明した。この案は海水淡水化プラントにRO法を採用し、建設スケジュールを4期に分けた案である。また、4案の総費用の順位が割引率でどのように変わるか調べるために、割引率8%を7%・9%・10%に変えてみた。その結果、変化はみられなかった。したがって、代替案2について本章の後段で財務的・経済的分析を行なうことにする。

### 16.3 本プロジェクトのアウトプットの価格

本プロジェクトのアウトプットがもたらす便益を数量的に金銭で測るためには、価格を決める必要がある。この目的を達するために「長期限界費用」(LRMC)の概念を導入する。アウトプットの価格は、本プロジェクトにかかる費用が基礎となる。本プロジェクトの範囲に配電・配水設備の建設や需要家費は含まれていない点に留意する必要がある。

#### 16.3.1 長期限界費用(LRMC)の概念

「限界費用」は、アウトプットをさらに1単位量だけ追加生産するときに必要な総費用の増分として定義される。ある企業が長期計画を策定する場合、例えば今後10年間の生産計画を立てる場合を考える。その企業は現有の資源(生産設備等)の制約を受けずに、自由にインプットを選択することができる。LRMCは、そのような条件下における限界費用である。

ユーティリティプロジェクトでは、通常、限界費用を「設備費用(固定費)」「エネルギー費用」「需要家費」の3つに大別する。電力の場合であれば、限界設備費用は、基本的に追加分の1KWを供給するために必要な発電・送電・配電設備への投資資本である。限界エネルギー費用は、追加分の1KWHを供給するために必要な燃料費やその他の運転費用(可変費用のみ)である。限界需要家費は、引込線、電力量計、料金徴収など需要家に直接に関わる費用である。

典型的な費用の分類を図16.2に示す。(ハッチング部分は本プロジェクトに含まれる項目である。)

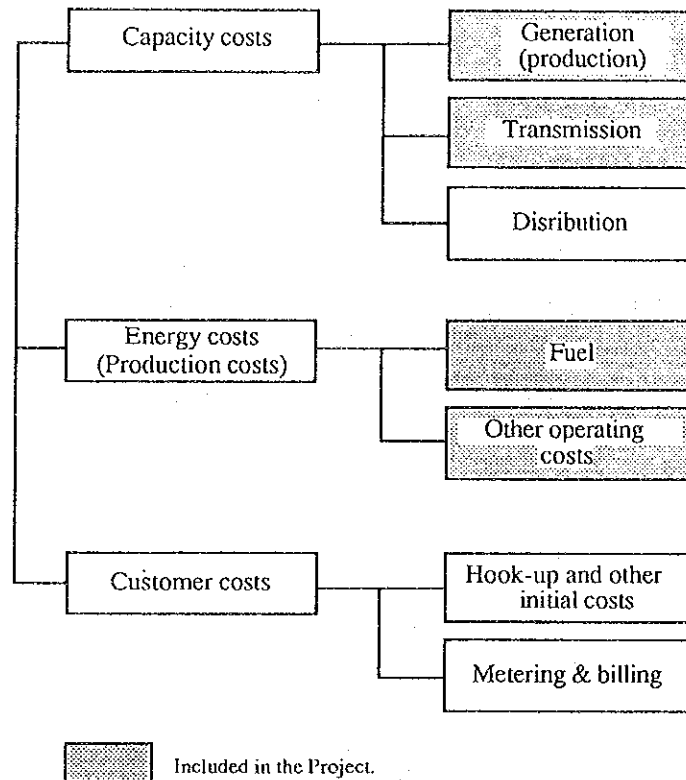


図16.2 費用の分類

同図からわかるとおり、配電・配水設備の設備費用と需要家費は本プロジェクトには含まれていない。本プロジェクトの範囲に含まれる送電設備は、新設のバルカ発電所と既存のマディナット・カブス変電所とを連系させるためのものである。送水設備については、既存のマスカット送水系統と新設系統とをマスカット系統の貯水場付近で接続するための設備までが範囲に含まれている。本プロジェクトに関係する南バティナ地方の地区まで送水するための設備も同様に含まれる。供給地域の拡大に伴って将来必要になることが明らかな設備は本プロジェクトの範囲に含むが、必要性が確実に予測できない設備は含んでいない。

(長期限界費用の定義に反するが)便宜上、反復性のある設備費用(すなわち運転保守管理のための固定費用)は、エネルギー(生産)費用に分類する。

現行の電気・水料金はエネルギー費用だけから成っている。設備費用が特別にエネルギー費用で賄われているわけでもなく、設備費用に相当する料金(すなわち基本料金)は徴収されていないのが実状である。検針と料金徴収は特定の会社に委託されており、

その会社はその費用を政府に請求している。費用は一定ではなく、徴収した料金の総額によって変わってくる。すなわち需要家の契約口数にも左右されない。このようなことを考慮すると、検針と料金徴収の費用は、需要家費ではなく、エネルギー費用に分類するのが適切であるとも思われる。

本プロジェクトによるアウトプットの価格には、発電・造水設備と送電・送水設備の投資資本、ならびに発電・造水設備の運転費用の2つの費用が含まれる。<sup>4</sup> 本プロジェクトのアウトプットの価格は、建設を計画している送電・送水設備の末端における価格であって、需要端における価格ではない、ということに留意する必要がある。

### 16.3.2 電力部門の限界設備費用と限界エネルギー費用

本プロジェクト（代替案2）は、コンバインドサイクル方式の発電プラントを6系列（1系列は96MWガスタービン2台と100MW蒸気タービン1台から構成される）と、オープンサイクル方式の96MWガスタービン1台とを4期に分けて建設する計画である。1998年～2010年の13年間で総設備容量1,848MWを有する発電プラントを建設することになる。

#### (1) 発電設備の限界費用

発電設備のLRMC (LRMC<sub>GC</sub>) は、1KWの電力を追加して発生させるときに必要な（長期総費用への）追加費用と定義される。具体的に述べれば、母線でのピークロード需要に対して1KW増分を満たすために必要とされる投資費用である。この費用には系統予備力と発電所内動力を確保するための費用も含まれる。

LRMC<sub>GC</sub> は次式により計算する。

$$LRMC_{GC} = \text{KW当たりの年換算費用} \times (1 + RM) / (1 - L_{su})$$

ここで、RM : 予備力  
L<sub>su</sub> : 所内動力

年換算費用とは、投資される資産の耐用年数で分割払いする場合の毎年の支払い額である費用である。年間費用の計算にあたっては、現在のランプサム額を将来のキャッシュフロー（分割払い）に変換するための年換算係数を適用する。年換算係数は次式により計算する

---

4 送電・送水設備の運転費用は、そのデータや情報が不十分あるいは不完全であるため、本プロジェクトのインプットの費用やアウトプットの価格には含まれていない。

$$\text{年金係数} = \frac{i}{1 - \frac{1}{(1+i)^n}}$$

ここで、i : 年割引率

n : 年数 (耐用年数)

発電設備の投資には、ガスタービン・蒸気タービン・土木工事の費用が含まれ、それぞれに対し年換算費用を計算する必要がある。計算に際して、96 MWガスタービンと100 MW蒸気タービンの耐用年数を20年と仮定する。ガスタービンの投資費用は1,965万6,000 R.O、蒸気タービンでは3,263万7,000 R.Oと見積られる。<sup>5</sup>

資本の機会費用 (割引率) を8%と想定して年換算費用を計算すると、以下のとおりになる。<sup>6</sup>

ガスタービン                    20.4 Mil. R.O × 0.101852  
= 2.08 Mil. R.O / 年 (20年間)

蒸気タービン                    36.65 Mil. R.O × 0.101852  
= 3.73 Mil. R.O / 年 (20年間)

(注) Mil. R.Oは百万R.Oの意味である。

土木工事の費用は、電力部門と海水淡水化部門に配分したうえで、設備費用に追加計上する必要がある。そのため、まず、インプットを目的別 (費用が発電用であるか造水用であるか) に分け、次に両部門の設備費用の大きさに応じて配分する。第15章で述べたように、電力部門の分担費用は2,015万R.O (外貨分613万R.Oと現地貨分1,392万R.O) であり、海水淡水化部門では1,994万R.O (外貨分635万R.Oと現地貨分1,359万R.O) である。<sup>7</sup>

土木工事施設の耐用平均年数は、30年と想定する。電力部門と海水淡水化部門に振り分けられたこれらの施設の年換算費用は、以下のとおりである。

5 基礎工事と建屋工事の費用は、19台の発電機に均等に振り当て、ユニット単価に含めた。

6 現地貨分の費用は小さいので無視し、すべての費用を外貨分として扱っている。

7 海水淡水化装置の基礎工事は、海水淡水化部門の土木工事には含まれず、海水淡水化装置本体に含まれている。

### 電力部門

外貨分 (FC)	$6.13 \text{ Mil. R.O} \times 0.0888$ $= 0.54 \text{ Mil. R.O} / \text{年 (30年間)}$
現地貨分 (LC)	$13.92 \text{ Mil. R.O} \times 0.0888$ $= 1.24 \text{ Mil. R.O} / \text{年 (30年間)}$

### 海水淡水化部門

外貨分 (FC)	$6.35 \text{ Mil. R.O} \times 0.0888$ $= 0.56 \text{ Mil. R.O} / \text{年 (30年間)}$
現地貨分 (LC)	$13.59 \text{ Mil. R.O} \times 0.0888$ $= 1.21 \text{ Mil. R.O} / \text{年 (30年間)}$

本プロジェクトでは、2つの形式の発電設備がありそれぞれの年換算費用が異なるため、以下に示すとおり、設備容量1単位当たりの平均値を求める（土木工事の年換算費用も含む）。

非シャドープライス（市場価格あるいは財務価格）：

$$\begin{aligned} & (2.08 \text{ Mil. R.O} \times 13 \text{ 台} + 3.73 \text{ Mil. R.O} \times 6 \text{ 台} + 1.78 \text{ Mil. R.O}) / 1,848 \text{ MW} \\ & = 27.70 \text{ R.O} / \text{KW (1年あたり)} \end{aligned}$$

シャドープライス（潜在価格あるいは経済価格）：

$$\begin{aligned} & (2.08 \text{ Mil. R.O} \times 13 \text{ 台} + 3.73 \text{ Mil. R.O} \times 6 \text{ 台} + 1.66 \text{ Mil. R.O}) / 1,848 \text{ MW} \\ & = 27.63 \text{ R.O} / \text{KW (1年あたり)} \end{aligned}$$

LRMC<sub>cc</sub>の計算にあたっては、以下の2つの仮定条件を設ける。

- 1) 予備力は系統全体でとらえる必要がある。現在、系統には予備力がないが、2010年までには系統全体で150 MWの予備力を確保する。これは2010年時点のバルカ発電所の総設備容量の約8%に相当するので、この比率をLRMC<sub>cc</sub>の計算に適用する。
- 2) 所内動力は基本的に発電所の発電端電力量に比例する。LRMC<sub>cc</sub>の計算では、発電端電力量の2%を所内電力量と仮定する。（海水淡水化プラントの消費電力量は含んでいない。）

これらの仮定条件と上記計算で求めた1KW当たりの年換算費用により、LRMC<sub>cc</sub>を以下のとおり計算する。

$$\begin{aligned} \text{LRMC}_{Gc} (\text{非シャドープライス}) \\ &= 27.70 \text{ R.O/KW} \times (1+0.08) / (1-0.02) \\ &= 30.53 \text{ R.O/KW/年} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{LRMC}_{Gc} (\text{シャドープライス}) \\ &= 27.63 \text{ R.O/KW} \times (1+0.08) / (1-0.02) \\ &= 30.45 \text{ R.O/KW/年} \end{aligned}$$

## (2) 送電設備の限界費用

本プロジェクトには、バルカ発電所とマディナット・カブース変電所とを連系する送電設備の建設が含まれている。送電設備の限界費用を計算する場合は、通常、その設備への投資費用を増分容量で配合することになる。これは、送電設備は電力量 (KWH) ではなく、ピークロード (KW) を基準に設計されるからである。

本プロジェクトにおける送電設備への投資は1977年末までに建設される予定の設備に限られている。したがって、それらの設備の総額について単純に推定耐用年数40年そして割引率8%で年換算する。さらに、この年換算費用を2010年時においてそれらの設備が担う予測ピークロード (KW) で割る。

この方法で得られた平均送電設備費用のは以下のとおりである。

$$\begin{aligned} \text{FC} &: 45.79 \text{ Mil. R.O} \times 0.0839 \div 1,559 \text{ MW} \\ &= 2.46 \text{ R.O/KW/年 (40年間)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{LC} &: 12.95 \text{ Mil. R.O} \times 0.0839 \div 1,559 \text{ MW} \\ &= 0.70 \text{ R.O/KW/年 (40年間)} \end{aligned}$$

(注)  $1,559 \text{ MW} = 1,640 \text{ MW (発電端ピークロード)} \times (1-2\%) \times (1-3\%)$

ここで、2% = 所内比率  
3% = 送電損失率

本プロジェクトの発電と送電に対する設備費用は、マディナット・カブース変電所までの高圧送電線の末端でのピークロード1KW当たりの増分を満たすために必要な費用であり、その限界費 (LRMC<sub>svc</sub>) は、次式のように表わされる。



$$LRMC_{HVC} = LRMC_{GC} / (1 - L_{HV}\%) + \Delta LRMC_{HV}$$

ここで、 $L_{HV}\%$  : 送電損失率 (バルカ発電所、マディナット・カブス変電所間の送電線路中の電力損失の割合)

$\Delta LRMC_{HV}$  : 増分 (平均) 設備費用 (本プロジェクトの送電設備の年換算費用)

送電損失率を3%と想定すると、 $LRMC_{HVC}$  は以下のとおり計算される。

$$\begin{aligned} LRMC_{HVC} \text{ (非シャドープライス)} \\ &= 30.53 \text{ R.O} / (1 - 0.03) + 3.16 \text{ R.O} \\ &= 34.63 \text{ R.O} / \text{KW} / \text{年} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} LRMC_{HVC} \text{ (シャドープライス)} \\ &= 30.45 \text{ R.O} / (1 - 0.03) + 3.09 \text{ R.O} \\ &= 34.48 \text{ R.O} / \text{KW} / \text{年} \end{aligned}$$

$$\text{(注)} \quad 3.16 = 2.46 + 0.70$$

$$3.09 = 2.46 + 0.70 \times 0.9 \text{ (換算率)}$$

### (3) 限界エネルギー費用

限界エネルギー費用とは、追加のエネルギー (KWH) を供給するための運転費用である。一般に限界エネルギー費用は、ピーク時とオフピーク時で違ってくる。その理由は電力系統には使用燃料や熱効率がそれぞれ異なる発電機が (数多く) 接続されており、系統内のそれらの発電機は費用が最小となるような組み合わせや順序で運転されるからである。ピークロード時に追加のエネルギー (KWH 増分) を賄うためには経済性が最低の発電機でさえ運転する。ピーク時の限界エネルギー費用は、そのような発電機の運転費用である。同様に、オフピーク時に追加のエネルギーを発生させるためには、ベースロードを分担する発電機のうちでも経済性が最下位の発電機を運転する。オフピーク時の限界エネルギー費用は、そのような発電機の運転費用である。

バルカ発電所は、既存のどの発電所よりも高い効率を発揮することは明らかである。マスカット系統とワジ・ジズジ系統の既存プラントは、大半がガスタービンであり、1 KWH 当たりのエネルギー費用はほぼ同じである。したがって、限界エネルギー費用として、単に両系統の運転費用の平均値を用いる。この平均値は1993年で10.88 バイザ / KWH (外貨分0.67 バイザと現地貨

分11.20 バイザを含む)であり、バルカ発電所の費用より高い。(前述したように本調査においては運転維持のための固定費用もエネルギー費用に含めている。)

送電端の限界エネルギー費用には所内動力を含む必要があり、同様に送電線の末端には送電損失を考慮する必要がある。よって、限界エネルギー費用は以下のようなになる。

単位：バイザ/KWH

	非シャドープライス	シャドープライス
限界エネルギー費用	10.88	9.85
送電端 (損失率2%)	11.10	10.05
送電線端 (損失率3%)	11.45	10.36

#### (4) 限界費用のまとめ

限界設備費用と限界エネルギー費用をまとめると以下のとおりである。

単位：R.O

	非シャドープライス	シャドープライス
発電端の限界設備費用 (KW/年当たり)	30.53	30.48
送電線端の限界設備費用 (KW/年当たり)	34.63	34.48
限界エネルギー費用		
発電端 (KWH当たり)	$10.88 \times 10^{-3}$	$9.85 \times 10^{-3}$
送電端	$11.10 \times 10^{-3}$	$10.05 \times 10^{-3}$
送電線端	$11.45 \times 10^{-3}$	$10.36 \times 10^{-3}$

#### 16.3.3 水の限界設備費用と限界エネルギー (造水) 費用

単位量の水を追加供給するために必要な限界設備費用とエネルギー費用についても電力と同様に見積る。

##### (1) 限界設備費用

本プロジェクトでは、単機容量  $31,820 \text{ m}^3/\text{d}$  のユニットが8ユニットから成る海水淡水化プラントを建設する。8ユニットを4期に分け、各期に2ユニットずつ建設する。

造水部門で設備投資を要するのは、土木工事と海水淡水化プラントと送水設備である。このうち、土木工事の年換算費用は177万R.O/年であり、内訳は外貨分が56万R.O、現地貨分が121万R.Oである。また、単位設備容量1m<sup>3</sup>当たりの年換算費用は6.95R.O (= 1.77Mil. R.O ÷ (31,820 m<sup>3</sup>/d × 8))であり、外貨分2.20R.Oと現地貨分4.75R.Oから構成される。

海水淡水化プラントの見積価格は基礎工事を含み4,766万R.Oであり、このうち外貨分が3,818万R.O、現地貨分が948万R.Oとなっている。耐用年数20年と割引率8%を適用すると、年換算費用は以下のように計算される。

$$FC : 38.18 \text{ Mil. R.O} \times 0.1085 = 3.89 \text{ Mil. R.O (1年あたり)}$$

$$LC : 9.48 \text{ Mil. R.O} \times 0.1085 = 0.97 \text{ Mil. R.O (1年あたり)}$$

各ユニットの容量は31,820 m<sup>3</sup>/dであるから、単位容量1 m<sup>3</sup>/dに対する年換算費用は次のとおりである。

$$FC : 3.89 \text{ Mil. R.O} \div 31,820 \text{ m}^3/\text{d} = 122.25 \text{ R.O/m}^3/\text{d (1年あたり)}$$

$$LC : 0.97 \text{ Mil. R.O} \div 31,820 \text{ m}^3/\text{d} = 30.48 \text{ R.O/m}^3/\text{d (1年あたり)}$$

これらの数値に土木工事の費用を加えると、1 m<sup>3</sup>/dの水を生産するために要する設備の年換算費用は次のようになる。

$$FC : 2.20 + 122.25 = 124.45 \text{ R.O}$$

$$LC : 4.75 + 30.48 = 35.23 \text{ R.O}$$

予備容量としては計上していないが、設備容量は、ピーク時の需要をベースに20%の設計余裕分を考慮している。水の所内消費量もが2%であるとする、送水端における非シャドープライスの設備費用は(LRMC<sub>FC</sub>)は、以下の計算のとおり195.53 R.O/m<sup>3</sup>/年となる。

$$(124.45 + 35.23) \times 1.2 \div (1 - 0.02) = 195.53$$

一方、シャドープライスLRMC<sub>FC</sub>は、以下のとおり191.21 R.O/m<sup>3</sup>/年である。

$$(124.45 + 35.23 \times 0.09) \times 1.2 \div (1 - 0.02) = 191.21$$

## (2) 送水設備の限界費用

送水設備には、マスカット給水系統の既存の貯水場と連結するための配管、そしてその関連設備、南バティナ地方にある6つの地区へ給水するための配管とその関連設備（貯水場とポンプステーションを含む）が含まれる。これらの送水設備は、造水が開始される1999年までに建設が完了するものと仮定する。

送水設備の費用は総額5,145万R.Oと見積られ、その内訳は、外貨分が3,655万R.O、現地貨分が1,490万R.Oである。割引率を8%、耐用年数を50年として、年換算費用を計算すると以下のとおりである。

$$FC : 36.55 \text{ Mil. R.O} \times 0.0817 = 2,987,000 \text{ R.O/年}$$

$$LC : 14.90 \text{ Mil. R.O} \times 0.0817 = 1,217,000 \text{ R.O/年}$$

送水設備の限界費用を計算するため、年換算を2010年時点の予測送水量で割る。所内比率を2%、送水損失をゼロ%と想定すると、限界費用は以下のとおりになる。

$$FC : 2,987 \text{ Mil. R.O} \div 176,520 \text{ m}^3/\text{d} = 16.92 \text{ R.O/年 (50年)}$$

$$LC : 1,217 \text{ Mil. R.O} \div 176,520 \text{ m}^3/\text{d} = 6.89 \text{ R.O/年 (50年)}$$

(注) 送水量  $176,520 \text{ m}^3/\text{d} = 180,122 \text{ m}^3/\text{d}$  (需要量)  $\times (1-0.02) \times (1-0)$

送水端での造水設備限界費用と送水設備の限界費用の合計 (LRMC<sub>TC</sub>) は次のとおり見積られる。

$$\begin{aligned} \text{LRMC}_{TC} &= \text{LRMC}_{PC} / (1 - \text{送水損失}) + 1 \text{ m}^3/\text{d} \text{ 当たりの平均送水設備費用} \\ &= 195.53 \text{ R.O/m}^3/\text{d} / (1-0) + (16.92 \text{ R.O} + 6.89 \text{ R.O}) \\ &= 219.34 \text{ R.O/m}^3/\text{d} \end{aligned}$$

現地貨分のインプットをシャドープライスにすると、上記費用は214.33 R.O/m<sup>3</sup>/dに低下する。

## (3) 限界造水費用

限界造水費用としては、グブラ海水淡水化プラントの造水単価を想定する。というのも、グブラプラントの運転費用は、バルカよりも高く、かつマスカット地方と南バティナ地方にある造水プラントはグブラプラントだけだからである。