表９－２　ガスの性状（ガス前処理設備出口条件）

Components	Mol %
C_1	55.6
C_2	16.0
C_3	15.0
iC_4	2.4
nC_4	3.1
iC_5	0.8
nC_5	0.4
C_6+	trace
H_2O	0.1
CO_2	6.6

Low Heating Value = 12,580 kcal/Nm^3

９－１－２　ガスの輸送量

パイプラインでは、発電プラントにその必要ガス量を連続的に供給することが要求される。パイプラインで輸送すべきガスの最大量は、発電設備の最大負荷運転時の消費量であり、一方パイプラインシステムの最大輸送可能量は、管径、距離、運転圧力（パイプラインの入口および出口圧力）、運転温度などの因子により決まる。したがって、両者を検討の上、管径を決定しなければならない。

(1)　設計流量

パイプラインの設計流量は、発電設備（第10章参照）の全ての発電機が、その最大出力（５MWx ４台）を出すときに、デュアルフュエルエンジンが消費するガス量とする。従って、デュアルフュエルエンジンの熱効率（低位発熱量基準）を36%、発電効率を96%、燃料比をガス90%、軽油10%とすると、パイプラインの設計流量は、

$$\frac{20,000(kWh)\times 24(h)\times 860\ (kcal/kWh)\times 0.9}{0.36\times 12,580(kcal/Nm^3)\times 0.96} = 85,453(Nm^3/d) = 3.2\ \ MMSCFD$$

となる。

(2) 将来需要

本パイプラインの設計にあたっては、貯留層におけるガス埋蔵量の制約もあり、原則として、発電設備の増設および都市ガスなどの他の大規模な需要家の出現などによる将来需要は考慮しないものとした。しかしながら、結果的には9－2－1項で述べるように、選定された管径は、設計流量に対して 160%のガス供給能力を有する。

9－1－3 パイプラインの設計圧力

パイプ、弁、継手類などからなるパイプラインシステムの設計圧力は、予想される最高運転圧力を基に決められる。特に、パイプラインの入口圧力は、運転圧力、圧縮機など昇圧設備の要否、管径、設備の設計強度などを決める上で最も重要な要因である。

(1) パイプラインの入口圧力

パイプラインの入口圧力は、パイプラインシステム設計の支配的要因である。本計画の場合、

○ 高圧セパレーターでの運転圧力は比較的高い圧力（25kg／cm²G)である。

○ 前処理設備における圧力損失が小さい。

○ 前処理設備の出口圧力も比較的高く最小16kg／cm²G である。

○ 設計流量のガスを発電設備まで、比較的小口径（6または8インチ）のパイプラインで輸送することが可能である。

以上のことから、本計画においては、原則として、圧縮機などの昇圧設備は設置せず、パイプラインの入口圧力は前処理設備の出口圧力として、パイプラインシステムを設計するものとする。

(2) 設計圧力

パイプラインシステムのなかで、ラインパイプの費用は、設備費中圧倒的な比率を占めている。本計画の場合、管径が小口径であり設計圧力が肉厚選定の条件とならないこと（9－2－2参照）、高圧セパレーターの運転圧力が高いほど品質の良い燃料用ガスが生産できることなどから、パイプラインシステムの設計基準を油ガス分離プラントの圧力基準の ANSI クラス 300（常温で最高52kg／cm²G まで）として運転上の自由度を高

めることにする。また、ピグ設備などの機器の設計圧力は、前処理設備の設計圧力と同じ38kg/cm²G とする。

9－1－4　パイプラインルート

(1)　計画ルート

本計画におけるパイプラインルートを図9－1に示す。このルートでのパイプラインの全長は、約20kmである。なお、この計画ルートは、現地調査時の部分的踏査に基づくもので、パイプライン全長にわたる調査は行っていない。従って、最終ルートの選定に当たっては、予め詳細な現地調査を行ない、できる限り下記条件を満足させるルートを選定する必要がある。

○　最短距離のルートであること。

○　ルート沿線に人家が少なく、環境への影響が少ないこと。

○　ライトオブウェイの取得が容易であること。

○　建設および保守時に容易に接近できること。

(a)　センゲッティ～バタンハリ河北岸河川横断部

センゲッティガス田からバタンハリ河北岸河川横断部までの地域は、全体として、地盤が低い湿潤な沼沢地で、人家もまばらな地域である。したがって、この部分のガスパイプラインルートは、施工の便を考えて、できる限り既存道路とルートとの交差地点の間を直線で結ぶルートを選定し、工事用道路の建設を少なくするようにする。

(b)　バタンハリ河南岸河川横断部～発電プラント

この地域は、市街化地域又は準市街化地域であり人家が多い。従って、パイプラインルートは、多少の迂回をしても、できる限り居住地域を避けるように配慮することが、安全性の面からもまた経済性の面からも得策である。また、埋設障害物についての調査は十分に行ない、ルートを選定する。

(2)　パイプ敷設位置

ジャンビ地区の既設原油パイプライン（センゲッティ～カナリアサム）は、河川横断箇所を除いて、全て地上に敷設されている。しかし、本計画におけるガスパイプラインは、高圧のガスを輸送する幹線パイプラインであるので、運転時の安全性を考慮して、原則として地下埋設とする。ただし、パイプライン土地所有者の許可を得られた場合で、

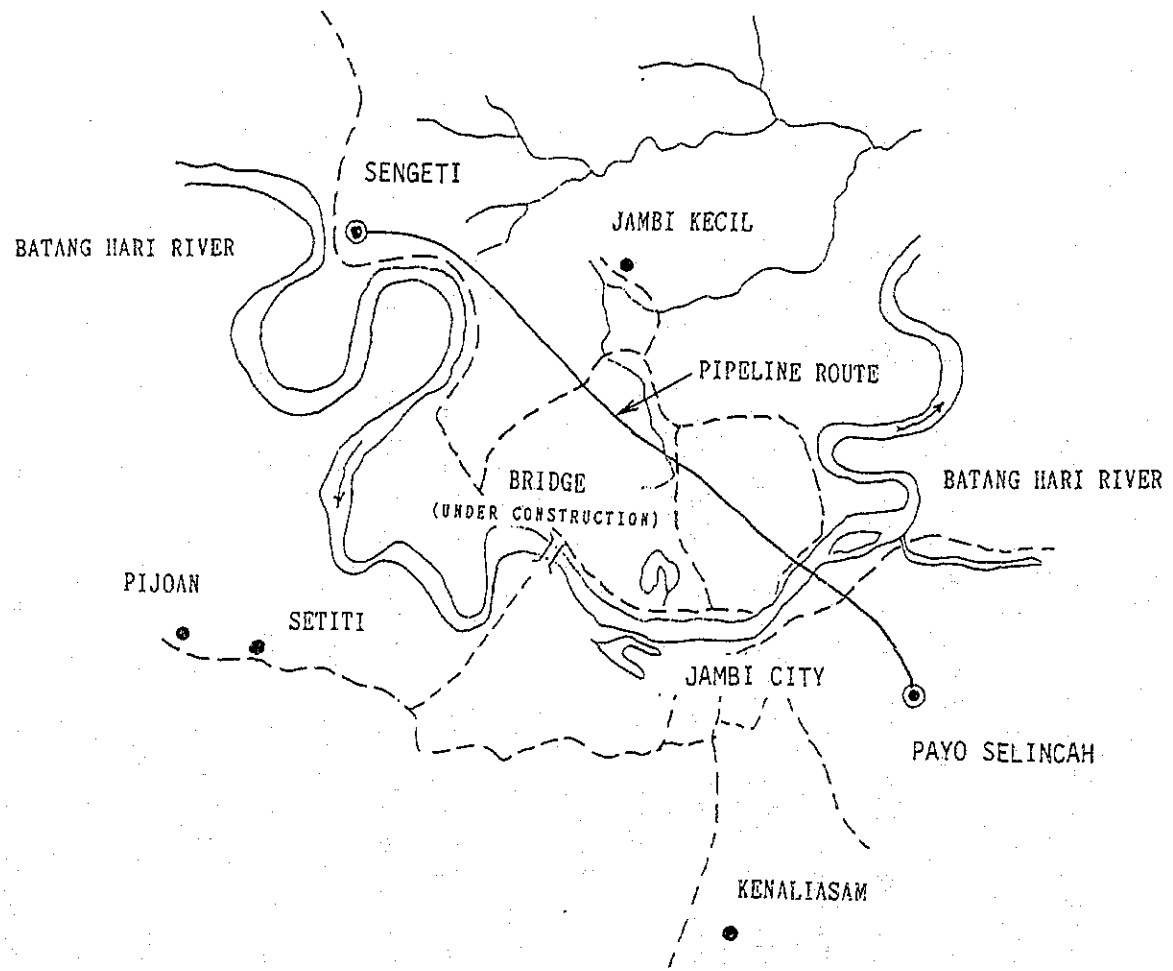


図９－１　ガスパイプラインルート (Sengeti ～Payo Selincah)

パイプラインの両側に最低15m以上の空地と、隣接建物との間に最低30m以上の距離を確保出来る場合では、地上に敷設してもよい。

9－2　ラインパイプの仕様

9－2－1　管　径

パイプラインの最適管径は、パイプラインの建設費および輸送費（昇圧設備の有無および設置、運転費）の関係から選定される。また、本計画では将来需要を考慮した設計としていないが、将来予測より大きな需要量が必要となった場合でも、新たなパイプラインを敷設することなく、ある程度の超過量を輸送できる柔軟性を与えることができる管径であることが望ましい。

(1)　各種管径における輸送能力

ガスパイプラインの長さを20km、パイプラインの出口ガス圧力を10kg／cm²G とした場合の管径４、６、８インチのガスパイプラインの輸送能力を表９－３に示す。表中のパイプライン入口圧力の16kg／cm²G は、前処理設備出口圧力であり、流量の3.2 MMSCFD は、発電設備での計画最大必要量である。

ケース１、３、５は、設計流量を輸送する場合のパイプライン必要入口圧力を示し、ケース２、４は、パイプライン入口圧力を前処理設備出口最小圧力の16kg/ cm²G とした場合の輸送可能量を示す。

表９－３　管径と輸送能力

Case	Nominal Diameter	Inlet Pressure (kg/cm^2G)	Throughput (MMSCFD)
1	8	11	3.2
2	8	16	10.8
3	6	13	3.2
4	6	16	5.2
5	4	27	3.2

(2) 管径の選定

表9－3から容易に理解できるように、管径6および8インチでは前処理設備出口圧力で、圧縮機を設置することなく、発電プラントでの必要ガス量を輸送することができる。管径が4インチの場合、前処理設備出口圧力では発電プラントでの必要ガス量を輸送することができないので、圧縮機を設置する必要がある。管径6および8インチを比較した場合、パイプラインの輸送余力は6インチの方が少ないが、所要鋼材量は8インチの場合より約 290トン（スケジュール40の場合）少なく経済的である。また将来、計画以上の輸送量が必要となった場合でも、圧縮機を設置することなく、5.2 MMSCFD（発電プラント出力32.5MWに相当）まで輸送力を増強することが可能である。したがって、本計画におけるパイプラインの管径は6インチ（外径168.3 mm）とする。

9－2－2 パイプの材質、肉厚

(1) パイプの材質

パイプラインのパイプの材質は、溶接施工性を考慮して、API Spec 5L Grade B の継ぎ目なし鋼管とする。通常のパイプラインで使用されているような高張力鋼の使用は、本計画のように小口径、中圧力のパイプラインでは所要鋼材量の低減にならないので採用しない。

(2) パイプの肉厚

パイプの肉厚は、輸送流体による内圧に耐えるだけでなく、輸送、建設中に加わる外力等に対しても十分な強度を有するように決められなければならない。本ガスパイプラインの場合、スケジュール40相当の7.1 mmの肉厚（パイプ単位重量 28.22kg／m）を採用する。なお、この肉厚でのパイプの内圧に対する強度は、降伏強度に対する安全率を2とした場合、104 kg／cm²G である。

(3) パイプの浮揚防止

水中のパイプには浮力が働くので、パイプが水没する恐れがある地域に敷設するパイプには、敷設後パイプが浮き上がらないような対策をとる必要がある。パイプの浮上防止対策としては、コンクリートブロックまたは被覆による重量調整を行うのが一般的であるが、本パイプラインの場合、パイプの比重が1.27（水＝1.0）であるので、河川横断部やパイプの周辺の土壌が攪拌される恐れのある部分を除き、追加の重量調整は不要

である。河川横断部やパイプの周辺の土壌が攪拌される恐れのある部分には、7.9㎜の肉厚（パイプ単位重量31.25 kg／m）のパイプ（比重＝1.40）を使用して重量調整をする。

9－3　システム構成

図9－2にパイプラインシステムのフローを示す。

9－3－1　圧力調整設備

パイプラインシステムの圧力基準は、上流側である油ガス分離プラントの圧力基準と同じであるから、パイプラインの入口側には圧力調整のための設備は不要である。一方、発電プラント側配管および機器の設計圧力は、パイプラインシステムより低いので、パイプラインの出口には減圧弁を設置して発電プラントへの供給圧力を調整する。

9－3－2　流量計測設備

減圧弁の下流側、パイプラインと発電プラントとの取り合い点には、発電プラントへ供給したガス量を計測するための計測装置を設置する。計測装置は、オリフィス型とし、運転中でもオリフィスの交換ができる形式のものとする。計測装置は、瞬時流量のみでなく積算流量も計測するものとし、圧力、温度の自動補正機構を備えたものを設置する。

9－3－3　ブロック弁

(1)　ブロック弁の型式

ブロック弁の型式は、ピグが途中閉塞せずにパイプライン内を通過できるように、API 6Dに規定するフルボアタイプ、すなわち弁の穴径がパイプの内径とほぼ等しい、ボール弁とする。

(2)　ブロック弁の設置位置

ブロック弁は、下記の地点に設置する。

○　パイプライン入口

○　バタンハリ河横断部両側

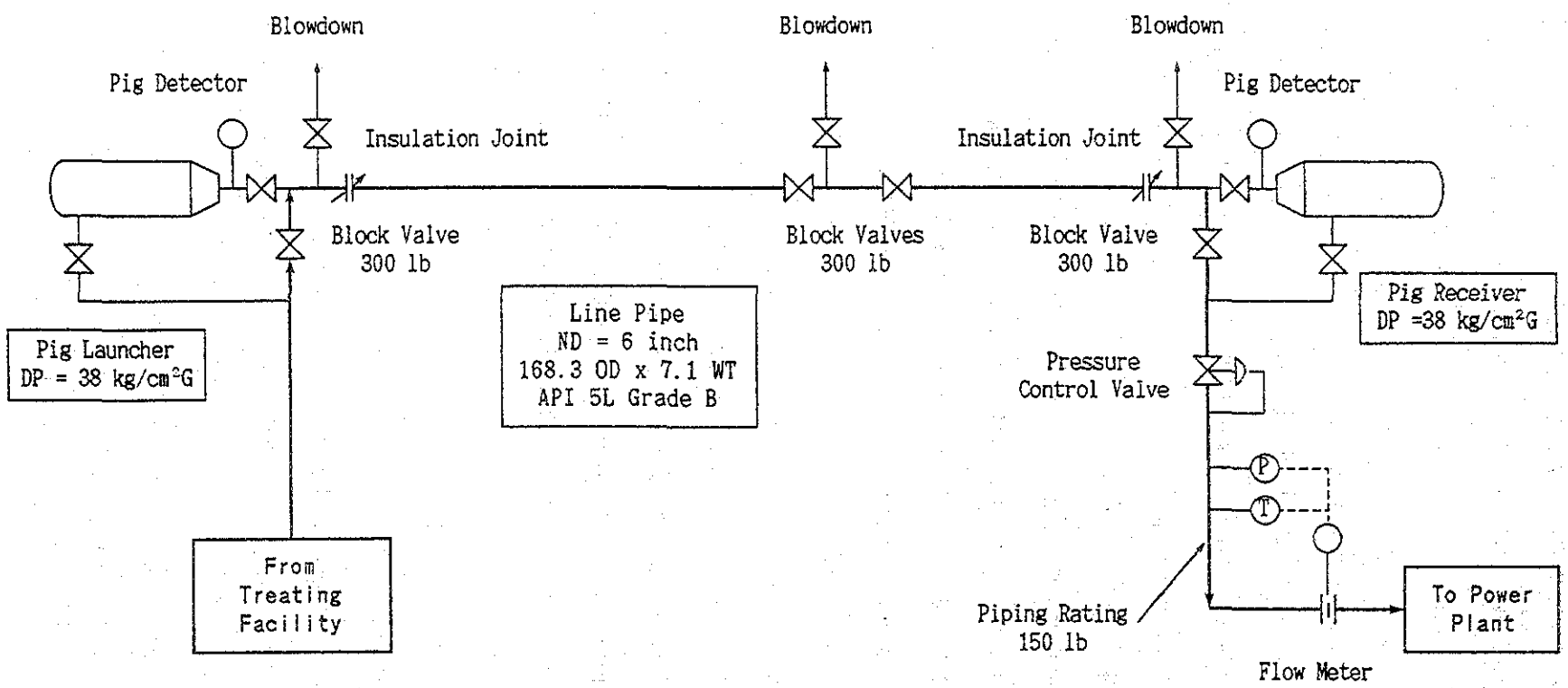


図９－２　パイプラインフローダイアグラム

○　発電設備入口

(3)　大気放出管

ブロック弁で分割されたパイプラインの各区間には、緊急時に該当区間のガスをできる限り短時間で大気に放出し、パイプライン中の圧力をゼロにするための大気放出管を設ける。その管径は3インチとし、大気放出口は放出されたガスが人家に影響を及ぼすことがない場所に設置し、必要により放出口の高さを高くしたり、フェンスで囲う。

9－3－4　ピグ設備

パイプライン内の清掃等の保守の目的で、パイプラインの入口および出口にピグトラップを設置する。ピグトラップのピグ挿入／取出口は、開け閉め操作が簡単かつ安全に行える形式のものを採用する。また、ピグトラップの入口及び出口にはピグ検知器を取り付け、ピグの通過を確認できるようにする。

9－4　腐食対策

パイプラインを常時健全な状態に維持しておくために、パイプの外面および内面の腐食を防止することが重要である。

9－4－1　外面腐食

埋設パイプラインの外面腐食対策としては、

○　パイプ外面の防食塗覆装

○　電気防食システム

を併用することが重要である。また、地上敷設部分には塗装を施す。

(1)　防食塗覆装

埋設パイプラインのパイプ外面は、土および地下水による腐食を防止するために、防食テープにより被覆する。使用する防食テープは、150 ㎜巾、0.5 ㎜厚さのポリエチレンテープとする。テープは1層巻とし、最小25㎜の重なりをとる。但し、河川横断部および道路横断部は、テープの巾の2分の1の重なりをとった、2層巻が必要である。

(2)　電気防食

防食塗覆装による埋設パイプラインの外面防食対策を万全にするために、外部電源法による電気防食を施す。整流器および陽極の設置場所は、常時電源の確保が容易な発電プラント側がよいが、パイプラインの運営管理者が自由に行くことができること、陽極の埋設場所の有無、他設備に対する影響等についても検討して、その最適地を選定する。

(3) 電気的絶縁

パイプラインの埋設部分は、電気防食が有効に働くように、パイプラインの地上部分および他の金属構造物と電気的に絶縁する必要がある。この目的のために、絶縁ジョイントをパイプラインの地上立ち上がり部分に挿入するとともに、パイプラインは他の埋設構造物から最低30cm以上離して敷設する。

(4) 防食監視

パイプラインには、電気防食が正常に働いているかどうか、防食電位を定期的に調べるための測定点を設ける。測定点は、河川および道路横断部の外、最低5kmの間隔で設置する。

9－4－2　内面腐食

本パイプラインで輸送するガス中には、かなりの量の炭酸ガスが含まれているが、前処理設備で露点が調整されており、遊離水が発生しないので、炭酸ガスによるラインの内面腐食の恐れはない。したがって、本パイプラインでは、腐食防止剤の注入や腐食監視用金属片の設置等は不要である。

9－5　施　工

9－5－1　土被り、溝寸法

一般埋設部におけるパイプライン敷設の最低要求事項を図9－3に示す。一般部の最小土被りは0.9mとするが、バタンハリ河南岸のジャンビ市街化地域および道路横断部の土被りは、最小1.2mとし、道路横断部では保護管により導管の保護を行う。バタンハリ河横断部土被りは、横断部がジャンビ港の下流で船舶からの投錨による破損の恐れもあることから、最小2mの土被りを確保する。

9－5－2　他の埋設設備との距離

安全性を考慮して、パイプラインと他の埋設設備との間には、最低30cmの距離をとる。

9－5－3　最小曲げ半径

パイプラインの場合、方向を変える場合には、原則として、現場における冷間曲げ加工を行う。冷間曲げの最小曲率半径は、パイプ直径の18倍とする。

9－6　耐圧、気密試験

パイプラインは、全線建設終了後53kg／cm²G の圧力で24時間の耐圧、気密試験を行う。圧力は、自動記録計により記録する。バタンハリ河横断部は、全線の耐圧、気密試験の外に、敷設時に2時間の耐圧試験を行う。試験は、水を用いて行ない、腐食防止剤を注入する。耐圧試験後パイプライン中の水は排出されるが、排出後は直ちにパイプライン内を、露点が地中温度より5℃以上低くなる程度まで乾燥させる。乾燥後パイプラインは、防食のため運転開始時まで窒素または天然ガスにより密封する。

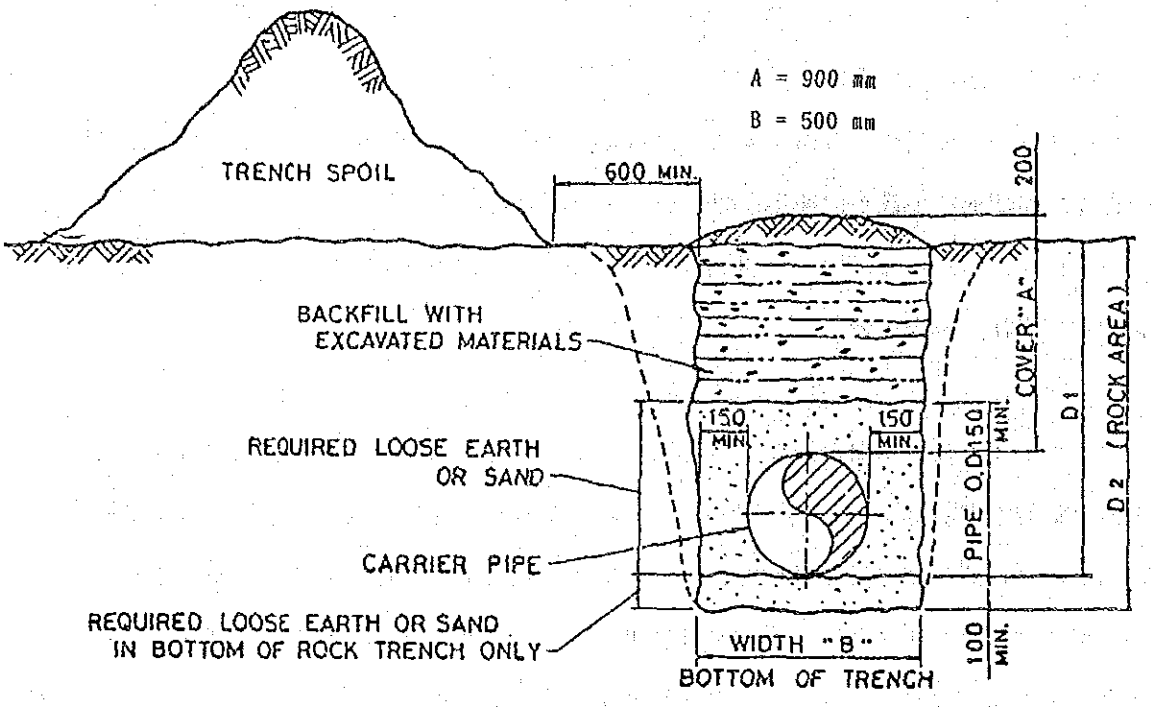


図９－３　埋設管敷設最低要求事項

第10章　発電プラントの概念設計

本章では、第6章「プロジェクトスキーム」にて決定された定格出力20MWの発電プラントの概念設計について説明する。

10－1　前提条件

本発電プラントの仕様を検討するに際し、下記を主要前提条件とする。

(1)　建設候補地

ジャンビ市東側に位置する既存のバイオセリンチャ発電所の隣接地をプラント建設候補地とする。

(2)　発電機の設計条件

本計画では、デュアルフュエルエンジン発電方式とし、送電端出力で連続17MWの発電を行う定格容量20MWの発電設備を計画する。発電ユニットの出力は周波数50Hz、5MWとし、台数は4台とする（予備機は含まず）。

エンジンの冷却は、河川水の入手が困難である点を考慮し、ラジエーターを使用する空冷式を採用する。エンジンおよびラジエーターの設計は、平均最高気温の32℃にて行う。

(3)　建築物設計条件

(a)　地　質

本候補地の地質構造は、隣接するバイオセリンチャの既設発電所の地質構造とほぼ同一と見なされる。従って、基礎工事は同発電所と同様の方法を取ることが可能であると判断する。

(b)　地震震度

ジャンビ地区は、火山帯から離れているため地震の発生頻度は高くない。従い、水平荷重震度係数Kh＝0.1として建築物の設計を行う。

(c)　その他

建屋の建設においては、ジャンビ市が熱帯の高温・多湿地域であることを考慮し、通風に留意した設計とする。

10－2　燃料および潤滑油

デュアルフュエルエンジンの主燃料としてセンゲッティより輸送される天然ガス、着火用としてディーゼル燃料用軽油（ＨＳＤ；High Speed Diesel)を使用する。着火用に必要な軽油の量は、最大定格出力時の所要熱量の約10%（低位発熱量ベース）である。燃料として使用する天然ガスの組成、性状を表10－１に、軽油（ＨＳＤ）の性状を表10－２に示す。

表10－１に示した燃料ガスは、エタン、プロパン、ブタン、ペンタン、ヘキサン等メタンより炭素数の多い炭化水素成分を含んでいる。デュアルフュエルエンジンの燃料として、上記のような組成のガスを使用する場合は、純メタンに近い組成のガスを使用する場合に比してノッキングを起こし易い。従って、本計画においては純メタンを使用する場合に比して、エンジンの圧縮比を若干下げることが必要である。

一方、燃料油は、潤滑油の劣化（アルカリ価の低下）を防ぐために、硫黄分の含量が１%以下であることが要求される。また、燃料油は圧縮着火性がよいことが（セタン価45以上）が要求される。

デュアルフュエルエンジン用の潤滑油は、通常のディーゼルエンジン用のものに比して硫酸灰分の含有量の低いもの（アリカリ価が低い）を使用する。この種の潤滑油の利点は、燃焼室への灰分の堆積による燃焼阻害および部品の損耗が少ないことである。一方短所は、燃料中の硫黄分等により潤滑油が劣化し、腐食等の問題を生じ易いことである。従って、天然ガスに比較して硫黄分の含量の多いディーゼル燃料油だけを使って、長い期間同種の潤滑油でデュアルフュエルエンジンを運転することは好ましくない。デュアルフュエルエンジン用潤滑油の性状を表10－３に示す。

表10－1　天然ガスの組成および性状

Composition	Mol%
Methane (CH_4)	55.7
Ethane (C_2H_6)	15.9
Propane (C_3H_8)	15.0
i-Butane (i-C_4H_{10})	2.4
n-Butane (n-C_4H_{10})	3.1
i-Pentane (i-C_5H_{12})	0.8
n-Pentane (n-C_5H_{12})	0.4
Hexane (C_6H_{14} and heavier components)	Nil
Carbon Dioxide (CO_2)	6.6
Water (H_2O)	0.1
Low calorific value	12,580 kcal/Nm^3
	(1.337 x 10^{-3} MMBTU/SCF)
Methane Number	Approx. 65

表10－2　燃料油の性状

Characteristics:	
Specific gravity at 15.6°C (60°F)	0.8440
Kinematic viscosity at 37.8°C (100°F)	3.862 cSt
Pour point	1.67°C (35°F)
Cetane index	57.5
Ash content	0.002 wt%
Sulfur content	0.442 wt%
Low calorific value	10,423 kcal/kg (18,781 BTU/lb)

表10－3　デュアルフュエルエンジン用潤滑油の性状

Characteristics:	
Specific gravity at 15/4°C	0.85 - 0.95
Flash point	240 - 260°C
Viscosity (at 40°C) (at 100°C)	90 - 105 cSt 11 - 12 cSt
Viscosity index	95 - 105
Total acid number (mg KOH/g)	0.7 - 1.5
Total base number (mg KOH/g) (Hydrochloric acid method)	4 - 7
Ash content	0.5 - 0.9 wt%
Residual carbon	0.7 - 0.8 wt%
API grade	C D

Remarks:

1) Lubricating oil should have stability for nitration and oxidation.
2) Deposit in the combustion chamber will be small.
3) CD: Standard of lubricating oil which will be suitable for high-temperature dual-fuel engine.

10－3　発電設備

10－3－1　デュアルフュエルエンジンの概要

デュアルフュエルエンジンは、ガスを主燃料として用いるように設計された圧縮着火式の内燃機関である。ガスだけでは圧縮着火が困難であるため、液体燃料を着火用として使用する。デュアルフュエルエンジンは圧縮着火機関であるので、通常のディーゼルエンジンと同様に液体燃料だけでの最大出力運転も可能である。液体燃料だけを使って行う運転を「ディーゼル運転」と呼ぶ。

デュアルフュエルエンジンは、液体燃料だけを用いて始動させ、負荷が上がった段階（通常定格出力の30%以上）で、ガス燃料と着火用燃料を使用する運転（ガス運転）に切換える。デュアルフュエルエンジンの燃料コントロールは、ディーゼル運転モードとガス運転モードで異なる。ディーゼル運転モードでは全負荷範囲において負荷に見合った量の液体燃料がシリンダーに噴射される。一方、ガス運転モードでは負荷に関係なく一定量（100%負荷時の所要熱量の約10%）の液体燃料が供給されると共に、負荷に見合った量のガス燃料が供給される。各運転モードにおける燃料消費量と負荷率の関係を図10－1に示す。

デュアルフュエルエンジンは、空気とガス燃料の混合気を圧縮し、これに液体燃料を噴射して着火するため、通常の空気だけを圧縮して液体燃料を噴射するディーゼルエンジンに比べてデトネーション（ノッキングの原因となる異常燃焼）が起り易い。それゆえデュアルフュエルエンジンでは、ディーゼルエンジンに比して圧縮比を若干低く抑える必要が生じる。これによって平均有効圧力（Pmc)が低くなり、同じ大きさのシリンダーで出せる出力が減少する。このため、一般的に同一出力を得るには通常のディーゼルエンジンよりも若干大きなエンジンが必要となる。デトネーションの発生は使用するガスの組成によって影響を受ける。一般に、純メタンに近い組成の天然ガスの方がエタン、ブタン等の炭素数の多い成分を多く含むガスよりも条件が良い。

また、炭酸ガス等の非燃焼ガスの混入もデトネーションの防止に効果がある。従って、燃料ガスの組成によって圧縮比の制限値が異なり、エンジンの大きさを決める一つの要因となる。

ガスと空気は、エンジンの吸入行程時に各々独立したガス供給量制御装置と空気量制御

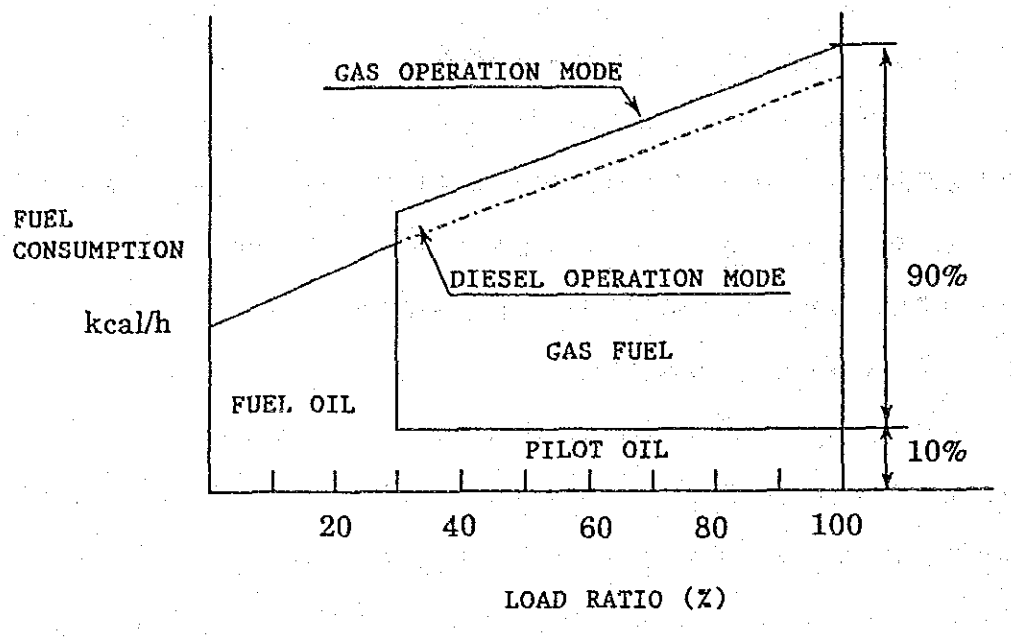


図10－1　負荷率と燃料消費量

装置を通して負荷変動に応じて送り込まれ、混合されてシリンダーに送り込まれる。これらの制御装置はディーゼルエンジンの液体燃料で制御するシステムと比べるとやや時定数が大きいため、急激な負荷変動に対して応答が若干悪くなる傾向がある。しかし、実用上、十分安定な応答は確保されている。

デュアルフュエルエンジンは、始動時および停止時にはからなずディーゼル運転モードを経過することになる。更に、ディーゼル運転モードからガス運転モードへの切換は必ずガスの供給状況およびその他の安全性を確認して行える様手動となっている。また、ガス系統の異常に対するインターロックが設置されている。ガス運転モードからディーゼル運転モードへの切換は、低負荷運転時に自動的に行なわれる他、ガス系統の異常に対しても自動的に切換られる様になっている。ガス系統の異常によりディーゼル運転モードへの切換えが行われる場合、ガスの供給が自動的に停止され、代りに燃料油が供給され、以後は、連続して正常な運転がディーゼル運転の下で保たれ、出力の低下は起らない。

10－3－2　エンジンおよび発電機

発電所の所要発電容量は送電端で17MWであるが、発電機端で定格出力5MWのエンジン4台を使用することとする。なお、このエンジンは12時間の運転の内、1時間に限って110%の過負荷出力運転が許容される。

燃料ガスの供給側では、ガス需要量の変動に迅速に追従する装置が設けられていないので、デュアルフュエルエンジンを一定の出力で運転することが要求される。このため、原則として本発電所をベースロード用とし、ピークロードは既存のカサンおよびパイオセリンチャのディーゼル発電所が分担することとする。発電機の力率は80%とする。エンジンと発電機は直結方式とする。系統周波数が50Hz系であるのでエンジン回転数を500rpmに設定する。

燃料ガスが純メタンに近い組成ではないので、純メタンを燃料として考えた標準エンジンに比べてノッキングを防ぐために圧縮比を低くする必要があり、平均有効圧力も下る。このため、標準エンジンに比して同一出力ではシリンダー数がふえる結果となっている。

吸気圧力、温度は市販の標準エンジンが採用している値の範囲にあり問題ない。

表10－4にエンジンおよび発電機の主要目および性能、図10－2に外形図を示す。

表10－4　5MWデュアルフュエルエンジン発電機の主要目（案）

Engine:	
Type	Turbo-charged, 4 cycle, compression ignition type dual-fuel engine
No. of cylinders	16
Cylinder arrangement	Vee-form
Cylinder bore	400 mm
Stroke	460 mm
Rated output	7,050 PS for 5 MW generator terminal
Engine speed	500 rpm
Brake mean effective pressure	13.72 kg/cm^2G
Fuel oil injection	Direct injection
Fuel gas control	By gas regulating valve
Fuel consumption at normal output	(at 85% load)
Natural gas	*0.18 Nm^3/kWh
Fuel oil (HSD)	*23.8 g/kWh
Lube oil consumption at normal output (at 85% load)	*1.8 g/kWh
Generator:	
Type	Open protected self ventilating, brushless type with damper
Capacity	6,250 kVA (5,000 kW)
Power factor	0.8 lagging
Phase	Three phase and three wires
Frequency	50 Hz
No. of poles	12
Rated current	573A
Insulation class	Class F (temp. rise: Class F)
Lubrication	Forced lubrication
Total weight (including generator)	Approx. 123 tons/unit

Remarks: The figures with * are based on the generator terminal.

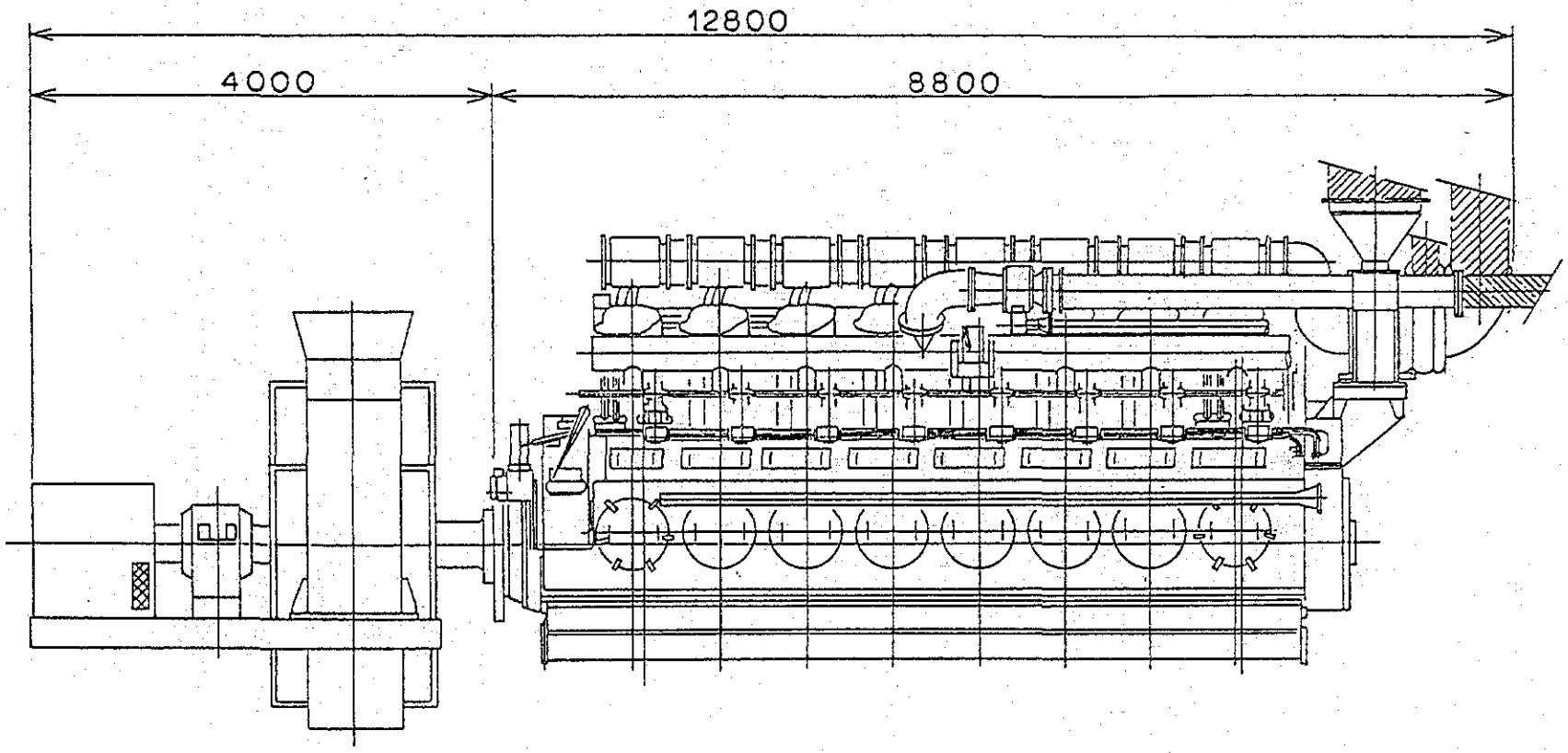


図10－2　エンジンおよび発電機の外形図

10－3－3　エンジン用補機器

(1)　始動空気系（図10－3参照）

エンジンの始動は圧縮空気を用いて行う。空気圧縮機を設け、常時18－30kg／cm²Gの圧力の空気を空気槽にためておき、圧縮空気を停止中のエンジンシリンダーに直接送り込んで始動を行う。

空気槽は各エンジン毎に1基づつ設置するが、空気槽間を相互に結ぶ配管を設けて、どの空気槽からでもすべてのエンジンの始動を可能とする。空気槽の大きさは、再充気することなく最低3回の始動運転が可能である空気量を基準に決定する。

空気圧縮機は電動駆動2台とする。その1台を常用とし、空気槽に設けた圧力スイッチによって空気槽内の圧力が一定範囲内に保たれる様コントロールする。

(2)　潤滑油系（図10－4参照）

エンジンへ供給される潤滑油は潤滑油サンプタンクに集められ貯蔵されている。ここから潤滑油は電動潤滑油ポンプによって油冷却器へ送られ、適当な給油温度（60℃）迄冷却した後、エンジンへ送られる。油冷却器は空冷式（ラジエーター）とし、温度コントロールはラジエーター出口につけられたバイパス式のコントロール弁によって行う。潤滑油ポンプおよびラジエーターはエンジン毎に各々1台および1基を装備する。

クランクケースには、ガス燃料が洩れて滞留するのを防ぐため、送風機を接続し、潤滑油によって霧状となったミストガスを、クランクケースの外へ排出する。このミストガスは量が多くないのでダクトを設けて屋外へ放出する。

潤滑油は循環使用によってスラッジ（残渣物）や異物がたまり劣化するので適当な時期にとりかえることが必要である。また、潤滑油の保守のためにサンプタンクから油をとりだしてスラッジや異物を除き再びサンプタンクへ戻す遠心式の油清浄器を装備する。

(3)　燃料系（図10－5、図10－6参照）

燃料油（ＨＳＤ）は始動時、停止時および低負荷時のディーゼル運転モードの時に使用される他、ガス運転モードの時には着火用燃料として使用される。

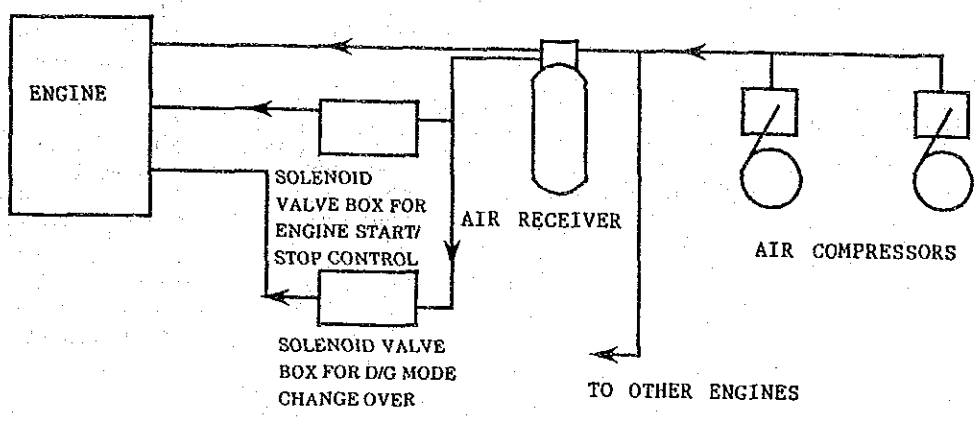


図10－3　始動空気系統

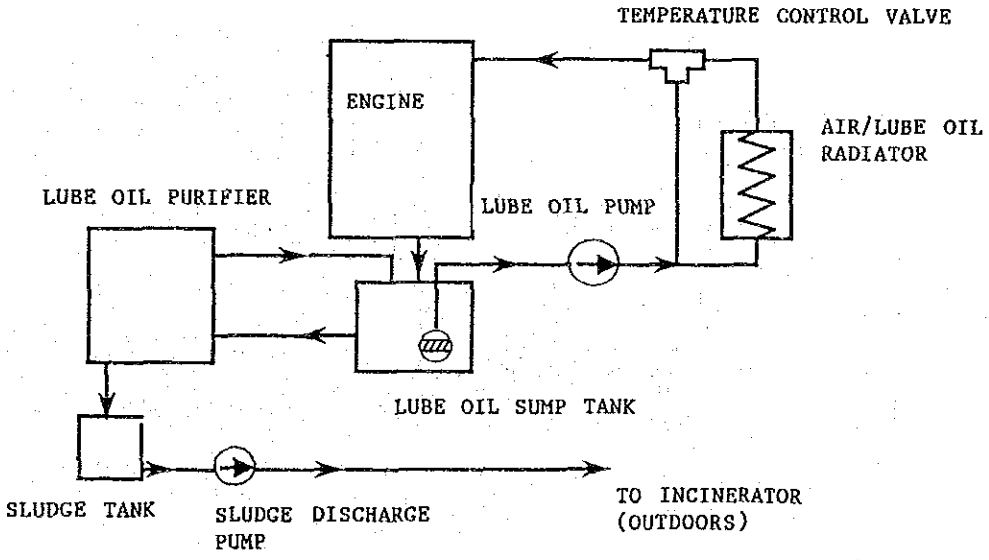


図10－4　潤滑油系統

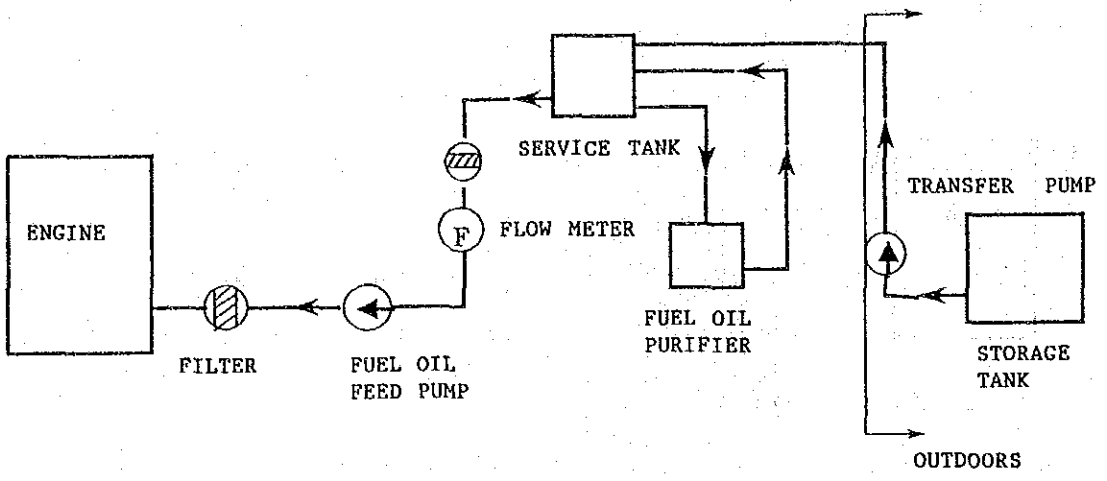


図10－5　燃料油（ＨＳＤ）系統

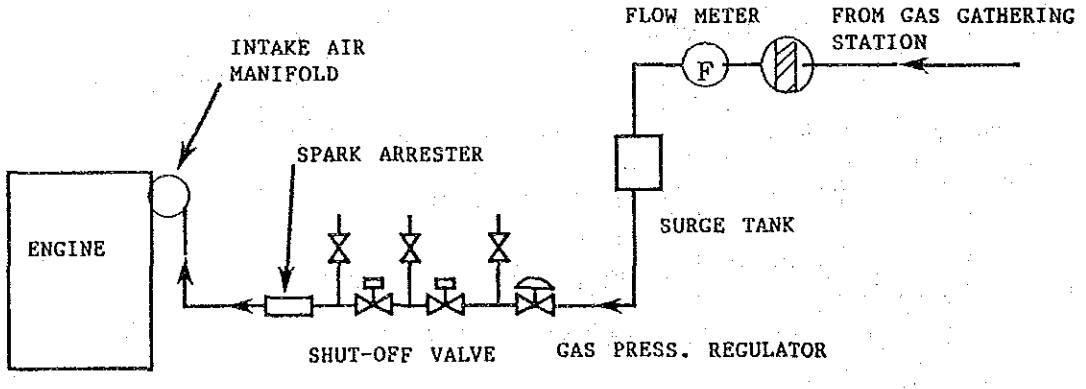


図10－6　燃料ガス系統

燃料油は屋外にある貯油タンクに一旦貯えられ、移送ポンプによってサービスタンクへ送られる。サービスタンクから燃料油ポンプでエンジンの燃料噴射ポンプへ送られ、燃料噴射弁を通ってシリンダーの中へ高圧噴射される。噴射量は噴射ポンプラックによって制御され、余剰油はドレンタンク内に集められた後サービスタンクへ戻される。

主燃料油供給ポンプは電動とし、予備機1台を設ける。

ガス燃料は天然ガス生産設備からパイプラインによって輸送され、サージタンク、ガス圧調節弁を経てエンジンに供給される。エンジン入口には安全のために2重のガス遮断弁を設け、その先に火花アレスタを設け、エンジンの火がガス配管系へ逆引火するのを防ぐ。

ガスはシリンダー入口で燃焼空気と混合後、エンジンのシリンダーに送入されるが、ガス量は混合前の状態でガス圧調節弁によって制御される。

(4) エンジン冷却系：（図10－7参照）

エンジンのジャケットは冷却水（清水）を用いて冷却し、この冷却水をポンプで空冷式冷却器（ラジエーター）に送り、熱交換する閉回路方式とする。

ラジエーターおよび冷却水循環ポンプは各エンジン毎に設ける。

エンジン冷却用の媒体として使用する水は表10－5に示す条件を満足するものとする。

(5) 吸・排気システム（図10－8参照）

エンジンに送入される空気はオイルバスタイプエアフィルターを通して吸気ダクトから過給機のコンプレッサー部に吸込まれ、昇圧される。昇圧された空気は温度が上昇しているので、ラジエーターを通して再び冷却された後、エンジンの吸気系統へ送りこまれる。

エンジンの排気は過給機のタービン部へ送り込まれ、吸入空気を圧縮するコンプレッサーを駆動する。タービンを出た排気は排気音を下げるための消音器（スパークアレスタ付）を通って大気へ放出される。

吸・排気装置は各エンジン毎に設ける。

主要補機器の要目をまとてめ表10－6に示す。

表10－5　冷却水の性状

Composition: (Limitation for Supply Water)	
Turbidity	10 Degree
PH at 25°C	6 - 8.5
Conductance at 25°C	< 400 micro mho/cm
M-alkalinity as $CaCO_3$	< 150 ppm
Total hardness as $CaCO_3$	< 100 ppm
Chlorine ion (Cl^-)	< 100 ppm
Sulphate ion (SO_4^{++})	< 100 ppm
Ammonium ion (NH_4^+)	< 10 ppm
Hydrogen sulfide (H_2S)	< 10 ppm
Iron (Fe)	< 1 ppm
Silica	< 50 ppm
Total residue on evaporation (Total Solid)	< 400 ppm

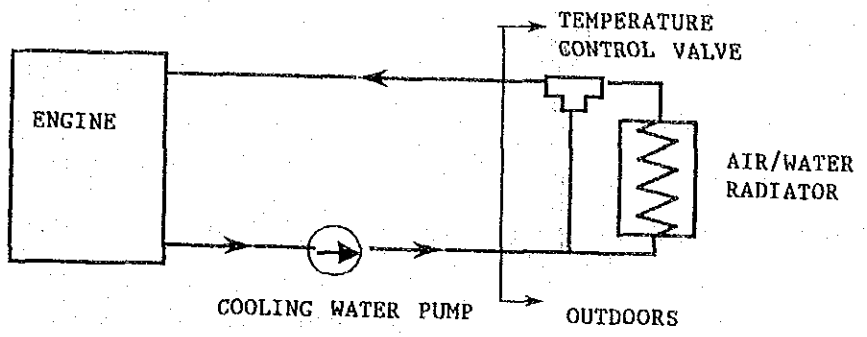


図10－7　冷却水系統

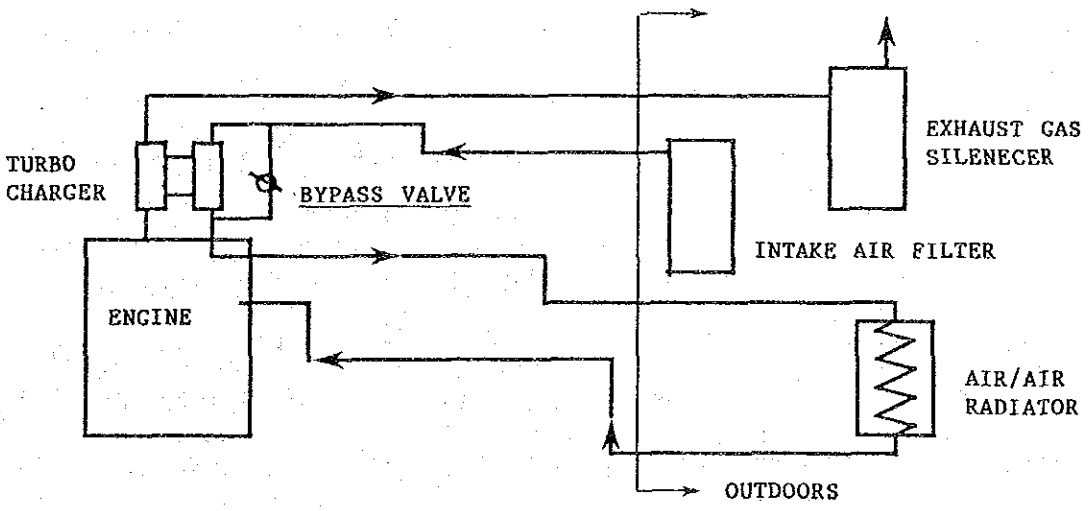


図10－8　吸気・排気系統

表10－6　補機主要目

The following auxiliaries shall be installed in 4 sets of dual-fuel generators sets.

(1/3)

Starting Air System :		
Air compressor	Quantity:	2 sets
	Capacity:	60 m^3/h (standard condition)
	Pressure:	30 kg/cm^2
Prime mover for air compressor	2 set x 15 kW electric power	
Air receiver	Quantity:	4 bottles
	Capacity:	1.0 m^3
Lube Oil System :		
Oil pump	Quantity:	4 sets
	Capacity:	140 m^3/h x 7 kg/cm^2
Oil cooler (radiator)	Quantity:	4 sets
	Heat transfer area:	Approx. 1,540 m^2
Mist blower	Quantity:	4 sets
	Capacity:	0.8 m^3/h x 40 mmAq
Oil purifier	Quantity:	4 sets
	Capacity:	1.8 m^3/h
Sump tank	Quantity:	4 sets
	Capacity:	7.5 m
Sludge discharge pump	Quantity:	4 sets
	Capacity:	1.0 m^3/h x 3 kg/cm^2
Fuel Oil System :		
Storage tank	Quantity:	1
	Capacity:	1,000 m^3

Transfer pump	Quantity: 2 sets
	Capacity: 17 m^3/h x 2 kg/cm^2
	Electric motor: 5.5 kW
Service tank	Quantity: 4 sets
	Capacity: 7.5 m^3
Fuel oil flow meter	Quantity: 4 sets
	Positive displacement type
Feed Pump	Quantity: 4 sets
	Capacity: 3 m^3/h x 3 kg/cm^2
	Electric motor: 1.5 kW
Fuel purifier	Quantity: 4 sets
	Capacity: 1.8 m^3/h
Fuel Gas System :	
Gas filter	Quantity: 4 sets
	Type: Wire mesh type
Gas flow meter	Quantity: 4 sets
	Type: Delta sensor type
Surge tank	Quantity: 4 sets
	Capacity: 1.0 m^3
Gas regulating valve	Quantity: 4 sets
	Type: Diaphragm type
Cooling Water System :	
Cooling water pump	Quantity: 4 sets
	Capacity: 185 m^3/h x 30 mAq
Cooling expansion tank	Quantity: 4 sets
	Capacity: 0.6 m^3

Water cooler (radiator)	Quantity: 4 sets
	Heat transfer area: Approx. 1,480 m^2
Intake Air and Exhaust Gas System :	
Intake air filter	Quantity: 8 sets
	Type : Oil bath type
Intake air duct	Quantity: 8 sets
	Size (approx.): 400 mm dia. x 20 m length
Intake air cooler (radiator)	Quantity: 8 sets
	Heat transfer area: Approx. 290 m^2
Exhaust gas silencer	Quantity: 8 sets
	Overall noise level of 100 dBA at 1 m distance from gas outlet
Exhaust gas duct	Quantity: 8 sets
	Size (approx.): 700 mm dia. x 18 m length

10－3－4　電気系

図10－9単線結線図に示す様に発電機の出力は各々変圧器で20kVに昇圧された後、遮断器を介して母線に繋がれ、外部へ送電される。図では3基のフィーダが示されているがその数はＰＬＮの計画に基いて最終的に決定される。所内動力は所内変圧器で3相 380Ｖに降圧され所内に供給される。

既存の発電所とはインターコネクションを通じて結ばれる。発電所内の4台および他発電所の発電機とも並列運転が可能となる同期装置を設置する。変圧器および各電気盤の主要目を表10－7に示す。

20kV昇圧用変圧器は屋外設置とし各発電機毎に1基を設ける。所内用変圧器も屋外設置とし、1基は予備とする。

電気盤は、発電機の設置される同一の建物の中に設置し、同一場所で操作および監視ができる様にする。

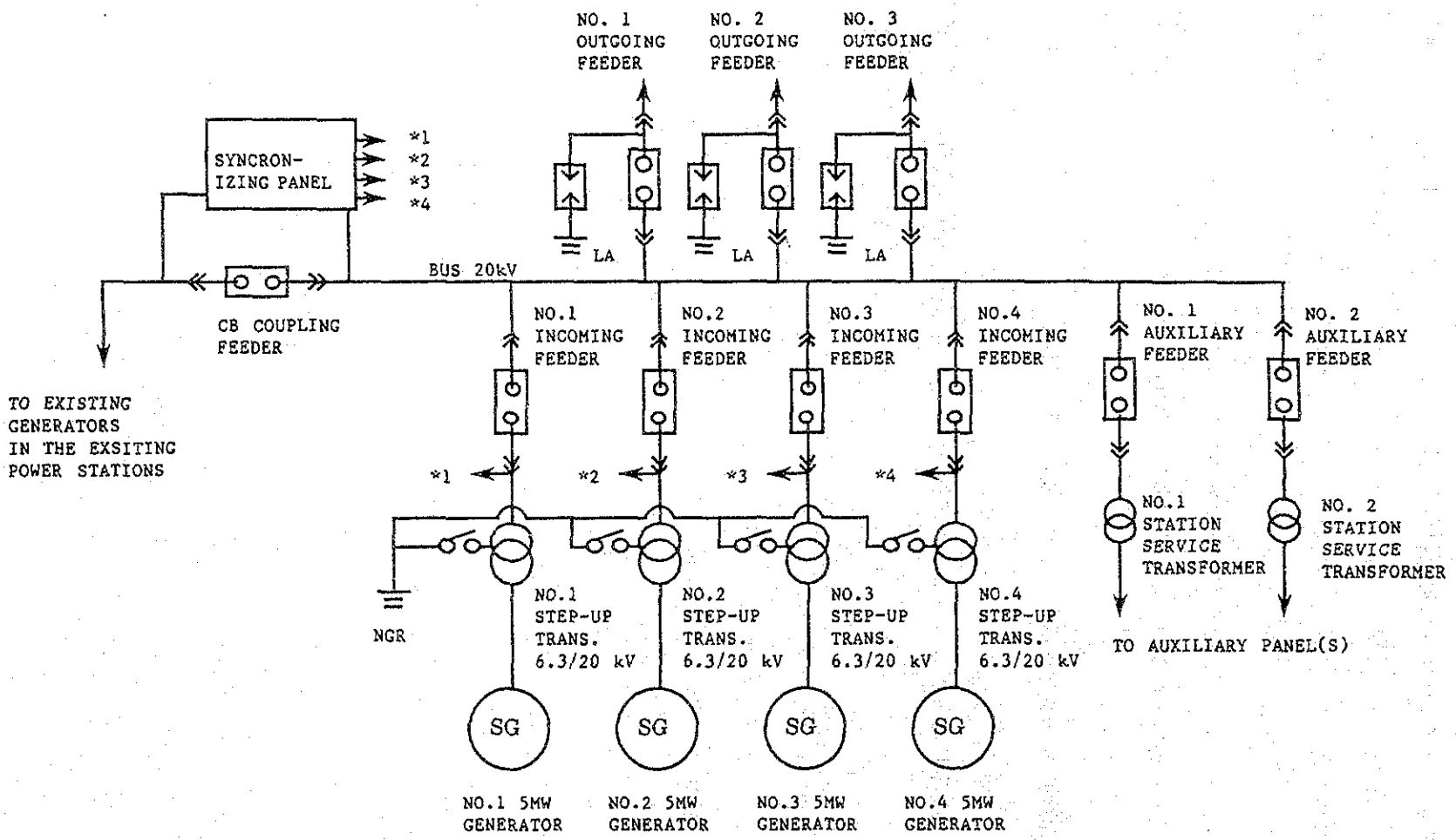

NO. 1
OUTGOING
FEEDER
NO. 2
OUTGOING
FEEDER
NO. 3
OUTGOING
FEEDER
SYNCRON-
IZING PANEL
*1
*2
*3
*4
LA
LA
LA
BUS 20kV
CB COUPLING
FEEDER
TO EXISTING
GENERATORS
IN THE EXSITING
POWER STATIONS
NO.1
INCOMING
FEEDER
NO.2
INCOMING
FEEDER
NO.3
INCOMING
FEEDER
NO.4
INCOMING
FEEDER
NO. 1
AUXILIARY
FEEDER
NO. 2
AUXILIARY
FEEDER
*1
*2
*3
*4
NO.1
STATION
SERVICE
TRANSFORMER
NO. 2
STATION
SERVICE
TRANSFORMER
NGR
NO.1
STEP-UP
TRANS.
6.3/20 kV
NO.2
STEP-UP
TRANS.
6.3/20 kV
NO.3
STEP-UP
TRANS.
6.3/20 kV
NO.4
STEP-UP
TRANS.
6.3/20 kV
TO AUXILIARY PANEL(S)
SG
SG
SG
SG
NO.1 5MW
GENERATOR
NO.2 5MW
GENERATOR
NO.3 5MW
GENERATOR
NO.4 5MW
GENERATOR

図10－9　単線結線図

表10－7　変圧器と配電盤の主要目

Transformer:		
Step-up transformer	Quantity:	4 sets
	Capacity:	6,250 kVA
	Voltage :	6.3/20 kV
Station service transformer	Quantity:	2 sets
	Capacity:	1,500 kVA
	Voltage :	20 kV/380 V
Panels:		
Incoming feeder	Quantity:	4 sets
	Circuit breaker:	6.3 kV x 630 A
Outgoing feeder	Quantity:	3 sets
	Circuit breaker:	6.3 kV x 630 A
CB coupling feeder	Quantity:	1 set
	Circuit breaker:	6.3 kV x 630 A
Auxiliary feeder	Quantity:	2 sets
	Circuit breaker:	6.3 kV x 630 A
Disconnecting switch panel	Quantity:	1 set
Neutral ground register	Quantity:	1 set
Generator control panel	Quantity:	4 sets
Synchronizing panel	Quantity:	1 set
Motor control center	Quantity:	5 sets
DC control panel	Quantity:	1 set
	Capacity:	DC 110 V, 40 Ah/10 h
	Battery :	Alkaline type

10－3－5　運転・制御

(1)　エンジンの始動・停止

発電機系統の主操作盤を同建屋内の2階に設置し、エンジンの始動・停止はエンジンを監視しながら機側に設けた操作盤（機側盤）から行うこととする。エンジン関係の監視計器もこの機側盤に併設し、ここを定期的に巡回して監視する。

エンジンは、機側盤上に設けられた運転位置切換スイッチを切換えることにより、主操作盤より始動停止することも可能である。

異常を感知した場合等の非常時には、装置を機本体、機側盤および発電機制御盤よりエンジンを緊急停止する事ができる。尚、緊急時には、発電機盤に設置されている遮断器を共通母線より切り離す。

始動操作は燃料ガスを供給しない状態で燃料油（ＨＳＤ）だけを用いて行う。

(2)　並列投入

ディーゼル運転モードにおいてはエンジンの回転速度調整は調速機によって燃料油の供給量を調節して行なう。発電機間の同期は手動で同期盤に設けられた計器およびモータ駆動式速度設定器を使って行い、手動操作で遮断器を投入して並列運転を行う。この操作は自動とすることも可能であるが、投入容量が大きくないこと、および本操作はすでにＰＬＮの運転員が習熟していることから手動で十分であると判断する。

(3)　運転モードの切換

ディーゼル運転モードで発電機を始動し、負荷率が30％以上になれば、ガス運転モードへの切換が可能となる。

負荷を確認し、ガス圧を確認した後、機側盤上の操作端でモードの切換を行う。モードを切換えると、ガスの供給が開始され、着火用に一定量の燃料油が供給され、エンジンの負荷に応じてガス供給量が制御される。

ディーゼル運転モードからガス運転モードへの切換にはインタロック機構が組み込まれているので、下記の条件が充たされた場合のみ可能となる。

冷却水温度	60℃以上
負荷率	30％以上
ガス燃料圧力	5～10kg／㎠G

ガス運転モードはガス燃料供給量が下ってガスの供給が不要な状態に入れば自動的に

ディーゼル運転モードに切換る。一方、ディーゼル運転モードからガス運転モードへの切換は手動操作でのみ可能である。

ガス燃料の供給が事故等により停止した場合には、自動的にディーゼル運転モードに切換る。ディーゼル運転モードでの定格出力運転および 110%過負荷運転も可能であるので、万一ガスの供給が止っても発電が可能である。

ガス供給量の増減および余剰ガスの放出は発電所側では行なわず、ガス生産設備の側の送出端で行う。従って、発電所にはフレアスタックの設備は設けない。

(4) 補機器の運転

冷却水ポンプ、ラジエーターファン、潤滑油ポンプ、燃料油ポンプはエンジンの始動に先だち起動運転する必要がある。これらは補機盤に起動・停止用スイッチを設ける。運転監視用の計器（圧力計・温度計等）は機器に直接取付け、巡回監視することとする。

燃料油、潤滑油の各清浄機は、機側盤にて手動運転を行う。各清浄機から排出されたスラッジ（残渣物）はスラッジタンクに集められ、スラッジタンク内のレベルを検出してスラッジ排出ポンプを自動発停し、スラッジを焼却炉用タンクへ移送する。

始動用空気圧縮機は前述の様に空気槽の圧力を検出して自動発停する。モータースタータは機側に設け、ここからも手動で操作できる。

燃料油移送ポンプは燃料油サービスタンクの油面を検出して自動発停を行う。また、機側のスタータによる手動運転も可能である。

10－3－6　安全装置

エンジン、発電機および補機器に異常が生じた時は異常の程度に応じて警報を発し、緊急かつ重大な損害が発生する危険のある時にはエンジンを停止する。表10－8に警報およびエンジン非常停止の条件を示す。

エンジンを非常停止した時は、発電機制御盤上に設けられた重故障表示灯を点灯させ、警報ベルを鳴らせる。又、ガス運転モードの時には給気マニフォルド内に残っているガスと空気の混合気を外部に放出する。

警報ベルは手動で停止できるが表示灯の点灯およびエンジン停止は原因が除去される迄解除されない。

また、ガス運転モードで運転中に下記の様な異常が発生した場合にはエンジンを保護するために、自動的にディーゼル運転モードへの切換が起り、発電機制御盤上の運転モード表示灯が切換り、更に故障表示灯が点灯して警報ベルを鳴らす。

ガス燃料圧力上昇	10kg／㎠G以上
低下	5kg／㎠G以下
排気ガス温度上昇	600℃以上

表10－8　保護装置

(1/2)

Item	Alarm	Shut-down
Mechanical Fault:		
Lube oil pressure, low	4.2 kg/cm^{2}G	3.5 kg/cm^{2}G
Cooling water temperature, high	92°C	95°C
Lube oil temperature, high	65°C	70°C
Cooling water pressure, low	1.5 kg/cm^{2}G	1.0 kg/cm^{2}G
Turning device, engaged		o
Overspeed		115% of rated speed
Fuel oil pressure, low	1.5 kg/cm^{2}G	
Starting air pressure, high	32 kg/cm^{2}G	
Starting air pressure, low	18 kg/cm^{2}G	
Control air pressure, low	6.5 kg/cm^{2}G	
Rocker arm lube oil pressure, low	0.8 kg/cm^{2}G	
Fuel gas pressure, high	10 kg/cm^{2}G	
Fuel gas pressure, low	5 kg/cm^{2}G	
Intake air differential pressure, high	o	
Cooling water expansion tank level, low	30%	
Fuel oil service tank level, high	90%	
Fuel oil service tank level, low	40%	
Lube oil sump tank level, low	50%	
Sludge tank level, high	100%	
Fuel oil drain tank level, high	100%	
Rocker arm lube oil tank level, low	50%	
Fuel & lube oil purifier fault	o	

(2/2)

Item	Alarm	Shut-down
Electrical Fault:		
Incomplete starting		o
Emergency stop		o
Over-voltage		o
Under-voltage		o
Reverse power		o
Generator bearing temperature, high		o
Generator differential		o
Generator stator winding temp., high		o
Generator over-current		o
Generator earth fault		o
Loss of field		o
Step-up transformer differential		o
Incoming feeder over-current		o
CB coupling feeder over-current		o
CB coupling feeder earth fault		o
Disconnecting feeder over-current		o
20 kV earth fault		o
Station service transformer differential		o
Auxiliary power earth fault		o
Loss of DC power		o
Loss of auxiliary power		o
Auxiliary power under volateg	o	
Auxiliary motor fault	o	

10－3－7　ガス燃料使用に伴う安全対策

ガス燃料を使用することに対して下記の安全対策を考慮する。

(1)　基本事項

(a)　ガス配管および附属機器はガス漏れの起りにくいタイプのものを採用する。

(b)　エンジン非常停止、火災検知等の保安装置作動時に迅速にガスの供給を安全遮断弁で遮断する。

(c)　ガス配管およびその付属装置の設置場所については周辺の換気を考える。

(2)　電気系統

(a)　リレーおよび端子板は保護カバー付とし、電気端は露出させない。

(3)　ガス配管

(a)　安全遮断弁は2個設置し確実性を高める。エンジンの故障時または供給ガス圧力の異常時には、この安定遮断弁を閉じて操作全体を保護する。

(b)　発電プラントの入口にストレーナをつけ、安全遮断弁、ガス調節器およびその他の下流側の機器を保護する。

(c)　ガス圧力調節器は安全遮断弁の上流側に設ける。

10－4　発電所

10－4－1　発電用機器配置

10－3デュアルフュエルエンジン発電所の項で述べた各機器の概略外形図をもとに、機器の配置を検討した結果を図10－10に示す。

エンジン4台を建家の中央に配置し、道路に近い側に壁で区切った区画を設けて2階建とし、2階部分に表10－7に示した電気制御盤および配電盤を配置し、その区画に常時運転員が入って操作および監視を行う。変圧器はこの区画の外側に屋外配置とし、ここから地中ケーブルで送電用電柱へ導く。

エンジンを挟んで反対側の建屋内に補機器を配置する区画を設け、ポンプ、空気槽、空気圧縮機、油清浄機等を配置する。

この側の屋外には吸排気装置を設置しさらにその外側にラジエーターを配置する。

10－4－2　建　屋

エンジンを配置した建屋の中央部分にはエンジンの保守・点検を考えて15トンの天井走行クレーン1基を装備する。このため、天井高さを特に高くとる必要がある。

両側の電気盤区画および補機器区画は大型の機器が入らないので、天井を低くし、その段差のついた部分に開口窓を設け天井部の通風をよくする。

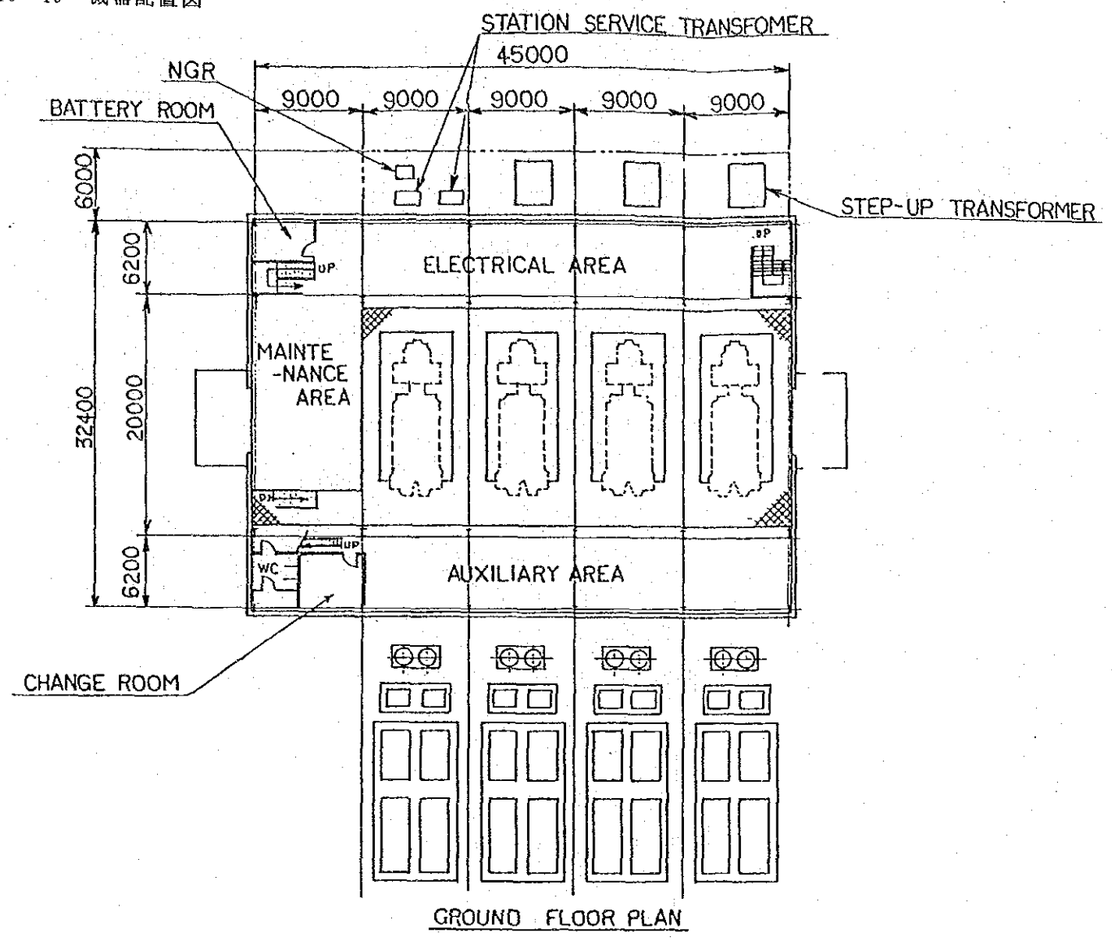
建屋は鉄骨を使用し、屋根および壁は亜鉛引鉄板製とする。エンジンの騒音はかなり高いので、監視室における居住性を考え監視室とエンジン区画との境界の壁には防音効果のある材料を使用する。

また、天然ガスが建屋の中へ送られるので万一、洩れた時にも建屋の中に滞留しない様に考慮する。更に、屋根の頂部には換気装置を設ける。この換気装置にとり付けるファンの駆動モーターは防爆型のものとする。

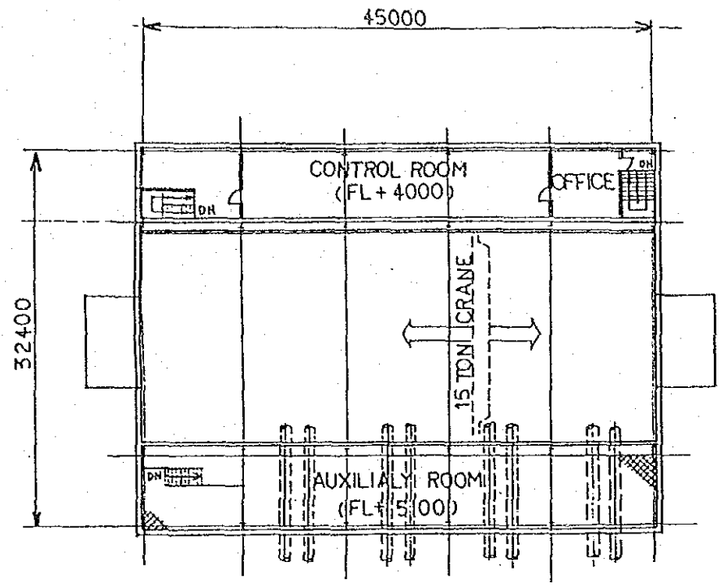
ガス漏れを検知するため、建屋内の天井、電気盤室、監視室にガス検知器をとりつける。

建屋の外形図を図10－11に、建屋の主要目、区画面積、構造を表10－9に示す。

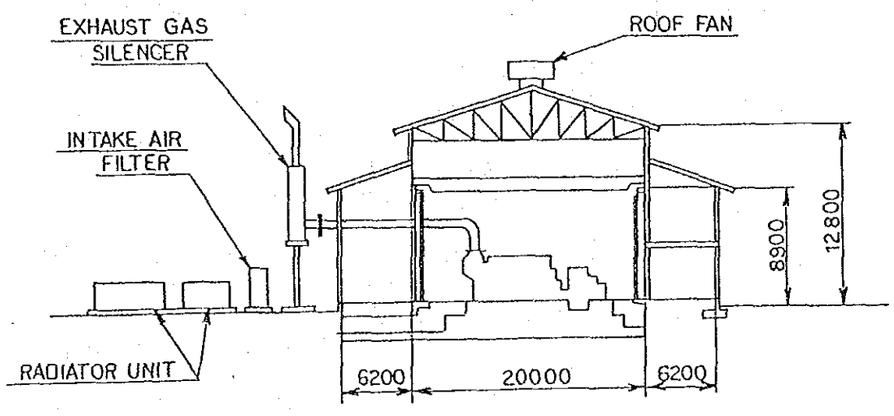
図10－10　機器配置図



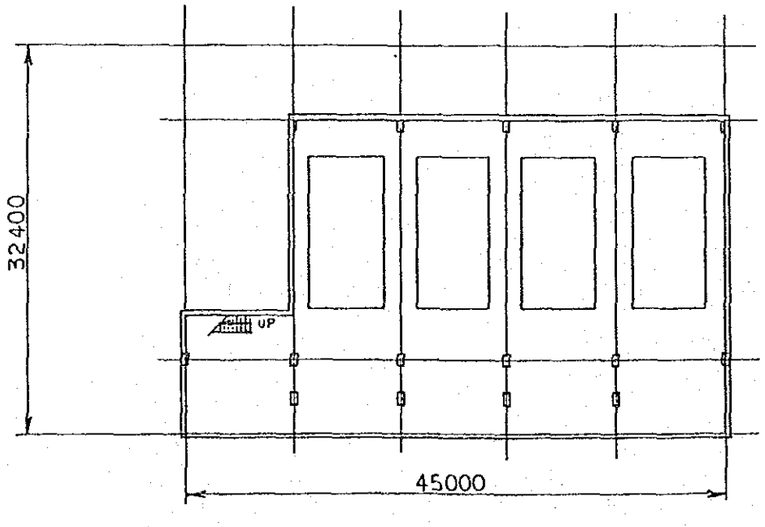
GROUND FLOOR PLAN



SECOND FLOOR PLAN

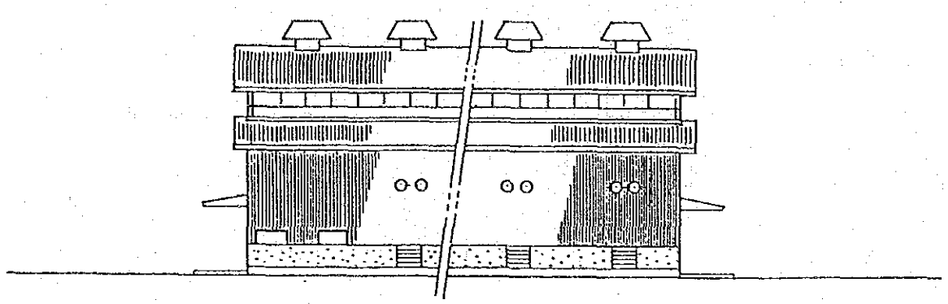


D SECTION

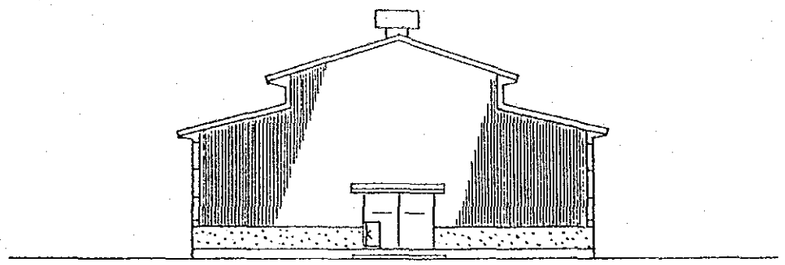


BASEMENT FLOOR PLAN

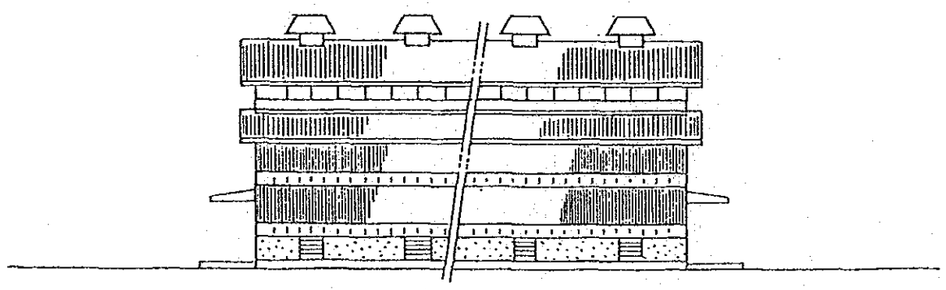
図10－11　建屋外形図



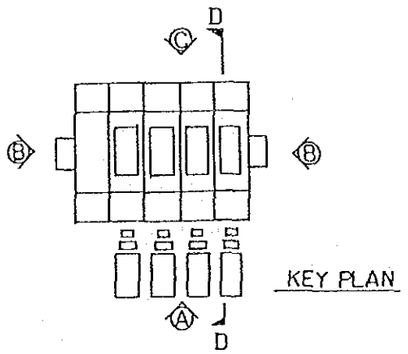
A ELEVATION



B ELEVATION



C ELEVATION



KEY PLAN

表10－9　発電所建物の要目

Size:	
Length	45 m
Width	31 m
Height	12 m
Total area	1,395 m^2
Section area:	
Engine and generator space	943 m^2
Maintenance space	144 m^2
Electrical area	188 m^2
Office	36 m^2
Control room (2nd floor)	162 m^2
Construction:	
Structure	Steel
Roof	Corrugated galvanized iron sheet
Wall	Galvanized iron sheet
Wainscot	Brick wall bed mortar trowelled
Floor (1st floor)	Concrete trowelled

10－4－3　付帯設備

(1)　燃料貯油槽

本プラントはガスの供給が停止した場合には、燃料油だけで運転されることになる。この点を考慮し、4台のエンジンが 100%負荷で約1週間燃料油だけで（ガスを供給しないで）連続運転できる容量の燃料タンクを設置する。ガス運転モード時に消費される燃料油の量は、ディーゼル運転モード(100%負荷）時の10%である。従って、ガス運転モードで運転される時には、最大10週間分の燃料油の貯蔵が可能である。

貯油槽の大きさは燃料の供給計画によって変るので、燃料の供給元であるプルタミナとよく打合せて最終的に決める必要がある。

貯油槽の周囲には安全のため全量の油が漏出しても溢れることのない防油堤を設ける。

(2)　工作室

エンジン、発電機および補機器の簡単な修理および保守を行うための工場を設ける。ジャンビ地区には機械加工のできる工場がないので、簡単な部品の加工ができる設備を持つことが望ましい。近くにパイオセリンチャの既設発電所があるので、両発電所の機器の修理・保守を統合して行う工場とすることが合理的である。

簡単な加工、穴あけ等ができるドリリングマシン、グラインダー、万力、ガス溶断器、アーク溶接機、工具セット等をもつことが必要である。

(3)　スラッジ焼却炉

燃料油および潤滑油の清浄機より排出するスラッジ（残渣物）を集めて焼却するための小型焼却炉を設ける。

(4)　消火装置

建屋の外に消火ポンプ室を建設し、小型ディーゼルエンジン駆動1台および電動1台の計2台の消火ポンプを設置する。建屋内には泡消火設備を有する消火栓を2ヶ設ける。又、油火災等に対し、大形可搬式粉末消火器2式、及び小形粉末消火器を約10式設置する。

(5)　倉　庫

エンジンおよび補機器の予備部品を収納するための倉庫を設ける。

(6)　簡易水道

発電所内で使用するエンジン冷却水、消火用水および雑用水の水源として簡易水道を設ける。

パイオゼリンチャ地区は丘陵地の上にあり、附近に水を利用できる河川がないので、井戸を掘ってポンプで汲み上げて利用する。井戸の位置については調査が必要であり、発電所の敷地内に水脈のない場合は敷地外に井戸を掘ることになるので、敷地選定の時には水脈の可能性についても検討しておく必要がある。また、井戸から得られた水の水質が先に述べたエンジン冷却水の要求条件を満足しない場合には適当な水処理装置を設ける必要がある。付帯設備の要目案を表10－10に示す。

表10－10　付帯設備

Fuel oil storage tank	Quantity: 1
	Capacity: 1,000 m^3
	Size: 14 m dia. x 7 m height
Incinerator	Quantity: 1 set
	Capacity: Approx. 70 m^3/h
Fire fighting pump	Quantity: 2
	Capacity: 1,000 l/min x 6 kg/cm^2
	Prime mover;
	- 1 x 30 kW electric motor
	- 1 x 44 PS diesel engine
	Type: indoor installation unit type
Warehouse	Space: 60 m^2
Water supply	Well pump: 2 x 3 m^3/h
	Water tank: 1 x 4 m^3

10－5　環境保護

10－5－1　概　　要

ジャンビ地区は工場設備が少なく、自動車の普及率等も高くないので、現在のところ排気ガスに対する具体的な規制は行なわれていない。又、騒音発生源も発電所を除いてはほとんど存在せず、発電所は人家から比較的離れたところにあるもののみが稼動しているので、騒音に関する規制もとられていない。

10－5－2　大気汚染

(1)　硫黄酸化物

天然ガス中に硫黄成分は含まれていない。着火用燃料中の硫黄分を 0.442%とした場合（表10－2参照）、排気中の硫黄酸化物濃度は、約20ppm と推定される。

(2)　窒素酸化物

正常な運転状態が保たれる場合の窒素酸化物の排気中濃度は約600ppmと推定される。

(3)　ばいじん

正常な運転が保たれる場合のばいじん量は100mg ／Nm³以下と推定される。

10－5－3　騒　　音

デュアルフュエルエンジンの機側1メートルにおける騒音レベルは約105dBAである。

4台のエンジンを収納した10－4－2で述べた様な建物の外壁1メートルの位置での騒音は約110dBAと推定される。従って、距離の2乗に反比例して音の強さが減衰するものとして考えると、夜間45ホーン以下の騒音レベルを保つためには、近隣する居住用民家との距離を 300m以上とることが必要である。

10－5－4　その他

(1)　振　動

エンジン基礎上の振動は8.33Hz、振幅0.03mm以下としてエンジン基礎は設計され、振動が建物の外を伝って公害をひきおこすことはない。

(2)　廃油およびスラッジの処理

燃料油および潤滑油を清浄機によって清浄化した時に排出されるスラッジ（残渣物）は先にも述べた様に焼却炉により処理するが、その量は約 0.8トン／日程度であり、環境に対する影響は小さい。

又、発電所からの廃水は油で汚れている可能性が高いので、廃水を一旦小さな排水槽にためて、油分を分離後排水する。分離された油分も焼却炉により処理する。

第11章　送配電設備の概念設計

11－1　前提条件

11－1－1　送配電系統

ジャンビ市の将来の電力需要は、6－3節で説明したように、市の東部の工業地帯を中心として増大すると予測される。ＰＬＮは、予想される電力需要の増加に対応するため、Appendix－3で説明する送配電網の整備を計画している。本計画調査における送配電設備の設計においては、上記のＰＬＮの将来計画による送配電システムの拡充が計画通りに実施されるものとする。発電所の設置場所は、既存のパイオセリンチャ発電所から300m離れた地点と設定した。（図11－1参照）

新発電所は既存のパイオセリンチャ発電所と連結線で結ばれると共に市の中心にある開閉所とも連結線で結ばれ、並列運転および電力融通が可能なように計画する。新発電所から1回線の配電線を出し、パイオセンリンチャの発電所からは2回線の配電線を追加して出し、東部工業地帯へ送電する。これに加えて、住宅地域への供給のため開閉所からも2回線の配電線を追加する。以上のシステムを図11－1および11－2に示す。

11－1－2　環境条件

(1)　気　象

送配電設備の設計に当たっては、ジャンビ地区の気象条件を考慮し、外気温度40℃、相対湿度88%として温度上昇の許容値を定める。設計最大風力は、ＰＬＮの基準である20.8m／秒（75km／時）を採用する。ジャンビ地区の雷雨日数は年間70日を少し下回る（図11－3参照）。

(2)　地形および土質

バタンハリ河の架橋のために行われた土質調査データーから推定すると、ジャンビ地区の土質は、かなり古い砂岩層の間に数m程度の粘土質の挟まった地質構造である。深度50m程度のボーリングでは岩盤に達していない。しかし、電柱、変圧器等20kV用の送配電設備は既に設置されており、本計画の実施に地質上の問題はない。

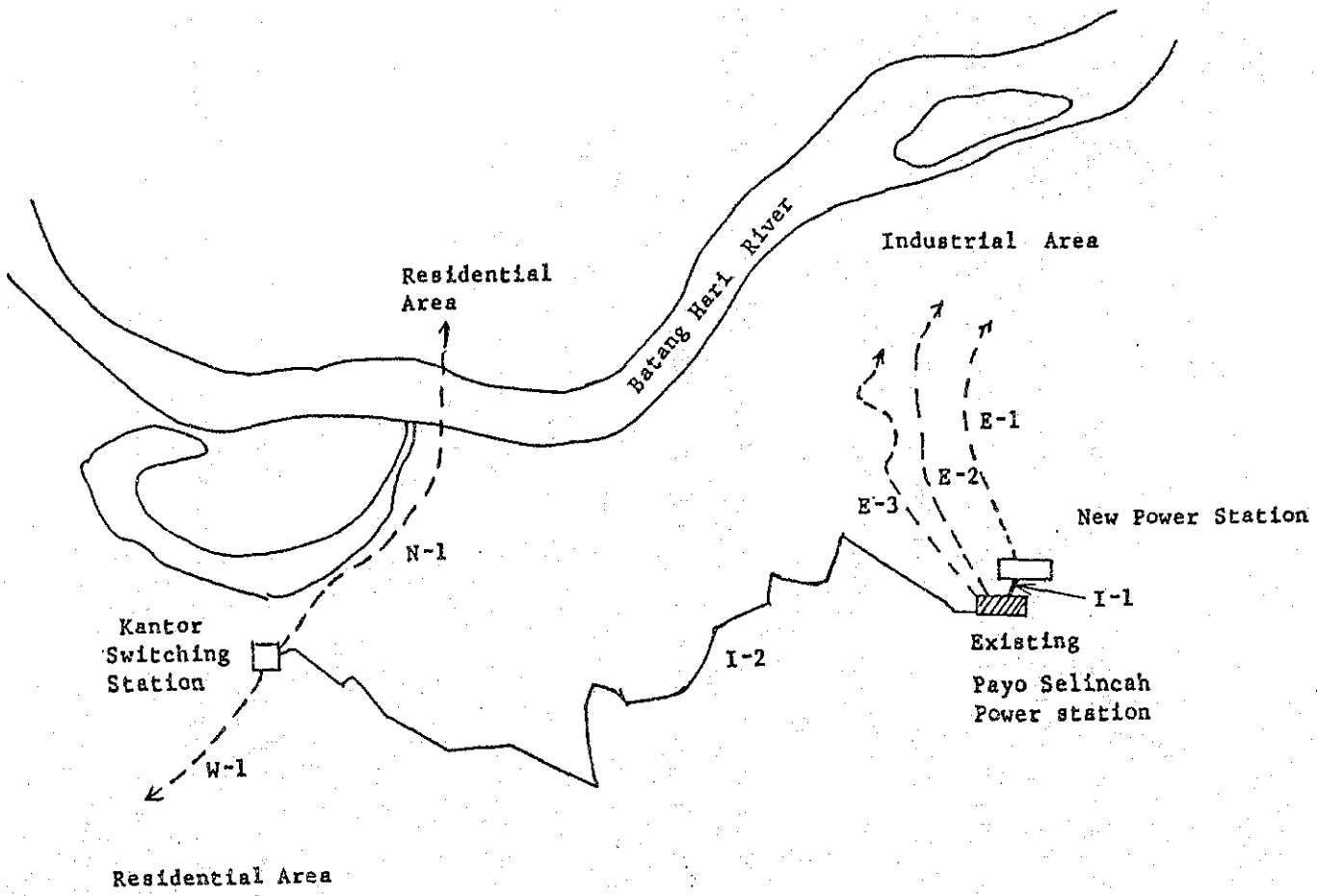


図11－1　連結線および配電線ルート

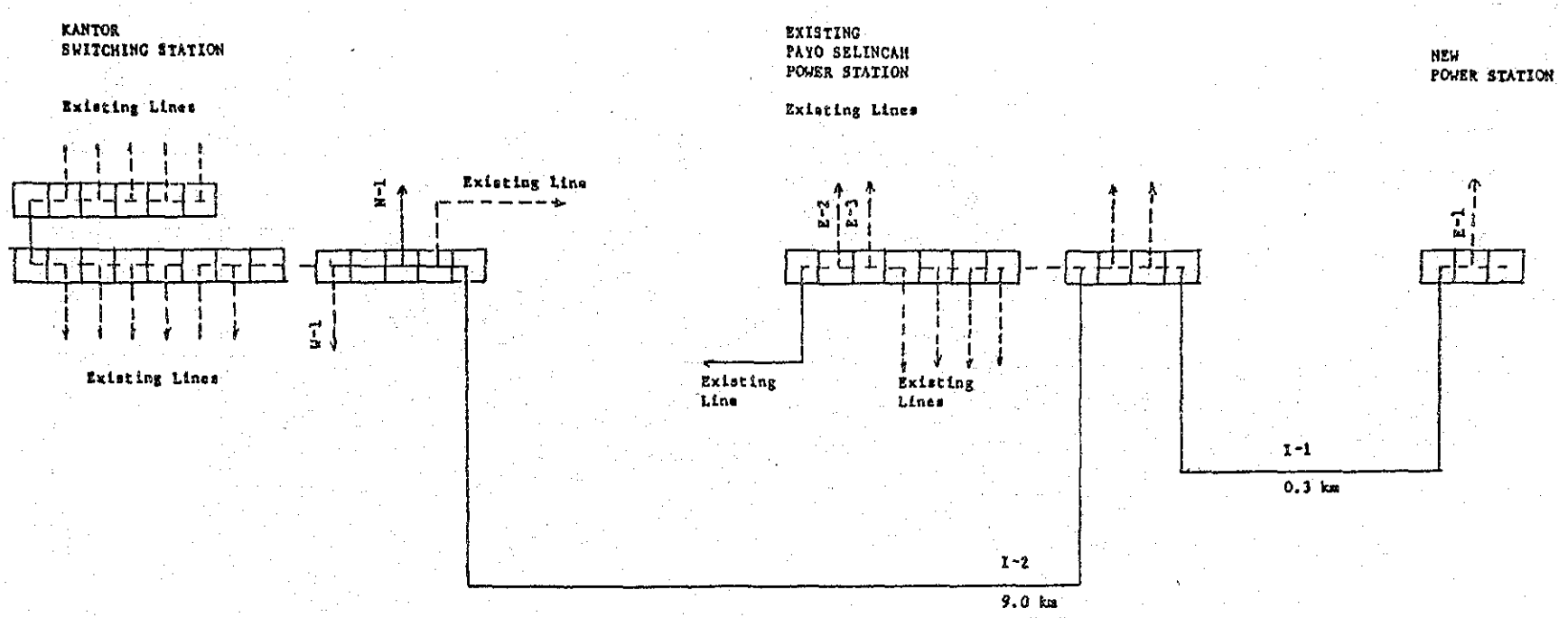


図11－2　連結線および配電線（単線結線）

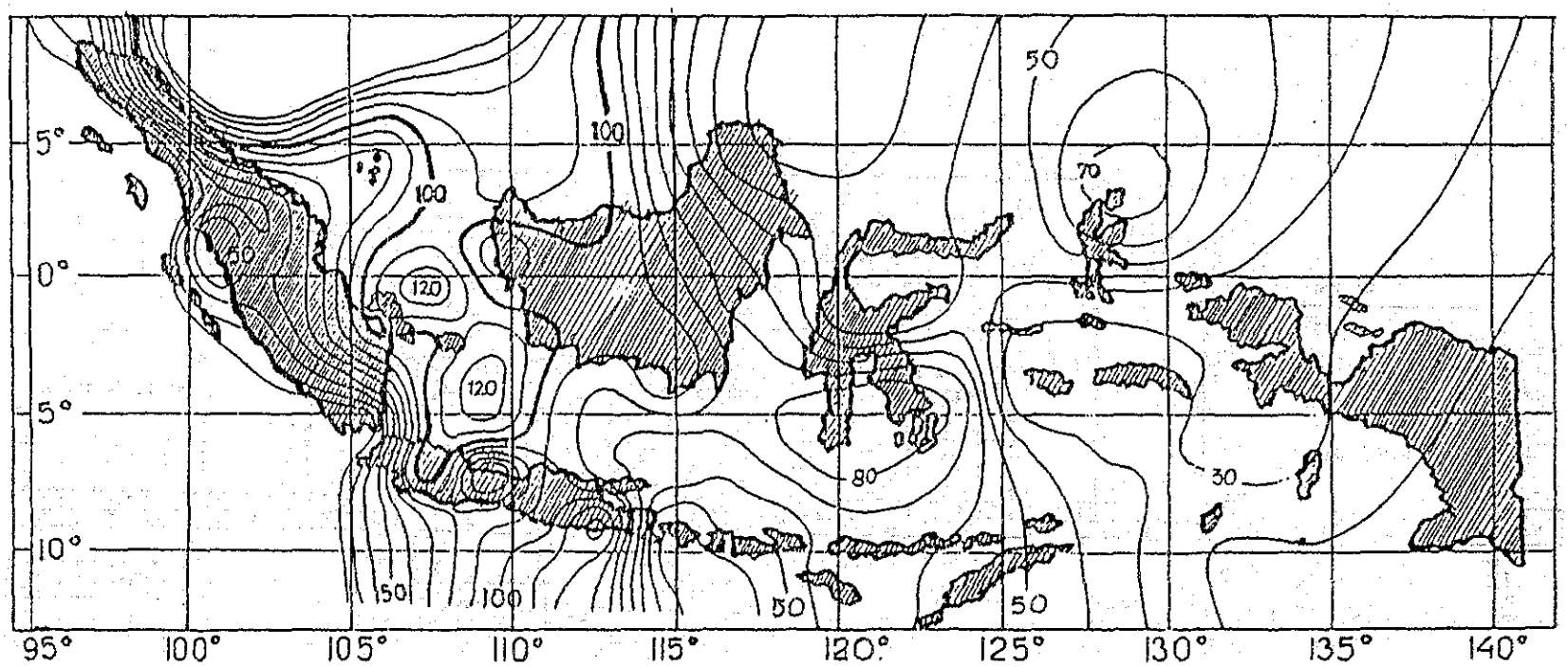


図11－3　雷雨日数分布図

11－1－3 設計基準

本プロジェクトの送配電設備はインドネシア電力公社（ＰＬＮ）独自の設計基準（ＳＰＬＮ）により設計される。

ＰＬＮの設計基準にないものは国際電気標準会議（ＩＥＣ）、日本の規格（ＪＩＳおよびＪＥＳ）、米国の規格（ＡＮＳＩ）等により設計されるものとする。以下に主な設計基準について述べる。

(1) 風　　圧

平均最大風速はＰＬＮの基準により20.8m／秒とする。平均最大風速時における電線、電柱に加わる風圧は次の通りである。

電線類　１条　：28kg／m²

電　柱　　：28kg／m²

(2) 電　　圧

系統電圧

中圧電圧　：　公称 20kV
　　最大 24kV

低圧電圧　：　380V／220V

絶縁レベル

中圧計　衝撃耐電圧　：　125kV

商用周波数耐圧　：　50kV

電圧変動の許容値（ＳＰＬＮ－１による）

需要家端において　＋５％、－10％以内

電圧降下の許容値（ＳＰＬＮ－１による）

中圧線　　５％以下

変圧器　　３％以下

低圧線　　５％以下

引込線　1.5％以下

(3) 中圧系中性点設置抵抗

中圧線　：　40オーム

(4) 電線と他の物体との距離

電線は他の電線、建物又は樹木との間と最小限、表11－１に示す距離をとる必要がある。

表11－1　電線と他の物体との距離

	20 kV Line	380/220 V Line
Vertical clearance to the ground	6 m	5 m
Horizontal clearance to conductor of:		
a 380/220 V line	2 m	0.6 m*
a 20 kV line	2 m	2 m
a telephone line	2 m	1 m
Vertical clearance to conductors of a crossing 20 kV line	2 m	2 m
Vertical clearance to conductors on the same pole	1.2 m	1.2 m
Vertical clearance to buildings	3 m	3 m
Vertical clearance to trees	2 m	0.3 m

Note: The asterisked is based on the Japanese Standard.

11－2　送配電方式

11－2－1　送・配電線

本プロジェクトが実現する時期にはジャンビ市とその周辺地域の電力需要は現状より大きく増加していると予測されるので、送配電線の拡張、整備が全体として必要である。

本報告書では本プロジェクトによる発電所から延長される連結線および配電線と既設発電所又は開閉所から本プロジェクトによって増設される連結線および配電線について検討する。

(1)　配電線

本プロジェクトによる電力は主として東部の工業地帯へ送られる。工場の受電設備へは20kV配電線合計３回線により供給する。又、南西部住宅・文教地区へは市の中央部の開閉所（ST KANTOR)より２回線により供給する。

既存の配電線が架空電線であるので新設する20kV配電線も原則として架空式とする。この場合、１回線の架空配電線で11－１－３(2)項で述べた電圧降下の許容値の範囲内で送れる電力は電線長にもよるが、 3,000～5,000kW とする。本プロジェクトでは17,000 kWを５回線に分割しており、この条件を満足している。

(2)　発電所間連結

並列運転および電力融通のため新発電所とパイオセリンチャの既設発電所の間に連結線（インターコネクション）を設け、更にパイオセリンチャの既設発電所と市の中央部にある開閉所（カントール　ステーション）の間にも連結線を増設する。連結線は20kV地中ケーブルとする。

11－2－2　保護方式

(1)　落雷保護

ジャンビ地区は図11－３に示した様にインドネシア全体からみると落雷が特に多い地域ではないが、熱帯性雨に伴う落雷はかなりあり、保護設備が必要である。雷には雲と雲の間で発生する雲間放電型と、雲と地上間で発生する落雷型とがある。送配電系統に影響を及ぼす雷は後者である。雷により配電系統に発生する被害は、変圧器の絶縁が雷の高電圧によって破壊される等設備の直接損傷の場合もあるが、発電所・開閉所の遮断器が作動して停電となることの問題も大きい。雷の被害を防ぐ方法としては接地線を架

空電線の上に設けて雷によるサージ電圧を抑制する方法と避雷器（アレスター）によるサージの吸収およびこの両方法の併用とがある。

ジャンビ地域の年間雷雨日数は70日であり、この場合の落雷確率は1.5～1.8回／年㎢に相当する。

この落雷確率から考えて、架空接地線を設ける必要はないと判断し、避雷器を次の場所に設置する計画とする。

発電所の開閉器	：10kA避雷器
発電所から送り出したケーブルの終端：	同　上
配電線の変圧器	：５kA避雷器
地中ケーブル終端	：　同　上
20kV開閉器（常時開放）の両側	：　同　上
中圧線の引留端	：　同　上

避雷器は弁型避雷器とし、下記の放電電流耐力のものとする。

定　　格	放電電流耐力
１０kA	１００kA
５kA	６５kA

弁型避雷器の原理構造図を図11－４に示す。

尚、避雷器の接地抵抗は低い程保護面積が広くなる。接地抵抗10オームの避雷器の場合、この避雷器が 150mの間隔で取付けられていれば閃絡が起らないと考えられる。従って避雷器の接地抵抗は10オーム以下に抑える。

(2)　地絡事故に対する保護

20kV系の配電線の中性点は40オームの抵抗で接地する。この場合、もし１線地絡が起ると約 290アンペアの電流が流れる。この結果、地絡をしなかった電線に現れる異常電圧によって需要家側に影響が及ぶのを避けるため、低圧系(380Ｖ）の中性点接地抵抗を0.２オーム以下とすることがＳＰＬＮ－３に定められている。但し止むを得ない場合は５オーム迄許容される。

また、配電系統および発電機の安全を確保するため、20kV配電線の発電所からの送出端にある遮断器には方向地絡保護継電器を設け、地絡電流が発生した時には直ちに配電線と発電機の間の電流を遮断する。

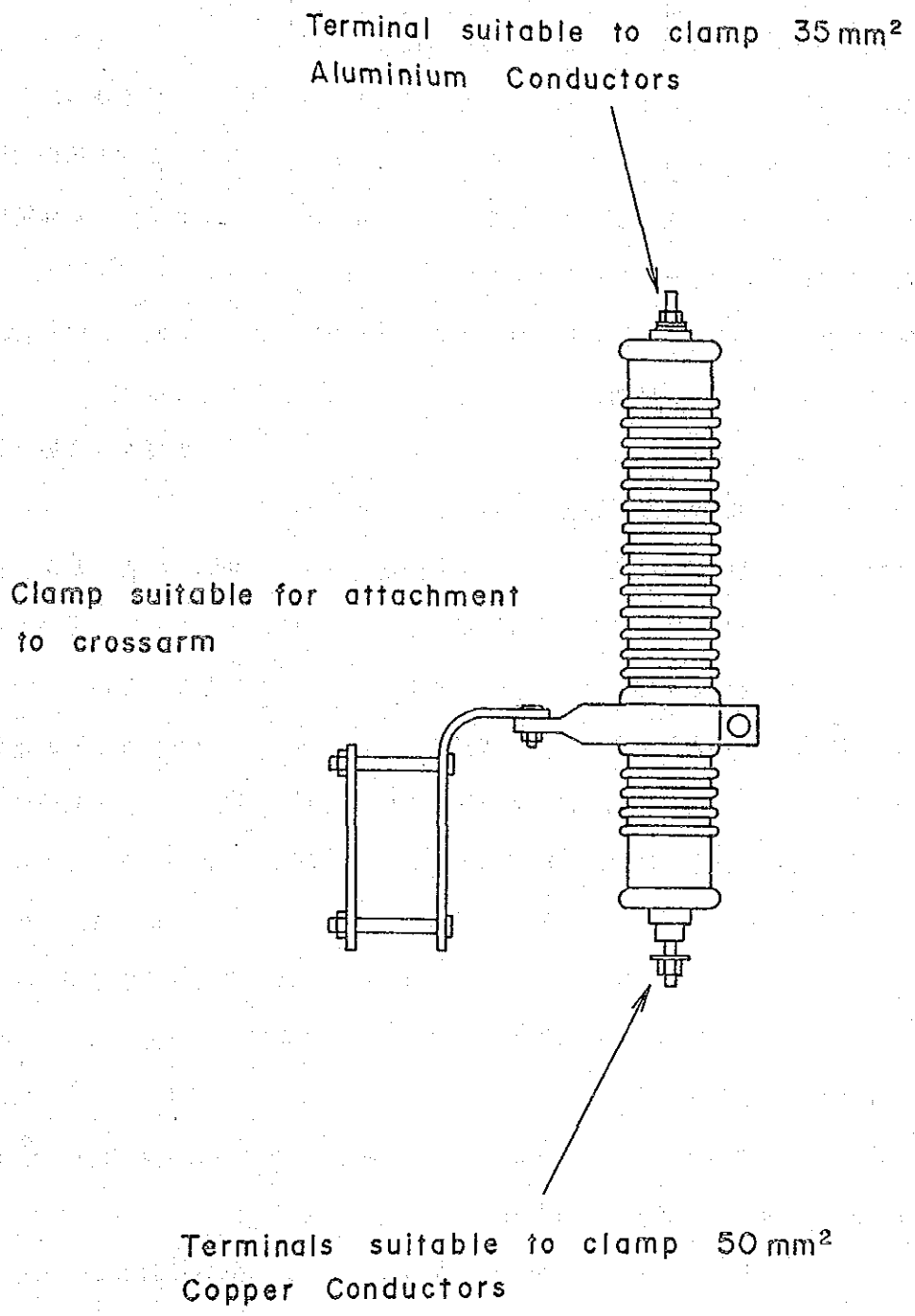


図11－4　20kV用弁型避雷器

11－3　系統解析

11－3－1　電圧降下および電力損失

図11－1、図11－2によって示した様に本プロジェクトによって建設される発電所の電力は、1回線の配電線によって直接送り出される他、連結線によってパイオセリンチャの既設発電所へ送られ、ここに増設された2回線の配電線と市の中央部への連結線によって分配され、市の中央部に増設される2回線の配電線につながる。先に、4－1節の需要予測でも示した様に、電力需要は年を追って増大しており、本プロジェクトによる発電所からの供給電力の送電形態もそれに応じて変化する。

電力需要は夜間（19時～24時）は住宅地区および商業地区で高く、昼間（12時～19時）は工業地帯で高い。従って、時間帯によっても、配電電流に差異が生じる。

第6章6－3節ではマクロ的な検討によって比較を行ったが、ここでは6－3節で設定されたケースについて配電線を含めて更に検討を加えた。

6－3節では新発電所が直接配電するE－1の送電電力は 3,000kW一定としたが、実際にはE－1に一定の負荷をとらせることは困難である。E－1、E－2、E－3の3本が昼間電力の工業地帯向増分を均等に分担すると考えるのが合理的である。しかし、均等に分配すると電力需要の増大分がまだ小さく1995年に近い時期では1回線当りの送電量が小さくなる。従って、実際には1995年に全部の配電線を完成する必要はなく、1回線づつ増設を行って最終的に合計5回線の配電線が完成すると考えられる。ピーク需要と平均需要の比を 0.6と考えると 3,000kWを単位として配電線を増やして行く必要がある。この方針で表6－5の結果に基いて計画すると、各配電線および連結線の平均送電量は表11－2に示す様になる。この結果を用いて送電損失を計算した結果を表11－3、表11－4に示す。尚、この計算は以下の前提に基づく。

1．連結線I－1は 325mm²、I－2は400mm² の銅導体の地中埋設線を用い、その長さは各々 300mおよび 9,000mとする。

2．配電線（E－1、E－2、E－3、W－1、N－1）は 150mm² のアルミニウム合金導体を用いた架空線とし、その長さはいずれも 3,000mとする。従って、抵抗値はR＝0.5824Ωである。

3．需要者側での力率を 0.8とする。

4．年間稼動時間はM（朝）：2,556.75時間、D（昼間）：3,652.5時間、N（夜間）：

表11－2　連結線および配電線による送電量

	1995			1996			1997			1998			1999		
	Night-time A	Day-time	Night-time B	Night-time A	Day-time	Night-time B	Night-time A	Day-time	Night-time B	Night-time A	Day-time	Night-time B	Night-time A	Day-time	Night-time B
Tie Line															
I - 1	16,668	15,138	16,668	16,464	14,000	16,464	16,464	14,000	16,464	16,464	14,000	16,464	16,464	14,000	16,464
I - 2	614	241	958	1,291	507	2,014	2,003	789	3,129	2,777	1,095	4,341	3,630	1,429	5,671
Distribution Line															
E - 1	332	1,862	332	536	3,000	536	536	3,000	536	536	3,000	536	562	3,142	562
E - 2	-	-	-	115	811	115	516	2,892	516	536	3,000	536	562	3,142	562
E - 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	371	2,082	371	562	3,142	562
W - 1	614	241	958	1,291	507	2,014	2,003	789	3,129	1,920	756	3,000	1,920	756	3,000
N - 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	857	339	1,341	1,710	673	2,671

Note: Nighttime A : 0 hrs to 0700 hrs
Daytime : 0700 hrs to 1700 hrs
Nighttime B : 1700 hrs to 2400 hrs

表11－3　連結線および配電線による送電損失

	1995			1996			1997			1998			1999			Remarks
	Night-time A	Day-time	Night-time B	Night-time A	Day-time	Night-time B	Night-time A	Day-time	Night-time B	Night-time A	Day-time	Night-time B	Night-time A	Day-time	Night-time B	
Tie Line																
I - 1	11.64	9.60	11.64	11.36	8.22	11.36	11.36	8.22	11.36	11.36	8.22	11.36	11.36	8.22	11.36	R=0.01073Ω
I - 2	0.58	0.09	1.42	2.58	0.40	6.28	6.21	9.63	15.15	11.94	18.55	17.28	20.39	3.16	49.77	=0.3962Ω
Distribution Line																
E - 1	0.25	7.89	0.25	0.65	20.47	0.65	0.65	20.47	0.65	0.65	20.47	0.65	0.72	22.46	0.72	R=0.5824Ω
E - 2	-	-	-	0.03	1.50	0.03	0.61	6.06	0.61	0.65	20.47	0.65	0.72	22.46	0.72	"
E - 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.31	9.86	0.31	0.72	22.46	0.72	"
W - 1	0.86	0.13	2.09	3.79	0.58	9.22	9.13	1.42	22.27	8.39	1.30	20.47	8.39	1.30	20.47	"
N - 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.67	0.26	4.09	6.65	1.03	16.23	"

表11－4　連結線および配電線による送電損失量

	1995	1996	1997	1998	1999
Tie Line					
I-1	94.58	88.11	88.11	88.11	88.11
I-2	5.44	24.11	89.79	142.46	190.92
Distribution Line					
E-1	30.10	78.09	78.09	78.09	85.72
E-2	-	5.63	25.25	78.09	85.72
E-3	-	-	-	37.60	85.72
W-1	8.02	35.38	85.48	78.54	78.54
N-1	-	-	-	15.68	62.26
Total	138.14	231.32	366.72	518.57	676.99
Losses as % of Total Generation	0.1	0.15	0.25	0.35	0.45

2,556.75時間とする。（定義は6－3－3項参照）。

また、表11－2の1995年のケースおよび1999年のケースの連結線および配電線の電圧降下の計算結果を表11－5に示す。

ここで地中埋設線のインダクタンスを 0.372mH/km 、キャパシタンスを0.0345μF/kmとする。架空線のインダクタンスは 1.3mH/km 、キャパシタンスは 0.005μF/kmとする。

更に、ピーク時には表11－2に示した値の約1/0.6の電力を送電する可能性がある（但し、20,000kWを超えることはない）と考えられるので、次の様なケースについても計算した。

ケース	送電電力(kW)	電圧降下(kV)
I－1	20,000	0.013
I－2	9,451	0.242
E－1	5,236	0.195

表11－5　電圧降下

	1995			1999		
	Night-time A	Day-time	Night-time B	Night-time A	Day-time	Night-time B
Tie Line						
I-1	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
I-2	0.03	0.01	0.05	0.20	0.08	0.32
Distribution Line						
E-1	0.01	0.07	0.01	0.02	0.11	0.02
E-2	-	-	-	0.02	0.11	0.02
E-3	-	-	-	0.02	0.11	0.02
W-1	0.02	0.01	0.03	0.07	0.03	0.11
N-1	-	-	-	0.06	0.02	0.09

実際の送配電線の設計においては、送配電区域の電力需要の詳しい検討がＰＬＮによって行われる。従って、本報告書で示したものと差異が生じると予測される。しかし、以上の検討は1995年３月に既存の送配電線に余裕がないこと、本プロジェクトによる発電量を送配電するための最小限の送配電線を考えたことに基づいているので、実際に計画又は実現する送配電線はこの検討に示したものより余裕のあるものとなる可能性が高い。

以上の検討の結果、ＰＬＮの標準（ＳＰＬＮ－１）以内に電圧降下が収ること、および送電損失も0.45%以下であることが示されており、実際のものは更に余裕のあるものとなることが推測される。

11－３－２　供給信頼性

本プロジェクトによって新設される配電線は単純に樹枝状に配電線が延長された形のものとなっている。この場合、ｎ個所において需要家Ci軒が発電所からの電線長Liのところにある図11－５の様なモデルを考え、事故発生率をＦ（回／ 100km・年）とすると、需要家１軒当りの事故発生率：Rsは

$$Rs=\frac{F\{L_1C_1\cdot\cdot\cdot+(L_1+L_2\cdot\cdot\cdot+Li)\,Ci+\cdot\cdot\cdot+(L_1+L_2\cdot\cdot\cdot+Ln)\,Cn\}}{C_1+C_2+\cdot\cdot\cdot Ci+\cdot\cdot\cdot+Cn}$$

で示される。単純な長さＬ'の１本の線の先に１軒だけの需要家であれば事故発生率：Rs'は

$$Rs'=FL'$$

である。今、仮に先の式のRs＝Rs'とすると単純に換算した時の需要家迄の事故発生率が等価の電線長Ｌを

$$Rs=FL$$

として求めることができる。この長さＬを事故等価長と呼び、短い方が事故が起りにくいことを示している。今、各分岐点での需要家の数が等しい、すなわち$C_1=C_2\cdots=Cn$とし、隣り合う各分岐点間の距離は等しくＬ"／ｎとすると

$$Rs=\frac{F\cdot L''/n\ (1+2+3+\cdot\cdot\cdot\cdot+n)}{n}$$

Ro＝ＦＬ"として

$$\frac{Rs}{Ro} = \frac{n+1}{2n}$$

が求められる。nを横軸にとってRs／Roを計算した結果を図11－6に示す。

この図から明らかな様に、分岐点を沢山つくれば1軒当りの事故発生率は下る。

表11－6にL″およびnを予想して連結線および配電線の事故等価長を示す。これにFの値（1000kmの時は×1/1000）を乗じたものが需要家1軒当りの事故発生率となる。Fの値は経験的に定められているがここでは次の値をとる。

	F
20kV架空線	20／100km－year
20kV地中線	5／100km－year

これを用いて計算した需要家1軒当りの事故発生率を表11－6に併記した。

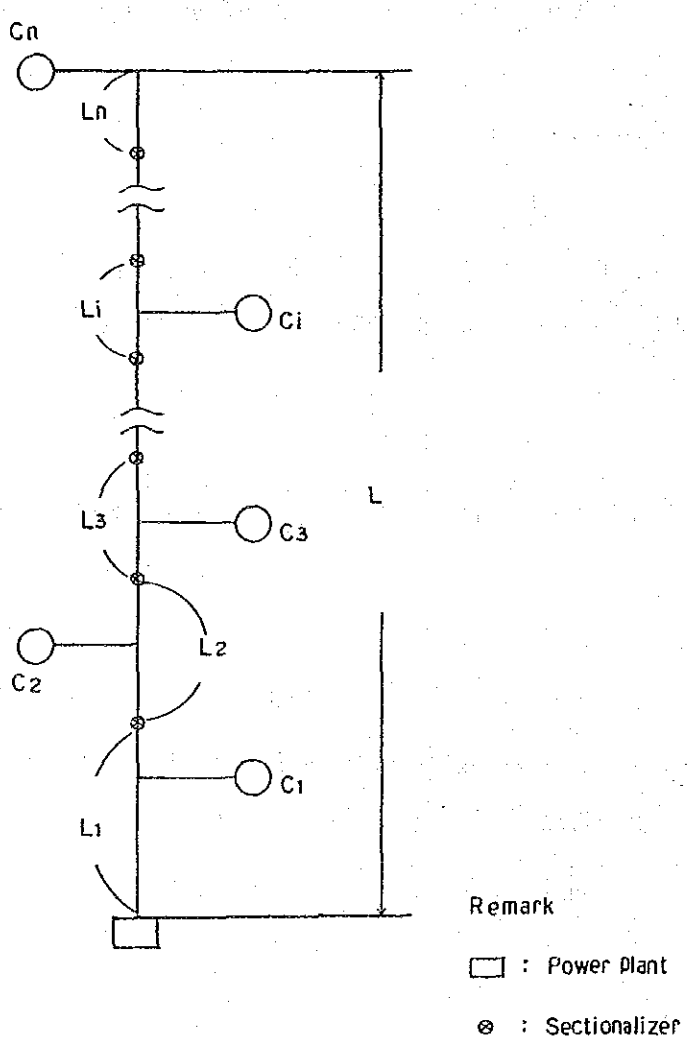
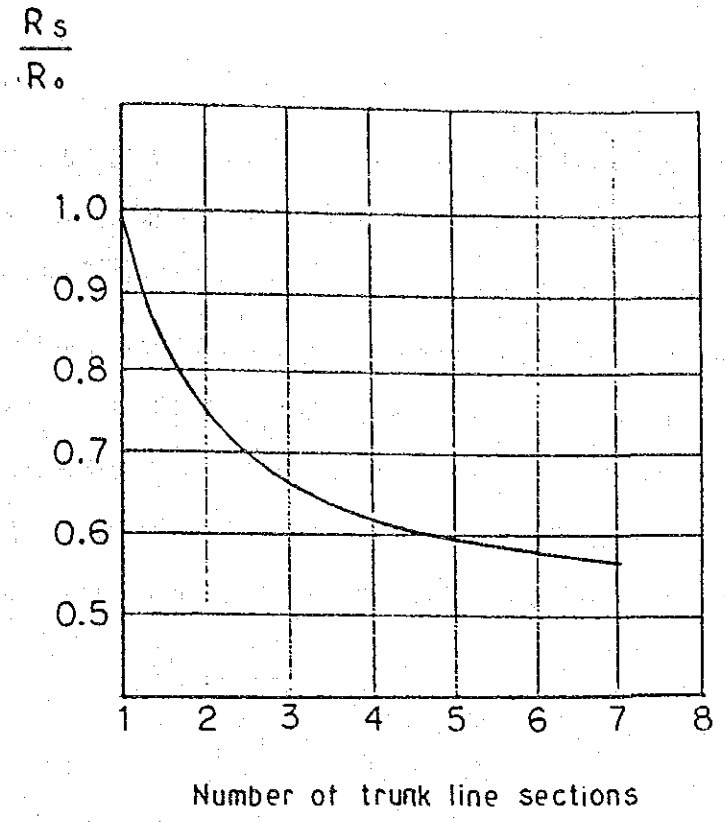


図11－5　配電線モデル



Note : Rs : Fault rate per consumer per year with automatic sectionalizer
Ro : Fault rate per consumer per year without automatic sectionalizer

図11－6　事故等価長

表11－6　事故確率

	Number of Sections	Line Length	Fault Equivalent Line Length	Probably of Fault Occurrences per Consumer
	n	L (km)	L (km)	Rs Occurrence/Year
Tie Line:				
I-1	1	0.3	0.3	0.015
I-2	1	9.0	9.0	0.45
Distribution Line:				
E-1				
E-2	2	3.0	2.25	0.45
E-3				
W-1	3	3.0	2.0	0.4
N-1				

11－3－3　短絡容量

配電線、発電機、変圧器その他の線路において短絡（ショート）が起ると、電線および機器に大きな電流が流れ、2次的にこれらの機器に損傷を起こす危険がある。機器および電線を過大電流から保護するため遮断器が設けられている。この遮断容量が十分でないと遮断されないおそれがある。また、配電線の導体にも過大な電流が流れて溶断するおそれがある。適切な遮断器の選定、導体の安全性の確認のために、以下においてジャンビ市域の全発電所の発電機が稼動している状況の下で短絡事故が起った時の短絡電流について算定する。尚、本報告で行う計算は概念設計を目的としたものであるので、判り易くするためインダクタンスだけを考えて計算を行い、純抵抗分は計算に入れていない。このため短絡電流は若干高い目に計算されている。

(1)　算定条件

算定条件は下記の通りとした。

1．機器のインピーダンスの過渡変化値；

発電機初期過渡インピーダンス：20%

昇圧用変圧器初期過渡インピーダンス

カサン発電所用：3,125kVA：6.06%

新発電所用：6,250kVA：7.5 %

パイオセリンチャ発電所用：6,500kVA：7.5 %

(注) %は10,000kVA 容量ベースの%インピーダンスを示す。抵抗分は計算に入れない。

2．線路インピーダンス

地中ケーブル　銅 325mm²　：0.11687 j Ω／km

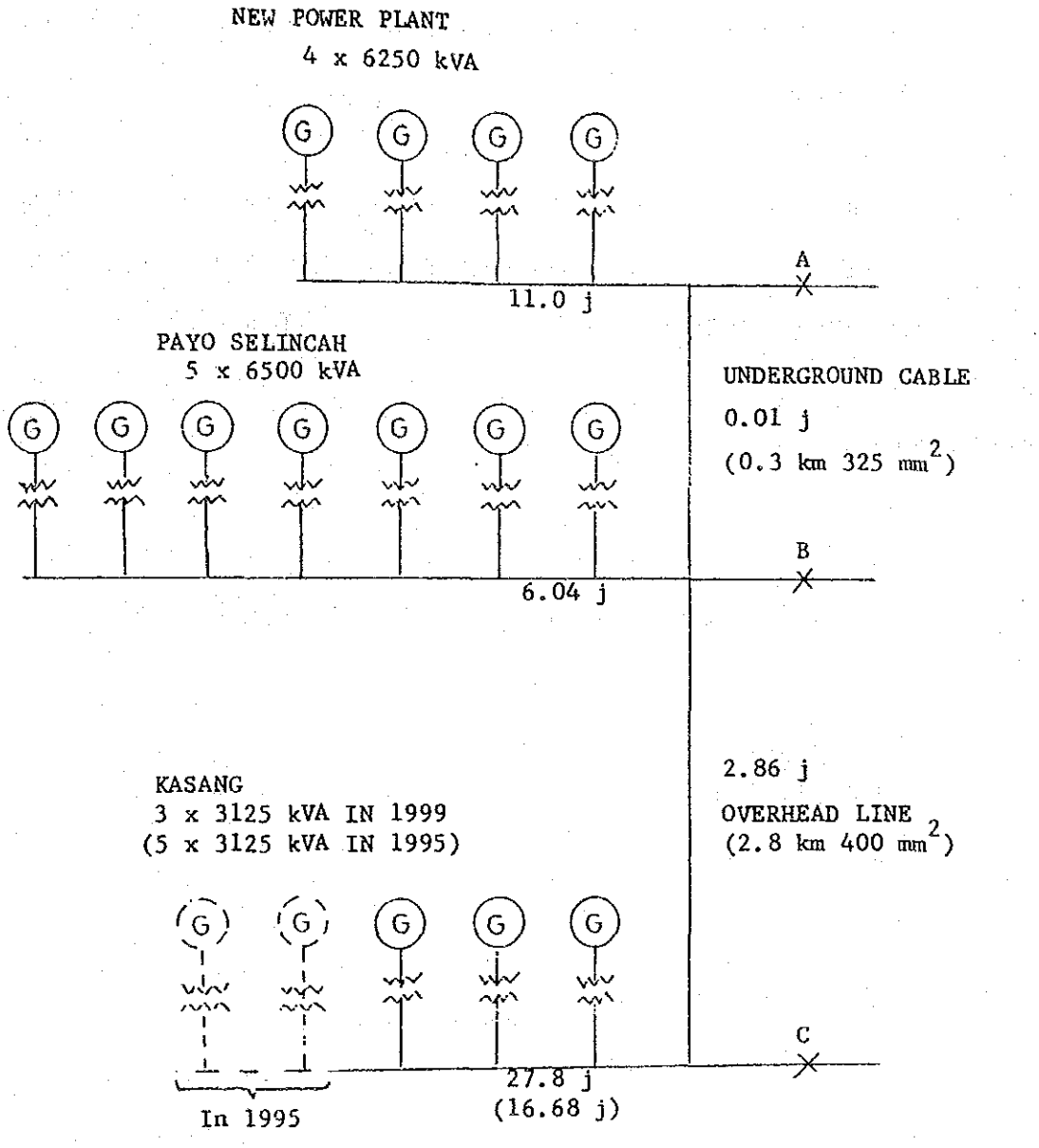
架空線　アルミ合金 150mm²：0.4084 j Ω／km

(注) 抵抗分は計算に入れない。

3．線路の状態

発電所および発電所間連結線の接続状況は図11－7に示す様になる。

ここで、1992年に増設予定の定格容量10,000kWの発電設備はパイオセリンチャ発電所に増設されているものとしている。また、4－1節で示した供給計画の内1995年から1999年の間における供給能力の低下分に相当するものとして、この間にカサ



Unit: % impedance
10000 kVA base

Remark :

Figurers in ( ) and simbols shown in dotted line shows condition in 1995

図11－7　発電所と連結線（1955年および1999年）

ン発電所にある5基の発電機の内2基が廃棄されるものと考えた。従って、この2基が廃棄される以前の1995年の発電容量が最大となるので、1999年と併せて1995年の場合（図中に点線で示したものが追加される）の夫々の短絡電流計算を行う。更に、比較のために1992年と10,000kWの増設がなされた後で1995年以前の場合についての短絡電流を計算する。

4．短絡の位置

計算は図のA、B、Cに当る新発電所よりの配電端、既設パイオセリンチャ発電所よりの配電端、カサン発電所よりの配電端の3ケ所について各々単独に短絡が起った場合を想定して短絡電流を計算する。

(2) 計　算

1999年の場合：

Aが短絡した場合：

$$\frac{1}{27.8+2.86}+\frac{1}{6.04}=\frac{1}{5.05}$$

$$\frac{1}{5.05+0.01}+\frac{1}{11.0}=\frac{1}{3.46}$$

$$I=\frac{100}{3.46}\times\frac{10,000}{\sqrt{3}\times 20}=8,334(A)$$

Bが短絡した場合

$$\frac{1}{11.0+0.01}+\frac{1}{6.04}+\frac{1}{2.78+2.86}=\frac{1}{3.46}$$

$$I=\frac{100}{3.46}\times\frac{10,000}{\sqrt{3}\times 20}=8,343(A)$$

Cが短絡した場合：

$$\frac{1}{11.0+0.01}+\frac{1}{6.04}=\frac{1}{3.90}$$

$$\frac{1}{3.90+2.86}+\frac{1}{27.8}=\frac{1}{5.44}$$

$$I=\frac{100}{5.44}\times\frac{10,000}{\sqrt{3}\times 20}=5,309(A)$$

1995年の場合：

Aが短絡した場合：

$$\frac{1}{16.68+2.86}+\frac{1}{6.04}=\frac{1}{4.62}$$

$$\frac{1}{4.62+0.01}+\frac{1}{11.0}=\frac{1}{3.26}$$

$$I=\frac{100}{3.26}\times\frac{10,000}{\sqrt{3}\times 20}=8,859(A)$$

Bが短絡した場合：

$$\frac{1}{16.68+2.86}+\frac{1}{6.04}+\frac{1}{11.0+0.01}=\frac{1}{3.59}$$

$$I=\frac{100}{3.59}\times\frac{10,000}{\sqrt{3}\times 20}=8,039(A)$$

Cが短絡した場合：

$$\frac{1}{11.0+0.01}+\frac{1}{6.04}=\frac{1}{3.90}$$

$$\frac{1}{3.90+2.86}+\frac{1}{16.68}=\frac{1}{4.81}$$

$$I=\frac{100}{4.81}\times\frac{10,000}{\sqrt{3}\times 20}=6,000(A)$$

同じ方法で新発電所の完成前（1995年以前）を計算してみると。

Bが短絡した場合：

$$\frac{1}{16.68+2.86}+\frac{1}{6.04}=\frac{1}{4.61}$$

$$I=\frac{100}{4.61}\times\frac{10,000}{\sqrt{3}\times 20}=6,256(A)$$

Cが短絡した場合：

$$\frac{1}{6.04+2.86}+\frac{1}{16.68}=\frac{1}{5.80}$$

$$I = \frac{100}{5.80} \times \frac{10,000}{\sqrt{3} \times 20} = 4,974(A)$$

である。

(3) まとめ

以上の計算から明らかな様に、新発電所の稼動により短絡電流は増えるが最大9,000A程度であり、通常の場合遮断容量、電線共に既存の装置に問題を生じることはない。

11－3－4　安定度

本プロジェクトに含まれる送配電系統では 9.0kmが一番長い送・配電線（Ｉ－２）であるので、安定度上の問題は考えられない。しかし、念のため、パイオセリンチャ発電所から開閉所の間に新設するＩ－２連結線について簡単な検討を行う。

(1) 算定条件

パイオセリンチャと新発電所は一体の一つの発電所と考える。

送電端電圧は21kV　受電端電圧は20kVとする。

変圧器の損失は 0.5%、リアクタンスは 7.5%とする。

送電線のインピーダンスおよびキャパシタンスは次の値とする。

$Z = 0.3962 + 1.0518j$ （Ω）

$Y = 0.0000975j$ （s）

(2) 定態安定度の計算

変圧器のインピーダンスは

$$Zt = \frac{(0.5+7.5j) \times 10 \times 21^2}{83,000} = 0.026566 + 0.39849j$$

Ｔ回路略算による連結線の一般回路常数は

$\dot{A} = 0.9999487 + 0.00001933j$

$\dot{B} = 0.3962 + 1.0518j$

$\dot{C} = 0.000097546j$

$\dot{D} = 0.9999487 + 0.00001933j$

変圧器のインピーダンスと合成して

$\dot{A}o = \dot{A} + \dot{C}\dot{Z}t = 0.9999513 + 0.00005820j$

$\dot{B}o = \dot{B} + \dot{D}\dot{Z}t = 0.42275 + 1.4503j$

$\dot{C}o = \dot{C} = 0.00009546j$

$\dot{D}o = \dot{D} = 0.9999487 + 0.00001933j$

以上より作成された　電力円線図を図11－8に示す。この図から約27,000kWの送電が可能なことが判る。

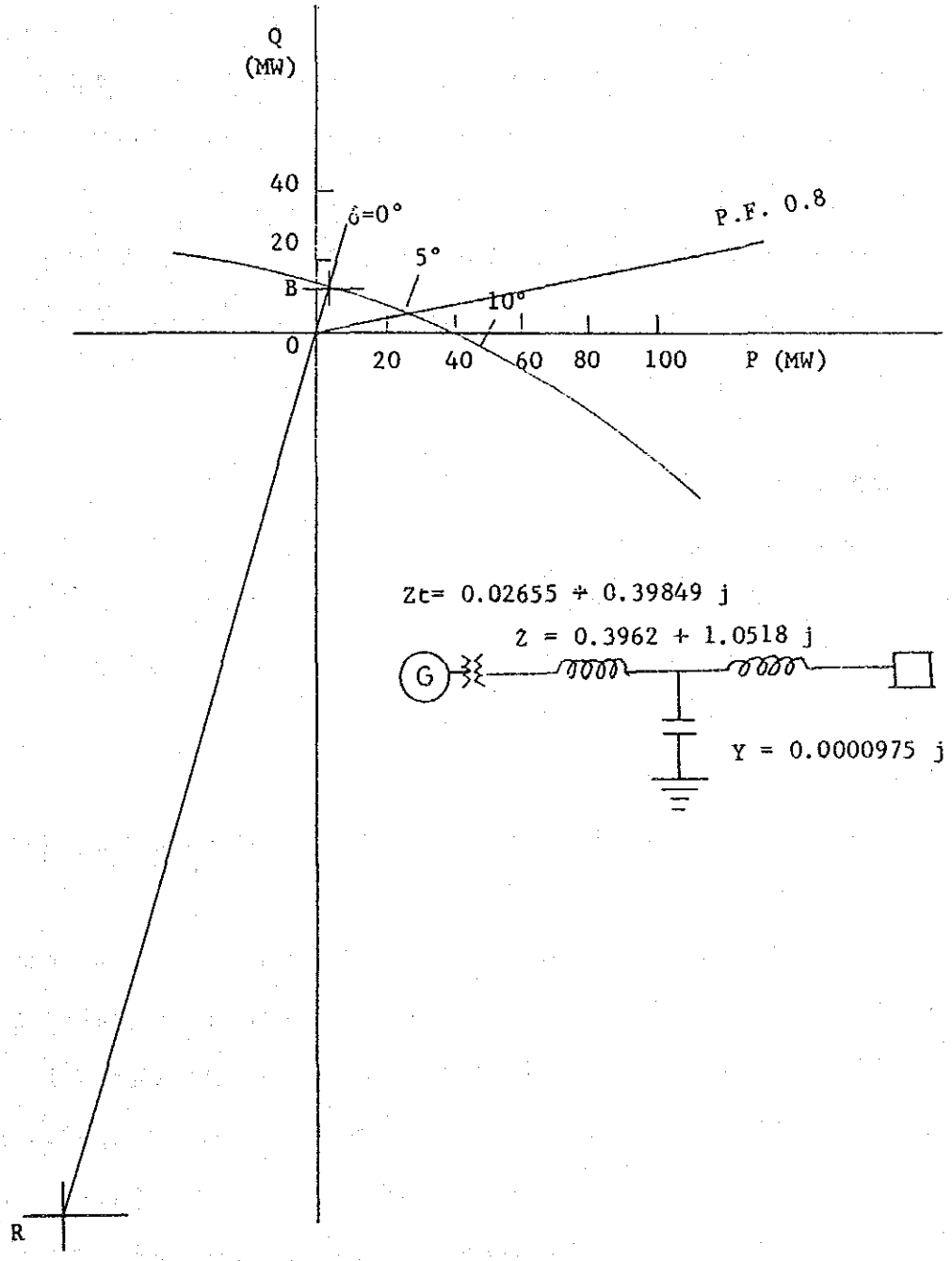


図11－8　電力円線図（I－2）

(3) 過渡安定度

同一地点間を結ぶ2回線以上の送電線の内1回線に事故が起って遮断されると他の回線に負荷が移る。この時、過渡的な動揺が起り、定態計算で求められるよりも大きな電力を過渡的に送電しなくてはならない。この電力量は事故の種類および保護継電器と遮断器の動作時間によって異る。従って、簡単に計算することはできないが、保護継電器と遮断器に通常の性能のものが使われていれば定常送電電力増分の 1.2～2.0 倍程度の増分電力が過渡的に送電される必要が生じる。

図11－8の電力円から明らかな様にＩ－２連絡線には十分な余裕があり、問題はない。しかし、本報告書に含まれていないがＩ－２線と同一地点間を結ぶ既存の架空連絡線の安定度についても別途ジャンビ地区全体の送・配電計画の中で検討する必要があろう。

(4) まとめ

連絡線Ｉ－２は11－３－２節でも述べた様に架空線より信頼性の高い地中埋設線であり、400mm²の銅導体のものを使うことにより、図11－８の電力円で示した様な大きな送電容量をもっており、安定度は高い。

11－４　送配電設備

本節では先に述べた配電線および連結線において使用される資材の主要なものについて、その概要を述べる。尚、資材は可能な限りインドネシア国内で製造されるものを利用する前提で検討し、また、輸入品についてもＰＬＮが標準として使用しているものを主に述べる。

11－４－１　配電線支持物（電柱）

本プロジェクトに含まれる配電線は全部がジャンビ市内の東部に設置される。20kV配電線の電柱間隔は約40mとなる。

表11－１に示した距離を各導体の間にとることを考え、20kV中圧線（ＭＶ）２回線の下に 380ｖ低圧線等（ＬＶ）を配線することを考えると図11－９(a)に示す11m電柱の様になる。尚、他の電線を交替するところ等特殊な位置には同図(b)に示す13m柱を使用する。

風圧を11－１－３項に従って28kg／m²とすると、150mm²の電線１回線を支える場合、頂部190mm径の電柱（図11－10参照）では高さ11mおよび13mの電柱の頂部等価荷重は各々83kgｆ および90kgｆ となる。更に１回線を増設して２回線とする場合、電線以外のものを

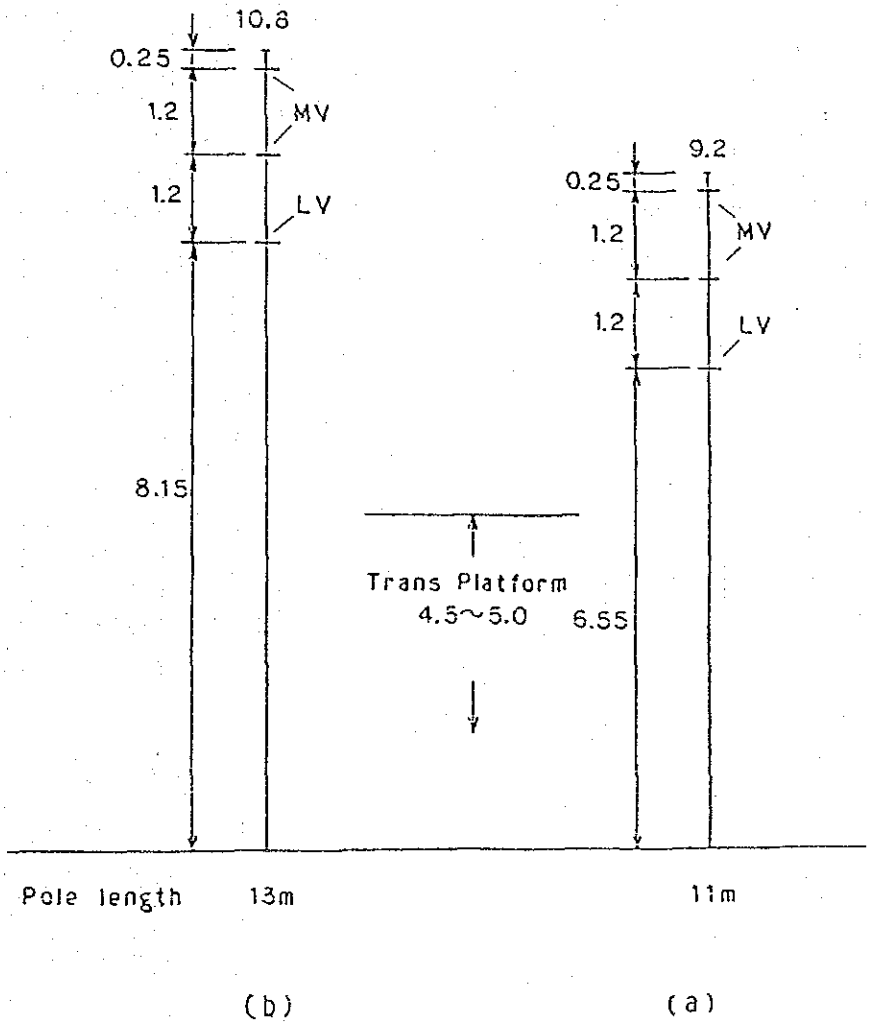
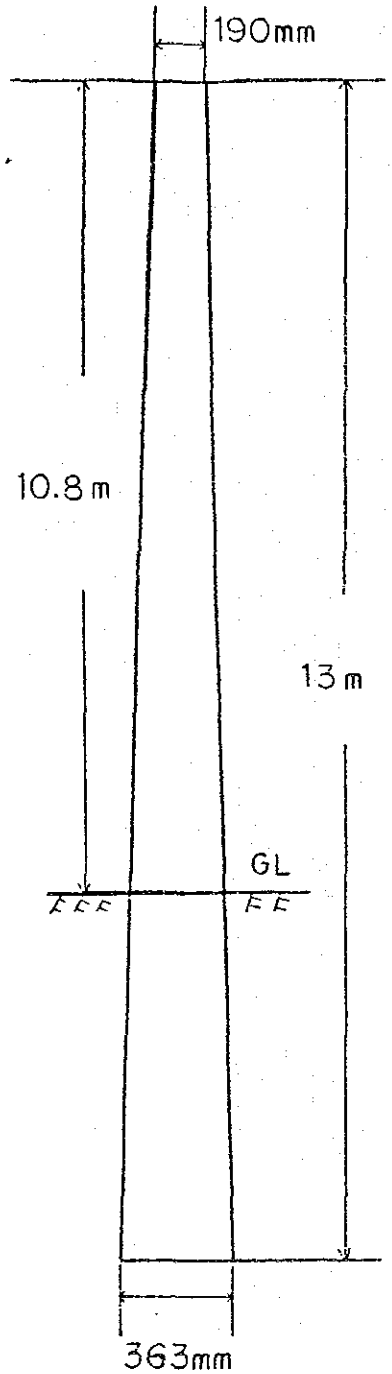

10.8
0.25
1.2
MV
1.2
LV
8.15
Trans Platform
4.5～5.0
9.2
0.25
1.2
MV
1.2
LV
6.55
Pole length
13m
11m
(b)
(a)

図11－9　電柱高さ



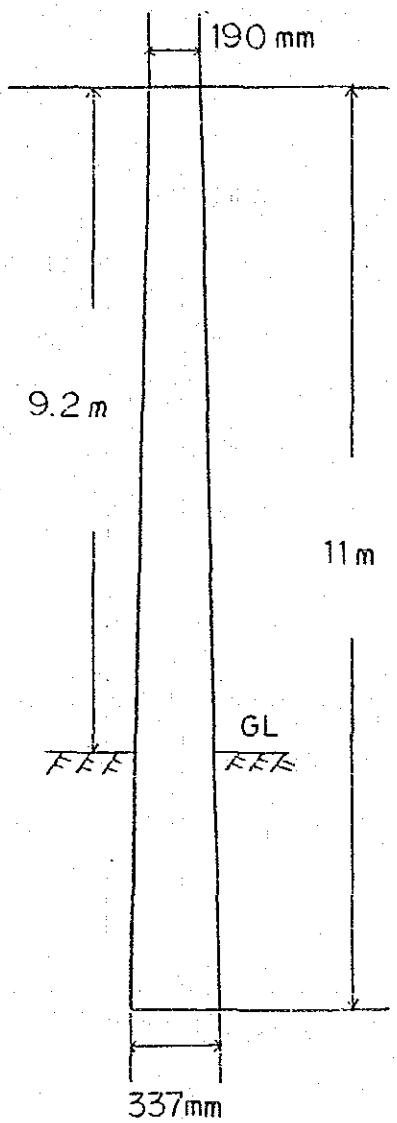


図11－10　コンクリート電柱

取付ける可能性を考えて、200daNの規格の柱とする。

(注) daN＝デカニュートン、1daN＝1.0197kgf

電柱の設置場所はパタンハリ河の南岸にあって比較的小高いところにあると考えられる。

ジャンビ市域の既設の20kV配電線は全部鉄柱によって支えられているが、インドネシアでは中空鉄筋コンクリート柱の使用がすでに始まっており、鉄柱に比べて価格が安いので次第に普及しつつある。鉄筋コンクリート柱はすでにインドネシア国内でも工場生産が初められており本プロジェクト実現の時期には入手も容易になっていると予想される。従って、中空鉄筋コンクリート柱を使用することにする。

又、軟弱土質で基礎に問題のある場合には柱の地中部に根巻き（concrete wound）を行って補強する。この場合の補強係数を図11－11に示す。

電柱に取付ける腕金は角形鋼管又は溝型鋼を使用する。どちらも比較的軽量で取付が簡単である。勿論インドネシア国内で製造されており入手も容易である。寸法は次の通りである。

角型鋼管製：75×75×3.5(mm)

又は75×75×2.3(mm)

溝　型　鋼：125×65×6(mm)

又は100×56×5(mm)

建設時において入手できるものが上記のいずれであってもよい。

11－4－2　電　　線

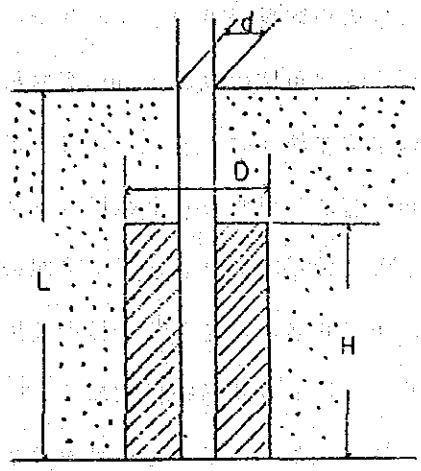
(1)　架空電線

銅線と比べて価格が安く、インドネシアにおける調達も容易であり、軽量であることの特長も生かせるので、アルミ合金線を使用する。尚、ＰＬＮの既設20kV配電線でも標準としてアルミ合金線が使われている。

線径は配電線を流れる電流の大きさと電圧降下を検討して決める。表11－７に導体の温度を抑えた時の許容電流値を、図11－12に電圧降下を５％以下とした時の送電容量を、導体断面積をパラメータとして示した。

$$\beta = \frac{\text{Height of footing : H}}{\text{Burried depth of pole}}$$

$$\alpha = \frac{\text{Diameter of footing : D}}{\text{Pole diameter at ground level}}$$



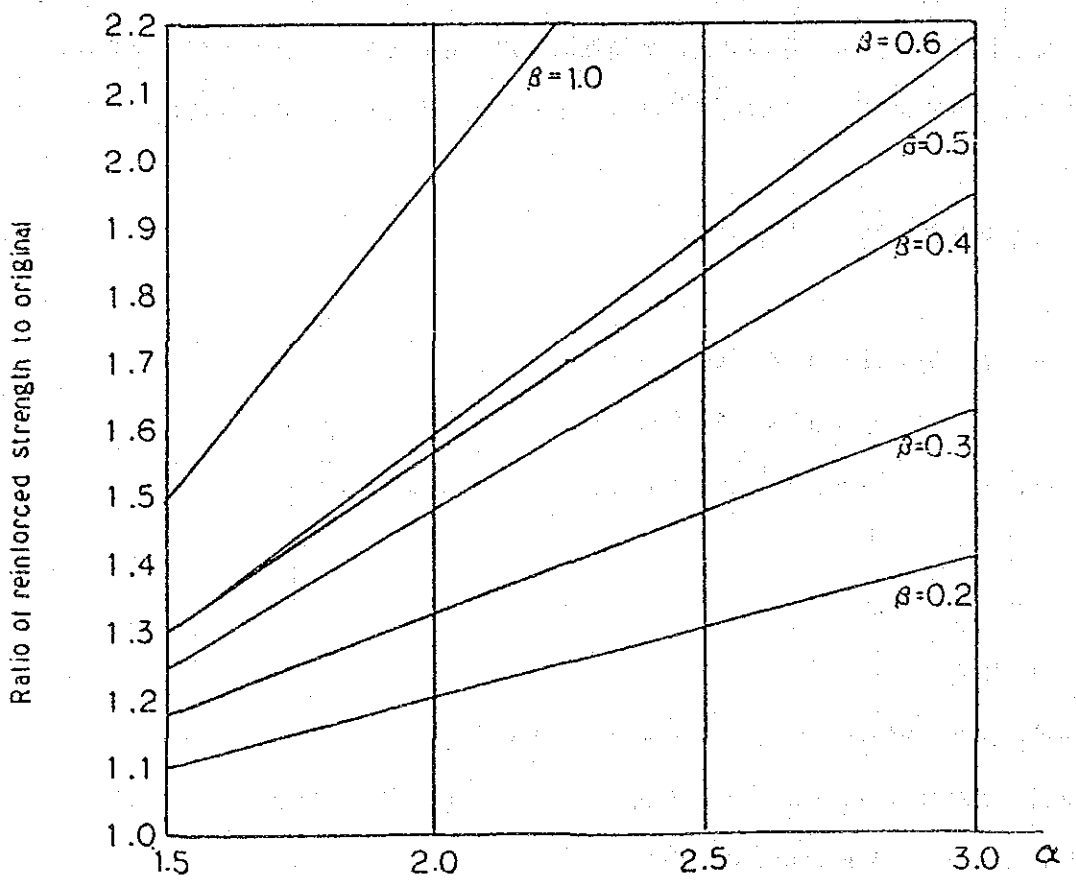


図11－11　根巻きによる補強・係数

表11－7　アルミ合金導体の許容電流値

Temperature Limit	Bare All Aluminum Alloy Conductor (AAAC)					Cross-Linked Polyethylene (XLPE) Insulated All Aluminum Alloy Conductor (AAAC)			
	35 mm^2	70 mm^2	120 mm^2	150 mm^2	240 mm^2	70 mm^2	120 mm^2	150 mm^2	240 mm^2
90°C	156	244	347	402	545	247	348	412	546
75°C	129	199	280	323	435	201	282	332	439
60°C	92	138	188	214	279	137	188	218	279

Input Variable for Calculation:

Ambient temperature : 35°C

Wind velocity : 0.5 m/sec

Solar radiation : 0.1 W/cm^2

Specific thermal resistance of cross-linked polyethylene : 450°C cm/W

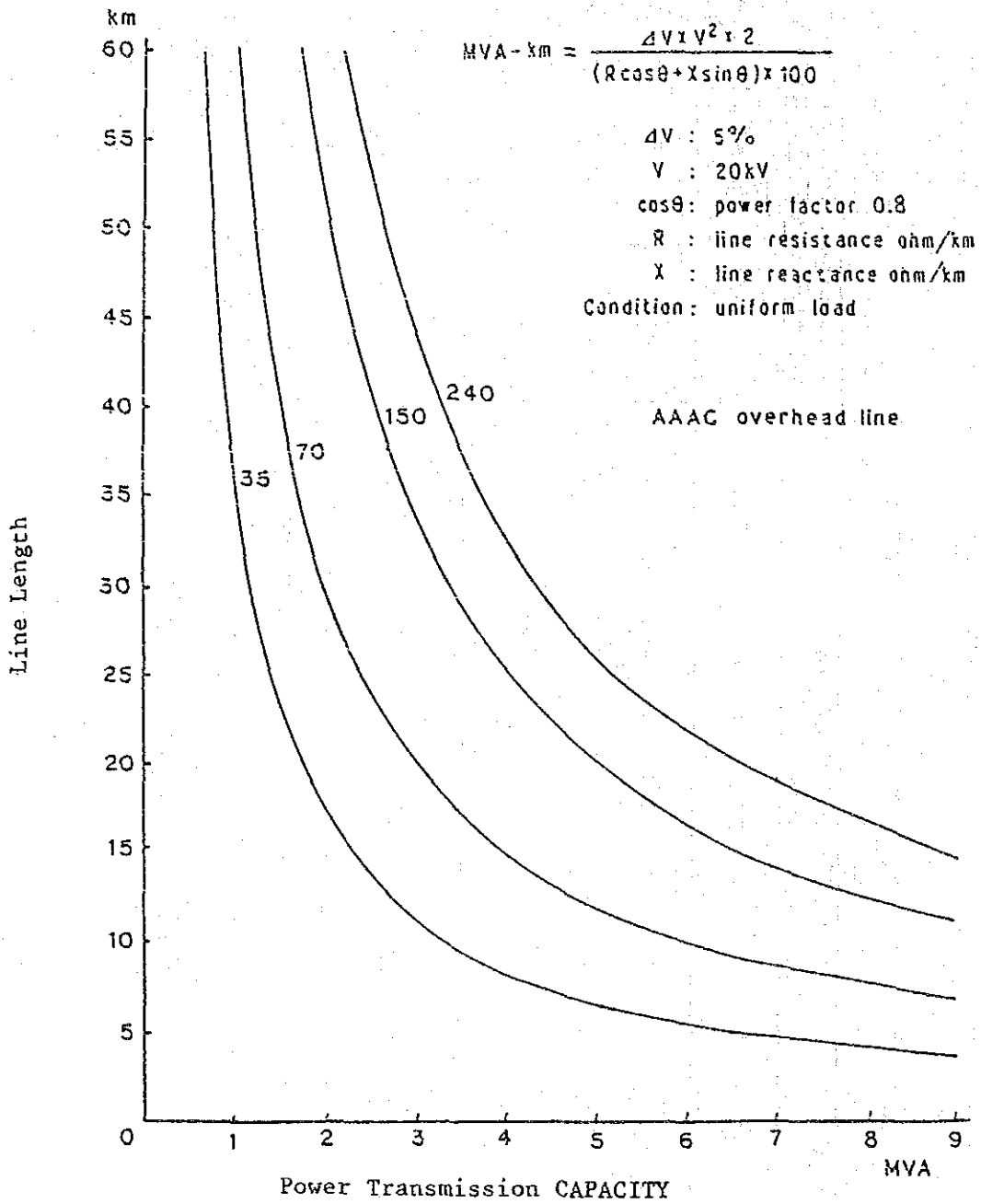

km
60
55
50
45
40
35
30
25
20
15
10
5
0
1
2
3
4
5
6
7
8
9
MVA
Line Length
Power Transmission CAPACITY
35
70
150
240
MVA-km = ΔV x V² x 2 / (Rcosθ+Xsinθ) x 100
ΔV : 5%
V : 20kV
cosθ: power factor 0.8
R : line resistance ohm/km
X : line reactance ohm/km
Condition: uniform load
AAAC overhead line

図11－12　送電容量

表11－7の値は裸線（BARE AAAC)および架橋ポリエチレン被覆線（XLPE insulated AAAC/OC)について示している。温度の欄は、気温35℃において太陽放射熱 0.1W／cm²（＝1kW／m²）を受けると共に風速 0.5m／s（約1ノット）による放熱を計算して導体の温度を計算した値が示されている。この条件は11－1－2(1)項で述べたジャンビ市の気象条件に合せてある。ＰＬＮが標準としている150mm²のアルミニウム合金導体を採用すれば、3,000～5,000kW(電流値で110～180Ａ）の電力輸送は問題のないことが判る。表11－8に使用する電線の特性、要目を示す。

(2) 地中ケーブル

既存のパイオセリンチャ発電所と本プロジェクトによる発電所とを結ぶ連結線は銅導体325mm²の地中ケーブルを用いる。

また、発電所の内部および変圧器からの配電線の引出し部等には240mm²のアルミ合金導体の地中ケーブルを用いる。

地中ケーブルは、単芯の3本より合せ導体を用いた架橋ポリエチレン被覆のものを使用する。図11－13に配線の断面構造を示す。

導体の温度を90℃に制限した時の地中ケーブルの電流容量（Ampacity）を表11－9に示す。この電流容量は土質によって放熱量が影響を受けるので注意を要する。埋設深さは一般に 0.8mとする。

連結線については17,000kW、力率 0.8を仮定すると3相の単線当り電流は 613.4Ａとなる。

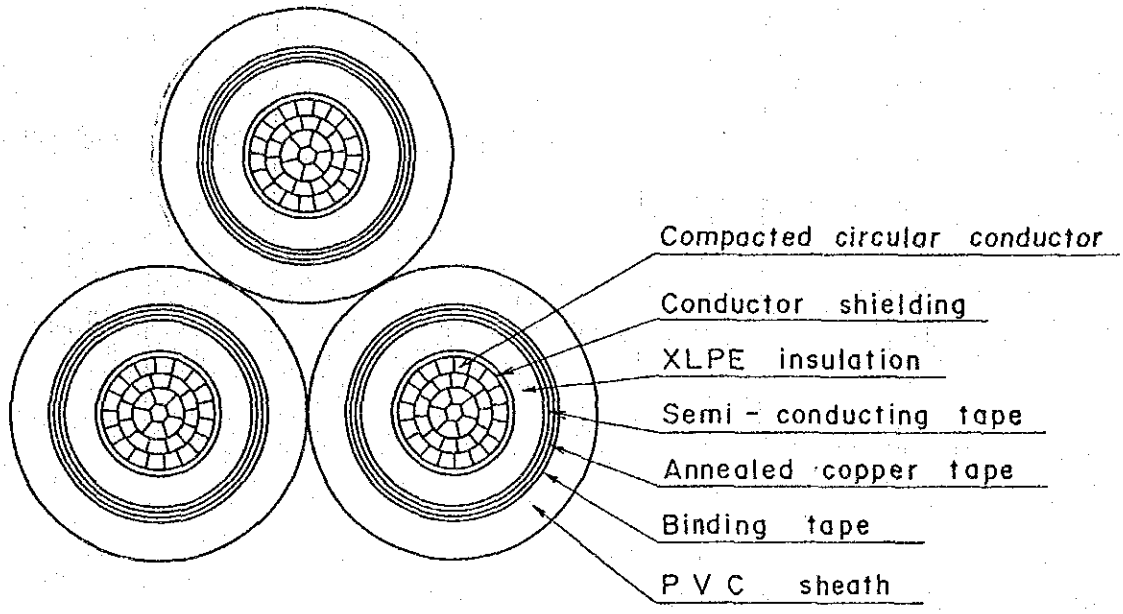
また、引出線の方は10,000kW、力率 0.8を仮定すると単線当りの電流は 361Ａであるので、並列埋設（表11－9ケース2）を考えて240mm²アルミ合金導体とする必要がある。

いずれの線も電線長が短いので電圧降下は問題とならない。

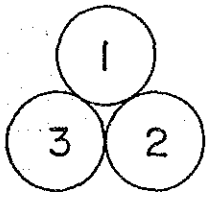
地中ケーブルの要目、特性を表11－10に示す。

表11－8　配電線の導体の要目

	Bare All Aluminum Alloy Conductor (AAAC)	Cross-Linked Polyethylene (XLPE) Insulated All Aliminum Alloy Conductor (AAAC)
	150 mm^2	150 mm^2
Nominal cross section (mm^2)	150	150
Actual cross section (mm^2)	147.11	147.11
Composition (strands & diameter)	37 x 2.25	37 x 2.25
Weight (kg/km)	406	603
Rated breaking strength (kg)	4,190	3,772
Diameter (mm)	15.8	15.8
Coefficient of linear expansion (x 10^{-6} per °C)	23	23
Resistance at 20°C (ohm/km)	0.2272	0.2272
Resistivity (ohm.mm^2/m)	0.0334	0.0334



Identification



1 : Black
2 : Red
3 : Yellow

Colour or sheath : Grey

図11－13　地中ケーブル

表11－9　架橋ポリエチレン被覆地中ケーブルの電流容量

(Ampere)

Material	Aluminum Alloy				Copper	
Size mm^2 / Laying	$70mm^2$	$150mm^2$	$240mm^2$	$300mm^2$	$325mm^2$	$400mm^2$
Single laying	233	355	469	531	743	836
Double laying	200	203	399	452	627	703

Input Variables for Calculations:

Specific thermal resistance of insulation	:	350 (°C cm/W)
Specific thermal resistance of sheath	:	600 (°C cm/W)
Specific thermal resistance of soil	:	120 (°C cm/W)
Specific thermal resistance of surface	:	810-900 (°C cm/W)
Base temperature	:	30 (°C)
Conductor max. temperature		90 (°C)
Cable laying depth	:	0.8 (m)
Loss factor	:	0.65

表11－10　埋設ケーブルの要目

	Tie Line		Outgoing Feeder
Type	A strand of three single XLPE insulated cables		A strand of three single XLPE insulated cables
Material	Copper	Copper	Aluminum alloy
Size (mm^2)	325	400	240
Diameter (mm)	98	103	86
Resistance at 20°C (ohm/km)	0.0579	0.0462	0.125
Weight (kg/km)	13,400	15,700	6,100
Ampacity (A)			
Single laying	743	836	469
Double laying	627	703	399

11－4－3　碍　　子

現在ジャンビ市の配電線では一部ガラス製の碍子も使用されているが、大部分は磁器製の碍子である。ガラス製の碍子は若干コストが安いが脆くて破損し易いので磁器製の碍子を使用する。碍子は11－1－3 2) 項で述べた絶縁レベルを満足するものにする。碍子の機械的な強度は下記の荷重に耐えるものとする。

固定碍子　　曲げ荷重　：1,250daN

張力碍子　　引張り荷重：7,000daN

固定碍子の外形図を図11－14に、張力碍子の外形図は図11－15に示す。

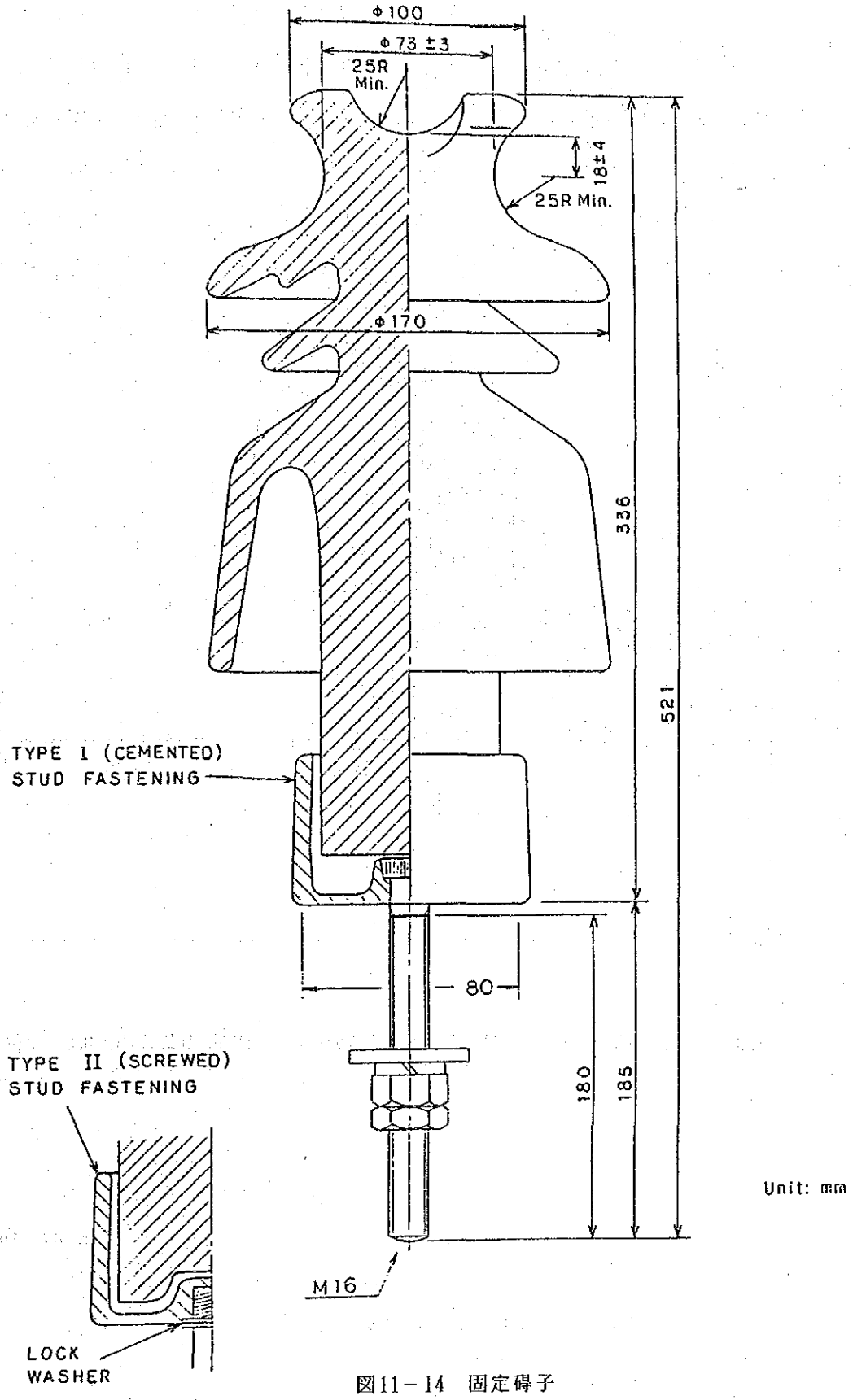
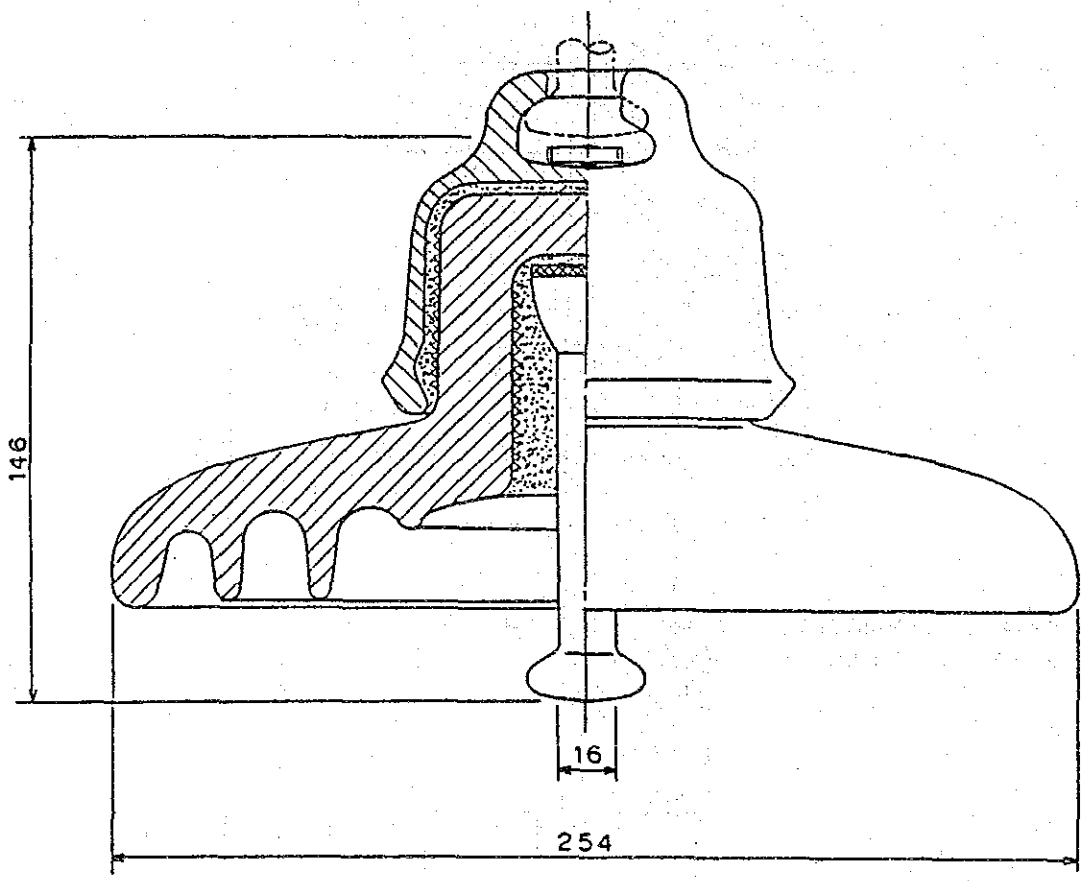

φ100
φ73 ±3
25R
Min.
18±4
25R Min.
φ170
336
521
TYPE I (CEMENTED)
STUD FASTENING
80
180
185
TYPE II (SCREWED)
STUD FASTENING
M16
LOCK
WASHER
Unit: mm

図11－14　固定碍子



"PORCELAIN SHALL HAVE STRAIGHT CYLINDRIAL HEAD WITH SANDED FACE"

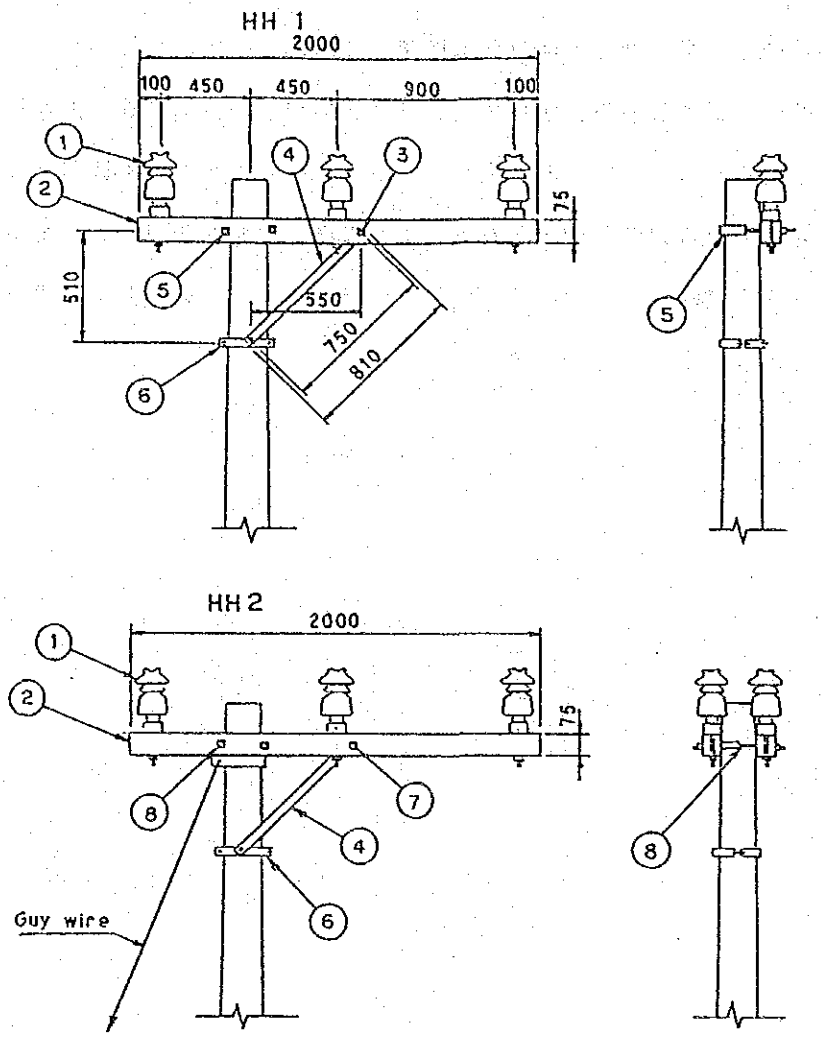
Unit: mm

図11－15　張力碍子

11－4－4　架空配電線の電柱装備

前述の資材によって組立てた架空配電線の電柱の装備詳細を図11－16～20に示す。

図11－16は送電線が通過する部分の電柱頭部で通常この形となっている。図11－17は電線端の電柱頭部で配電線の最終端に使用される。図11－18は送電線が大きな角度で折れ曲るところに使用されるものである。図11－19は地中ケーブルとの接続または工場等へケーブルで接続されている個所に設けられる。この場合、電線が張力を持っているので、これを対抗する支索を電線が一方向のみと張られている時にはその反対側に設ける必要がある。図11－20にその様な支索の図を示す。

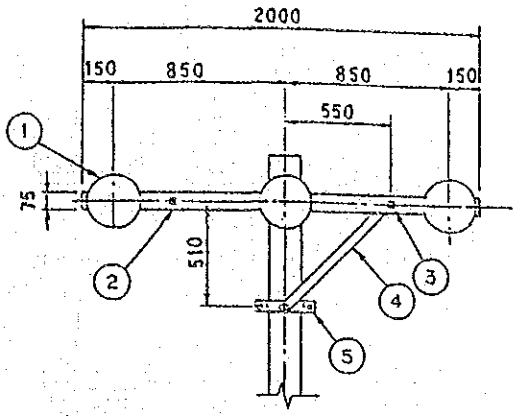


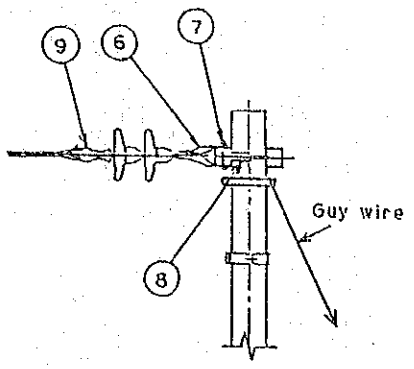
Item	HH 1	HH 2	Components
	Q'ty		
8		1	Double arm band
7		1	Double arming bolts & nuts M16x400
6	1	1	Arm tie band
5	1		Single arm band
4	1	2	Arm tie type-750
3	1		Bolts & Nuts M16x120
2	1	2	Cross arm type-2000A
1	3	6	P.P. type insulator with tie

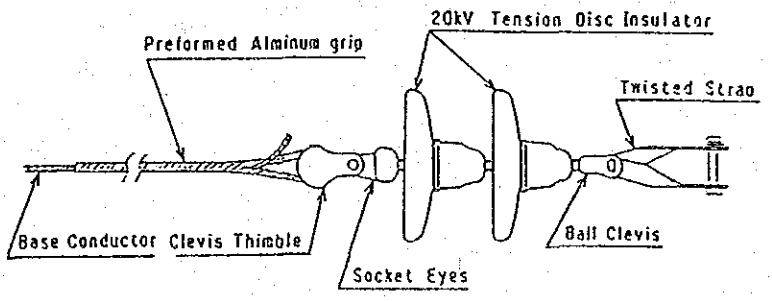
Note:
To channel crossarms the same components applied.

図11－16　電柱頭部（電線通過部）

HH 4







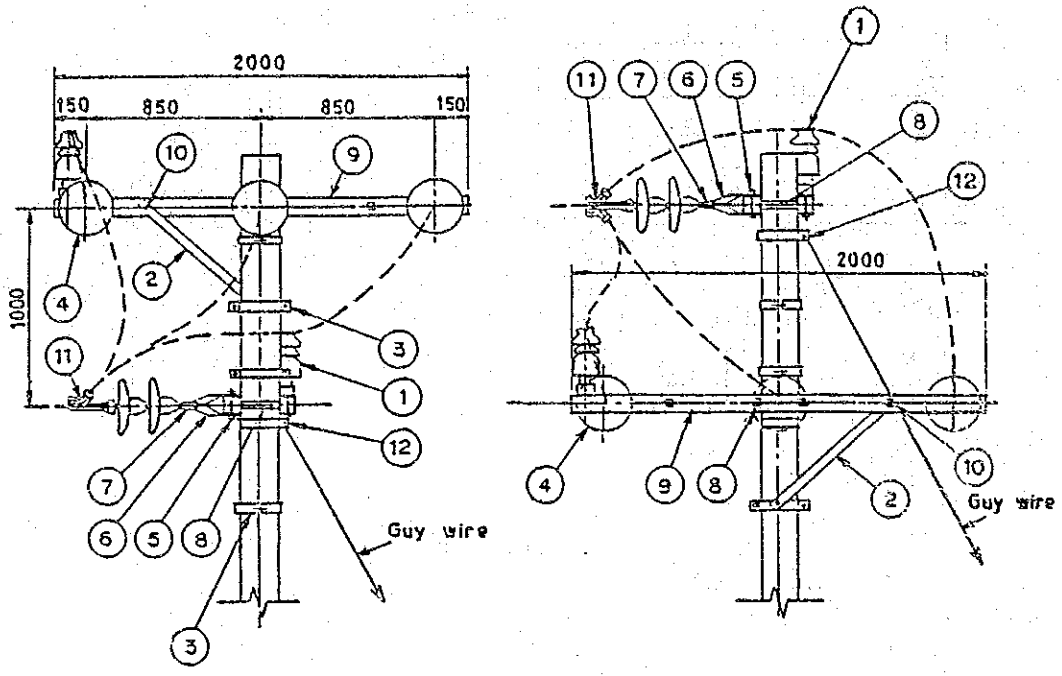
Detailed assembly for tension disc insulator

Item	Q'ty	Components
9	3	Clevis thimble with ball clevis & Socket eye & preformed aluminum grip
8	1	Double arm band
7	3	Bolts & Nuts M16x120
6	3	Twisted strap
5	1	Arm tie band
4	2	Arm tie type-750
3	2	Double arm bolts & Nuts M16x400
2	2	Cross arm type-20008
1	6	Tension disc insulator

Note:
To channel crossarms the same components applied.

図11-17 電柱頭部（電線端）

HH 10

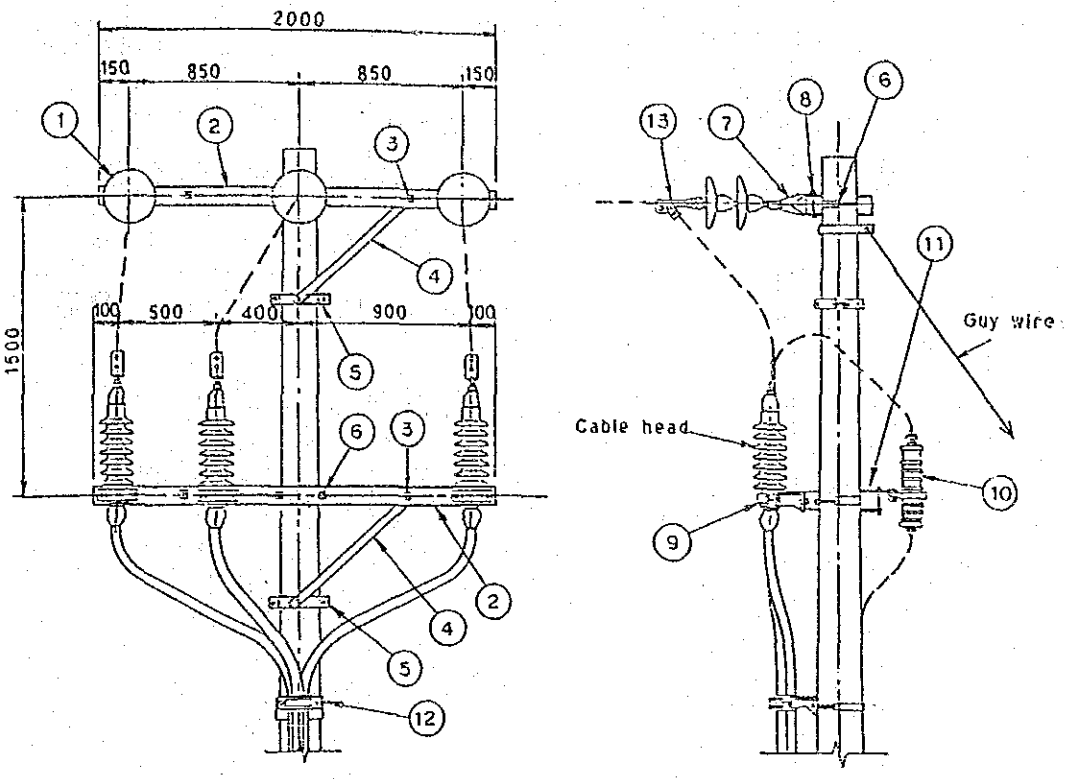


12	2	Guy wire band
11	6	M.V Dead end clamp with socket eye
10	4	Double arm bolts & Nuts M16x400
9	4	Cross arm type-2000B
8	2	Double arm band
7	6	Ball clevis
6	6	Twisted strap
5	6	Bolts & Nuts M16x120
4	12	Tension disc insulator
3	2	Arm tie band
2	4	Arm tie type-750
1	2	P.P. Insulator with tie
Item	Q'ty	Components

Note:
To channel crossarms the same components applied.

図11－18　電柱頭部（曲り部）

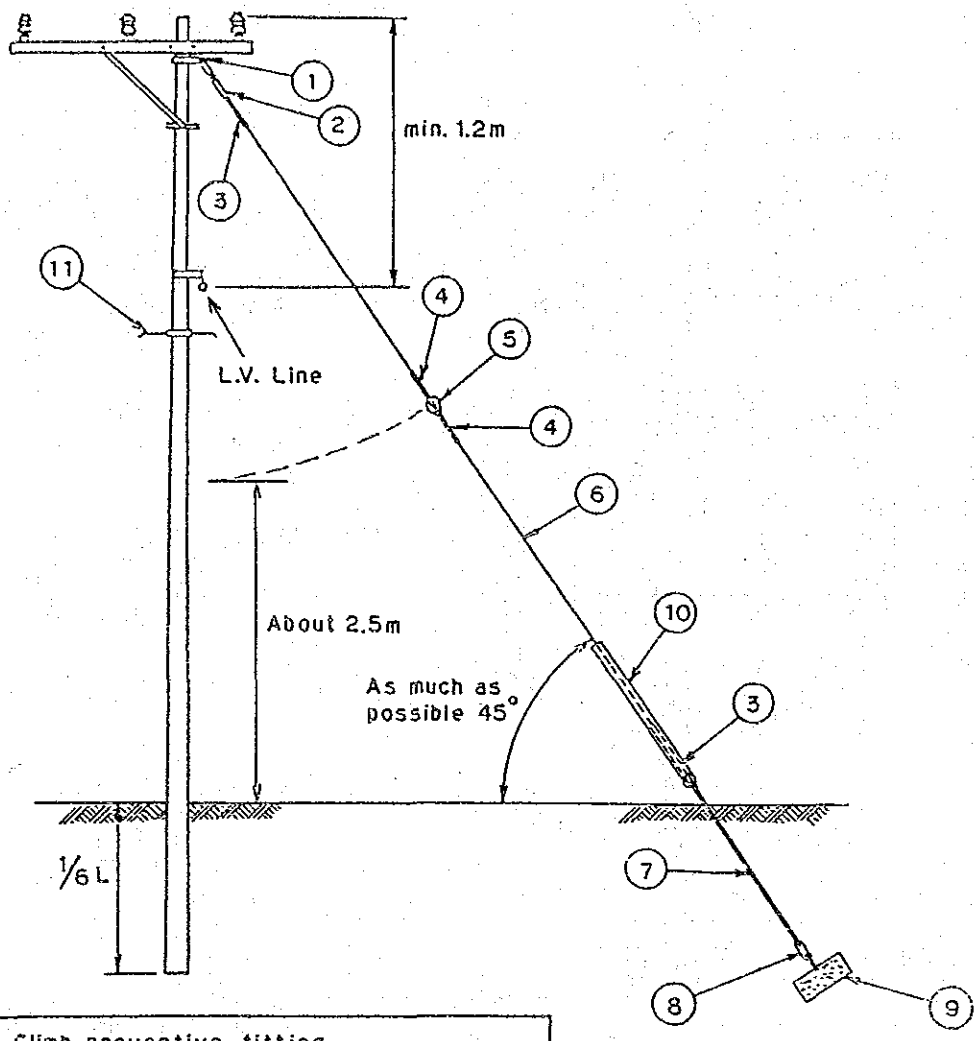
HH 11



Item	Q'ty	Components
13	3	Dead end clamp with socket eye
12	2	Cable band
11	3	Arrester mounting bracket
10	3	Line arrester
9	3	Cable bracket supporter
8	3	Bolts & Nuts M16x120
7	3	Twisted strap
6	2	Double arm band
5	2	Arm tie band
4	4	Arm tie type-750
3	4	Double arm Bolts & Nuts M16x400
2	4	Cross arm type-2000S
1	6	Tension disc insulator

Note:
To channel crossarms the same components applied.

図11－19　電柱頭部（地中ケーブル接続部）



Item	Q'ty	Components
11	1	Climb preventive fitting
10	1	Guy guard
9	1	Anchor block
8	1	Anchor rod clamp
7	1	Anchor rod
6	1	Guy wire
5	1	Guy insulator
4	2	Preformed grip type B
3	2	Preformed grip type T
2	1	Turn buckle
1	1	Guy wire band

図11－20　電柱支索

11－4－5 配電制御盤

本プロジェクトによる発電所に1回線用の配電制御盤が設置され、既存のパイオセリンチャ発電所には2回線用のものが新設される必要がある。但し、既存のパイオセリンチャ発電所には現在3回線分の未使用のものがあり、これを活用できる可能性がある。

この盤は次に11－4－6項で述べる遮断器盤と結ばれており、手動で遮断器を作動させることができる他、過電流、過電圧等の系統内異常および他の装置からの異常信号を受けて自動的に遮断器を作動させる機能をもっている。又、この盤は配電線の電流、電圧等を監視する計器および異常に対する警報ブザー、警報灯等をそなえており、配電線の監視ができる様になっている。図11－21に3回線用の制御盤（TypeA）および2回線用の制御盤を示す。

11－4－6 遮断器盤および補助電源盤

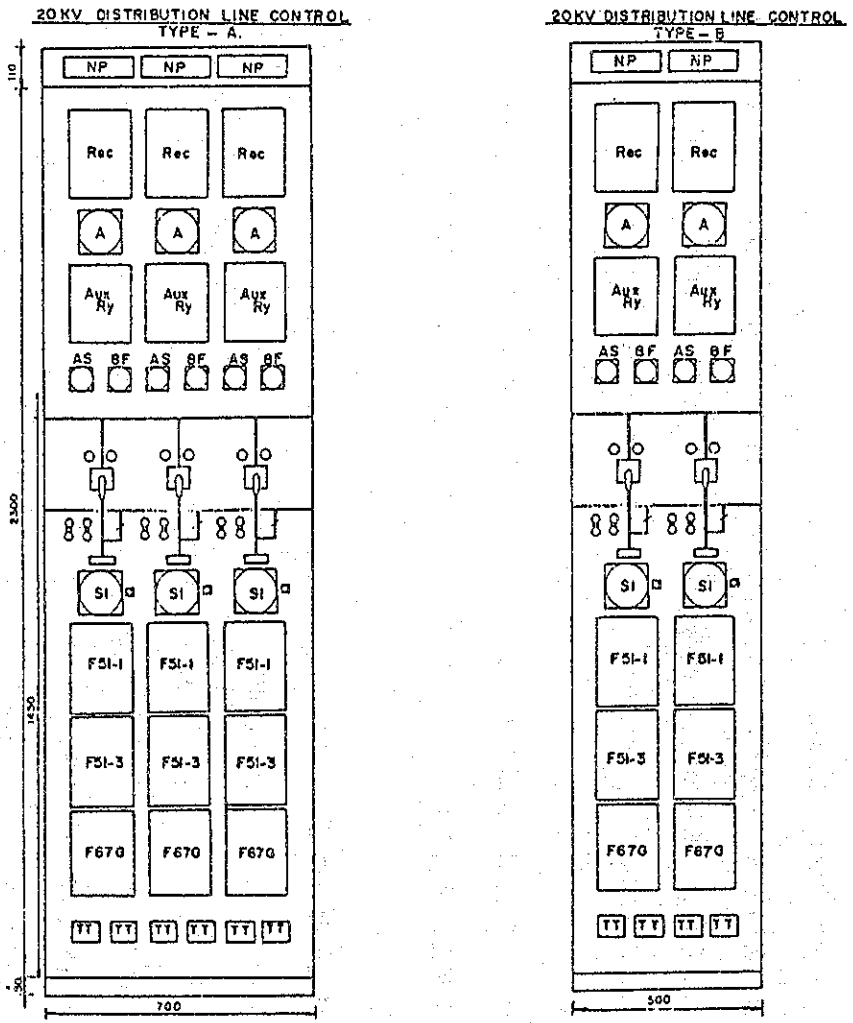
遮断器盤は各回線毎に1基設けられ、配電線の引出しケーブルに接続されている。遮断器盤には遮断器の他に断路器（手で回路を開く、内部の保守等の時に使う）、変流器（電流計へ接続されている）、表示灯等がそなえられており、配電線の接続端があって母線が通っている。

補助電源盤は断路器、計器用変圧器、避雷器、表示灯をそなえており、過電圧継電器、方向地絡継電器が装備されている。断面図および内部の結線（単線結線図による）を図11－22に示す。

遮断器は次の要目のものを使う

型　　式	真空遮断器
動作責務	0－1min－CO－3min－CO
定格電圧	24kA
定格遮断電流	16kV
定格投入電流	630A
定格遮断時間	5サイクル

図11－23に構造図の1例を示す。



NP : Name plate

Rec : Reclosing relay

A : Ammeter

Aux Ry : Auxiliary relay

AS : Ammeter switch

8F : Control source switch

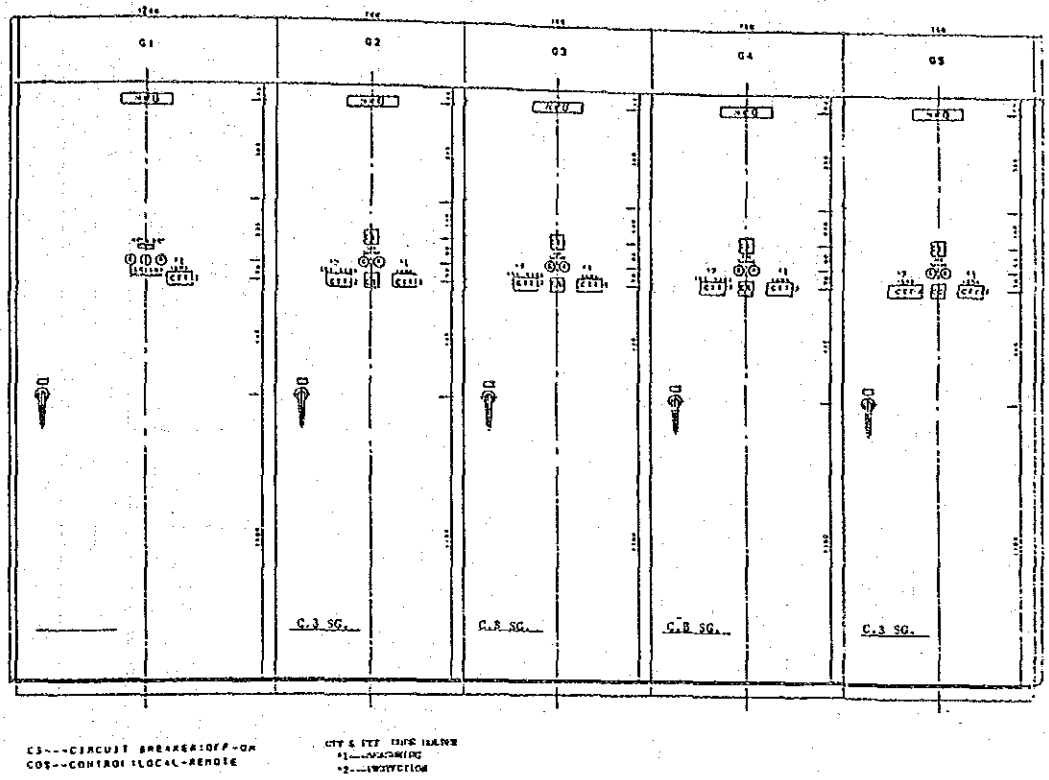
SI : Section indicator

F51 : Overcurrent relay

F67G: Directional ground current relay

TT : Test terminal

図11－21　制御盤前面図



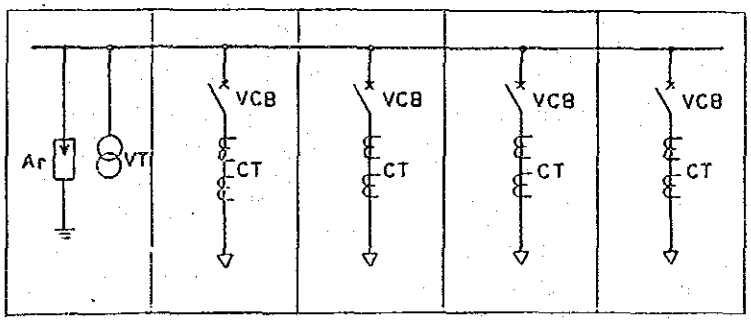
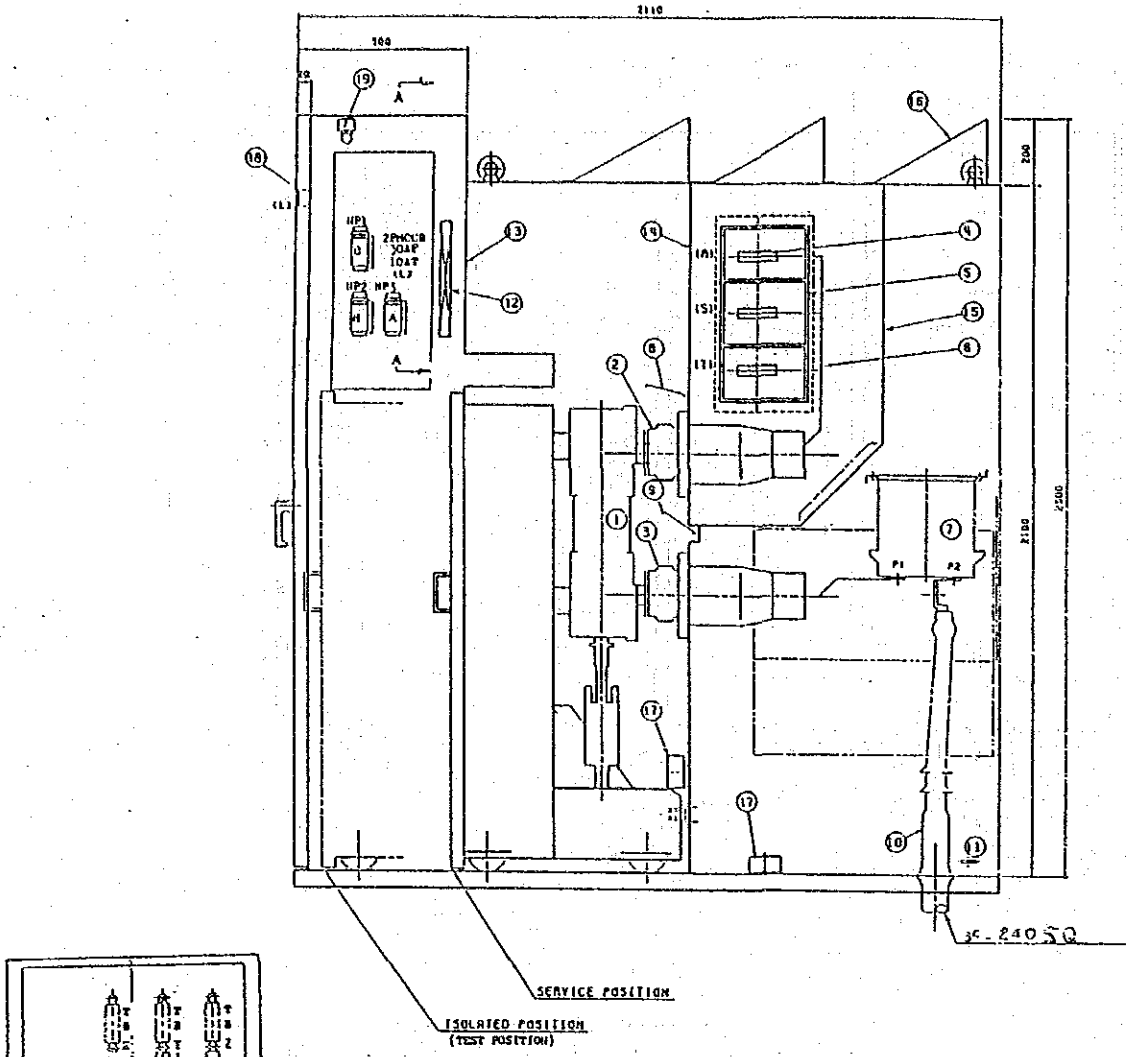


図11－22　スイッチギヤーの配列と接続



NO	N A M E	Q'TY	R A T I N G
1	VACUUM CIRCUIT BREAKER	1	24KV, 630A, AC25KA
2	ISOLATING CONTACT	3PH	630A
3	ISOLATING CONTACT	3PH	630A
4	MAIN BUSBAR	3PH	1250A, 50HZ
5	BUSBAR SUPPORTER	1	
6	CONNECTING CONDUCTOR	3PH	630A
7	CURRENT TRANSFORMER	3	200-100/5/5A 15VA/15VA 10CL/5P10
8	METAL SHUTTER	1SET	
9	METAL SHUTTER	1SET	
10	CABLE END	1	
11	EARTH BUSBAR	1	Cu 5×40
12	TERMINAL BLOCK	1SET	
13	PARTITION	1SET	
14	PARTITION	1SET	
15	PARTITION	1SET	
16	PRESSURE RELIEF VENT	3SET	
17	SPACE HEATER	2	220V 100W
18	DOOR SWITCH	1	
19	ILLUMINATION LAMP	1	220V 10W

図11－23　スイッチギヤー

第12章　建　設　工　事

12－1　工事全般の概要

6章の検討の結果に基づいて、建設工事は次の4つの場所で実施される。

1）センゲッティ地区：天然ガス前処理設備、ＬＰＧ回収プラント

2）センゲッティ－パイオセリンチャ間：天然ガスパイプライン

3）パイオセリンチャ地区：発電所

4）ジャンビ市域：送・配電線

上記の設備は、天然ガスの供給が行われることによって発電所の運転が開始されること、天然ガスを分離して得られたコンデンセートからＬＰＧが回収されること等、相互に関連を持っている。従ってこれら4つの場所での建設工事を並行して進め、各々の工事完了の時期が適切に守られる様に計画することが必要である。

ジャンビ市およびその周辺は標高30m以下の低く平坦な地形である。又、地質は厚い堆積土の層からなっており、砂質層の中に粘土層が混在している。表土は一般に粘土質で雨期にはぬかるみ易い。バタンハリ河北岸の地域は土地が低く、増水期には水はけが悪くなって冠水することが多い。従って工事は雨による影響をさけるために乾期を選んで行う必要がある。

ジャンビ市へはパレンバンから幹線道路が通じているが、ジャカルタよりの大型機器および大量の資材の搬入はバタンハリ河を利用して艀によって行う方が便利である。バタンハリ河は乾期でも水深5ｍ、河巾 100mがあり、増水期には水深がさらに8ｍ上昇する。ジャンビ港へは増水期には 3,000ＤＷＴ級の船が着岸できるが、乾期には全く使えない。センゲッティにも増水期に大型の艀が着岸できる岸壁がある。ジャンビ港とセンゲッティの間には橋が建設中であるが、この橋の下を増水期でも水面より 7.5mの高さ迄の荷を積んだ艀が通れる。従って、輸送は増水期すなわち雨期の終わりに集中的に行う様計画する。

12－2　天然ガス前処理設備およびＬＰＧ回収プラント（センゲッティ地区）

12－2－1　工事の概要

センゲッティ地区では天然ガス前処理設備およびＬＰＧ回収プラントとその付帯設備が

新設される。また本計画には含まれていないが、既設の天然ガス生産設備および油ガス分離プラントも修理復旧される。

新設される設備は、スキッド化されまたはユニットとして海外から輸入されるものが多いので、その搬入および据付と基礎工事が主要な工事内容となる。

12－２－２　資機材の搬入と保管

資機材は、雨期の終わりのバタンハリ河の増水期に艀を使ってセンゲッティ迄輸送され、既設の岸壁から陸揚げし、サイト迄の短い距離を陸送される。

センゲッティ地区での主要道路は現在でも未舗装の巾約３ｍの道路だけであるが、現在工事中のバタンハリ河の橋の完成に伴い、２車線の舗装道路も開通する予定である。資機材の陸送にはこの道路が利用される予定であるが、この道路からプラントへは約 300ｍの専用道路の建設が必要となる。

この専用道路は、工事完成後においてもＬＰＧシリンダーの輸送に用いられるので、砕石を使って補強し更にその上を舗装する。なお、現地では砕石が入手しにくいので、セメントによる人口砕石を使用する。

輸入機器は国内産機器と共に一旦ジャカルタ港に集め、そこで通関した後艀に積込み、タグボートで曳航しバタンハリ河をさかのぼってセンゲッティ迄運ばれる。主要設備である天然ガス前処理設備とＬＰＧ回収プラントは、図８－６に示すようにスキッド化されて輸入される事になるが、輸送を容易にするために、現地へはそれを数ブロックに分割して搬入する。

搬入された資機材は一時的な収納のための倉庫を必要とするが、この地区ではこの目的に適した倉庫が存在しない。従って、計器室、事務所、倉庫等を最初に建築してそれを利用する。

12－２－３　工事用電力と用水の確保

ＬＰＧ回収プラントの付帯設備には自家用発電設備が含まれるが、その内のディーゼル駆動の１基を工事用電力源として利用する。また、消火用水確保のために井戸が掘られるが、これを工事用水として使用する。

12－2－4　基礎工事

基礎工事は乾期に行うことが作業能率上必要であるので、機器搬入の前年の乾期中に完了しておくこととする。

工事用の建設機械はジャンビ地区にはほとんどないので機器搬入の前年の雨期の終わりにジャカルタより艀を使って搬入する。鉄筋コンクリートリング基礎又は砕石リング基礎とする。砕石は入手困難なのでコンクリートによる人工砕石をつくって用いる。

12－2－5　据付、配管、計装工事

分割して搬入されたスキッドは、現地で据付と組立を行い、配管を接続する。その過程で生じたわずかなずれはスプール管（短管）の接続で調整する。

配管工事終了後に装置全体について水圧試験を行う。計装工事は配管工事と並行して行い、水圧試験の後に装置に接続する。

機器の据付、配管、計装は工事の能率を考えると機器の搬入が行われる雨期の終わりである5月頃に始まり、次の雨期に入る以前すなわち9月下旬頃に完了しておくのが望ましい。

12－2－6　試運転

発電機・ポンプ等は製造工場で試運転をすませたものを搬入し、現地での単独試運転は行わない。

ガス生産設備および天然ガス前処理設備の試運転は、ガスを廃ガス燃焼装置に放出して行う。ガスの圧力、温度、流量を測定すると共にガスの成分分析を行う。これに引き続いてＬＰＧ回収プラントの試運転を行う。この試運転においては、規格に合致する製品が製造できることおよび設備が安全に運転できることを確認する。

12－3　天然ガスパイプライン

12－3－1　工事の概要

この天然ガスパイプラインはセンゲッティの天然ガス生産設備で生産したガスを前処理設備を通した後に、約20km離れた新発電所迄送るためのものである。

パイプラインには6インチの鋼管を使用し、安全を考えて原則的に埋設管とするが、9－1－4　2）項で述べた様に配管路の両側15mに空地があり30m以上建物から離れていて安全上問題のないところでは地上配管とすることも可能である。湿原で工事資材の搬入が困難な部分では建設用道路を配管路上に設ける。この道路は水面より約 1.5mの盛土を行い、その中に配管を埋設する。代表的な配管例を図12－1に示す。埋設配管は管を中心として巾6mの用地を設定して行う。配管用地はパイプラインの所有者が、買上げるか又は通行権を確保する。

図12－2に示す様に、天然ガスパイプラインはセンゲッティの天然ガス生産設備を出た後、バタンハリ河の北岸の湿原を通り、ジャンビ市の東側で渡河し、パイオセリンチャ地区にある発電所に至るルートに敷設される。

配管路専用の特殊な建設機械を使って工期を短縮する工法をとることも可能であるが、このプロジェクトでは配管距離が20km程度であまり長くないこともあり、工期も十分あると考えられるので一般的な建設機械と人力による工法を採用することとする。

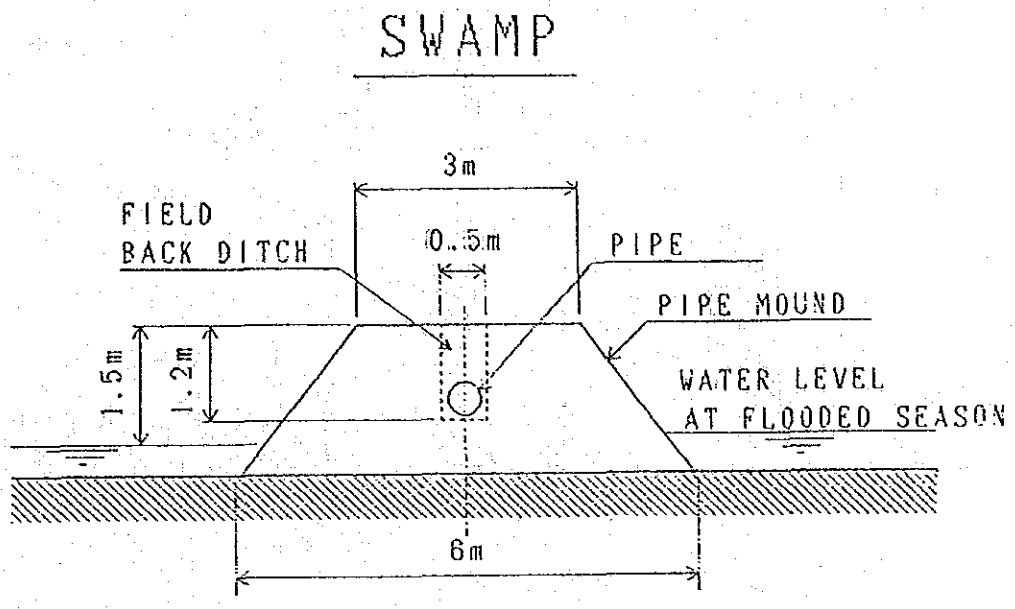
12－3－2　現地調査

センゲッティから発電所建設地の間の配管路を調査し、配管路の候補地を決める。

地主の許可および配管路近隣の住民の同意を得て、配管路の測量を行う。測量の結果に基づいて地主と土地の買取り又は通行権許諾の契約を結ぶ。

バタンハリ河の配管渡河地点を定めて河底の形状、河巾を測量し、流速、河底の土質等を調査し、これらの結果に基づいて渡河配管の計画を立案する。

配管路の選定においては全体として配管路が短くなる様に考えることは当然であるが、さらにトラック等の車輌の運行が可能な地点を多くとれる様に考え、この地点を直線で結ぶ最短距離に配管路を計画する様にする。


SWAMP
3m
FIELD
BACK DITCH
0.5m
PIPE
PIPE MOUND
1.5m
1.2m
WATER LEVEL
AT FLOODED SEASON
6m

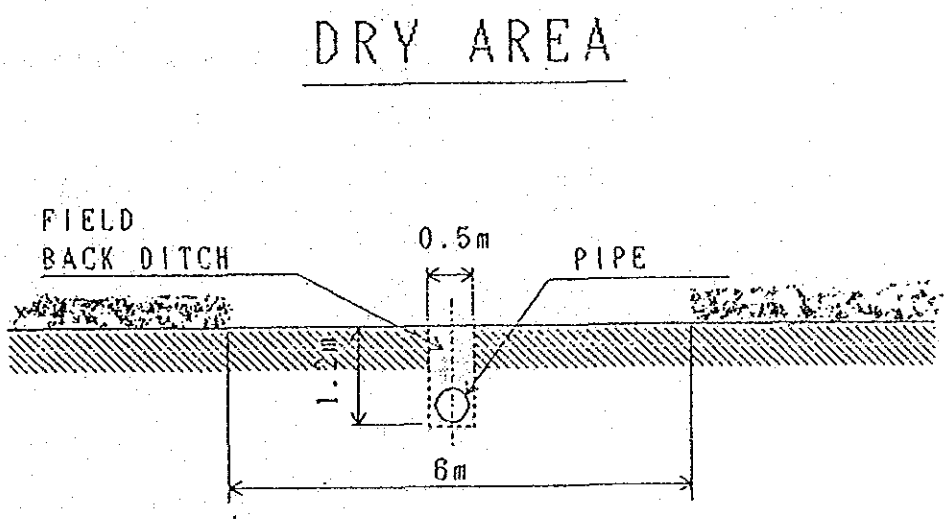

DRY AREA
FIELD
BACK DITCH
0.5m
PIPE
1.2m
6m

図12－1　配　管　路

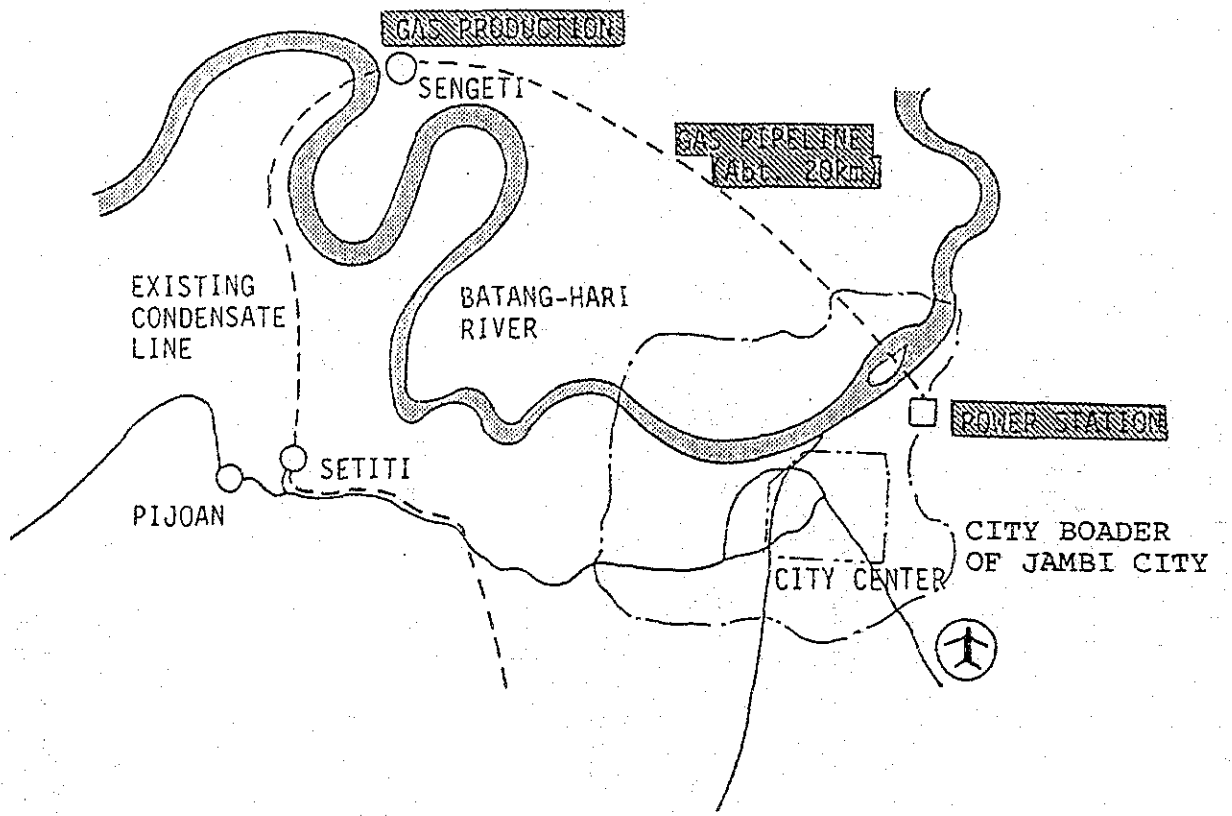


図12－2　天然ガスパイプラインの敷設路（計画）

12－3－3　配管路の整地

配管路が決まったら、乾期になるのを待って配管路に当たる巾6mについて、樹木その他の障害物を除き、整地をする。

湿地帯等で建設およびその後の保守点検のために道路を必要とする部分には図12－2に示した様な盛土を行う。又、必要に応じて作業用道路を仮設する。

測量時に決定した配管渡河点の両岸にはブロック弁を設ける。ブロック弁はコンクリート基礎上に固定しピットを設ける。又12－3－12項で述べる渡河工事用ウインチの固定点をあらかじめ用意しておく。

12－3－4　配管用資材の搬入

配管用資材は艀で搬送し、陸揚げしてトラックで現地の仮設置場へ搬入する。配管長は全体で約20kmであり、あまり長くないが工事区間がバタンハリ河で2分されるので仮設置場は2個所とし、北岸側はセンゲッティに設置し、南岸側は発電プラント建設用地内に設置しここを主たる基地として配管工事を行う。

管材の取扱いは曲げ等の変形を生じない様に適当な吊具を利用して慎重に行う。

12－3－5　埋設溝

埋設溝を掘る前に管のルートについて計画図に基づいた測量を行い、50～100m毎に管の中心に当たるところに杭打ちを行いルートを確定する。溝は約 1.2m（最小土被り 0.9mが確保できる）の深さとするが、周辺環境の状況を考えてその深さを変える。溝巾は設置時の作業性を考えて管の両側に約15cmの空間が残る巾（従って約 0.5m）とする。

12－3－6　溶　接

管の接合にはＡＳＭＥボイラおよび圧力容器規則第Ⅸ章、又はＡＰＩスタンダード11.04に基づく電気アーク溶接法を採用する。溶接工は上記規定に基づく有資格者とする。

接合部は溶接後ＡＮＳＩ　Ｂ31.8の地域区分に基づいてサンプリングによるＸ線検査を行う。但し、渡河部分および人家密集地域を通過する部分の溶接部は 100％Ｘ線検査を行う。

12－3－7　曲　り

冷間曲げによるパイプラインの曲率は直径の18倍以上とする。これより小さな曲率での曲り管は原則として使用しないが、必要な場合は熱間曲げによって工場で製作したものを用いる。

12－3－8　被　覆

埋設管は腐食を防ぐために管を埋設溝に下ろす前に外面にテープによる被覆を手巻きによって行う。被覆面は電気式被覆検査機（ホリディディテクター）を使って検査する。

12－3－9　埋　設

管の周辺には被覆を傷めない様にふるいをかけたやわらかい細土を入れた後、溝を埋めもどす。環境に十分配慮をして、埋設後に配管路周辺の自然が原状に復帰できる様にし、残材等を搬出清掃する。

12－3－10　管内面の清掃

管の内面は全長又は一定の区間を接続した後にクリーニングピグを用いて異物、さび等を除去する。

12－3－11　水圧試験

パイプラインは完成後全長にわたって水圧試験を行う。水圧試験には異物を含まない清水を用い、腐食を防ぐために腐食防止剤を混入する。

試験圧力はＡＮＳＩ　Ｂ31.8に定めるところにより、53kg／cm²Ｇの水圧を24時間かけて洩れのないことを確認する。

試験中は作業員並びに近隣居住者、通行人等に危険が及ばない様十分注意する。

水圧試験後に管の内面に乾燥温風を送って乾燥する。乾燥後に、窒素ガスまたは天然ガスを封入して使用開始時迄保管する。

12－3－12　渡河配管

バタンハリ河は中州を挟んで河巾が約 500mのところが２箇所あり、河底を渡す方法を

とる。河底には溝堀り船によってあらかじめ深さ約2mの溝を堀り、その中へ管を収め、渡河後に埋戻す。

渡河工事の方法としては浮遊曳き航法、敷設船法、河底曳航法が考えられるが、浮遊曳航法は河の流れがあるため困難であり、敷設船を用いるほどの河巾ではないので、河底曳航法を採用する。

この方法は、河の片側の岸にウインチを固定し、そこからワイヤーを向こう岸に迄延長し、その端に管の端を固定し、ウインチで引張る。管はウインチがある岸の対岸で順次接合（又は場所があれば全部接合しておいてもよい）し、ウインチで曳いて渡河させる。（図12－3参照）

管には河水が洩れ込まぬように端をふさいでおく必要がある。又、管が浮上しない様、渡河部分の管は肉厚の大きいものを使って水中重量を保つ様にする。

12－3－13　道路の横断

道路を横断する部分では埋設した管に直接車輛等による荷重がかかるのをさけるため図12－4に1例を示す様な鋼管製のケーシングを設け、その中に配管を行う。

12－4　発電プラント

12－4－1　工事の概要

発電プラントは構成機器の数も多く、重量・寸法も大きなものが含まれているので、建設工事としても本プロジェクトの中で最も規模の大きいものである。

主要な機器は建屋内に収納されるものとして

1）デュアルフュエルエンジンと発電機

2）上記エンジンの補機器

3）発電機盤・配電盤

があり、建屋に隣接して屋外に配置されるものとして

4）エンジンの空冷装置（ラジエーター）

5）吸・排気装置（フィルター、サイレンサー）

6）変圧器

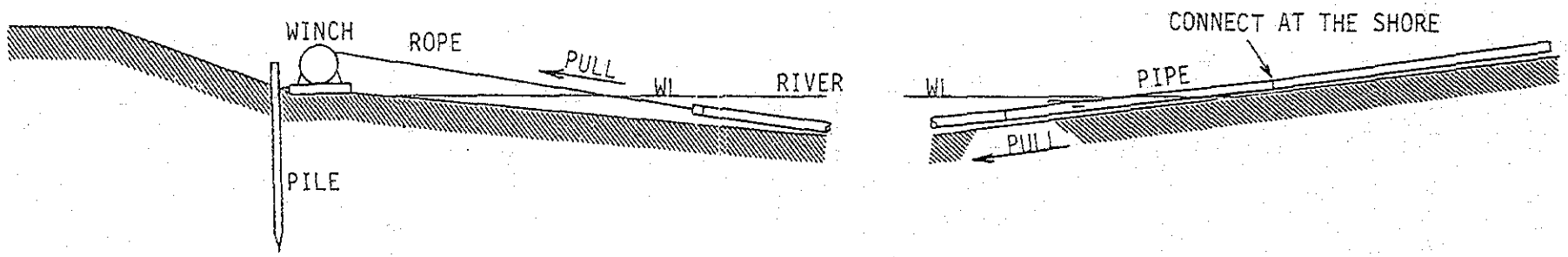


図12－3 配 管 の 渡 河 作 業 案

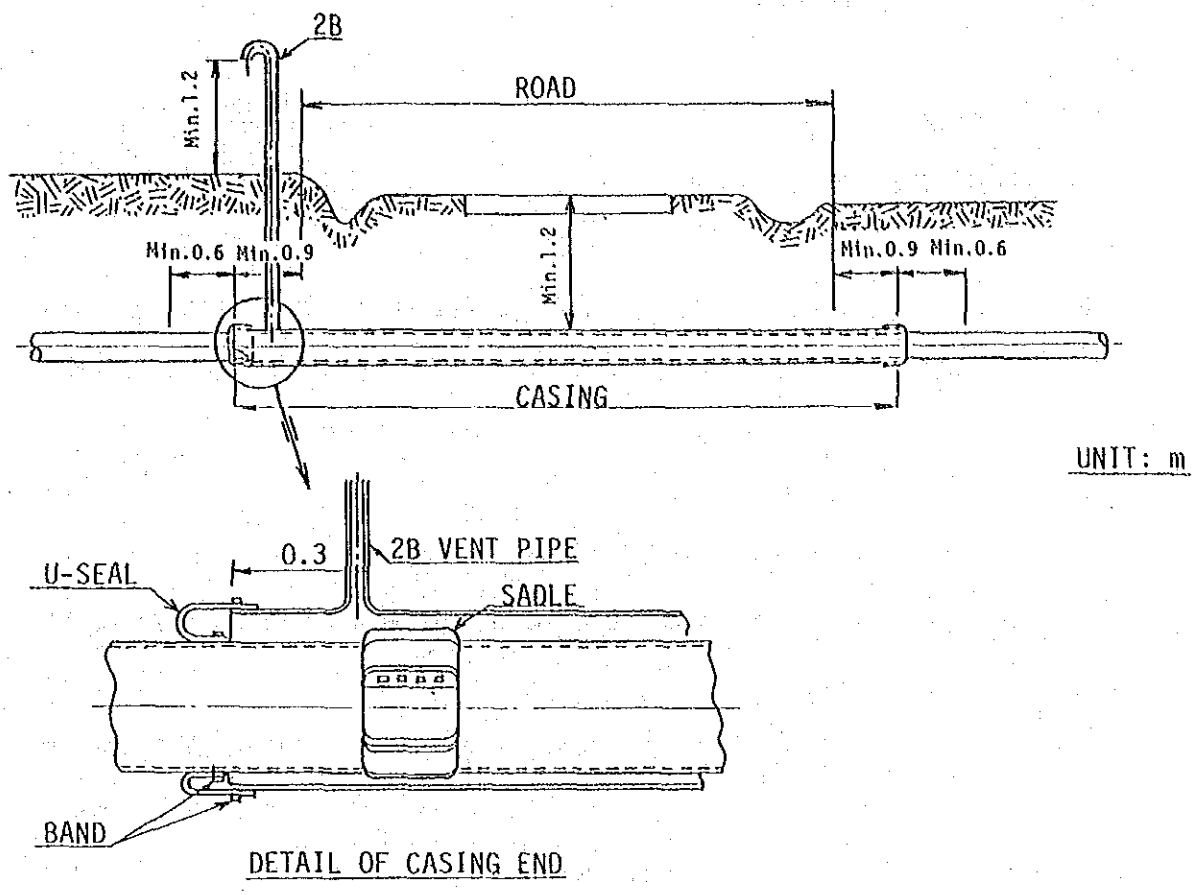


図12－4　道路横断部の配管の例

がある。更に、敷地内に配置されるべきものとして、

7）貯油タンク

8）水道設備（井戸、ポンプ、貯水塔）

9）送電設備・受電設備

がある。

デュアルフュエルエンジン、発電機およびその主要補機は輸入されることになる。デュアルフュエルエンジンと発電機は輸送制限を考慮して荷造りをする。すなわち、12車軸トレーラに積込んだ時、どの車軸でも車軸当り8トンを超えない様梱包する。

（従って、最大約90トンに制限される。）

デュアルフュエルエンジンは定期的にシリンダヘッドを外し、ピストン抜きをする等の保守点検作業が必要であり、建屋内にはそのための吊上用設備等を装備し、保守点検のためのスペースを確保する。

発電プラントの建設用地は6－3節の検討結果に基づき、ジャンビ市の東側に位置するパイオセリンチャの既存発電所に近く、 300m以上人家から離れた、適当な場所を選ぶ。建設用地としては約 120m×80mの平坦な土地が必要である。図12－5に発電所用地の一案を示す。デュアルフュエルエンジンが円滑に運転されるためには機関の運動部分の芯出しおよび発電機との芯出しが十分確保されなければならない。このため、その基礎は精度の高いことが要求される。図12－6に基礎の概念図を示す。エンジン一基分の重量(約130t）とその基礎（約 360t)を杭で支える必要があり、杭のサイズ、数および打込み深さは地質調査（ボーリング）の結果をみて決める。

12－4－2　測量および土地の取得

前項で述べた条件を満たす敷地を見出し、測量を行う。

又、エンジン基礎の設計資料を得るため、適当な深さ（50m以上）迄ボーリングを行い、サンプルをとって土質強度試験を行う必要がある。

測量の結果に基づいて地主と土地の取得について交渉し、土地を取得する。

重さ 90tの重量物の陸送が必要であるので、ジャンビの陸揚げ予定地より、発電所建設予定地迄の間の輸送路を再点検し、途中に設けられた橋の補強の必要の有無、道路および舗装の修理又は補強の必要の有無を調べ、必要に応じて補強又は修理を行う。

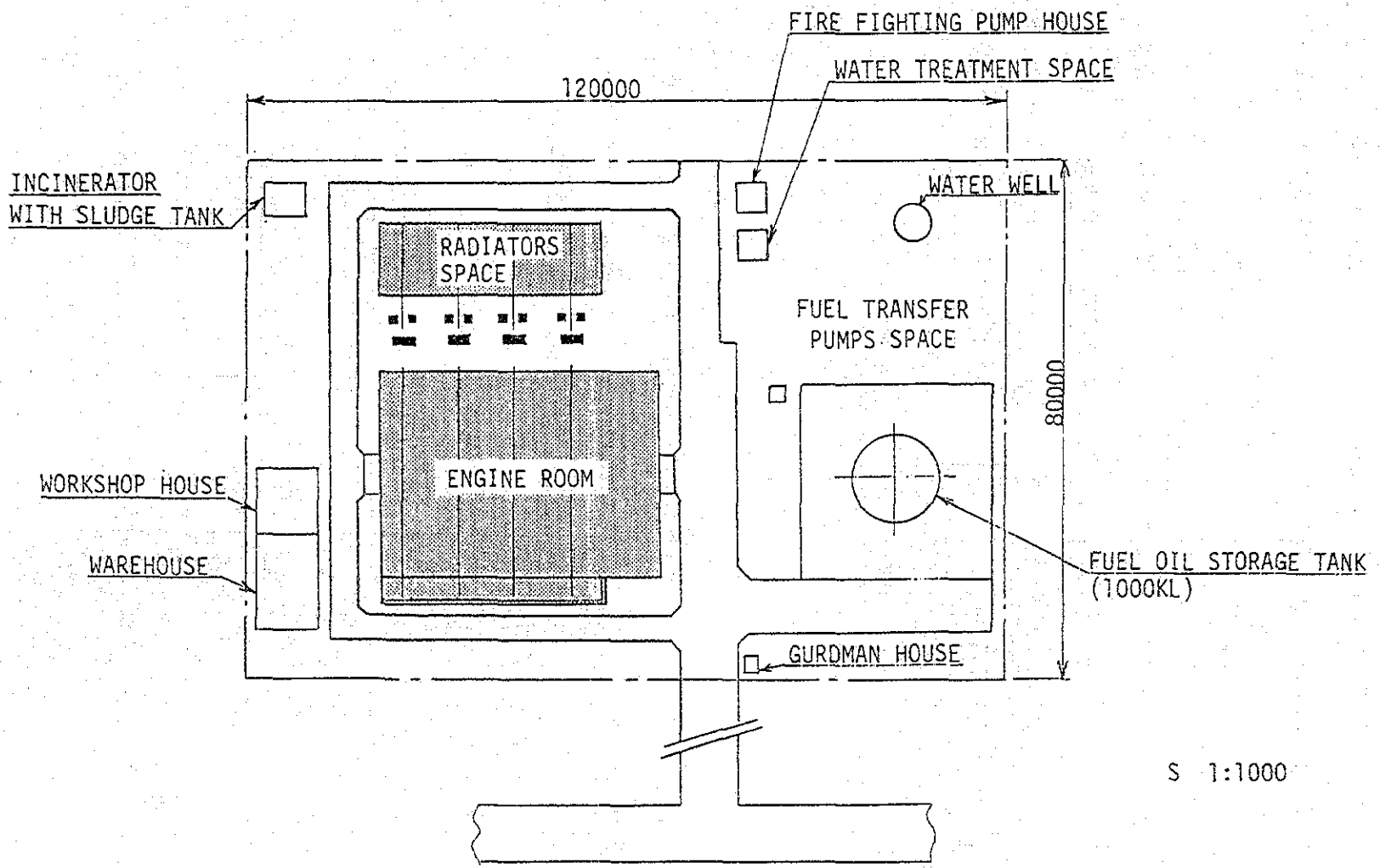


図12－5 発 電 所 用 地 の 案

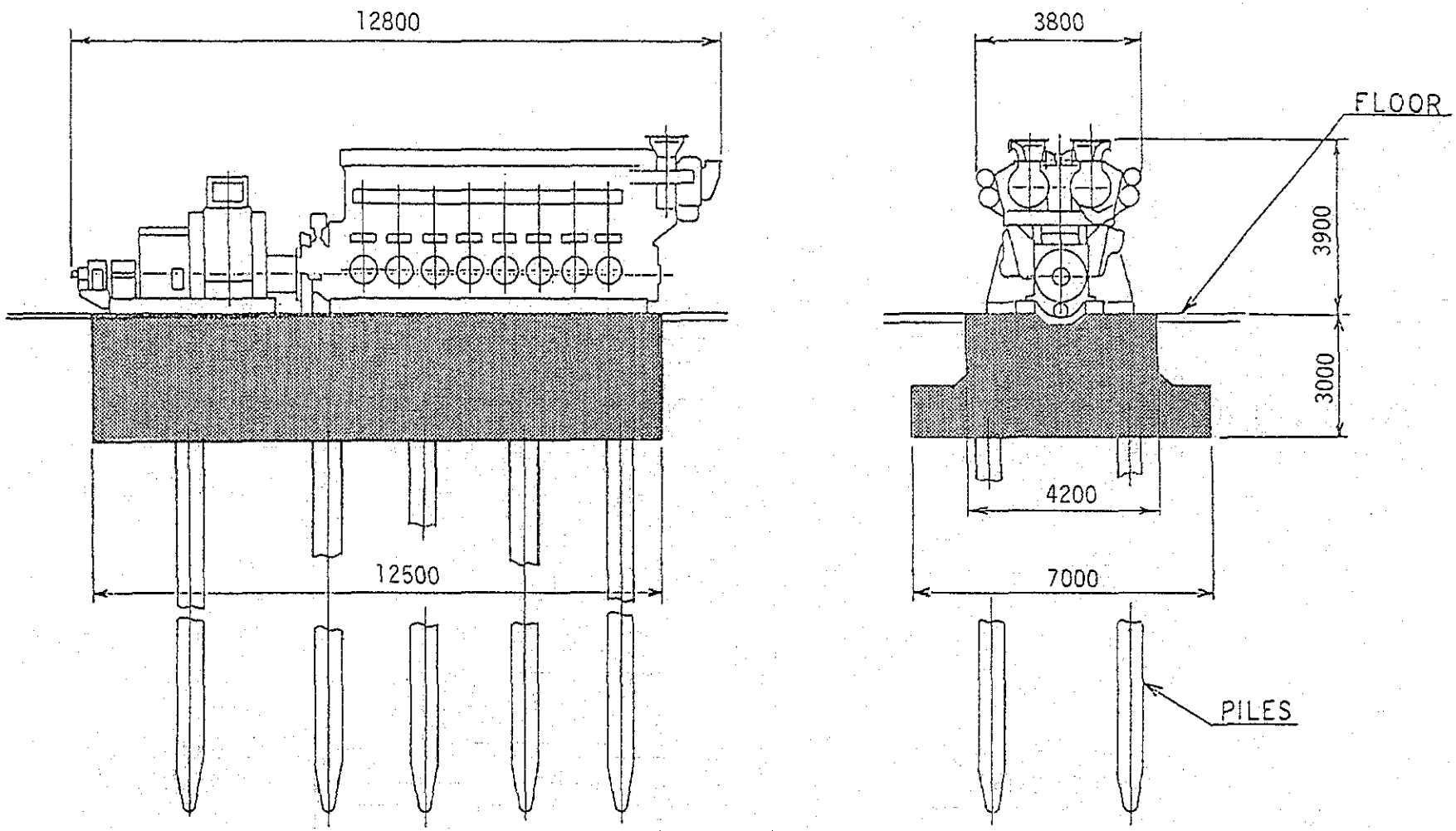


図12－6　エンジン基礎の一例

ジャンビ港の既存の設備では 90tの重量の陸揚げは不可能であるので、14－4－9項で述べる様に特設埠頭を新設する。ジャンビ港周辺で、主要舗装道路に近い、バタンハリ河の岸を調査しその位置を決定し、河川および港湾管理当局の許可を得る。

12－4－3　整　地

発電所用地の整地は本プロジェクトの実施工程上重要な項目であるので、できるだけ機械力を導入して能率良く行う。

発電所用地の一帯はなだらかな丘陵地であり、大きな土砂の移動は必要ないと思われるが、移動を必要とする土砂の量を推定し、その移動先（捨て場）および輸送路を確保しておく。

発電所用地の整地は発電所用機器の搬入、据付の前年度の乾期が始まるとすぐに着手し、短期間で完成させる。

12－4－4　進入路

発電所用地と既設幹線道路との間には、適当な進入路を整地工事に先だって建設する。この進入路は発電所完成後、燃料（助燃用ディーゼル燃料油）等の搬入に利用されることとなるので人工砕石によって補強する。

12－4－5　基　礎

エンジンの基礎は図12－6に示す様なものが4基分必要となる。工事は建設機械を導入して行う。

エンジン基礎の工事は整地完了後直ちに着工し、エンジン据付・搬入の前年度の乾期内に完工する。建屋およびその他の機器の基礎の工事もエンジン基礎の工事と並行して着工し、エンジン基礎と同時期又はそれ以前に完工する。

エンジン基礎は鉄筋で補強し、エンジンの振動等によって破損することのない様留意した構造のものとする。

12－4－6　建　屋

建屋は機器搬入、据付の前年度の乾期中に屋根を含むほとんどの部分を完成する必要が

ある。このために工期の短い建築法の採用できる構造である必要がある。従って、10－4－2項で述べた様に鉄骨構造とする。

尚、ジャンビ州の気候条件よりみて、建屋を密閉化することは実際的でない。機械音による騒音の対策は敷地を人家から少なくとも 300m離れたところに選定することによって行う。発電機盤、配電盤はエンジンを設置してある部分とは防音壁で遮断されたところに設置する。

12－4－7　水道設備および受電設備

発電用地の近くには公共水道設備がないので、井戸を掘って取水し、防火水槽を兼ねた小型の貯水塔を設けて簡易水道とする。水質を検査して必要があれば適当な水処理装置をつける。

ジャンビ市の東部にはすでに20kVの配電線があるので、この線から電線をひき、柱上変圧器を介して受電し、工事用電力とする。この受電設備は発電所完成時迄に改造して所内用電力受電用とする。

12－4－8　特設埠頭

12－1項でも述べた様にジャンビ港の設備は十分でないのでエンジンの搬入には艀とトレーラの利用が必要であり、艀の接岸およびトレーラによる陸揚げのための特設埠頭の建設が必要である。

この埠頭は、図12－7に示す様に鋼矢板および土のうを用いた構造のものとする。

埠頭の建設は機器搬入に先だって行えばよく、増水期になってからクレーン船等を利用して行うことも考えられる。この埠頭は港湾当局の要求があれば機器の搬入後、適当な時期に撤去する。

12－4－9　機器の搬入

エンジン等主要機器は輸入されることになる。従って、ジャカルタへ一旦輸送し、そこで通関した後、艀に積替えてジャンビ港で陸揚げすることが考えられる。しかし、位置的にはジャンビはジャカルタよりシンガポールに近く、シンガポールで艀に積替えて輸送する方が輸送期間およびコストが節約できるので検討に価する。シンガポールは又、エンジ

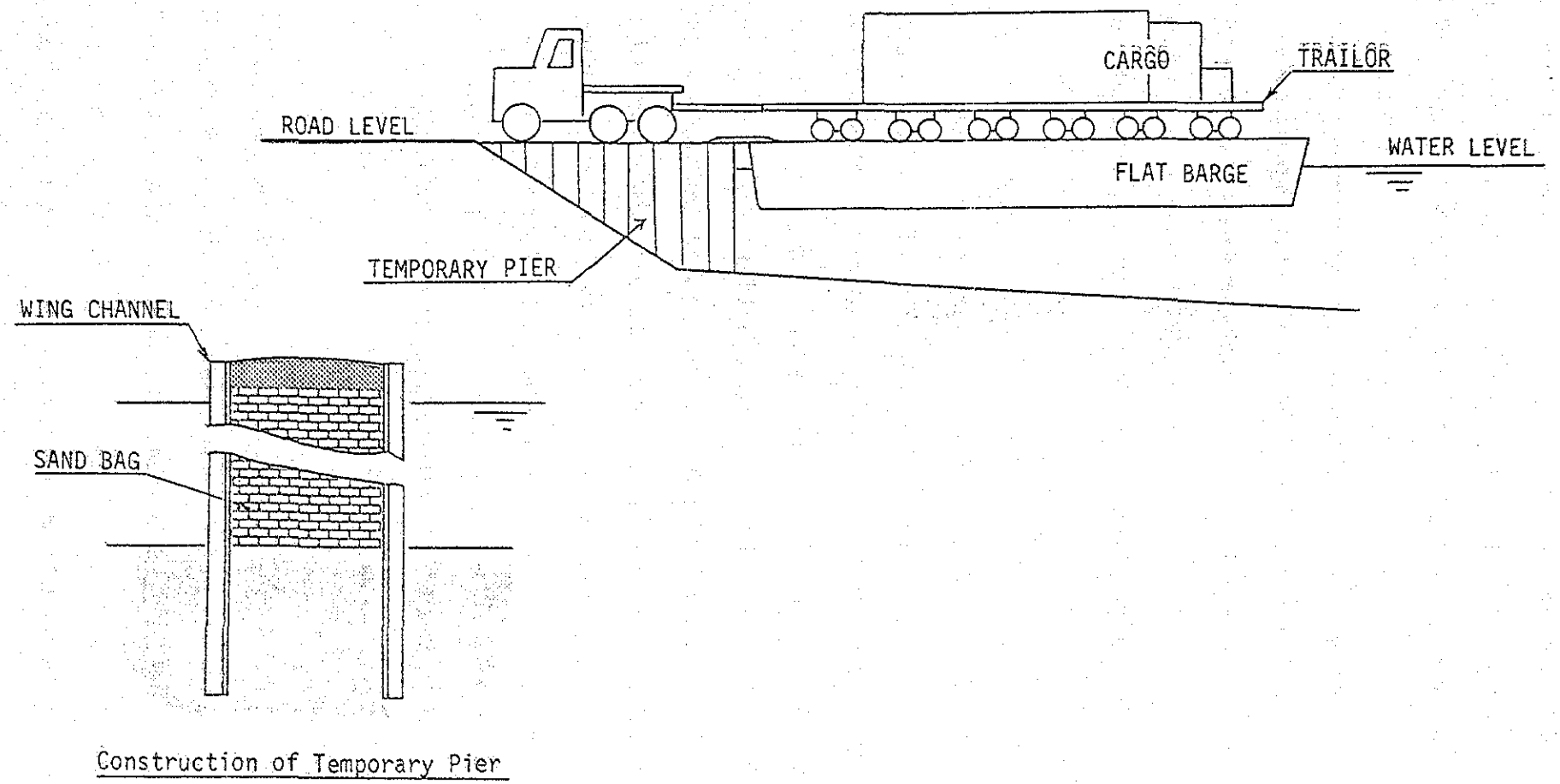

CARGO
TRAILOR
ROAD LEVEL
WATER LEVEL
FLAT BARGE
TEMPORARY PIER
WING CHANNEL
SAND BAG
Construction of Temporary Pier

図12－7　特　設　埠　頭

ン等を除く一部輸入機器の輸出国としても有力である。更に、シンガポールの対岸にあるインドネシア領ビンタン島はインドネシアの新興工業地帯であり、ここからの一部機器の調達も考えられる。シンガポールより輸送する時はジャンビ港又はビンタン島で通関する。

エンジンはジャカルタ又はシンガポールで艀に積替える。艀の上に12車軸付の大型トレーラを積込んでおき、その上にクレーンで重量物を積込む。重量物を積載したトレーラを積込んだ艀をジャンビ迄輸送し、図12－7に示す様な特設埠頭に接岸する。牽引車を使ってトレーラをひき出し陸揚し、そのまま発電所用地迄輸送する。

輸送に使うトレーラおよび牽引車はジャカルタ又はシンガポールで調達し、搬入後、再び艀で返送する。

12－4－10　据付工事

エンジン、発電機、エンジン補機器、発電機盤、配電盤等の屋内据付機器は建屋内に搬入して据付ける。これらの機器の据付工事は比較的長期間を要するが屋内作業となるので雨期にかかる部分があってもさしつかえない。

エンジンと発電機は据付後に芯出しを行う。更に、補機を含めて配管を完了した後に、油系、水系の各々について配管内を洗浄し、フラッシングされる。計装配管は機器の据付・配管が完了した部分について逐次行われる。電気配線工事は機器の据付・配管後に行われ、工事完了後、絶縁抵抗を確認する。エンジンの空冷装置、吸排気装置、変圧器貯油タンク等の屋外設置機器は、雨期のはじまる前に据付・配管・配線工事を完了させる。

水道設備、受電設備の建設は整地後、直ちに建設を行い早期に完成させる。井戸水は水質を検査し、エンジンの冷却用として適当でなければ水処理装置を設置する。

12－4－11　試運転

試運転の初期段階では低速で運転し、続いてエンジンに大きな負荷をかけずに運転してエンジンおよび、補機器の調整を行う。次第に負荷をかけて運転し、全体の調整が完了した段階で公式の性能試験を行う。試運転用の計測器は原則として常用のものを使用する。性能を確認するための計測器は性能確認のための試運転の直前に較正を行う。

試運転時に現地運転員の訓練を行い、試運転の最終段階では現地運転員により運転がで

きることを確認する。

12－5　送配電設備

12－5－1　工事の概要

本プロジェクトによる発電設備の増設によってジャンビ地区では約17,000kWの発電量が増える。この電力は主として昼間はジャンビ市の東部にある工業地区へ供給され、夜間は主として南西部にある住宅地区へ供給される。このため配電線の増設および発電所と発電所又は開閉所と結ぶ連結線の増設を行う。

本プロジェクトによる発電所は主燃料であるガスの供給量の調節が困難であることから、ベースロード用として使われる。このためパイオセリンチャの既設発電所との並列運転および電力融通のために約 300mの連結線が必要となる。更に、市の南西部の電力需要を充たすため、パイオセリンチャ発電所と市の中心の開閉所の間に全長9kmの連結線が増設される。この2つの線には埋設ケーブルを使用する。又、合計5回線の配電線の増設が必要である。これらは架空線として計画されている。

本発電所が運転開始する以前にも送配電網の拡充が必要であるがそれは本計画には含めない。

実施に当たっては、ＰＬＮが本計画を見直し、配電網の計画と合わせて統一的に行う。建設工事もＰＬＮによって監理される。

12－5－2　資材および建設

ＰＬＮの20kV標準の電柱、碍子、電線を使用する。工事もＰＬＮの標準的な方法で行い、他のジャンビ市内の配電線との統一性を保ち保守管理を容易にする。

連結線は発電機の試運転に必要なので、試運転開始迄に完工しておく必要がある。

12－6　建設工程

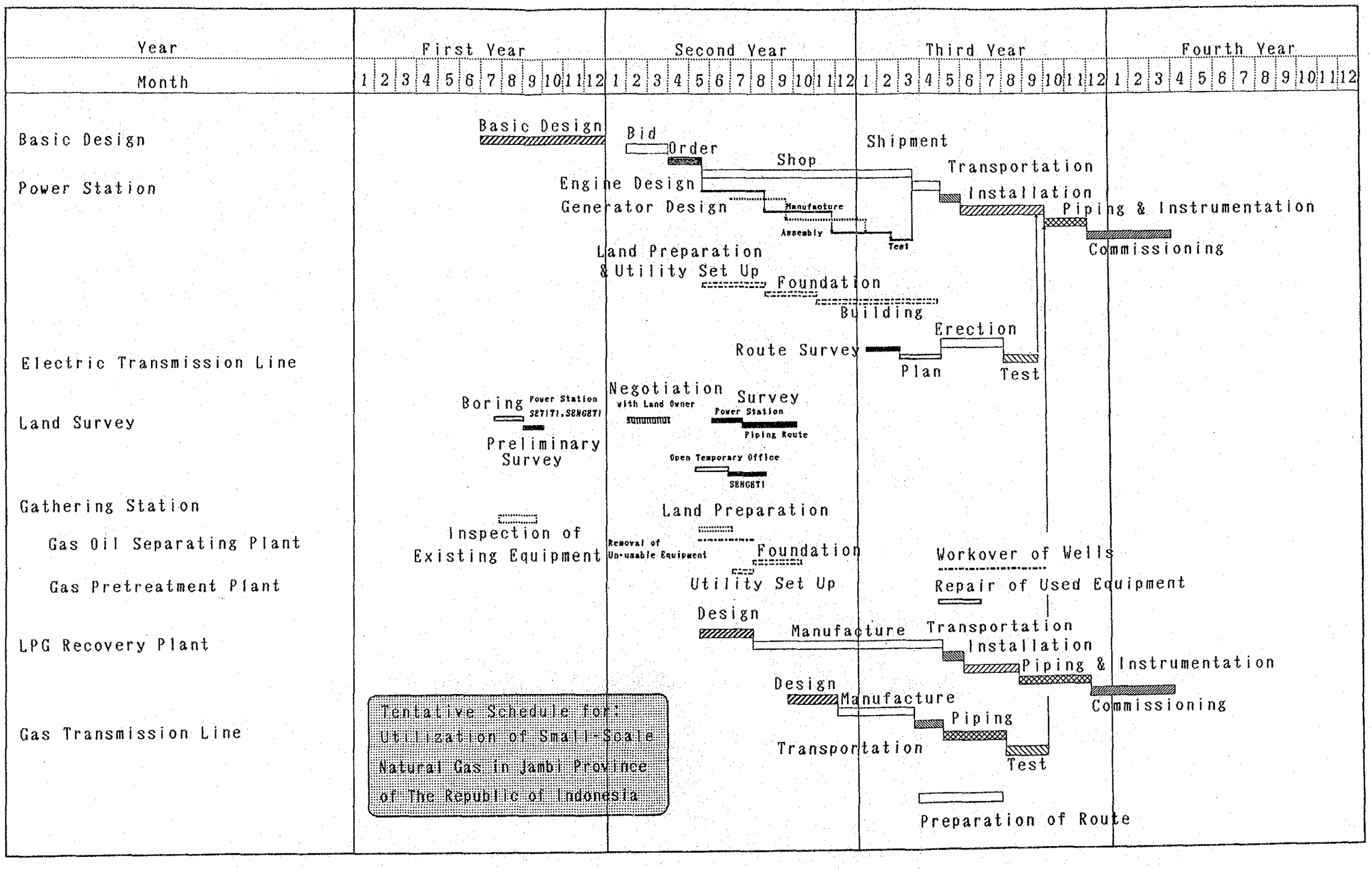
建設工程は特に次の2点に留意して計画した。

1）屋外作業を伴う現地建設工事は乾期（4月下旬～9月末）に行う。

2）艀を利用する輸送はバタンハリ河の増水期（3月～5月）に行う。

建設工事の各論で述べたところに従って、全体工程計画案の概要を図12－8に示す。

図12－8 建設日程計画


Year
Month
First Year
Second Year
Third Year
Fourth Year
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12
Basic Design
Power Station
Electric Transmission Line
Land Survey
Gathering Station
Gas Oil Separating Plant
Gas Pretreatment Plant
LPG Recovery Plant
Gas Transmission Line
Basic Design
Bid
Order
Shop
Engine Design
Generator Design
Manufacture
Assembly
Test
Shipment
Transportation
Installation
Piping & Instrumentation
Commissioning
Land Preparation
& Utility Set Up
Foundation
Building
Erection
Route Survey
Plan
Test
Boring
Power Station
SETITI, SENGETI
Preliminary
Survey
Negotiation
with Land Owner
Survey
Power Station
Piping Route
Open Temporary Office
SENGETI
Inspection of
Existing Equipment
Land Preparation
Removal of
Un-usable Equipment
Foundation
Utility Set Up
Workover of Wells
Repair of Used Equipment
Design
Manufacture
Transportation
Installation
Piping & Instrumentation
Commissioning
Design
Manufacture
Piping
Transportation
Test
Preparation of Route
Tentative Schedule for:
Utilization of Small-Scale
Natural Gas in Jambi Province
of The Republic of Indonesia

12－7　建設機械の利用計画

地域振興の見地から、できるだけ地元の労働力の有効活用が望まれるので、機械力の導入は最小限にとどめる。しかし、雨期が比較的長いため、屋外作業のできる期間が限られており、建設工事を円滑に進めるためには機械力の導入が必要である。

建設予定地であるジャンビ地域では現在のところ建設機械の現地調達が困難であり、ジャカルタ等から搬入する必要がある。概念設計が示されただけの現時点では、建設機械の詳細な利用計画をたてることは困難であるが、以下に一試案を示す。

各工事現場で必要と考えられる建設用機械は次の通りである。

1）発電所（パイオセリンチャ）

トラッククレーン	（約 100t）	1台
杭打ち機	（約 3,600kg-cm）	1台
バックホー	（ 0.3m³）	1台
ブルドーザー		1台
ロードローラ	（約10t）	1台
コンパクター	（小型）	2台
コンクリートミキサー	（ 3.0m³）	2台
溶　接　機		5台
フォークリフト		2台

2）天然ガス生産設備、前処理設備およびＬＰＧ回収プラント（センゲッティ）

ブルドーザー		1台
トラッククレーン	（約20t）	1台
コンクリートミキサー	（ 1.0m³）	2台
溶　接　機		3台
フォークリフト		1台
コンクリートカッタ（手動式）		1台

3）天然ガスパイプライン

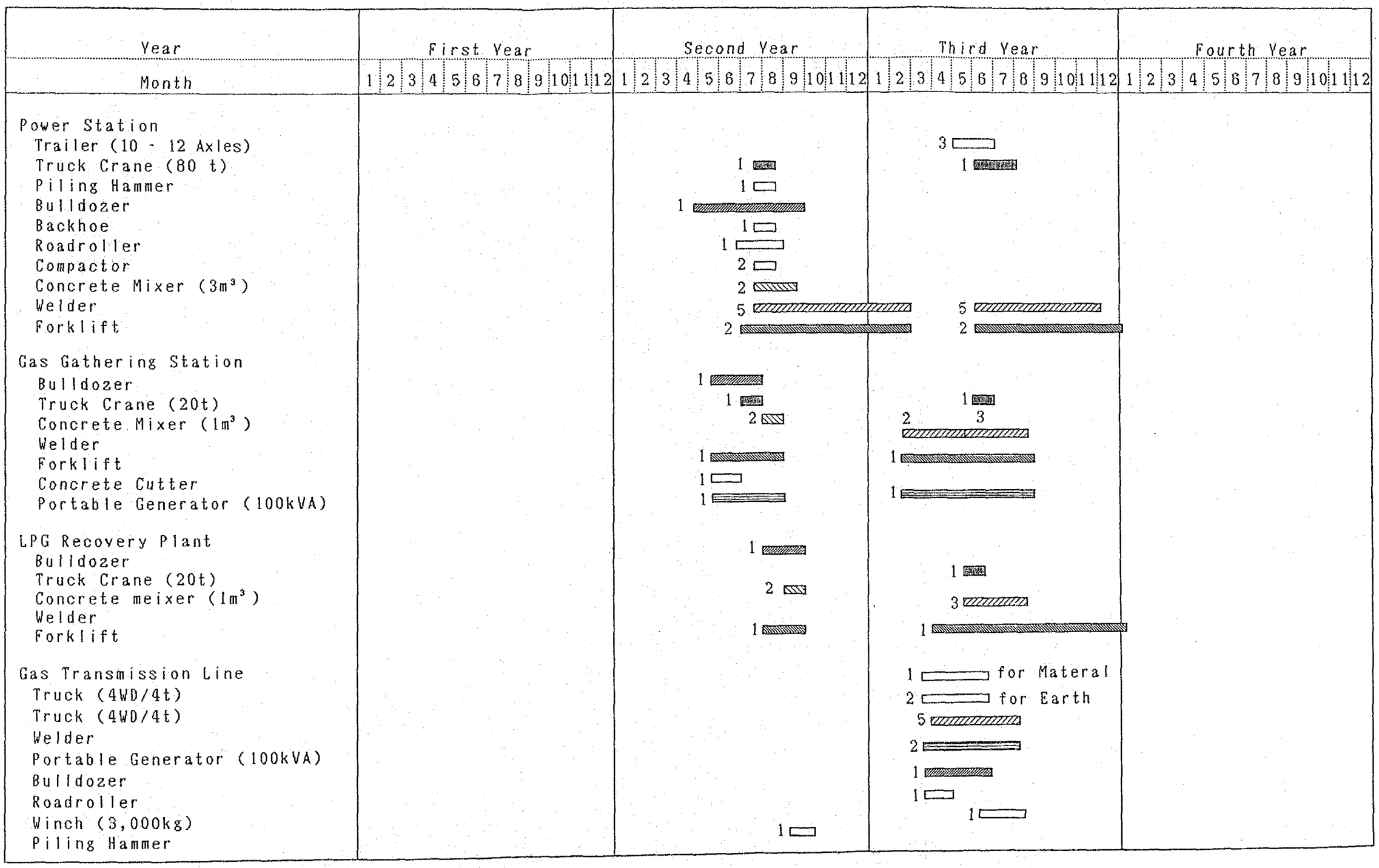
ブルドーザー		1台
資材搬入用トラック（4WD）		1台
土砂運搬用トラック（4WD）		2台

配管吊上げ吊下し用トラッククレーン（10t）	3台
ロードローラ	1台
溶　接　機	5台
ウインチ（ 6,200kg内燃機駆動）	1台
河底掘削船	1隻
ポータブル発電機　（100kVA）	2台

発電所、ＬＰＧ回収プラントでは建設工事完了後においても資材又は製品の所内搬送用にフォークリフトが必要であり、前記工事用フォークリフトの内１部は工事後も所内用として残す。

建設機械の利用日程案を図12－９に示す。

図12－9　建設機械利用日程案



12－8　スーパーバイザー派遣計画

12－8－1　スーパーバイザー派遣計画

プロジェクトの全期間を通じて派遣を必要とするスーパーバイザーとその派遣期間を図12－10に示す。

各スーパーバイザーの役割を以下で説明する。

12－8－2　基本設計のための調査

1）プラントの建設用地についてはインドネシア側の本プロジェクトの経営主体が選定する。その選定作業を支援し、基礎を設計するための土質調査等を指導するためにコンサルタントよりスーパーバイザーを派遣する。

2）センゲッティにある既存の天然ガス生産設備の一部を再利用するため、検査を行う。この目的のために専門家コンサルタントを派遣し、検査の方法について協議し、検査結果の判定および修理方法について協力する。

3）ＰＬＮとプルタミナがそれぞれ専門家を派遣して調査し、その結果に基づいて基本設計のために必要な資料をコンサルタントに提供する方法をとることも可能である。

12－8－3　基礎工事および建屋

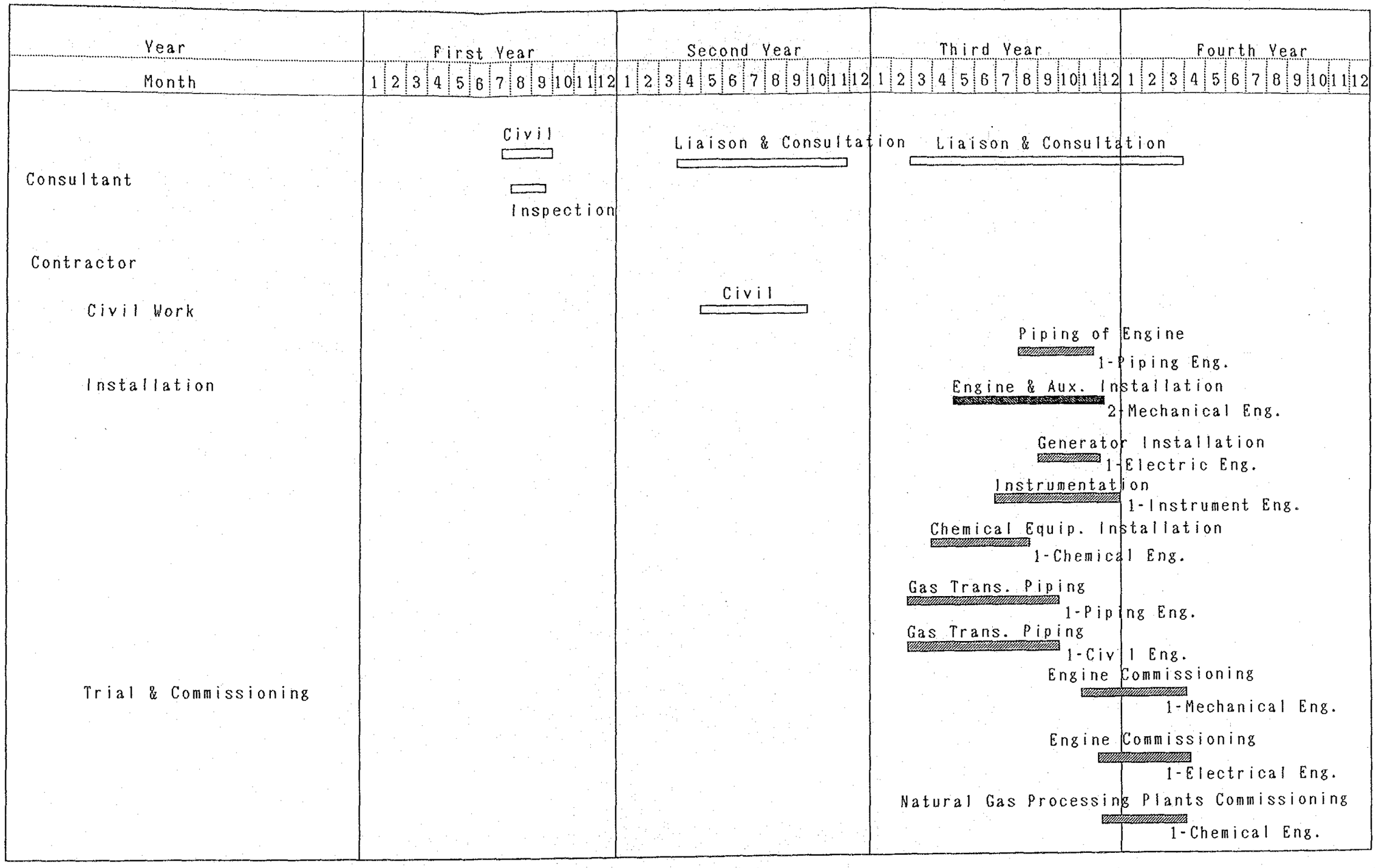
基礎および建屋について、工事の方法を指導し、工事中および完工時の検査に立会うためのスーパーバイザーをコントラクターより派遣する。

このスーパーバイザーはコントラクターの現地法人よりの派遣又は現地コントラクター等への委託によって代行してもよい。

12－8－4　エンジンおよび主要補機器の据付

エンジンの搬入、エンジンと補機器の据付を指導し、芯出しの検査および機器内の清掃検査、水圧検査等に立会うための機械技術者２名をエンジンメーカーより派遣する。エンジンの据付は全工程の中でクリティカルパスとなるため、この２名の機械技術者は一部交代勤務を行うことにより工程の短縮化を図る。

図12－10　スーパーバイザー派遣計画案



12－8－5　エンジン廻りの配管

エンジンおよびエンジンと補機器、補機器間および貯油タンク等の周辺機器との配管工事の指導のために配管施工技術者1名を派遣する。

12－8－6　発電機と発電機盤

発電機およびその制御装置の結線を指導し、据付後の接地絶縁抵抗の計測等に立会うためのスーパーバイザーとして電気技術者1名をエンジンメーカー又は発電機メーカーより派遣する。

12－8－7　計　装

センゲッティに設けられる設備および天然ガスパイプラインの計測機器および制御機器の取付・調整を指導するための専門技術者1名をスーパーバイザーとして派遣する。

この技術者は12－10－3で述べたエンジン据付技術者を支援し、エンジン関係の計装についても一部指導する。

12－8－8　天然ガス前処理設備、ＬＰＧ回収プラントの据付

スキッド化された天然ガス生産設備およびＬＰＧ回収プラントの据付、サイト内での配管に関する工事の指導、機器および配管内の清掃、水圧試験等の指導・立会を担当する化学装置施工の専門技術者1名を派遣する。

この技術者は又、天然ガス生産設備、ＬＰＧ回収プラントの試運転の指導、立会、コミッショニングを担当する。

12－8－9　天然ガスパイプライン

天然ガスパイプラインの資材搬入、設置、溶接を指導し、清掃、水圧試験に立会う、パイプライン工事を専門とする技術者1名を派遣する。

配管ルートの測量、整地および溝堀り等の土木工事を指導するため、および渡河工事を指導するため専門の土木技術者1名を派遣する。

12－8－10　試運転およびコミッショニング

発電用エンジン、発電機および補機器の調整を試運転中に指導し、調整確認に立会うため機械技術者1名および電気技術者1名を派遣する。

この技術者は又、現地運転員を指導し、現地運転員だけで運転できる様教育し、その結果を運転によって確認して現地側へ引渡すコミッショニングを担当する。

この技術者と据付技術者の間の引継ぎのため約1ケ月の重複を見ている。

12－8－11　工事の進行調整

本計画は12－1節で述べた4つの建設工事が相互に関連しており、段取りよく行われることが要求されている。このため、工事の進行状況を管理し、不慮の原因による工程の乱れに、適切かつ迅速に対処するためのコーディネーターを派遣する。

又、このコーディネーターは水道・電気等の工事用ユティリティの確保、道路・河川の使用、輸送手段の確保等についてコントラクターおよび現地の工事関係者を指導する。

第13章　建設費

13－1　積算範囲

本計画はセンゲッティで生産される天然ガスを利用してジャンビ地域に電力およびＬＰＧを供給することを目的とする。このために新設される設備について積算する。

センゲッテイは1982年２月迄油田として利用されており、この時使用されていた設備が残されている。これら設備のほとんどは取替、修理が必要である。また、計装等は撤去されているので再設置が必要である。しかし、既設設備の修理、取替、再設置等のための費用は本積算に含まれないものとした。廃ガス燃焼装置についても、本プロジェクトのための新しい結合管は含めるが、既存の設備およびその修理は対象外とする。

送配電線については、連結線および幹線配電線の費用は本積算に含めるが、引込線および柱上変圧器以降の配線は受電者負担と考えて積算外とした。

積算の範囲は次の通りとなる。

１）天然ガス前処理設備

２）ＬＰＧ回収プラント

３）天然ガスパイプライン

４）発電所

５）送・配電線

各々は、７、８、９、10、11章に述べた概念設計の仕様に基づいたものとし、12章に記述した建設工事を行うものとした。

建設費は日本円によって示した。インドネシアルピア（Rp）およびＵＳドルとの換算率は下記の通りとした。

１ＵＳドル＝ 1,665Rp＝128.08日本円

１日本円　＝ 13.0 Rp

尚、積算値は1988年２～３月の価格であり、輸入分は日本を含む主要先進国およびＮＩＥＳから輸入する場合の国際価格を、自国調達分はインドネシア国内における価格を基準としている。

機器およびサービスの価格は経済状況および個々の場合の競争条件の差によってかなり大きな差を示すが、本積算は標準価格ベースによるものとした。

インドネシア国内で調達可能な資機材は全て国内調達とした。輸入資機材は自国内製作が不可能なものばかりのため関税は殆ど賦課されない。

輸入資機材の海上輸送をインドネシア籍の船によって行うことも可能であるが、本調査では輸送の自由度を考え、外国船による輸送を想定した。従って、海上輸送費は外貨分として計算した。

尚、送配電線についてのエンジニアリング、スーパーバイジング、管理費、土地取得等はＰＬＮの内部費用でまかなわれるものとし、本積算には含めていない。

プルタミナ、ＰＬＮ又はその他の本プロジェクトによる設備を完成後に運営・管理する企業体の内部コストおよび国又は地方自治体が管掌すべき施設についてのコストは本報告中で特にことわりのない限り積算金額に含めない。

13－2　積算計算

13－2－1　天然ガス前処理設備とＬＰＧ回収プラント

天然ガス前処理設備およびＬＰＧ回収プラントは同一の敷地に据付けられるので、この二つの装置に共通する機器、例えば発電装置、水道、配管等は本体部分に属する機器の算定コストの比に従って両者に割振った。表13－1に天然ガス前処理設備本体、表13－2にＬＰＧ回収プラント本体の各々の積算結果を示す。表13－3にどちらにも関係のある部分の積算結果を示す。表13－4にこれらを総合して割振りを行った結果を示す。尚、ポンプ、計装用機器に関しては3年間以内に交換を要することが明らかな部品については3年分の予備を含んでいる。仕様その他は7章および8章に示した概念設計に基いて計算した。

表13－1　天然ガス前処理装置本体のコスト

(Unit: Thousand Yen)

Items	Description	Cost		Remarks
		Foreign	Local	
Drum	0.6 mφ x 1.8 m CS	850	0	1.1 ton
Heat Exchanger	1 x 8.0 m^2 CS/SUS	1,400	0	1.2 ton
Pumps	1 x 50 l/hr x 21 kg/cm^2 0.5 kW	1,000	0	
Total		3,250	0	

表13－2　ＬＰＧ回収プラント本体のコスト

(Unit: Thousand Yen)

Items	Description	Cost		Remarks
		Foreign	Local	
Towers	1 x Deethanizer CS 0.25/0.4 mφ x 13.4 m 1 x Debutanizer CS 0.45 mφ x 11.9 m	8,000	0	8.8 ton
Drums	2 x 0.6 mφ x 1.8 m 1 x 0.5 mφ x 1.5 m	2,000	0	3.1 ton
Heat Exchanger	1.5m^2, 18m^2, 5m^2, 2m^2 CS 4 m^2, 18 m^2 CS/Al-fin with fan	9,800	0	
Pumps	2 x 7 m^3/hr x 3 kg/cm^2 2 x 3 m^3/hr x 3 kg/cm^2	4,000	0	
LPG Bottling	10 t/8 hr Tank 2 x 20 ton	32,000	0	
Odorant		1,000	0	
Hot Oil Supply		16,000	0	
Laboratory		10,000	0	
Total		82,800	0	

表13－3　センゲッテイの他の設備および工事のコスト

(Unit: Thousand Yen)

Items	Description	Cost		Remarks
		Foreign	Local	
Erection	3,250 M-H Crane 30 days	0	14,200	
Building	Total 600 m^2	0	54,000	
Civil	Foundation 150 m^2 Pavement 3,000m^2 & etc.	0	52,000	
Structure	30 ton	4,500	0	
Piping	50 ton	20,000	5,800	
Electrical System	2 x 125 kW Generator Fuel Oil Tank Distribution Panels & etc.	20,000	12,800	
Instruments	Indicators, Controllers Control Valves Comp. Air System	30,400	6,000	
Water Supply System	Pumps & Head Tank & etc.	5,000	5,000	
Painting		0	1,500	
Total		79,900	151,300	

表13－4　天然ガス前処理装置とＬＰＧ回収プラントのコスト

(Unit: Thousand Yen)

	Natural Gas Pretreatment Plant		LPG Recovery Plant	
	Foreign	Local	Foreign	Local
Equipment	3,250 (3.8%)	0	82,800 (96.2%)	0
Others	3,000	5,800	76,900	145,500
Total	6,250	5,800	159,700	145,500

13－2－2　天然ガスパイプライン

天然ガスパイプラインには継目無し鋼管を使うので管材は全量輸入する。しかし、工事は現地の工事会社を使って行う。表13－5にパイプライン本体の資材および工事費の積算結果を示す。資材には弁、被覆その他工事に必要な材料が含まれている。土木工事には盛土用土砂とその運搬コストも含まれている。有資格の溶接工が現地通貨で雇用できるものと考え、敷設工事コストは現地分とした。

表13－5　天然ガスパイプラインのコスト

(Unit: Thousand Yen)

Items	Description	Cost		Remarks
		Foreign	Local	
Piping	Pipes, Flange	68,400	0	570 ton 20 km
Other Material	Valves, Coatings & etc.	17,100	0	
Civil Works	Land Preparation & etc.	0	26,900	
Erection Work	Welding, Cleaning, Test & etc.	0	24,000	
Total		85,500	50,900	

13－2－3　発電所

デュアルフュエルエンジンを含む発電所用の主要機器は変圧器等電気品の一部を除きすべて輸入されるものとした。土木工事および建物の建設は現地会社によって行なわれるものとした。据付は現地通貨分と外貨分がある。外貨分は現地で雇用困難な技能者の費用である。

仕様は第10章に示した概念設計に基いている。

表13－6に発電所の本体設備、建屋および工事の積算結果を示す。この中には3年間以内に交換を要する予備品の費用を含めた。

表13－6　発電所のコスト

(Unit: Thousand Yen)

Items	Description	Cost		Remarks
		Foreign	Local	
Main Engines & Auxiliaries	4 x 5,000 kW Dual-Fuel Engine	1,900,000	0	
Main Generators	4 x 6,250 kVA		0	
Transformers & Panels		330,000	45,000	
Other Facilities	Main Fuel Tank 1 x 1,000 kl Water Supply, Incinerator Workshop Machines	30,000	0	
Civil Works	Foundations & Pavement	0	117,000	
Buildings	Main 1,400 m^2 Others 200 m^2	0	146,000	
Erection	Local 30,000 M-H Foreign 15,000 M-H Machine 150 days	255,000	92,000	
Total		2,515,000	400,000	

13－2－4 送配電線

新発電所からパイオセリンチャの既設発電所迄の 0.3kmの連結線、パイオセリンチャ発電所からＰＬＮ営業所内開閉所迄の９kmの連結線、および長さ３kmの５本の配電線についての積算を行った。この送配電線の増設に併って必要となる開閉器および柱上自動開閉器の費用も併せて積算した。積算結果を表13－７に示す。

表13－７ 送・配電線のコスト

(Unit: Thousand Yen)

Items	Description	Cost		Remarks
		Foreign	Local	
Inter Connection Line	20 kV 3ϕ U.G. 0.3 km x LPE 325 mm^2	0	1,600	Incl. Erection
Connection Line	20 kV 3ϕ U.G. 9.0 km x LPE 400 mm^2	0	59,000	Incl. Erection
Distribution Lines	20 kV 3ϕ O.H. 5 x 3.0 km	6,300	18,000	Incl. Erection
Switch Gears	1 x 7 Feeder 1 x 5 Feeder plus auxiliary Panel	48,200	6,200	Incl. Erection
Automatic Pole Switches	10 switches	17,200	100	Incl. Erection
Total		71,700	84,900	

13－2－5　海上運賃および海上輸送保険料

海上運賃および輸送保険料は各々について経験値に基づき積算した。

海上運賃には船積み、荷おろしの費用が含まれている。保険は海上輸送保険のみを含んでいる。計算結果を表13－8に示す。

表13－8　海外運賃＋海上輸送保険

(Unit: Thousand Yen)

Items	Description	Cost		Remarks
		Foreign	Local	
Equipment to Sengeti	about 150 ton value 165,950	8,300	0	5.0 %
. Pretreatment		300	0	
. LPG		8,000	0	
Pipeline	about 600 ton value 85,500	3,000	0	3.5 %
Power Station	about 800 ton value 2,515,000	102,000	0	4.0 %
Electric Line	value 71,700	2,500	0	3.5 %
Total		115,800	0	

13－2－6　国内輸送費

ジャカルタ又はシンガポール迄海上又は陸上輸送された資材、機器を船を使ってジャンビ港又はセンゲッテイ迄搬入する計画に基づいて国内輸送費を積算した。

発電所用の資材にはデュアルフュエルエンジンが含まれるため、12－4－10項で述べた様に12軸の大型トレーラ4台は海外からの借用を考え、外貨分とした。又、仮設桟橋は現地分とした。積算結果を表13－9に示す。

表13－9　国内輸送費

(Unit: Thousand Yen)

Items	Description	Cost		Remarks
		Foreign	Local	
Equipment to Sengeti	about 200 ton	0	4,000	Barge
. Pretreatment		0	200	
. LPG		0	3,800	
Pipeline	about 600 ton	0	3,500	Barge
Power Station	Main Engine about 500t Others about 500t Temporary Pier 100 t Trailor 4 x 14 days	55,000	54,000	Barge and Trailor
Electric Line		0	1,000	Barge
Total		55,000	62,500	

13－2－7　エンジニアリング費

エンジニアリング費は本プロジェクトのために必要な追加的な調査費、計画費および設計費よりなる。各機器の詳細設計費は各々の機器の本体価格に含む。エンジニアリングの基本設計的な部分は海外で行なわれるものとして外貨分に含め、詳細設計的な部分をインドネシア国内で行うこととし現地分とした。

計算結果を表13－10に示す。

表13－10　エンジニアリング費

(Unit: Thousand Yen)

Items	Description	Cost		Remarks
		Foreign	Local	
Equipment to Sengeti	Foreign : 3,125 M-H	25,000	-	
	Local : 2,000 M-H	-	5,000	
. Pretreatment		1,000	-	
. LPG		24,000	5,000	
Pipeline	Foreign : 500 M-H	4,000	-	
	Local : 1,200 M-H	-	3,000	
Power Station	Foreign : 8,000 M-H	64,000	-	
Basic Design	Foreign : 12,000 M-H	150,000	-	
	Local : 4,000 M-H (Land Survey)	-	20,000	
Total		243,000	28,000	

13－2－8 スーパーバイザー費

12－8節で示したスーパーバイザー派遣計画に基いてスーパーバイザーの派遣に伴うコストを計算した。スーパーバイザー派遣期間中は適当な助手を現地で雇用するものとして、その費用は現地分に入れた。スーパーバイザーの渡航費用は一往復 300,000円とした。表13－11に計算結果を示す。

表13－11 スーパーバイザー費

(Unit: Thousand Yen)

Items	Description	Cost		Remarks
		Foreign	Local	
(Sengeti)	8.5 M-M, 2 Travels	21,850	1,800	
. Pretreatment	0.33 M-M, 0.08 Travel	849	0	
. LPG	8.17 M-M, 1.92 Travel	21,001	0	
	Assist 9 M-M x 2	0	1,800	
Pipeline	7.0 M-M, 1 Travel	17,800	0	
	7.0 M-M(Local,Civil)+ Assist 7 M-M x 2	0	2,800	
Power Station	31 M-M, 8 Travels	79,900	0	
Consultant	27 M-M, 4 Travels	68,700	0	
	Assist 27 M-M	0	2,700	
Total		188,250	7,300	