

第3章 プロジェクトの内容



第3章 プロジェクトの内容

3-1 プロジェクトの目的

前述 (2-1-1 参照) したように、「ソ」諸島政府は首都ホニアラ市の重要な社会基盤となる電力供給力の改善を優先事業としている。本計画は、同国の電力セクターが行うべき施策であるホニアラ市のベース負荷電力供給力増強の一環として、同市の中心的な発電所であるルンガ発電所に、2001 年を計画目標年次としたディーゼル発電設備を調達し、電力供給力不足を緊急に改善することが本計画の目的である。

3-2 プロジェクトの基本構想

「ソ」諸島の首都ホニアラ市の電力は、SIEA が所有・運営するルンガ発電所とホニアラ発電所のディーゼル発電設備によって供給されている。しかしながら、両発電所の発電設備は、老朽化しており、また近年の電力需要増に対する供給力不足による過度な稼働によって各発電設備の現有出力は定格出力の約 67%にまで低下し、現在の総現有出力は定格出力が 14.9MW であるのに対し約 10MW となっている。

この電力供給力不足に対応するため SIEA は、1995 年ごろから新規需要家への接続制限並びに既存需要家への電力供給制限等を実施し、需要を抑制することによってかろうじて電力供給を継続している。また本年 11 月末に発生したルンガ発電所 8 号機（現有出力 4.2MW）の事故時には、同発電設備がホニアラ市の約 40%の電力需要を賄う最大容量の発電設備であるため、計画停電による電力供給制限を実施せざるを得ず、政府機関、商工業地域を含め市内の至るところで停電が頻発し、不安定な電力供給により市民生活、社会・経済活動が混乱するなど電力供給力は逼迫した状況にある。

「ソ」諸島政府は、これ等の状況を改善するため、2-1-1(2)項に示す改善計画書を作成すると共に、台湾政府の資金協力によりホニアラ発電所に発電設備（定格出力 1.5MW×3 台）を建設し、また自国予算でルンガ発電所の故障した 6 号機のエンジンを実用設備（定格出力 2.8MW）と交換して電力需要増に対応しようとしている。しかしながら、電力需要の伸びは著しく、2001 年の需要予測では約 16MW の電力需要が見込まれており、新たな電力供給力の増強が緊急に必要なとなっているが、同国の逼迫した経済状態から新規発電設備の調達は困難となっている。

本計画で要請のあった発電設備（4.2MW×1台）は、改善計画書（案）に示されているルンガ発電所9号機に相当する設備である。同発電設備は、本計画の目標年次である2001年のホニアラ市のベース負荷を供給するのにふさわしい容量の設備であり、逼迫した同市の電力供給力の緊急的な改善と安定した電力供給力の確保に寄与するものである。

以上の検討の結果、本計画の基本構想は、「ソ」諸島の社会・経済活動の中心地である首都ホニアラ市の必要な社会基盤である電力供給設備を整備し、住民生活の向上、社会・経済活動の安定を図ることを目的として、ディーゼル発電設備（4.2MW×1台）を調達・据付け、緊急的に電力不足を回避しようとするものである。

3-3 基本設計

3-3-1 設計方針

(1) 自然条件に対する方針

1) 温度・湿度条件に対して

当該地域は、海洋熱帯気候であり、一年を通じて気温は33℃から34℃と高く、また湿度も80%から90%と高い。本計画で調達されるエンジンと発電機は、建屋内に据付けされるので、当地の外気温・湿度に特別な対策を建てる必要はないが、エンジンの燃焼空気及び室内の換気の設計に当たっては、設計温度を35℃とし、また屋外設備については40℃として設備の機能が確保出来るように配慮する。

2) 地震条件に対して

「ソ」諸島は地震発生帯にあり、ガダルカ島近郊でも過去にマグニチュード7.6の地震が発生している。本計画では、同地震力を考慮した設備の安全性を確保することとし、設計条件として水平震度0.25Gを採用する。

(2) 社会条件に対する方針

「ソ」諸島は伝統的に祖先崇拝的な霊的存在を信じてきたが、19世紀以降の欧米人宣教師によってキリスト教が布教され、現在では人口の約95%がキリスト教徒であり、建設工期に影響を与える習慣・風習はない。

(3) 施工事情に対する方針

ホニアラ市では、オーストラリア、ニュージーランド等の技師によって経営・運営されている土木建築

工事を主体とする数社の総合建設会社があり、130名から200名程度の職員を要している。現地では、発電設備等のプラント建設工事は活発ではなく、現地工事会社は大型発電設備の据付工事を直接実施した経験はなく、海外の建設会社の下請けとして活動している。しかしながら、労働者、運搬用車両、小規模な建設工事用機械の調達が可能であり、また小規模な土木建築工事であれば、直接現地の工事会社に発注する事が可能であり、本計画で活用することとする。

なお、本計画で調達する発電設備は、運転中の既設発電設備の横に据付けされるため、工事中の既設設備に対する損傷防止用の保護、並びに工事従事者の安全確保のための防護壁等の安全対策を考慮する必要がある。

(4) 現地業者、現地資機材の活用についての方針

1) 現地業者の活用について

上記(3)に示したように、現地工事会社は大型発電設備の据付工事を直接実施した経験はない。従って、本計画の発電設備据え付け工事において、建設工事用機材及び労務提供を中心に現地工事会社の活用を図るものとし、品質管理、工程管理、安全管理、試験調整などのためには、日本から技術者を派遣する必要がある。

また、現地では100トン級の大型クレーン等の重機械の調達は難しいが、35トンクレーン、50トントレーの調達は可能であり、建設用資機材並びにエンジン(約50トン)等の重量物の運搬に活用する。

2) 現地資機材の活用について

現地では、骨材、コンクリート、鉄筋などの資機材の土木建設工事調達は可能であるが、発電設備用の配管材、ケーブル等の機械・電気工事資機材は調達出来ないため、日本または第三国からの調達を検討する。

3) 第三国品の調達について

第三国からの発電設備の調達に当たっては、その価格、品質、納期、運転開始後のスペアパーツ等の調達の容易性、アフターサービス体制、既設設備との整合性などを十分検討することとする。

(5) 実施機関の維持・管理能力に対する対応方針

当該発電設備の供用開始後の維持管理は、既設設備と同様にSIEAの発電部長を中心に25名(機械担当:18名、電気担当:7名)の要員で実施される。同部は、当該発電機と同じ設備容量のルンガ発電所8号機(現有出力4.2MW)のオーバーホールについては、必要な運転時間に達していないため今のところ実施していないが、その他の設備はオーバーホールを自ら実

施した経験を有しており、日常管理を含め基礎的な保守技術は保有していると判断される。なお、ルンガ発電所の運転体制は、高卒の実務経験 6 年の技術者を中心に 3 交代制（各シフト 2～3 名）で実施しており要員配置には問題ない。但し発電出力等の計測用計器の較正が行われておらず、正確な運転記録管理がなされていない。

よって、本計画ではこれらの状況を考慮し、本計画で据付ける発電設備の容易な運転・維持管理が可能な様に適切な計測設備を設置すると共に、設備の効率的な運用が行われる様に、工事期間中の日本側技術者による当該発電設備の運転・維持管理に関する OJT 計画について提案する。

(6) 施設、機材等の範囲、グレードの設定に対する方針

上記 (1)～(5) の諸条件を考慮し、本計画の資機材の調達並びに据え付けの範囲及び技術レベルは、以下を基本方針として策定する。

1) 施設・機材等の範囲に対する方針

本計画で調達する発電設備は、ホニアラ市の 2001 年の電力需要に対するベース負荷運転を緊急に補う容量とし、かつ、需要地が比較的狭い範囲の島嶼国の発電所における発電設備単機容量として、系統全体の電力需要の約 25%程度を選定し、発電所の運用として効率的で、かつ経済的な運転・維持管理となる設備構成とする。

2) グレードの設定に対する方針

本計画で調達する発電設備を構成する各機器の仕様は、供用開始後の運転・維持管理を実施する SIEA の技術レベルを逸脱しない様に留意する。

3-3-2 基本計画

(1) 全体計画

1) 設計条件

本計画の規模、仕様の策定に当たり、前述 (3-3-1 項) の諸条件を検討した結果、下記設計条件を設定する。

① 建設予定地及び位置・高度

- a) 発電設備建設予定地：既設ルンガ発電所内 (No.9 号機設置スペース)
- b) 標 高：海拔 24m

② 気象・自然条件

- | | |
|-----------------|-----------------------------|
| a) 設計温度：屋内設備 | 35℃ (最高) |
| 屋外設備 | 40℃ (最高) |
| b) 設計相対湿度 | 最大 100% |
| c) 設計風速 | 40 m/秒 (瞬間最大風速 52 m/秒) |
| d) 降雨量 | 年間平均 2,500mm |
| e) 年間雷雨日数 (IKL) | 40 日 |
| f) 塩分付着密度 | 0.5 mg/cm ² |
| g) 地震力 | 水平方向 0.25 G、垂直方向 0 G |
| h) 地耐力 | 10 ton/m ² と想定する |

③ 適用規格

- | | | |
|--------------------------|---|--------------------|
| a) 日本工業規格 (JIS) | : | 工業製品全般に適用する。 |
| b) 電気学会電気規格調査会標準規格 (JEC) | : | 電気製品全般に適用する。 |
| c) 日本電機工業会標準規格 (JEM) | : | 同上 |
| d) 日本電線工業会規格 (JCS) | : | 電線、ケーブル類に適用する。 |
| e) 電気設備に関する技術基準 | : | 電気工事全般に適用する。 |
| f) 国際電気標準会議規格 (IEC) | : | 電気製品全般に適用する。 |
| g) 国際標準化機構 (ISO) | : | 電気・機械製品全般に適用する。 |
| h) オーストラリア工業規格 (AS) | : | 電線、ケーブル類、配管類に適用する。 |

④ 使用単位

原則として国際単位系 (SI ユニット) を使用する。

⑤ 電気方式

本計画に適用する電気方式は、既設設備との整合を図り、表 3-3-1 に示すとおりとする。

表 3-3-1 電気方式

項目	送電線路	配電線路	低圧 (交流)	低圧 (直流)
公称電圧	33kV	11kV	415-240V	110V
最高電圧	36kV	12kV	440-252V	-
配線方式	3 相 3 線式	3 相 3 線式	3 相 4 線式	2 線式
周波数	50 Hz	50 Hz	50 Hz	-
接地方式	中性点直接接地	中性点直接接地	中性点直接接地	(+) 側接地

⑥ 基準衝撃絶縁強度

送変電設備の設計に当たり、機器相互の絶縁協調及び系統全体の絶縁強度を確保するため、基準衝撃絶縁強度 (BIL) は既設設備に摘要されている下記を基準とする。

- a) 33kV 系統 : BIL 170 kV
- b) 11kV 系統 : BIL 75 kV

⑦ 環境保護基準

新規発電設備の建設に当たり、「ソ」諸島には、関連する環境基準が定まっていないため、我が国の基準並びに現地事情を考慮して下記の基準値を設計条件として設定する。

- a) NO_x 排出基準 : 950 ppm 以下 (残存酸素濃度 13%時)
- b) SO_x 排出基準 : 250 ppm 以下 (燃料油の硫黄分含有量 1%時)
- c) 油分排出基準 : 30 ppm 以下
- d) 煤塵排出基準 : 100 mg/Nm³以下
- e) 騒音基準 : 当該発電設備のみ運転時、110dB(A)以下 (機側から 1m)
- f) 振動基準 : 当該発電設備のみ運転時、敷地境界で 65dB 以下

2) 施設配置計画

本計画で据付けされる発電設備及び送変電施設の配置計画は以下のとおりとする。

① 発電設備

本計画で建設される発電設備 (エンジン、発電機、低圧動力盤等) は、ルンガ発電所内の既設発電建屋内の 9 号機用据付位置に建設する (基本設計図 G-01 参照)。既設建屋には維持管理用の 25トンの天井クレーンがあるので、同設備を有効利用する。吸気及び排気ダクト等の建屋貫通部については、既設建屋の柱、梁の位置等を考慮した設計とする。また制御・監視盤は、既設の制御室を拡張したスペースに設置し、運用・維持管理が容易な配置とする。

なお、本計画のエンジン及び発電機については既設の基礎がないため、本計画で基礎を建設する。また、当該発電設備のラジエーター、燃料小出槽、排油処理設備等の屋外機器用基礎については、既設コンクリート基礎があるが必要に応じて基礎の補強を行うこととする。

② 高圧電気設備

33kV 及び 11kV 高圧盤は既設電気室内の設備と列盤で設置する。本計画で調達される 11/33kV 主変圧器 (No.3 号機) については、すでに準備されている屋外の当該変圧器用基礎上に設置する。

なお、当該変圧器用の制御・監視盤は運用の容易性から、本計画で設置する発電機用制御・監視盤の横に設置する。また、主変圧器保護継電器盤は、本計画で調達する直流 110V 設備と同様に発電建屋の電気室内に設置し、制御室からの運転・維持管理が容易になる様に配慮する。

(2) 基本計画の概要

前述 (3-3-1 参照) の基本設計方針及び設計基準、施設配置計画を踏まえた本計画の基本計画の概要は、表 3-3-2 に示すとおりである。

表 3-3-2 基本計画の概要

	計画内容
発電設備の調達と据付	(1) ディーゼル発電設備 (4.2MW) の調達と据付 (2) 当該発電設備に必要な下記機械設備の調達と据付 ・燃料供給設備 ・潤滑油清浄設備 ・吸排気設備 ・冷却水設備 ・圧縮空気設備 ・排油処理設備 (3) 当該発電設備に必要な下記電気設備の調達と据付け 1) 発電機補機 ・発電機制御・監視盤 ・発電機保護継電器盤 ・直流電源設備 ・低圧動力盤 2) 11/33kV 高圧電気設備 ・33kV 高圧盤 ・11/33kV 主変圧器 ・11kV 高圧盤 ・主変圧器保護継電器盤 ・11/33kV 制御・監視盤 ・11/0.415kV 所内変圧器 ・配線設備 (4) 発電設備及び補機の子備品、保守点検用道具の調達 (5) 発電設備及び補機の運転操作、保守点検、整備マニュアルの調達と OJT の実施
既設発電建屋改修工事	(1) 発電建屋の改修 (ダクト等の壁貫通工事) (2) 発電機、エンジン、燃料小出槽及び補機の基礎の建設

(3) 発電設備計画

本計画でルンガ発電所に建設される発電設備の内容は以下のとおりである。なお、各設備・機器の概略仕様は表 3-3-5 に示すとおりである。

1) 基本事項

① 発電設備の選定

発電設備は、「ソ」諸島の既存施設との整合性、運転・維持管理の容易性、緊急性等を考慮して、ディーゼル発電設備とする。

② 燃料の組成

現在、既設のルンガ及びホニアラ発電所で使用されている燃料は、モービル石油が

供給しているディーゼル油である。本計画で建設される発電設備の燃料も、既設発電所で使用されている燃料と同様のものが使用される予定であり、その組成は表 3-3-3 に示すとおりである。

表 3-3-3 燃料組成表

項目	単位	試験方法	組成
比重	15/4	JIS K 2249	0.853
API度 60°F	°C		34.30
アニリン点	°C	JIS K 2256	71
引火点	°C	JIS K 2265	80 (PMC)
粘度 50°C	C St	JIS K 2283	2.9
100°C	C St	JIS K 2283	1.38
流動点	°C	JIS K 2269	-10 以下
反応		JIS K 2252	中性
硫黄分	wt%	JIS K 2541	0.17
水分	wt%	JIS K 2275	0.02 以下
灰分	wt%	JIS K 2272	0.01 以下
残留炭素分	wt%	JIS K 2270	0.01 以下
水素分	wt%		13.0
窒素分	wt%	JIS K 2609	0.04
セジメント	wt%	JIS K 2601	0.01 以下
ディーゼル指数			54.8
発熱量 (高位)	kcal/kg	JIS K 2279	10,780
発熱量 (低位)	kcal/kg	JIS K 2279	10,080

出所：調査団分析結果

③ 潤滑油の組成

潤滑油は発電設備製造会社によりその推奨される組成が違っている。しかし既設の発電所は燃料油と同様にモービル石油から潤滑油を購入しているため、モービル石油で納入が可能な潤滑油を使用することを推奨する。

④ 冷却水

既設ルンガ発電所の冷却水は、ホニアラ市の上水道網を利用しているが、断水等により供給水量が不足する場合は、敷地近くの井戸から供給している。なお、冷却水には雨水を利用することも考えられるが、当該発電所では冷却水として利用していない。このため新たな雨水利用の冷却水システムを採用することは、発電所全体の維持管理が複雑になり好ましくない。従って本計画でも既設設備を使用することとし、本計画の発電設備設置場所の近くにある既設冷却水配管の予備バルブから分岐する。既設冷却水

の分析結果を表 3-3-4 に示す。

表 3-3-4 分析結果表

分析項目	単位	分析結果
pH (at 20°C)	—	8.2
電気伝導率 (at 25°C)	μS/cm	990
アルカリ度 (CaCO ₃ として)	mg/l	420
全 硬 質 (CaCO ₃ として)	mg/l	126
カルシウム硬質 (CaCO ₃ として)	mg/l	83
マグネシウム硬質 (CaCO ₃ として)	mg/l	43
DS	mg/l	600
COD	mg/l	1.0
T-Fe	mg/l	0.3 以下
Mn	mg/l	0.05 以下
SiO ₂	mg/l	35
Cl ⁻	mg/l	84
SO ₄ ²⁻	mg/l	7.5
ラングリア指数	—	+0.71

出所：調査団分析結果

表 3-3-4 に示すとおり、全硬度は、126mg/l であり、我が国の水道基準 (300mg/l 以下) と比較すると飲料水としては使用できるが、ラジエーター、一次冷却水冷却器等用としては硬度が高く、機器内にスケールが付着する恐れがある。そのため、本計画では全硬質を約 10mg/l 以下にするために、既設設備と同様に軟水装置を設置することとする。

2) 計画内容

① エンジン出力と発電機容量の検証

本計画の発電設備の設置目的は、電力供給力の緊急確保による電力の安定供給体制の確立にある。また、ルンガ発電所は、ホニアラ市のベース供給力をまかなう最重要発電所であり、将来の運転形態を考慮して導入する発電設備容量を決定する必要がある。以下の条件を満たすように当該発電設備容量を決定する。

- ・ 将来 (計画目標年次 2001 年) の安定した電力供給力を確保する。
- ・ 供給予備力を確保する。(発電予備力は、系統内の最大発電設備が故障・事故時または維持管理の停止時にも同発電設備容量を補えるものとする。)

「ソ」諸島のように、需要地が比較的狭い範囲の島嶼国の発電所における発電設備単機容量は、系統全体の電力需要の 25~30%程度とするのが、発電所の運用として効率的で、かつ経済的な運転・維持管理となることが、我が国の電力会社の経験から裏付けされており、一般的となっている。

本計画では、前述(2-4-3 参照)したとおり目標年次である2001年のホニアラ市の想定最大電力は約16.2MWであり、この場合の発電設備の最適な単機容量は約4MW(電力需要の約25%)となる。同年次での同市の全ての発電設備の現有出力の総計(総現有出力)は、本計画の発電設備(定格出力4.2MW)を含めると約20.9MWと想定される。また、需給バランス(総現有出力-最大電力)は約4.6MWとなり、ホニアラ市の電力系統で最大容量の発電設備であるルンガ発電所8号機(定格出力4.5MW、現有出力4.2MW)と同等の容量となり、必要な供給予備力が確保される。よって、「ソ」諸島から要請のあった発電設備(4.2MW×1台)の容量は妥当性があり、適切なものと判断される。

なお、当該発電設備の所要エンジン出力及び発電機の定格容量は、以下のとおり計算されるが、発電設備製造会社によりエンジン等の仕様は同一ではなく、多少の違いがあるので、下記計算値は一応の目安とする。

a) エンジン出力

$$P_e \geq \frac{P}{0.7355 \times \eta_c} = 6,011 \text{PS} \quad \begin{array}{l} P_e : \text{エンジン出力 (PS、馬力)} \\ P : \text{発電端出力 (4,200kW)} \\ \eta_c : \text{発電機効率 (95\%と仮定する)} \end{array}$$

≒ 約 6,020PS

b) 発電機容量

$$P_c = \frac{P}{P_f} = 5,250 \text{kVA} \quad \begin{array}{l} P_c : \text{発電機容量 (kVA)} \\ P : \text{発電端出力 (4,200kW)} \\ P_f : \text{発電機力率 0.8} \end{array}$$

② 機械設備計画

a) 燃料供給計画

ルンガ発電所には55m³の既設主燃料タンクが4基あり、それらタンクに必要な燃料は、供給契約を結んでいるモバイル石油がタンクローリーで輸送している。

また、既設発電建屋内には、本計画用に上記燃料タンクと関係している燃料配管が準備されているので、これを有効利用し燃料供給を行う計画とし、新たな燃料タンクは設置しない。但し、主燃料タンク及び共通配管系統の異常時に対応するため既設発電設備と同様に小容量の燃料小出槽(1基)を屋外に新たに設置することとする。設置場所は発電建屋の北側(基本設計図G-01参照)とする。

燃料は既設タンクから重力で燃料小出槽に給油され、エンジンへの燃料供給は燃料小出槽から燃料移送ポンプでエンジンに供給する。燃料油系統図を基本設計図

M-01 に示す。

燃料小出槽

燃料小出槽は当該発電設備が約 2 時間運転に必要な容量とする。容量は下記により計算される。

$$V_s = V \times 4,200\text{kW} \times 2\text{時間} \approx 2.32\text{m}^3$$

但し、

V_s : 燃料小出槽の容量

V : 発電設備 (定格出力 4.2MW) 1 台当たりの燃料消費量 (0.235 t/kWh)。
但し燃料の比重を 0.85 と仮定する。

従って燃料小出槽の容量は多少の余裕を考慮し、2.5m³とする。

b) 潤滑油設備

当該発電所には共用の潤滑油設備がないため、本計画では当該発電設備専用の潤滑油設備を設けることとする。

潤滑油は発電建屋の屋外のドラム缶から潤滑油移送ポンプでエンジンに供給する。基本設計図 M-02 に潤滑油系統図を示す。

c) 冷却水設備

前述 [3-3-2, (3), 1) ④項参照] したとおり、既設の水タンクに貯留されている市水を、硬度を改善するための軟水装置を通した後、冷却水として利用する。冷却方式は既設設備に利用されているラジエーター方式を採用する。尚、軟水装置を通した後の水の一部は潤滑油清浄機へも供給する。基本設計図 M-03 に冷却水系統図を示す。

d) 圧縮空気設備

既設発電所は、全発電設備に共用の圧縮空気設備があり、本計画で調達する発電設備用として、接続用のフランジが準備されている。このため本計画の発電設備用は、同フランジから空気配管を延長し、圧縮空気槽を経由して、エンジン本体までの必要設備を設置することとする。基本設計図 M-04 に圧縮空気系統図を示す。

また、湿度が高いので、圧縮空気槽には自動排水弁を設ける。なお、同圧縮空気槽から減圧し、潤滑油清浄機へも圧縮空気を供給する。

e) 吸排気設備

エンジン燃焼用吸気及び燃焼ガスの排気は、専用のダクトにより必要な外部空気を過給機を通じて吸入し、燃焼後、消音器を経由して外部へ放出する。基本設計図 M-05 に吸・排気ガス系統図を示す。

f) 換気設備

既設発電建屋は自然換気のカラリ方式を採用しており、本計画用の換気容量も十分考慮されているため既設設備を流用するものとし、本計画では新たな設備を設置しない。排気は発電建屋の屋根に設けられた排気用ガラリを利用する。

g) スラッジ処理設備

当該発電所には既設発電機のため屋外に油水分離槽が設置されているが、雨期に雨水が混入し、廃油が溢れ出すなど環境汚染を引き起こすことが懸念される。このため、本計画では当該設備専用のスラッジ分離タンク及び油水分離装置を設け、廃油と水分を分離し、分離された水分のみを既設排水路へ排水することにより、当該発電設備からの環境汚染を防止することとする。基本設計図 M-02 にスラッジ処理系統図を示す。

なお、分離されたスラッジや廃油を適切に処理するため、焼却炉を設ける。

h) 配管経路

当該発電設備に必要で、屋外に敷設される配管は下記の種類がある。配管には運転に必要な色分け及び流れ方向を明記することとする。

- －燃料油配管
- －潤滑油配管
- －冷却水配管
- －圧縮空気配管
- －廃油配管
- －排水配管

③ 電気設備

本計画で建設される発電設備の発電電圧は、11kV とする。これはルンガ発電所に設置されている既設発電設備が 11kV で発電されていること、既設高圧配電盤 (11kV) への接続に変圧器が不用となるなど、経済性が高いこと、既設設備との整合性が確保されることなどによる。

主な電気設備の計画内容は以下のとおりである。

a) 現場制御盤

発電設備の機側に設置し、発電設備の起動、停止、制御、計測、警報等に用いる現場操作盤

b) 発電機制御・監視盤

本計画で整備される発電設備、OLTC、高圧盤、補機等を制御室で一括監視、制御するための制御・監視盤。

なお、ブラシレス・サイリスター方式の励磁用制御装置を発電機制御盤内に設け、また、発電機の同期投入操作も制御室から行う。

c) 直流電源装置

当該発電設備及び補機の起動、停止、制御、計測、警報等用の電源として、直流電源装置を発電建屋内の電気室内に設置する。直流電源は110Vとする。

d) 低圧動力盤

発電設備の機側に補機の起動、停止用動力盤を設ける。この盤には、計測及び警報設備を設ける。

e) 接地設備

ルンガ発電所では共通接地方式を採用している。従って当該発電設備においても以下の接地設備毎に、既設接地網に接続することとする。

- －電力系統の地絡保護を目的とした接地設備
- －金属体、電気機器からの感電防止を目的とする接地設備
- －落雷から施設・機材を守る避雷設備

f) ケーブル敷設経路

発電設備から11kV高圧盤、主変圧器、33kV高圧盤、制御・保護盤までの電力及び制御ケーブルは、既設発電建屋に既に敷設されているピット及び電線管を使用して、布設する。

なお、ピット内には、ケーブル・トレイを設け、ケーブルの保守性を良くする。

g) 33kV高圧設備

当該発電設備からの発電電力を既設送電網に接続するため、33kV高圧盤1面を設置するものとし、設置位置は保守・運用性を考慮し既設と列盤配置とする。同高圧

盤には主変圧器及び 33kV 母線保護等に必要な変成器、操作スイッチ、表示ランプ等を設けると同時に、既設の盤と列盤構成となることから、盤の形状は可能な限り既設と同一とする。（基本設計図 G-03 参照）

なお、本高圧盤の操作用直流電源は既設盤から分枝するため、直流 48V とする。
またスペースヒータ用電源も既設盤から分枝することとし、交流 240V とする。

h) 主変圧器

発電電圧 11kV を 33kV 送電電圧に昇圧するため、11/33kV の主変圧器を 1 台設ける。同変圧器の 33kV 側は、送電電圧に直接影響を及ぼすため、負荷時電圧調整器 (OLTC) を設け、適切な送電電圧の維持が出来る様にする。

なお、既設 No.2 主変圧器の横に、本計画用主変圧器 (No.3 号機) の設置場所が確保されているので、ここに設置する。また、サージ電圧対策として、避雷器を 33kV 側に設ける。

また、保護継電器盤を、発電建屋の電気室に設置する。

i) 11kV 高圧設備

既設電気品建屋内に、発電機用遮断器盤、母線連結遮断器及び本計画用の主変圧器用フィーダ盤を設ける。同高圧盤には、操作スイッチ、表示ランプ等を設けると同時に、既設と列盤構成となることから、盤の形状は既設設備と同一とする。

なお、本高圧盤の操作用直流電源は、既設から分枝するため、直流 48V とし、スペースヒータ用は交流 240V とする。

j) 11/33kV 制御・監視盤

11kV 及び 33kV 高圧盤の開閉器の入切り及び主変圧器の負荷時電圧調整装置の制御を行う。

k) 所内用変圧盤

当該発電機の補機設備の電源用として、屋外型の所内用変圧器を設置する。当該変圧器は既設発電設備 (8 号機) と共用設備とし、変圧器容量は、既設発電設備 (No.8 号機) 用補機電源を考慮して 630kVA とする。

なお、同変圧器は、既設 No.2 所内変圧器移設後の基礎上に設置する。

3) 主要機器の概略仕様

前述した設計方針、設計基準、設計条件、施設・機材配置計画等に留意し、本計画で

建設される発電設備の主要機器の仕様を以下のとおり策定する。

表 3-3-5 発電設備主要機器の概略仕様

番号	主要機器名	概略仕様
1.	ディーゼルエンジン	運転定格：連続（ベース負荷運転） 出力：発電端 4,200kW（約6,020PS） 回転数：750rpmを超えない エンジン形式：4ストロークサイクル、トランクピストン型、過給機付き水冷式VまたはLタイプのディーゼル機関 冷却方式：ラジエーター方式 燃料油：ディーゼル油 その他：共通台板式防振支持装置付き
2.	発電機	運転定格：連続 出力：5,250kVA（4,200kW） 周波数：50Hz 相数：3相 定格電圧：11kV 回転数：エンジンと同じ 力率：0.8（遅れ） 巻線接続方式：Y接続、中性線引出し 絶縁階級：F
3.	機械設備	
3.1	燃料供給設備 ① 燃料小出槽 ② 燃料供給ポンプ ③ 燃料流量計 ④ 燃料コシ器 ⑤ 燃料調圧弁 ⑥ 燃料ドレン排出ポンプ ⑦ 燃料ドレンタンク	2.5m ³ モーター、ギアポンプ、フィルター含む 階級0.5以下 一次、二次 モーター、ギアポンプ、フィルター含む 100%
3.2	潤滑油設備 ① 潤滑油移送ポンプ ② 潤滑油サンプタンク ③ 潤滑油プライミングポンプ ④ 潤滑油冷却器 ⑤ 潤滑油主コシ器 ⑥ 潤滑油逆洗コシ器 ⑦ 潤滑油清浄機ユニット ⑧ 潤滑油調圧弁	モーター、ギアポンプ、フィルター含む 約5,000% モーター、ギアポンプ含む 自動温度調整弁含む 50μ モーター、自動排出装置含む
3.3	冷却水設備 ① 一次冷却水タンク ② 一次冷却水ポンプ ③ 一次冷却水冷却器 ④ 冷却水温度調整弁 ⑤ ラジエーター ⑥ 2次冷却水ポンプ ⑦ 軟水装置 ⑧ 軟水供給ポンプ	300% モーター、渦巻ポンプ含む モーター、渦巻ポンプ含む モーター、渦巻ポンプ含む

番号	主要機器名	概略仕様
3.3	⑨ 軟水タンク ⑩ 膨張タンク ⑪ 軟水循環ポンプ	3,000 リットル 300 ℓ
3.4	圧縮空気設備 ① 圧縮空気槽 ② 減圧弁	連続3回起動可能な容量、自動排水弁付
3.5	吸排気設備 ① 吸気ダクト ② 吸気フィルター ③ 吸気消音器 ④ 排気消音器 ⑤ 排気ダクト	排気筒付き、排気口騒音 100dB(A)以下
3.6	スラッジ処理設備 ① 廃油タンク ② スラッジ排出ポンプ ③ スラッジタンク ④ 油水分離器 ⑤ 油水分離槽 ⑥ 廃油移送ポンプ ⑦ 油水分離器 ⑧ 油分チェックタンク ⑨ スラッジ移送ポンプ ⑩ 焼却炉	100 ℓ モーター、スクリーポンプ、0.5m ³ /時 1,000 ℓ モーター、スクリーポンプ、0.5m ³ /時 2m ³ モーター、スクリーポンプ、0.5m ³ /時 油分排水値：30ppm 以下 1,000 ℓ 50 ℓ/時
4.	電気設備 ① 33kV 高圧盤 ② 11kV 高圧盤 ③ 補機用低圧動力盤 ④ 発電機制御盤 ⑤ 高圧制御盤 ⑥ 保護継電器盤 ⑦ 主変圧器 ⑧ 直流電源設備 ⑨ 所内変圧器	33kV 遮断器、1,250A、50Hz、25kA (1秒) 11kV 遮断器、1,250A、50Hz、20kA (1秒) 自立型、補機制御盤を含む 自立型、AVR 盤、同期盤を含む 自立型、負荷時電圧調整装置を含む 発電機及び主変圧器用 屋外形、11/33kV 負荷時電圧調整器付、避雷器付、10/12.5MVA (ONANONAF) 鉛蓄電池、110V 屋外自冷型、630kVA 11/0.415kV

(4) 既設発電建屋の改修計画

1) 計画内容

本計画でルンガ発電所で改修される施設は以下のとおりである。

- － 発電建屋 : 北側面の壁貫通部の改造
- － 設備基礎 (一式) : エンジン、発電機、オイルタンク、ラジエーター、スラッジ処理設備等基礎の建設

2) 改修の内容

既設発電建屋には、既に本計画用発電設備の設置場所が準備されている。従って、本計画における主な改修内容は以下のとおりである。

- ① ディーゼル発電機用基礎の建設
- ② 屋外設置補機用基礎の建設
- ③ 建屋側面のダクトの貫通部の改修、等

(5) 実習訓練 (OJT) 計画

本計画対象の発電設備は、単機出力が 4.2 MW と比較的大型であることから、運転開始後の円滑な運営を図るために、工事期間及び供用開始後において必要となる OJT 計画を提案する。

1) 据付工事中の OJT 計画

① OJT の目的

本計画で調達・据付される資機材の運転・維持管理技術を、据付工事期間中に、「ソ」諸島側カウンターパートに移転する。

本計画で導入する発電設備の仕様、グレードは、既設設備の運転・維持管理に携わっている技術者の保有する技術レベルを考慮して選定されている。また、ディーゼルエンジン発電設備の基礎的な技術には、当該発電設備と既設発電設備の間、また製造会社間に大きな差はない。

しかしながら、殆どどの既設設備は 10 年以上経過した旧式の設備であり、既に製造業者も生産を中止している形式がある。そのため、本計画で建設される発電設備の各機械部品、電気部品、計装品及びそれらを組み合わせたシステムは、既設発電設備には使用されていないことも予想されるので、据付工事期間中に製造会社から派遣される技術者によって、「ソ」諸島側技術者に運転・維持管理技術の実習訓練 (OJT) を実施することとする。更にこの OJT を通して、「ソ」諸島側技術者が保有する基礎技術についても再教育を実施すれば、当該発電設備の運転開始後の効率的、効果的で、安全性の高い運転・維持管理を図ることが出来る。

② 計画内容

a) OJT 実施期間と実施場所

- ・座学 : 約 1 週間 (現場)
- ・現場実習 : 約 3 ヶ月 (現場)

b) インストラクター

日本の当該工事請負業者が納入する発電設備の製造会社から派遣される機材据付、試運転・調整技術者をインストラクターとする。

c) 研修員

OJT を受講する「ソ」諸島側研修員は、当該発電設備運転開始後に、直接運転・維持管理業務に携わる SIEA 運転員及び保守要員とし、下記要員が OJT を受講する。従って、本計画の「ソ」諸島側実施機関である SIEA は、発電設備の据付工事が開始されるまでに、具体的に研修員を任命するものとする。

- ー総括技術者 : 1名
- ー運転要員 : 電気技術者: 1名
機械技術者: 1名
電気技能者: 2名
機械技能者: 2名
- ー保守要員 : 電気技術者: 1名
機械技術者: 1名
電気技能者: 2名
機械技能者: 3名

d) 研修内容

ー座学

運転保守マニュアル及び視聴覚器材(テレビ、ビデオ等)を使用して、当該発電設備を中心とした下記基礎教育を行う。

- ・当該発電設備の特性、構造等
- ・運転・保守管理の基礎(スケジュールコントロール、予防保全の基礎的考え方、設備機能、事故・故障対策の基礎、予備品及び工具の管理、図面、書類の管理)

ー実地研修

日本側の請負業者が機材の据付、試運転・調整期間中に、下記項目・内容の実施研修を現場にて行う。

- ・シリンダーヘッドの開放、整備実習(機械)
- ・燃料弁の分解、整備実習(機械)
- ・吸排気弁のグラインダー仕上げ実習(機械)
- ・ピストンの分解、整備実習(機械)
- ・クランクピン軸受開放、点検実習(機械)
- ・電動ポンプの整備実習(機械)
- ・吸気フィルター、濾過器類の保守実習(機械)

- ・起動及び停止方法の実習（電気）
- ・故障時の緊急停止方法の実習（電気）
- ・監視、目視点検方法の実習（機械・電気）
- ・配管設備の保守実習（機械）
- ・ケーブルの保守実習（電気）

2) 供用開始後の専門技術者の派遣計画

① 派遣目的

当該発電設備供用開始後の当該発電設備の運転・維持管理技術の実務指導を行うために発電設備メーカーから専門技術者を派遣する。なお、当該技術者の派遣の必要性、活動内容等については、添付資料-7「技術指導に係わる活動計画」に示した。

② 派遣内容

a) 派遣時期

派遣期間は供用開始時からE/N期限内とし、5.5ヶ月間を限度とする。

b) 派遣技術者

機械技師、電気技師 各1名

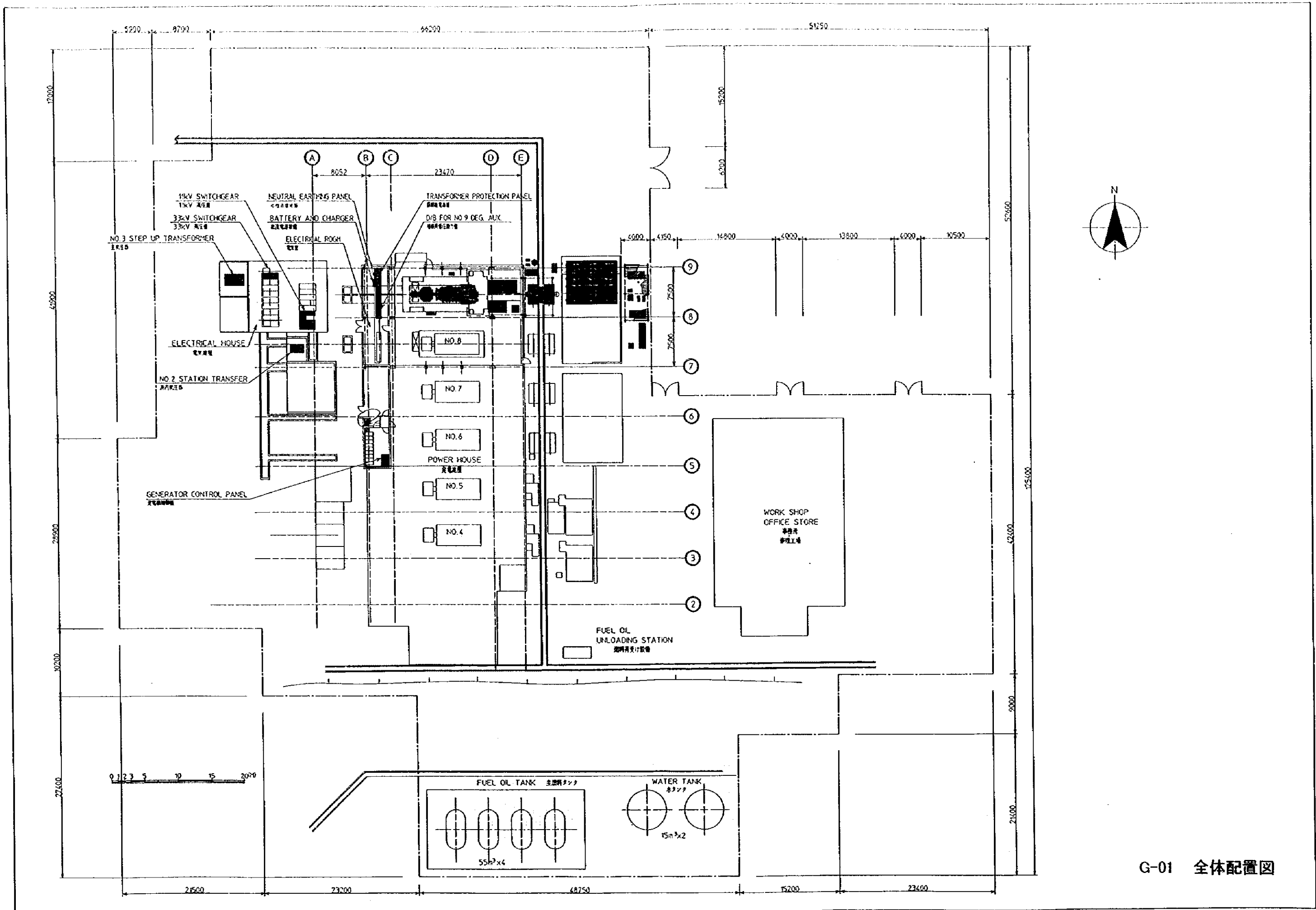
c) 派遣技術者の現地指導内容

- (i) 当該発電設備に関する運転・維持管理の技術指導（3,000時間運転時の小オーバーホール実施指導を含む）
- (ii) 当該発電設備に関する予防保全技術の教育

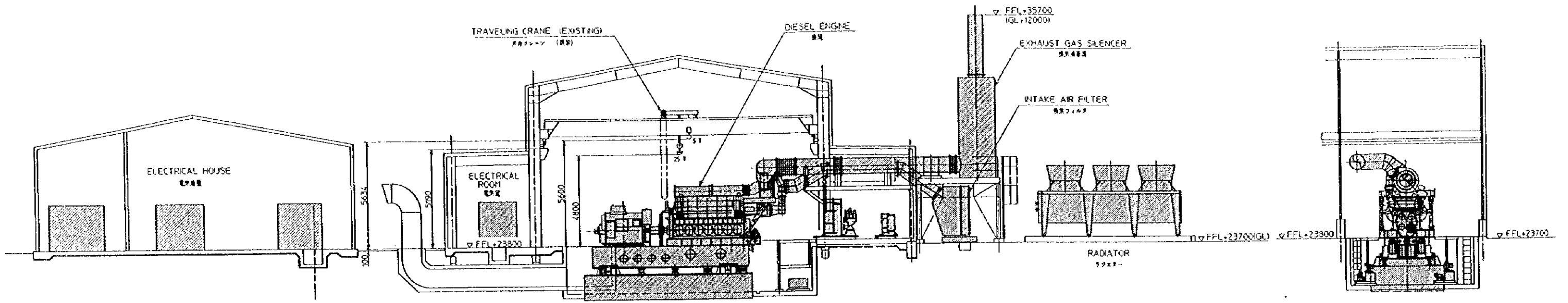
(6) 基本設計図

本計画の本設計図は、以下のとおりである。

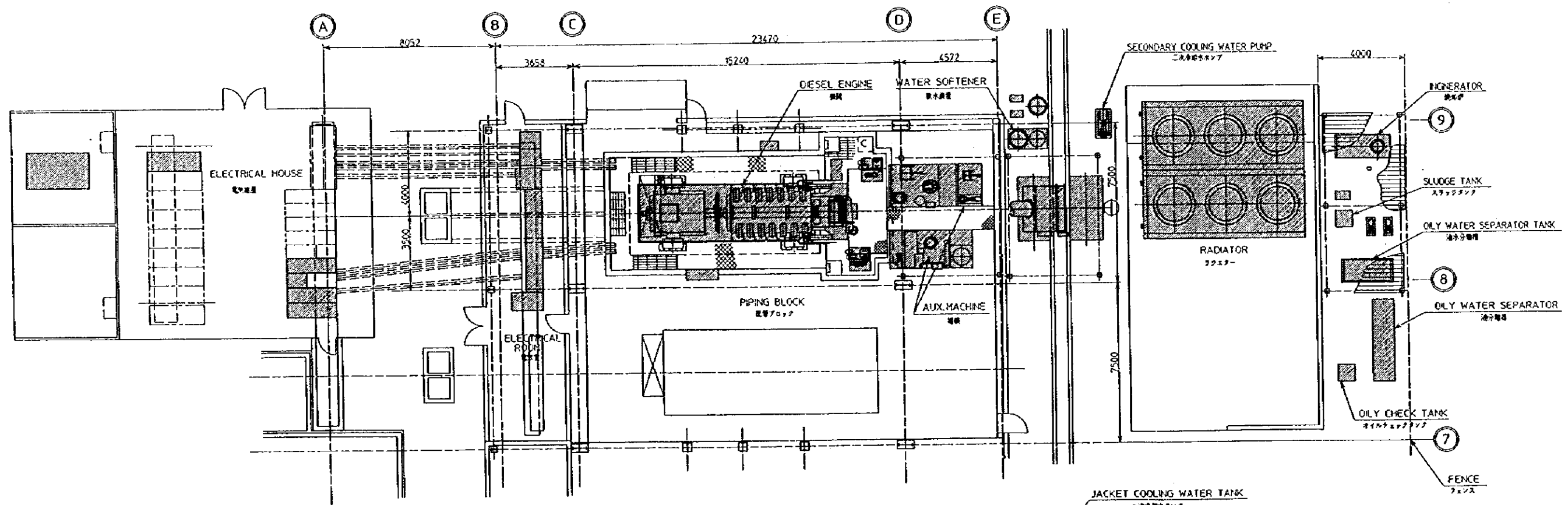
- G-01 全体配置図
- G-02 発電設備配置図
- G-03 33kV及び11kV設備配置図
- M-01 燃料油系統図
- M-02 潤滑油及びスラッジ処理系統図
- M-03 冷却水系統図
- M-04 圧縮空気系統図
- M-05 吸・排気ガス系統図
- E-01 単線結線図（高圧系統）
- E-02 単線結線図（所内動力）



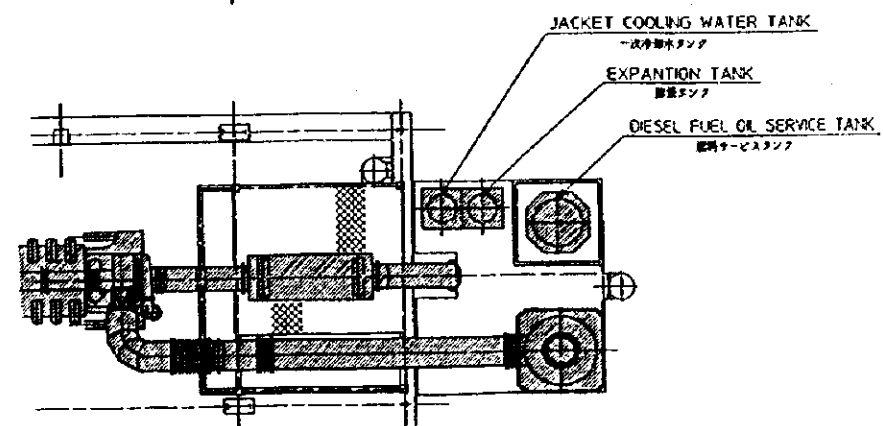
G-01 全体配置図



CROSS SECTION
立見



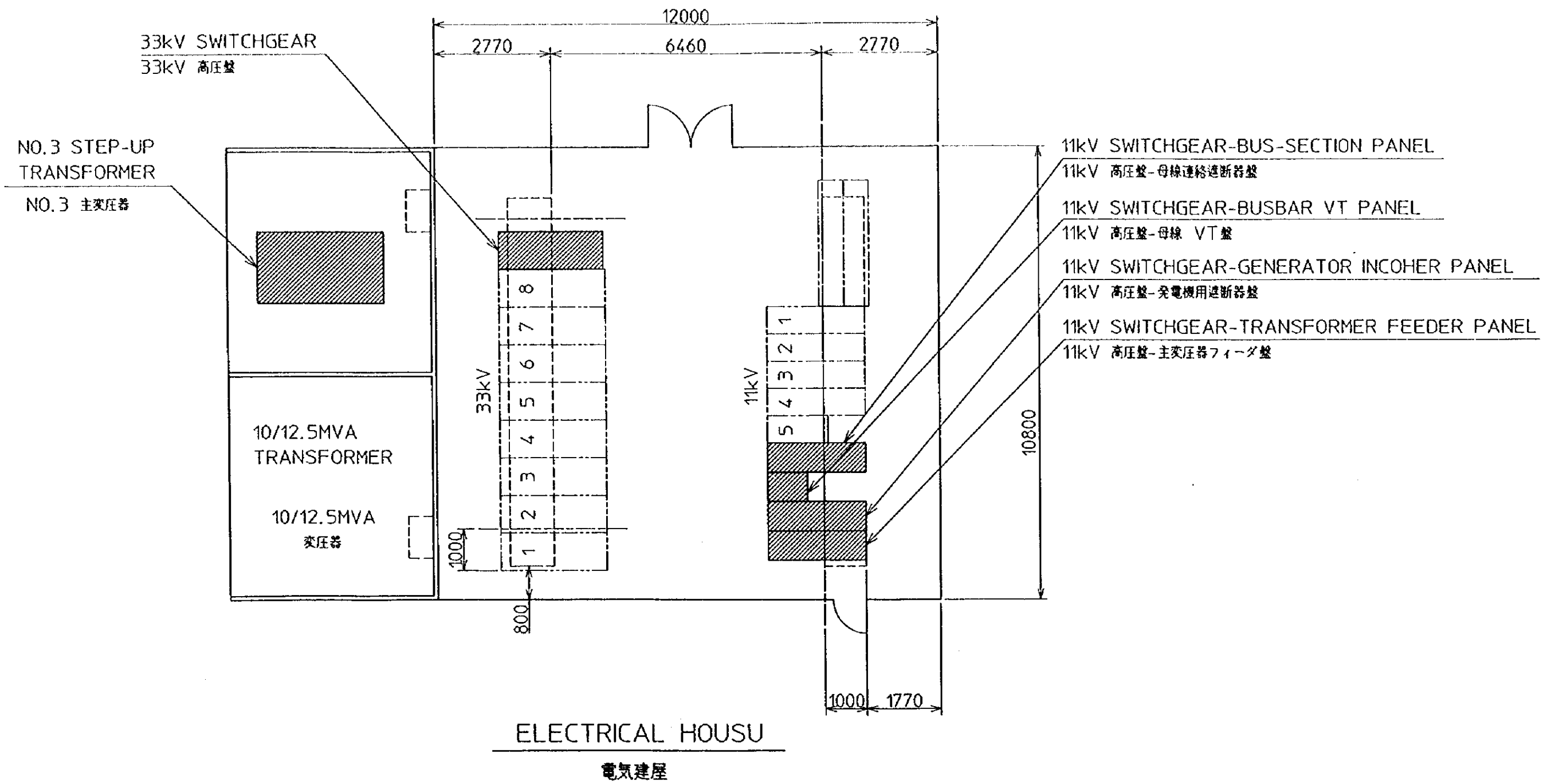
OUTDOOR AND FIRST FLOOR
平面図



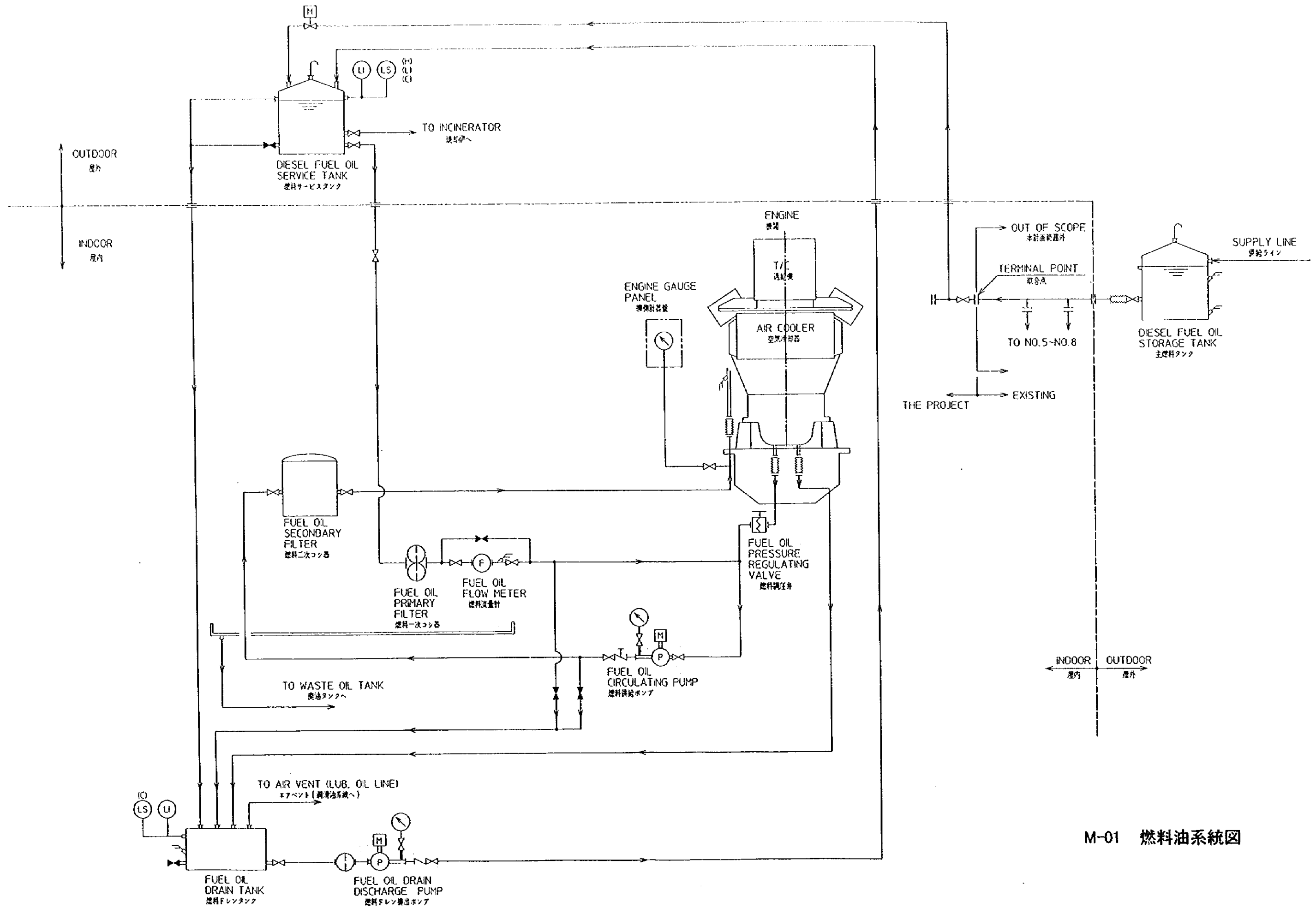
FFL+27100



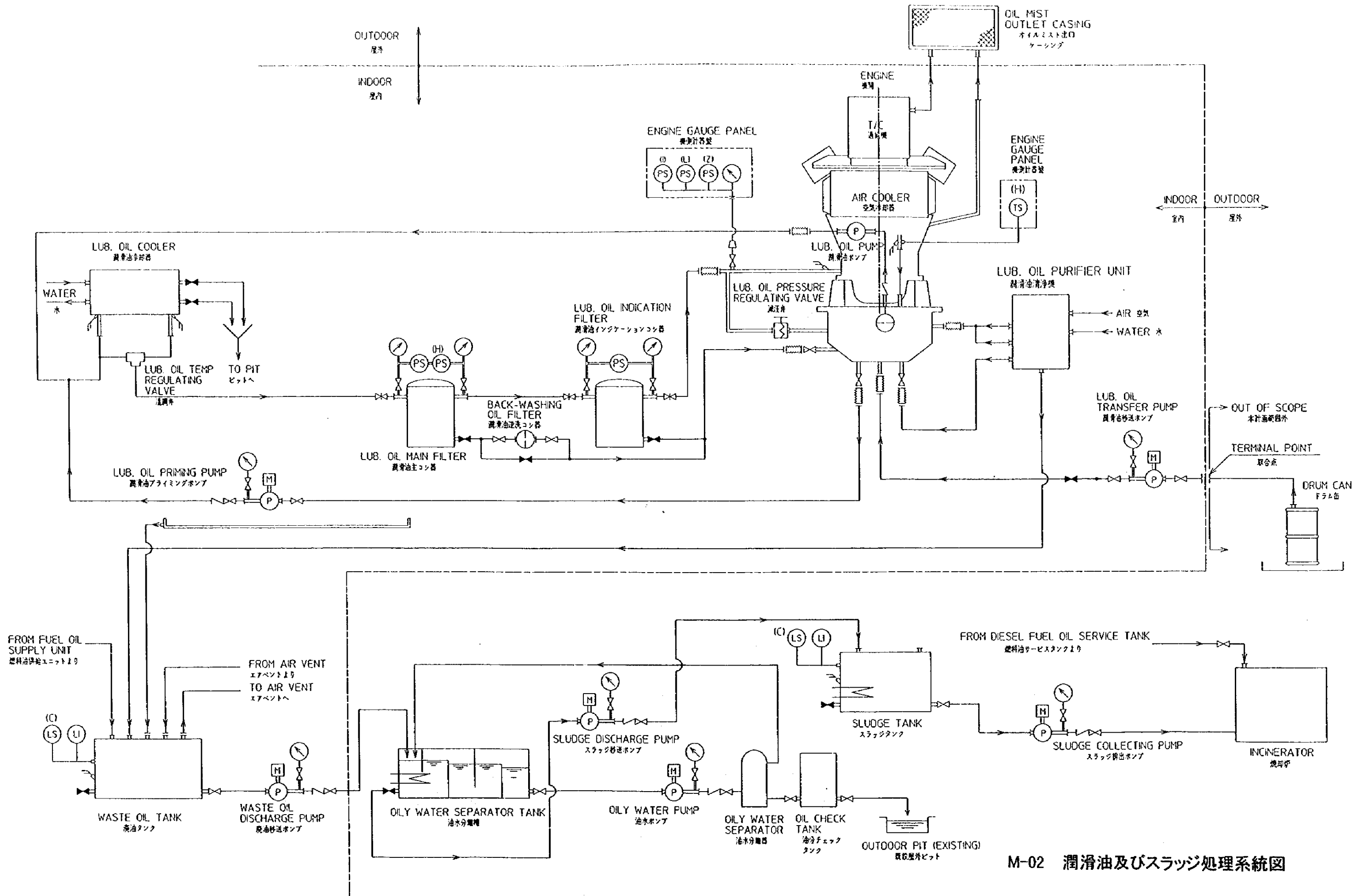
G-02 発電設備配置図



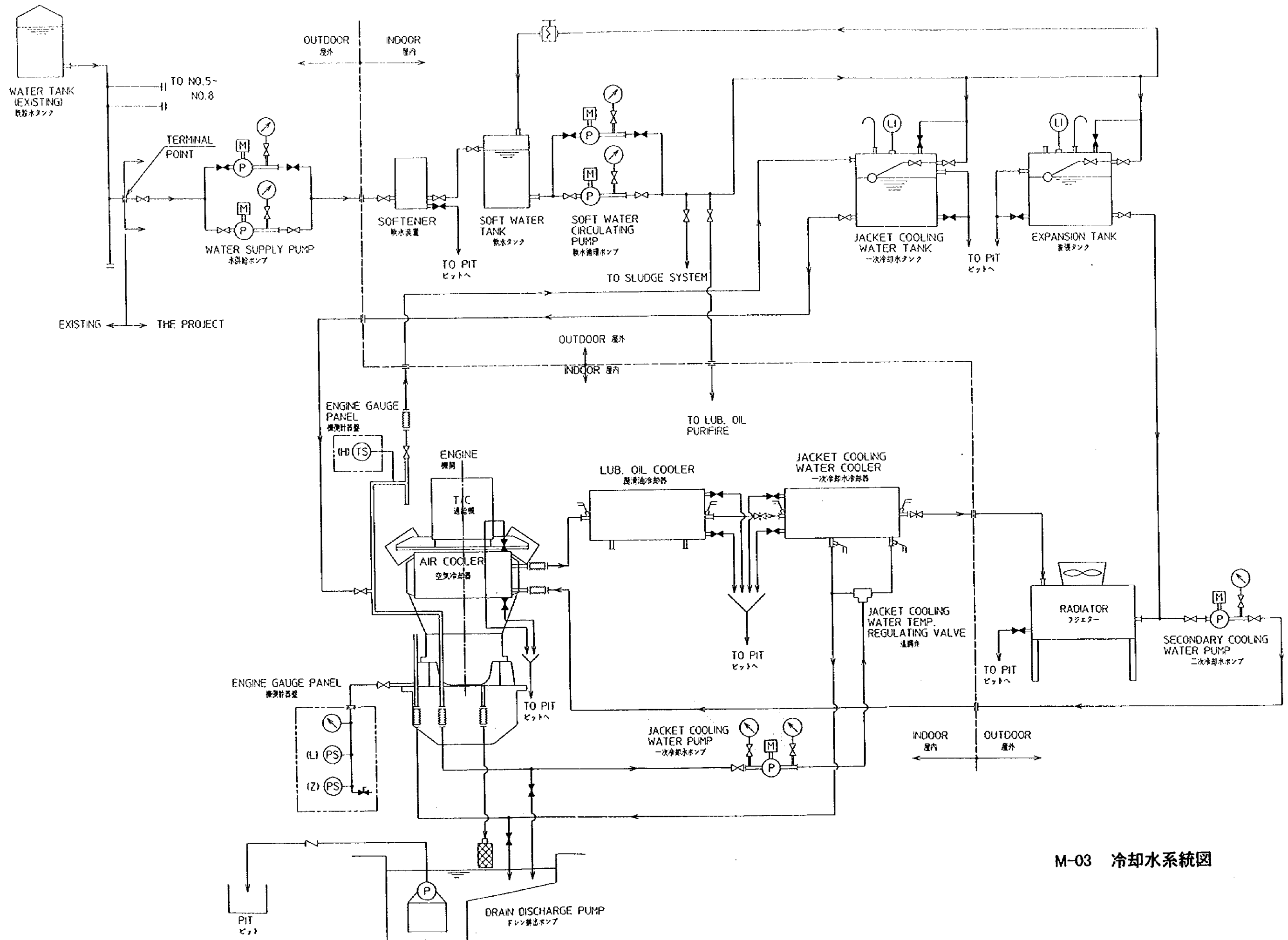
G-03 33kV 及び 11kV 設備配置図



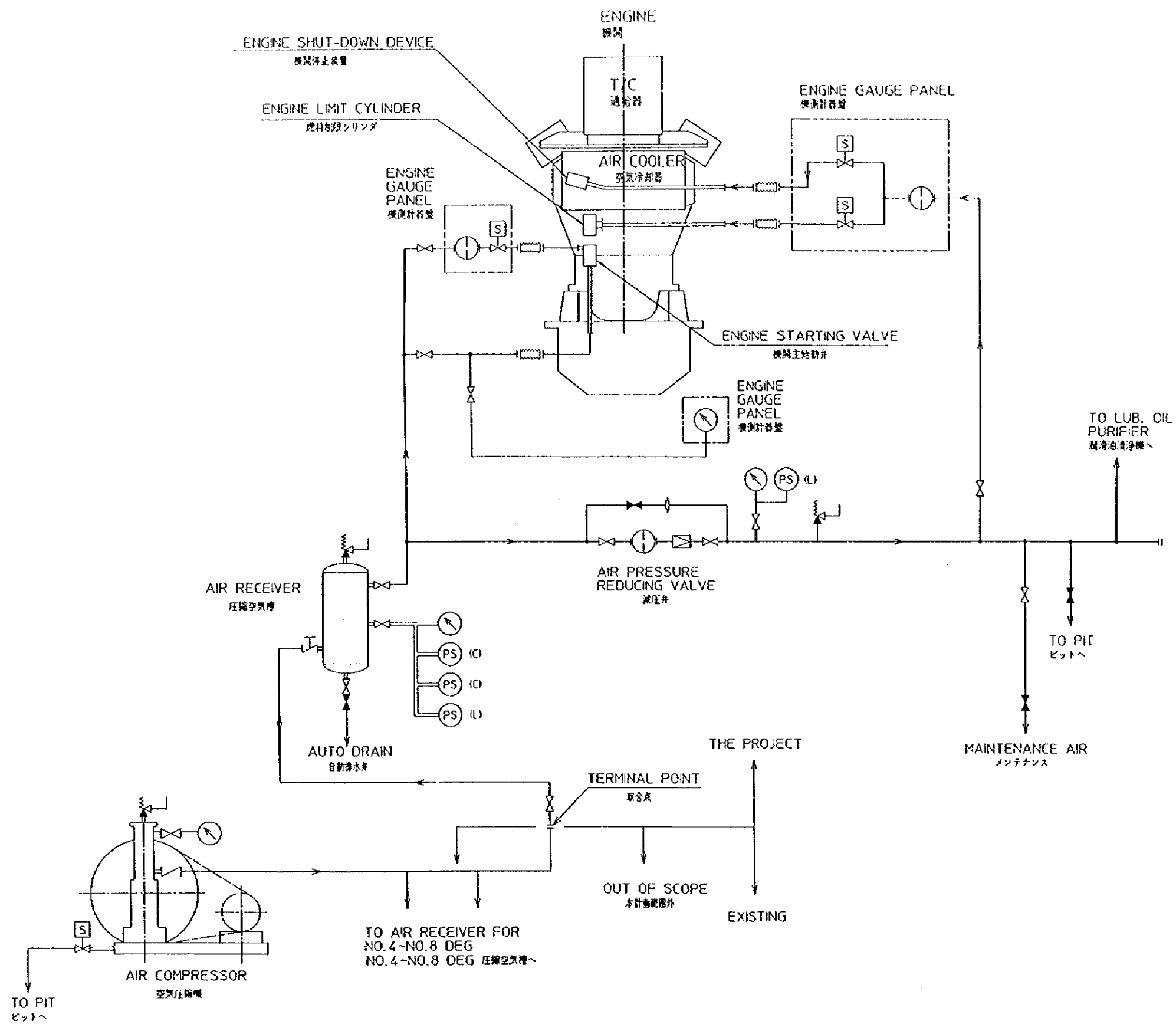
M-01 燃料油系統図



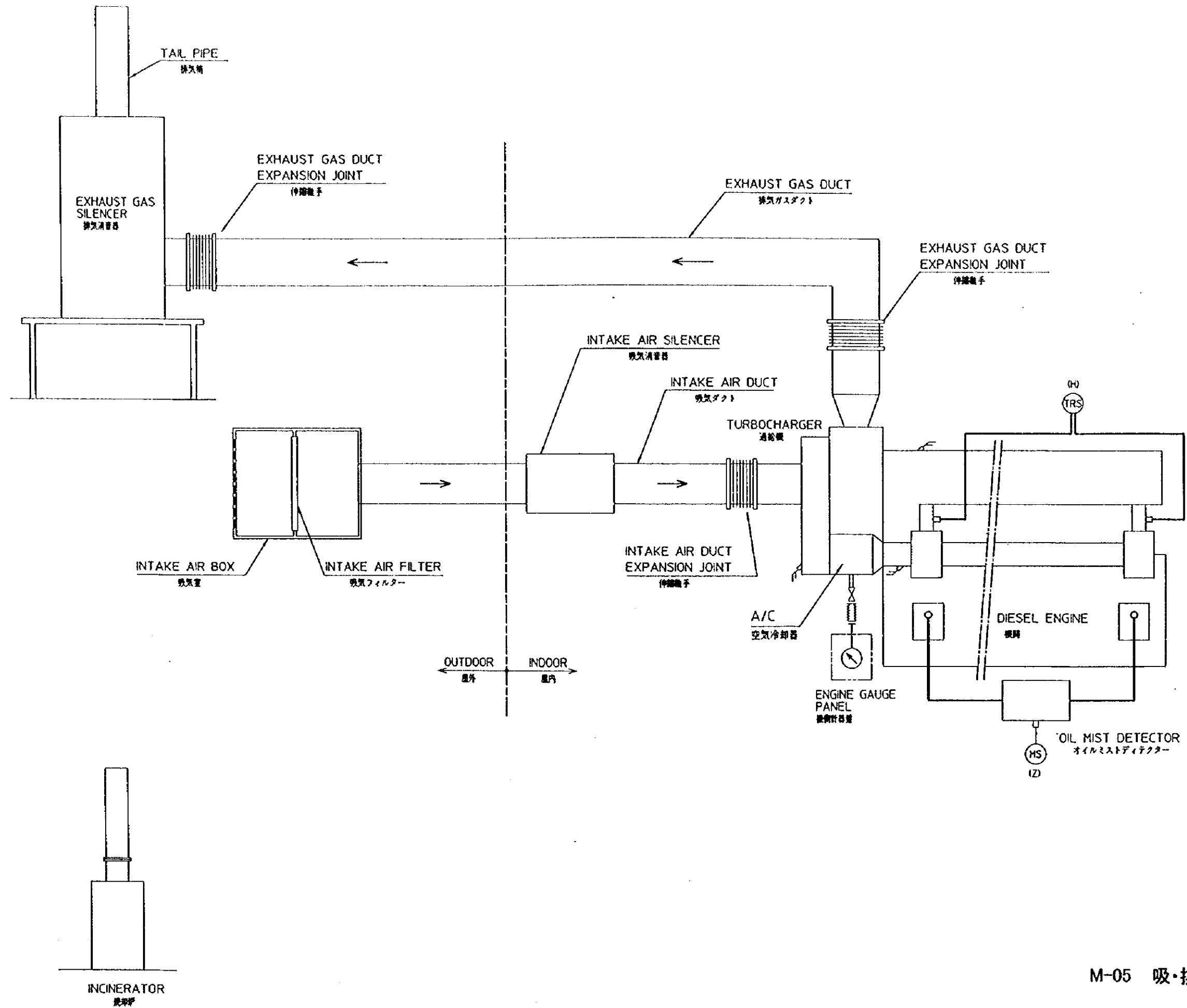
M-02 潤滑油及びスラッジ処理系統図



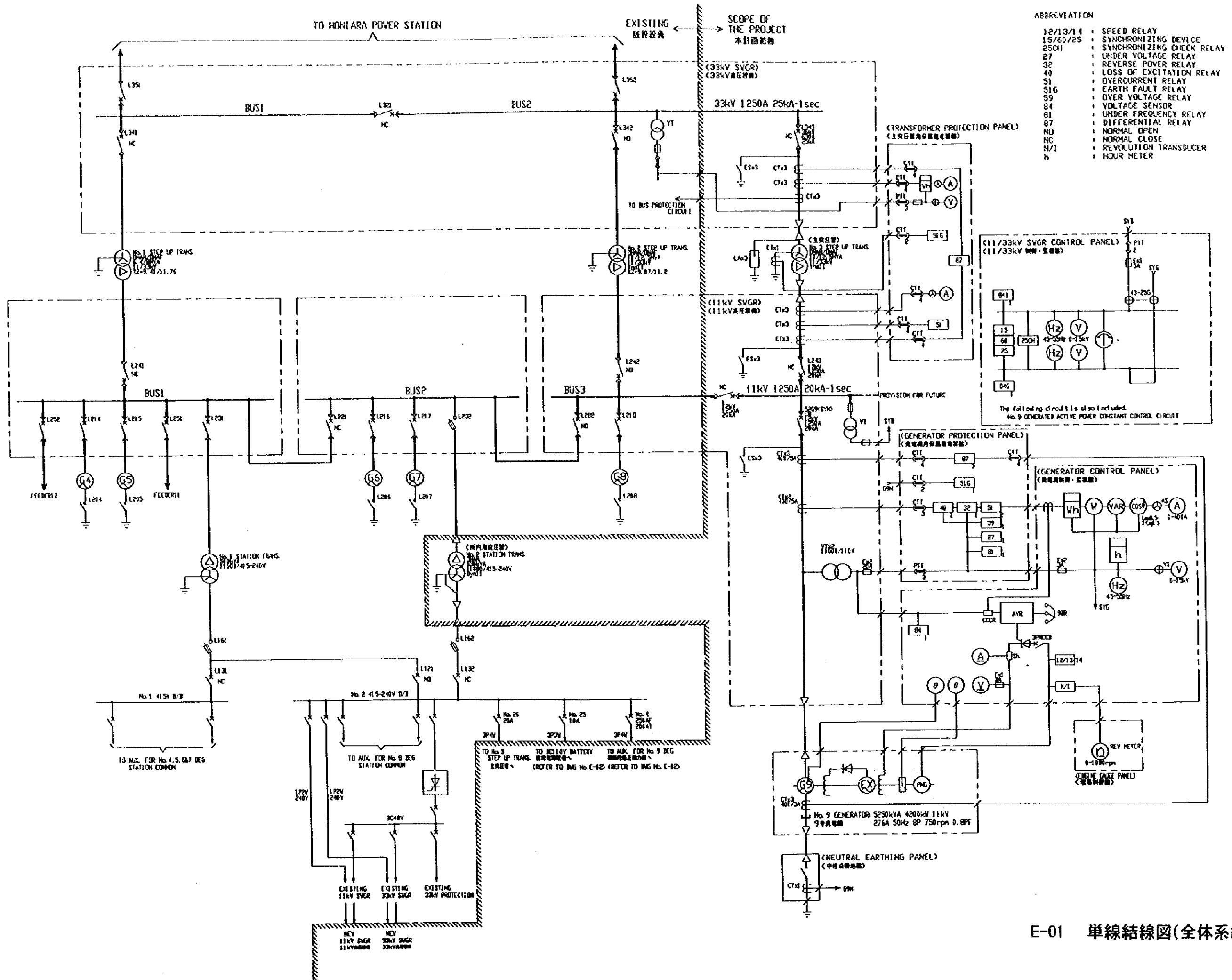
M-03 冷却水系統図



M-04 圧縮空気系統図



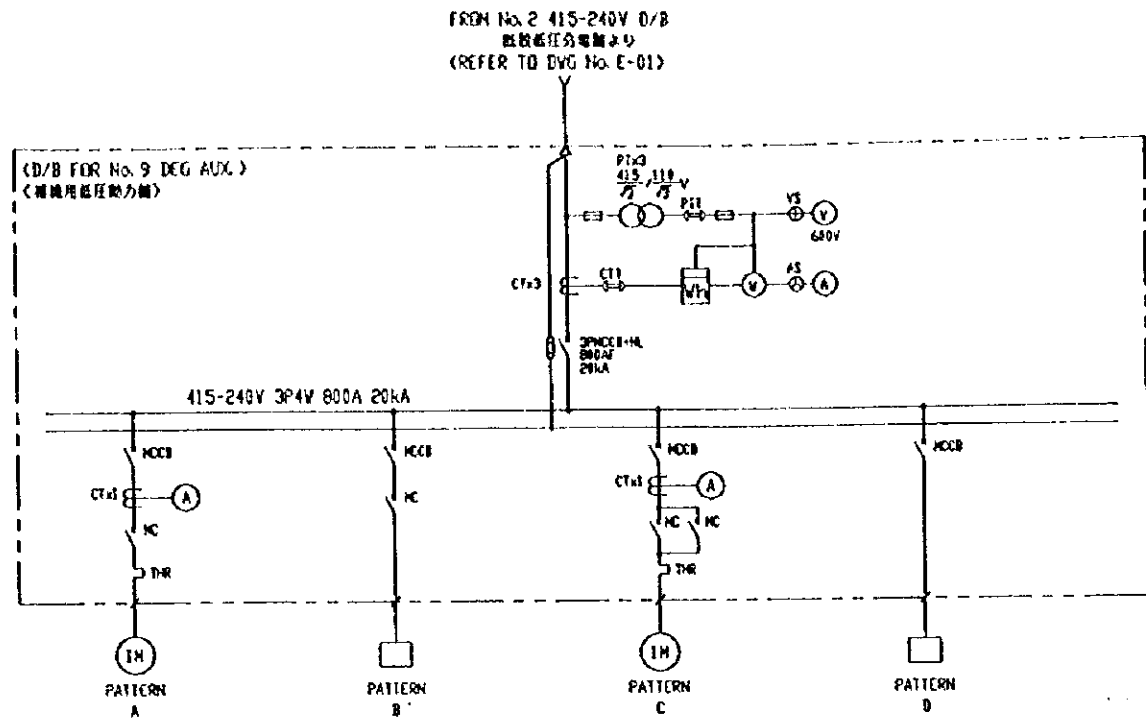
M-05 吸・排気ガス系統図



ABBREVIATION

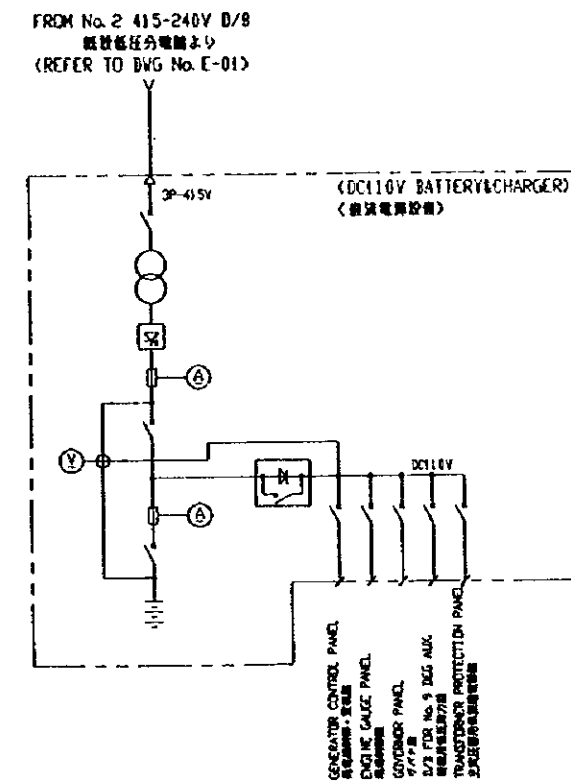
12/13/14	SPEED RELAY
15/60/25	SYNCHRONIZING DEVICE
25CH	SYNCHRONIZING CHECK RELAY
27	UNDER VOLTAGE RELAY
32	REVERSE POWER RELAY
40	LOSS OF EXCITATION RELAY
51	OVERCURRENT RELAY
51G	EARTH FAULT RELAY
59	OVER VOLTAGE RELAY
84	VOLTAGE SENSOR
81	UNDER FREQUENCY RELAY
87	DIFFERENTIAL RELAY
NO	NORMAL OPEN
NC	NORMAL CLOSE
N/I	REVOLUTION TRANSDUCER
h	HOUR METER

E-01 単線結線図(全体系統)



ABBREVIATION
NL : NEUTRAL LINK

NO.	SERVICE	QTY	CAPACITY (kW)	VOLTAGE (V)	PATTERN	SELECTOR SWITCH	OPERATION	LOCAL STAND	REMARKS
1	FUEL OIL MOTOR VALVE	1	0.4	240	B	AUTO/MAN	AUTO (LEVEL)	YES	
2	FUEL OIL CIRCULATING PUMP	1	1.5	415	A	AUTO/MAN	AUTO (ENGINE)	YES	
3	FUEL OIL SECONDARY FILTER	1	0.06	240	D				MCCB FEEDER
4	FUEL OIL DRAIN DISCHARGE PUMP	1	0.75	415	A	AUTO/MAN	AUTO (LEVEL)	YES	
5	LUB. OIL TRANSFER PUMP	1	1.5	415	A		MANUAL	YES	
6	LUB. OIL PRIMING PUMP	1	5.5	415	A	AUTO/MAN	AUTO (ENGINE)	YES	
7	LUB. OIL MAIN FILTER	1	0.2	415	D				MCCB FEEDER
8	LUB. OIL PURIFIER UNIT	1	60	415	D				MCCB FEEDER
9	JACKET COOLING WATER PUMP	1	7.5	415	A	AUTO/MAN	AUTO (ENGINE)	YES	
10	SECONDARY COOLING WATER PUMP	1	30	415	A	AUTO/MAN	AUTO (ENGINE)	YES	
11	RADIATOR-1	1	18.5	415	A	AUTO/MAN	AUTO (ENGINE)	YES	
12	RADIATOR-2	1	18.5	415	A	AUTO/MAN	AUTO (ENGINE)	YES	
13	RADIATOR-3	1	18.5	415	A	AUTO/MAN	AUTO (ENGINE)	YES	
14	RADIATOR-4	1	18.5	415	A	AUTO/MAN	AUTO (ENGINE)	YES	
15	RADIATOR-5	1	18.5	415	A	AUTO/MAN	AUTO (ENGINE)	YES	
16	RADIATOR-6	1	18.5	415	A	AUTO/MAN	AUTO (ENGINE)	YES	
17	INTAKE AIR FILTER	1	0.4	415	D				
18	DRAIN PIT PUMP	1	1.5	415	A	AUTO/MAN	AUTO (LEVEL)	YES	
19	SLUDGE COLLECTING PUMP	1	0.75	415	A		MANUAL	YES	
20	HEATER FOR SLUDGE TANK	1	0	415	B	AUTO/MAN	AUTO (TEMP)	YES	
21	SLUDGE DISCHARGE PUMP	1	0.75	415	A	AUTO/MAN	AUTO (LEVEL)	YES	
22	WASTE OIL DISCHARGE PUMP	1	0.75	415	A		MANUAL	YES	
23	TURNING GEAR	1	1.5	415	C		MANUAL	YES	
24	GENERATOR SPACE HEATER	1	0.6	240	B		AUTO (ENGINE)		
25	GENERATOR CONTROL PANEL	1		240	D				MCCB FEEDER
26	ENGINE GAUGE PANEL	1	0.3	240	D				MCCB FEEDER
27	GOVERNOR PANEL	1	0.06	240	D				MCCB FEEDER
28	CHEMICAL FEED UNIT	1	0.06	415	D				MCCB FEEDER
29	INCINERATOR	1	10	415	D				MCCB FEEDER
30	OILY WATER SEPARATOR UNIT	1	2.5	415	D				MCCB FEEDER
31	WATER SOFTENER	1	3	415	D				MCCB FEEDER
32	OILY WATER SEPARATOR TANK HEATER (OILY WATER)	1	6	415	A	AUTO/MAN	AUTO (TEMP)	YES	
33	OILY WATER SEPARATOR TANK HEATER (OILY WATER)	1	6	415	A	AUTO/MAN	AUTO (TEMP)	YES	
34	OILY WATER SEPARATOR TANK HEATER (SLUDGE)	1	0	415	A	AUTO/MAN	AUTO (TEMP)	YES	
35	SOFT WATER CIRCULATING PUMP	2	2.2	415	A	AUTO/MAN	AUTO (ENGINE)	YES	
36	CITY WATER SUPPLY PUMP	2	1.5	415	A	AUTO/MAN	AUTO (LEVEL)	YES	
37	OILY WATER PUMP	1	0.75	415	A	AUTO/MAN	AUTO (LEVEL)	YES	



E-02 単線結線図(所内動力)

3-4 プロジェクトの実施体制

3-4-1 組織

本計画の「ソ」諸島側の実施体制は、鉱山・エネルギー省（MME：Ministry of Mines & Energy）が政策的指導を行う責任、監督省となり、ソロモン電力公社（SIEA：Solomon Islands Electricity Authority）が運営・維持管理を担当する実施機関となる。

鉱山・エネルギー省（MME）は本年8月の総選挙後の新政府によって、エネルギー・鉱山・鉱物省（MEMM：Ministry of Energy, Mines & Minerals）から改名された省であるが、実務内容は変更がなく、石油・電力に係わるエネルギー政策、SIEAの運営上の監督、並びに鉱物・水資源の政策管理を行っている。図3-4-1に鉱山・エネルギー省の組織を示す。

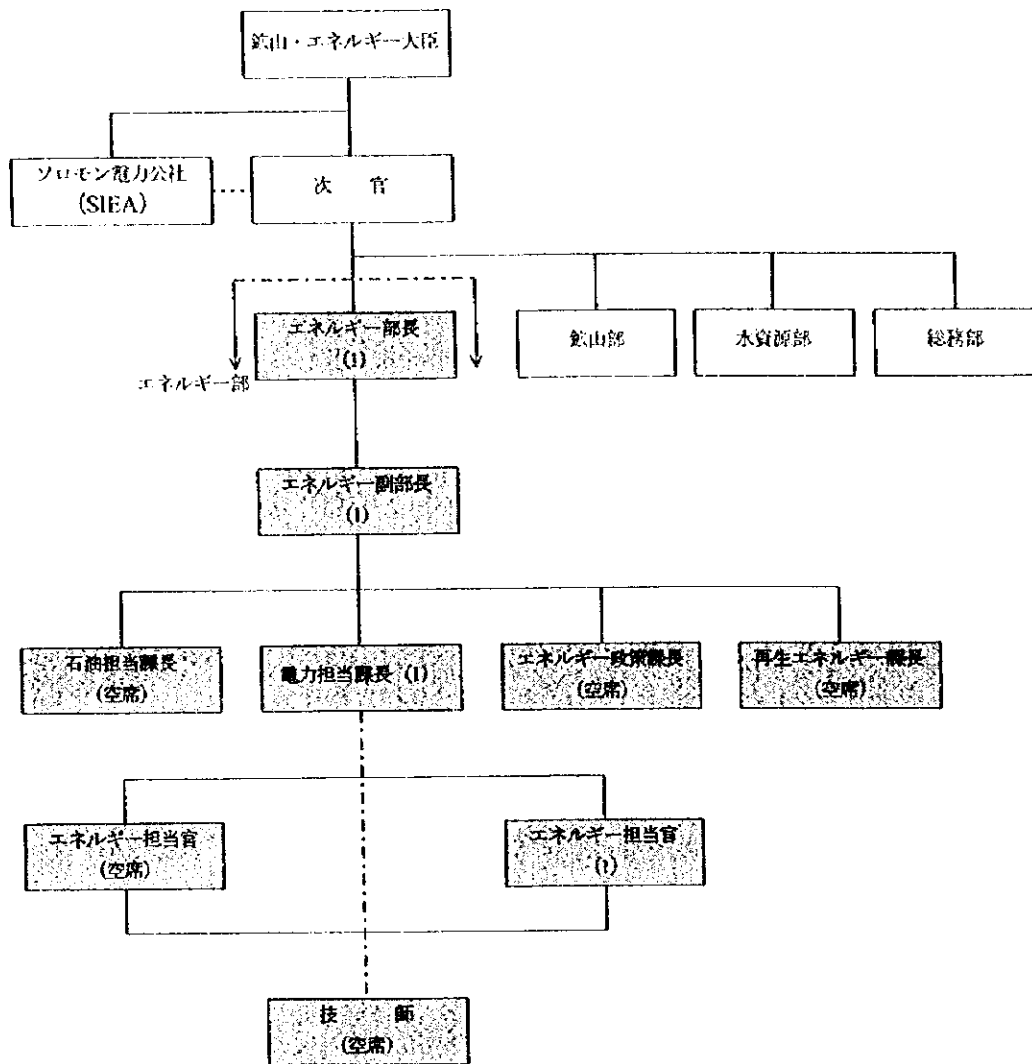
同省には、本計画を直接担当するエネルギー部の他に鉱物部、水資源部、総務・経理部がある。同図に示すとおりエネルギー部は9名の職員で構成されているが、今の所、内5名は空席となっており、現在はエネルギー部長を中心に4名の職員で運営している。

一方、ソロモン電力公社（SIEA）は、1969年に英国ソロモン電力公社（British Solomon Islands Electricity Authority：BSIEA）として「ソ」諸島のホニアラ、アウキ、ギゾ及びキラキラ地域の発電、送変電、配電網の建設、並びにこれら電力系統の運営を目的とし、運輸・公益公共事業省の監督の下に公営企業として設立された。その後、BSIEAは、「ソ」諸島が1978年の英国から独立するのに伴い、ソロモン電力公社（現在のSIEA）に改名し100%「ソ」諸島政府所有の国営企業として、全国で11の発電所を運営する「ソ」諸島唯一の電力事業体となった。職員数は、1997年11月現在197名である。

SIEAは、総裁により代表され、国会議員を含む8名の委員で構成される評議会方式によって運営されている。SIEAの総裁は、評議会の承認を得て決定され、任期は3年間である。図3-4-2にソロモン電力公社の組織を示す。

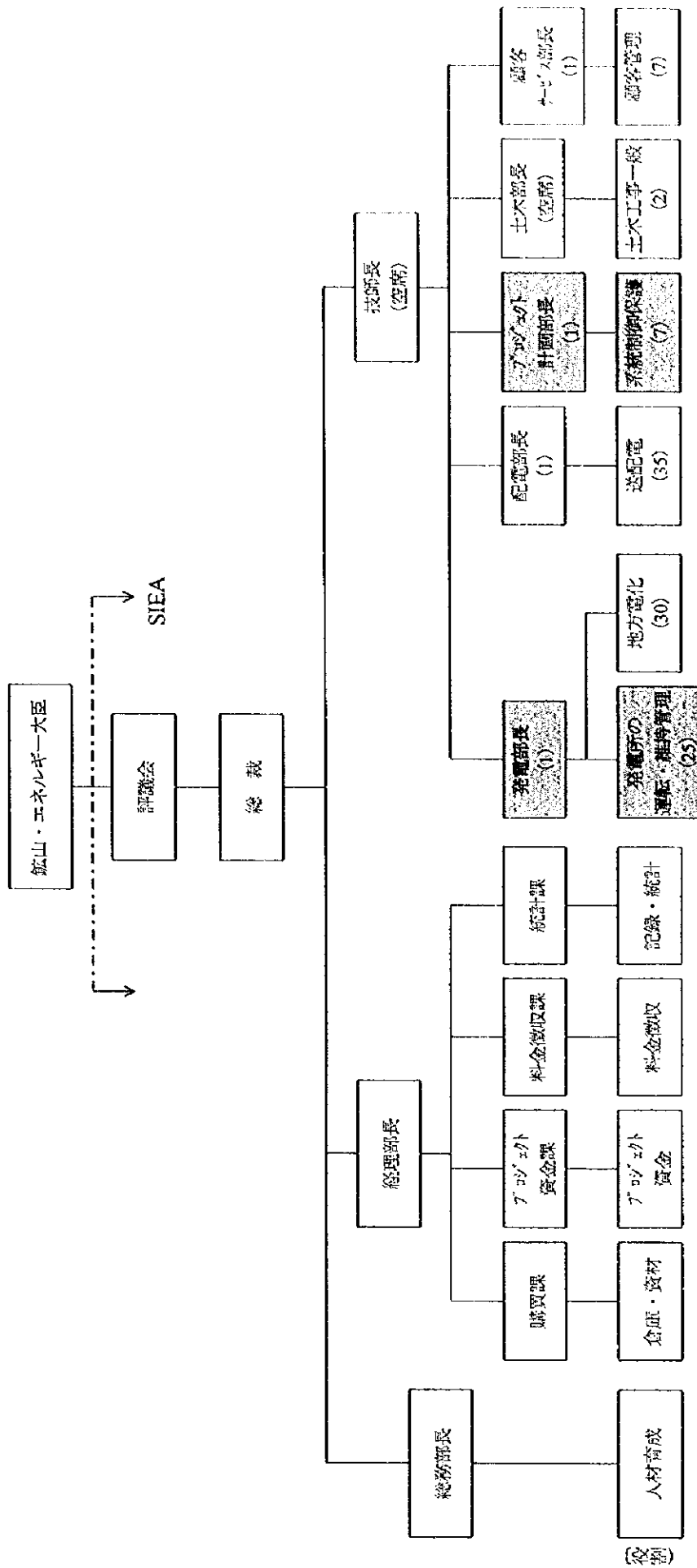
本計画の直接の担当部所は、プロジェクト計画部及び発電部であり、プロジェクト計画部長がプロジェクト全体の管理並びに電気関係の計画業務を行う。また、発電部長は機械関係の計画を担当すると共に供用開始後の運転・維持管理の実務を担当する予定である。

なお、MMEの次官は、SIEAの評議会議員も兼務しておりMMEとSIEAの意志疎通は良好である。また、SIEAは技術部門を統轄する技師長が空席であるが総裁の指導管理の下で各部の担当部長が与えられた業務を遂行しており、本計画実施上で特に問題はない。



備考：
 1) □ 部は本計画担当部署
 2) () 内は職員数を示す

図 3-4-1 鉱山・エネルギー省(MME)の組織



備考
 1) 部は本計画担当部署
 2) ()は職員数を示す。
 3) 1997年11月現在の総職員数は197名

図 3-4-2 ソロモン電力公社(SIEA)の組織

3-4-2 予算

本計画の供用開始後の運転・維持管理を実施する SIEA は、1993 年に実施された電気料金の改訂により、長年続いた赤字体質から改善され経常収支は黒字となっている。しかしながら、SIEA は経費のかかる地方電化の運転収支赤字分の補填並びに毎年定額（約 66 万ポンド）の運営資金補助を「ソ」諸島政府から受けており、財務状況は改善されてはいるものの依然として厳しい状況にある。表 3-4-1 に SIEA の過去 3 年間の予算実績を示す。

表 3-4-1 SIEA の過去 3 年間の予算実績

(単位：千ポンド)

No.	項 目	1995 年 (実績)	1996 年 (実績)	1997 年 (予算)
A	運転収支			
1	[収入]			
(1)	売電収入	32,263	30,338	37,983
2	[支出]			
(2)	発電費	18,383	20,524	23,039
(3)	配電費	3,055	3,061	3,628
(4)	諸経費	816	861	953
	(支出計)	22,254	24,446	27,620
	運転収支計 (1-2)	10,009	5,892	10,363
B	その他経費			
1	本社経費	2,812	2,750	2,278
2	負債返済	2,696	3,761	4,487
3	外貨交換手数料	1,156	1,146	1,680
4	償却費	116	120	150
5	税金	38	40	60
	その他経費計	6,818	7,817	8,655
C	その他収入			
1	商品収入	44	100	1,500
2	地方電化補助費資金 (政府補助金)	2,169	1,719	1,278
3	贈与 (政府補助金)	659	659	659
	その他収入計	2,872	2,478	3,437
	収支合計 (A-B+C)	6,063	553	5,145

出所：SIEA

なお、ホニアラ市の電気料金徴収は、同市を 13 の地区に分割し、メーター読みとり係が電力消費量を記録し、請求している。メーター設置率は 100% となっており、支払いが 1 ヶ月遅れた場合、配電は停止されることとなっている。このため、民間需要家の支払いは、比較的良好である。しかしながら SIEA によると、政府関係の支払いが遅れる傾向にあると報告している。

また、SIEA は電気料金について、燃料費の動向等を考慮した発電原価を毎年見直しており、政府に料金改定を認可要請しているが、政治的な配慮から値上げ認可は、ほとんど降らず 1993 年以降の料金改定は行われていない。また、1994 年には、ニュージーランドのコンサルタントが料金体系検討書を作成し、アジア開発銀行（ADB）への利子返済を含めて 1998 年まで年間 8%の料金値上げ改訂が必要との報告をしているが、現在のところ実行されていない。

この状況下で、本計画地のホニアラ市の電力施設に対する運転収支は、表 3-4-2 に示すとおりであり、電力施設の運転収支は、1997 年度の収入約 29.1 百万ポンドに対して支出は約 20.4 百万ポンドとなっている。このため運転収支は、約 8.7 百万ポンド（収入に対して約 30%）の黒字となっており、SIEA は、この財源を利用して運転収支の悪い地方電化分を補填すると共に SIEA の運営基盤としている。

なお、支出最大項目は、発電所の運転費用（発電費）であり、全支出の約 82%を占めている。この支出実績は、老朽化のため運転効率が悪く、燃料消費率も低下している（約 0.27 %/kWh）既設発電設備の運用下での経営状態であり、本計画で燃料消費率の良い（約 0.235 %/kWh）発電設備をベース負荷用として運転することによって発電費が低減（燃料費で 14%）され経常状態は改善されると考えられる。

また、「ソ」諸島の会計年度は、1月1日から12月31日までであり、3月の国会承認を経て実施される。SIEA は、本計画の実施に必要な予算は 1998 年 3 月の国会承認に間に合う様に予算申請を行うことを予定しており、本計画の実施上予算面での問題は特にない。

表 3-4-2 ホニアラ市の電力施設運転収支

(単位：ソロント'ル)

No.	項 目	1995年 (実績)		1996年 (実績)		1997年 (予算)	
			割合(%)		割合(%)		割合(%)
I	収入						
1	家庭用売電収入	3,641,933	14.8	3,648,474	15.7	4,552,538	15.6
2	政府用売電収入	3,635,117	14.9	3,063,386	13.2	3,477,600	11.9
3	商業用売電収入	11,479,567	47.0	10,000,921	43.0	11,352,000	39.0
4	工業用売電収入	2,544,851	10.4	2,442,063	10.5	2,772,000	9.5
5	基本料金	17,526	0.1	15,665	0.1	19,152	0.1
6	その他負荷売電収入	599,789	2.5	573,580	2.5	650,790	2.2
7	サービス料金	362,600	1.5	374,087	1.6	400,000	1.4
8	燃料調整費	2,102,356	8.6	3,071,282	13.2	5,820,472	20.0
9	再接続料金	22,345	0.1	27,440	0.1	35,600	0.1
10	再調整利用金	390	0.0	540	0.0	850	0.0
11	メーター試験費	300	0.0	200	0.0	350	0.0
12	仮設接続費	80	0.0	80	0.0	100	0.0
13	接続費	22,479	0.1	20,732	0.1	25,500	0.1
	収入計	24,402,333	100.0	23,238,450	100.0	29,106,952	100.0
II	支出						
1	発電費	12,964,489	83.3	14,100,471	82.3	16,704,603	81.9
2	配電費	1,609,770	10.3	2,000,849	11.7	2,221,776	10.9
3	顧客サービス費	369,925	2.4	418,404	2.4	399,753	2.0
4	事務経費	319,379	2.1	319,379	1.9	362,510	1.8
5	メーター読みとり、断線費	386,720	2.5	386,720	2.3	410,061	2.0
6	修理工場費	-85,407	-0.5	-85,407	-0.5	290,073	1.4
	支出計	15,564,876	100.0	17,140,416	100.0	20,388,758	100.0
III	運転収支計 (I-II)	8,837,457		6,098,034		8,718,194	

出所：SIEA

3-4-3 要員・技術レベル

本計画地の対象となる既設ルンガ発電所の運転は、高卒の実務経験6年以上の技術者を中心に3交代制(各シフト2~3名)で実施しており、要員配置には問題ないものの発電出力の計測用計器の較正が実施されておらず、正確な運転記録管理がなされていない。

また、維持管理は、発電部長を中心に25名(機械担当：18名、電気担当：7名)の要員で実施しており、ルンガ及びホニアラ発電所の双方の発電設備の保守を担当している。同要員による維持管理体制は逼迫した電力事情から発電設備をオーバーホールのための停止が出来ず、各オーバーホールの実施時期は予定時期から遅れる傾向にあり、出力低下の原因となっている。しかしながら各維持管理要員は、1995年に設置した8号機を除いて、その他の既設発電設備のオーバーホールを実施した経験があり、基礎的な保守技術は保有していると判断される。表3-4-3にルンガ発電所の既設発電設備のオーバーホール記録を示す。

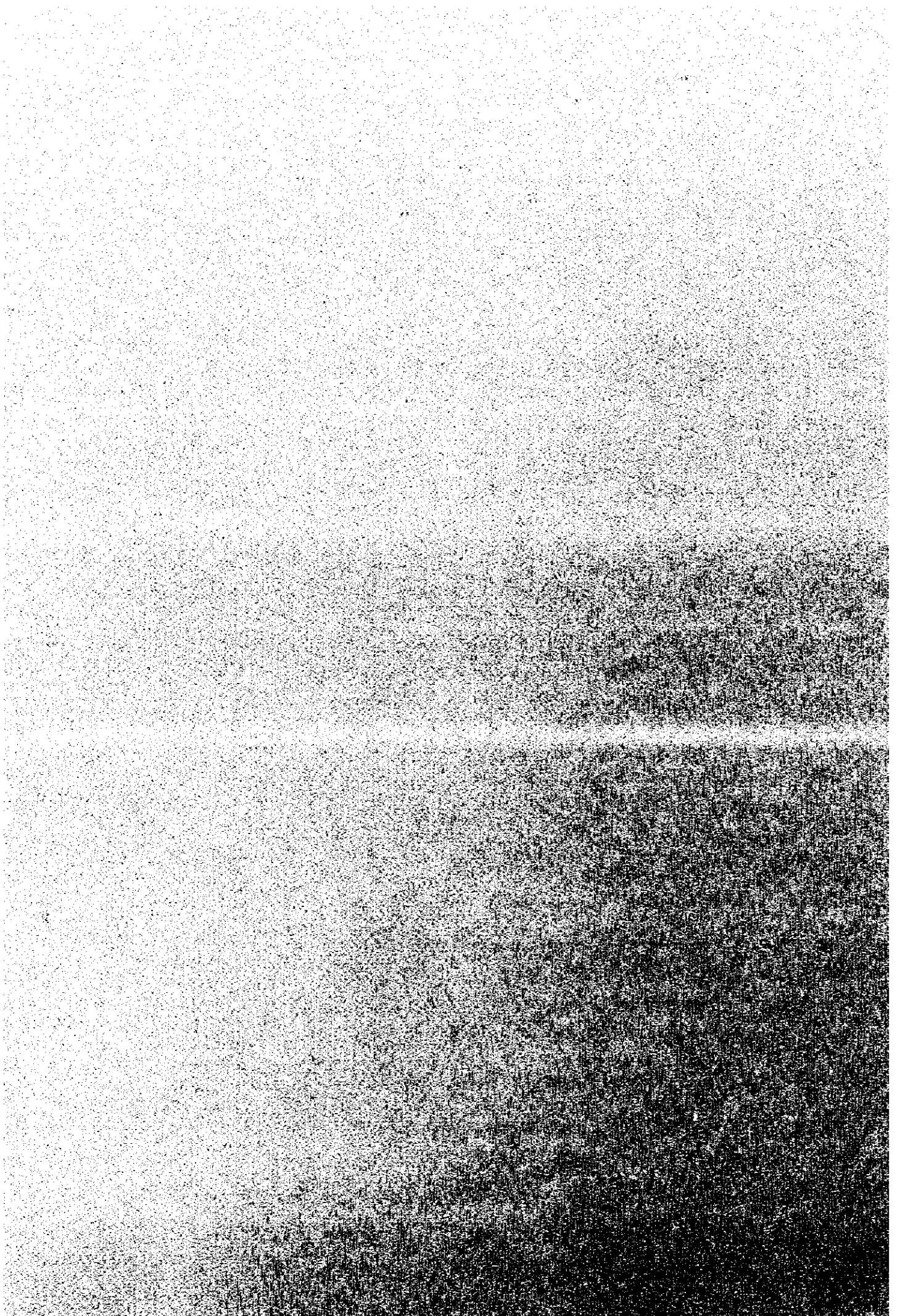
これ等の状況から判断して本計画の実施段階で運転・維持管理技術に関する OJT を実施し、更に必要なスペアパーツと運転・保守マニュアルの整備をすれば、本計画施設の運転・維持管理に対する「ソ」諸島側の要員・技術力は充分であると判断される。

表 3-4-3 ルンガ発電所のオーバーホール記録

発電設備	定格出力	オーバーホール実施記録		
		実施日	実施時の運転時間	オーバーホールの内容
4号機	1,500kW	1994年12月21日～ 1995年5月30日	18,052時間	12,000 運転時間のオーバーホール
5号機	1,500kW	1993年5月14日	16,277時間	3,000 運転時間のオーバーホール
7号機	2,800kW	1996年3月4日～6月18日	35,795時間	6,000 運転時間のオーバーホール
8号機	4,500kW	1996年10月5日開始 (昼間運転し夜間のみ実施)	18,000時間	18,000 運転時間のオーバーホールの一部

出所：SIEA

第4章 事業計画



第4章 事業計画

4-1 施工計画

4-1-1 施工方針

本計画は、我が国の無償資金協力制度の枠組みに従って実施される。従って、本計画は我が国政府により事業実施の承認がなされ、両国政府による交換公文（E/N）が取り交わされた後に実施に移ることとなる。以下に本計画を実施に移す場合の基本事項及び特に配慮を要する点を示す。

(1) 事業実施主体

「ソ」諸島側の本計画実施の責任・監督機関は、電力、鉱物を主とする公共事業の政策決定官庁である鉱山・エネルギー省（MME）である。また本計画の据付け工事完了後は、同省の監督下にあるソロモン電力公社（SIEA）が当該資機材の運転・維持管理を担当することとなっている。従って、MME 及び SIEA は、我が国の無償資金協力制度の枠組みに従って「ソ」諸島側によって選定された日本のコンサルタント及び請負業者と密接な連絡並びに協議を行い、本計画の実施を円滑に進めるため、本計画を担当する責任者を選任する必要がある。

上記責任者は、ルンガ発電所の職員及びホニアラ市の住民に、本計画の内容を十分に説明・理解させ、本計画の実施に対し協力が得られるように指導する必要がある。

(2) コンサルタント

本計画の機材調達・据付け工事を実施するため、日本のコンサルタントが「ソ」諸島政府と設計監理契約を締結し、本計画に係わる実施設計と施工監理業務を実施する。また、コンサルタントは入札図書を作成すると共に、事業実施主体に対し、入札資格審査と入札実施業務を代行する。

(3) 請負業者

我が国の無償資金協力の枠組みに従って、公開入札により「ソ」諸島側により選定された日本国法人の請負業者が、本計画の資機材の調達及び据付け工事を実施する。

請負業者は本計画の完成後も、引き続きスペアパーツの供給、故障時の対応等のアフターケアが必要と考えられるため、請負業者は当該設備の引き渡し後の連絡調整についても十分配慮する必要がある。

(4) 技術者派遣の必要性

本計画の発電所建設工事は、運転中の既設発電所内で発電設備の据付けを実施する工事であり、基礎、建屋等の既設施設との取合調整並びに制御システム等の既設設備との関係・調整などを行う必要がある。そのため、工程管理、品質及び安全の確保のため、工事を一貫して管理・指導できる現場主任の派遣が不可欠である。

土木基礎工事については、「ソ」諸島に大型の発電設備工事に関する十分な技術を保有している技能工が少なく、品質、工程管理のための請負業者からの日本人技術者の派遣が必要である。更に、当該発電設備の据付け工事には、発電設備の機能・構成に関して幅広い知識と熟練した技術が必要である。従って、当該設備の据付け期間及び試運転・調整時にそれぞれの専門家を、発電設備製造会社から派遣する必要がある。

4-1-2 施工上の留意事項

(1) 「ソ」諸島の建設事情

1) 現地業者の活用と技術者の派遣

前述〔3-3-1(4)参照〕した様に、ホニアラ市には数社の総合建設業者があるが、その規模は労務者約 100～200 名程度の小規模な業者であり、オーストラリア人、ニュージーランド人等により経営されている。各現地業者の技術者、労務者は「ソ」諸島人の他に、フィジー人からなっており、大型工事が開始されるとその都度、フィジーから技術者・労務者を募っている。従って現地業者の能力は高いと言えず、労務提供を中心に活用を図るべきである。

本計画の発電設備据付け工事、送変電設備建設及び既設施設の改修工事は特に難易度が高い工事ではないが、施工計画立案、工程管理、品質管理及び試運転調整のためには日本から技術者、技能工を派遣し、現地業者を管理する必要がある。

2) 建設機械の調達

建設機械については、上述の技術者と同様にその数が少ないが、50 トン・トレーラーを含み、全てホニアラ市で調達可能である。

(2) 施工計画上の留意点

1) 発電設備の据付

発電設備等建設用の資機材はホニアラ港に荷揚げされるが、前述〔3-3-1(4)参照〕した様に本港湾には発電設備（約 50ton）を荷揚げする設備がない。従って資機材の荷お

ろしについては大型クレーンを設備した貨物船またはバージ船の利用を考慮する必要がある。

また、「ソ」諸島には大型の移動式クレーンが無いので、油圧ジャッキとコロを利用して発電設備を基礎の上に設置する等の施工計画を立案する必要がある。

なお、本計画用発電設備は、現在稼働中の発電設備（8号機）横に設置されるため、十分な安全対策と作業中の保護対策を立案する必要がある。

ルンガ発電所の進入路はアスファルト舗装であるが、一部が破損している。したがって、「ソ」諸島側は日本側の工事に支障が無い様に、既設道路の補強工事等を現地工事が開始されるまでに完了させる必要がある。

2) 高圧電気設備

11及び33kV高圧盤は、既設の盤と列盤で設置され、盤内の主母線を既設と接続し、かつ、インターロック等の安全性を十分確認する必要がある。このため、接続及び試験時には、既設の停電が必要となるため、SIEAと十分協議を行い、作業工程を策定する必要がある。

4-1-3 施工区分

我が国と「ソ」諸島側の施工負担区分は表4-1-1に示すとおりである。

本計画で調達計画されている予備品、消耗品、保守点検用道具、修理用機材・工具等の保管場所として既設修理工場内の資材保管場所の一部を使用することとする。既設発電建屋の排気ガスダクト貫通等の改修工事は日本側の工事とする。

送変電設備の内、11及び33kV高圧盤の施工は日本側の工事とするが、既設の建屋に設置することとする。

表 4-1-1 日本側と「ソ」諸島側の工事区分

施工負担区分	日本国側	「ソ」諸島	備考
1. 共通事項			
(1) 仮設用地（事務所、資機材置場、各種加工場）の確保と請負業者への無償貸与		実施	
(2) 工事用水、工事用電力、電話工事の材料	T.P.以降施工負担	T.P.まで施工	T.P.:ターミナル以外
(3) 工事用水、電力、電話料金			
(4) 発電設備試験用の燃料、潤滑油		調達	
(5) 発電設備試験用の圧縮空気、水、補機用動力		調達	
(6) 既設 No.2 所内変圧器の移設		実施	
2. 発電設備			
(1) ディーゼルエンジン発電機 (4.2MW×1台)	調達及び据付		
(2) 同上用機械設備	調達及び据付		
(3) 同上用電気設備	調達及び据付		
(4) 11/33kV 高圧電気設備	調達及び据付		
(5) 本計画に関連する予備品・保守点検用道具	調達	保管	
(6) 実習教育 (OJT)	実施	受講	
3. 既設建屋改修工事			
(1) 発電設備基礎	実施		ジェネター、燃料小出槽用を含む
(2) 本計画に関連する建屋改修工事	実施		以外の壁貫通等

4-1-4 施工監理計画

我が国の無償資金協力制度に基づき、コンサルタントは基本設計の主旨を踏まえ、プロジェクトチームを編成した上、円滑な業務実施を図る。コンサルタントは工事施工期間中、現地に最低限一人の技術者を常駐させ、工程監理、品質管理、安全管理を実施する。また、設備の据付、試運転・調整、引渡試験等の工事進捗に併せて他の専門技術者を派遣し、請負業者が実施するそれら工事の監理を行う。

更に、必要に応じて、国内及び第3国で製作される資機材の工場立会検査及び出荷前検査に国内の専門家が参画し、資機材の現地搬入後のトラブル発生を未然に防ぐように監理を行う。

(1) 施工監理の基本方針

コンサルタントは、本工事が所定の工期内に完成するよう工事の進捗を監理し、契約書に示された品質を確保すると共に工事が安全に実施されるように、請負業者を監理・指導

することを基本方針とする。

以下に主要な施工監理上の留意点を示す。

1) 工程監理

請負業者が契約時に計画した工程と、その進捗状況との比較を以下の項目毎に月及び週毎に行い、遅れが出ると判断される場合は、請負業者に警告を出すと共に、その対策案の提出を求め、工期内に工事が完成する様に指導する。

- ① 工事出来高確認
- ② 資機材搬入実績確認
- ③ 技術者、技能工、労務者等の歩掛りと実数の確認

2) 品質管理

契約図書（技術仕様書、実施設計図等）に示された施設・機材の品質が、請負業者によって確保されているかどうかを、下記の項目に基づき監理を実施する。品質の確保が危ぶまれるときは、請負業者に訂正、変更、修正を求める。

- ① 資機材の製作図及び仕様書の照査
- ② 資機材の工場検査結果の照査または検査への立会い
- ③ 資機材の据付要領書、現場試運転・調整・検査要領書及び施工図の照査
- ④ 資機材の現場据付工事の監理と試運転・調整・検査の立会い
- ⑤ 施設施工図の照査
- ⑥ 施設施工図と現場出来型の照合

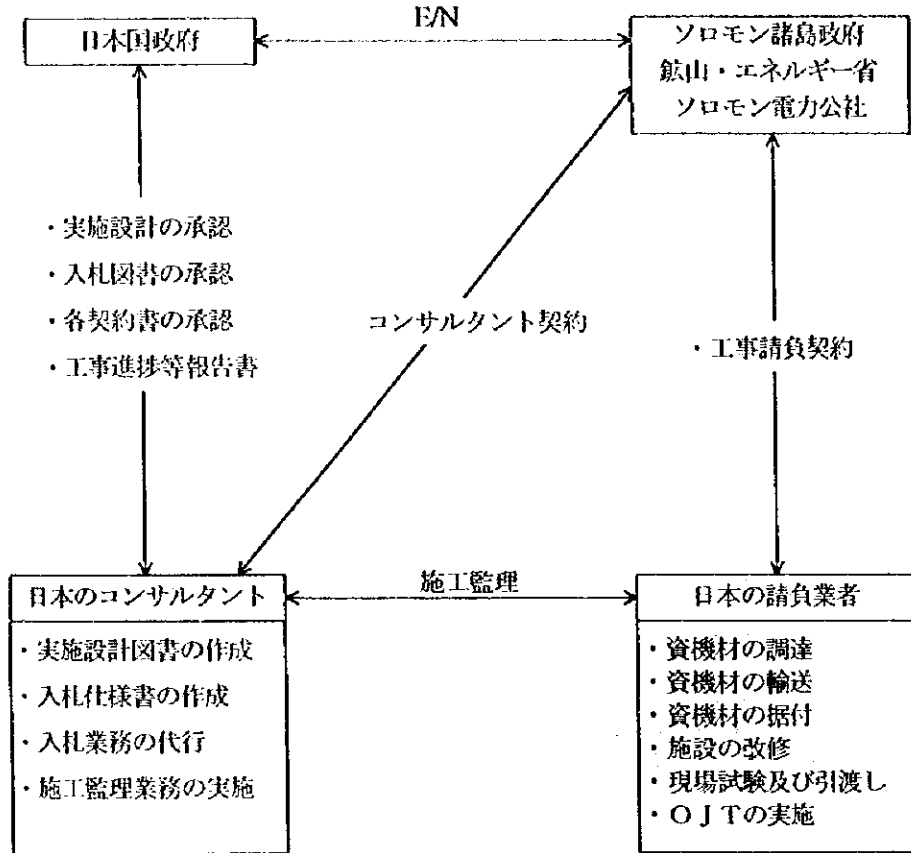
3) 安全管理

請負業者の責任者と協議・協力し、建設期間中の現場での労働災害、事故を未然に防止するための監理を行う。現場での安全管理に関する留意点は以下のとおりである。

- ① 安全管理規定の制定と管理者の選任
- ② 建設機械類の定期点検の実施による災害の防止
- ③ 工事用車輛、建設機械等の運行ルートの策定と徐行運転の徹底
- ④ 労務者に対する福利厚生対策と休日取得の励行

(2) 計画実施に関する全体的な関係

施工監理時を含め、本計画の実施担当者の相互の関係は、下図に示すとおりである。



備考：コンサルタント契約及び工事契約は日本国政府の認証が必要である。

図 4-1-1 事業実施関係図

(3) 施工監督者

工事請負業者は工事契約に基づき、機材据付工事を実施するに当たり、「ソ」諸島の現地業者の施工業者を、下請け契約を結ぶことにより雇用することになる。従って、建設期間中の工程監理、品質管理、安全管理を下請けの業者にも徹底させるため、請負業者は海外での類似業務経験を持つ技術者を現地に派遣し、下請け業者の管理を行わせる必要がある。

また、本計画の規模、内容から最低限以下の請負業者側技術者の現場常駐が望ましい。

現場所長：1名	工事全般の管理及びOJT責任者
発電設備担当：1名	発電設備据付工事指導及び工程監理

上記の他、各工事項目毎の工事進捗状況に合わせて、機材据付指導員、試験調整要員等の派遣が必要である。

4-1-5 資機材調達計画

本計画で使用する発電設備、送変電設備機材は「ソ」諸島では製作されておらず、現地での入手は困難である。ただし、セメント、鉄筋等の一部の土木・建設用資機材についてはオーストラリア、ニュージーランド国等から輸入されており、現地での入手は可能である。従って、本計画で使用する資機材の調達先は下記のとおりとする。

(1) 現地調達資機材

1) 施設改修用資機材

生コンクリート、セメント、砂、コンクリート用骨材、コンクリートブロック、鉄筋、木材、ペンキ、ベニヤ板、釘、ガソリン、ディーゼル油、工事用小型車輛、モービルクレーン（15～20ton）、その他仮設用資機材

(2) 日本調達資機材

1) 発電設備用資機材

ディーゼル発電設備、補機用機械、電気設備、燃料配管、電力ケーブル等

2) 送変電設備用資機材

主変圧器及び所内変圧器、避雷器等

(3) 第3国調達資機材

現地調査及びその後の国内解析、事業費積算時に資機材の第3国調達の可能性を検討したが、以下の理由により本計画の資機材は、11及び33kV 高圧盤、ケーブル、配管のみとし、その他の機材は第3国調達を考慮しないこととする。

1) 発電設備資機材

① ヨーロッパ製

ヨーロッパには本計画で必要とされる仕様を満足する発電設備を製造している会社が数社あり、既設のルンガ発電所に納入されている発電設備も英国製及びフィンランド国製である。しかしながら、ヨーロッパは地理的に「ソ」諸島まで輸送距離が長いことから、既設発電設備の予備品・消耗品の納入実績を見ると、それらの注文から納入までに時間が掛かっており異常時の対応に問題がある。また、商用運転開始後4年を経過した現在でも、完成図書が未提出の状況であり SIEA は運転保守に苦慮しているなどアフターサービス体制が万全でない。

② オーストラリア国及びニュージーランド国製

大型のディーゼル発電設備は、オーストラリア及びニュージーランドで製造していない。既設発電設備（ヨーロッパ製）の販売代理店はあるが、アフターサービスは製造国（既設発電機は英国及びフィンランド）から行われており、異常時の対応に遅れるなどアフターサービス体制は万全でない。

③ 米国製

米国の発電設備製造会社は、近年、本計画で必要されるエンジン仕様である中速機（750rpm 以下で連続運転定格）の発電設備を製造しない傾向にあり、高速回転（1,000～1,500rpm）で短時間運転仕様の非常用設備を中心に製造している。しかしながら、カタログに中速のエンジンを表示している会社が1社あるが、製造実績は少ない。同社が注文製作に応じることも考えられるが、新規に注文に応じた設備に対しては、設計から開始する必要があり、また通常の製造ラインに乗っていないため、納期が不確定である。仮りに、米国の発電機製造会社が納期を満足させても、前述のとおり注文生産された発電設備と同様に、その予備品・消耗品も通常の製造ラインに乗っていないため、運転開始後の予備品・消耗品の納入に納期がかかり、また価格も高くなることも予想され、発電設備の運用に支障が発生すると考えられる。

上記の状況により、本計画の発電設備及び補機、電気設備等は日本製とする。

2) 送变电設備資機材

① オーストラリア国製

本計画で調達する 11kV 及び 33kV 高圧盤は、既設設備（オーストラリア国製）と列盤とするため、母線配置、機器仕様及び操作方式等は、保守・運用面からも、既設設備と同様とする必要がある。

このため、オーストラリア国を調達対象国に含まれることが望ましい。なお、既設高圧盤の竣工図が前出(4-1-5-(3)-1)①参照)の発電設備と同様に、未だに提出されていないので、本計画で同一メーカーを採用する場合は十分な注意が必要である。

② ヨーロッパ製

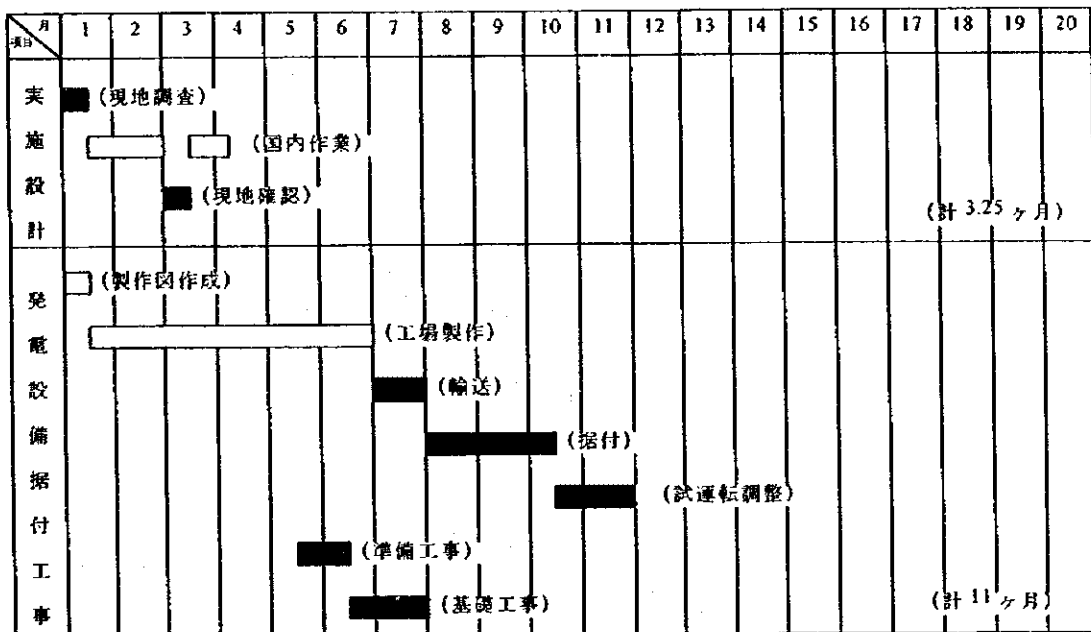
既設 11/33kV 主変圧器は、ヨーロッパ製であるが、多少の油漏れが発生している。また、SIEA によると、適切な対策を問い合わせたが、回答がないとしている。更にアフターサービス体制が整っていないため、未だに運転・維持管理に必要な十分な完成図等がメーカーから提出されていない。よって、適切な運用・保守に支障をきたすおそれがあるので、主変圧器は日本製とする。

4-1-6 実施工程

我が国政府により本計画の実施が承認された後、両国間で交換公文 (EN) が取り交わされ、我が国の無償資金協力制度に基づき、本計画の実施が開始される。本計画の実施は大きく、①実施設計、入札仕様書の作成、②入札・工事契約、③資機材調達・据付工事の3段階からなる。

図 4-1-2 に事業実施工程表を示す。

図 4-1-2 事業実施工程表



4-1-7 相手国負担事項

本計画を実施するに当たり、「ソ」諸島側が実施・負担する事項は以下のとおりである。

- (1) 本計画に必要な情報及びデータの提供。
- (2) 本計画に必要な資機材の「ソ」諸島の港に於ける迅速な荷下ろし措置と、通関及び免税措置の実施。
- (3) 本計画に必要な資機材及び派遣された日本人に対する免税措置と便宜供与。
- (4) 本計画に必要な資機材調達及び日本法人及び日本人への事業税等の免税と免税措置。
- (5) 日本の外国為替公認銀行における口座開設費用と支払手数料の負担。
- (6) 日本国の無償資金協力に含まれず、本計画の実施に必要な全ての費用の負担。
- (7) 本計画の運転・維持管理技術を移転するための専門技師の任命と、建設工事期間中の工事確認と資機材の品質検査への立会い。
- (8) 日本国の無償資金協力で建設・調達された施設・機材の適切な使用と維持管理の実施。
- (9) 日本側工事の開始前までに、ルンガ発電所の整地、清掃された建設予定地の確保。
 - *本計画のNo.9号機発電機設置場所の清掃。
 - *本計画で供与される予備品の保管場所の確保。
- (10) 日本側工事の開始前までに、ルンガ発電所の屋外付帯工事境界の柵及び進入門改修工事の実施。
- (11) 廃油スラッジ処理を含む、環境汚染防止対策の実施。
- (12) 工事期間中の残土、排水、廃油の捨て場の提供。
- (13) 工事事務所、資機材置き場等（約600m²）、仮設用地の無償提供。
- (14) 工事期間中実施する負荷試験時の負荷手配。
- (15) 日本側工事開始前までに、ルンガ発電所への既設進入路の改修。
- (16) 本計画で供与される資機材が既設高圧盤、変圧器、燃料配管等へ接続する時の既設の停電の確保。
- (17) 日本側工事開始前までに、既設No.2所内変圧器の移設工事の実施。
- (18) 本計画で据付ける発電設備の現地試験時の燃料油及び潤滑油の調達。

4-2 概算事業費

4-2-1 概算事業費

本計画を我が国の無償資金協力により実施する場合に必要な事業費総額は、約 7.97 億円となり、先に述べた日本と「ソ」諸島との負担区分に基づく双方の経費内訳は、下記に示す積算条件によれば、次のとおりと見積もられる。

(1) 日本側負担経費

事業費区分	金額
(1) 建設費	— 億円
(2) 機材費	7.25 億円
(3) 設計・監理費	0.66 億円
合計	7.91 億円

(2) 「ソ」諸島側負担経費

「ソ」諸島側負担経費項目は以下のとおりである。

1) ルンガ発電所への既設進入道路改修工事	4,000US\$ (約 50 万円)
2) 既設 No.2 所内変圧器の移設	3,000US\$ (約 40 万円)
3) 当該発電設備現地試験時の燃料油及び潤滑油費	38,700US\$ (約 480 万円)
合計	45,700US\$ (約 570 万円)

上記の他に下記費用が必要である。

— 銀行取り決め手数料	約 6,000 円
— 支払い授權書 (A/P)	A/P 発行時に E/N 額の約 0.1%

(3) 積算条件

- 1) 積算時点 平成 10 年 2 月
- 2) 為替交換レート 1 US\$ = 124 円
- 3) 施工期間 施工工程は表 4-1-4 に示したとおりである。
- 4) その他 本計画は日本の無償資金協力制度に従い実施されるものとする。

4-2-2 維持・管理計画

(1) 基本方針

本計画で最も維持管理が重要な設備は発電設備であり、その維持管理に当たっては、日常の需要の変化に即応して、安定的に電力を供給するために、設備の運転・保守 (O&M) 及び設備環境の保全が不可欠である。

当該発電設備が持つ性能及び機能を維持し、継続した電力供給を行うためには、発電設備の信頼性、安全性及び効率性の向上を柱とした適切な予防保全と維持管理の実施が望まれる。

図 4-2-1 に維持管理の基本的な考え方を示す。

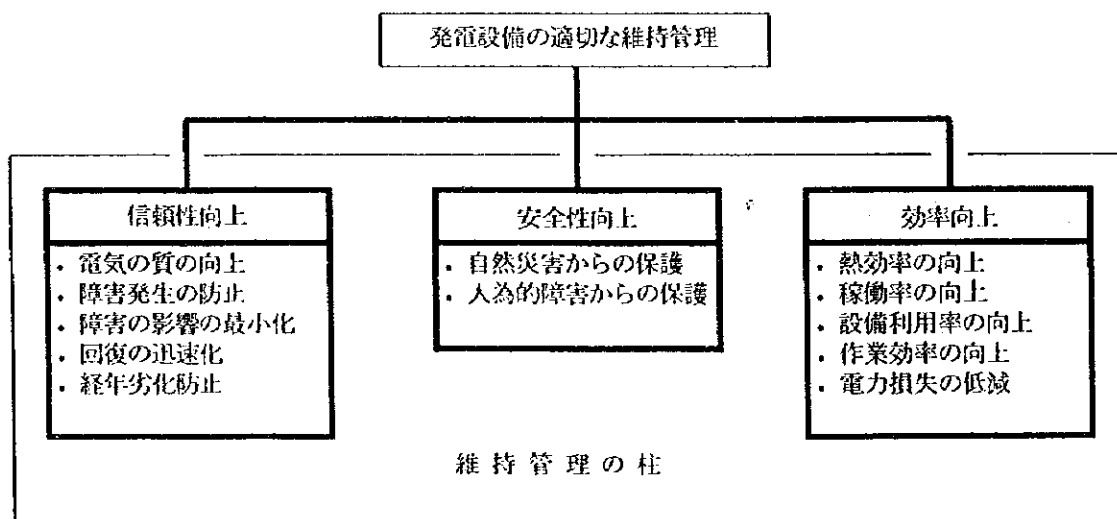


図 4-2-1 発電設備の維持管理の基本的な考え方

本計画においては、「ソ」諸島は上記基本事項を常に念頭におき、工事期間中に日本の請負業者により派遣される専門技術者による OJT を通じて移転される O & M 技術と、運転・保守マニュアルにしたがって事業完了後の運転・保守を実施する必要がある。

(2) 当該発電設備の運転計画

前述した (3-3-2 参照) 様に、当該発電設備は、「ソ」諸島の経済中心地であるホニアラ市のベース電力供給力となり、このことから、当該発電設備の運転計画は下記条件にて設定されるのが妥当である。

年間稼働率 : 約 90%

年間稼働時間 : 約 8,000 時間

また、当該発電設備の適正な運転に必要な定期点検項目は表 4-2-1 に示すとおりである。この定期点検項目を考慮した上記運転条件の下での当該発電設備の初年度の年間運転計画を図 4-2-2 に示す。なお、同図に示すように当該発電設備は、その維持・管理のために年間約 32 日間の運転停止が予測される。同期間の電力供給に関してはルンガ発電所の予備機またはホニアラ発電所からの給電を当該発電設備の代替電源として活用する必要がある。

項 目	月												備 考
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
運転時間	[運転期間の連続した横線]												運転時間計：333 日間
2500～3000 時間毎 の点検実施時期 (点検所要時間：8 日間)				■				■					} 点検による運転 停止時間計：32 日間
7500～8000 時間毎 の点検実施時期 (点検所要時間：16 日間)												■	

備考：年間稼働率 90% の場合を示す。

図 4-2-2 当該発電設備の年間運転計画

(3) 定期点検項目

本発電設備の標準的な定期点検項目は、表 4-2-1 に示すとおりである。

なお、「ソ」諸島側関係者は、同表及び発電設備製造会社が提出する運転・保守マニュアルに基づいて、本発電設備の運転・維持管理計画を策定し、電力需要に則した運用計画を立案する必要がある。

表 4-2-1 標準的な定期点検項目

	点検区分	主な作業項目
ディーゼルエンジン	日常（毎日）の点検	-燃料油面、潤滑油サンプタンク油面 -ジャケット水の水面確認 -始動空気槽圧力確認
	1,000 時間毎の点検	-各部ボルト及びナットの締付状態の確認 -燃料及び潤滑油フィルターの洗浄
	2,500～3,000 時間毎の点検	-給排気弁、始動弁、燃料弁、燃料ポンプ、ピストン、ライナー等の作動状態、油漏れ等の確認、潤滑油サンプリングタンクの油分析
	7,500～8,000 時間毎の点検	-ピストン、シリンダーライナーの作動状態、油漏れ等の確認及びガスケットの交換 -ピストンリング、油カキリブ、O-リングの交換 -シリンダーヘッド分解及びガスケット、O-リングの交換 -給排気弁の点検と排気弁 O-リングの交換 -燃料噴射弁の点検とノズル交換 -クランクピンベアリングの点検及び必要な交換 -過給器の分解・点検とベアリング等の交換 -潤滑油サンプタンクの油分析と必要に応じた潤滑油交換
	16,000 時間毎の点検	-上記 7,500～8,000 時間毎の点検 -主軸受の点検及び必要な交換 -排気弁ローテーターの点検と必要な交換 -エンジン付潤滑油ポンプの分解点検と必要な交換
発電機	日常（毎日の運転中）の点検	-各目視点検及び異常音、各部温度状況の確認
	1ヶ月毎の点検	-異常振動の有無 -潤滑油フロー状況及び軸受部の漏油状況の確認 -各部品の必要な清掃
	1年毎の点検	-絶縁抵抗測定及びリード線、端子部点検 -スペースヒーター等付属品の状況目視点検 -軸受部目視点検及び必要な清掃

尚、上記の標準的な定期点検に要する日数は、およそ以下のとおりである。

- ・ 2,500～3,000 時間毎の点検 : 7～8 日/回
- ・ 7,500～8,000 時間毎の点検 : 15～18 日/回
- ・ 16,000 時間毎の点検 : 20～25 日/回

(4) 燃料油調達計画

本計画で調達する発電設備の運転に必要な燃料（ディーゼル油）の年間想定消費量は稼働率を 90%と仮定した場合、約 7,900m³/年である。

SIEA は、当該発電設備の安定した運転に支障のない様に、必要とする燃料油の調達計画を策定し、実施する必要がある。

(5) スペアパーツ購入計画

発電設備のスペアパーツは、運転時間に応じて交換する標準付属品と故障・事故等の緊急時に必要となる交換部品とに分類される。従って「ソ」諸島側は、上述（表 4-2-1 参照）の定期点検サイクルに見合う様に、これ等の部品を購入する必要がある。

本計画では、定期点検サイクルが一巡する 16,000 時間稼働分（約 2 年分）のスペアパーツを調達する計画であり、その主要品目は、定期点検項目から表 4-2-2 のとおりである。

従って「ソ」諸島側は、約 2 年後までに標準付属品購入費用（発電設備費の約 3%）を、また必要な緊急交換用部品の購入費用を準備する必要がある。

表 4-2-2 本計画で調達する予備品及び保守用道具

1 予備品

No.	項 目	数 量	備 考
1.	シリンダーカバー ① パッキン、O-リング類 ② ガスケットパッキン ③ パッキン（給気管） ④ シリンダーカバー完備（含諸弁）	6組×シリンダー数 6組×シリンダー数 6組×シリンダー数 1組	緊急予備品
2.	給気弁 ① ロードキャップ ② 弁棒 ③ O-リング ④ 給気弁完備	1組×シリンダー数 1組×シリンダー数 6組×シリンダー数 2組	緊急予備品
3.	排気弁 ① 弁棒 ② スリーブ ③ 弁座 ④ O-リング ⑤ ロートキャップ ⑥ 排気弁完備	1.5組×シリンダー数 1.5組×シリンダー数 1.5組×シリンダー数 6組×シリンダー数 1組×シリンダー数 1組	緊急予備品
4.	燃料噴射弁 ① ノズルチップ ② O-リング ③ 燃料噴射弁完備	6組×シリンダー数 6組×シリンダー数 7組	緊急予備品
5.	ピストン ① ピストンリング ② オイルリング ③ ピストンピン軸受 ④ 冠締付ボルト ⑤ O-リング ⑥ ピストン完備	2組×シリンダー数 2組×シリンダー数 1組×シリンダー数 1組×シリンダー数 2組×シリンダー数 1組	緊急予備品
6.	連接棒 ① クランクピン軸受 ② 締付ボルト	2組×シリンダー数 1組×シリンダー数	

No.	項 目	数 量	備 考
7.	主軸受 ① 主軸受 ② スラスト軸受	2組×シリンダ数 2組	
8.	シリンダライナー	1組	緊急予備品
9.	燃料噴射ポンプ ① プランジヤスリーブ ② 吐出弁完備 ③ デフレクター ④ O-リング ⑤ 燃料噴射ポンプ完備	2組×シリンダ数 1組×シリンダ数 2組×シリンダ数 6組×シリンダ数 4組	緊急予備品 緊急予備品
10.	過給機 ① 軸受 ② スラスト軸受	2組 2組	
11.	空気冷却器 ① パッキン	2組	
12.	始動弁 ① パッキン ② 始動弁完備	6組×シリンダ数 2組	緊急予備品
13.	シリンダ安全弁 ① パッキン ② シリンダ安全弁完備	2組×シリンダ数 2組	緊急予備品
14.	インジケータ弁完備	1組×シリンダ数	
15.	排気伸縮管	1組×シリンダ数	
16.	燃料噴射管	1/2組×シリンダ数	
17.	カバー ① ガバナーアクチュエーター	1組	緊急予備品
18.	計器予備品 ① 圧力スイッチ ② 温度スイッチ ③ 圧力計 ④ 温度計	各種各1ヶ 各種各1ヶ 各種各1ヶ 各種各1ヶ	緊急予備品 緊急予備品 緊急予備品 緊急予備品
19.	補機ポンプ ① 燃料油ドレン排出ポンプ ② 油水ポンプ ③ 廃油移送ポンプ ④ 燃料供給ポンプ ⑤ 潤滑油プライミングポンプ ⑥ シリンダ冷却水ポンプ ⑦ 二次冷却水ポンプ ⑧ スラジ移送ポンプ ⑨ スラジ排出ポンプ ⑩ 補機ポンプ用予備品 ⑪ 油水分離器予備品 ⑫ 冷却器パッキン類 ⑬ 軟水装置予備品 ⑭ 焼却炉予備品	1組 1組 1組 1組 1組 1組 1組 1組 1組 1組 200% 1組 200% 200% 200%	緊急予備品 緊急予備品 緊急予備品 緊急予備品 緊急予備品 緊急予備品 緊急予備品 緊急予備品 緊急予備品 緊急予備品 緊急予備品

No.	項 目	数 量	備 考
20.	電気予備品		
	(a) 発電機用		
	① ベアリング	1組	緊急予備品
	② 回転整流器素子	1組	緊急予備品
	(b) 励磁装置用		
	① AVR	1組	緊急予備品
	(c) 制御装置用		
	① 各種補助リレー	各1ヶ	緊急予備品
	② 各種タイマ	各1ヶ	
	③ 各種マグネットリレー	各1ヶ	
	④ 各種保護リレー	各1ヶ	
	⑤ 各種MCCB	各1ヶ	
	⑥ ランプ	100%	
	⑦ ヒューズ	100%	
	⑧ 真空バルブ	3ヶ	緊急予備品
	⑨ 遮断器用補助SW	2ヶ	
	⑩ 遮断器用リレーUNIT	2ヶ	緊急予備品
	⑪ 投入コイル	2ヶ	緊急予備品
	⑫ 引出しコイル	2ヶ	緊急予備品
	⑬ リレーガラスカバー	1ヶ	緊急予備品
	(d) MCC用予備品	1式	

II 保守用道具

No.	項 目	数 量	備 考
1.	専用保守用工具 (エンジン)	1式	
2.	専用保守用工具 (発電機及び炉盤)	1式	
3.	吸排気弁研削盤	1台	
4.	油管理計器	1式	
5.	水管理計器	1式	
6.	試験保守用機材		
	(1) AC電流計 (2~20A)	1台	
	(2) AC電流計 (10~100A)	1台	
	(3) AC電圧計 (75~150V)	1台	
	(4) AC電圧計 (300~750V)	1台	
	(5) DC電流計 (1~30A)	1台	
	(6) DC電流計 (30~1000A)	1台	
	(7) AC電圧電流計 (13レンジ)	1台	
	(8) DC電圧電流計 (17レンジ)	1台	
	(9) DC電圧計 (0~500V)	1台	
	(10) 三相電力計 (クラス0.5級)	1台	
	(11) 单相電力計 (クラス0.5級)	1台	
	(12) 周波数計 (クラス0.5級)	1台	
	(13) 力率計 (クラス0.5級)	1台	
	(14) 電池式絶縁抵抗計 (500V/1000M ohm)	1台	
	(15) 発電機式絶縁抵抗計 (1000V/2000M ohm)	1台	

No.	項 目	数 量	備 考
(16)	回路計	1台	
(17)	サイクルカウンター	1台	
(18)	ミリ秒カウンタ	1台	
(19)	位相計 (0~360°)	1台	
(20)	単相電圧調整器 (0~250V, 0~50A)	1台	
(21)	三相電圧調整器 (0~260V, 0~360°)	1台	
(22)	すべり抵抗器 (170ohm/1A)	1台	
(23)	すべり抵抗器 (39ohm/2A)	1台	
(24)	すべり抵抗器 (10ohm/4A)	1台	
(25)	検相器 (50~450V, 40~65Hz)	1台	
(26)	絶縁変圧器 (5kVA)	1台	
(27)	DC 耐圧試験機 (DC100kV, 10mA)	1台	
(28)	高圧検電器 (AC/DC 90,000V)	1台	
(29)	高圧検電器 (AC/DC 7,000V)	1台	
(30)	フック棒	1個	
(31)	保護継電器試験器 (0~50V, 0~300A)	1式	
(32)	接地抵抗計 (0~100ohm, 0~30V)	1台	
(33)	電力量計	1台	
(34)	デジタルマルチメーター	1台	
(35)	デジタルクランプメーター	1台	

III OJF 用機材

No.	項 目	数 量	備 考
1.	テレビ (20 インチカラー)	1台	
2.	ビデオデッキ	1台	
3.	ビデオテープ	1ヶ	

(6) 電気料金計画

SIEA が現在、適用している電気料金は、0.375セント/MkWh であり、同電気料金に基づく当該発電所の想定運転収支を表 4-2-3 に示す。

同表に示すとおり、例えば発電設備の年間稼働率を 90% (年間 8,000 時間運転) とした場合、良好な運転収支となる。しかしながら年間稼働率が 63%以下になると運転収支は赤字となり、発電所の自立経営は困難となる。よって「ソ」諸島側は、適正な維持管理を実施し、事業収支に見合う適切な発電設備の稼働率を維持する必要がある。

表 4-2-3 本計画発電設備の想定運転収支

項目	単位	年間稼働率 (%)				
		60	63	70	80	90
I. 収入						
1 設備容量	[kW]	4,200	4,200	4,200	4,200	4,200
2 年間運転時間	[hr]	5,259	5,522	6,136	7,012	7,889
3 発電電力量	[kWh]	22,087,800	23,192,190	25,769,100	29,450,400	33,131,700
4 所内消費電力量	[kWh]	662,634	695,766	773,073	883,512	993,951
5 送配変電損失電力量	[kWh]	1,546,146	1,623,453	1,803,837	2,061,528	2,319,219
6 発電電力量	[kWh]	19,879,020	20,872,971	23,192,190	26,505,360	29,818,530
7 平均発電単価	[US\$/kWh]	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
収入合計	[US\$]	1,987,902	2,087,297	2,319,219	2,650,536	2,981,853
II. 支出						
1 燃料費	[US\$]	1,069,817	1,123,308	1,248,120	1,426,422	1,604,725
2 潤滑油費	[US\$]	74,401	78,121	86,801	99,201	111,602
3 冷却水費	[US\$]	18	19	21	24	27
4 人件費	[US\$]	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000
5 保守費	[US\$]	180,000	180,000	180,000	180,000	180,000
6 本社経費	[US\$]	218,669	229,603	255,114	291,559	328,004
7 減価償却費	[US\$]	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000
支出合計	[US\$]	2,017,905	2,086,050	2,245,056	2,472,207	2,699,358
III. 運転収支	[US\$]	-30,003	1,247	74,163	178,329	282,495

検討上の低条件：(1) 発電単位は SIEA が採用している平均発電単価と同じ 0.1 US\$ (0.375) / kWh とした。

(2) 所内電力損失率及び送電損失率は仮定した。

(3) 燃料価格は 0.206 US\$/kg とした。

(4) 潤滑油価格は 2.11 US\$/リッター とした。

(5) 冷却水の価格は 0.256 US\$/m³ とした。

(6) 各消費量は以下の通りとした。

燃料消費量： 0.235 リッター/kWh

潤滑油消費量： 0.0016 リッター/kWh

冷却水消費量： 0.004 リッター/kWh

(7) 労務費は計 15 名とした。

尚、人件費は 5,000 \$/年とした。

(8) 保守費は、定期交換部品費等とし機器費の 3% とした。

(9) 管理費は、発電収入の 11% とした。

(10) 減価償却費は、当該発電設備の本体価格を元に耐用年数を 15 年、残存価格を 0% とし定額法により算定した。

(11) 1 US\$ = 130 円 = 3.8 S\$ とした。

(7) 運用計画

SIEA が現在ホニアラ市で運転している発電所はルンガ及びホニアラの2発電所である。両発電所の1997年1月から10月までの運転実績によれば、各月の発電端における熱効率は、図4-2-3に示すとおりである。

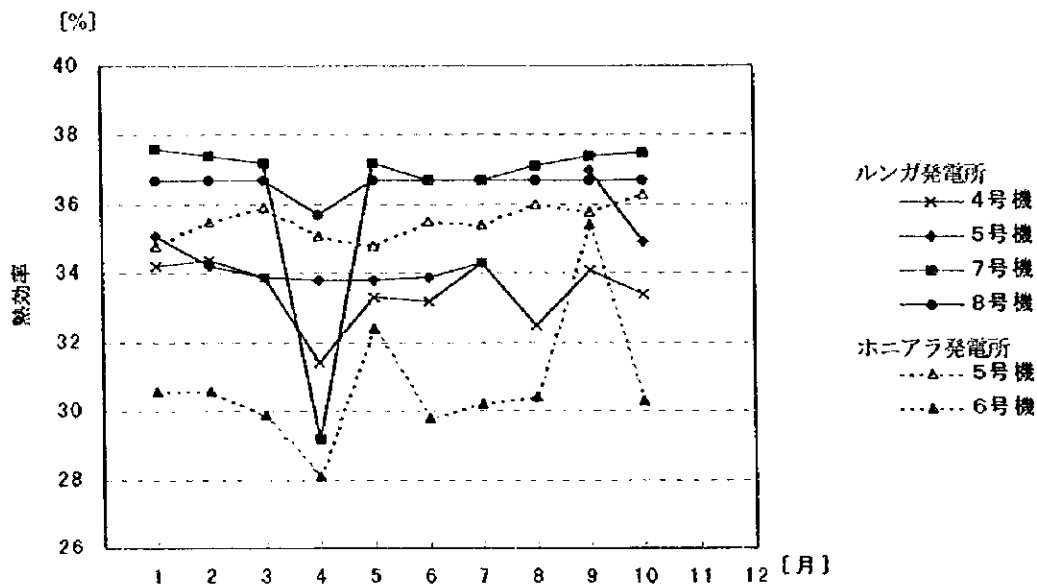


図 4-2-3 各発電機の熱効率の推移

同図に示すように、ルンガ発電所及びホニアラ発電所の既設発電設備の発電端における平均熱効率は、約36%であり比較的高い値となっている。一方、送電端における総合熱効率は燃料の分析結果、所内動力及び変圧器等の損失記録等がないため、不明となっている。また、ルンガ発電所の4号機、5号機及びホニアラ発電所の6号機の熱効率は約30%から34%であり平均熱効率よりも低い値を示している。

これ等の既設発電設備の運転状況を踏まえて、本計画の発電設備を含めた1999年(本計画完成予定年)における各発電機の最適な運転モードを検討すると、表4-2-4に示すとおりとなる。1999年の予想最大電力は、約14.6MWであるのに対し、同表によればルンガ発電所の全現有出力が15.4MWであるため、約6.4MWの予備力が確保される。この場合、同時期のホニアラ発電所は、緊急時の予備用として使用される。

表 4-2-4 1999 年の各発電機の運転モードと現有出力

運転モード	運転時間	ルンガ発電所	ホニアラ発電所	合計出力
ベース負荷	24 時間	8 号機：4MW 9 号機：4.2MW	—	8.2MW
ミドル負荷	6～18 時間	6 号機：2.8MW 7 号機：2.4MW	—	5.2MW
ピーク負荷	1～6 時間	4 号機：1MW 5 号機：1MW	5 号機：0.6MW 6 号機：0.6MW 7 号機：1.5MW 8 号機：1.5MW 9 号機：1.5MW	7.7MW
合 計		15.4MW	5.7MW	21.1MW

また、本計画の目標年次である 2001 年に本計画対象の発電機（9 号機）が維持・管理のため休止した場合を想定した各発電機の運転モードは、表 4-2-5 に示すとおりとなる。2001 年での予想最大電力は約 16.2MW であるが、同表のとおり、本計画の発電設備（9 号機）が休止した場合でも他の発電設備の運転によって最大電力以上の合計出力（16.7MW）が確保され、安定した電力供給体制が維持できる。

表 4-2-5 2001 年のルンガ発電所の 9 号機停止時の運転モード

運転モード	運転時間	ルンガ発電所	ホニアラ発電所	合計出力
ベース負荷	24 時間	6 号機：2.8MW 8 号機：3.9MW	—	6.7MW
ミドル負荷	6～18 時間	7 号機：2.3MW	—	2.3MW
ピーク負荷	1～6 時間	4 号機：1MW 5 号機：1MW	5 号機：0.6MW 6 号機：0.6MW 7 号機：1.5MW 8 号機：1.5MW 9 号機：1.5MW	7.7MW
合 計		11MW	5.7MW	16.7MW

