

セネガル共和国
ダカール市電力供給計画
基本設計調査報告書

平成元年 5 月

国際協力事業団

526
683
405

JICA LIBRARY



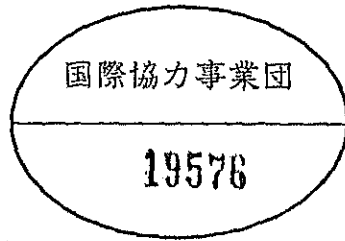
1075916151

1796

セネガル共和国
ダカール市電力供給計画
基本設計調査報告書

平成元年5月

国際協力事業団



マイクロ
フィルム作成

序 文

日本国政府は、セネガル共和国政府の要請に基づき、同国のダカール市電力供給計画にかかる基本設計調査を行うことを決定し、国際協力事業団がこの調査を実施した。当事業団は、平成元年1月25日より2月18日まで、通商産業省資源エネルギー庁公益事業部発電課技官 金沢 晃氏を団長とする基本設計調査団を現地に派遣した。

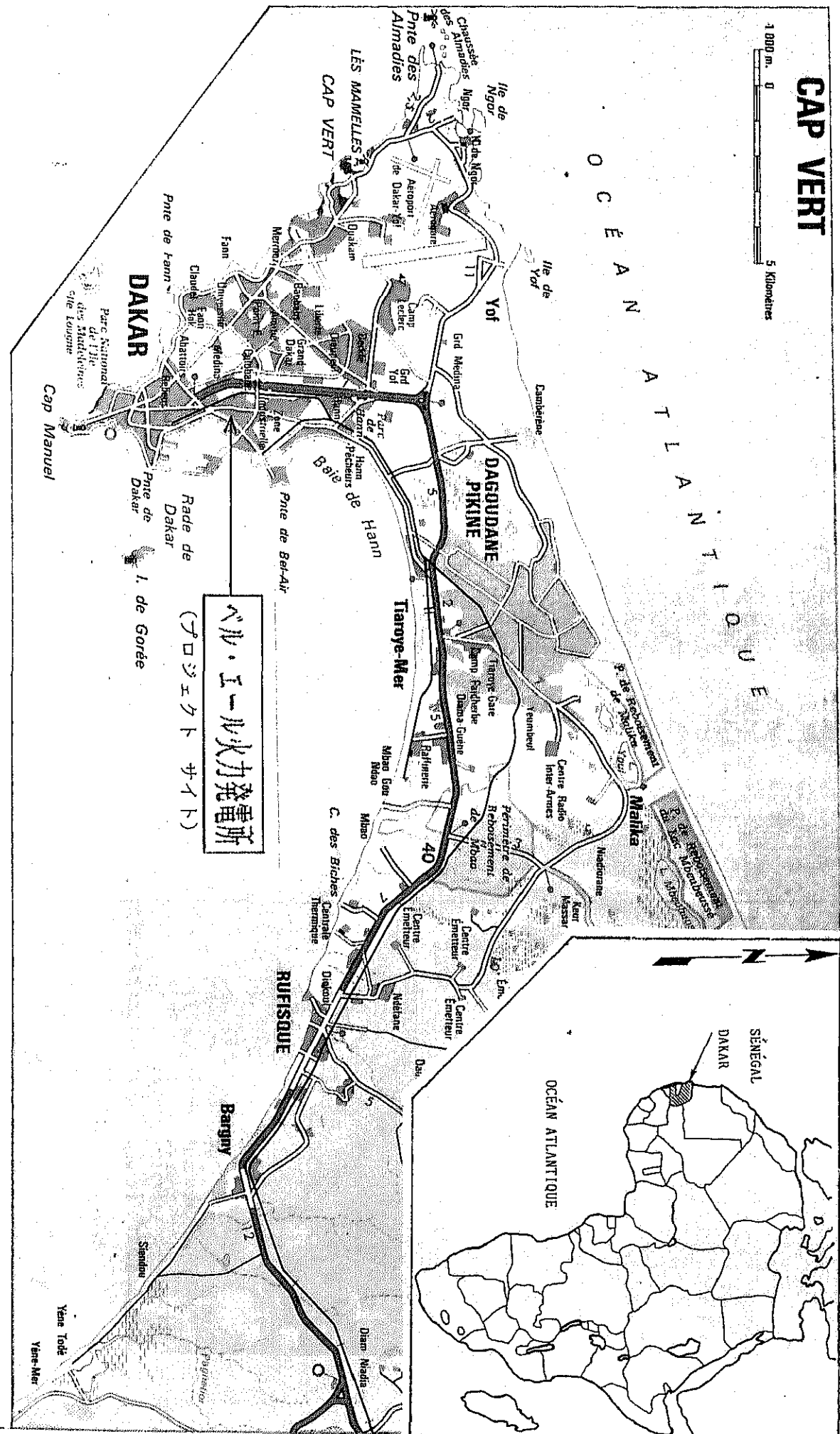
調査団は、セネガル国政府関係者と協議を行うとともに、プロジェクト・サイト調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなった。本報告書が、本プロジェクトの推進に寄与するとともに、ひいては両国の友好・親善の一層の発展に役立つことを願うものである。

終りに、本件調査にご協力とご支援をいただいた関係各位に対し、心より感謝の意を表するものである。

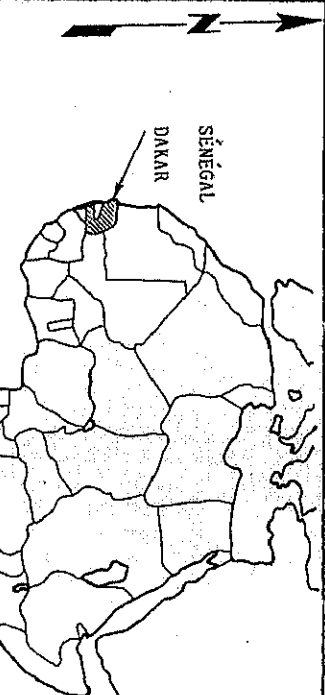
平成元年5月

国際協力事業団
総裁 柳谷謙介

CAP VERT



ベル・エール火力発電所
(プロジェクト サイト)

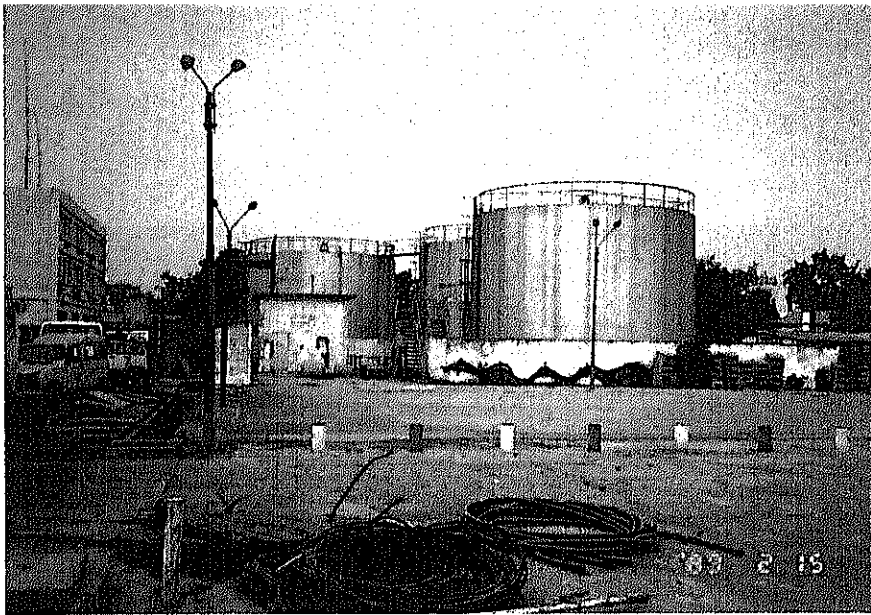




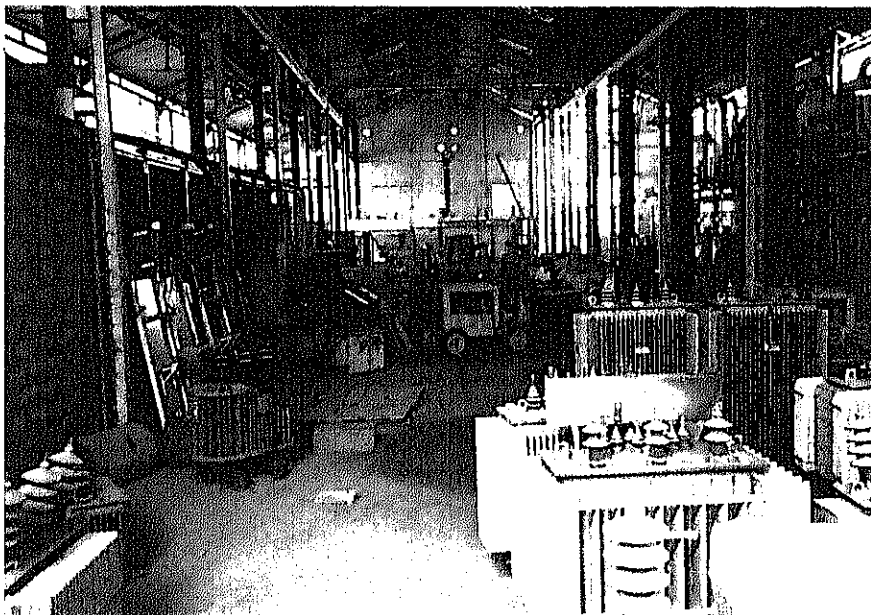
SENELEC本社



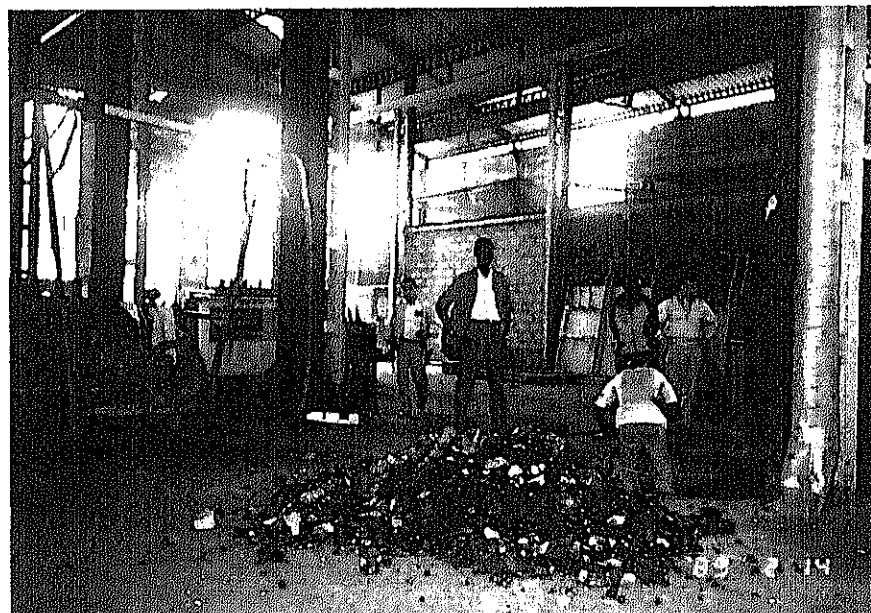
SENELEC別館



Bel Air発電所
燃料タンク



Bel Air発電所
プロジェクト位置



Bel Air発電所
プロジェクト位置
の地質調査



C-I Generator (right 2 buildings)

C-II Generator

Main Gate

Project buildings (left 1 building)

Bel Air Generator

要 約

要 約

セネガル共和国はアフリカ大陸の西端にあって、首都ダカールは北緯15度付近に位置している。国土面積は 196,722km²、人口は約 710万人（1988年）で、このうちの14%に相当する約 100万人がダカールに住んでいる。ダカールの空港はヨーロッパ、アフリカ、アメリカを結ぶ国際空港として各国航空機の発着が多く、また港は西アフリカ海上交通の要衝として船舶の往来が頻繁である。

セネガルの経済は農業と農業加工業に大きく依存しており、国民の70%が農村地帯に住んでいる。この他では燐鉱石の生産、水産業、観光業なども国の経済を支えている。エネルギー源は輸入石油と薪炭に全面的に依存している。経済の実質成長率はやや低く、1975～81年は年平均 1.5%、1981～87年は 1.6%程度である。1985年の国民1人当たりのGNPは 420US\$ となっている。貿易収支は毎年赤字であるが、サービスおよび資本移転のバランスを含めた総合的な国際収支では赤字幅は僅かであり、1986年と1987年は若干の黒字となっている。輸入品は、食料品、石油、消費財、生産財で、輸出品は落花生、燐鉱石、石油製品、魚介類が主要品目である。

セネガル国で電力の供給が始まったのは1897年で、その後、電力会社の吸収合併を繰り返して、1983年セネガル政府により現在のセネガル電力公社（Societe Nationale d'Electricite—SENELEC）が設立された。SENELECは同国の唯一の電力公社で、その保有発電設備は 213MW、その構成はスチームタービン 139MW、ガスタービン38MW、ディーゼル36MWとなっている。送配電系統はまだ全国規模で連系されていないが、ダカールを中心としたダカール電力系統は全体の約80%の発電設備を占有した最も大きい電力系統で、他は小規模の単独系統が全国に分布している。

首都ダカールには全産業の90%が集中しているため、電力消費もこの地域に偏在しており、その割合は需要電力量で全国の90%以上を占めている。このような電力消費地において、同地域の電力需給バランスは極めてタイトであり、需要が増え供給力が不足すると一部地域への送電を停止して需給バランスを調整している。

過去2年間（1986, 1987年）の負荷しゃ断の実態は次の通りである。

しゃ断回数	平均 3 回/日
停電時間	平均15分/回

しゃ断負荷 9～12MW/回（需要電力の10%以上に相当）

このような電力需給状態をひきおこしているのは、供給電力が不足しているほか、発電設備が老朽化し故障が多く、供給信頼度が低いことに起因している。稼動中の発電設備の中には1950年から1960年代にかけて運開されたものが78.7MWあり、全体の約45%を占めている。また、老朽設備による弊害は熱効率の低下をまねき、燃料消費量の増大につながり S E N E L E C の経営を圧迫している。

最近のディーゼル発電所の熱効率が 2,000Kcal/kWhであるのに対し、S E N E L E C の発電所の熱効率は平均 3,500Kcal/kWhであり、この差は燃料消費量の増加と電力料金の上昇に直接反映している。S E N E L E C の電力料金は平均で57.68CFAF/kWh(24.2円/kWh)で、一般家庭用は64.98 CFAF/kWh(27.3円/kWh)となっている。従って、需要家は割高な電力料金の下で停電が頻繁に行われる不安定な電力供給を受けている。

セネガル国政府はダカール市のこのような厳しい電力需給事情を改善するため、1988年8月に日本国政府に出力10MWのディーゼル発電設備の無償資金協力の要請を行った。この要請を受け、日本政府は基本設計調査の実施を決定し、国際協力事業団は調査団を1989年1月25日から2月18日迄の25日間セネガル共和国に派遣した。

調査団は要請内容に基づき S E N E L E C とその関係機関との間で協議を重ね、要請内容を確認し、計画の背景とその目的、プロジェクト・サイト等の調査を行った。更に計画設備の最適規模、基本設計条件、計画実施後におけるセネガル側の設備運営能力、および本要請計画を日本の無償資金協力で実施することの妥当性について検討した。

調査の結果、当面の電力需給バランスを改善するために出力10MWの発電設備が必要で、その運転開始時期は1990年末とするのが望ましい。

発電設備の計画概要は下記の通りである。

ディーゼルエンジン	7,080 PS	2台
交流発電機	5,000 kW	2台
運転制御, 配電盤開閉装置		1式
予備品, 工具類		1式

この発電設備は、ダカール市の工業地区に位置する S E N E L E C の Bel Air 発電所の既存建屋内に設置し、ディーゼル発電機の運転に必要な燃料系統、蒸気系統および冷却水系統は既存設備を利用する。

本プロジェクトを日本の無償資金協力で実施する場合に必要な概算事業費は、14.04億円（日本側負担分 13.98億円，セネガル側負担分 600万円）であり，セネガル側の負担する工事費は主として既存設備の撤去と機器搬入口の拡張工事に当てられる。本プロジェクトの実施には，実施設計5ヵ月，機器の製作・据付および試運転に11ヵ月を要する。

本プロジェクトの完成によって得られる発電電力量および営業収支は次の通りである。

－発電電力量

年間発生電力量（送電端）	59,170 MWh
年間販売電力量	50,900 MWh

－営業収支

年間電力料金収入	12.33億円（29.36億 CFAF）
年間維持経費	4.31億円（10.27億 CFAF）
純利益	8.02億円（19.09億 CFAF）

上記の収支バランスから，本プロジェクトの完成によって見込まれる年間の売電収入で設備の維持管理費，燃料費および減価償却費を含めた年間経費を充分賄うことができる。本ディーゼル発電所への燃料供給は，既存の火力発電所用の燃料手当てのシステムが既に S E N E L E C で確立されているので供給不安はない。

本プロジェクトを日本の無償資金協力で実施する場合，両国政府間の折衝および必要な手続きを行うセネガル側の機関は工業・手工業開発省(Ministere du Developpement Industriel et de l'Artisanat-MDIA)で，事業の実施主体は S E N E L E C である。

S E N E L E C は本プロジェクトの据付工事を行い，完成後のディーゼル発電設備を所有し，その維持管理と運用を行う。S E N E L E C は既に8年以上に亘るディーゼル発電所の運転経験を有し，この実績から判断して本ディーゼル発電設備を維持管理する上での問題点はない。電力設備を長期に亘って運営していくには，運転技術と保守技術の両面が備わっていなければならないが S E N E L E C の場合には，運転技術，即ち，発電設備を操作してその機能を生かし，需要家へ電力を安定的に供給する一般的な技術は既に確立されている。しかし，本ディーゼル発電設備固有の運転技術を習得するために，同発電機の据付工事時に請負業者が S E N E L E C の技術者を指導する。保守技術の習得についても，請負業者は O J T により修理に必要な機器の構造と機能に関する技術指導を行う。この他に

保守を行うには機器の部品と工具の備えが必要であり、約1年分の予備品と工具を計画に含めた。

本プロジェクトの実施による効果は以下の通りである。

- 供給電力の増加により需給バランスが緩和され停電が減少する。
- 停電の減少により市民生活と産業活動に対する諸障害が軽減される。
- 供給力の増加により、これまで困難であった機器の点検および修理に必要な発電機の作業停止時間の確保が容易となるので、機器の点検作業に余裕ができる。
- 熱効率のよい新設のディーゼル発電機が稼動することによって、燃料（重油）の節約とそれによる財務状況の改善をもたらす。本プロジェクトによる純利益19.09億CFAFは、SENELECの1987年の営業欠損35.79億CFAFを半減させる効果を持つ。

以上のことから、本プロジェクトはその効果が無償資金協力の目的にふさわしく極めて有意義であると判断される。

本プロジェクトの実施により、ダカール市では1993年頃迄の電力需要が賅われることになるが、その後の電力需要増に対処するため、セネガル政府は新規電源をすみやかに確保すべきである。

目 次

序 文	
地 図	
写 真	
要 約	
第1章 緒 論	1
第2章 計画の背景	3
2.1 セネガル共和国の概況	3
2.1.1 自然条件	3
2.1.2 経済・社会概況	4
2.2 セネガル国の電力事情	6
2.2.1 沿 革	6
2.2.2 セネガル電力公社（SENELEC）	7
2.2.3 電力設備概要	13
2.2.4 電力需給状況	20
2.2.5 停電状況	26
2.3 電力需給の問題点と本プロジェクトの役割	27
2.4 電力部門に対する外国援助	28
2.5 要請の内容	29
第3章 計画の内容	31
3.1 計画の目的	31

3.2	要請内容の検討	31
3.2.1	電力需要予測	31
3.2.2	電力需給バランス	36
3.2.3	本プロジェクトの必要性和運開時期	37
3.2.4	最適発電所形式の選定	38
3.2.5	発電機規模	42
3.2.6	関連開発計画の概要	42
3.2.7	プロジェクトサイトの選定	45
3.2.8	実施運営計画	45
3.2.9	要請施設・機材の内容	45
3.2.10	技術協力の必要性	46
3.2.11	協力実施の基本方針	47
3.3	計画の概要	48
3.3.1	運営体制	48
3.3.2	事業計画	49
3.3.3	計画地の位置・状況	49
3.3.4	供与資機材の概要	51
3.3.5	維持・管理計画	52
3.3.6	技術指導	54
第4章	基本設計	55
4.1	設計方針	55
4.1.1	既存設備の利用	55
4.1.2	建設事情	57
4.1.3	現地業者	57
4.1.4	工期に対する方針	58
4.1.5	機器の組立および輸送	58

4.2	基本設計の条件	59
4.2.1	気象条件	59
4.2.2	燃料の組成	60
4.2.3	冷却水の組成	61
4.2.4	適用規格	61
4.3	基本計画	62
4.3.1	ディーゼル発電所の諸元	62
4.3.2	敷地・配置計画	63
4.3.3	ディーゼルエンジン出力と発電機容量	65
4.3.4	所内用変圧器の容量	66
4.3.5	運転制御装置	66
4.3.6	しゃ断器	67
4.3.7	機材計画	67
4.3.8	基本設計図	73
第5章	事業実施計画	89
5.1	実施体制	89
5.1.1	SENELECの業務	89
5.1.2	コンサルタントの業務	89
5.1.3	請負業者の業務	90
5.2	実施業務の範囲	92
5.2.1	日本国側が分担する業務	92
5.2.2	セネガル国側が分担する業務	92
5.3	調達・輸送・施工計画	93
5.3.1	資機材の調達計画	93
5.3.2	輸送ルート	95
5.3.3	施工計画	95

5.4	実施スケジュール	96
5.5	概算事業費	96
第6章	事業評価	99
6.1	事業の効果	99
6.1.1	直接的効果	99
6.1.2	間接的効果	99
6.2	事業の妥当性	100
6.2.1	技術面での妥当性	100
6.2.2	運営・管理面での妥当性	100
6.2.3	組織・要員面での妥当性	101
第7章	結論と提言	103
7.1	結論	103
7.2	提言	103
資料編		
資料-1	主要面談者	A-1
資料-2	調査団員の構成	A-4
資料-3	現地調査日程	A-5
資料-4	協議議事録(写)	A-7
資料-5	収集資料リスト	A-13
資料-6	要請内容の検討資料	A-14
(1)	電力需要予測	A-14
(2)	電力需給バランス	A-20
(3)	最適電源構成	A-28

第1章 緒論

第 1 章 結 論

首都ダカール市はCap Vert半島に位置し、人口は約 100万人で総人口の14%にあたり、更に郊外に向って急速に発展しつつある。同市には全産業の90%が集中し、その電力需要は全国の90%以上を占めている。このような社会および経済的な背景にあるダカール市の電力需給は極めてタイトで、需要に供給が追いつけない状態にある。電力供給力がタイトな原因は、既存発電設備の中には1950年代の老朽化設備が含まれ、供給信頼度が低いことと、経済的な事情により新規の発電所の建設が遅れていることにある。

このような電力需給事情のため、SENELECは負荷しゃ断により需要の抑制を行っている。ここ数年の消費電力量の増勢が緩和の傾向にあるのは、供給力が需要に追いつけないために、ピーク負荷が抑制されていると考えられる。

一方、供給計画はCap des Biches発電所に建設中のディーゼル発電機20MW 2台が1989年末から1990年にかけて運開することになっているが、SENELECの需給計画では1991年に17MWの供給力がなお不足する見込みである。

セネガル政府はダカール市のこのような厳しい需給事情に対処するため、1988年8月に日本国政府に出力10MWのディーゼル発電設備の無償資金協力の要請を行ってきた。要請の内容はダカール市に設置されている既存のBel Air 発電所の敷地内に、最大出力10MWの電力供給設備（5MWディーゼル発電機2台）を建設するものである。この要請を受け、日本政府は基本設計調査の実施を決定し、国際協力事業団は1989年1月25日から2月18日迄の25日間、通産省資源エネルギー庁技官 金沢 晃氏を団長とする基本設計調査団をセネガル共和国に派遣した。

調査団はセネガル共和国政府およびSENELEC他の関係機関と協議を行い、計画対象地の調査を実施した。その調査内容は概ね以下の通りである。

- ・ セネガル政府の要請内容の確認
- ・ ダカール市の電力事情と電力需給計画
- ・ 基本設計条件および現地の建設事情
- ・ セネガル側の設備運営能力

セネガル共和国政府機関との協議の結果得られた基本的合意事項は、協議議事録としてとりまとめられ、1989年2月3日に双方代表者が署名し交換された。

調査団は帰国後、国内において現地調査をもとにセネガル共和国政府の要請内容を検討の上、必要な資機材の選定、発電設備の基本設計、概算事業費、設備の維持管理計画等を策定し、本プロジェクトを実施するための最適案として本報告書にとりまとめた。

調査団の構成、現地調査日程、セネガル側関係機関とその面談者、協議議事録、収集資料リスト等は巻末の資料編に添付した。

第2章 計画の背景

第2章 計画の背景

2.1 セネガル共和国の概況

2.1.1 自然条件

セネガル共和国は、ほぼ北緯12度から16度、西経11度から17度の間にあり、アフリカ大陸の最西端に位置し、東西約600km、南北約400kmで、国土面積は196,722km²である。国は、北はモリタニア、東はマリ、南はギニアおよびギニア・ビサオと国境を接している。国土は、地形・地質要因と気候帯によって4地域に区分できる。すなわち、北より南にかけて、乾燥～半乾燥地帯に属するセネガル河デルタの低平地、広大な砂地を主体とする中央台地、東南部の高地と熱帯雨林地帯の低地、および丘陵と露岩で大西洋に突き出すCap Vert半島である。

気候は、熱帯性で雨期と乾期に分けられる。乾期は、内陸部ではハルマタン風(harmattan)により、著しく乾燥するが、海岸部では湿気を帯びた海洋性貿易風が吹くため、あまり乾燥しない。雨期は6月から10月までであるが、降雨は7～9月の3ヶ月間に特に集中する。南部のCasamance州では、年平均雨量は1,000mm～1,500mmであるが、北に向かって漸減し、北部のセネガル河流域では300mm以下まで減少する。気温は全般的に高い。大陸性気候も、内陸部では雨期の直前に40℃以上となる。沿岸部では最高気温は30℃前後である。

本プロジェクトの計画地点であるダカール市はアフリカ大陸最西端にあって、Anse des Madeleines とRade Extérieure の間に形成された、前述のCap Vert半島に位置し、北西から南東方向にかけて長さ約12kmに亘って帯状に伸びている。1988年現在の人口は約100万人である。同年の全国総人口は710万人と推定されるので、総人口の14%がダカールに集中していることになる。市は工業団地、その他を含めた政府の都市計画に予定された郊外に向かって、Dakar～Cap des Biches～Barhny道路沿いに急速に発展しつつある。

ダカール空港は、ヨーロッパ、アフリカ、アメリカの3大陸を結ぶ国際空港として、各国航空機が多数発着しており、また、整備された港は西アフリカ海上交通の要衝として、各国漁船、貨物船、旅客船の往来が頻繁である。

2.1.2 経済・社会概況

(1) 概況

セネガルは落花生の生産を中心とする農業国で、その経済は農業と農産加工業に大きく依存しており、国民の70%が農村地帯に居住している。落花生の生産は年平均100万屯程度が普通であるが、近年は干ばつにより50万屯前後に減少し、この国の経済に大きな影響をおよぼしている。このほか、磷鉱石が年平均150～160万屯程度産出し、水産業、観光業なども国の経済を支える重要な産業となっている。工業は、食品加工、繊維などの軽工業が主体をなしている。

この国のエネルギー部門は輸入石油と薪炭に全面的に依存している。国内には“アフリカ精油会社”(Societe Africaine de Raffinage - S A R)があり、輸入原油はここで精製されて国内消費を満たすと同時に、一部は近隣諸国に輸出され、外貨獲得の重要な収入源となっている。

(2) 経済開発

セネガル政府は、これまで6次に亘る開発5ヶ年計画によって経済発展に努め、現在は“第7次経済・社会開発計画(1985-1989)”(VIIeme Plan de Developpement Economique et Social)が進行中である。経済の実質成長率はやや低く、第3章のTableau3.2.1に示すように、1975～81年は年平均1.5%、1981～87年は1.6%程度である。

国内総生産(GDP)に対する各経済部門のシェアは次の通りである。

部 門 別	1981年		1988年	
	(10億CFAF)	シェア	(10億CFAF)	シェア
農 林 業	121.1	18.1 %	327.6	22.2 %
農 業	54.1		171.6	
牧 畜	41.5		106.0	
林 産	9.6		14.9	
鉱 工 業	171.6	25.6 %	428.2	29.0 %
鉱 業	12.8		19.6	
建 設 業	42.8		101.9	
エネルギー	8.2		26.9	
サービス業	377.1	56.3 %	720.5	48.8 %
観光・通信・運輸	48.1		110.5	
金融・商業	136.8		274.4	
その他サービス	88.6		148.1	
国内総生産	669.8	100.0 %	1,476.3	100.0 %

すなわち、1988年のGDPに対するシェアは一次産業22%、二次産業29%、三次産業49%であり、1981年のそれに比較すると、一次および二次産業のシェアは上昇し、三次産業のシェアは約7%下がっている。

1988年のGDPは14,763億CFAFで、米ドル換算(1US\$=304CFAF)では4,856百万ドルに相当する。同年の人口は710万人と推定されるので、国民1人当たりのGDPは684ドルと見積もられる。

(3) 貿易・国際収支

1981年から1987年までの統計によると、貿易収支は毎年赤字であるが、サービスおよび資本移転のバランスを含めた総合的な国際収支の赤字幅は僅かであり、1986年および1987年は若干の黒字となっている。

主要輸出品目は落花生、燐鉱石、石油製品、魚介類である。1979年頃までは落花生

が輸出総額の約30%をもち、第一のシェアであったが、その後石油製品のシェアが増し、1984年の実績では石油製品22%、落花生20%、魚介類14%、磷鉱石13%、その他産物31%となっている。

輸入は食料品、石油、消費財、生産財である。

2.2 セネガル国の電力事情

2.2.1 沿革

セネガル国における電力供給は、1897年にはじまり、電力事業の発展経緯は次の4期に分けられる。

(1) 1期(1897~1929)：電力供給の開始

—当時の政府および“河川港湾局”(Port Harilime et Fluvial)の所在地であったSaint-Louisでは、“CARPOT会社(Etablissement CARPOT)によって1922年まで電力供給が行われていたが、同年、この会社は“アフリカ電力会社”(Compagnie Africaine d'Electricite-CAE)に吸収合併された。なお、CAEは1925年にLougaで電力供給を開始すると共に、Kaolackでも発電所を運開させた。

—次に、商業と農産物集散の中心地であったRufisqueでは、1928年まで市の公営事業によって電力供給が行われていたが、同年、“セネガル電力会社”(Compagnie d'Electricite du Senegal-CES)によって公営電力設備は買収された。

—上記CESは、1910年1月4日にダカールに設立された資本金百万仏フランの電力会社であり、ダカール地域における電力供給は1910年、CAEの設立と共に始まった。

(2) 2期(1929~1966)：電気事業の発展

—1929年、それまでDakar(およびRufisque)に電力供給を行っていたCESと、Saint-Louis、LougaおよびKaolackに供給していたCAEは共に解体され、同年新たに設立された“西アフリカ水道・電力会社”(Compagnie des Eaux et Electricite de l'Ouest Africain-EEOA)に吸収合併された。

—この時期は、健全経営によってEEOAが極めて順調に発展した時代であり、設立初期のEEOAの電力設備運転基準は、その後1967年に新たに制定された電気工物運転基準にそのまま継承されている。

—1945~1952年の電力需要の伸びは、年平均15%に達し、全国総発電量の85%は、

Dakar地域で消費された（1988年時点では92%）。

(3) 3期（1966～1971）：地方電化の開始

—この時期は、電力事業の経営に将来積極的に参加してゆこうというセネガル政府の意志によって特徴づけられる時代であり、特に、運営に財政的困難の大きい地方個別系統の電力事業について、様々の法的助成が行われるようになった。

(4) 4期（1972～1982）：SENELECの設立

—1960年の独立を契機として、それまでセネガル国内の電力供給を一手に引受けていた仏国籍の私営電力会社EEOAとセネガル政府との間に電気事業の国有化について協議が重ねられ、EEOAの所有する全ての発・送・配電設備は、バンク・ローンを通じてセネガル政府によって買収されることとなった。

—上記の取決めに基づいて、1972年1月、2つの新会社が設立された。その一つは完全国有の“セネガル電力”（Electricite du Senegal—EDS）であり、もう一つはセネガル政府とEEOAがそれぞれ50%出資し合って設立した“セネガル配電会社”（Societe Senegalaise de Distribution d’Energie Electrique—SENELECの前身）である。

—“セネガル配電会社”に対するEEOAの上記50%の持株は、1981年12月末までに全てセネガル政府に譲渡された。これに伴い、1983年7月5日、法律第83-72号に基づいて、“セネガル電力会社”（Societe Nationale d’Electricite—SENELEC）が設立された。

—なお、1972年に設立されたEDSは、EEOAの資本参加が続いていた1981年までの過渡期間、発・送・配電設備の所有権当事者となり、契約に基づいて、これら電力設備を前記“セネガル配電会社”に貸与・運営させていたものである。

1983年のSENELEC設立により、EDSおよびセネガル配電会社は解体され、SENELECに統合された。

2.2.2 セネガル電力公社（SENELEC）

(1) 組織

SENELECはセネガル国における唯一の電力公社で、その組織は1983年8月1日の政令第83-823号を以て認可された同公社の定款（Statuto）に基づいて下記のように決められている。Fig. 2.2.1にSENELECの組織図を示す。

(a) 理事会 (Conseil d' Administration)

最高議決機関は理事会である。理事の定員は14～17名で、エネルギー部門における経験によって選ばれ、政令によって任命される。これらの理事は下記の省庁を代表する者から成っている。

- 大統領府の代表 1 名
- 工業省の代表 1 名
- 大蔵省の代表 1 名
- 建設省の代表 1 名
- 計画省の代表 1 名
- 水利省の代表 1 名
- 農村開発省の代表 1 名
- 地方公共団体の代表 1 名
- 商業省の代表 1 名
- 都市計画省の代表 1 名
- 国民議会によって指名された議員 1 名
- 大統領によって指名された消費者代表 3 名

なお、理事の任期は3年であり、再任は認められない。

(b) 本部組織

SENELECの本部はダカール市にあり、地方に7ヶ所の支部を置きそれぞれの域内で電力供給を行っている。

従業員総数は1988年1月現在2,180名であり、そのうち70%がダカールでの業務に従事している。

SENELECの本部組織は次の2大部門から構成されている。すなわち、

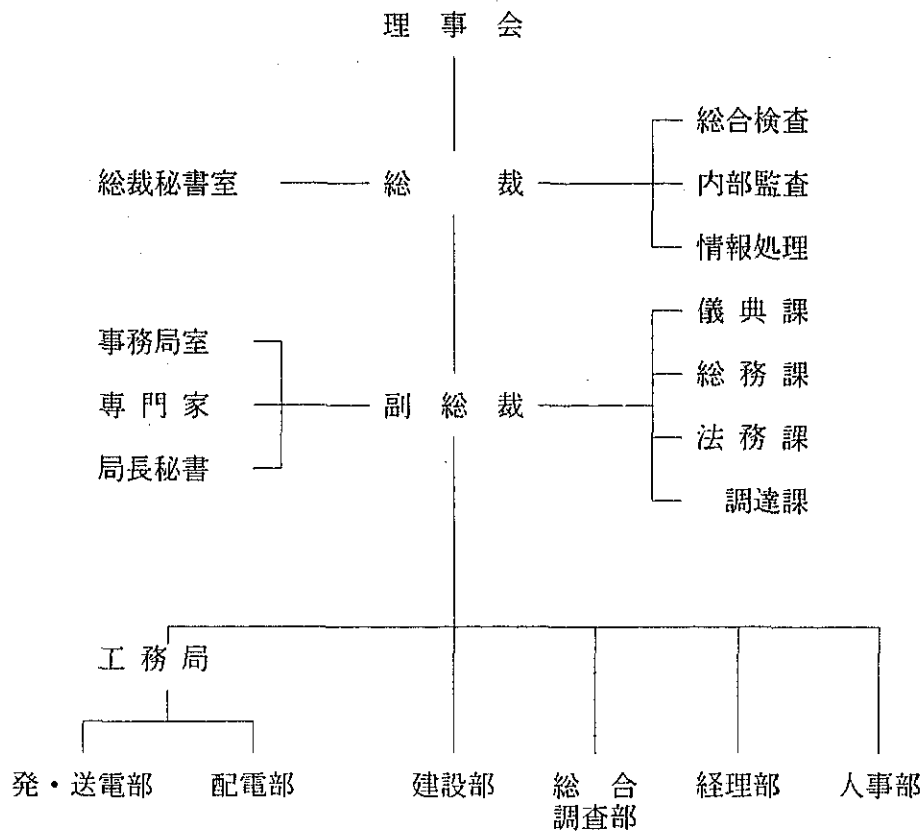
i) 下記を含む“総務”部門 (総務局)

- 総合調査部
- 建設部
- 経理部
- 人事部

ii) 下記を含む運転部門 (工務局)

- 発・送電部
- 配電部

Fig. 2.2.1 SENELEC本部組織



(2) 職員の構成

SENELEC全体の職員数は、1988年1月現在 2,180名であり、これを職級別、所属別に分けると以下の通りである。

所 属	合 計	一般職員	職長クラス	(人数) 幹部職員
全体管理	16	6	3	7
全体秘書室	148	92	44	12
監 査	19	3	8	8
人 事 部	92	33	36	23
経 理 部	150	28	85	37
調査・建設	111	19	47	45
発 電 部	646	271	343	32
送・配電部	998	350	605	13
合 計	2,180	802	1,171	207

(3) 発電所の運営組織

SENELECの発電所の運営組織として Bel Air発電所の組織をFig. 2.2.2に示す。組織は運転課と保守課に大別され、それぞれの課は2つの班で構成されている。

運転課は交替勤務を行う運転班と機器の調整と日常点検を行う技術班で構成され、保守班は故障機器の修繕（修理工場）を行う準備班と資機材の調達を行う発注・実施班とで構成されている。

従業員は総数 200人（1989年）で、それらは以下に示す職級と人数で構成されている。

職 級	人 数
幹部職員	10
職長クラス	130
一般職員	60
合 計	200

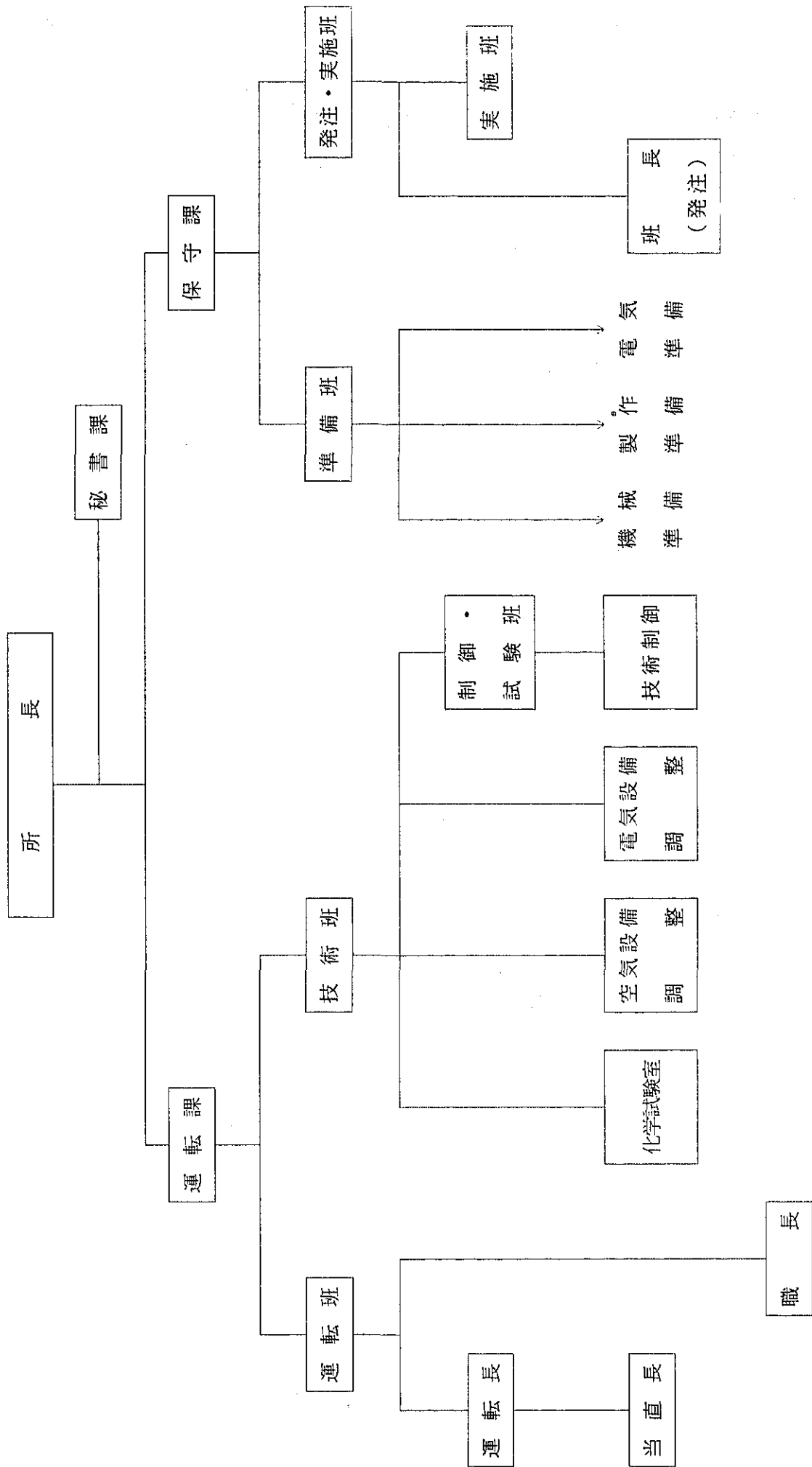


Fig. 2.2.2 Bel Air 発電所の組織

(4) 財務状況

SENELECの財務状況は、発電設備が全て老朽化し、熱効率は極端に低いことが原因となって赤字経営が続いている。因みに、1982年から1987年までの毎年の財務状況を示すと以下の通りである。

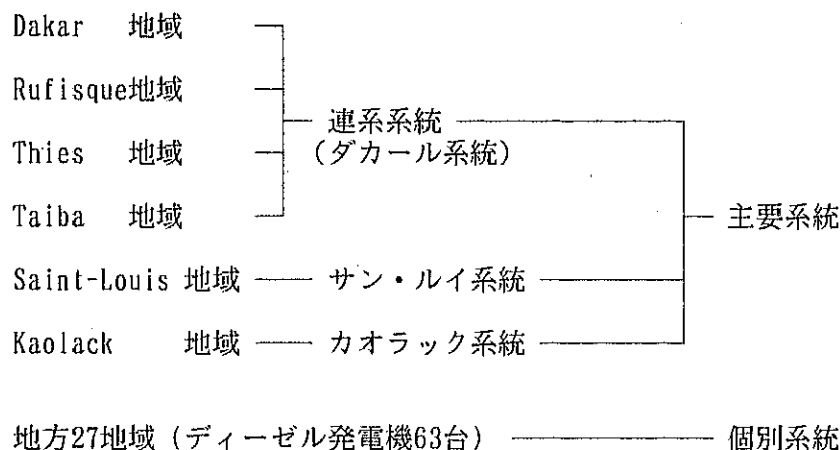
年 度	稼動固定資産 (千CFAF) (A)	純利益 (千CFAF) (B)	収益率 (B) / (A)
1982	26,581,641	- 1,868,089	- 7.03 %
1983	80,686,156	- 4,221,121	- 5.23 %
1984	82,239,920	- 4,883,639	- 5.94 %
1985	81,031,148	- 3,596,461	- 4.44 %
1986	80,866,648	- 2,838,478	- 3.51 %
1987	81,975,685	- 3,579,260	- 4.37 %

(注) 1 CFAF=0.42円

2.2.3 電力設備概要

(1) 電力系統

セネガル全国の電力系統は次のように区分されている (Fig. 2.2.3 参照)。



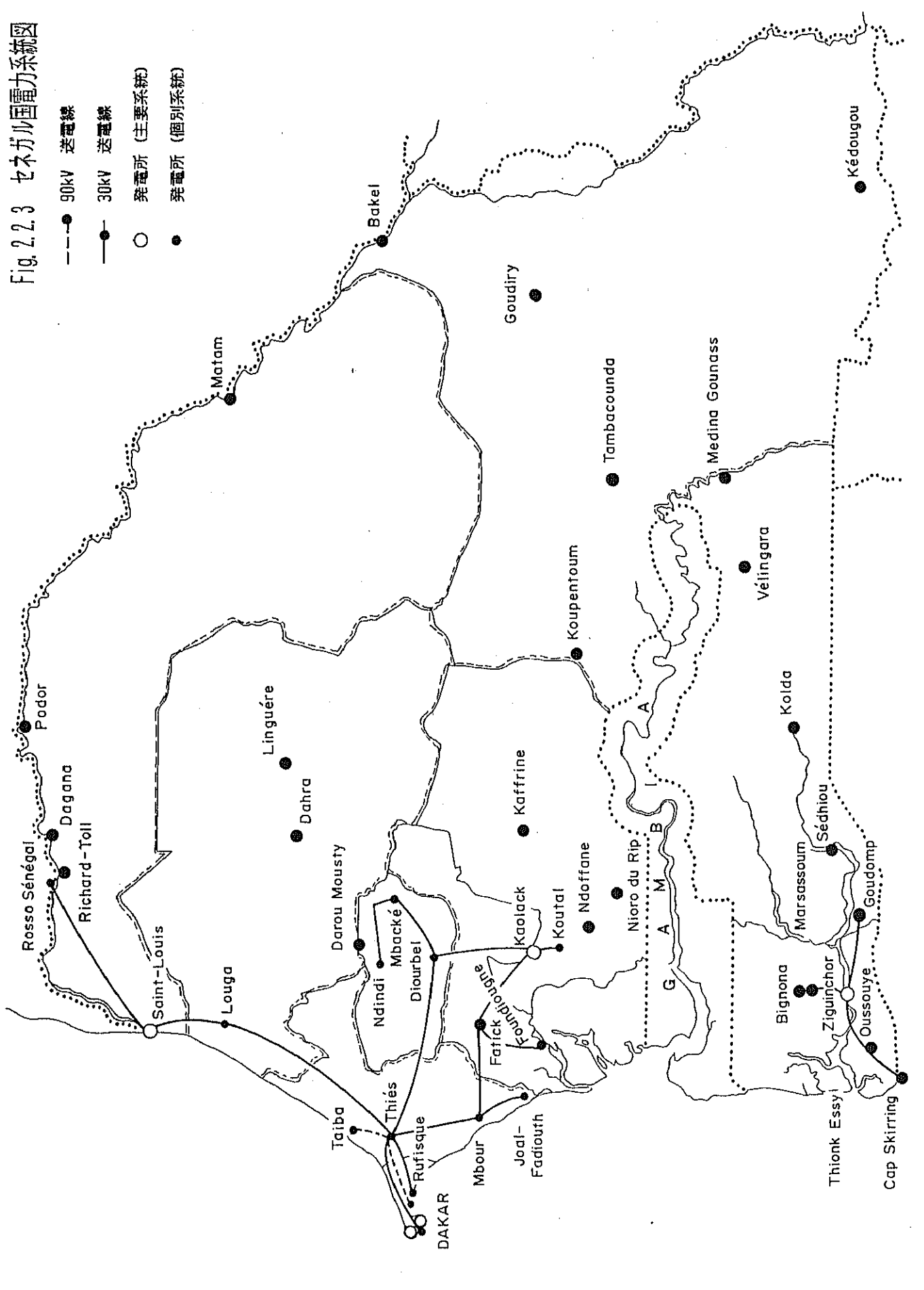
すなわち、SENELECの電力系統は、首都ダカールと地方都市Saint-Louis, Kaolack を中心とした主要系統 (Reseau General) と、それぞれ孤立した全国27地域の個別系統 (Centres Secondaires)に2大別される。

主要系統は、大西洋に面した地域のDakar, Rufisque, Thies, Taiba, Saint-Louis およびKaolackの各都市に電力供給を行っており、このうち特に90kV送電線で結ばれたDakar-Rufisque~Thies~Taiba地域は“連系系統” (Reseau Interconnecte)と称されている (本報告書では便宜上“ダカール系統”と記す)。

Saint-Louisおよび Kaolackの2地域は、それぞれ30kV送電線で各域内の電力供給を行い、またダカール系統と30kV送電線で結ばれているが、常時は単独で運用されており、ダカール系統からSaint-LouisおよびKaolack系統には電力を供給していない。

Fig. 2.2.3 セネガル国電力系統図

- 90kV 送電線
- 30kV 送電線
- 発電所 (主要系統)
- 発電所 (個別系統)



(2) 発電設備

(a) 概況

1989年3月末現在の全国発電所の概況をTableau 2. 2. 1に示す。これによると、既存発電所設備出力の系統別シェアは以下の通りである。

	(MW)	(シェア)
主要系統：	192.2	(90%)
Bel Air 発電所	51.2	
Cap des Biches 発電所	125.5	
Saint-Louis 発電所	8.5	
Kaolack 発電所	7.0	
個別系統：	20.4	(10%)
全国合計	212.6	(100%)

(注) Bel Air 発電所には3 MW 3 台 (合計9 MW) の発電機があるが、老朽化が激しく1984年以降運転を停止しており、ここでは設備出力に含まれていない。

設備出力の点では、ダカール系統の対全国シェアは83.2%であるが、発電量では、後述のように92.2%であり極めて高い比率である。

(b) Bel Air 発電所

Bel Air 発電所はダカール市の工業地区に位置しダカール港には1.5kmの距離である。同発電所の発電設備はC-IとC-IIに区分され、C-Iには3 MW×3台、C-IIには12.8 MW×4台の蒸気タービン発電機がそれぞれ設置されている。C-IIには、C-IおよびC-IIのタービンに蒸気を供給するボイラー5基が備えられている。

下記に示すように、C-Iの3台は1940～50年にかけて運開し、C-IIの4台は1953～61年にかけて運開されたものであって、特に前者は老朽化が甚だしく、1984年以降3台とも運転を停止している。

C - I :	<u>運転開始年</u>
1号機 (3 MW)	1940
2号機 (3 MW)	1947
3号機 (3 MW)	1950
C - II :	
1号機 (12.8 MW)	1953
2号機 (12.8 MW)	1955
3号機 (12.8 MW)	1959
4号機 (12.8 MW)	1961

後述のように、1990年には、Cap des Bichesに現在建設中の20MW 2台のディーゼル発電機が運転開始を予定されており、この運転開始と共にC - Iの発電機は廃棄される予定である。しかしながら、それまでの期間における電力不足を補うため、現在改修工事を実施中である（復水ポンプの設置、循環ポンプの点検、配管の点検および交換、等）。

老朽化のため、当然のことながら発電所の燃料消費率は極めて高く、C - IIの発電機でも熱効率は20%程度である。このため、1990年に予定されるC - Iの全発電機の廃棄に引続いて、C - IIの1号機は1992年に、また2号機は1994年にそれぞれ廃棄される予定である。

C - IIは後述のCap des Biches発電所より以前に建設された発電所であるため、その熱効率はCap des Bichesの発電機のそれよりも可成り低い。従って、Cap des Bichesの発電機は負荷曲線のベース負荷を分担するのに対して、C - IIの発電機は中間負荷を分担するように運転されている。

(c) Cap des Biches発電所

Cap des Biches発電所（C - IIIと称す）はM'baoとRufisqueの間に位置し、ダカル市から約30kmの地点にある。同発電所にはスチーム・タービン発電機3台とガスタービン発電機2台が設備されており、各発電機の出力行および運転開始年は次の通りである。

C-Ⅲ：	<u>運転開始年</u>
スチーム・タービン1号機 (27.5MW)	1966
スチーム・タービン2号機 (30MW)	1975
スチーム・タービン3号機 (30MW)	1978
ガス・タービン1号機 (16.5MW)	1971
ガス・タービン2号機 (21.5MW)	1984

これらスチーム・タービン発電機3台の熱効率は28%前後（通常の設備では32%程度）であり、またガス・タービンの熱効率は極めて低く20%以下（同26%程度）である。

この発電所のスチーム・タービン発電機は、負荷曲線のベース負荷を分担するため、極めて高い稼働率で運転されている。ガス・タービンの熱効率は低いが、負荷変動に迅速に追随して需給調整を行い得るので、最大負荷の分担用として運転されている。

C-Ⅲのスチーム・タービン発電機のうち、1号機は運転開始後33年も経過しており、老朽化が激しいため1996年に廃棄が予定されている。

Tableau 2.2.1 全国発電所の諸元

発電所	使用燃料	設備出力 (kW)	年間発電量 (GWh)	運転開始年	廃棄予定年
主要電力系統					
Bel Air 発電所					
C-I 発電所:					
スチームNo.1	重油	(3.0)		1940	1990
スチームNo.2	重油	(3.0)		1947	1990
スチームNo.3	重油	(3.0)		1950	1990
C-II 発電所:					
スチームNo.1	重油	12.8		1953	1992
スチームNo.2	重油	12.8		1955	1994
スチームNo.3	重油	12.8		1959	2000
スチームNo.4	重油	12.8		1961	2004
小計		51.2	314.0		
Cap des Biches 発電所					
C-III 発電所:					
スチームNo.1	重油	27.5		1966	1996
スチームNo.2	重油	30.0		1975	
スチームNo.3	重油	30.0		1978	
ガスタービンNo.1	ディーゼル油	16.5		1971	
ガスタービンNo.2	ディーゼル油	21.5		1984	
小計		125.5	769.6		
ダカール系統の合計		176.7	1,083.6		
Saint-Louis 発電所					
ディーゼルNo.1	ディーゼル油/重油	3.25		1980	
ディーゼルNo.2	ディーゼル油/重油	3.25		1980	
ディーゼルNo.3	ディーゼル油/重油	2.0		1980	
小計		8.5	52.1		
Kaolack 発電所					
ディーゼルNo.1	ディーゼル油/重油	3.5		1982	
ディーゼルNo.2	ディーゼル油/重油	3.5		1982	
小計		7.0	42.9		
主要系統合計		192.2	1,178.6		
個別系統					
63発電所 (合計)		20.4	124.9		
全国合計		212.6	1,303.5		

註: — 年間発電量は下記の式から算定した。

連続出力 × 8,760時間 × 0.7

— () は停止中

(3) 送変電設備

既存送電線の概要はTableau 2.2.2に示す通りである。電圧階級は高圧90kV、中圧30kV、および6.6kVおよび低圧に分かれている。

高圧90kV線は、連系系統の主要都市Dakar, Thies, Taibaを結んでおり、送電線巨長は約130kmである。ダカール系統は、更に30kV線が北方のLougaまで約220km、東方のDiourbelまで約210km伸びて電力供給を行っている。

Saint-Louis およびKaolackは30kV線でダカール系統と結ばれているが、前述のように常時は両系統は開かれており、ダカール系統との系統間電力融通は行われていない。

Tableau 2.2.2 送電線設備

地 区	高 圧 90kV	中 圧		低 圧	合 計
		30kV	6.6kV		
巨長 : km					
<u>主 要 系 統</u>					
Dakar	43.87	233.61	310.96	796.99	1,385.43
Thies	85.89	391.04	14.43	330.41	821.77
Louga	-	219.94	46.04	125.11	391.09
Diourbel	-	209.39	-	223.15	432.55

Saint-Louis	-	219.94	46.04	125.11	391.09
Kaolack	-	170.69	30.01	373.28	573.98
Ziguinchor	-	165.51	54.75	200.64	420.90
Tamba	-	-	23.49	91.66	115.14
合 計	129.76	1,522.46	479.68	2,263.64	4,395.54

2.2.4 電力需給状況

(1) 概況

1975年から1988年までの14年間における、系統別の電力需給状況をTableau 2.2.3に示す。要約すると次の通りである。

():シェア

系統別の需給	1975	1980	1987	1988
ダカール系統:				
消費電力量 (GWh)	377.4	526.2	607.9	-
発電量 (GWh)	435.1 (99.1%)	627.4 (98.1%)	749.6 (92.2%)	765.4
最大需要電力 (GW)	76.0	102.7	123.6	130.0
その他地域:				
消費電力量 (GWh)	3.5	7.6	54.2	-
発電量 (GWh)	4.1 (0.9%)	8.5 (1.9%)	63.3 (7.8%)	-
全国合計:				
消費電力量 (GWh)	380.9	533.8	662.1	-
発電量 (GWh)	439.2 (100%)	635.9 (100%)	813.2 (100%)	-

上記期間における発電電力量の年平均増加率は次の通りである。

期 間	連系系統	その他地域	全国平均
1975/80	7.6%	15.7%	7.7%
1980/87	2.6%	33.2%	3.6%
1975/87	4.6%	25.6%	5.3%

その他地域における増加率が1980年以降急激に高まったのは、1980年末にSaint Louis発電所(8.5MW)が運開され、1982年にはKaolack発電所が運開されて両地域の潜在需要が満たされるようになったためである。

また、全国発電量に占めるダカール系統のシェアは圧倒的に大きく1987年時点で92.2%である。なお、このシェアは、1981年以降年平均0.5%の割合で低下している。

(2) 電力需要家と受益人口

1988年のセネガル国の人口は 710万人と推定されている。一世帯当たりの家族数は、SENELECの電力需要予測の基礎資料によると10～11名であり、地域的な差は殆どないと言われている。

SENELECの電力需要家区分は一般家屋向けの低圧需要、企業向けの中圧および高圧需要に分かれている。低圧需要家の一世帯当たりの家族数を10人と仮定すると、電力の受益人口および電化率は次の通りとなり、1987年時点で電力の受益人口は約185万人、電化率は約27%と想定される。

年 度	需要家数 (1,000口数)		受益人口 (1,000人) (B)= (A)×10	総人口 (1,000人) (C)	電化率 (B)／(C)
	全 体	低 圧 (A)			
1982	143.17	142.44	1,424.4	6,027	23.6 %
1983	161.00	160.23	1,602.3	6,213	25.8 %
1984	174.04	173.22	1,732.2	6,393	27.1 %
1985	176.71	175.88	1,758.8	6,764	26.0 %
1986	183.70	182.87	1,828.7	6,567	27.8 %
1987	185.62	184.77	1,847.7	6,900	26.8 %

(3) ダカール系統の需給の特質

a) 電力消費構造

1981年および1987年のダカール系統における用途別消費電力量と、その構成比を示すと次の通りである。

用途別	1981 年		1988 年	
	消費量(GWh)	構成比 (%)	消費量(GWh)	構成比 (%)
家庭用	115.16	21.4	143.22	22.9
商業用	33.23	6.2	45.72	7.3
工業用	376.00	69.9	430.27	68.9
街灯用	7.75	1.4	4.44	0.7
その他	5.97	1.1	0.74	0.2
合 計	538.10	100.0	624.39	100.0

すなわち、工業用電力需要が全体の約70%近くを占め、家庭用は約23%、商業用は6~7%にすぎない。

b) 総合電力損失率

Tableau 2.2.3 に示されるように、所内用消費電力を含めた電力系統全体の総合電力損失率は、過去数年間、概ね16.5~17.5%であったが、1987年は19%に増大した。1981年からの年平均では17.0%である。この電力損失率は、火力発電所だけの電源で構成された発展途上国のものとしては特に高いものではない。

c) 最大需要電力および負荷率

前掲のように、最大需要電力は1975年の76MWから1980年は102.7MW、1987年は123.6MW、1988年は130MWに増大した。

一方、負荷率はTableau 2.2.3 に示されるように、ほぼ66%から69%の間を前後しており、1981年から1987年までの7年間の年平均負荷率は68.1%である。年負荷率が比較的高いのは、負荷の変動が少いことを意味し、これは工業需要、或は年間を通じて気温が高いことによるクーラ需要の高稼働率が原因していると考えられる。

d) 負荷パターン

ダカール系統における日負荷曲線には2つのピークがあり、第1のピークは昼間の10時~12時に発生し、第2のピークは夜間の19~23時に発生する。夜間のピークは昼間ピークよりも大きく、昼間ピークは夜間ピークの70~75%前後である。

また、日負荷曲線の最大負荷に対する最低負荷の割合は約40~50%である。因みに、日負荷曲線の一例をFig. 2.2.4 に示す。

e) 需要電力の月別変動

セネガル国は気温が年中ほぼ一定であるため、需要電力の月別変化は比較的小さく、軽負荷期(1月~4月)の平均値は重負荷期(7月~10月)のその約90%、中負荷期(5~6月および11月~12月)の平均値は重負荷期のその約95%である。

1987年の需要実績値に基づいて、需要電力の月別変動を見ると、最低月1月のピークは最高月10月のピークの約87%であった。

月 別	年最大需要電力に対する月最大需要電力の比率 (%)	
1 月	(最低) 86.8	低負荷期
2 月	87.7	
3 月	93.1	
4 月	91.5	
5 月	92.3	中負荷期
6 月	93.9	
7 月	95.4	重負荷期
8 月	94.6	
9 月	92.3	
10 月	(最高) 100.0	中負荷期
11 月	95.4	
12 月	90.0	

Tableau 2.2.3 電力消費量及び発電量の推移

年	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
<u>A. 全 国</u>														
消費電力量 (A)	380.9	408.1	442.8	482.0	519.4	533.8	567.9	529.4	595.5	634.7	621.1	626.3	662.1	
発電電力量	439.2	474.2	526.7	580.0	636.8	635.9	672.9	632.6	707.0	765.0	756.5	751.4	813.2	
<u>B. ダカール系統</u>														
消費電力量 (B)	377.4	404.1	438.1	476.3	512.6	526.2	538.1	498.2	559.1	590.4	576.1	581.9	607.9	
発電電力量	435.1	469.2	521.1	573.4	628.7	627.4	646.0	604.8	663.3	707.8	697.4	693.8	749.6	765.4
尖頭負荷	76.0	72.0	85.5	93.5	104.2	102.7	108.0	102.0	108.9	118.0	117.5	120.0	123.6	130.0
損失率	13.3	13.9	15.9	16.9	18.5	16.1	16.7	17.6	15.7	16.6	17.4	16.1	19.0	
負荷率	65.0	74.0	70.0	70.0	69.0	70.0	68.3	67.7	69.5	68.5	67.8	66.0	69.2	
消費電力量の 対全国比(B)/(A)	99.1	99.0	98.9	98.8	98.7	98.6	94.8	94.1	93.9	93.0	92.8	92.9	91.8	
<u>C. 主要系統</u>														
消費電力量	377.4	404.1	438.1	476.3	512.6	526.2	560.0	520.3	584.2	615.5	599.4	605.2	636.0	
発電電力量	435.1	469.2	521.1	573.4	628.7	627.4	662.9	621.9	695.2	743.1	730.7	725.7	785.0	
<u>D. 個別系統</u>														
消費電力量	3.5	4.0	4.7	5.7	6.8	7.6	7.9	9.1	11.3	19.2	21.7	21.1	26.1	
発電電力量	4.1	5.0	5.6	6.6	8.1	8.5	10.0	10.7	11.8	21.9	25.8	25.7	28.2	

Source : Direction des Etudes Generales (SENELEC)

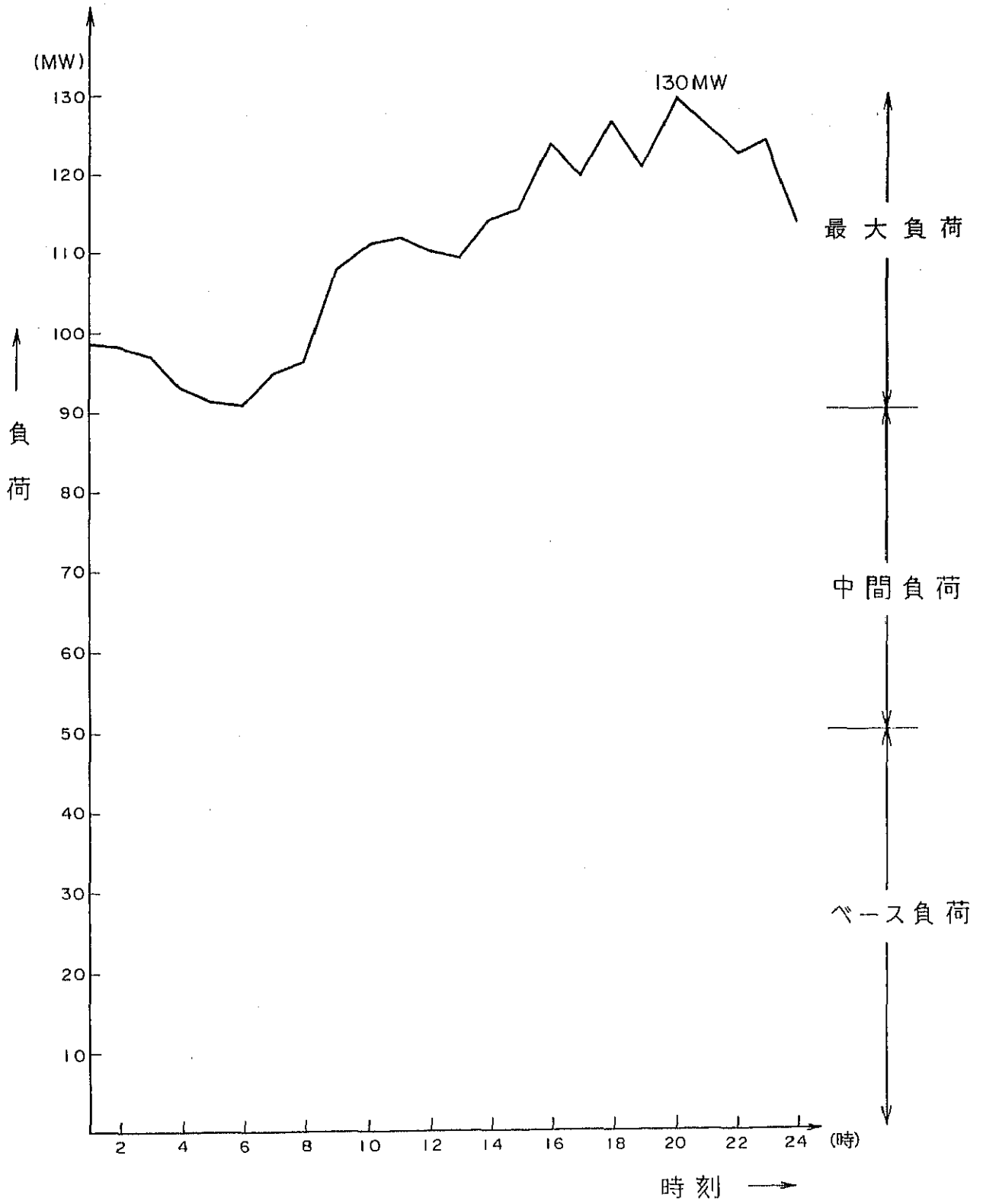


Fig 2. 2. 4 日負荷曲線(1988-10-11(火))

2.2.5 停電状況

(1) 負荷しゃ断の実態

ダカール電力系統の1986年と1987年における需要家の負荷しゃ断の実績を下表に示す。負荷しゃ断の記録は33kVと90kV Feeder のしゃ断回数と、しゃ断による停電時間を表わしている。33kV Feeder のしゃ断回数が90kV Feeder に比較して圧倒的に多いのは、33kV Feeder は数が多いので局部的な負荷しゃ断の操作が容易なためである。両年を比較すると1987年は負荷しゃ断の回数が増加し、停電時間は逆に減っている。これは負荷しゃ断後の復旧が1986年に比較して早くなったと考えられる。

これらの負荷しゃ断を一日当りの数で見ると、両年とも回数は3回程度/日でそれによる停電時間は15分/回から17分/回となっている。

ダカール電力系統の負荷しゃ断実績

Feeder	しゃ断回数(回)			停電時間(分)		
	—	1987	1986	—	1987	1986
30kV	合計	1,158	1,041	合計	12,357	15,407
	1日当り	3.2	2.9	1回当り	10.7	14.8
90kV	合計	55	40	合計	6,077	2,625
	1日当り	0.1	0.1	1回当り	110.5	65.6
全Feeder	合計	1,212	1,081	合計	18,434	18,032
	1日当り	3.3	3.0	1回当り	15.2	16.7

(2) 負荷しゃ断の背景

電力系統の運用は供給力が充分確保されていれば、需要増に応じて発電量を増加し、絶えず需給バランスを保つことができる。一方、供給力が不十分な場合は供給力を上廻る需要を抑制しなければならない。電力系統で実施される需要抑制の一般的な方法は、需要が供給力を上廻ると系統周波数が低下する現象を検出して、周波数の低下中に相当する需要電力をしゃ断するシステムである。

ダカール系統で実施している負荷しゃ断システムは、周波数を次の3段階に分け周波数の低下巾としゃ断負荷の量をリンクさせている。

基準周波数	50.0 (± 0) (Hz)
第 1 段階の負荷しゃ断	49.0 (-1.0)
第 2 段階の負荷しゃ断	48.5 (-1.5)
第 3 段階の負荷しゃ断	47.0 (-3.0)

(3) しゃ断負荷の量

1987年の負荷しゃ断の回数、停電時間および周波数低下を基にして、しゃ断された電力量を試算する。しゃ断する直前の系統負荷が120MW の状態で需給バランスが保たれている場合、何らかの原因で需給バランスがくずれて供給力が低下し、周波数が50.0Hzから49.0Hzに低下(-1.0Hz 巾)したと仮定すると、しゃ断電力量は下記の値になる。

系統負荷 (MW)	120
しゃ断負荷 (MW/回)	12
停電時間 (分/回)	15.2
しゃ断回数 (回/年)	1,213
しゃ断電力量 (MWh/年)	3,688

2.3 電力需給の問題点と本プロジェクトの役割

ダカール電力系統が持つ問題点は、電力需給バランスが極めてタイトなことであり、それは発電設備が不足していることである。この原因は既存発電設備の老朽化に伴う設備出力の低下と故障による発電停止、さらに、これらの問題を改善するために必要な新規発電機の投入が遅れていることにある。老朽発電設備の問題は、燃料効率の低下、即ち、燃料消費量の増加につながり、SENELECの経営の圧迫へと派生している。

このような電力事情にあるダカール電力系統に対して、本プロジェクトが果たす役割は、供給力の増加である。また、新鋭のディーゼル発電機の投入によって供給信頼度の向上と燃料効率の向上が挙げられ、SENELECの財務の改善をもたらすと考えられる。

2.4 電力部門に対する外国援助

電力部門に対する外国からの技術面、経済面における援助状況を年代順に列記すると以下の通りである。

- (1) 1971年まで、セネガルの発・送・配電事業はフランス資本の“西アフリカ水道・電力会社” (Compagnie des Eaux et Electricite de l'Ouest Africain- E E O A) が統管していたが、1972年、電力国有化が決まり、暫定的にセネガル政府とE E O Aの共同出資による“セネガル配電会社” (Societe Senegalaise de Distribution d'Energie Electrique- S E N E L E Cの前身) が設立された。1973年7月4日付の委託契約により、S E N E L E CはE E O Aに対して、1981年12月末まで発・送・配電全設備の技術的管理（後に技術援助と改められた）を委託した。
- (2) 1984年、S E N E L E Cは国内泥炭の発電利用計画の検討をスイスのコンサルタント“Motor Columbus Wiedeplan社”に、またS E N E L E Cの営業活動全般についての診断をフランスのE D F -Internationalに委託し実施した。
- (3) 1985年、“都市および農村電化マスタープラン”の策定をカナダのコンサルタントShawinigan社に委託し実施した。
- (4) 同じく1985年、Manantali水力発電計画とManantalin Tobene間の北部送電線計画を含む“発・送電開発マスタープラン”の策定をフランスのE D F -Internationalに委託し実施した。
また、E D F -Internationalは、S E N E L E Cの電気料金問題についても検討を委託されて実施している。
- (5) 1985年、S E N E L E CはE D F -Internationalの“発・送電マスタープラン”と併行して、Manantaliよりセネガル南部を横切ってDakarに到る送電線ルートを選定調査をカナダのコンサルタント“Hydro Quebec International/Dnau社”に委託して実施した。
- (6) 現在Cap des Bichesに建設中の20MW 2台のディーゼル発電所の建設費を下記の銀行が融資している。

- ・世界銀行
- ・アフリカ開発銀行
- ・西アフリカ開発銀行
- ・その他各国銀行

2.5 要請の内容

(1) 目的

ダカール市とその近傍の地域の電力不足を改善するために、既設Bel Air 発電所の敷地内に出力10MWの発電設備の増設を計画しているセネガル政府は、これに必要な資機材を日本政府の無償金協力で設置すべく要請してきたものである。

(2) 実施機関

要請施設の維持管理はSENELECが行う。

(3) 実施事業の内容

新規電源の投入によって電力供給の増加を図り、不足している電力をダカール市とその近傍の需要家に供給する。

(4) 要請設備

(a) 中速ディーゼル発電機（5 MW, 2台）とその関連設備

(b) これら設備の据付および既存設備との接続

(5) 資機材の概略と関連費用

(a) 資機材

－ディーゼル発電機（2台）

－変圧器, しゃ断器, その他関連の付属設備

－発電設備用の各種制御装置

－ケーブル

－機材・電気設備用の交換部品

(b) 関連費用

－Bel Air 発電所までの輸送費

－設備の据付組立費

－要員教育費

－技術員費

第3章 計画の内容

第3章 計画の内容

3.1 計画の目的

セネガル政府は首都ダカールの電力不足を改善するため、Bel Air 発電所にディーゼル発電所の建設を計画している。同計画に必要な発電所用の資機材を日本政府の無償資金協力で調達しようとするのが本計画の目的である。

3.2 要請内容の検討

要請内容の検討は、電力需要予測と電源開発計画に基づき、新規電源の必要性、最適電源、発電所の出力規模とその運転開始時期および完成設備の運営計画について行った。

3.2.1 電力需要予測

調査団は電力需要実績と関連の統計資料をもとに、1991年から2005年迄の電力需要予測を行った。

(1) 予測方法

セネガル国の関連統計を検討すると、電力消費量と国内総生産（P I B）、および電力消費量と電力需要家数との間には、それぞれ、ほぼ直線的な関係が認められる。このことから、国内総生産と電力需要家数をそれぞれ説明変数とし、消費電力量を独立変数とする重回帰モデルを作成し、このモデルを利用することによって将来の電力需要を予測することとした。

上記の重回帰を算出するために用いた1975年から1987年までの毎年の消費電力量、国内総生産およびデフレーター、電力需要家数、消費者物価指数等はTableau 3. 2. 1に示す通りである。

Tableau 3. 2. 1に示されたデータを用いて算出された重回帰モデルは次の通りである（Tableau 3. 2. 2 参照）。

$$Y = 0.25060 X_1 + 3.61519 X_2 - 176.03$$

ただし,

Y : 消費電力量 (GWh)

X₁ : 1980年価格の国内総生産 (10億 F C F A)

X₂ : 需要家数 (1,000戸)

重相関係数 : $R^2 = 0.801$

標準偏差 : $\Delta = 90.29$

Tableau 3.2.1 電力需要予測のための経済指標

年	消費電力量 (GWh)	国内総生産 (10億CFAF)			需要家口数 (1000倍)	物価指数 (1980=100)
		時 価	デフレーター (1980=100)	1980の価格		
1975	380.9	406.4	69.3	586.4	126.95	72.05
1976	408.1	459.3	72.6	632.7	136.59	72.84
1977	442.8	483.6	75.9	637.6	139.81	81.09
1978	482.0	494.7	89.4	553.4	139.83	83.85
1979	519.4	581.1	95.3	609.8	140.66	91.96
1980	533.8	627.6	100.0	627.6	141.49	100.0
1981	567.9	662.8	103.4	640.8	142.32	105.89
1982	529.4	844.1	125.0 *	675.3	143.17	124.29
1983	595.5	939.5	139.8 *	672.0	161.00	138.73
1984	634.7	1,015.5	156.6 *	648.5	174.04	155.08
1985	621.1	1,186.9	177.3 *	669.4	183.70	175.24
1986	626.3	1,296.0	188.1 *	686.8	176.71	186.37
1987	662.1	1,374.6	196.0 *	704.9	185.62	195.00 *

年平均増加率:

1975-81	6.9%	8.5%	6.9%	1.5%	1.9%	6.6%
1981-87	2.6%	12.9%	-	1.6%	4.5%	11.9%
1975-87	4.7%	10.7%	-	1.6%	3.2%	9.0%

Source; 国内総生産, デフレーター及び物価指数は, "International Financial Statistics-IMF" による。

Note: *推定

Tableau 3.2.2 重回帰計算

Y : 消費電力量(GWh)
 X1: 国内総生産…1980年価格 (10億CFAP)
 X2: 平均売電単価(1,000)

入力データ

I	Annee	Y(I)	X1(I)	X2(I)
1	1975	380.9	586.4	126.95
2	1976	408.1	632.7	136.59
3	1977	442.8	637.6	139.81
4	1978	482.0	553.4	139.83
5	1979	519.4	609.8	140.66
6	1980	533.8	627.6	141.49
7	1981	567.9	640.8	142.32
8	1982	529.4	675.3	143.17
9	1983	595.5	672.0	161.00
10	1984	634.7	648.5	174.04
11	1985	621.1	669.4	183.70
12	1986	626.3	686.8	176.71
13	1987	662.1	704.9	185.62

*** $Y = aX1 + bX2 + c$ ***

a= 0.25060

b= 3.61519

c= -176.02559

相関係数 r= 0.801

標準偏差 s=90.29

(2) 予測に用いた条件

重回帰モデルを用いて需要予測を行うためには、将来における国内総生産の成長率、需要家数の増加率、電力系統の総合電力損失率、および負荷率について想定しなければならない。本予測に当たって用いたこれら要素の想定値は次の通りである。

(a) 国内総生産および需要家数増加率

これらについては、次のように3通りの想定を用いた。

予 測	国内総生産年平均成長率	需要家数年平均増加率
高目の予測	2.0 %	5.0 %
中間予測	1.5 %	4.5 %
低目の予測	1.0 %	4.0 %

上記のうち、国内総生産の年平均成長率については、Tableau 3. 2. 1 に示すように、実質成長率は1975～81年期間と、1981～87年期間との間には殆ど開きがなく、1.5%～1.6%であったことを考慮して、中間予測では1.5%とし、上、下段を±0.5%とったものである。また、需要家数の年平均増加率については、1981～87年の実績値が4.5%であったことを考慮して、中間予測では4.5%とし、上・下限を±0.5%とったものである。

(b) 連系系統消費電力量の対全国シェア

連系系統の消費電力量の対全国シェアは、2. 2. 4 (1)項で述べたように、1981年以降、年平均0.5%ずつ低下し、1987年のシェアは92%前後となった。従って、同系統の対全国消費シェアは将来も年平均0.5%ずつ低下するものと想定する。

(c) 系統の総合電力損失率

Tableau 2. 2. 3 から算出される1981～1987年の平均総合電力損失率は、全国平均16.8%、連系系統は17%である。従って、これらの数値を需要予測に用いる。

(d) 負荷率

同じくTableau 2. 2. 3 から算出される1981～1987年の連系系統の平均負荷率は、68.1%である。これを考慮し、需要予測（最大需要電力）に用いる負荷率は68%とする。

(3) 予測結果

最大需要電力の予測結果（資料－6(1)に詳述）を要約し、3.2.6項に示した SENELECのそれと比較すると以下の通りとなる。

年 度	調査団の予測(MW)			SENELECの予測(MW)	
	低目予測	中間予測 (基準)	高目予測	中間予測	高目予測
1991	146.4	149.0	151.6	145.3	156.6
1995	168.9	175.8	182.9	168.7	189.6
2000	201.5	215.3	229.9	204.2	241.5
2005	239.8	262.9	287.7	253.8	317.5

すなわち、調査団の中間予測（基準予測）は、SENELECの高目予測よりは可成り低く、中間予測よりも若干高い程度（2005年で3.6%高目）である。両者の予測値の差は少く、いずれの予測値を採用しても最大需要電力が時系列的に半年ないし1年ずれる程度である。本スタディでは、JICA調査団の“中間”需要予測に基づいて今後の需給バランスを検討することにした。

3.2.2 電力需給バランス

(1) 所要予備力

電力の安定供給を確保するためには、電力系統は常に必要量の予備力を持っていないといけない。予備力は電力系統の規模、電源構成、発電機の台数、単機容量等を考慮して決定されるが、発展途上国において通常用いられる予備力の決定基準は、次の2通りの出力のうち何れか大きい値を採用することである。

- －系統内の最大および2番目に大きい発電機の合計出力
- －最大需要電力に対して一定比率の出力（一般に15～20%）

前者を基準にすると、ダカール系統ではC－Ⅲの既存の最大出力30MW1台と、1990年に運開する新規ディーゼル発電機20MW1台の合計50MWが所要予備力となる。後者を基準にすると、最大需要電力130MW（1988年実績）に対して20～26MWとなる。本検討では前者を採用し、50MWを所要予備力とした。

(2) 至近年に予想される電力需給バランス

所要予備力および本プロジェクトの運開時期に基づいて至近年将来の電力需給バランス（資料－6(2)に詳述）を要約すると以下の通りとなる。

年 度	本プロジェクト投入の場合			本プロジェクトなしの場合		
	低目	中間	高目	低目	中間	高目
1991	30.3	27.7	25.1	20.3	17.7	15.1
1992	12.2	8.6	5.0	2.2	- 1.4	- 5.0
1993	6.6	2.0	- 2.7	- 3.4	- 8.0	-12.7

(注) 所要予備力(50MW)が確保された場合、上表の数値は±0となる。上表の数値がマイナスの場合は、その分だけ所要予備力が不足することを意味する。

すなわち、本プロジェクトが実施されなかった場合には、1991年は所要予備力は確保されるが、1992年には、中間予測では所要予備力は1.4MW不足となり、高目予測では5MW不足となる。1991年迄は所要予備力が確保され、需給バランスに余裕があるのは、1989年から1990年にかけてCap des Biches発電所で20MW 2台のディーゼル発電機が運開されるためである。

3.2.3 本プロジェクトの必要性と運開時期

需給バランスの点から見ると、本プロジェクトの所要運開時期は1991年中でよいこととなる。しかしながら、既存発電所のC-IIの4台（各12.8MW）およびC-IIIの1号機27.5MWは全て運開後30年以上経過しており、運転の信頼性は極めて低い上に、熱効率も非常に低い。従って、所要運開時期の約1年前に先立って1990年末期に本プロジェクト10MWを運開させることは、需給バランスの改善による供給信頼度の向上と既存の老朽設備の一部肩代りに伴う経済性の点から見て、極めて望ましいことと考えられる。

なお、本プロジェクトの投入によって、1993年までダカール系統での電力安定供給が確保されることになる（高目予測の場合は2.7MW不足）。

3.2.4 最適発電所形式の選定

(1) 選定方法

火力発電所には、スチーム・タービン（石油火力、石炭火力等）、ガス・タービン、ディーゼル（高速、中速、低速等）等の発電形式があるが、それぞれの発電所のkWh当たりの発電単価は運転時間数、即ち発電所利用率に伴って変化する。

いま、考えられるいくつかの発電形式について、グラフ上に年間運転時間数に伴って変化する送電端1kW当たりの費用曲線を描くと、異なる2曲線の交点は当該2発電所の経済運転のための損益分岐点を表すこととなる。この損益分岐点を、年間負荷持続曲線に投影することによって、電力系統が所要する総所要出力についての最適電源構成が判定できる。経済運転のための損益分岐点は以下のようにして算出できる。

(a) 各発電所形式について、送電端1kW当たりの平準化された年間資本費と運転保守費用を合計した年間固定費、並びに送電端1kWh当たりの燃料費を算出する。

平準化された年間資本費“D”は次の式から得られる。

$$D = C \times R \times \frac{(1+R)^N}{(1+R)^N - 1}$$

ここで、

C：建中利子も含めた総建設費

R：金 利

N：耐用年数

(b) 各発電所形式について、上記固定費および燃料費を用いてグラフ上に運転時間数に伴って変化する“費用曲線”を描く。

(c) 2つの発電所の費用曲線の交点は、これら両発電所の経済運転の限界点、つまり損益分岐点を示す。いま、A発電所とB発電所間の損益分岐点に対応する年間運転時間数を“H”とすれば、“H”は次の式から得られる。

$$\begin{aligned} & (\text{AのkW当たりの固定費}) + (\text{AのkWh 当たりの燃料費}) \times H \\ & = (\text{BのkW当たりの固定費}) + (\text{BのkWh 当たりの燃料費}) \times H \end{aligned}$$

従って、

$$H = \frac{(\text{AとBのkW当たりの固定費の差})}{(\text{AとBのkWh当たり燃料費の差})}$$

以上の方法によって求められた任意の年次における電力系統の最適電源構成を考慮して、本プロジェクト10MW発電所の最適発電所形式を検討する。

(2) 経済分析に用いた条件

経済評価のために用いた条件は以下に示す項目で、それぞれの数値はTableau

3.2.3に示す通りである。

- ・ 発電所の所内消費率（電力損失と電力量損失）
- ・ 定期点検および事故による発電所停止率
- ・ 熱効率
- ・ 耐用年数
- ・ 運転維持費の経費率
- ・ kW当たりの建設単価
- ・ 建設費の年度展開
- ・ 燃料価格
- ・ 燃料発熱量

Tableau 3.2.3 経済評価条件

項目	発電方式			
	ディーゼル・エンジン		ガスタービン	スチーム・タービン
	中速	低速		
1. 使用燃料	重油	重油	ディーゼル油	重油
2. 設備出力 (MW)	2 × 5.0	2 × 20	2 × 25	2 × 20
3. 所内消費電力				
- 電力 (%)	2.0	2.0	1.0	4.0
- 電力量 (%)	2.2	2.2	1.2	5.0
4. 燃料消費率 (Kcal/kWh)	2,205 (39%)	2,004 (43%)	2,867 (30%)	2,529 (34%)
5. 停止率				
- 計画保守停止	0.90	0.91	0.88	0.91
- 事故停止	0.96	0.97	0.96	0.97
合計	0.86	0.88	0.84	0.88
6. 経済的耐用年数 (年)	20	20	15	25
7. 建設期間 (年)	1.5	1.5	1.5	4.0
8. 建設単価 (CFAP/kW) (US\$/kW)	304,000 (1,000)	364,800 (1,200)	136,800 (450)	395,200 (1,300)
				486,400 (1,600)
9. 運転維持費 (対建設費…前項8) (%)	2.0	2.0	2.0	3.5
10. 燃料価格 (CFAP/t) (US\$/t)	62,000 (204)	62,000 (204)	120,000 (395)	62,000 (204)
				16,720 (55)
11. 発熱量 (Kcal/kg)	10,300	10,300	10,500	10,300
				6,500

(3) 金利

経済評価を行う際には、資本の機会費用を反映する社会的割引率（または金利）を使用しなければならないが、セネガル国の場合はこれについての情報がない。

従って、アフリカ開発銀行の運用金利と、それより若干高い協調融資の金利を総合した年率8%と、近年各国で一般的に用いられていた10%を用いる。

(4) 分析結果（最適電源構成）

分析の結果（資料－6(3)に詳述）、最適電源構成は次の通りである。

目次	尖頭負荷 (MW)	総所要出力 (MW)	最適電源構成 (MW)		
			低速度ディーゼル 又は汽力 (ベースロード)	中速 ディーゼル (中間負荷)	ガスタービン (最大負荷)
<u>金利8%のとき</u>					
1992	155.3	205.3	132.4	47.2	25.7
1995	175.8	225.8	145.6	51.9	28.2
<u>金利10%のとき</u>					
1992	155.3	205.3	125.2	53.4	26.7
1995	175.8	225.8	137.7	58.7	29.4

(5) 本プロジェクト10MW発電所の最適発電形式

1992年時点および1995年時点において、ダカール系統の負荷曲線のベース負荷を分担する発電所は次のように想定される。

ベース負荷用発電所出力：

既存C－III	1号機	27.5 MW
	2号機	30.0 MW
	3号機	30.0 MW
新設ディーゼル		40.0 MW（建設中：1989と1990年に運開）
合計		127.5 MW

(注) 3.2.6に述べたSENELECの長期電源開発計画によれば、1992年、1994年、1995年にそれぞれ20MWのディーゼル発電所の建設計画が示されているが、資金手当てその他具体的なことは決まっていない。

1992年における系統の最適電源構成としては、低速ディーゼル又は汽力125.2～132.4MWであり、これに対して既存および建設中のベース・ロード用発電所出力は127.5MWである。また、低速ディーゼル又は汽力および中速ディーゼルを含めた系統の最適出力は178.6～179.6MWである。

従って、これらを考慮すると、本プロジェクト10MWの発電所形式としては、中速ディーゼル発電所とするのが最も適当である。

3.2.5 発電機規模

系統の負荷パターンから見て、本プロジェクトの発電機は中速ディーゼルが最適と判断されるので、発電機の単機容量を5MW（2台）とするのが適当である。単機容量を10MW（1台）とした場合は、既存の建屋およびクレーンの利用ができなくなるので建設費が増大する。

3.2.6 関連開発計画の概要

1986年、SENELECはフランス電力公社（EDF）の協力を得て、2005年までの長期電源開発計画を策定した。その骨子は1992年にManantali水力発電所（3×40MW）の運開を、また1997年以降に石炭火力の導入を計画するものであった。しかしながら、その後石油価格が大幅に低下したことから、Manantali計画について関係機関の間で意見の調整がつかず当分実現の見通しが立たなくなったこと等、事情が大きく変化した。このため、SENELECはかかる状況の変化を考慮して1988年に当該需要予測と電源開発計画の見直しを行い、1989年1月に“連系系統の中・長期電源開発計画”（Programme d'Equipment de Production sur le Reseau Interconnectea Moyen et Long Terme）を発表した。この報告書に示された需要予測の結果と電源開発計画の内訳は以下の通りである。

(1) SENELECの需要予測

SENELECによる需要予測の方法は、人口増加率（年平均2.9%）、需要家数、需要家1戸当たりの単位消費電力量等を考慮して行うものであって、予測の結果は次の通りである。

最大需要電力 (MW)

年 度	低目の予測値	中間的予測値	高目の予測値
1991	139.6	145.3	156.6
1995	154.8	168.7	189.6
2000	175.2	204.2	241.5
2005	200.8	253.8	317.9

(2) 電源開発計画

1986年策定の電源開発計画には、1992年にManantali水力発電所（3×40MW）、1997年に石炭火力発電所の導入が計画されていたが、その後における石油価格の著しい低下により、SENELECの経済評価の結果では、これら水力および石炭火力の経済性は相対的に著しく低下した。このため、新しい長期電源開発計画は以下に示すようにディーゼル発電設備とガスタービンのみとなり、Manantali水力と石炭火力は排除されている。

<u>年 度</u>	<u>新設発電所の形成</u>	<u>設備出力(MW)</u>
1989	ディーゼル発電	20 (建設中)
1990	ディーゼル発電	20 (建設中)
1992	ディーゼル発電	20
1994	ディーゼル発電	20
1995	ディーゼル発電	20
1996	ガス・タービン	21
1999	ディーゼル発電	20
2000	ディーゼル発電	20×2
2001	ディーゼル発電	20×2
2002	ガス・タービン	21
2003	ディーゼル発電	20
2004	ディーゼル発電	20
2005	ディーゼル発電	20×2
<u>合 計</u>		<u>282</u>

なお、上記の開発計画は“基本的な”開発計画であって、このほか、コンバインドサイクルの導入を考慮した代案が3通り提示されている。

(3) 本プロジェクトとの関係

本プロジェクトは他の電源計画と重複することなく推進できる。現在Cap des Biches発電所に増設中のディーゼル発電機20MW 2台（1989と1990年に運開）の完成後は、1992年以降にディーゼル発電所の運開が順次計画されている（前項参照）。しかし、これらの計画は、資金手当てが具体化されていないために、電力供給不安が絶えず予想される。

このため、Cap des Biches発電所の増設後の新規電源を確保するには、1990年末に本プロジェクトを実施する必要がある。本プロジェクトの完成後3年程度は、需給バランスが保たれるので、次の電源計画の時期を1993年頃として資金手当ての具体化に時間的な余裕ができる。

3.2.7 プロジェクトサイトの選定

既存のBel Air 発電所 (51.2MW) が本プロジェクトの対象地として要請されている。同発電所は次の理由により本プロジェクトのサイトに適している。

- (a) 老朽化によって撤去されたスチーム発電設備の跡地にディーゼル発電機の設置が可能である。
- (b) 既存の発電設備の燃料系統, 蒸気系統, 冷却水系統等の付属設備が利用できる。
- (c) 既存の発電所建屋および天井走行クレーンの設備が利用できる。
- (d) 本プロジェクトによる発生電力は, 同発電所のFeederを介して需要家への供給が容易であり, 送配電線の新設が不要である。

電 圧	Feederの数
90kV	2
30kV	4
6.6kV	13

3.2.8 実施運営計画

SENELECは既にSaint-Louis および Kaolack発電所において, 2 MWから3 MW級のディーゼル発電機を8年以上に亘って運転している。このことから本プロジェクト, 即ち 5.0MW級のディーゼル発電機の運転・保守技術に関しては, 既存のディーゼル発電所の経験が生かせる。

本ディーゼル発電設備の運転・保守要員は20名程度であり, その運営はBel Air 発電所の組織体制のもとで実施できる。Bel Air 発電所には現在約 200人の従業員が居るので, 要員20人が分担する業務の一部をこれらの従業員が肩代りすることが可能である。このため実際の増員数は20人以下となり, 要員の手当ては容易である。これらの要員はSENELECの現組織内で補充する方法と, 少人数ではあるが, 雇用の拡大を図るために外部から補充する方法とがある。

燃料の手当てについては, 既存のスチーム発電設備への燃料供給体制が確立されており, 本プロジェクトに必要な燃料費の予算確保は問題なくなされると考えられる。

3.2.9 要請施設・機材の内容

要請の目的を満たすために必要な資機材と, その関連工事内容は以下の通りである。

(1) 主要設備・資機材

- (a) ディーゼル発電機（5 MW, 2台）
- (b) 燃料装置, 冷却装置を含む付属設備
- (c) 発電機制御装置

(2) 工事内容

- (a) ディーゼル発電機および付属設備の基礎と据付
- (b) 新設付属機械設備と既存設備との結合
- (c) 新設電気設備と既存設備との結合
- (d) 既存設備の撤去と機器搬入口の拡張

(3) 既存設備の利用

本プロジェクトで供与する資機材は、既存の設備との有機的な結合により、発電プラントとしての機能を持つことになる。

新設備に利用される既存の諸系統および設備は以下の通りである。

- (a) 燃料系統
- (b) 冷却水系統
- (c) 蒸気系統
- (d) 母線および変電の電気系統
- (e) 所内用交流電源系統
- (f) 中央制御室および制御系統
- (g) 発電機室用の建屋

3.2.10 技術協力の必要性

完成した発電設備を維持運営するために、SENELECの技術者は運転および保守技術を習得する必要がある。

(1) 運転技術

本プロジェクト完成後の運転技術の習得に関しては、運転員が請負業者から運開後3ヵ月程度の運転指導を受けることで対応できると考えられる。

SENELECは既に200MW以上の発電設備を有し、その運営を行っている。電源の機関はスチーム・タービン、ガス・タービンおよびディーゼルで、これらの中には30年以上に亘って運転されている設備もある。

老朽化した設備の運転・保守を長年続けている背景には、容易に設備を更新できないという資金的な制約はあるが、一方では運転および保守技術が優れているといえる。

(2) 保守技術

保守技術は機器の日常点検および定期点検において機器の事故を未然に発見するか、或は既に発生した故障を修理するための技術である。保守員は請負業者の技術員の指導で保守技術に必要な機器の構造とその特性についての知識を習得できる。また、機器の点検方法と点検周期は機器製作者より提出されるマニュアルに詳述されており、これに従って日常および定期点検のための作業計画をたてることができる。

実際の作業計画をたてるに当っては、電力需給バランスの面から、発電設備を作業のために停止する余裕があるかどうかの問題点と併せた総合的な判断が必要である。更に発電設備の運転に支障を及ぼすおそれのある機器の予備品と、補修に必要な工具類を適正量保有し、効率的な補修方法により設備の稼働率を向上させなければならない。ここでは約1年間の運転に必要な予備品と消耗品、それと補修に必要な工具類を計画の中に考慮しなければならない。

3.2.11 協力実施の基本方針

本プロジェクトの要請内容について検討した結果、ダカール市の電力不足を改善するために出力10MW（5 MW 2台）のディーゼル発電機を1991年までに設置する必要がある。また、SENELECは発電設備の機能を維持して運営する能力が充分ある。

このため、本プロジェクトを日本の無償資金協力で実施することが妥当と判断されるので、この前提に立って以下において計画の概要を検討し基本設計を実施する。

3.3 計画の概要

要請内容の検討結果に基づいて策定した計画の概要を以下に記す。

3.3.1 運営体制

本プロジェクトの完成後は、その設備をSENELECが運営することになる。SENELECでの直接の担当部署はBel Air発電所であり、同発電所の組織にそった運営体制は概ね以下の様になる。

(1) Bel Air発電所の設備

本プロジェクト完成後の発電所の設備規模は以下の通りである。

発電設備	スチーム	3.0MW	3台（休止中）
	スチーム	12.8MW	4台
	ディーゼル	5.0MW	2台（本プロジェクト）
変電設備	6.6/90kV	10MVA	3台
	6.6/30kV	7.5MVA	2台
送配電設備	90kV		2回線
	30kV		4回線
	6.6kV		13回線

(2) 計画実施後の要員

本計画設備（5.0MW, 2台）の完成後に必要となる運転および保守員の増員は20名程度である。本設備は既存の発電所に設置するため、運転・保守業務は現在の要員が分担する部分と増員で対処する部分に分かれる。

新規要員の数は、ディーゼル発電所に対する知識と経験により差はあるが、職種別の要員は大略次の通りである。

運転員（交替勤務）	15人（機械職10, 電気職5）
保守員（通常勤務）	5人（機械職4, 電気職1）
合計	20人

3.3.2 事業計画

本プロジェクト、即ち、電力供給設備に関する事業内容は次の通りである。

(a) プロジェクトサイト

既設Bel Air発電所の建屋内

(b) 電力供給地域

ダカール市を中心とする需要家（需要規模約130MW, 1988年ピーク負荷）への電力供給

(c) 発電所規模

発電方式：ディーゼル・エンジン発電

発電所出力：10MW

単機出力：5MW

台数：2

(d) 使用燃料

A重油（別名：ディーゼル油又はガスオイル）：起動・停止時に使用

C重油（別名：重油）：主燃料

(e) 営業規模

年間発生電力量（送電端）：59,170MWh

年間販売電力量：50,900MWh

年間電力料金収入：12.33億円(29.36 CFAF)

年間燃料及び維持経費：3.61億円(8.60 CFAF)

（但し、設備の稼働率を70%とした）

3.3.3 計画地の位置・状況

(1) 設置場所

本プロジェクトはBel Air発電所のC-Iに付属する建屋の空室を利用して建設される。同建屋には走行クレーン(3.2t)が設備されており、本プロジェクトの据付工事および運開後の保守点検作業に利用できる。

新設の発電機回路はC-Iの6.6kVの母線に接続され、ディーゼル機関へのユティリティの供給（蒸気、冷却水他）はC-IIから行なわれる。

(2) 港湾・輸送

ダカール港の水深は10mで、南側に重量物専用のバースが3基あり、それぞれコンクリートブロック製で4 t/m²の荷重に耐えられるので、3～4万DWT級船舶の接岸が可能である。但し、専用の荷降し用のクレーンが設置されてない。吊上げ荷重約60 tのフローテング・クレーンがあるが、老朽化が著しく実荷重は約50 tとされているがブームの長さが5 mと短かいため実用には供しない。従って、荷降しには船舶のクレーンを使用しなければならない。

ダカール港からBel Air発電所までの輸送距離は約1.5kmである。この間の二車線道路は完全舗装されており、機材輸送には何等问题はない。

輸送に必要な重機械、100 t 低床トレーラ、70 t 級クレーン等は現地で容易に調達できる。

3.3.4 供与資機材の概要

供与資機材の主要品名と使用目的は以下の通りである。

(1) ディーゼル発電機

(a) ディーゼル・エンジンとその関連機器

品名	数量	使用目的
ディーゼルエンジン（本体）	2台	発電機の駆動機関
燃料油装置	1式	ディーゼル・エンジンへの燃料供給
潤滑油装置	1式	ディーゼル・エンジンの摺動部分への潤滑油供給
冷却水装置	1式	ディーゼル・エンジンと他の補機への冷却水を供給
始動空気装置	1式	ディーゼル・エンジンの始動
吸気・排気装置	1式	ディーゼル・エンジンへの空気の供給と燃焼ガスの排出
スラッジ処理装置	1式	燃料油と潤滑油中のスラッジの処理
鋼管，バルブ類の諸材料	1式	各種装置の接合

(b) 発電機とその関連機器

品名	数量	使用目的
交流発電機（本体）	2台	発電用の機材
発電機用制御盤	2面	発電機の操作・制御
補機制御盤	1式	各種補機の制御
発電機用しゃ断器	2台	発電機回路の開閉（停止，運転）と保護
励磁装置	2台	発電機の励磁
同期装置	1台	発電機の同期化と系統並列
中性点接地装置	1台	発電機中性点の接地
遠方監視制御盤	1面	既設制御室からの発電機の監視
直流電源装置	1式	制御用の直流電源の供給
所内用変圧器	1台	所内用交流電源の供給
所内変圧器用電力ヒューズ	1台	所内用変圧器回路の開閉と保護
ケーブル，パイプ類の諸材料	1式	電気回路の接続

これらの資機材には発電プラントとしての機能上から必要なもの、他に、補修に必要な予備品と工具が含まれている。予備品の数量は運転開始後約1年間（約8,000時間の運転に相当）の必要量とした。2年目以降の必要部品については、本プロジェクトの営業運転による電力料金収入が見込まれるため、運転維持費としてSENELECで予算の手当てが可能であると判断される。

(2) 付帯設備

(a) 消火設備

ディーゼル発電に使用する燃料は重油であり、可燃性の強い危険物であるため、火災予防対策として以下の消火器を設置する。

粉末消火器 : 車載式, 薬量 40kg (1台)

CO₂ 消火器 : ハンディータイプ, 6.8kg (4台)

(b) 電話設備

C-Iに設置される本発電機室とC-IIの制御室との間に電話回線を設ける。これは発電機の運転操作、試験および緊急時の連絡に使用するものである。

(c) 照明設備

C-Iの発電機室および屋外の機械関連設備用に照明設備を設置する。

3.3.5 維持・管理計画

(1) 日常点検と定期点検

ディーゼル発電設備を維持運営する場合、設備の運転状態で行う日常点検と、設備を停止して行う定期点検が必要である。詳細な点検内容は機器製造者から提出されるマニュアルに記される。

定期点検は設備の停止を伴うので、他の発電機の供給能力を考慮し、電力の需給バランスを検討した上で、停止作業の計画を立てなければならない。

ディーゼル機関はその部分により点検周期が異なる。運転時間、点検部分および点検に必要な停止期間は概ね次の通りである。設備の稼働率を70%程度とすれば、点検周期は3回/年となる。

運転時間(Hr)	点検部分	停止期間(日)
3,000	弁類(吸排気弁, 燃料弁他)	7
3,000	弁類(吸排気弁, 燃料弁他)	7
8,000	オーバーホール(ピストン, シリンダ)	10

(2) 維持管理費

本発電設備の維持管理費は、燃料費および運転・補修費が主要なものである。

発電設備の稼働率を70%とした場合、年間の維持管理費は次の様になる。

燃 料 費 : 3.19億円 (7.60億CFAF)

運転・補修費 : 0.42億円 (1.00億CFAF)

3.61億円 (8.60億CFAF)

(注) 燃料費の単価を5.21円/kWh (12.4 CFAF/kWh), 運転・補修費を建設費

(約14億円=33.3億CFAF)の3%とした。

3.3.6 技術指導

本ディーゼル発電設備を維持管理するには、類似設備の運転・保守の経験と一定の技術レベルが必要である。SENELECでは既にSaint-Louis 発電所 (3.25MW×3台, 1980年) と Kaolack発電所 (3.5MW × 3台, 1982年, 3.5MW × 1台建設中) でディーゼル発電所の運転・保守を7～8年経験している。この経験を生かして、本発電設備の運転・保守要員の確保とその育成を以下の方法で行う。

(1) On the Job Training

請負業者の技術員が現地での据付工事を通して、SENELECの要員を技術指導する。更に、設備の運転開始後に、同技術員が3ヵ月間程度の運転指導を行う。

(a) 対象の要員

- Saint-Louis, KaolackおよびCap des Biches発電所でのディーゼル発電機の据付工事又は運転・保守の経験者
- Bel Air発電所および他の部門の機械職と電気職の技術者で、ディーゼル発電機の運転・保守の経験は必要ない
- 要員数は機械職14人, 電気職6人程度

(b) 指導内容

- 機器の構造と特性
- 機器の運転と操作方法
- 機器の試験方法
- 機器の点検方法と点検周期

(2) SENELECでの研修

On the Job Trainingで技術指導を受けた技術者は、ディーゼル発電機の技術者層をより拡大するために、SENELECの研修センター (Cap des Biches発電所に設置) で他の従業員を対象に指導を行う。

この研修はSENELECの研修計画に基づいて実施するもので、指導は前述のSENELECの技術者の他に請負業者の技術員が担当することも可能である。請負業者の技術者は本設備が試運転に入った後の3ヵ月の期間内に実施できる。

第 4 章 基本設計

第4章 基本設計

4.1 設計方針

本ディーゼル発電設備は既存のBel Air 発電所構内に設置されるため、同発電所の既存設備を可能な限り有効に活用して経済的な設計を行う。新設の発電機はダカール電力系統の負荷曲線のベース負荷を分担することになるので、長時間の連続運転に適した供給信頼度の高い発電システムの設計を考慮する。

4.1.1 既存設備の利用

本プロジェクトの実施において利用できる既存設備の主要なものは次の通りである。

(1) 発電所建屋

本ディーゼル発電設備（5 MW 2 台）はC-Iの建屋の一部を利用して設置され、それに必要な面積約 1,300 m²は充分確保できる。この場所は老朽化のため既に撤去したボイラの設置跡である。

ディーゼル本体の建屋への搬入は、既存の搬入口が狭くて不可能であり、新たに搬入口を設ける必要がある。具体的には建屋の国道に面した壁を巾 4.0m、高さ3.5 m程撤去し、更に国道との境界壁を幅 4.0m取外して搬入口を作る、機器搬入後はこれらの壁を修復する。

この機器搬入口の準備、復旧工事および建物破損個所の修理については、SENELEC が実施することになっている。

(2) 3.2トン天井走行クレーン

建屋には天井走行クレーンが設置されており、最大吊上荷重は 3.2トンおよびフックの吊上げ高さは 6.5m（床面から）である。このクレーンは 5 MWクラスの中速エンジンであれば運転開始後の分解点検作業に支障なく使用出来る。

(3) 燃料貯蔵タンク

既設の重油貯蔵タンクおよびディーゼル油貯蔵タンクは下記の通りで、新設ディーゼル発電所もこれらのタンクから燃料油の供給をうける。

重油タンク 1,000 m³ × 3基

ディーゼル油タンク 30 m³ × 1基

重油貯蔵量 3,000 m³は既設発電所の使用量の15日分に相当する。重油の補充については、ダカール港に隣接して設置されているセネガル精油公社のタンクからパイプラインで供給されているので、タンクの容量不足による油の供給不安はなく、新たな貯蔵タンクの設置は必要ないとする。

(4) 冷却水タンク

新設のディーゼル発電所の冷却水は既設の冷却水タンクから供給する。

既設の純水製造装置の能力は1サイクル当り 235 m³で、1時間当りでは5 m³の純水を製造する。純水は下記のタンクに一旦貯蔵され、冷却水系統へ供給される。

純水貯蔵タンク 28 m³ × 4基

30 m³ × 3基

40 m³ × 2基

通常運転時における既設スチーム発電所の復水器への純水補給量は、約3 m³/hである。新設ディーゼル発電設備の冷却水系統の初充填量は約10 m³であり、隣接して設置されている40 m³純水タンクから供給する。通常の運転時に必要な純水補給量は約1 m³/dayと少量である。

(5) 蒸気

既設の蒸気系統は次の3系統で構成されている。即ち、C-II用に主蒸気の圧力42 kg/cm²gのライン、C-I用に主蒸気の圧力16 kg/cm²gのラインおよび補助蒸気圧力7 kg/cm²gのラインである。

新設ディーゼル発電所への重油供給系統の加熱用蒸気は、既設主蒸気圧力42 kg/cm²gラインから減圧して供給する。補助蒸気使用量は約0.5 t/dayと少量である。従って、新設ディーゼル・エンジンに排熱ボイラを付属させて、蒸気発生装置を設置する必要はない。

(6) 付帯電気設備

(a) 発電機主回路

発電機は 6.6kV遮断器を新設して 6.6kV母線へ接続されるが、既設の 6.6kV母線は容量不足のため、増容量化の改造を行う。6.6kV母線から先、即ち、6.6kV母線から需要家に至る変電設備、送配電系統は既設を利用する。

(b) 所内用電源回路

6.6kV母線を利用して、本発電設備専用の所内用電源回路（AC、380-220V）を確保する。このために所内用変圧器（6.6kV/380-220V）を新設し、6.6kV母線に接続する。

4.1.2 建設事情

本プロジェクトはセネガル国全域に電力を供給する SENELECが実施機関となるため、電力設備の建設に係る許認可の手続きは要らない。現地で調達できる資機材は鉄筋、セメント、骨材で、その他、鋼材、電線、ケーブル等は全て輸入で賄わなければならない。輸入資機材は日本およびヨーロッパから調達する。

4.1.3 現地業者

ダカール市には土木・建築業および電気・機械業の会社があり、これらの会社は既に本プロジェクトの規模と同等以上の基礎工事とディーゼル発電機の据付工事を経験している。この実績から判断して、本プロジェクトの施工に現地業者を活用することは能力の面から問題ない。工事实績としては、SENELECの Kaolack発電所（3.5MW 3台）の基礎、建屋および機器の据付工事、現在Cap des Biches発電所（20MW 2台）の基礎と建屋工事がある。

輸送業についても十分な輸送能力を有する会社がある。現地調達が可能な輸送用の重機械には、100 t 低床トレーラと70 t 級クレーンがあるので、関連資機材の輸送は問題ない。

4.1.4 工期に対する方針

本プロジェクトの実施期間（業者契約から完成迄）は13ヶ月予定し、ディーゼル発電機（2台）の設計から現地据付けに至る業務は中断することなく連続して進められる。

従って、期分けによる工事区分や先行投資に類した工事はない。

4.1.5 機器の組立および輸送

ディーゼル発電機の組立と性能検査を製作工場で行った後、機器の分解を最少限にしてほぼ全装備の状態で見地へ輸送する。この方法は見地での組立・据付作業を簡便にし、調整試験期間を短くすることができ、更に運転開始後の初期トラブルを減少させることができる。

ディーゼル発電機の架台はディーゼル本体と発電機本体を共通架台とし、輸送に際しては共通架台を3分割にする。この場合、寸法および重量が最も大きい機械はディーゼル・エンジン本体で、これをBel Air 発電所の建屋へ搬入するには既存の搬入口に制約があるので、別途に搬入口を設ける（4.1.1参照）。

4.2 基本設計の条件

本ディーゼル発電設備の設計条件を以下の通り設定する。

4.2.1 気象条件

プロジェクト・サイト（ダカール市）の気象条件は以下の通りである。

気 温	最 高	36.4 °C
	最 高 (平均)	27.3 °C
	最 低	12.4 °C
湿 度	最 高	100 %
	最 低	93 %
	平 均	98.2 %
雨 量	年間平均	569 mm
	時間最大	205 mm
	月間平均	183 mm
	雨 期	6月～10月
風	風向（乾期）	北 西
	風向（雨期）	東 南
	最大風速	24 m/sec
雷	年間平均発生数	26日（主として雨期）
砂 塵	年間発生日数	60日（主として乾期）

地震に対する設計上の配慮は必要ない。

4.2.2 燃料の組成

現在、Bel Air 発電所で使用している燃料の組成は、次の通りである。

項目	単位	重油	ディーゼル油	備考
比重	—	0.952	0.895	
引火点	°C	98	77	
燃焼点	°C	97	88	
粘度	50°C	137.6	10.1	
	80°C	31.9	4.7	
反応	—	中性	中性	
水分	%	0.02以下	0.02以下	
残留炭素分	%	8.50	3.68	
灰分	%	0.02	0.01	
アフファルト分	%	2.85	0.97	
硫黄分	%	1.54	1.13	
水素分	%	11.3	12.3	
ディーゼル指数	—	35.5	45.2	
アルミニウム分	mg/kg	4.11	※	※：必要量の灰化物 が得られないため分析不可
シリカ分	mg/kg	9.67	※	
総発熱量	Kcal/kg	10,400	10,580	
真発熱量	Kcal/kg	9,790	9,920	

4.2.3 冷却水の組成

現在、Bei Air 発電所で使用している冷却水は、水道水を純水装置で処理した水で、その分析値は次の通りである。

項 目	単 位	冷却水（処理水）	備 考
pH	—	6.3 (13.8℃)	
電気伝導率	$\mu\text{mho/cm}$	3.6 (25℃)	
Mアルカリ度	mgCaCO_3/ℓ	2.0	
COD	mgO/ℓ	1以下	
全硬度	mgCaCO_3/ℓ	1.75	計算値
Ca硬度	mgCaCO_3/ℓ	1.6	
Mg硬度	mgCaCO_3/ℓ	0.15	
Fe	mg/ℓ	0.05以下	
Mn	mg/ℓ	0.05以下	
SO ₄	mg/ℓ	5以下	
Cl	mg/ℓ	0.4以下	
SiO ₂	mg/ℓ	0.2以下	
ランゲリア指数	—	-3.6	<0 : 腐食性の水 >0 : スケール付着性の水

4.2.4 適用規格

供与機器の性能、材質、品質の基準および試験については、次に示す日本規格と国際規格を適用する。

日本工業規格 (J I S)

社団法人 日本電機工業会規格 (J E M)

日本電線工業会規格 (J C S)

Standard of International Electrotechnical Commission (I E C),

4.3 基本計画

4.3.1 ディーゼル発電所の諸元

ディーゼル発電機の性能、使用条件および制御方式は以下の通りである。

- | | |
|----------------|---|
| (a) 発電所定格出力 | 10 MW (5 MW × 2 台) |
| (b) 設備利用率 | 70 % |
| (c) 年間発生電力量 | 61,320 MWh (発電端) |
| (d) 燃料消費率 | 193 g/kWh |
| (e) 発電端熱効率 | 43.7 % |
| (f) 所内率 | 3.5 % |
| (g) 燃料消費量 | 2,112 ℓ/h (100%負荷) |
| (h) 潤滑油消費量 | 230 ℓ/day |
| (i) エンジン始動方式 | 圧縮空気による空気始動方式。 |
| (j) エンジン始動操作 | 操作盤のスイッチ操作による手動始動とエンジン側での手動始動の2方法が可能。 |
| (k) エンジン停止操作 | 操作盤のスイッチ操作による手動停止とエンジン側での手動停止の2方法が可能。その他保護装置の動作による緊急自動停止と制御室からの遠方緊急停止が可能。 |
| (l) 補機の起動・停止方式 | 自動による起動・停止と機器側のスイッチ操作により起動・停止の2方法が可能。 |
| (m) 監視方式 | 制御盤および制御室の遠方監視盤で監視し、故障および運転状態を把握する。 |
| (n) 調速方式 | 操作盤およびエンジン側で自動又は手動の速度調整が可能。 |

- (o) 冷却方式 冷却処理水を使用するが、エンジン本体は一次冷却水により冷却し、空気冷却器、潤滑油冷却器および清水冷却器は二次冷却水により冷却する。二次冷却水はラジエターによる再循環方式とする。
- (p) 燃料油の加熱方式 蒸気による加熱方式とする。
- (q) 吸気方式 室外吸気方式とする。
- (r) 排気方式 消音器付排気筒より屋外排出する。

4.3.2 敷地・配置計画

主要機器の据付場所はC-Iの既存建屋とこれに隣接した屋外の敷地を利用する。

(1) 一般配置

本プロジェクトの必要敷地面積および主要機器の配置状況は以下の通りである。

必要敷地面積 約 1,300㎡

機器配置状況

C-Iの屋内： ディーゼルエンジン

発電機

空気圧縮装置

機器操作・制御盤

所内用変圧器

直流電源装置

燃料油装置

潤滑油装置

C-Iの屋外： 冷却水装置

吸気・排気装置

スラッジ処理装置

燃料油タンク

C-IIの制御室： 遠方監視盤

(2) 配置および据付上の留意点

(a) ディーゼル発電機の基礎

ディーゼル発電機基礎の計画位置の地下には、既設ボイラ灰出し用のコンクリート製トンネルが約 1.5m の深さで埋設されており、その中に若干の湧水が認められる。このことから、基礎を深く掘削すると海水の湧き出しが予想されるので、ディーゼル発電機は共通台板付き防振据付方式を採用し、コンクリート基礎が過大にならない様に配慮した。なお、ここには既存の基礎はない。計画地点の土質は主として砂地であり地耐力10トン/㎡として計画する。

(b) ディーゼル発電機の配置

C-I の建物および既設天井走行クレーンを有効に活用するために、ディーゼル発電機の据付位置と方向決定に当たっては、建屋の柱の間隔とクレーン位置を考慮して最適な配置とした。

(c) パッケージ台板

現地据付工事および配管工事量の低減と工事期間の短縮を目的として、パッケージ台板据付方式とし、燃料油、潤滑油並びに冷却水装置の機器類を台板上に一括して据付け、配管も工場内で施工して出荷する。

(d) エア・フィルター

大気中に砂塵が多いので、燃焼用に供給する空気を介して砂塵がエンジン内部へ浸入するのを防護するため、吸気室内に砂塵除去の性能を有するイナーシャフィルターおよびオイルバスフィルターを設置する。

(e) 排気筒

エンジンからの排気ガスは、サイレンサーで減音され排気筒から排出される。排気筒設置場所が境界壁に近いので、排気口は隣接建屋と反対方向とする。

(f) 騒音対策

ディーゼル発電所の主な騒音源は、吸排気装置からの吸排気音と、ディーゼル・エンジン本体からの発生音である。吸気音に対しては吸気サイレンサーと吸気室により、また排気音に対しては排気サイレンサーにより問題ない騒音レベルに低減できる。エンジン本体からの発生音に対しては、既存建屋の破損個所の修理と、隣接家屋との間にある遮音壁の嵩上げを行うことが最も経済的で効果が上る方法である。

現在の騒音レベルはC-Iの境界壁付近で63dB、本プロジェクト完成後は70dB程度まで上昇すると予想される。

4.3.3 ディーゼルエンジン出力と発電機容量

発電機および発電機を駆動するディーゼル・エンジンの定格事項は次の通りである。

発 電 機

定格出力	5,000kW
定格容量	6,250kVA
定格力率	0.8(遅れ)
台 数	2

ディーゼル・エンジン

定格出力	7,080PS
台 数	2

これらの算出式を以下に示す。

(1) エンジン出力

エンジン出力は次式により求められる。

$$\text{エンジン出力 : } \underline{Pe} \geq \frac{P}{0.736 \times \xi G} \quad (\text{P.S})$$

ここに

$$\text{発電機出力 : } P = 5,000 \quad (\text{kW})$$

$$\text{馬力換算 : } 1(\text{P.S}) = 0.736 \quad (\text{kW})$$

$$\text{発電機効率 : } \xi G = 96 \quad (\%)$$

$$\underline{Pe} \geq \frac{5,000}{0.736 \times 0.96} = 7,080 \quad (\text{P.S})$$

(2) 発電機定格容量

発電機の定格容量： P_G (kVA)は次式により求められる。

$$P_G = \frac{P}{P.f} = \frac{5,000}{0.8} = 6,250 \quad (\text{kVA})$$

ここに発電機の力率：P. f = 0.8 (遅れ)

4.3.4 所内用変圧器の容量

所内用電源を既設 6.6kV母線から供給するために、6.6kV/380-220Vの所内用変圧器を新設する。変圧器の定格容量は 500kVA とする。定格容量算定の方法は次の通りである。

新設ディーゼル発電所の所内消費電力は、ディーゼル発電機出力の約 3.5%に相当する。ここでは、ディーゼル発電機の合計出力10,000kWが基準になる。

$$\text{所内負荷} = 10,000 \text{ (kW)} \times 0.035 = 350 \text{ (kW)}$$

$$\text{所内変圧器の容量} = 350 \text{ (kW)} \div 0.85 = 412 \text{ (kVA)} \approx 500 \text{ (kVA)}$$

(但し、0.85は所内負荷の力率)

C-Iにある既存の所内変圧器容量500kVAとの整合、および若干の負荷変動を考慮して500kVAとした。

4.3.5 運転制御装置

本ディーゼル発電機を、同一の電力系統で他の発電機と有機的に運転するための運転制御装置が必要である。以下に各種の制御装置(又は制御盤)とその機能を示す。

(1) 遠方監視制御盤

ディーゼル発電機を既設C-IIの制御室から遠方監視するための装置。発電機はダカール電力系統の需給に応じて、C-IIの制御室からの指令により制御される。

(2) 発電制御盤

発電機室でディーゼル発電機を直接に運転・制御および監視するための装置。発電機の試運転や点検のための運転・制御を発電機室で行う。

(3) 保護継電器

ディーゼル発電機を安定に運転維持するため、電氣的故障の防止と故障発生時の影響の軽減を自動的に行う保護装置。本装置はしゃ断器盤内に組込まれる。

(4) バッテリーおよび直流電源盤

ディーゼル発電機およびその関連機器を運転・制御するための直流電源(バッテリー)と直流制御回路の制御盤。直流電圧は既存の電圧に合わせて130Vとする。

(5) 交流電源盤

補機類を運転するための動力源に用いる所内用の交流電源を制御する操作盤。交流電圧は既存の電圧に合わせて、3相4線式の380V-220Vとする。

4.3.6 シャ断器

ディーゼル発電機を既存の電力系統と接続または切離するための開閉器で6.6kV回路に使用される。シャ断器の形式は、保守が容易で信頼性が高く、また経済的でもある真空シャ断器（VCB）を採用する。シャ断器は保護継電器と同一の制御盤に組込まれる。

4.3.7 機材計画

本プロジェクトの実施に必要な資機材の概略仕様とその数量は下記の通りである。

(1) 設備用機材

(a) 日本での調達 (一部ヨーロッパで調達)

(1/3)

供与機材	概略仕様	数量
(ディーゼルエンジンと関連機材) ディーゼルエンジン	形式 : 4サイクル, 空気冷却器付過給 ディーゼル 定格出力 : 7,080 P.S 回転数 : 中速クラス 過負荷容量 : 10% 始動方式 : 空気始動	2台
エンジン直結付属品	潤滑油ポンプ : 歯車式 調速機 : ガバネ式, シットダウンリッド付 過給機 : 排気ガスタービン駆動式 空気冷却器 : 水冷式	2組 2組 2組 2組
燃料油装置	C重油移送ポンプ : 3 m ³ /h C重油バッファタンク : 2,000 ℓ C重油清浄機 : スラッジ自動排出式 C重油サージタンク : 2,000 ℓ ディーゼル油移送ポンプ : 3 m ³ /h ディーゼル油サージタンク : 1,000 ℓ 燃料油供給ポンプ : 3 m ³ /h	1組 1組 2組 1組 1組 1組 2組
潤滑油装置	サンプタンク : 5,000 ℓ ろ過ポンプ : 20 m ³ /h 冷却器 : チューブ式 清浄器 : スラッジ自動排出式 移送ポンプ : 3 m ³ /h	2組 2組 2組 2組 1組
冷却水装置	冷却水タンク : 500 ℓ 冷却水ポンプ : 60 m ³ /h 冷却器 : チューブ式 ラジエータ : 200 m ³ /h 二次冷却水ポンプ : 200 m ³ /h 薬注装置 : 50 ℓタンク付 給水ポンプ : 1 m ³ /h	1組 2組 2組 2組 2組 2組 2組
圧縮空気装置	空気圧縮機 : 25 kg/cm ² 圧縮空気槽 : 800 ℓ	2組 1組
吸, 排気装置	排気ダクト : 円筒型 排気伸縮管 : ベローズ型 排気消音器 : 円筒型 吸気ダクト : 円筒型 吸気消音器 : 円筒型 吸気フィルター : ｲｰｼｰﾀｰ型, ｡ｲﾙﾌｲﾙﾀｰ型の併用	2組 2組 2組 2組 2組 2組

供与機材	概略仕様	数量
廃油処理装置	スラッジ受入タンク : 500 ℓ スラッジポンプ : 0.5 m ³ /h スラッジ分離槽 : 3,000 ℓ 油水分離器 : 1 m ³ /h 油水分離器 : 1 m ³ /h 廃油タンク : 1,000 ℓ 廃油ポンプ : 1 m ³ /h インシレレーター : 100kg/h	1組 1組 1組 1組 1組 1組 1組 1組
配管用諸材料	鋼管, バルブ, 弁類他	1式
工事用諸材料	溶接棒, 鋼材, 型枠他	1式
(発電機と関連機材)		
発電機	種類 : 3相交流横軸同期発電機 定格出力 : 5,000 (kW)連続 定格容量 : 6,250 (kVA) 連続 電圧 : 6.6 (kV) 力率 : 0.8 (遅れ) 周波数 : 50 (Hz) 絶縁階級 : F種 励磁方式 : ブラシレス 冷却方式 : 空気冷却	2台
しゃ断器盤	種類 : 屋内閉鎖自立形 しゃ断器 : 真空しゃ断器 定格電圧 : 7.2kV 定格電流 : 1,200A 用途 : 発電機回路用	2面
所内用変圧器	種類 : 屋内3相, 油入自冷式 定格容量 : 500 (kVA) 電圧 : 6.6 (kV)/380, 220(V) 周波数 : 50 (Hz) 結線 : Δ/Y, 3相4線式 中性点 : 直接接地	1台
中性点接地装置盤	種類 : 屋内, 閉鎖自立型 NGR 100Ω 100A, 30秒 断路器 2台付	1面
電力ヒューズ盤	種類 : 屋内閉鎖自立型 構成 : 負荷開閉器, 電力ヒューズ等 定格電圧 : 7.2 (kV) 定格電流 : 100 (A) 用途 : 所内電源用	1面
励磁装置盤	種類 : 屋内, 閉鎖自立型 用途 : ブラシレスタイプ用	2面
交流電源盤	種類 : 屋内, 閉鎖自立型 用途 : モーターコントロール用	1式

供与機材	概略仕様	数量
直流電源装置盤	種類 : 屋内, 閉鎖自立型 用途 : 発電設備制御電源用 定格電圧 : DC 130V バッテリー容量 : 30AH / 5 HR	1式
監視制御盤	種類 : 屋内, 閉鎖自立型 用途 : 制御・保護用 (a) 遠方監視制御盤 1面 (b) 発電機制御盤 2式 (c) 所内用変圧器制御盤 1式	1式
電力ケーブル	種類 : 架橋ポリエチレン絶縁ビニールシース電力ケーブル 電圧 : 6.6 (kV) 電線サイズ : 500 mm ² × 1芯 × 6条 付属品 : 1式 12端末処理材料を含む 用途 : 発電機主回路用	700m
電力ケーブル	種類 : 架橋ポリエチレン絶縁ビニールシース電力ケーブル 電圧 : 600V 電線サイズ : 600 mm ² × 単芯 付属品 : 1式を含む 用途 : 所内用変圧器2次側回路用	800m
制御ケーブル	種類 : ビニール絶縁ケーブル 電圧 : 600V 電線サイズ : 22mm ² ~ 2mm ² 10~2心 用途 : 監視制御回路用	1式
配線用諸材料	電線接続材, パイプ, 支持材他	1式

(b) セネガルでの調達

供与機材	概略仕様	数量
砂	川砂	466 m ³
砂利	玄武岩系	668 m ³
セメント	ポルトランドセメント	321 t
鉄筋	13mm φ	76.7 t

(2) 保守用諸資材

本ディーゼル発電設備の機能を長期的に維持するために必要なことは、設備管理者の運転・保守技術と運転時間に比例して発生する機器の摩耗、劣化、故障に対応した部品の修理または交換に必要な予備品、消耗品および工具類の保有である。

運転・保守の技術レベルについては3.2.10項に記した通りで問題はない。予備品、消耗品および工具類の必要性和それらの供与数量について以下に述べる。

(a) 必要性

- (i) 機器の故障時は電力需給の面から迅速な対応が要求されるので、機器の構造的な理由から一定数量の予備品の貯蔵が必要。
- (ii) 本プロジェクトサイトは地理的な理由から緊急時に必要部品の入手が困難。
- (iii) 本設備の管理者側の経済的な理由で、運転開始当初から大量の予備品、消耗品および工具類を手当てして保有することが困難。

(b) 主要品目と数量

- (i) 機器の運転時間に比例して摩耗または劣化するもの

シリンダーの関連部品	: パッキン, Oリング他	2台分
吸気弁の関連部品	: ロートキャップ, 弁, バネ他	2台分
排気弁の関連部品	: 弁棒, スリーブ, 弁, バネ他	2台分
燃料噴射弁の関連部品	: ノズルキャップ, Oリング	2台分
ピストンの関連部品	: ピストンリング, オイルリング他	2台分
連接棒の関連部品	: クランクピン軸受, ボルト	2台分
主軸受	:	20個
燃料噴射ポンプ関連部品	: 弁, 噴射ポンプ他	2台分
過給機の関連部品	: 軸受類	2台分
空気冷却器関連部品	: パッキン類	2台分
始動弁	: パッキン類	2台分
その他の弁, 管, 軸受類	:	2台分

これらの部品は、ディーゼル発電機の運転が最初の8,000時間(約1年)に達した後で実施するオーバーホールでの交換が必要な数量である。

(ii) 長時間の使用により性能が低下し、修理または交換するもの	
圧力スイッチ	2台分
温度スイッチ	2台分
温度計	2台分
AVR (発電機用自動電圧調整器)	1式
制御装置の関連部品：継電器、タイマー、コイル他	1式
(iii) 一定の寿命を有し日常の点検において取替えるもの	
制御回路および表示回路のヒューズ	1式
表示回路の表示ランプ	1式
(iv) 機器の分解、組立および部品の交換に必要な工具類	
機械設備関連：	
各種スパナ	1式
各種ドライバー	1式
各種レンチ	1式
各種プライヤー	1式
各種吊上げ金具	1式
弁類の取付・取外し用具	1式
軸受の取付・取外し用具	1式
ピストンリング取付・取外し用具	1式
連接棒取付・取外し用具	1式
シリンダライナ用具	1式
用具類格納箱	1式
その他ゲージ、ペンチ類	1式
電気設備関連：	
しゃ断器点検用工具	1式
継電器試験用プラグ	1式
継電器試験用計測器	1式
制御用器具、計測器	1式
フック棒	1式

4.3.8 基本設計図

機器配置および電気回路の基本設計図を以下に示す。

Fig. 4.1 Bel Air 発電所一般配置図

Fig. 4.2 ディーゼル発電所一般配置図

Fig. 4.3 Bel Air 発電所単線結線図

Fig. 4.4 ディーゼル発電所単線結線図

Fig. 4.5 燃料油系統

Fig. 4.6 蒸気系統

Fig. 4.7 冷却水系統

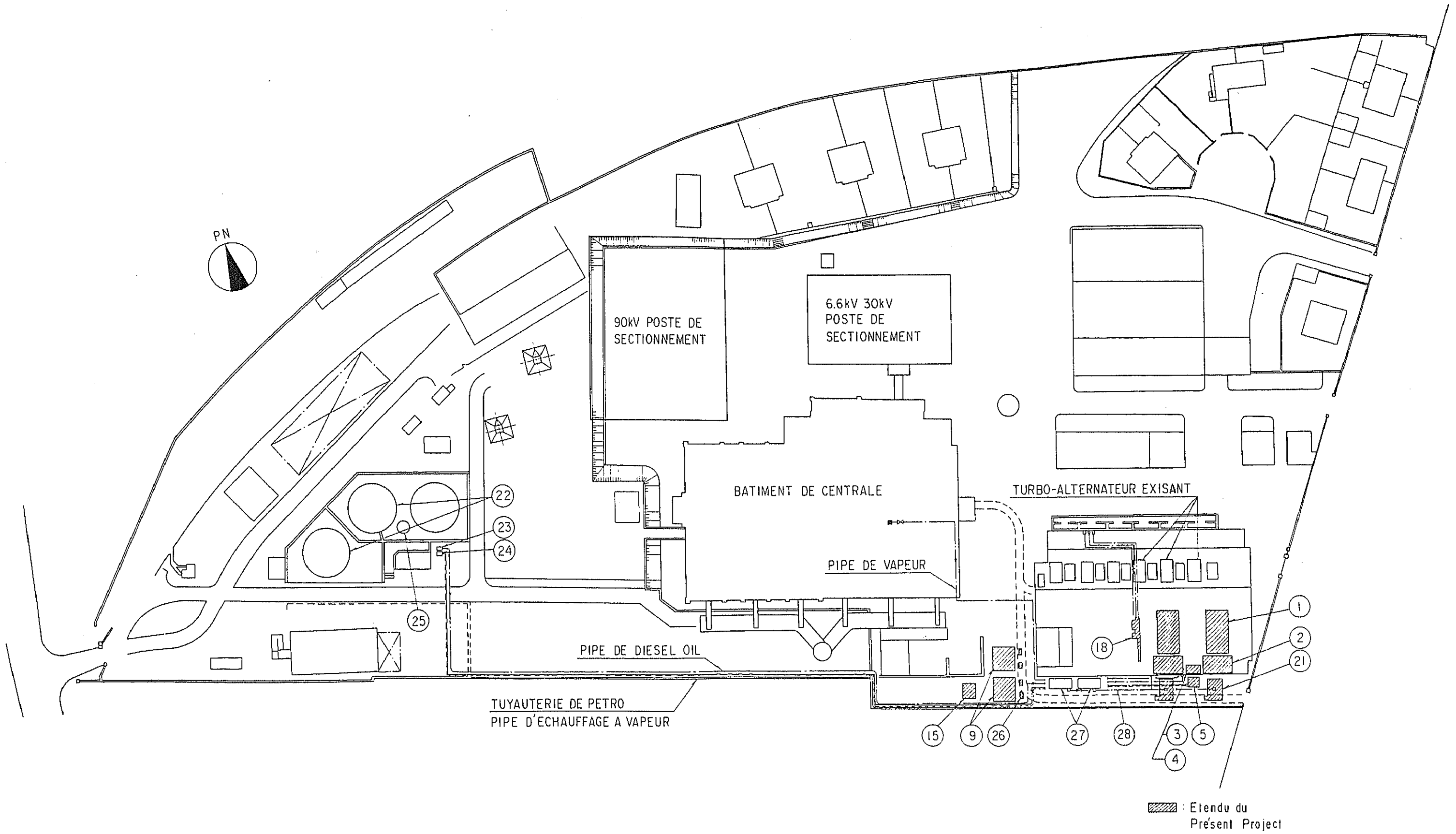


Fig.4.1 PLAN DE MASSE DE LA CENTRALE DE BEL AIR

Bel Air 発電所一般配置図

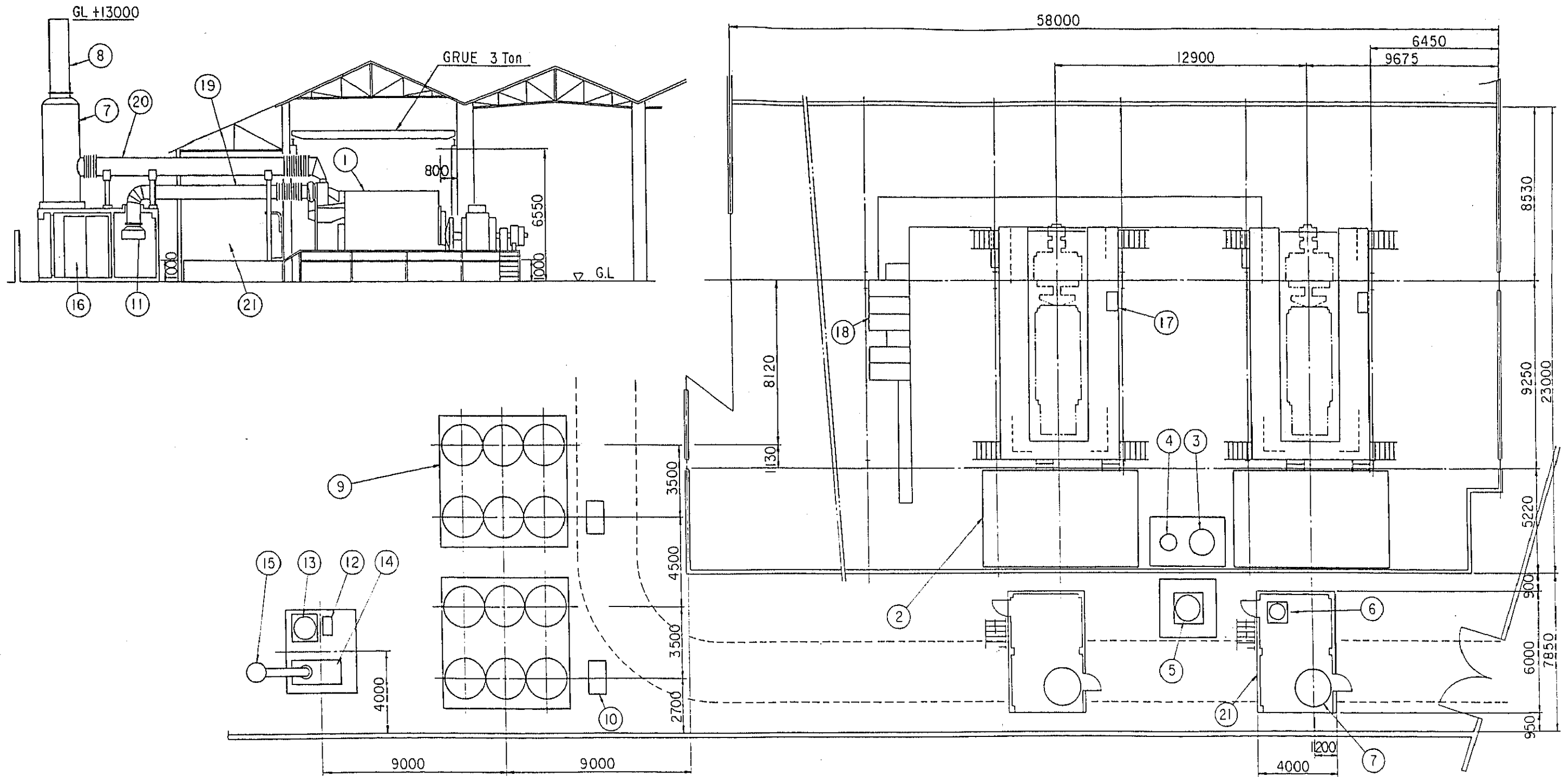


Fig.4.2 PLAN DE MASSE DE LA CENTRALE DIESEL

ディーゼル発電所一般配置図

LEGEND

(Ref. Fig. 4.1 et Fig. 4.2)

No.	EQUIPMENT NAME
1.	DIESEL ENGINE & GENERATOR
2.	AUXILIARY EQUIPMENT PACKAGE
3.	HEAVY OIL SERVICE TANK
4.	DIESEL OIL SERVICE TANK
5.	HEAVY OIL BUFFER TANK
6.	JACKET COOLING WATER TANK
7.	EXHAUST GAS SILENCER
8.	STACK
9.	COOLING WATER RADIATOR
10.	SECONDARY COOLING WATER PUMP
11.	INTAKE AIR SILENCER
12.	WASTE OIL TRANSFER PUMP
13.	WASTE OIL TANK
14.	INCINERATOR UNIT
15.	INCINERATOR STACK
16.	INTAKE AIR FILTER
17.	ENGINE CONTROL PANEL
18.	GENERATOR CONTROL PANEL
19.	INTAKE AIR DUCT
20.	EXHAUST GAS DUCT
21.	INTAKE AIR ROOM
22.	HEAVY OIL STORAGE TANK
23.	DIESEL OIL TRANSFER PUMP
24.	HEAVY OIL TRANSFER PUMP
25.	DIESEL OIL STORAGE TANK
26.	COOLING WATER PUMP
27.	COOLING WATER TANK
28.	COOLING WATER PIPE

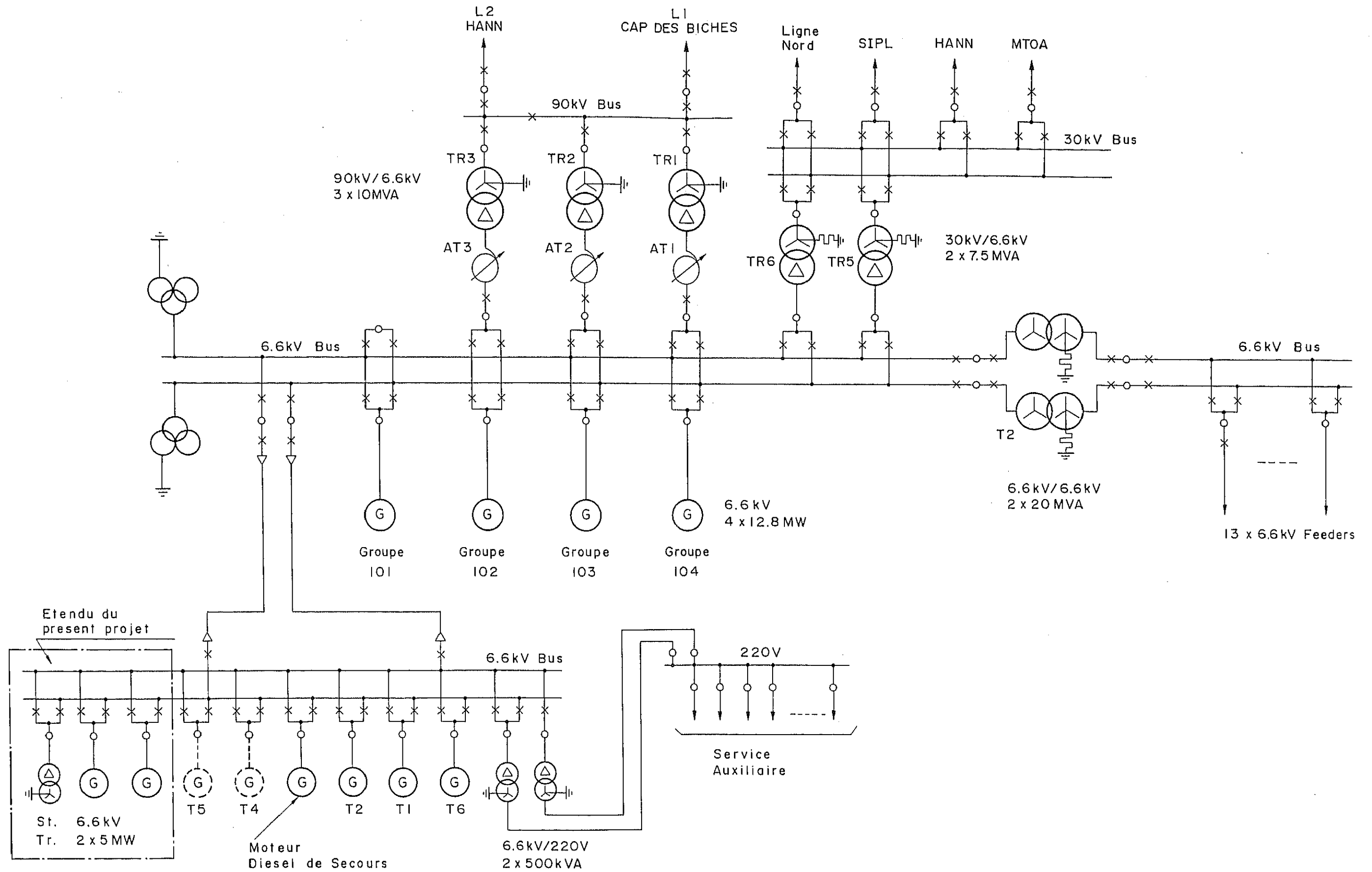
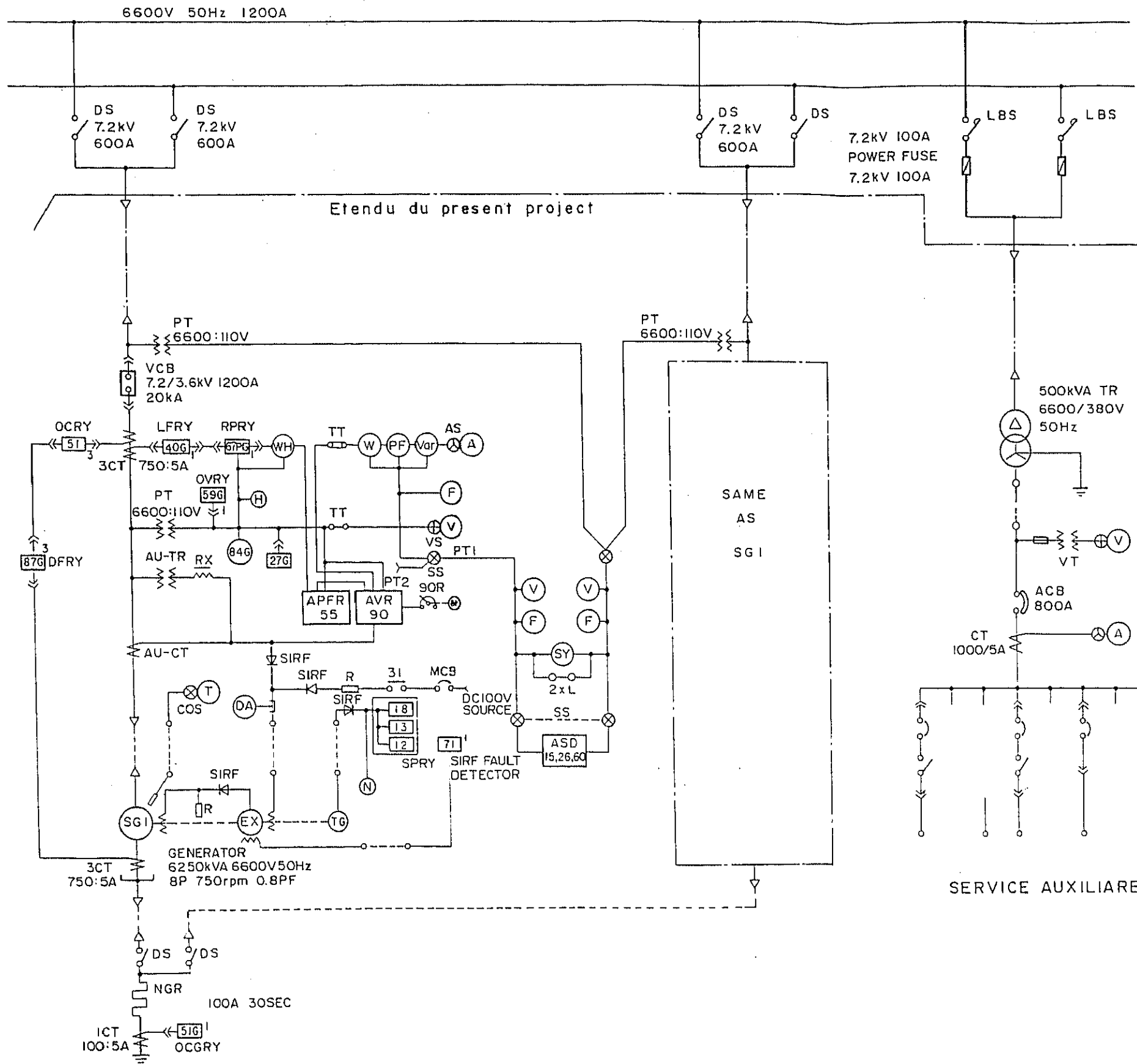


Fig. 4.3 SCHEMA UNIFILAIRE DE LA CENTRALE DE BEL AIR

Bel Air 発電所単線結線図



LEGEND

- A : Ammeter
- V : Voltmeter
- F : Frequency meter
- W : Wattmeter
- WH : Watt-hour meter
- Var : Reactive-power meter
- PF : Power-factor meter
- DA : D. C. Ammeter
- SY : Synchronism indicator
- H : Operating hour meter

- APFR : Automatic power factor regulator
- AVR : Automatic voltage regulator
- ASD : Automatic synchronizing detector
- SIRE : Silicon rectifier fault detector

- OCGRY : Over voltage relay
- DFRY : Differential relay
- OCRY : Over current relay
- LFRY : Loss of field relay
- RPRY : Reverse power relay
- OVRY : Over voltage relay

Fig. 4.4 SCHEMA UNIFILAIRE GROUPE DIESEL
 ディーゼル発電所単線結線図

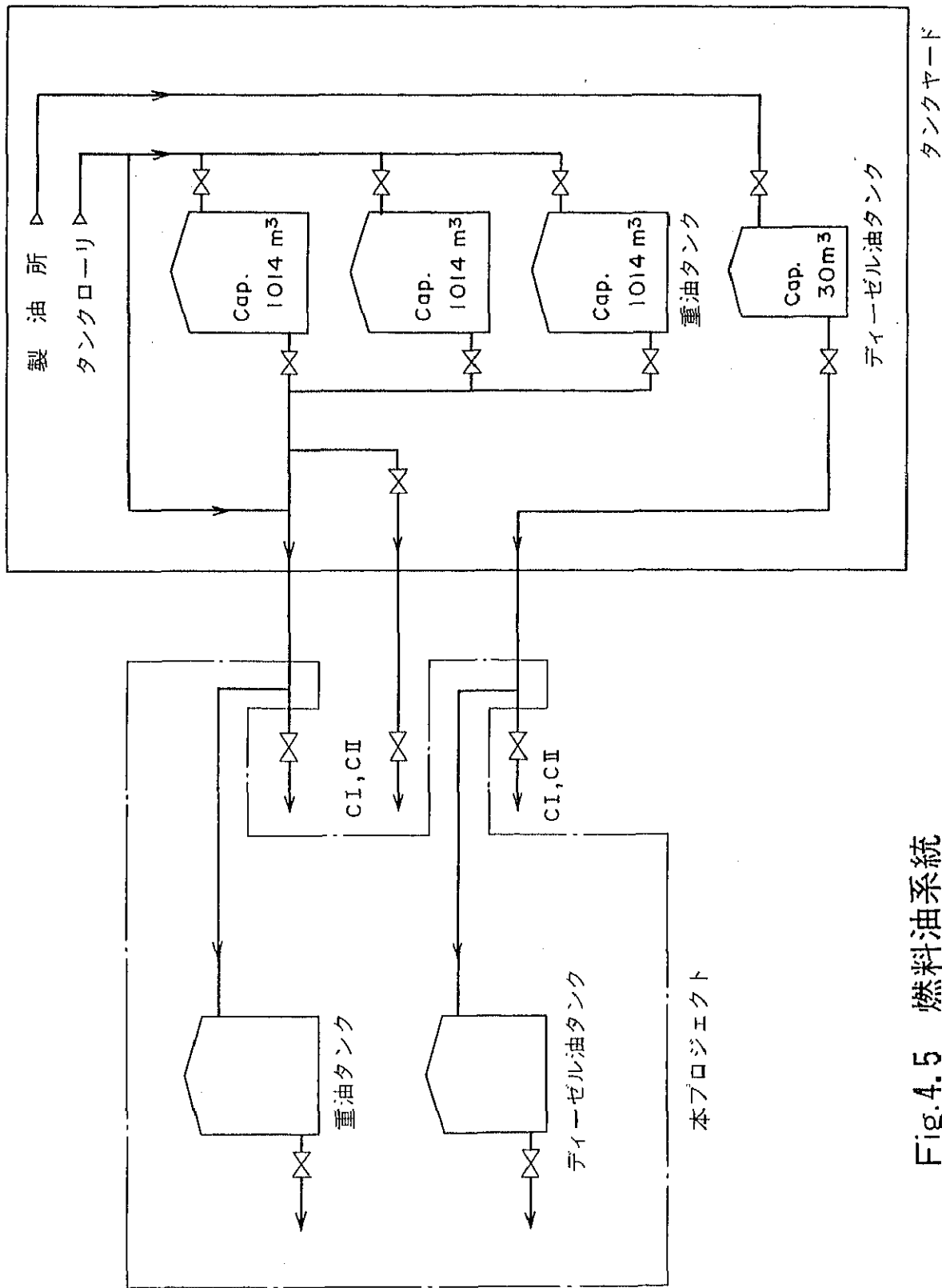


Fig.4.5 燃料油系統

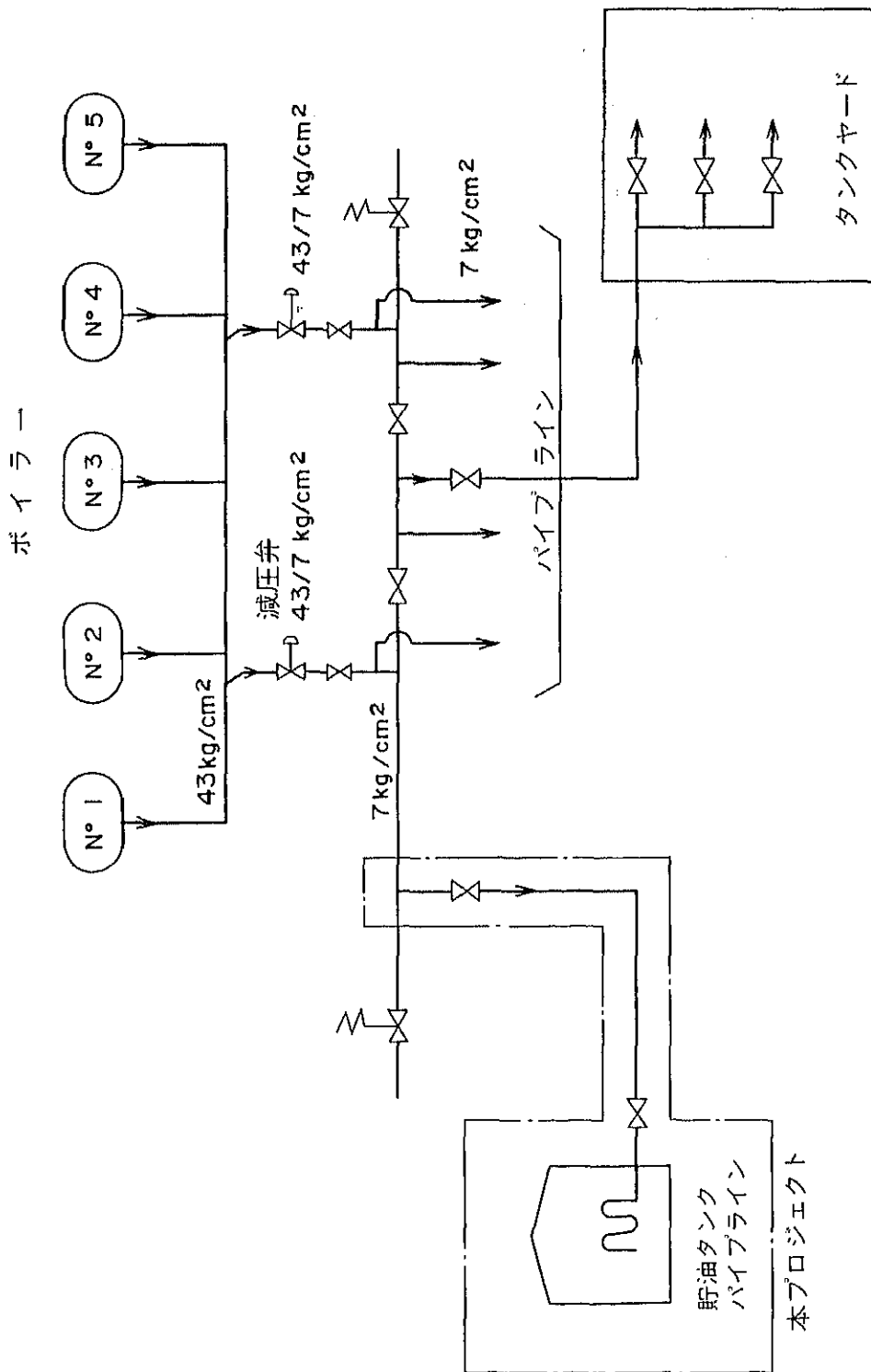


Fig. 4.6 蒸気系統

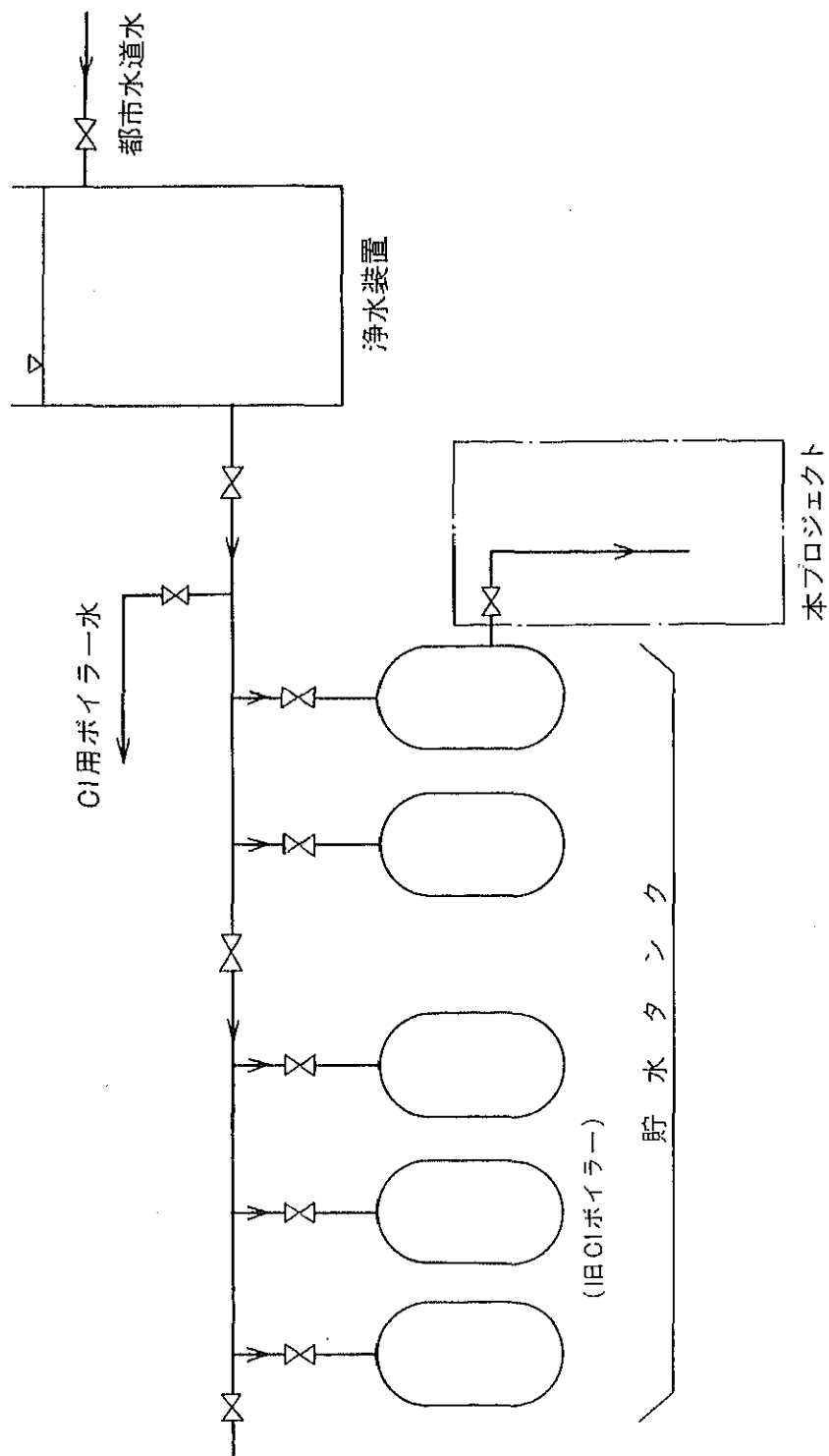


Fig. 4.7 冷却水系統

第5章 事業実施計画

第5章 事業実施計画

5.1 実施体制

本プロジェクトを日本国政府の無償資金協力によって実施する場合、以下に述べる体制と実施方法が必要である。Fig. 5.1は関係機関の事業実施体制である。

5.1.1 SENELECの業務

SENELECは本プロジェクトの実施機関となり、その主たる業務は、次の通りである。

- (a) 日本国側コンサルタントおよび請負会社との契約
- (b) 実施設計および据付工事に係る業務
- (c) 完成設備の運営

なお、SENELECは、セネガル共和国側負担工事のための実施予算を計上しなければならない。

5.1.2 コンサルタントの業務

日本国政府により本プロジェクトに対する無償資金協力が閣議で決定されたあと、両国間の交換公文の締結を経て、日本国側コンサルタント会社とSENELECとの間で本プロジェクトのコンサルタント契約が締結される。同契約に基づき、コンサルタントは、前項のSENELECの業務を補佐するために以下の業務を行う。

- (a) 詳細設計
- (b) 請負業者選定のための入札
- (c) 承認図の検討
- (d) 工場試験の立ち会い
- (e) 現地における施工監理
- (f) 業務の進捗状況の報告

5.1.3 請負業者の業務

本プロジェクトに係る供与機器の供給・据付け工事に関する請負契約を S E N E L E C と締結した後、日本国側請負業者は同契約に基づき以下の業務を行なう。

(1) 製作用図面の作成

契約の諸条件に基づいて供与機器を製作するための設計図を作成し、コンサルタントの承認を得る。

(2) 供与機器の製作

承認された図面に基づき供与機器の製作を行う。機器の製作中もしくは製作完了後、それらの機器が契約条件および承認図面に従っていることを確認するため、請負業者の行う工場試験においてはコンサルタントの立ち会を受ける。

(3) 輸 送

日本国の積出港からセネガル共和国ダカール港を仕向港として供与資機材の海上輸送を行ない、同港での荷卸しの後、輸入通関を経て S E N E L E C の Bel Air 発電所構内までの陸上輸送を行う。

(4) 据付け工事

供与機器据付けのための基礎工事を行い、引き続き既存電力系統への母線接続工事、既存燃料系統への配管接続工事、既存冷却水系統への配管接続工事を含む供与機器の据付け工事を行う。

(5) 引き渡しのための調整試験

据付け工事完了後、ディーゼル発電装置の性能を確認するために適用規格に従って一連の試験を行う。

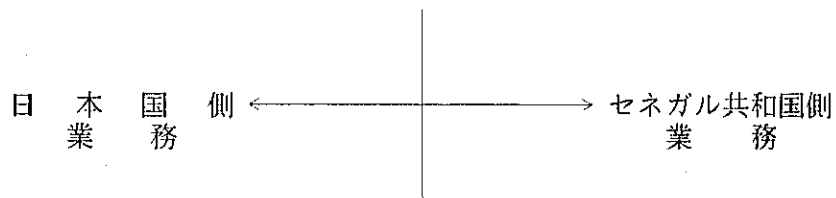
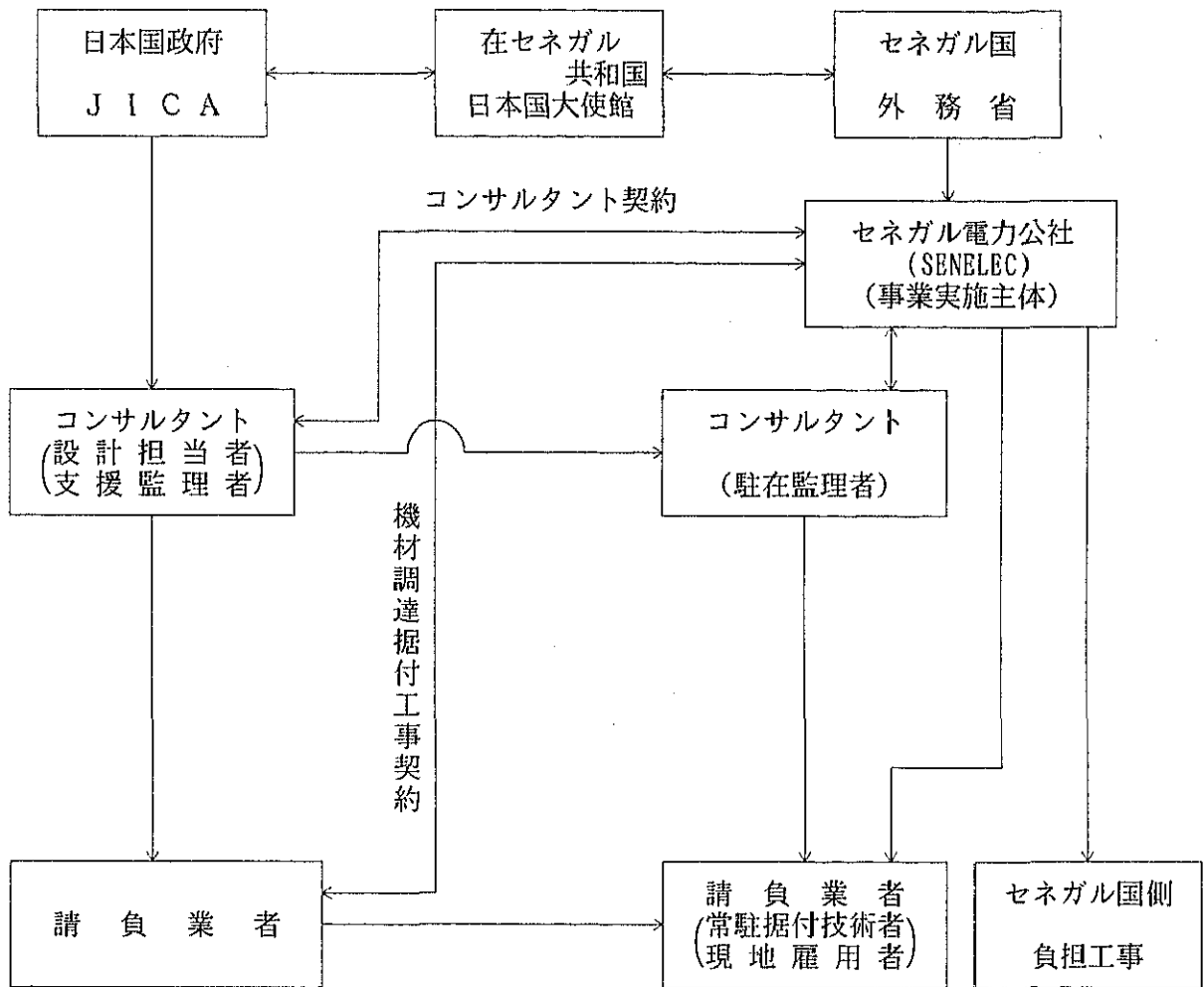
(6) オン・ザ・ジョブ・トレーニング

供与機器の据え付け工事期間中、S E N E L E C の供与機器の運転・保守要員に対して、オン・ザ・ジョブ・トレーニングを行う（トレーニングの方法と内容は 3.3.6 に詳述）。

(7) 技術者の専門分野

現地に派遣される技術者および試験・調整員は総数で15人である。これらの専門分野は機械、電気および土木技術でいずれも工事施工の経験を有する。

Fig. 5.1 事業実施体制



5.2 実施業務の範囲

本プロジェクトの実施に関し、日本国側の分担する業務およびセネガル国側の分担する業務区分は以下の通りである。

5.2.1 日本国側が分担する業務

- (a) 3.3.4項に記載された資機材の製作
- (b) 上記(a)記載の資機材の海上及び陸上輸送
- (c) 上記(a)記載の資機材の据付けに必要な基礎工事
- (d) 上記(a)記載の資機材の据付けと調整試験
- (e) 上記(a)記載の資機材の詳細設計，入札，施工監理に係るコンサルタント業務

5.2.2 セネガル国側が分担する業務

- (a) 既存の諸設備の撤去による工事用敷地の整備と提供
- (b) 5.2.1(a)記載の資機材を発電所建屋へ搬入するための搬入口の拡張と修復工事
- (c) 発電所建屋の破損箇所の修理
- (d) 防音壁の取り付け
- (e) 工事に必要な場所（資機材の仮置，作業員の事務所に使用）の提供
- (f) 既存のユティリティ（重油，軽油，蒸気，冷却水，工事用電力）の供給
- (g) その他，無償資金協力で実施されない事項

なお，日本国から供与される資機材ならびに工事実施に係る日本人の役務に対する一切の輸入関税，公租公課の免除がセネガル共和国政府により円滑かつ確実に実施されることを前提とする。

5.3 調達・輸送・施工計画

5.3.1 資機材の調達計画

セネガル共和国においては本プロジェクトの工事に必要な特殊用途に合致するような品目は殆んど生産されておらず、すべて外国製品の輸入に頼らざるを得ない。下表に本案件の実施に係る主要な資機材の調達区分を示す。

調 達 区 分

日 本 で 調 達	セネガルで調達	
(ディーゼル・エンジンと 関連機材) ディーゼルエンジン エンジン直結付属品 燃料油装置 潤滑油装置 冷却水装置 圧縮空気装置 吸, 排気装置 廃油処理装置 配管用諸材料 工事中諸材料	砂 砂 利 セ メ ト 鉄 筋	
	ヨーロッパで調達	
	(発 電 機 と 関 連 機 材) 発電機 シャ断器盤 所内用変圧器 中性点接地装置盤 電力ヒューズ盤 励磁装置盤 交流電源盤 直流電源装置盤 監視制御盤 電力ケーブル 配線用諸材料	ラジエータ (冷却水装置の一部) 鉄鋼材の一部 潤滑油 (試運転完了迄の消費量)

資機材の調達に当ってはそれの陸上輸送, 現場搬入, 基礎工事, 据付工事の各スケジュールに沿って調達の計画をたてる必要がある。

これらの資機材がダカール港到着後、機械工事、電気工事、調整試験を終えて、完成したディーゼル発電設備は事業実施主体である SENELECに引き渡されることとなる。

以上のことを勘案して、海上・陸上輸送その他予想される事情を考慮して、遅くとも供与施設引渡しの8カ月前に資機材の船積を完了し出港する必要がある。従って、この出港期日に間に合うよう、機器の製作、検査、梱包、輸送といった資機材の調達業務を行う必要がある。

主要資機材の中で、衝撃に弱い品物、湿気に弱い品物、高温に過敏な品物は輸送中にそれらの性能や形状が損なわれない様な対策を講じなければならない。

具体的には衝撃に弱い計器類を沢山内蔵する配電盤は梱包時に固定し、湿気に弱い発電機固定子及び回転子は湿気防止の真空梱包とし、高温に過敏な塗料等は発火をさけるような梱包とするなど、梱包には海上輸送に耐えられる方法を取り、船積み前に厳格な検査を行う必要がある。

供与施設引き渡し後の同施設を長期に亘って維持管理して行くために供与する予備品は長期間の貯蔵に適した梱包としなければならない。

5.3.2 輸送ルート

本プロジェクトの資機材の海上輸送は、輸送期間を短縮するために日本-ヨーロッパ-ダカールの航路を利用する。

この方法によると積載船は日本-ヨーロッパ間とヨーロッパ-ダカール間で異なるため、ヨーロッパでの荷物の積み替えが必要であるが、日本からダカール港迄の所要日数は約1.5ヵ月で日本-ダカールの航路に比べ約1ヵ月短縮できる。

日本-ダカールの航路を利用すると荷物の積み替え手間が省けるが、航行途中の寄港が多くダカール港への到着まで約2.5ヵ月を要し、そのために積載資機材の盗難や損傷が予想される（港湾事情は3.3.3に詳述）。

5.3.3 施工計画

交換公文締結後コンサルタントは直ちにSENELECとコンサルタント契約を締結し、基本設計の方針にそって機器の詳細設計を行い、その内容についてSENELECに十分な説明とともに、セネガル共和国政府側の分担工事スケジュールを具体化する必要がある。特に5.2.2記載のセネガル側分担工事で、既存設備の撤

去と工事中敷地の整備ならびに搬入口の工事は日本国側請負業者が供与機器の据付工事を開始するまでに完了しなければならない。このことが全体工事を進める上での重要なポイントとなる。セネガル共和国側分担工事、供与機器の据付工事、資機材の搬入といった各種の工事の開始時期と完成時期の調整をとるために綿密な工程を作成し、全体工事の流れを錯綜させないことが必要である。

本プロジェクトは、電力設備が稼働している既存の発電所内に設置されるため、既設の各機器と新設の各機器との接続工事が必要で、これらの工事は日本側請負業者により行われる。日本国側請負業者とSENELECとの間でこれらの工事に係る協議と調整が必要である。このような複雑な工事を完成するため、SENELECに適宜の対応が望まれる。

5.4 実施スケジュール

本プロジェクト実施スケジュールは両国政府間の交換公文締結から、供与施設引き渡し (TAKING-OVER) までを16ヵ月とし、業者契約後からは13ヵ月を要す。事業実施スケジュールをFig. 5.2に示す。

5.5 概算事業費

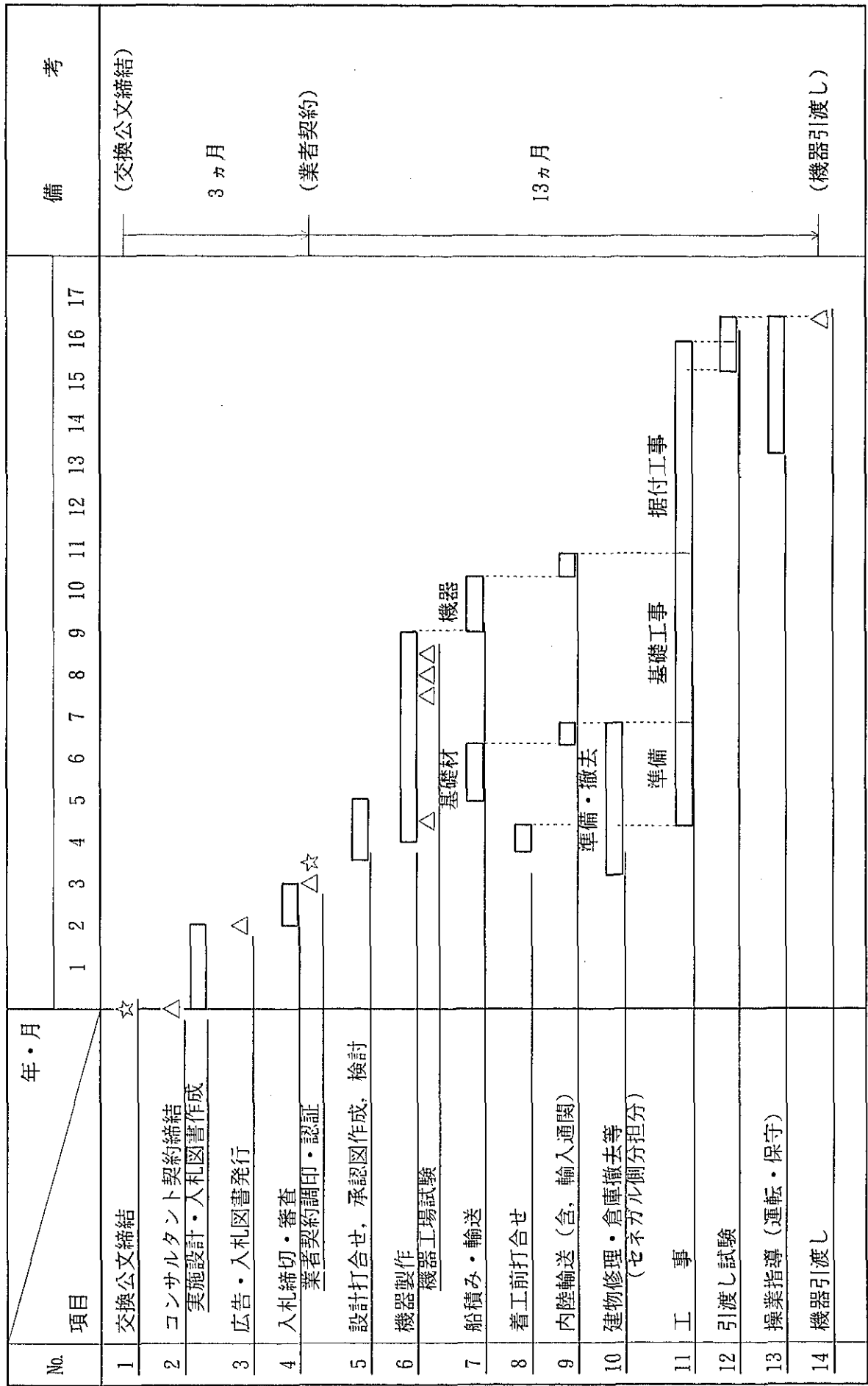
本プロジェクトの実施に際し、両国政府が負担する概算事業費は次の通りである。

(1) 日本国政府負担分	1,397,875 (千円)
(2) セネガル国政府負担分	5,687
(3) 総事業費	1,403,562

セネガル国政府負担分の工事費内訳は次の通りである。

搬入口拡張	982 (千円)
倉庫等の撤去	1,703
建物修繕	623
防音壁	2,379
計	5,687 (千円)

Fig. 5.2 セネガル共和国・ダカール市電力供給計画 事業実施スケジュール



第6章 事業評価

第 6 章 事業評価

6.1 事業の効果

6.1.1 直接的効果

本プロジェクトにより供与される発電設備の年間発電量は、設備利用率を75%とすると約65,700 MWhであり、現在連繫系統で発電されている総電力量の約9%に相当する。第2章の2.2.5項で述べたように、連繫系統では発電設備の供給力不足による負荷しゃ断が、最近2ヶ年(1986, 1987年)で一日平均3回も行われ、1回当たりの停電時間は15~17分間と記録されている。この現状を打開するため、現在20MW2基のディーゼル発電所を建設中であり1990年に完成の見込であるが、これが運開しても第3章3.2.2(2)項で述べたように、1992年には必要予備力50MWに対して約5MWの供給力が不足する。従って、本プロジェクトによる10MWの供給力増加は電力不足による停電解消に役立ち、電力不足が市民生活におよぼす悪影響を減少させるとともに、市民の教育面、医療面、治安面に与える諸障害の軽減に多大の貢献をするものと期待される。

6.1.2 間接的効果

本プロジェクトのように無償資金協力により熱効率の高い発電所が建設されると、極めて低廉な電力が得られる。既存の老朽設備を予備力として利用し、供給信頼度の高い新設ディーゼル発電機の稼働率を高めることにより、経済的な設備の運用ができる。このことはSENELECの経営安定に寄与することになり、また電力供給の安定化は地場産業の活性化に極めて役立つものと期待される。

因みに、本プロジェクトの財務的な効果を数量的に示すと次の通りである。

送電端年間電力量	59,170MWh
年間販売電力量	50,900MWh
年間売電収益	12.33 億円(29.36億 CFAF)
年間営業費用:	
燃料費	3.19 億円(7.60億 CFAF)
運転維持費	0.42 億円(1.0 億 CFAF)
減価償却費 (20年間)	0.70 億円(1.67億 CFAF)
合計	4.31 億円(10.27億 CFAF)
差引営業利益	8.02 億円(19.09億 CFAF)

本発電所の発生電力は、既設の送変電、配電設備に何等の増強を必要とすることなく、需要家に供給される。従って、上記の営業利益は 100%本プロジェクトによって SENELEC にもたらされる財務効果となる。2.2.2 項で示したように、1987年の SENELEC の営業成績は 35.79億 CFAF の欠損であった。従って、本プロジェクトによる純利益 19.09億 CFAF は、SENELEC の現在の欠損状況を半減させる効果を持つ。

6.2 事業の妥当性

6.2.1 技術面での妥当性

本プロジェクトでは発電機規模を 5 MW 2 台とし、合計出力を 10MW のディーゼル発電所として設計された。この規模は完成後 2～3 年間の電力需給バランスを維持するに足りる出力であり、適正な規模といえる。本発電設備は既設発電所内に設置するため、既存設備（建屋、クレーン、燃料系統、冷却水系統、蒸気系統他）を有効利用するように計画されている。

6.2.2 運営・管理面での妥当性

供与機器の据付工事期間中、請負業者の技術員から同機器の運転・保守技術についての On the Job Training を受けることによって、SENELEC の運転・保守要員が新設のディーゼル発電機器の構造と特性を習得できるように計画されている。また

管理体制として各担当部課の職掌事項，責任体制の確立など，円滑な運営・管理が行われるよう計画されている。

6.2.3 組織・要員面での妥当性

保守・運営に関して，既設 Bel Air発電所の組織を大きく変更することなく，要員数を20人程度増やすことによって設備を運用できる。

第7章 結論と提言

第7章 結論と提言

7.1 結論

電力の安定供給は国民生活および産業発展に不可欠である。

本案件はセネガル国の最重要地域における電力不足を解消するため行うもので、その計画内容について、電力供給面、技術面および経済面から検討した結果、最適な計画内容（中速、V型、C重油使用ディーゼル発電設備）であることが確認できる。

本案件の実施は電力不足に伴う諸障害を解消し、ダカール電力系統傘下の首都ダカール、リュフィスク、チエス、タイバ等の各市の都市機能を改善し、市民生活の安定と地場産業の活性化に貢献するものである。

また、SENELECは、本プロジェクトの実施体制、施設運営管理体制、要員等、これに対応できる能力を有している。従って、本プロジェクトはわが国の無償資金協力の対象としての妥当性を充分備えていると判断される。

7.2 提言

SENELECは本プロジェクトの完成後、その設備の機能を長年に亘って維持するために、Bel Air発電所において設備の運転・保守に携るSENELECの技術スタッフを、請負業者の技術員が指導する現地の据付工事、試験および運転業務にできるだけ多く参画させ、技術の習得を図る必要がある。また、同請負業者から提出されるマニュアル記載の点検、補修基準を遵守して、保守に必要な部品と運転に必要な燃料を調達するため恒常的に予算を確保しなければならない。

電力需要は国民生活の向上に伴って絶えず増加を続けており、それに対応した電源設備の拡張を継続して実施しなければならない。本プロジェクトの実施後の需要増に対処するため、更に別途の新規電源の確保を考えなければならない。

資 料 編

主要面談者

(1/3)

機 関 名	氏 名	役 職 ・ 所 属
在セネガル国日本大使館	久 保 雄 嗣	三等書記官
日本海外青年協力隊 事務所 (J O C V)	辰 見 石 夫	調整員
工業・手工業開発省 (M D I A)	Mr. Amadou CISSE SALL	Directeur de Cabinet
計 画 協 力 省	Mr. Hady Mamadou LY	Secetaire General
	Mr. Alioune Badara SY	Adjoint au Directeur de la Programmation du financement et du suivi des Investissements.
セネガル電力公社 (S E N E L E C)	Mr. DIALLO Samba	Directeur General
	Mr. Doro SY	Secetaire General
	Mr. Tidiane BARRY	Directeur de la Production et du Transport
	Mr. Mamadou DIANKA	Representant le Directeur de l'Energie
	Mr. Abdoulaye DIOUF	Chef de Centrale
	Mr. Idrissa MANE	Chef de Service Exploitation
	Mr. Modou DIOP	Chef de Service Entretien
	Mr. Massiga TRAORE	Chef de Division Principale Technique
	Mr. Moustapha DIAO	Chef de Department Gection Previsionnel du Personnel

機 関 名	氏 名	役 職 ・ 所 属
セネガル電力公社 (SENELEC)	Mr. Omar DIAW	Chef de Division Principale Conduite
- 続き -	Mr. Samba TALL	Chef de Division Principale Preparation
	Mr. Bakary DIOP	Chef de Division Ordonnancement Execution
	Mr. Moussa SENE	Chef de Division Principale "Prevision et Economie-Externe"
	Mr. Mamour Ousmane BA	DPFS/MPC
	Mr. Daouda DIOP	Directeur des Etudes Generales
	Mr. EL H. Babaca CISSE	Chef de Departement EEP
	Mr. Cheikh DIAKHATE	Chef du service Programmation
	Mr. Mamadou M. LO	Chef de la Division Principale Programmation des Moyens de Production
	Mr. Moustapha NDIAYE	Chef de Service Equipement de
	Mr. Moussa DIAGNE	Ingenieur d'Etude Genie- electrique
	Mr. Binane Khoule	Chef Division Principale Dispatching
	Mr. Babacar GUEYE	DISPATCHER
	Mr. Papa DIENG	Chef de Poste S/S HANN 90/30 KV
	Mr. Papa DIOP	Chef de Service Exploitation Cap-Des-Biches
	Mr. Mamadou LY	Chef de la Centrale du Cap-Des-Biches
	Mr. Laurent Diene	Ingenieur Travaux Electro- mecanique Equipement de Production
	Mr. Michel Niox	Chef de Central, Kaolack
	Mr. Amadou N' Diaye	Chef d'exploitation, Kaolack
Port Autonome de Dakar	Mr. Leon DIOUF	Chef de La Division Etudes- Technique

機 関 名	氏 名	役 職 ・ 所 属
(Local Contractor) S A G E C C O M	Mr. Serge LESTRAT	Directeur
	Mr. Andre EMAILLE	
C O S E L E C	Mr. Yoro FALL	Directeur
S O A E M	Mr. Guy MEVANT	Directeur general
S A G A T R A N S	Mr. P. MAZURIE	

調査団員の構成

氏名	担当業務	所属
金 沢 晃	総 括	通商産業省資源エネルギー庁公益事業部 発電課技官
三 国 雅 士	発 電 計 画	(株)E P D C インターナショナル
一ノ瀬 五 男	ディーゼル発電機	(株)E P D C インターナショナル
岡 林 東 作	電 気 設 備	(株)E P D C インターナショナル
井 末 博 章	通 訊	(株)日仏経済技術交流会

セネガル共和国の他案件から暫時参加

西 端 則 夫 (国際協力事業団無償資金協力計画部基本設計調査第1課, 課長代理)

現地調査日程

(1/2)

日順	月日	曜日	訪問先・調査内容
1	1/25	水	成田 → パリ AP275
2	26	木	パリ → ダカール RK011
3	27	金	日本大使館, SENELEC, 計画協力省, 工業手工業開発省, JOCVを表敬訪問 インセプションレポートにより調査内容, 日程概要を説明
4	28	土	Bel-Air 発電所 : 既存発電設備と敷地調査 発電所の運営組織と要員の調査
5	29	日	団員打合 調査方法, 日程の検討
6	30	月	SENELECへインセプションレポートおよび質問書を説明し 必要資料の提出を依頼
7	31	火	SENELECへ無償資金協力のシステムを説明 Hann変電所: 変電設備および運転状況を調査 給電指令所: 電力系統運用を調査
8	2/1	水	Cap des Biches発電所: 既存発電設備と増設工事現場, 発電所の 運営組織, SENELECの要員の教育 訓練制度を調査
9	2	木	工業手工業開発省 (MDIA) : 合意議事録の協議
10	3	金	計画協力省 : 合意議事録の署名
11	4	土	団員打合 収集資料, 調査日程の検討
12	5	日	団員打合 同上
13	6	月	Bel-Air 発電所 : 既存設備の配置状況の調査 本プロジェクトの機器配置の検討
14	7	火	ダカール港 : 港湾施設および通関の調査 Bel-Air 発電所 : 既存の付属設備の調査 本プロジェクトの機器配置の検討 発電所の保守・運転組織の調査
15	8	水	Bel-Air 発電所 : 既存の電気設備の調査
16	9	木	SENELECと質問書に対する提出資料の質疑および人事関係 の制度 (要員計画, 教育・訓練他) を調査
17	10	金	SAGECCOM (土建業者) : 業者の事業規模, 建設用資機材 の調達方法及び費用の調査 COSELEC (電気工事業) : 業者の事業規模, 電気工事用資 機材の調達方法の調査

日順	月日	曜日	訪問先・調査内容
18	2/11	土	Kaolack 発電所：既存および増設中の発電設備の調査 発電所の保守・運転組織と要員の調査 Kaolack 地域の電力需給の調査
19	12	日	収集資料の整理, 未収集資料のリスト作成, 本プロジェクトの機器配置の検討
20	13	月	SOAEM (輸送業者) : 業者の事業規模, 港湾条件, 機器の輸送および搬入方法の調査 SENELECと本プロジェクト規模について質疑および未収集資料の提出を依頼
21	14	火	Bel-Air 発電所：既存電気設備の利用状況および制御方法を調査 給電指令所：既存電力システムの運用方法と本プロジェクト完成後のシステム運用を調査 SENELEC：未提出資料の確認と提出依頼 調査団帰国後の連絡方法の確認
22	15	水	Bel-Air 発電所：本プロジェクト完成後の運転制御方法について検討, 地下室および地質の調査を依頼 SENELECへ帰国挨拶 日本大使館, JOCVへ調査報告と帰国挨拶
23	16	木	ダカール → パリ AF310
24	17	金	パリ
25	18	土	→ 成田 AF276

PROCES - VERBAL DES DISCUSSIONS

ETUDE DU PLAN DE BASE SUR LE PROJET
D'INSTALLATION DE GROUPE(S) ELECTROGENE(S)
A DAKAR

En réponse à une requête du Gouvernement de la République du Sénégal, le Gouvernement du Japon a décidé d'effectuer l'Etude du Plan de Base sur le Projet d'Installation de Groupes Electrogènes à Dakar et l'a confié à l'Agence Japonaise de Coopération Internationale (JICA). JICA a envoyé au Sénégal une mission d'étude dirigée par Monsieur Akira KANAZAWA, Ingénieur supérieur, Bureau de Production de l'Electricité, Office de l'Oeuvre Publique, Agence des Ressources Naturelles et de l'Energie, Ministère du Commerce Extérieur et de l'Industrie, du 25 Janvier au 18 Février 1989.

La mission JICA a eu une série de discussions sur le projet à la SENELEC, dirigées par M. Tidiane BARRY, Directeur de la Production et du Transport et a mené des enquêtes sur les lieux à la Centrale de Bel-Air, Dakar. Ces discussions ont eu lieu sous la direction du Ministère du Développement Industriel et de l'Artisanat.

Comme résultats de cette étude, les deux parties se sont mises d'accord pour recommander à leurs Gouvernements respectifs d'examiner les points essentiels retenus entre eux, ci-joints, pour la réalisation du présent Projet.

Fait à Dakar, le 3 Février 1989

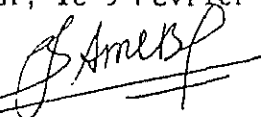
金澤 晃

Akira KANAZAWA
Chef de la mission JICA

Lu et approuvé



Hady Mamadou LY
Secrétaire Général
Ministère du Plan et de
la Coopération



Amadou Ciré SALL
Directeur du Cabinet
Ministère du Développement
Industriel et de l'Artisanat

POINTS ESSENTIELS ENTENDUS

OBJECTIFS

1. Les objectifs du Projet sont de remédier à l'insuffisance de la puissance d'électricité existante et d'augmenter la production totale d'électricité, à condition qu'il soit prévu de déclasser les groupes à vapeur existants dans quelques années, à l'aide de la fourniture de nouveau(x) groupe(s) prévu(s) dans le Projet, contribuant ainsi à améliorer les conditions de vie publique et à intensifier les activités économiques.

SITE DU PROJET

2. Le site du Projet est situé à la Centrale de Bel-Air, Dakar, comme le montre l'annexe I

DEMANDE

3. Les pièces du Projet demandées par la partie sénégalaise sont les suivantes :
 - (1) Fourniture de deux groupes diesel de 5 MW chacun
 - (2) Installation des unités et connexion avec le système d'électricité existant
 - (3) Formation du personnel d'entretien et d'exploitation pendant les travaux d'installation

AGENCE DE MISE EN OEUVRE

4. La Société Nationale d'Electricité (JENELEC) est responsable de la réalisation du Projet, de l'exploitation et de l'entretien des facilités après son achèvement.

SYSTEME DE COOPERATION FINANCIERE NON-REMBOURSABLE

5. La partie sénégalaise a compris le système japonais de coopération financière non-remboursable expliqué par la mission JICA qui entraîne un principe d'emploi d'une firme d'experts conseils et une entreprise japonaise pour l'installation et la fourniture du matériel.

30/7

ENGAGEMENT DU GOUVERNEMENT DU JAPON

6. La mission JICA transmettra au Gouvernement du Japon le contenu du Projet pour que celui-ci prenne les mesures nécessaires pour coopérer par la fourniture des facilités et équipements énumérés dans l'annexe II, dans le cadre du système japonais de coopération financière non-remboursable.

ENGAGEMENT DU GOUVERNEMENT DU SENEGAL

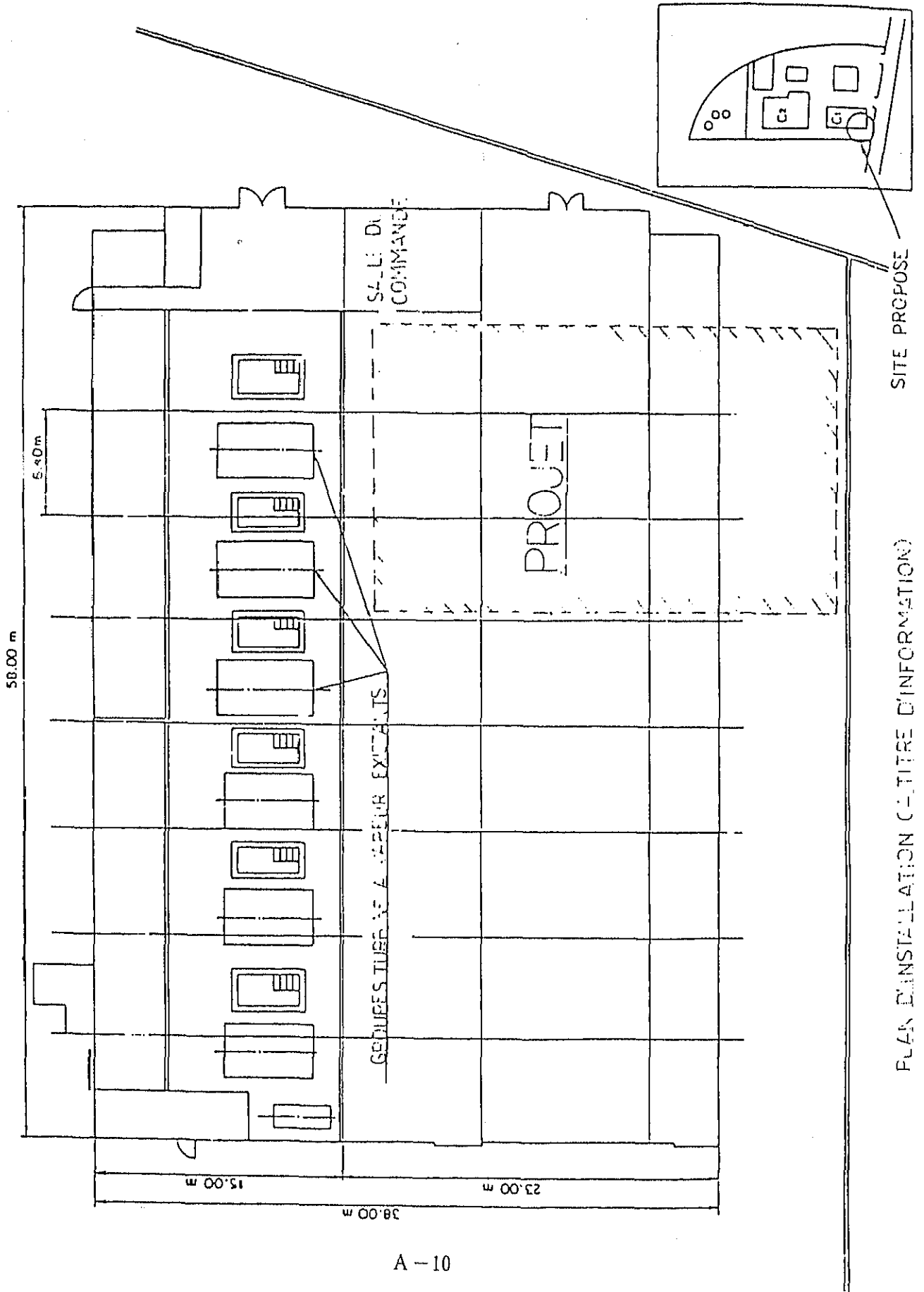
7. Le Gouvernement de la République du Sénégal prendra les mesures nécessaires énumérées dans l'annexe III à condition que la coopération financière non-remboursable soit accordée au Projet.

Φ

R

1/2
l *Φ*

ANNEX I



SITE PROPOSE

PLAN D'INSTALLATION (A TITRE D'INFORMATION)

ANNEXE II

- 1 Groupe (s) électrogène (s) diesel (s) et ses (leurs) équipements auxiliaires.
2. Installation des groupes mentionnés ci-dessus et connexion avec le système d'électricité existant.
3. Formation du personnel d'entretien et d'exploitation pendant les travaux d'installation.

②

k

33
②

ANNEXE III

La partie sénégalaise est priée de prendre les arrangements suivants :

1. Assurer un espace nécessaire pour le Projet avant le commencement des travaux d'installation.
2. Fournir des facilités pour l'alimentation du chantier en électricité et d'autres facilités accessoires à l'intérieur ou à l'extérieur du site, si nécessaire.
3. Fournir des données et des informations aux experts conseils japonais et au fournisseur, qui seront nécessaires pour les services d'engineering et les travaux d'installation.
4. Exonérer des taxes et frais accessoires de douane et prendre les mesures nécessaires pour le dédouanement des matériels, équipements et pièces de rechange destinés pour la réalisation du Projet.
5. Prendre en charge la commission à la banque de change japonaise pour les opérations bancaires basées sur l'arrangement bancaire comme suit :
 - 5.1 Commission d'avis d'Autorisation de Payer
 - 5.2 Commission de paiement
6. Accorder aux nationaux japonais dont les services pourraient être requis à propos de la fourniture des produits et des services sous les contrats vérifiés les facilités nécessaires à leur entrée et séjour au Sénégal pour la réalisation du Projet.
7. Exonérer les nationaux japonais des droits de douane, des taxes Intérieures et d'autres impôts fiscaux qui pourraient être imposés dans le Sénégal en ce qui concerne la fourniture des produits et des services sous les contrats vérifiés autant que cela se conforme au règlement existant.
8. Prendre tous les frais ne faisant pas l'objet de la coopération financière non-remboursable, nécessaires à la réalisation du Projet.
9. Entretien et exploiter proprement et efficacement les ouvrages installés par le don, et prévoir le budget pour l'entretien et l'exploitation.

LR

収集資料リスト

Liste des documents rassemblés

No.	Editeur	Titre du Document	Année de Publication
1	SENELEC	Rapport Annuel, Exercice 1983 - 1987	1983 - 1987
2	ELECTRICITE DE FRANCE INTERNATIONAL	Plan Directeur de la Production et du Transport	1986
3	DIRECTION DES ETUDES GENERALES, SENELEC	Programme d'Equipements de Production, Sur le Reseau Interconnecté à Moyen et Long Terme	1989
4	DIRECTION CENTRALE DE L'EXPLOITATION SERVICE LOGISTIQUE TECHNIQUE, SENELEC	Mouvements d'énergie et Coordination de l'Exploitation Repport Annuel 1987	1987
5	- do -	Mouvements d'energie et Coordination de l'Exploitation Repport Mensuel, Septembre 1988	1988
6	SENELEC	Centrale Thermique de Bel-Air	-
7	PORT AUTONOME DE DAKAR	Barème des Droits de Port et Tarifs Portuaires en Vigueur au 1er Juillet 1987	1987
8	SAGATRANS SENEGAL	Tarif de Manutention, Port de Dakar 1er Avril 1988	1988
9	ABDEL KADER GEILANI DAFFE	Considérations Générales Sur le Port de Dakar	1976
10	MINISTERE DU PLAN ET DE LA COOPERATION	VII ème Plan de Développement Economique et Social: Orientations et Programmes d'Actions Prioritaires 1985/1989	1985
11	SENELEC	Centre de Formation et de Perfectionnement Professionnel, Cap des Biches	-
12	SENELEC	Projet de Plan de Formation 1988 - 1990	1987

要請内容の検討資料

(1) 電力需要予測

電力需要予測結果を以下の表に示す。

中間予測の結果 Tableau 1.(1), 1.(2)

高目予測の結果 Tableau 2.(1), 2.(2)

低目予測の結果 Tableau 3.(1), 3.(2)

Tableau 1.(1) 全国電力需要予測

(中間予測)

GDP成長率：1.5%

需要家数増加率：4.5%

年	GDP (B. CFAF)	需要家数 (1000)	需要端電力量 (GWh)	総合損失率	発電量 (GWh)
1989	729.8	202.7	739.8	0.168	889.1
1990	740.7	211.9	775.5	0.168	932.1
1991	751.8	221.4	812.7	0.168	976.8
1992	763.1	231.3	851.6	0.168	1,023.5
1993	774.6	241.8	892.1	0.168	1,072.2
1994	786.2	252.6	934.3	0.168	1,123.0
1995	798.0	264.0	978.4	0.168	1,175.9
1996	809.9	275.9	1,024.3	0.168	1,231.2
1997	822.1	288.3	1,072.3	0.168	1,288.8
1998	834.4	301.3	1,122.3	0.168	1,348.9
1999	846.9	314.8	1,174.4	0.168	1,411.5
2000	859.6	329.0	1,228.8	0.168	1,476.9
2001	872.5	343.8	1,285.6	0.168	1,545.1
2002	885.6	359.3	1,344.8	0.168	1,616.3
2003	898.9	375.4	1,406.5	0.168	1,690.6
2004	912.4	392.3	1,471.0	0.168	1,768.0
2005	926.1	410.0	1,538.3	0.168	1,848.9

Tableau 1.(2) ダカール系統の電力需要予測

(中間予測)

GDP成長率： 1.5%

需要家数増加率： 4.5%

年	需要端電力量 (GWh)	総合損失率	発電量 (GWh)	負荷率	最大需要電力 (MW)
1989	677.2	0.170	815.9	0.680	137.0
1990	706.3	0.170	851.0	0.680	142.9
1991	736.6	0.170	887.4	0.680	149.0
1992	767.9	0.170	925.2	0.680	155.3
1993	800.4	0.170	964.3	0.680	161.9
1994	834.1	0.170	1,005.0	0.680	168.7
1995	869.1	0.170	1,047.1	0.680	175.8
1996	905.3	0.170	1,090.8	0.680	183.1
1997	943.0	0.170	1,136.1	0.680	190.7
1998	982.0	0.170	1,183.1	0.680	198.6
1999	1,022.5	0.170	1,231.9	0.680	206.8
2000	1,064.5	0.170	1,282.5	0.680	215.3
2001	1,108.1	0.170	1,335.1	0.680	224.1
2002	1,153.3	0.170	1,389.6	0.680	233.3
2003	1,200.3	0.170	1,446.1	0.680	242.8
2004	1,249.0	0.170	1,504.8	0.680	252.6
2005	1,299.6	0.170	1,565.8	0.680	262.9

Tableau 2.(1) 全国電力需要予測

(高目予測)

GDP成長率：2.0%

需要家数増加率：5.0%

年	GDP (B. CFAF)	需要家数 (1000)	需要端電力量 (GWh)	総合損失率	発電量 (GWh)
1989	733.4	203.7	744.2	0.168	894.4
1990	748.0	213.9	784.7	0.168	943.1
1991	763.0	224.6	827.1	0.168	994.1
1992	778.3	235.8	871.5	0.168	1,047.5
1993	793.8	247.6	918.0	0.168	1,103.4
1994	809.7	260.0	966.8	0.168	1,162.0
1995	825.9	273.0	1,017.8	0.168	1,223.3
1996	842.4	286.6	1,071.3	0.168	1,287.6
1997	859.3	301.0	1,127.3	0.168	1,355.0
1998	876.5	316.0	1,186.0	0.168	1,425.5
1999	894.0	331.8	1,247.5	0.168	1,499.5
2000	911.9	348.4	1,312.0	0.168	1,576.9
2001	930.1	365.8	1,379.5	0.168	1,658.1
2002	948.7	384.1	1,450.3	0.168	1,743.2
2003	967.7	403.3	1,524.5	0.168	1,832.4
2004	987.0	423.5	1,602.3	0.168	1,925.8
2005	1,006.8	444.7	1,683.8	0.168	2,023.8

Note : GDPは1980年の価格

Tableau 2.(2) ダカール系統の電力需要予測

(高目予測)

GDP成長率：2.0%

需要家数増加率：5.0%

年	需要端電力量 (GWh)	総合損失率	発電量 (GWh)	負荷率	最大需要電力 (MW)
1989	681.2	0.170	820.7	0.680	137.8
1990	714.7	0.170	861.1	0.680	144.6
1991	749.6	0.170	903.1	0.680	151.6
1992	785.9	0.170	946.8	0.680	158.9
1993	823.7	0.170	992.4	0.680	166.6
1994	863.1	0.170	1,039.8	0.680	174.6
1995	904.1	0.170	1,089.3	0.680	182.9
1996	946.8	0.170	1,140.8	0.680	191.5
1997	991.4	0.170	1,194.4	0.680	200.5
1998	1,037.8	0.170	1,250.4	0.680	209.9
1999	1,086.2	0.170	1,308.6	0.680	219.7
2000	1,136.6	0.170	1,369.4	0.680	229.9
2001	1,189.1	0.170	1,432.7	0.680	240.5
2002	1,243.9	0.170	1,498.7	0.680	251.6
2003	1,301.0	0.170	1,567.4	0.680	263.1
2004	1,360.5	0.170	1,639.1	0.680	275.2
2005	1,422.5	0.170	1,713.9	0.680	287.7

Tableau 3.(1) 全国電力需要予測

(低目予測)

GDP成長率：1.0%

需要家数増加率：4.0%

年	GDP (B. CFAF)	需要家数 (1000)	需要端電力量 (GWh)	総合損失率	発電量 (GWh)
1989	726.2	201.8	735.4	0.168	883.8
1990	733.5	209.8	766.4	0.168	921.1
1991	740.8	218.2	798.5	0.168	959.8
1992	748.2	227.0	831.9	0.168	999.9
1993	755.7	236.0	866.6	0.168	1,041.6
1994	763.2	245.5	902.7	0.168	1,084.9
1995	770.9	255.3	940.1	0.168	1,129.9
1996	778.6	265.5	978.9	0.168	1,176.6
1997	786.4	276.1	1,019.3	0.168	1,225.1
1998	794.2	287.2	1,061.2	0.168	1,275.4
1999	802.2	298.7	1,104.7	0.168	1,327.7
2000	810.2	310.6	1,149.9	0.168	1,382.1
2001	818.3	323.0	1,196.8	0.168	1,438.5
2002	826.5	335.9	1,245.6	0.168	1,497.1
2003	834.7	349.4	1,296.2	0.168	1,558.0
2004	843.1	363.4	1,348.9	0.168	1,621.2
2005	851.5	377.9	1,403.5	0.168	1,686.9

Note : GDPは1980年の価格

Tableau 3.(2) グカール系統の電力需要予測

(低目予測)

GDP成長率： 1.0%

需要家数増加率： 4.0%

年	需要端電力量 (GWh)	総合損失率	発電量 (GWh)	負荷率	最大需要電力 (MW)
1989	673.1	0.170	811.0	0.680	136.2
1990	698.0	0.170	841.0	0.680	141.2
1991	723.7	0.170	871.9	0.680	146.4
1992	750.2	0.170	903.8	0.680	151.7
1993	777.6	0.170	936.8	0.680	157.3
1994	805.8	0.170	970.9	0.680	163.0
1995	835.0	0.170	1,006.1	0.680	168.9
1996	865.2	0.170	1,042.4	0.680	175.0
1997	896.4	0.170	1,080.0	0.680	181.3
1998	928.5	0.170	1,118.7	0.680	187.8
1999	961.8	0.170	1,158.8	0.680	194.5
2000	996.1	0.170	1,200.2	0.680	201.5
2001	1,031.6	0.170	1,242.9	0.680	208.7
2002	1,068.3	0.170	1,287.1	0.680	216.1
2003	1,106.2	0.170	1,332.7	0.680	223.7
2004	1,145.3	0.170	1,379.9	0.680	231.6
2005	1,185.8	0.170	1,428.6	0.680	239.8

(2) 電力需給バランス

至近年将来の電力需給バランスを以下の表および図に示す。

中間予測に基づくバランス Tableau 1.(3), 1.(4), Fig. 1. 1

高目予測に基づくバランス Tableau 2.(3), 2.(4), Fig. 2. 2

低目予測に基づくバランス Tableau 3.(3), 3.(4), Fig. 3. 3

Tableau 1.(3) 電力需給バランス

(中間予測)

ダカール系統-電力 (MW)

年	最大 需要電力	所要電力	既存 発電所	廃棄 発電所	新設 発電所	供給電力	需給 バランス
1989	137.0	187.0	176.7	0.0	0.0	176.7	-10.3
1990	142.9	192.9	176.7	0.0	40.0	216.7	23.8
1991	149.0	199.0	176.7	0.0	50.0	226.7	27.7
1992	155.3	205.3	176.7	-12.8	50.0	213.9	8.6
1993	161.9	211.9	176.7	-12.8	50.0	213.9	2.0
1994	168.7	218.7	176.7	-25.6	50.0	201.1	-17.6
1995	175.8	225.8	176.7	-25.6	50.0	201.1	-24.7
1996	183.1	233.1	176.7	-53.1	50.0	173.6	-59.5
1997	190.7	240.7	176.7	-53.1	50.0	173.6	-67.1
1998	198.6	248.6	176.7	-53.1	50.0	173.6	-75.0
1999	206.8	256.8	176.7	-53.1	50.0	173.6	-83.2
2000	215.3	265.3	176.7	-65.9	50.0	160.8	-104.5
2001	224.1	274.1	176.7	-65.9	50.0	160.8	-113.3
2002	233.3	283.3	176.7	-65.9	50.0	160.8	-122.5
2003	242.8	292.8	176.7	-65.9	50.0	160.8	-132.0
2004	252.6	302.6	176.7	-78.7	50.0	148.0	-154.6
2005	262.9	312.9	176.7	-78.7	50.0	148.0	-164.9

Note 1: C-Iの9MW(3MW×3台)を除外。

Note 2: Cap des Bichesの40MW(20MW×2台)と本プロジェクト10MW(5MW×2台)を含む。

Tableau 1.(4) 電力量需給バランス

(中間予測)

ダカール系統-電力量 (GWh)

年	需要電力量	所要電力量	既存 発電所	廃棄 発電所	新設 発電所	供給電力量	需給 バランス
1989	815.9	1,122.5	1,083.5	0.0	0.0	1,083.5	-39.0
1990	851.0	1,157.6	1,083.5	0.0	245.3	1,328.8	171.2
1991	887.4	1,194.0	1,083.5	0.0	250.4	1,333.9	139.9
1992	925.2	1,231.8	1,083.5	-78.5	306.6	1,311.6	79.8
1993	964.3	1,270.9	1,083.5	-78.5	306.6	1,311.6	40.7
1994	1,005.0	1,311.6	1,083.5	-157.0	306.6	1,233.1	-78.5
1995	1,047.1	1,353.7	1,083.5	-157.0	306.6	1,233.1	-120.6
1996	1,090.8	1,397.4	1,083.5	-325.6	306.6	1,064.5	-332.9
1997	1,136.1	1,442.7	1,083.5	-325.6	306.6	1,064.5	-378.2
1998	1,183.1	1,489.7	1,083.5	-325.6	306.6	1,064.5	-425.2
1999	1,231.9	1,538.5	1,083.5	-325.6	306.6	1,064.5	-474.0
2000	1,282.5	1,589.1	1,083.5	-404.1	306.6	986.0	-603.1
2001	1,335.1	1,641.7	1,083.5	-404.1	306.6	986.0	-655.7
2002	1,389.6	1,696.2	1,083.5	-404.1	306.6	986.0	-710.2
2003	1,446.1	1,752.7	1,083.5	-404.1	306.6	986.0	-766.7
2004	1,504.8	1,811.4	1,083.5	-482.6	306.6	907.5	-903.9
2005	1,565.8	1,872.4	1,083.5	-482.6	306.6	907.5	-964.9

Note 1 : C-Iの9MW (3MW×3台) を除外。

Note 2 : Cap des Bichesの40MW (20MW×2台) と本プロジェクト10MW (5MW×2台) を含む。

Fig. 1.1 ダカール系統の電力需要予測 (中間予測)

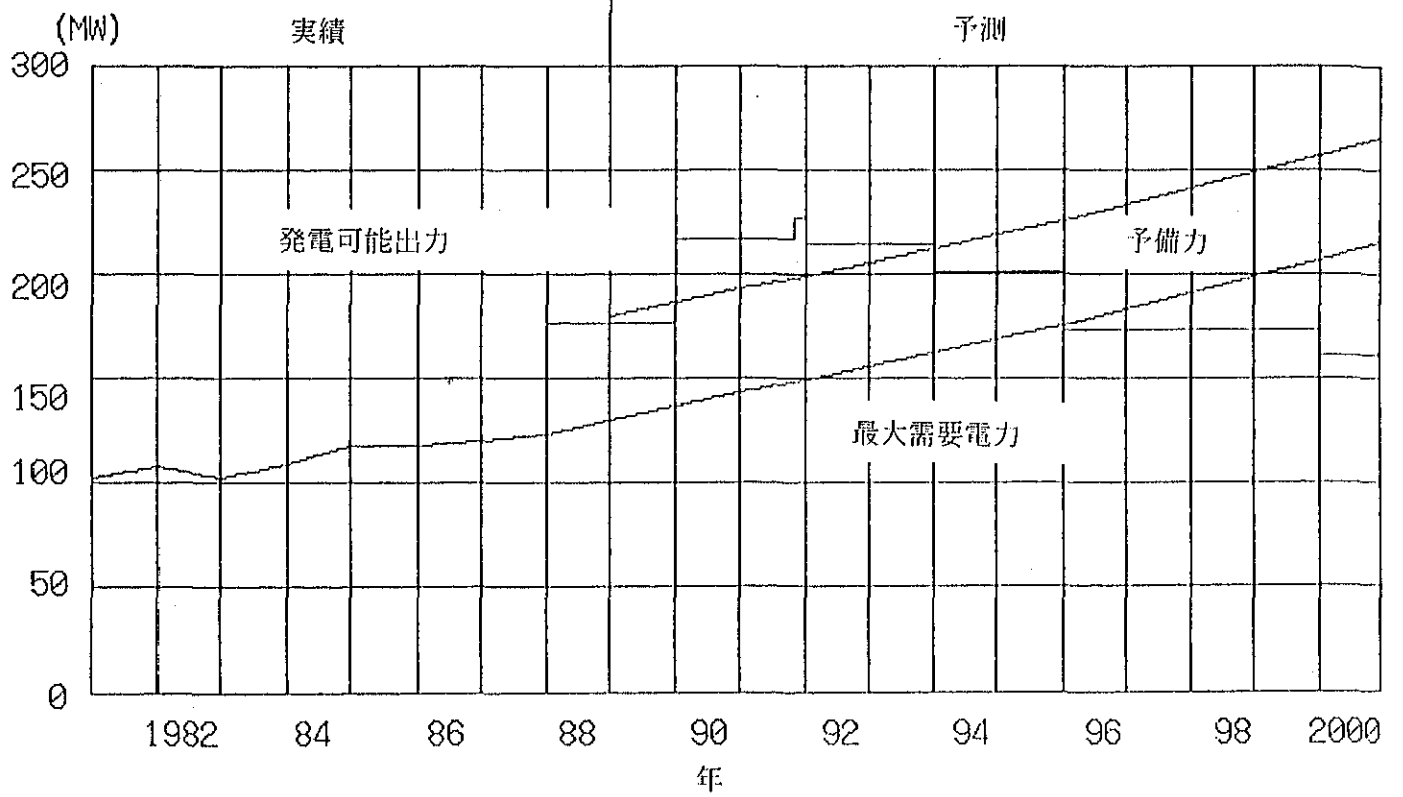


Tableau 2.(3) 電力需給バランス

(高目予測)

ダカール系統 - 電力 (MW)

年	最大 需要電力	所要電力	既 存 発電所	廃 棄 発電所	新 設 発電所	供給電力	需給 バランス
1989	137.8	187.8	176.7	0.0	0.0	176.7	-11.1
1990	144.6	194.6	176.7	0.0	40.0	216.7	22.1
1991	151.6	201.6	176.7	0.0	50.0	226.7	25.1
1992	158.9	208.9	176.7	-12.8	50.0	213.9	5.0
1993	166.6	216.6	176.7	-12.8	50.0	213.9	-2.7
1994	174.6	224.6	176.7	-25.6	50.0	201.1	-23.5
1995	182.9	232.9	176.7	-25.6	50.0	201.1	-31.8
1996	191.5	241.5	176.7	-53.1	50.0	173.6	-67.9
1997	200.5	250.5	176.7	-53.1	50.0	173.6	-76.9
1998	209.9	259.9	176.7	-53.1	50.0	173.6	-86.3
1999	219.7	269.7	176.7	-53.1	50.0	173.6	-96.1
2000	229.9	279.9	176.7	-65.9	50.0	160.8	-119.1
2001	240.5	290.5	176.7	-65.9	50.0	160.8	-129.7
2002	251.6	301.6	176.7	-65.9	50.0	160.8	-140.8
2003	263.1	313.1	176.7	-65.9	50.0	160.8	-152.3
2004	275.2	325.2	176.7	-78.7	50.0	148.0	-177.2
2005	287.7	337.7	176.7	-78.7	50.0	148.0	-189.7

Note 1 : C - I の 9 MW (3 MW × 3 台) を除外。

Note 2 : Cap des Biches の 40 MW (20 MW × 2 台) と本プロジェクト 10 MW (5 MW × 2 台) を含む。

Tableau 2.(4) 電力量需給バランス

(高目予測)

ダカール系統-電力量 (GWh)

年	需要電力量	所要電力量	既存 発電所	廃棄 発電所	新設 発電所	供給電力量	需給 バランス
1989	820.7	1,127.3	1,083.5	0.0	0.0	1,083.5	-43.8
1990	861.1	1,167.7	1,083.5	0.0	245.3	1,328.8	161.1
1991	903.1	1,209.7	1,083.5	0.0	250.4	1,333.9	124.2
1992	946.8	1,253.4	1,083.5	-78.5	306.6	1,311.6	58.2
1993	992.4	1,299.0	1,083.5	-78.5	306.6	1,311.6	12.6
1994	1,039.8	1,346.4	1,083.5	-157.0	306.6	1,233.1	-113.3
1995	1,089.3	1,395.9	1,083.5	-157.0	306.6	1,233.1	-162.8
1996	1,140.8	1,447.4	1,083.5	-325.6	306.6	1,064.5	-382.9
1997	1,194.4	1,501.0	1,083.5	-325.6	306.6	1,064.5	-436.5
1998	1,250.4	1,557.0	1,083.5	-325.6	306.6	1,064.5	-492.5
1999	1,308.6	1,615.2	1,083.5	-325.6	306.6	1,064.5	-550.7
2000	1,369.4	1,676.0	1,083.5	-404.1	306.6	986.0	-690.0
2001	1,432.7	1,739.3	1,083.5	-404.1	306.6	986.0	-753.3
2002	1,498.7	1,805.3	1,083.5	-404.1	306.6	986.0	-819.2
2003	1,567.4	1,874.0	1,083.5	-404.1	306.6	986.0	-888.0
2004	1,639.1	1,945.7	1,083.5	-482.6	306.6	907.5	-1,038.2
2005	1,713.9	2,020.5	1,083.5	-482.6	306.6	907.5	-1,113.0

Note 1 : C-Iの9MW(3MW×3台)を除外。

Note 2 : Cap des Bichesの40MW(20MW×2台)と本プロジェクト10MW(5MW×2台)を含む。

Fig. 2.2 ダカール系統の電力需要予測（高目予測）

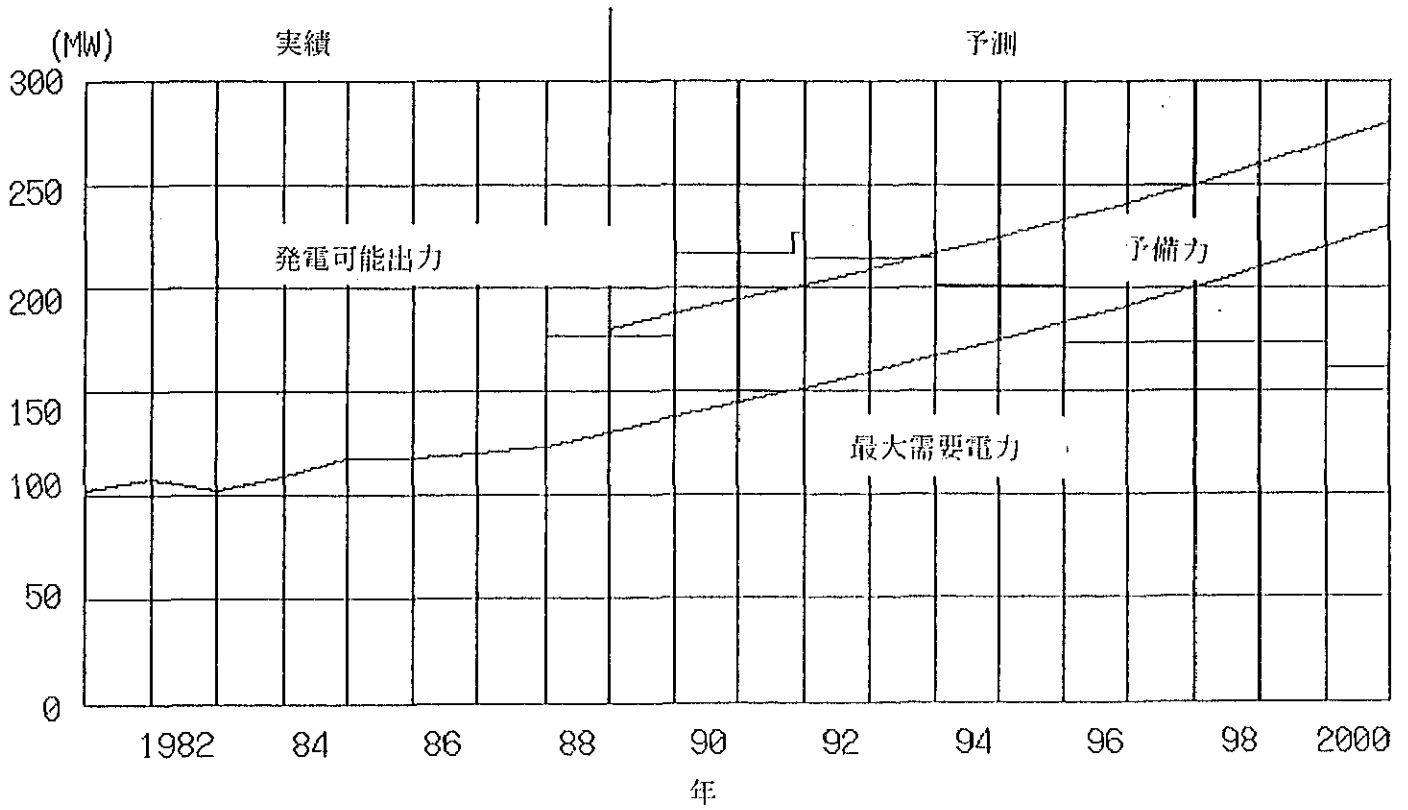


Tableau 3.(3) 電力需給バランス

(低目予測)

ダカール系統-電力 (MW)

年	最大 需要電力	所要電力	既 存 発電所	廃 棄 発電所	新 設 発電所	供給電力	需給 バランス
1989	136.2	186.2	176.7	0.0	0.0	176.7	-9.4
1990	141.2	191.2	176.7	0.0	40.0	216.7	25.5
1991	146.4	196.4	176.7	0.0	50.0	226.7	30.3
1992	151.7	201.7	176.7	-12.8	50.0	213.9	12.2
1993	157.3	207.3	176.7	-12.8	50.0	213.9	6.6
1994	163.0	213.0	176.7	-25.6	50.0	201.1	-11.9
1995	168.9	218.9	176.7	-25.6	50.0	201.1	-17.8
1996	175.0	225.0	176.7	-53.1	50.0	173.6	-51.4
1997	181.3	231.3	176.7	-53.1	50.0	173.6	-57.7
1998	187.8	237.8	176.7	-53.1	50.0	173.6	-64.2
1999	194.5	244.5	176.7	-53.1	50.0	173.6	-70.9
2000	201.5	251.5	176.7	-65.9	50.0	160.8	-90.7
2001	208.7	258.7	176.7	-65.9	50.0	160.8	-97.9
2002	216.1	266.1	176.7	-65.9	50.0	160.8	-105.3
2003	223.7	273.7	176.7	-65.9	50.0	160.8	-112.9
2004	231.6	281.6	176.7	-78.7	50.0	148.0	-133.6
2005	239.8	289.8	176.7	-78.7	50.0	148.0	-141.8

Note 1: C-Iの9MW(3MW×3台)を除外。

Note 2: Cap des Bichesの40MW(20MW×2台)と本プロジェクト10MW(5MW×2台)を含む。

Tableau 3.(4) 電力需給バランス

(低目予測)

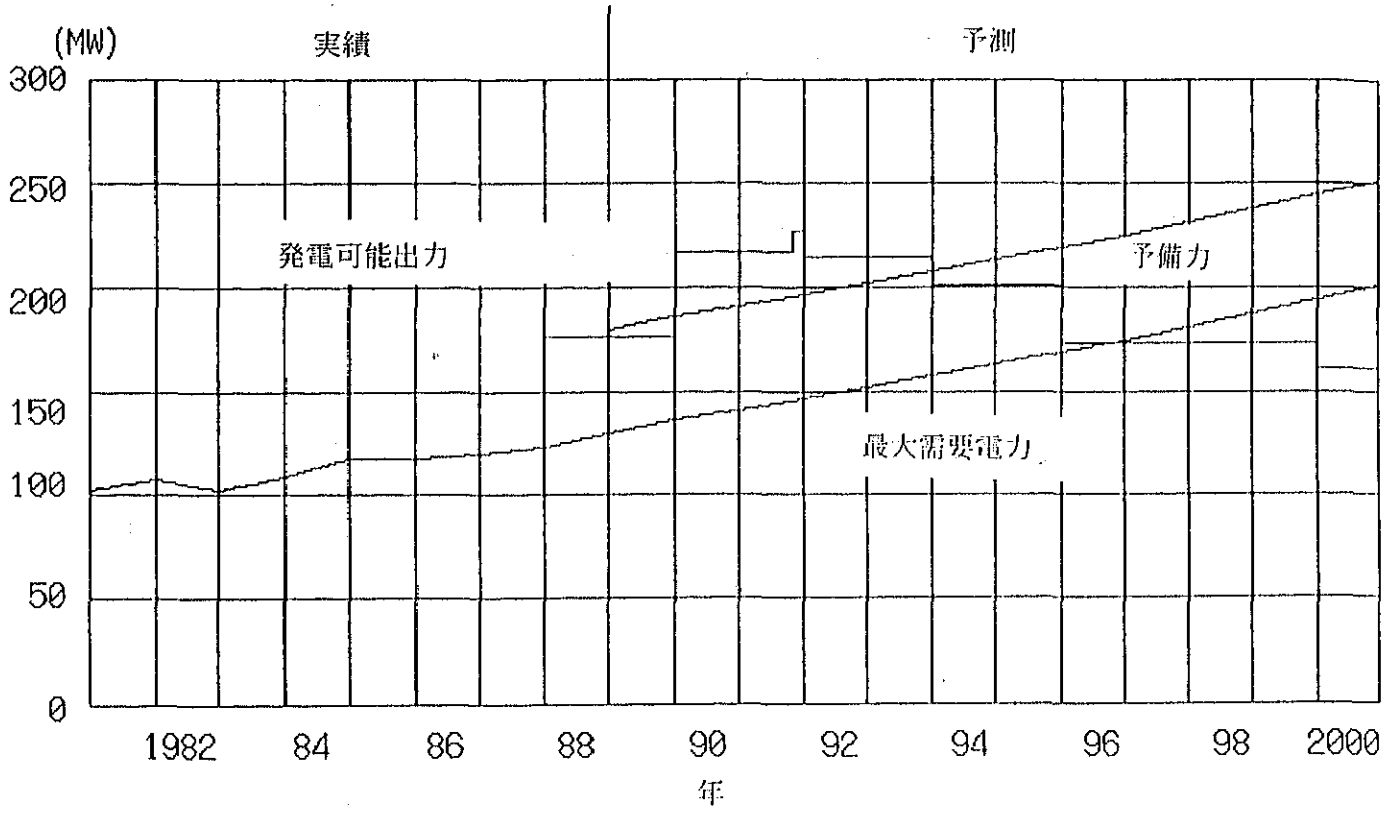
ダカール系統-電力量 (GWh)

年	需要電力量	所要電力量	既存 発電所	廃棄 発電所	新設 発電所	供給電力量	需給 バランス
1989	811.0	1,117.6	1,083.5	0.0	0.0	1,083.5	-34.1
1990	841.0	1,147.6	1,083.5	0.0	245.3	1,328.8	181.2
1991	871.9	1,178.5	1,083.5	0.0	250.4	1,333.9	155.4
1992	903.8	1,210.5	1,083.5	-78.5	306.6	1,311.6	101.2
1993	936.8	1,243.4	1,083.5	-78.5	306.6	1,311.6	68.2
1994	970.9	1,277.5	1,083.5	-157.0	306.6	1,233.1	-44.4
1995	1,006.1	1,312.7	1,083.5	-157.0	306.6	1,233.1	-79.6
1996	1,042.4	1,349.0	1,083.5	-325.6	306.6	1,064.5	-284.5
1997	1,080.0	1,386.6	1,083.5	-325.6	306.6	1,064.5	-322.1
1998	1,118.7	1,425.3	1,083.5	-325.6	306.6	1,064.5	-360.8
1999	1,158.8	1,465.4	1,083.5	-325.6	306.6	1,064.5	-400.9
2000	1,200.2	1,506.8	1,083.5	-404.1	306.6	986.0	-520.8
2001	1,242.9	1,549.5	1,083.5	-404.1	306.6	986.0	-563.5
2002	1,287.1	1,593.7	1,083.5	-404.1	306.6	986.0	-607.7
2003	1,332.7	1,639.3	1,083.5	-404.1	306.6	986.0	-653.3
2004	1,379.9	1,686.5	1,083.5	-482.6	306.6	907.5	-779.0
2005	1,428.6	1,735.2	1,083.5	-482.6	306.6	907.5	-827.7

Note 1 : C-Iの9MW (3MW×3台) を除外。

Note 2 : Cap des Bichesの40MW (20MW×2台) と本プロジェクト10MW (5MW×2台) を含む。

Fig. 3.3 ダカール系統の電力需要予測（低日予測）



(3) 最適電源構成

最適電源構成の分析結果を以下の表と図に示す。

金利 8.0%の場合

1995年 Tableau 4.1(1) Fig. 4.1(1), 4.1(2)

1992年 Tableau 4.1(1) Fig. 4.1(3), 4.1(4)

金利10.0%の場合

1995年 Tableau 4.2(1) Fig. 4.2(1), 4.2(2)

1992年 Tableau 4.2(1) Fig. 4.2(3), 4.2(4)

Tableau 4.1(1) 発電原価

金利：8.0%

年年間運転時間：7,000時間

発電所形式	金利及び償却 (CFAF/kW)	運転維持費 (CFAF/kW)	燃料費 (CFAF/kW)	費用合計 (CFAF/kW)	発電原価 (CFAF/kWh)
中速ディーゼル	39,401	7,214	95,005	141,621	20.23
低速ディーゼル	46,207	8,460	86,168	140,835	20.12
ガスタービン	23,781	3,826	232,119	259,726	37.10
石油火力	51,048	16,373	112,189	179,609	25.66
石炭火力	64,854	23,773	49,505	138,133	19.73

経済運転の損益分岐時間数（中速／低速ディーゼル） 6,377 時間

経済運転の損益分岐時間数（中速ディーゼル／ガスタービン） 970 時間

経済運転の損益分岐時間数（低速ディーゼル／石炭火力） 6,484 時間

Fig. 4.1(1) 発電費用曲線 (ダカール系統)

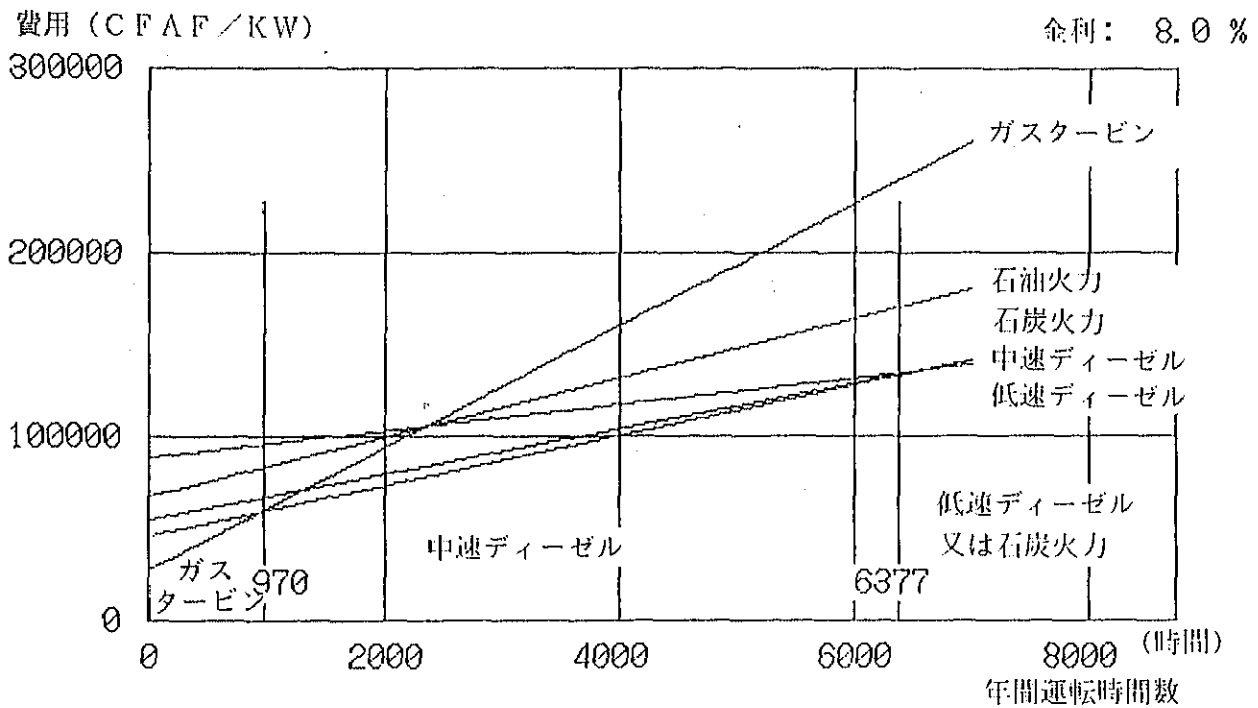


Fig. 4.1(2) 最適電源構成 (ダカール系統)

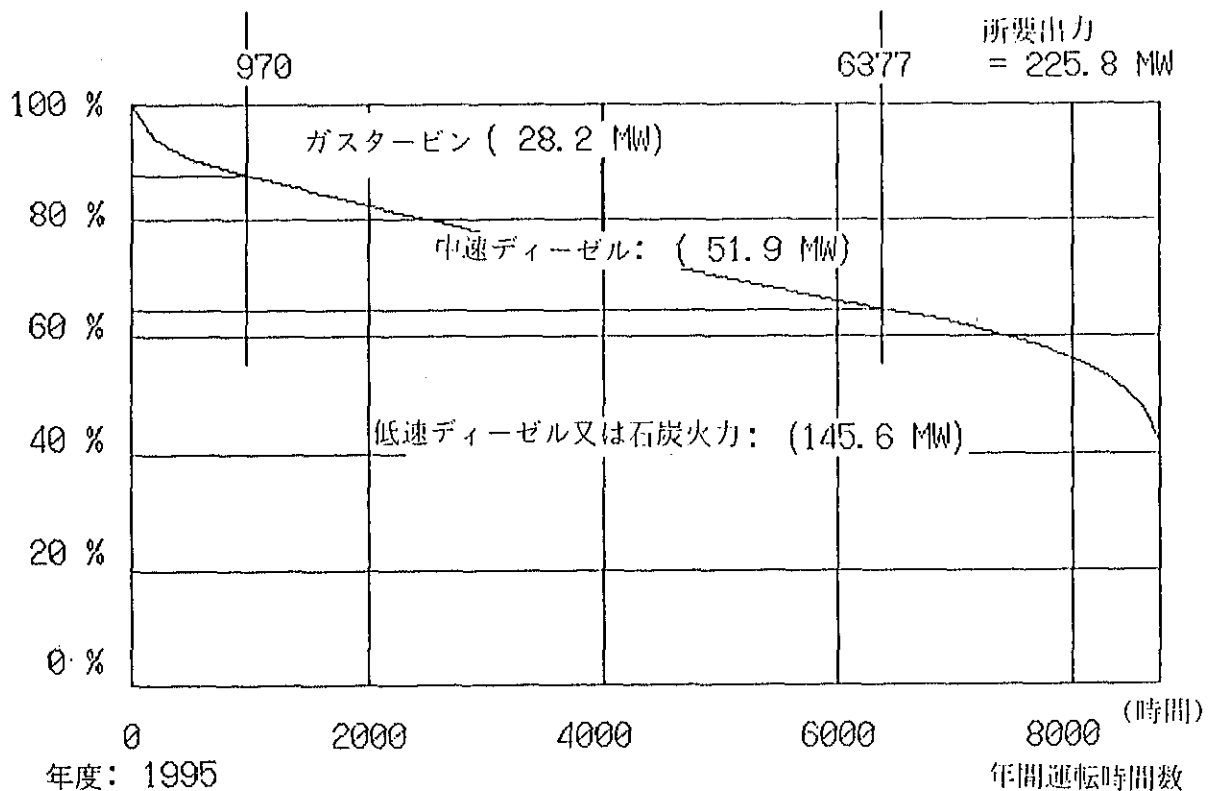


Fig. 4.1(3) 発電費用曲線 (ダカール系統)

費用 (C F A F / KW)

金利: 8.0 %

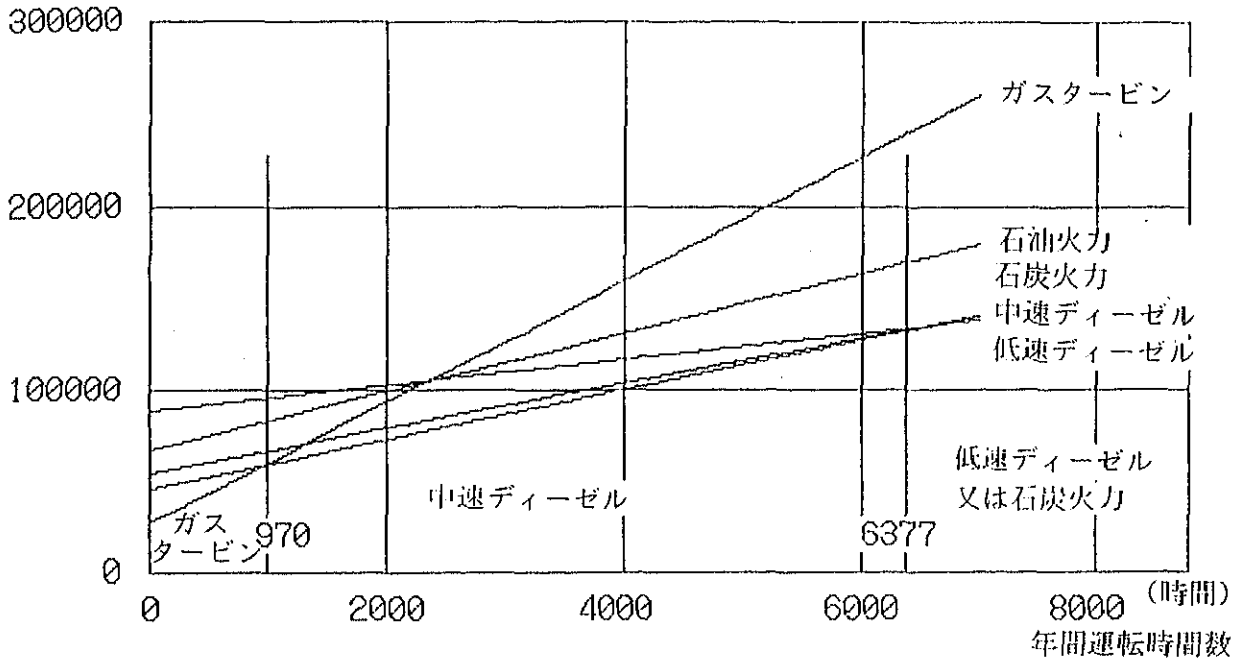


Fig. 4.1(4) 最適電源構成 (ダカール系統)

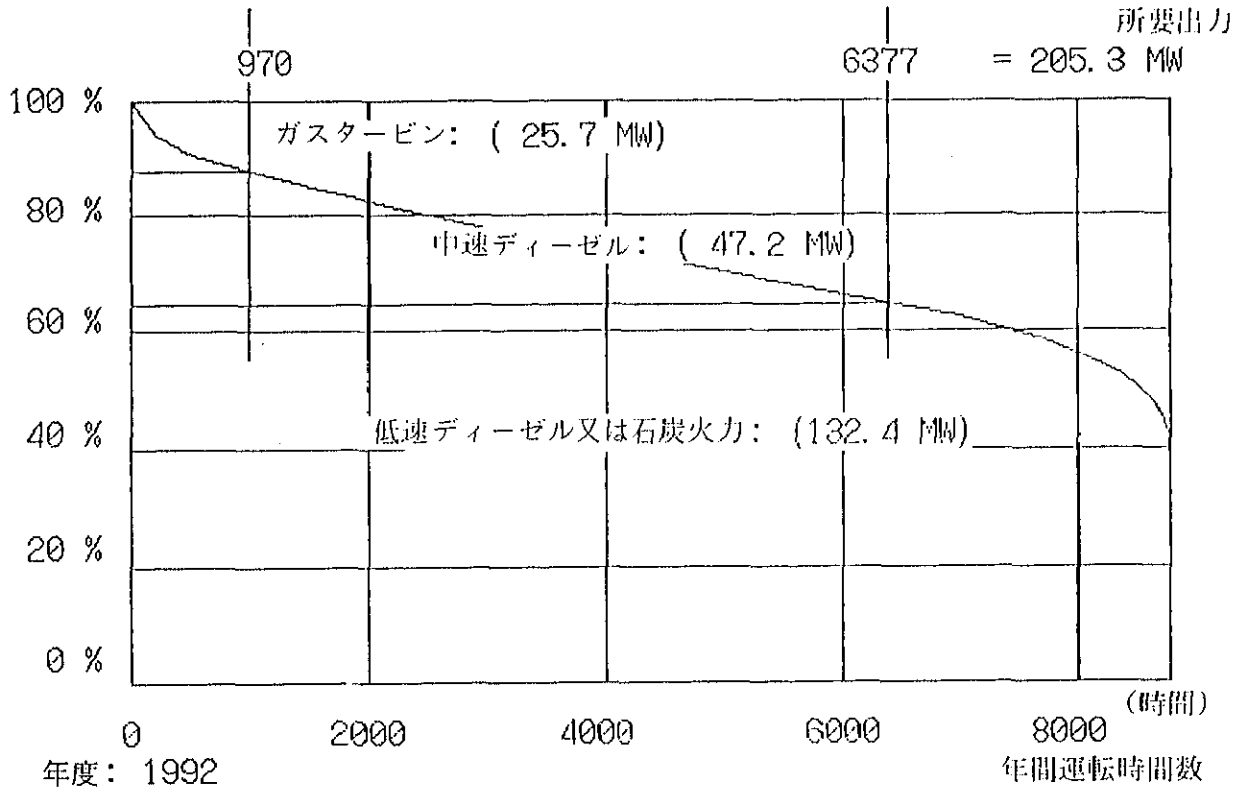


Tableau 4.2(1) 発電原価

金利：10.0%

年々間運転時間：7,000時間

発電所形式	金利及び償却 (CFAF/kW)	運転維持費 (CFAF/kW)	燃料費 (CFAF/kW)	費用合計 (CFAF/kW)	発電原価 (CFAF/kWh)
中速ディーゼル	46,213	7,214	95,005	148,433	21.20
低速ディーゼル	54,196	8,460	86,168	148,823	21.26
ガスタービン	27,167	3,826	232,119	263,112	37.59
石油火力	62,304	16,373	112,189	190,865	27.27
石炭火力	79,155	23,773	49,505	152,433	21.78

経済運転の損益分岐時間数（中速／低速ディーゼル） 7,309 時間

経済運転の損益分岐時間数（中速ディーゼル／ガスタービン） 1,145 時間

経済運転の損益分岐時間数（低速ディーゼル／石炭火力） 7,689 時間

Fig. 4. 2 (1) 発電費用曲線 (ダカール系統)

資料 - 6
(3)

費用 (C F A F / KW)

金利: 10.0 %

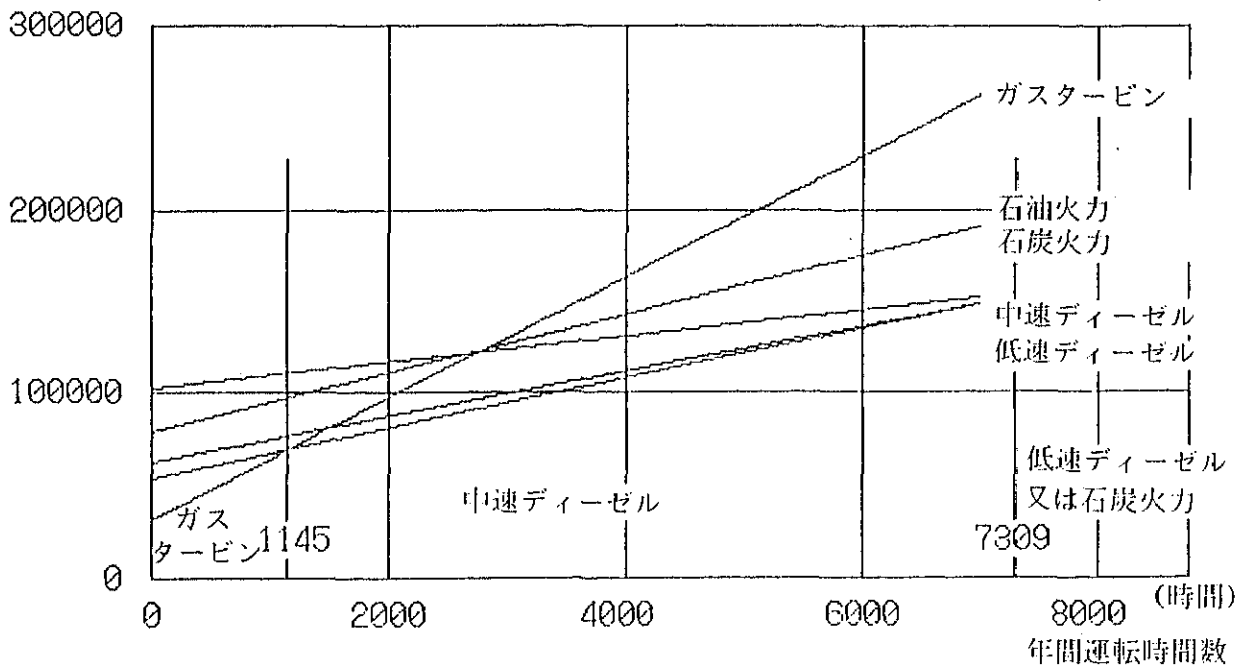


Fig. 4. 2 (2) 最適電源構成 (ダカール系統)

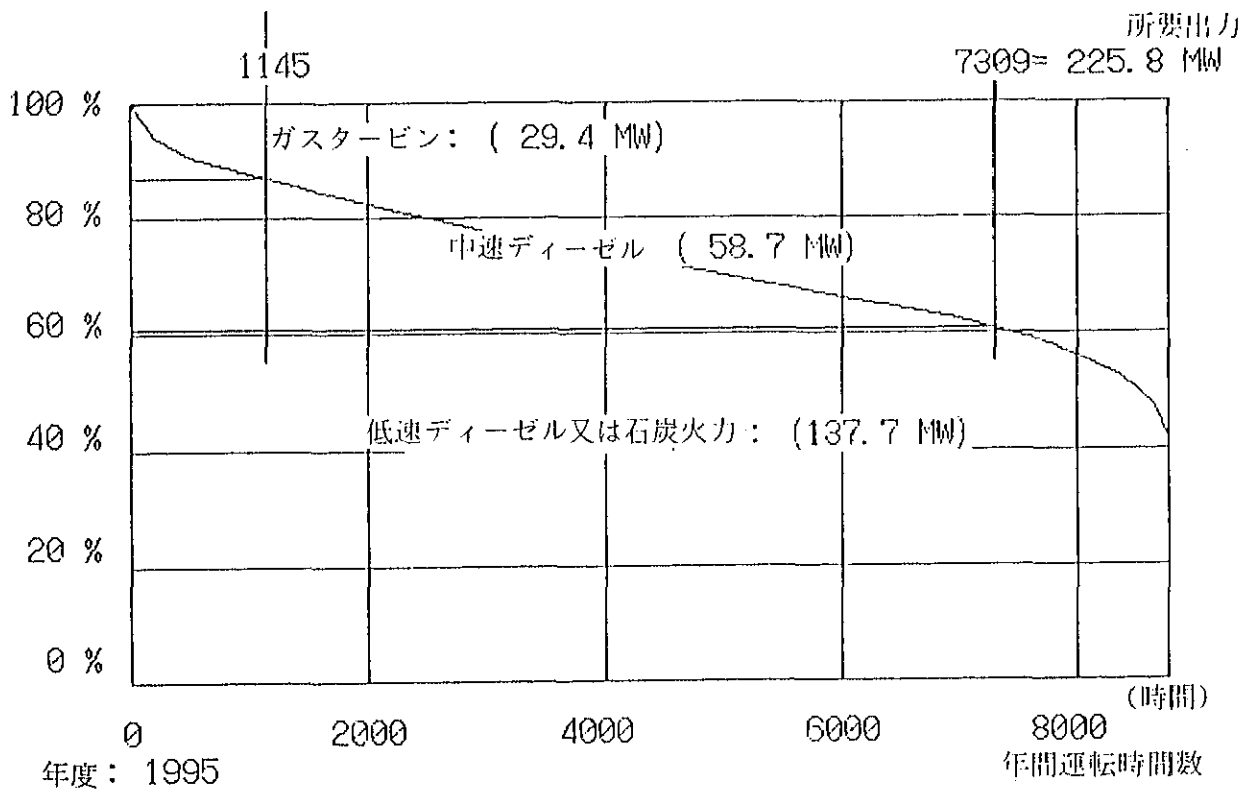


Fig. 4. 2 (3) 発電費用曲線 (ダカール系統)

資料-6
(3)

費用 (C F A F / KW)

金利: 10.0 %

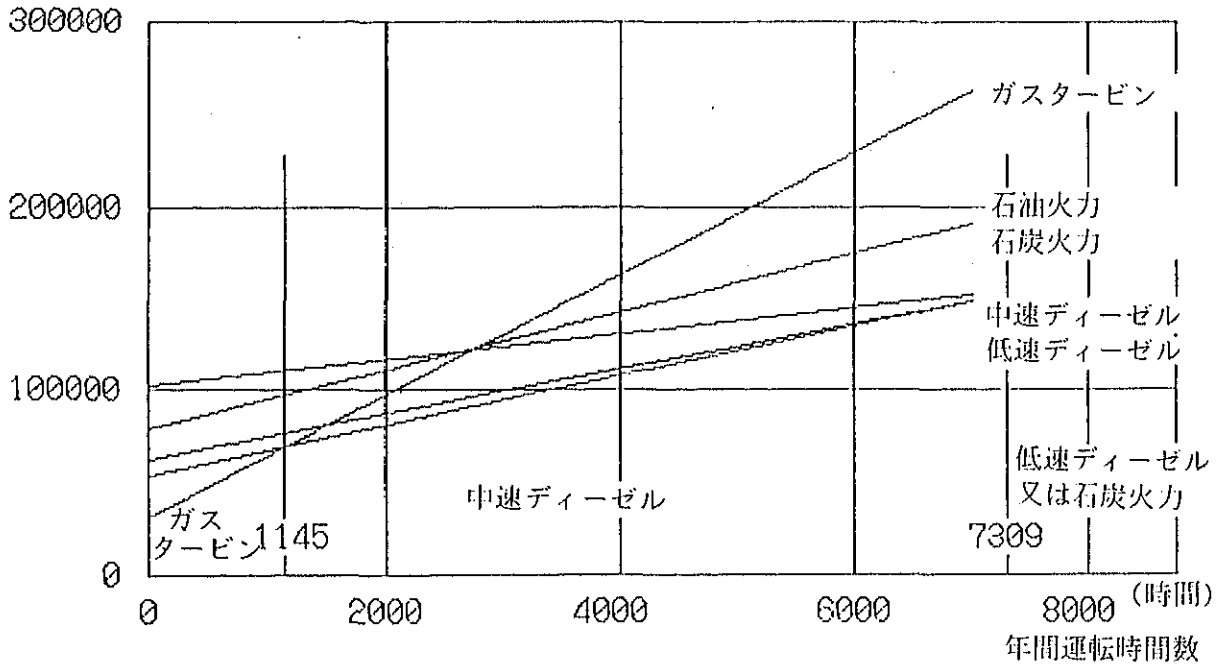
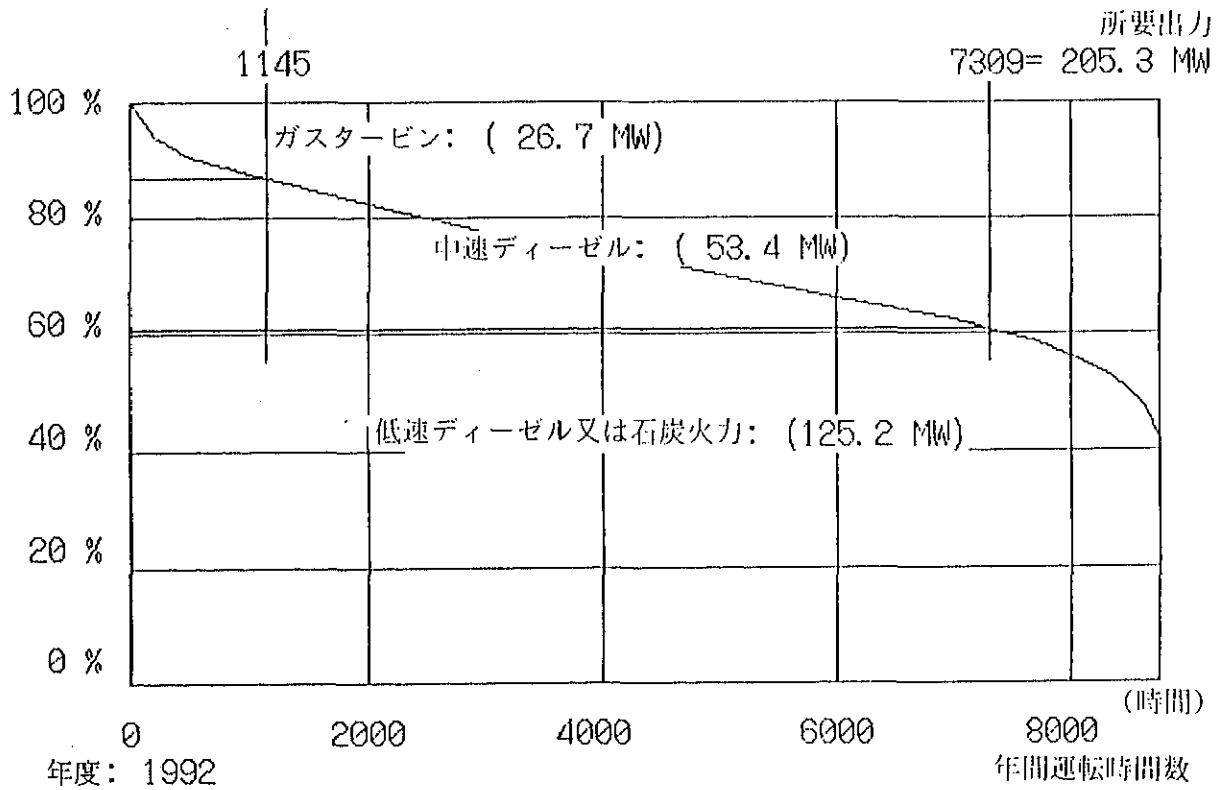


Fig. 4. 2 (4) 最適電源構成 (ダカール系統)



JICA