

	9 m 柱	10 m 柱
a. 全 長 (mm)	9,000	10,000
b. 重 量 (kg)	160	216
(上部材)		
c. 長 さ (mm)	4,830	5,330
d. 外 径 (mm)	140	165
e. 部材厚さ (mm)	4.5	4.5
(下部材)		
c. 長 さ (mm)	4,500	5,000
d. 外 径 (mm)	165	190
e. 部材厚さ (mm)	5	5.3

(4) フィーダ数

配電用 Poste 当たりのフィーダ数は標準的に 3～4 フィーダとする。

(5) その他

地中ケーブルおよびその埋設方法、配電用 Poste および中圧/低圧変圧器は 8.2.3 項に準ずる。

8.2.5 低圧配電網のリハビリ

(1) 工事概要

以下の地点の既設配電網のリハビリ工事を実施する。工事概要は以下のとおりである。

	幹 線 (km)	分岐線 (km)
a. Base II :		
- Rue 10	0.45	0.6
- BI Mansour	0.85	1.0
- Rue 10 × 11	0.45	0.7
- Rue 10 × Bene	0.5	0.7
- Canal IV	0.45	0.7
- Amite II	0.60	0.8
小 計	3.30	4.5

	幹線 (km)	分岐線 (km)
b. Base III : - Yoff Layènes	1.4	3.0
- Yoff Centre	0.7	2.0
- Yoff Village	1.0	2.4
- N' Gor	1.1	2.3
- Ouakam Boulga	1.0	1.7
- Ouakam Taglou	0.7	0.6
- Ouakam Ecole	0.8	0.6
小計	6.7	12.6
合計	10.0	16.6

Fig. 8.2.5-1 (1/3 ~3/3) にYoff Village, N' Gor および Ouakam 地域の既設の配電網を示す。

(2) 支持物

支持物として、8.2.4 項と同じ鋼管柱の使用も想定する。なお、支持物長さは 9 m 長とする。なお、これらの地域における既設配電線の標準径間は約 50 m であるが、リハビリ工事を実施しており、すべての支持物を取り替える必要がないと判断されるので、全数の 1/2 の支持物を取り替える。

(3) 電線

電線に関しては 8.2.4 項を参照。

Table 8.1.4-1 Fuel Composition (1/2)

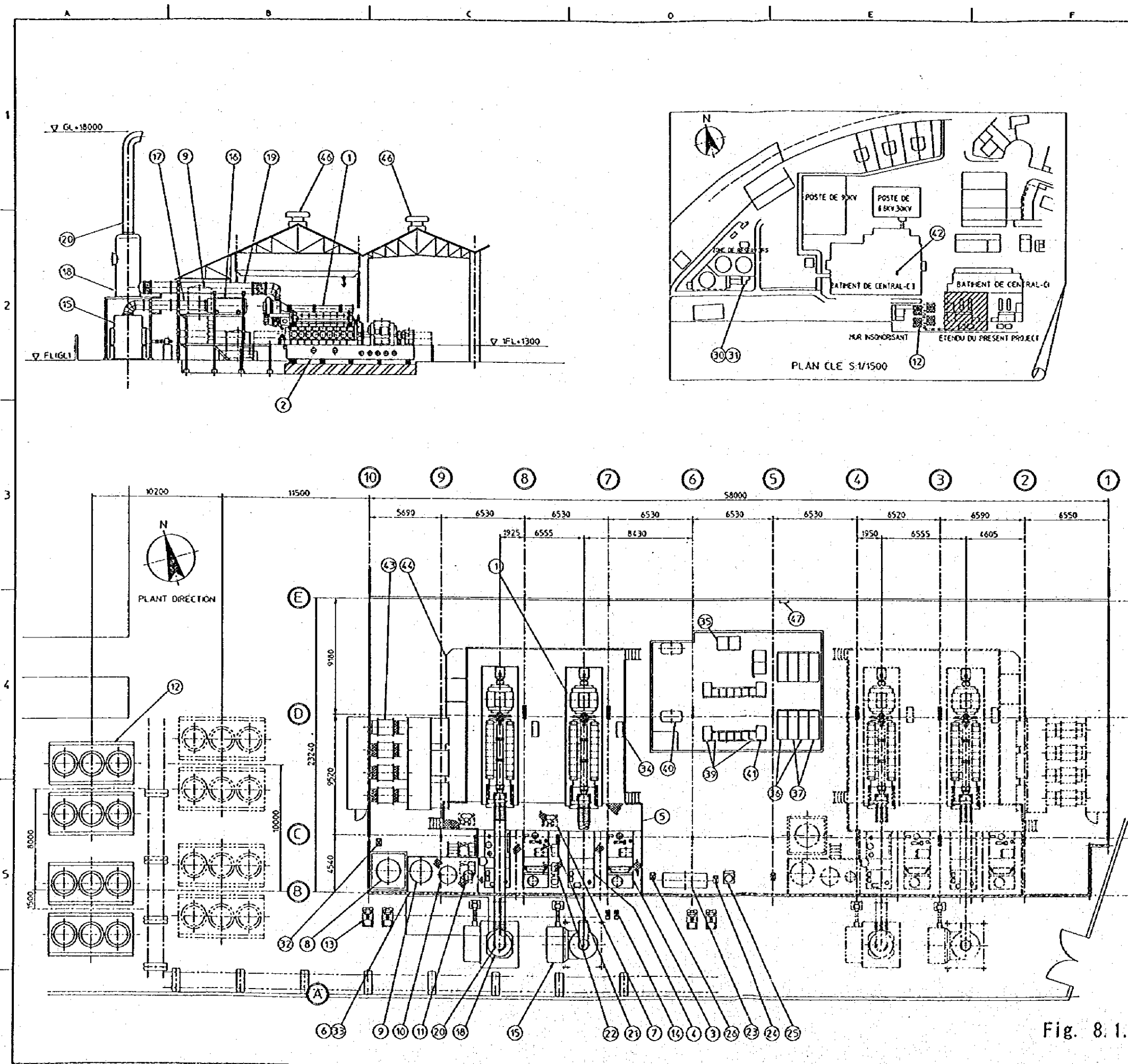
Test Items	Standard	Units	No. 01		No. 02		No. 03		No. 04		Specified value Dated 19/03/94	Reference value diesel oil
			01/07/94	08/07/94	15/07/94	22/07/94	01/07/94	08/07/94	15/07/94	22/07/94		
Specific gravity	ASTM D4052		0.9948	0.9949	0.9973	0.9978	0.9973	0.9978	0.9978	0.9978	0.995	0.855
Flash point	ISO 2719	°C	>70	>70	>70	>70	>70	>70	>70	>70	66	77
Viscosity at 50°C	ISO 3104	Cst	260.0	275.0	330.0	358.0	330.0	358.0	358.0	358.0	380.0	10.1
Viscosity at 100°C	ISO 3104	Cst	25.2	25.4	28.5	30.1	28.5	30.1	30.1	30.1	-	35.0
Moisture (Water content)	ISO 3733	% V/V	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	1.0	0.1>
Carbon residue	ISO 10370	% weight	16.8	16.9	16.1	16.3	16.1	16.3	16.3	16.3	18.0	0.07
Ash content	ISO 6245	% weight	0.12	0.12	0.08	0.07	0.08	0.07	0.07	0.07	0.12	0.002
Asphalt content	IP 143	% weight	11.5	11.5	11.1	10.2	11.1	10.2	10.2	10.2	11	-
Sulfur content	ISO 8754	% weight	2.76	2.64	2.87	2.95	2.87	2.95	2.95	2.95	4.00	0.39
Aluminum content	IP 377	ppm	7	7	15	19	15	19	19	19	30	-
Silica content	IP 377	ppm	16	14	18	20	18	20	20	20	-	-
Gross calorific value	ISO 8217	kcal/kg	10,122	10,131	10,107	10,100	10,107	10,100	10,100	10,100	9,000-10,500	10,909
Net calorific value	ISO 8217	kcal/kg	9,579	9,588	9,567	9,557	9,567	9,557	9,557	9,557	-	10,249

Table 8.1.4-1 Fuel Composition (2/2)

Test items	Standard	Units	No. 41	No. 42	No. 43	No. 44	No. 45	No. 46	No. 47	No. 48	Specified value Dated 19/03/94
			07/04/95	14/04/95	21/04/95	28/04/95	05/05/95	12/05/95	19/05/95	26/05/95	
Specific gravity	ASTM D4052		0.9453	0.9415	0.9440	0.9456	0.9399	0.9418	0.9428	0.9423	0.995
Flash point	ISO 2719	°C	>70	>70	>70	>70	>70	>70	>70	>70	66
Viscosity at 50°C	ISO 3104	Cst	138	199	129	149	98	88	116	110	380.0
Viscosity at 100°C	ISO 3104	Cst	16.2	20.6	15.4	16.7	13.0	12.6	14.6	14.0	-
Moisture	ISO 3733	% V/V	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	1.0
Carbon residue	ISO 10370	% weight	4.2	4.9	3.4	3.6	3.4	5.0	4.0	4.2	18.00
Ash content	ISO 6245	% weight	0.01	0.02	0.01	0.01	0.01	0.02	0.01	0.02	0.12
Asphalt content	IP 143	% weight	0.8	1.8	0.8	0.4	0.5	2.1	0.8	1	11
Sulfur content	ISO 8754	% weight	0.52	0.81	0.47	0.35	0.40	0.81	0.57	0.58	4.00
Aluminum content	IP 377	ppm	1	1	<1	1	1	2	1	1	30
Silica content	IP 377	ppm	1	2	1	2	2	8	2	5	-
Gross calorific value	ISO 8217	kcal/kg	10,560	10,510	10,569	10,572	10,591	10,552	10,564	10,543	9,000-10,500
Net calorific value	ISO 8217	kcal/kg	9,964	9,921	9,971	9,976	9,993	9,954	9,971	9,950	

Table 8.2.2-1 Rating of Circuit Breakers for Each Feeder

Name of Substation	Feeder name	Rating of circuit breakers		
		7.2kV/630A	7.2kV/1,250A	36 kV/630 A
Centre Ville	Tr. No. 1			1
	Tr. No. 2			1
	Hotel Nina	1		
	Res. Cap Vert	1		
	Foncier Zola	1		
	Credit Foncier	1		
	Mohamad V Carnot	1		
	Sub-total	5	0	2
Universite	Tr. No. 1			1
	Tr. No. 2			1
	Fann	1		
	Mermoz	1		
	Pointe E	1		
	Secours Mermoz	1		
	Abass N' Dao	1		
	Sub-total	5	0	2
Aeroport Yoff	Tr. No. 1 (Pri.)			1
	Tr. No. 2 (Pri.)			1
	Tr. No. 1 (Sec.)		1	
	Tr. No. 2 (Sec.)		1	
	Batterie Yoff	1		
	Sub-total	1	2	2
Thiaroye	Icotaf	1		
	Dagoudane Pikine	1		
	Sub-total	2	0	0
	Total	13	2	6



PLAN RECORD	REF DRAWING NO	REF ORDER NO	
47	TABLEAU DE DISTRIBUTION D' ECLAIRAGE	1-1	
46	VENTILATEUR DE TOIT	8-8	FOURNITURE
44	CONDUITES DE VENTILATION	1-1	
43	COMPRESORA DES SOUFFLANTES DE VENTILATION	4-4	
42	TABLEAU DE SURVEILLANCE A DISTANCE	1	
41	TABLEAU D' ALIMENTATION C.C	1-1	
40	TRANSFORMATEUR AUXILIAIRE	1-1	
39	TABLEAU DE COMMANDE DES MACHINES AUXILIAIRES	1-1	
38			
37	TABLEAU DE CIRCUIT DE L' EXCITATEUR	2-2	
36	TABLEAU DE DISJONCTEUR D' ALTERNATEUR	2-2	
35	TABLEAU DE COMMANDE D' ALTERNATEUR	2-2	
34	TABLEAU D' INSTRUMENTS DE MOTEUR DIESEL	2-2	
33	SUPPORT DE RESERVOIR	1-1	
32	POMPE DE TRANSFERT D' HUILE	1-1	
31	POMPE DE TRANSFERT DE CARBURANT DIESEL	2	
30	POMPE DE TRANSFERT DE MAZOUT	2	
29			
28			
27			
26	POMPE DE TRANSFERT D' HUILE USEE	1	
25	SEPARATEUR D' EAU HUILEUSE	1	
24	POMPE DE TRANSFERT D' EAU HUILEUSE	1	
23	RESERVOIR DE SEPARATION DE BOUE	1	
22	UNITE D' RESERVOIR DE BOUE	2-2	
21	UNITE D' RESERVOIR DE VIDANGE DE GAS OIL	2-2	
20	CHEMINEE	2-2	
19	GAINE D' ECHAPPEMENT	2-2	
18	SILENCIEUX D' ECHAPPEMENT	2-2	
17	GAINE D' ASPIRATION	2-2	
16	SILENCIEUX D' ASPIRATION	2-2	
15	FILTER D' ADMISSION D' AIR	2-2	Type a inertie et a bain d' huile
14	POMPE D' ALIMENTATION D' EAU	2	
13	POMPE D' EAU DE REFROIDISSEMENT SECONDAIRE	2-2	
12	RADIATEUR D' EAU DE REFROIDISSEMENT	2-2	
11	RESERVOIR D' EXPANSION D' EAU DE REFROIDISSEMENT DE CHEMISE	1-1	500 l
10	RESERVOIR DE SERVICE DE CARBURANT DIESEL	1-1	7500 l
9	RESERVOIR DE SERVICE DE MAZOUT	1-1	5000 l
8	RESERVOIR TANPON DE MAZOUT	1-1	5000 l
7	UNITE D' SURALIMENTATION GRAISSAGE	2-2	
6	SKID D' EQUIPEMENT AUXILIAIRE 141	2-2	Tuyauterie
5	SKID D' EQUIPEMENT AUXILIAIRE 131	1-1	Epurateur de mazout
4	SKID D' EQUIPEMENT AUXILIAIRE 121	2-2	Unité d' alimentation de gas oil, epurateur d' huile de graissage
3	SKID D' EQUIPEMENT AUXILIAIRE 111	2-2	Unité d' huile de graissage, unité d' eau de refroidissement, unité d' compresseur
2	SOCLE COMMUN	2-2	Et reservoir collecteur
1	MOTEUR DIESEL ET ALTERNATEUR	2-2	
No	DESIGNATION	Q' TE	REMARQUES

Fig. 8.1.3-1 Arrangement of C-1 Building

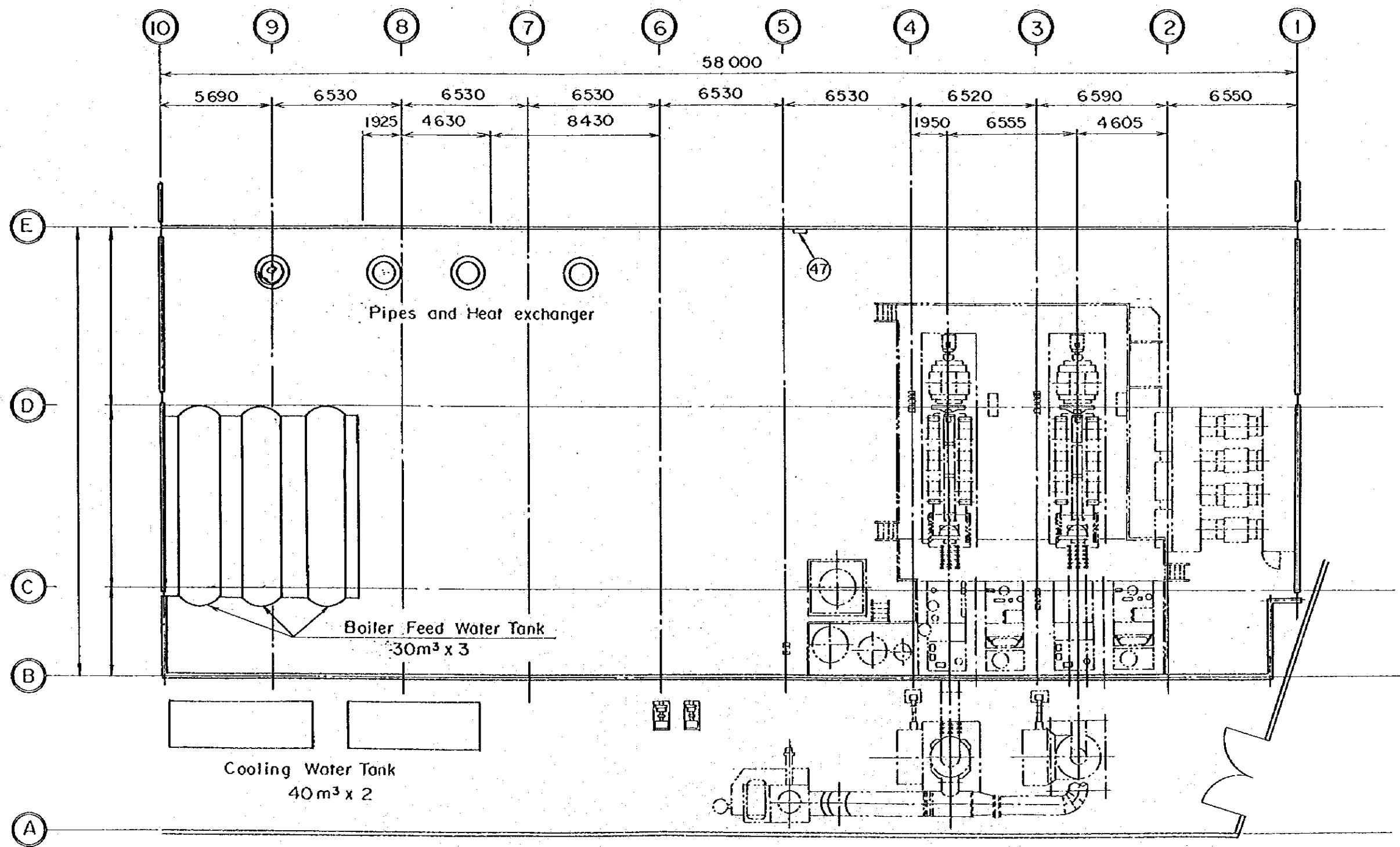


Fig. 8.1.3-2 Removal Facilities

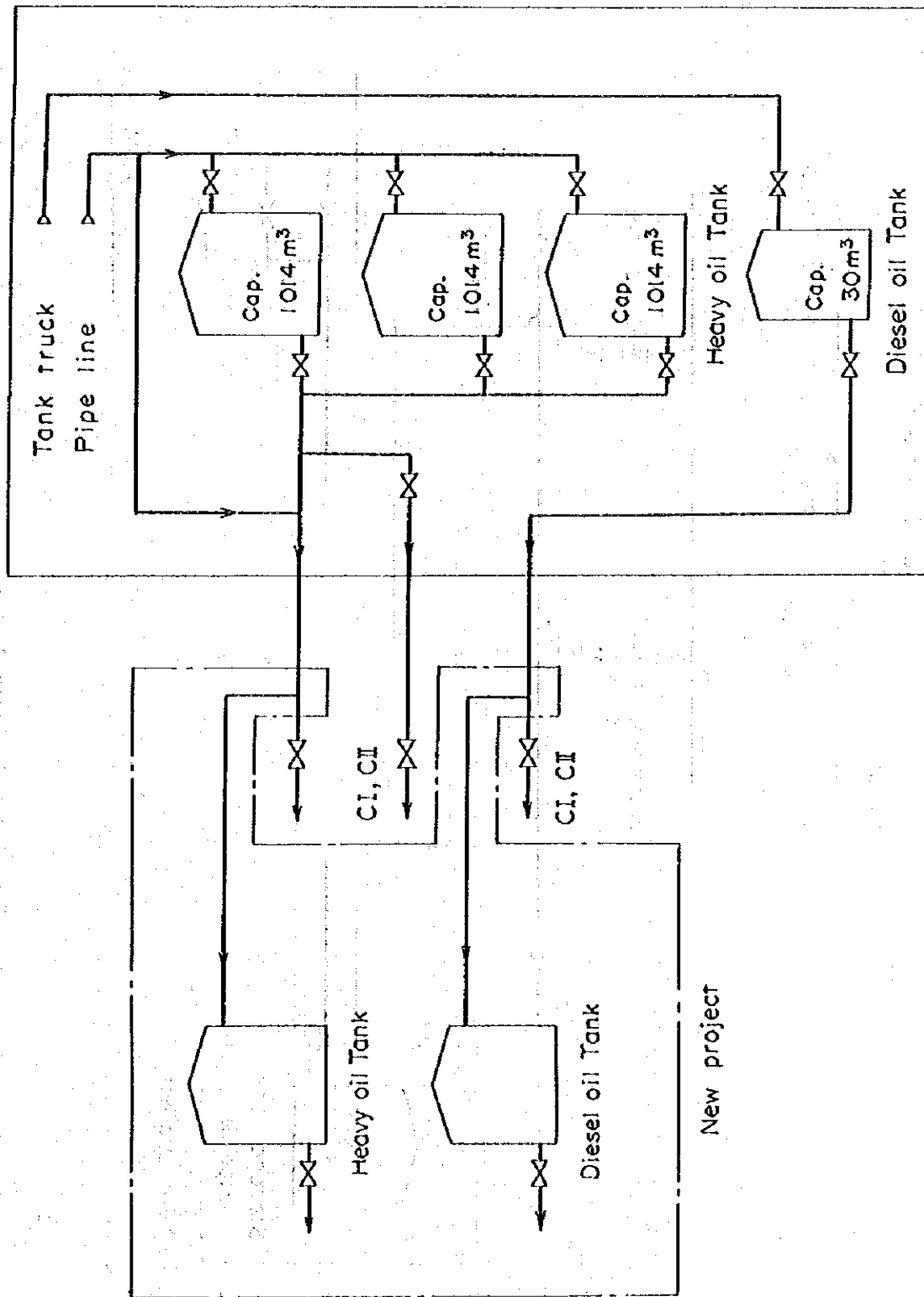


Fig. 8.1.3-3 Fuel Oil System

C-II boiler

abolished

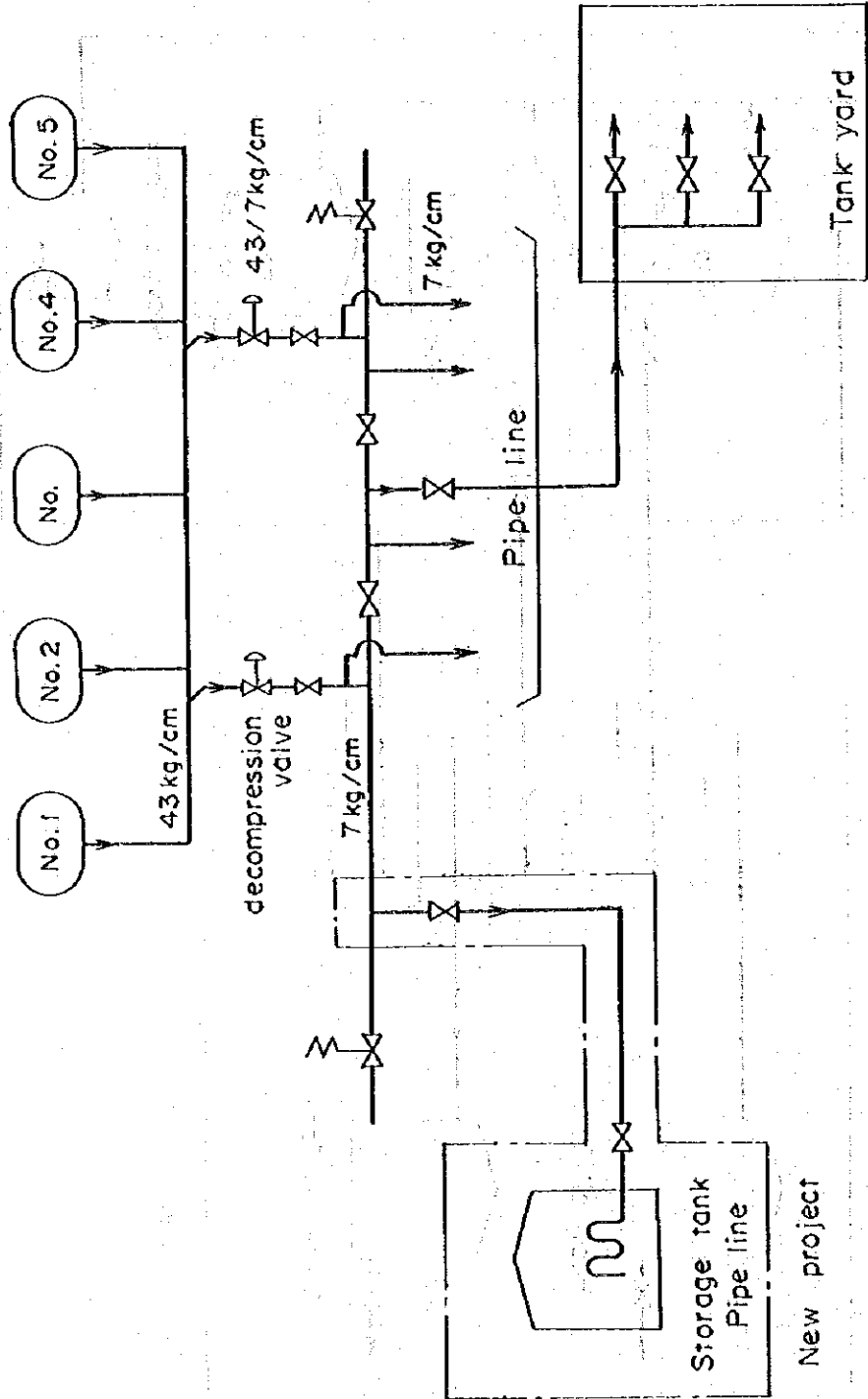


Fig. 8.1.3-4 Steam System

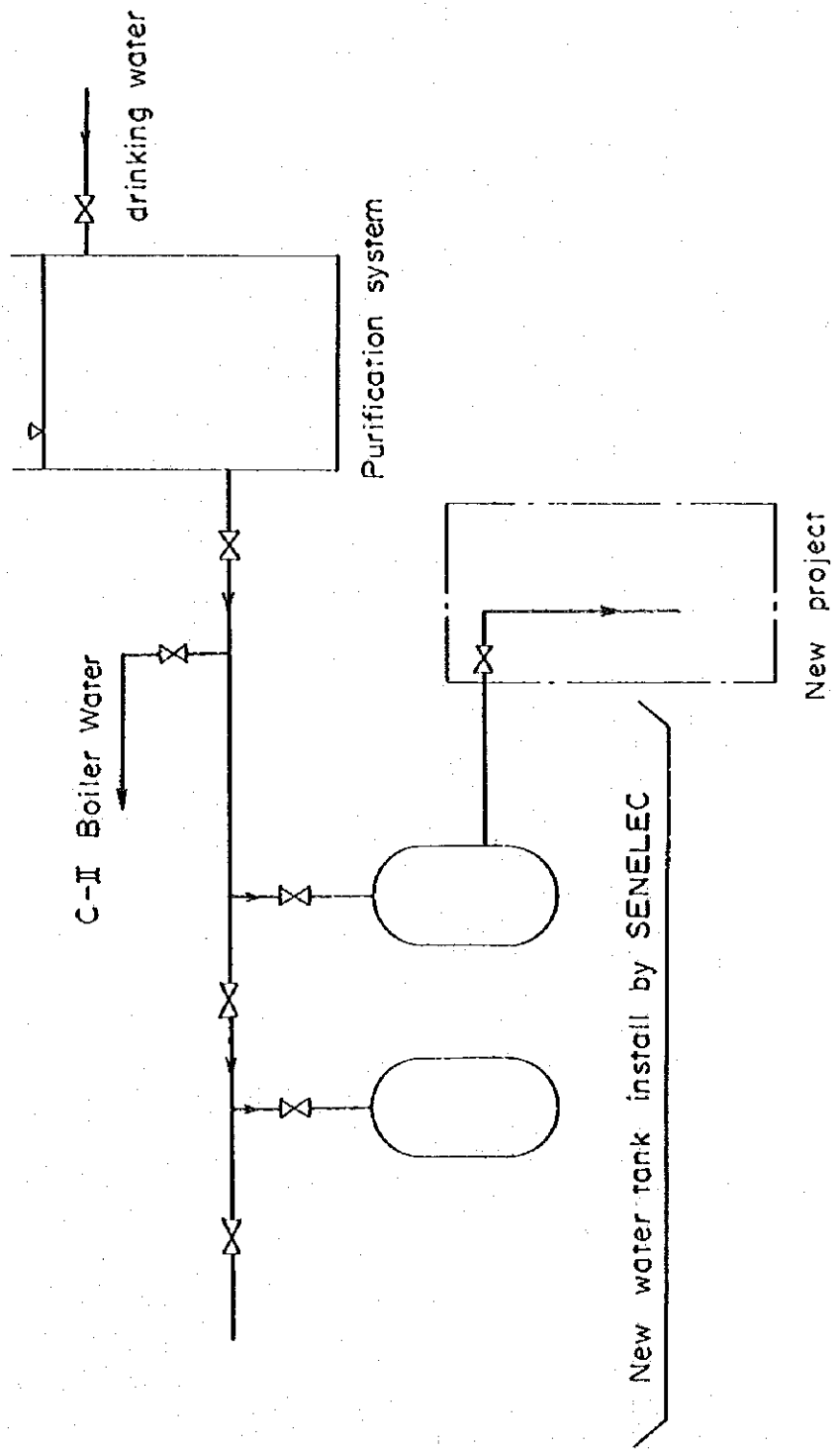


Fig. 8.1.3-5 Cooling Water System

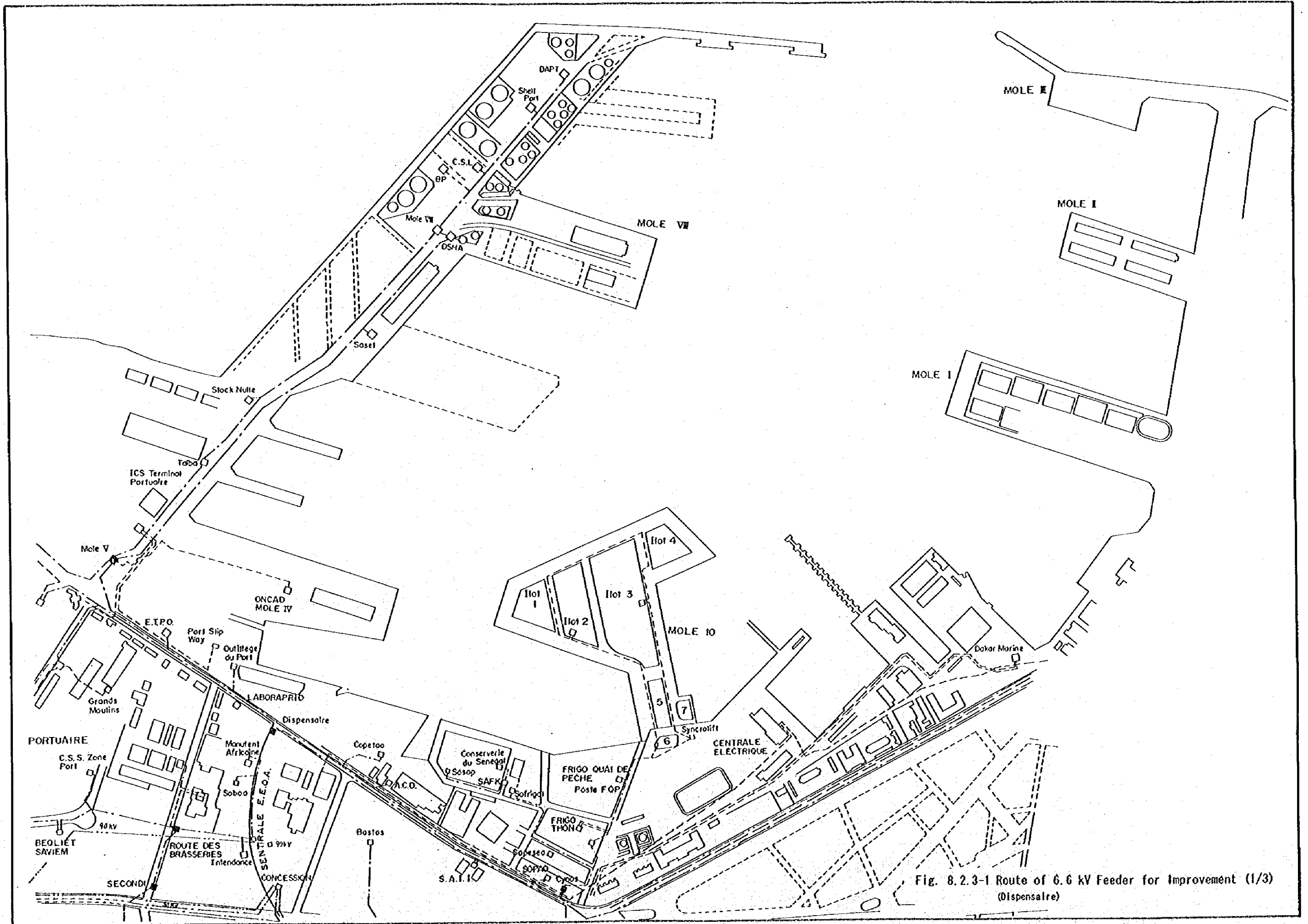


Fig. 8.2.3-1 Route of 6.6 kV Feeder for Improvement (1/3)
(Dispensaire)

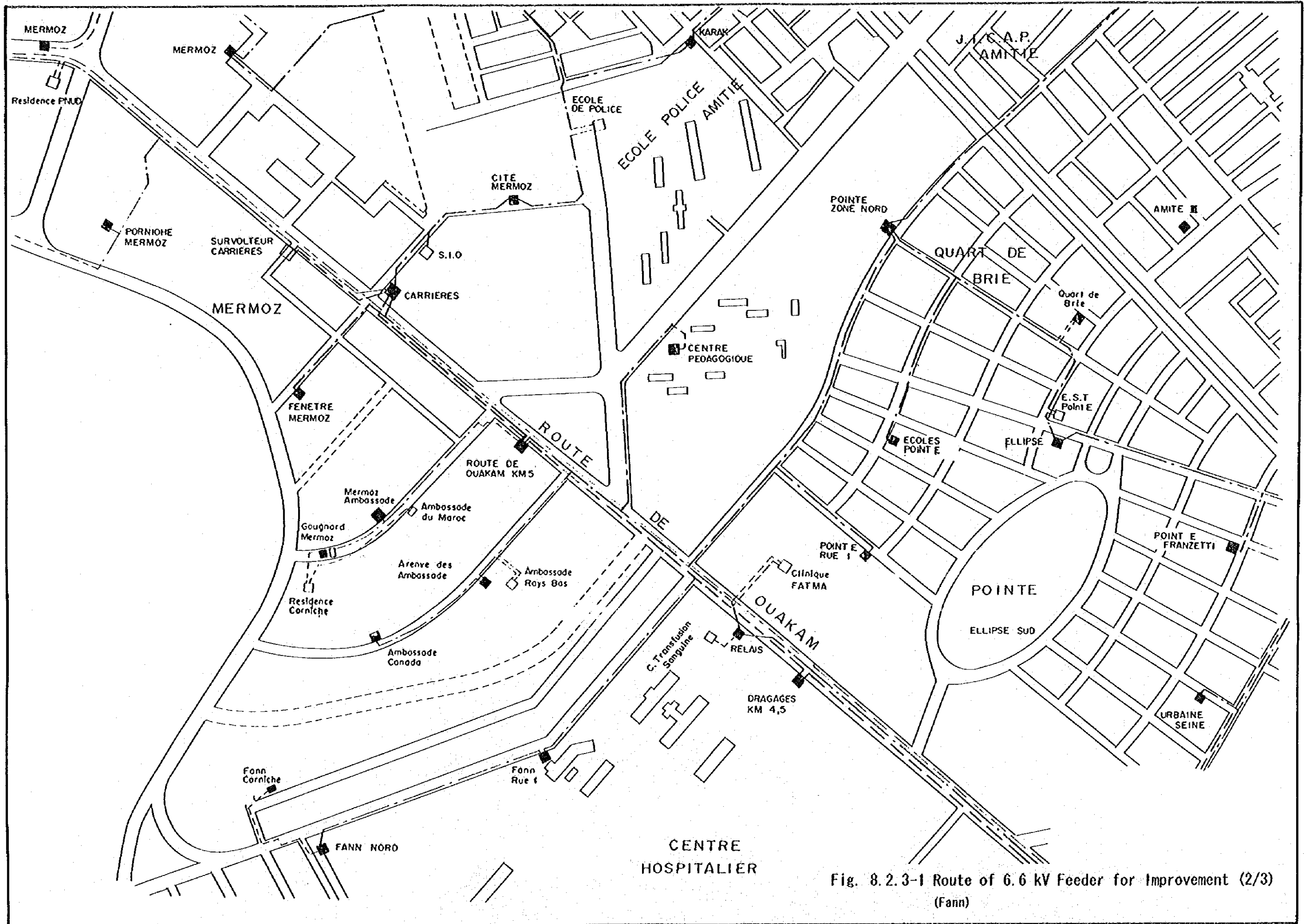


Fig. 8.2.3-1 Route of 6.6 kV Feeder for Improvement (2/3)
(Fann)

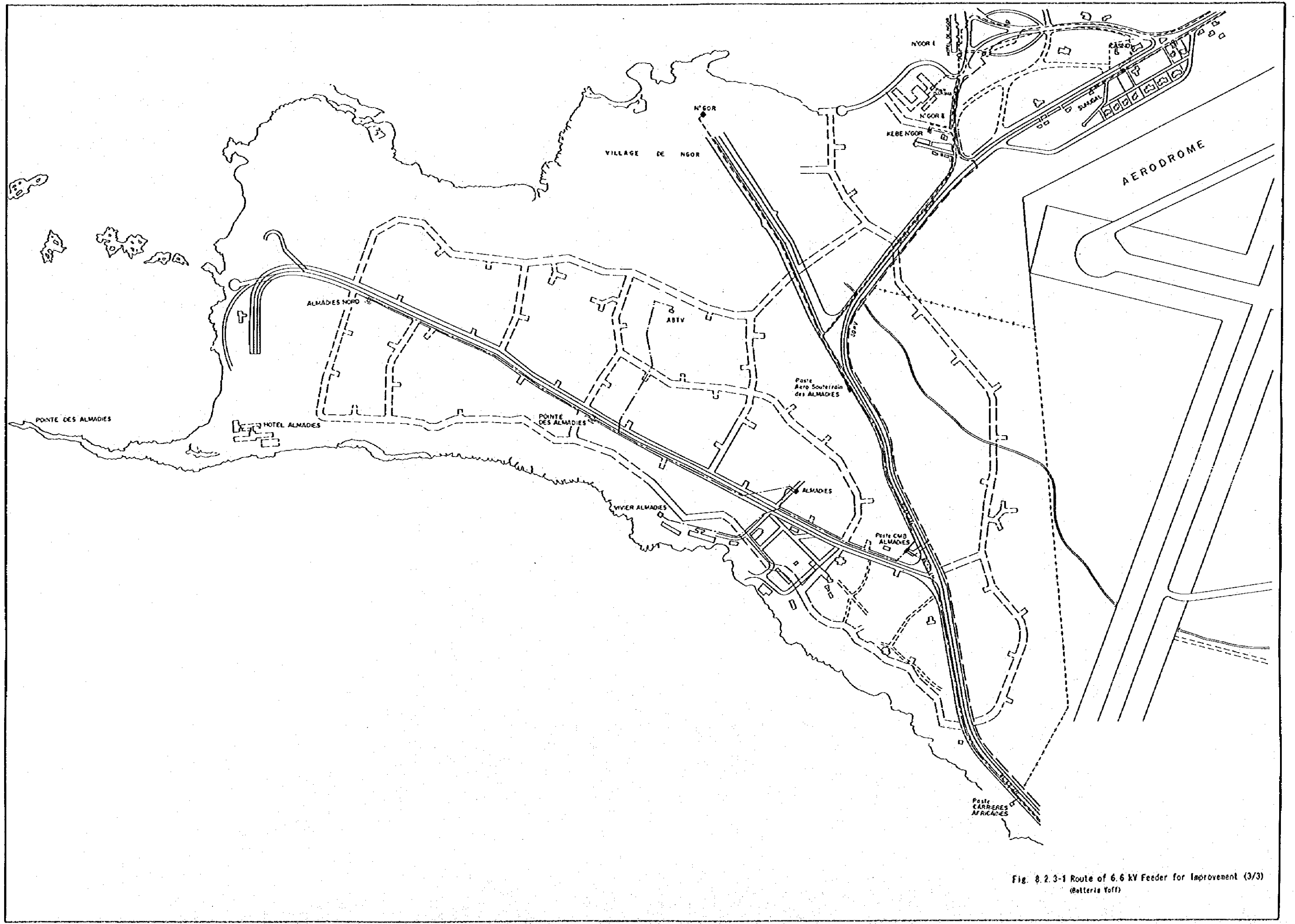
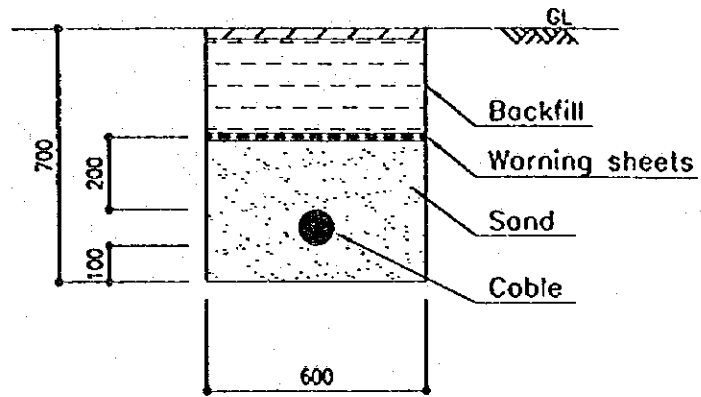


Fig. 8.2.3-1 Route of 6.6 kV Feeder for Improvement (3/3)
 (Batterie Yoff)

a. Under the sidewalk



b. Under paved road (Asphalt)

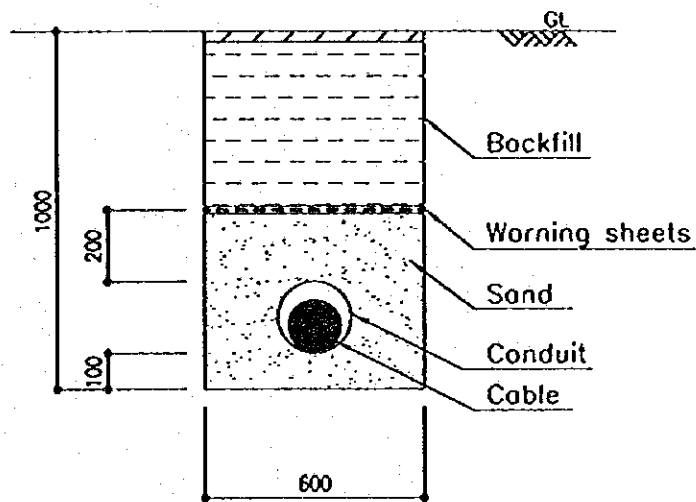
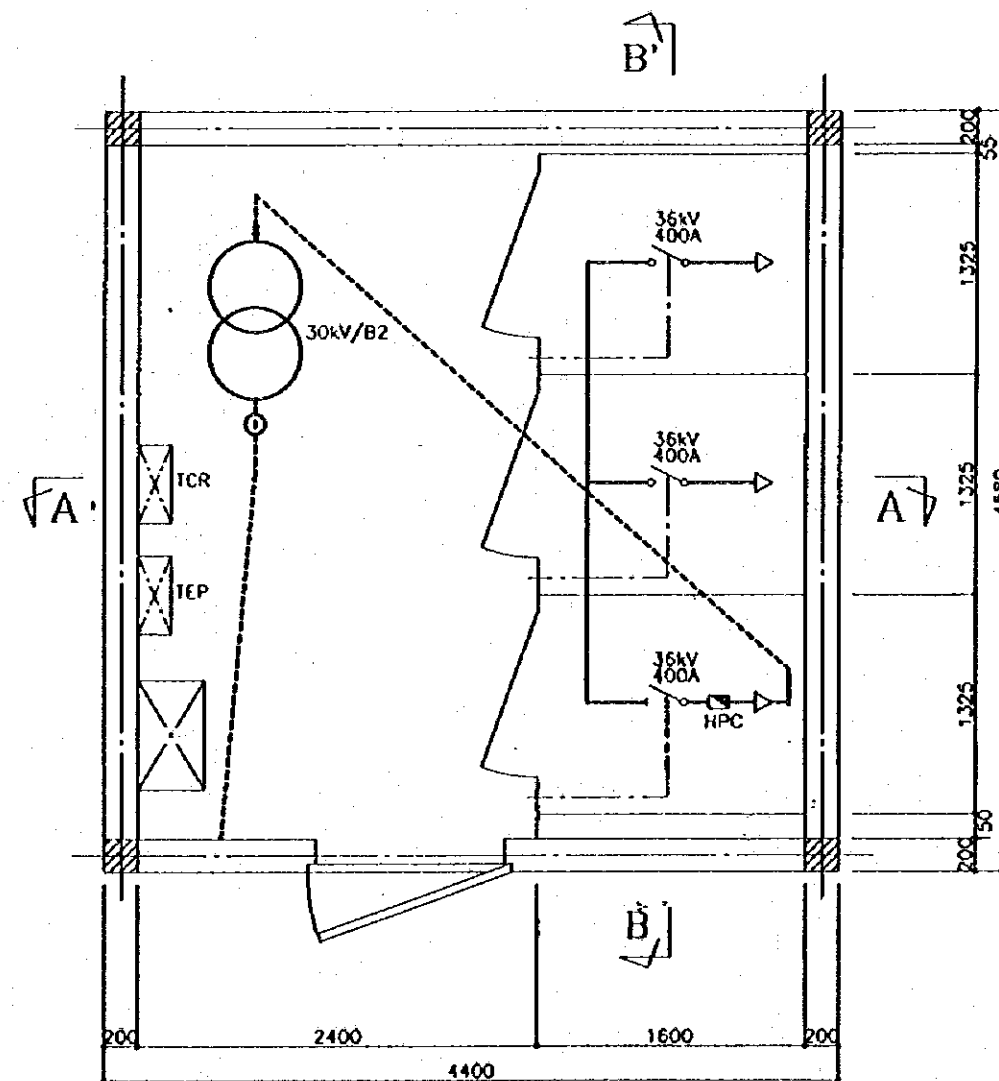
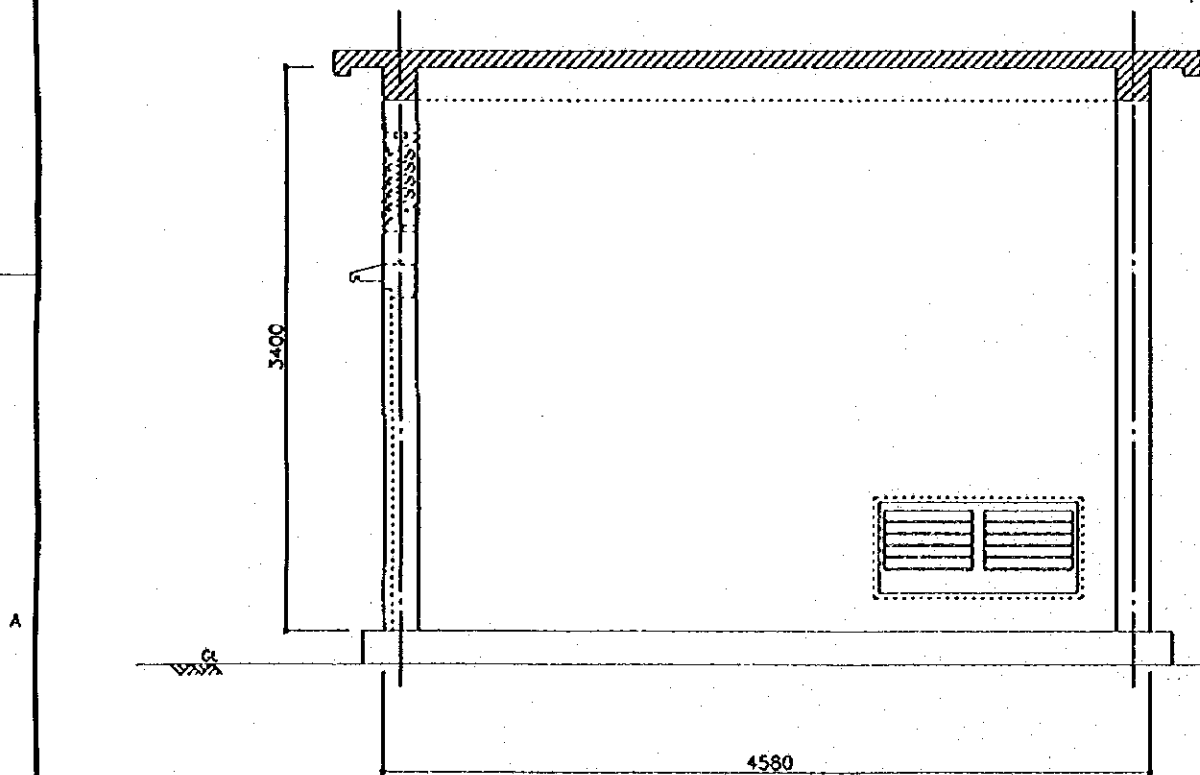
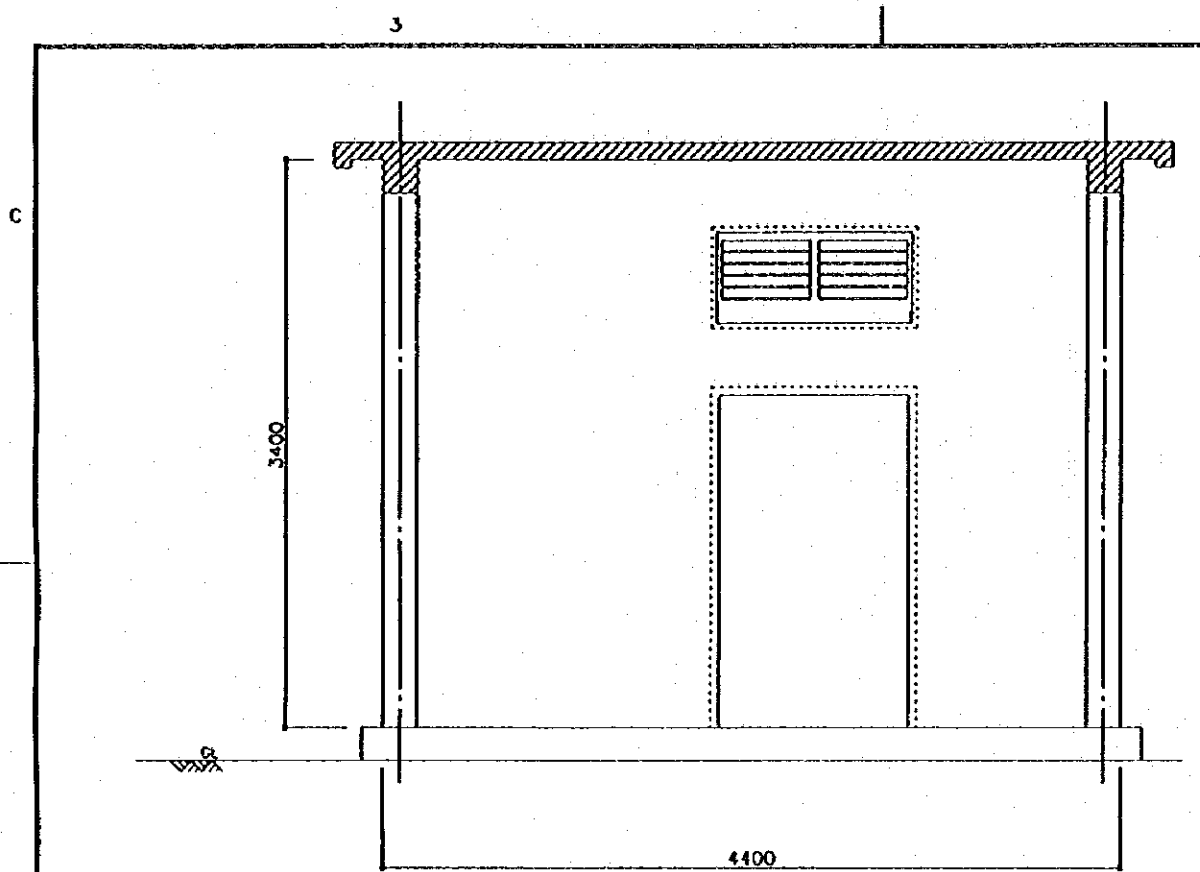


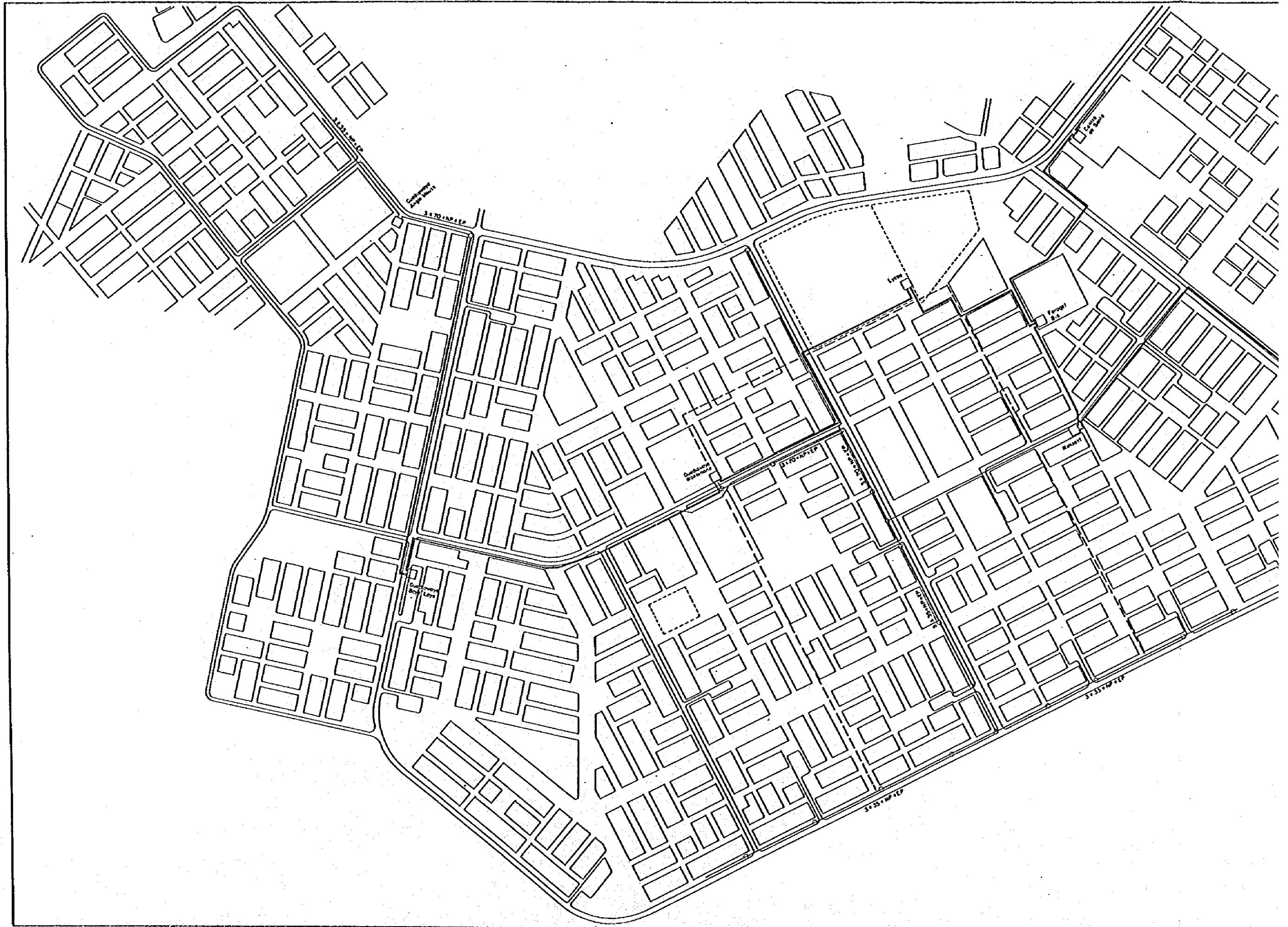
Fig. 8.2.3-2 Cable Laying



SOCIETE NATIONALE D' ELECTRICITE DU SENEGAL
 Feasibility Study on Development of Electric Power system in Dakar Area

Fig. 8.2.3-3 Typical Type of Distribution Poste

SENELEC	EPDC	INTERNATIONAL LTD.	TOKYO JAPAN
	D.R;	SUBMITTED;	
	T.R;	RECOMMENDED;	
	C.K;	APPROVED;	
			DATE



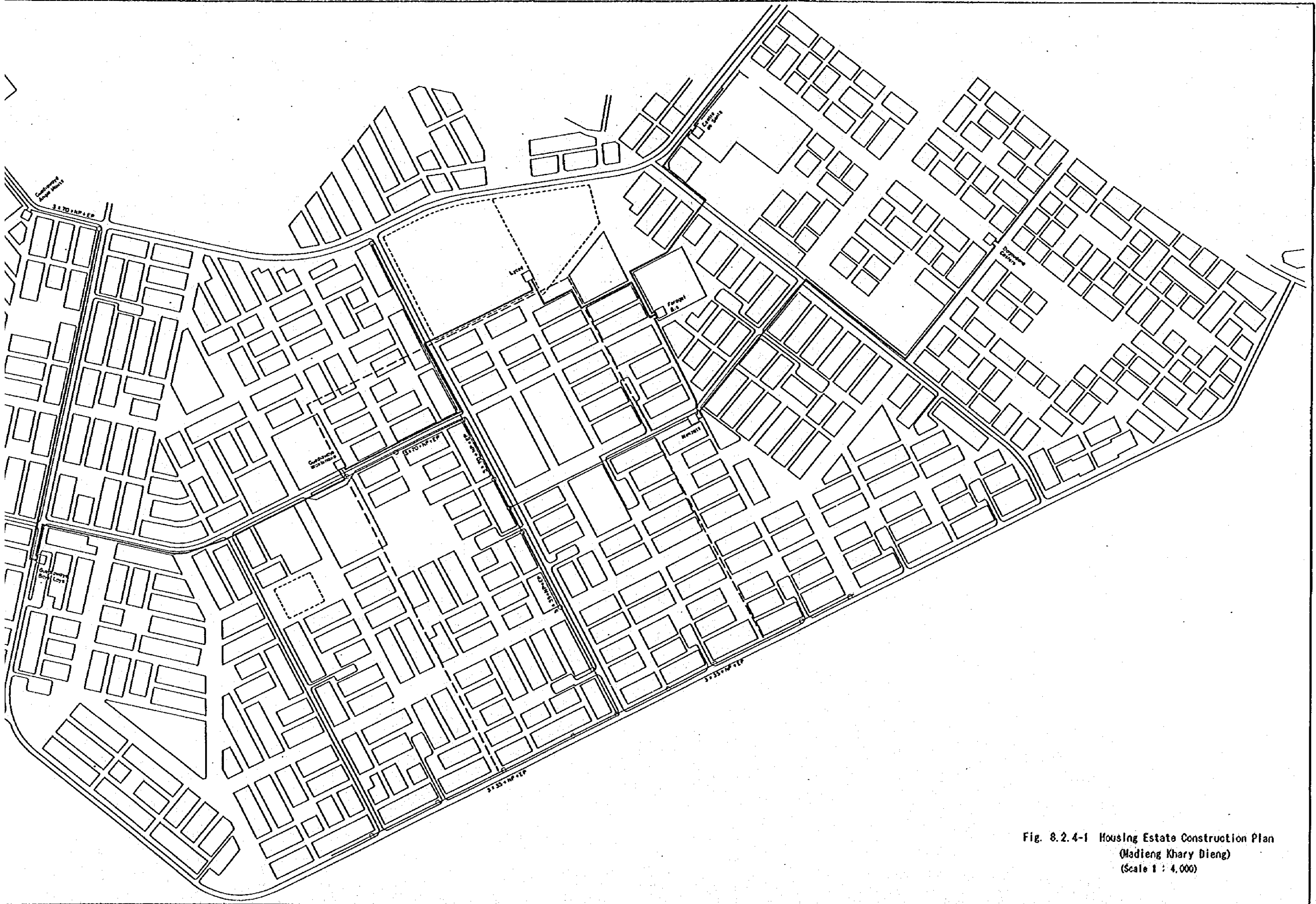


Fig. 8.2.4-1 Housing Estate Construction Plan
(Madieng Khary Dieng)
(Scale 1 : 4,000)

第 9 章

建設計画

第9章 建設計画

9.1 発電設備

発電設備に係る機器の輸送、基礎工事、据付工事、試運転整備を行なう。

9.1.1 工事の内容

- 1) ディーゼルエンジン、発電機および付属設備等
- 2) 変圧器、遮断器、電気関係盤、ケーブル等
- 3) 運転制御室
- 4) 既設設備との結合
- 5) その他、必要とする工事

9.1.2 撤去工事

新設設備を据付けるために支障がある以下の設備は SBNELEC の負担で据付工事の前に撤去工事を行う。

- 1) C-I 建屋内CⅡボイラー用水タンク 30㎡×3基
- 2) C-I 建屋内配管、熱交換器等 1式
- 3) 屋外 冷却水タンク 40㎡×2基
- 4) 屋外 残査油焼却炉 1式

上記1)、3)項で撤去したタンクと同容量のものを SBNELEC 負担で据付工事の前までに設置する。

なお、撤去すべき設備を Fig. 8.1.3.-2 に示す。

9.1.3 SBNELEC が分担する業務

上記9.1.2のほか、以下の業務について SBNELEC が分担する。

- 1) C-I 建屋開口部の閉鎖（南側の壁）
- 2) 防音壁の取付（タバコ工場との境界壁）
- 3) 工事に必要な土地の提供（資材置場、作業員事務所）
- 4) 工事に必要な電力、水、蒸気、重油、軽油の提供

9.1.4 既設設備との結合

配管工事、ケーブル工事等既設設備と結合する工事は、できるだけ既設設備の定期点検時に実施し、SBNELEC の発電計画を妨げないように、事前に SBNELEC

と工程の調整を行う。

9.1.5 輸送ルートおよび輸送方法

(1) 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、機器の分解を最小限にしてほぼ全装備の状態で見地に輸送する。この方法は現地での組立・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。

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。

(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。

(3) 港湾・輸送

ダカール港の水深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4t/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60tのフローティング・クレーンがあるが、老朽化が著しく実荷重は約50tと言われているがブームの長さが5mと短い

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 1.5 km である。この間の二車線道路は完全舗装されており、機材輸送には何等問題はない。輸送には必要な重機械、100t 低床トレーラ、70t 級クレーン等は現地で容易に調達できる。

9.1.6 工事工程

本工事の工事工程は、業者との契約から機器の設計、製作輸送、据付工事、調整試運転完了まで14ヵ月と想定される。本工事の工程をFig. 9.1.6 に示す。

9.2 配電設備

ダカール地区における SBNBLEC の既設配電網は、都市部における負荷の急増に対処するための増強・拡張およびリハビリ等の工事が資金不足、資材不足等によって今まで十分に実施されていないのが現状である。そのため配電網の各所において配電設備の老朽化あるいは供給電力に対して不適切な電線あるいは地中ケーブルサイズに起因する過大な電圧降下等の問題が発生し、需要家への良質な電力の安定供給が阻害されている。

同時に、ダカール市中心部の住居の過密化解消対策および地方よりのダカール市への流入人口の住宅対策として、ダカール市郊外に住宅団地の整備が進められているが、これらの住宅団地への電力供給も充分には実施されていない。

これらの問題を解決するために、配電網の拡張・リハビリ工事の実現が強くのぞまれている。

9.2.1 工事内容

今回、実施される工事内容は以下のとおりである。

- (1) シャ断器の取り替
- (2) 中圧配電線の改善
- (3) 低圧配電線の拡張
- (4) 低圧配電網のリハビリ

9.2.2 施工方法および実施体制

本プロジェクトにおける、機器の据え付けを含むすべての建設工事は、SBNBLEC

において実施する事とする。

今回の工事には中圧しゃ断器の取り替え、昇圧を含む中圧配電線の改善等も含まれており、工事の実施による影響が広範囲に及ぶ。そのため、工事の実施に際しては、

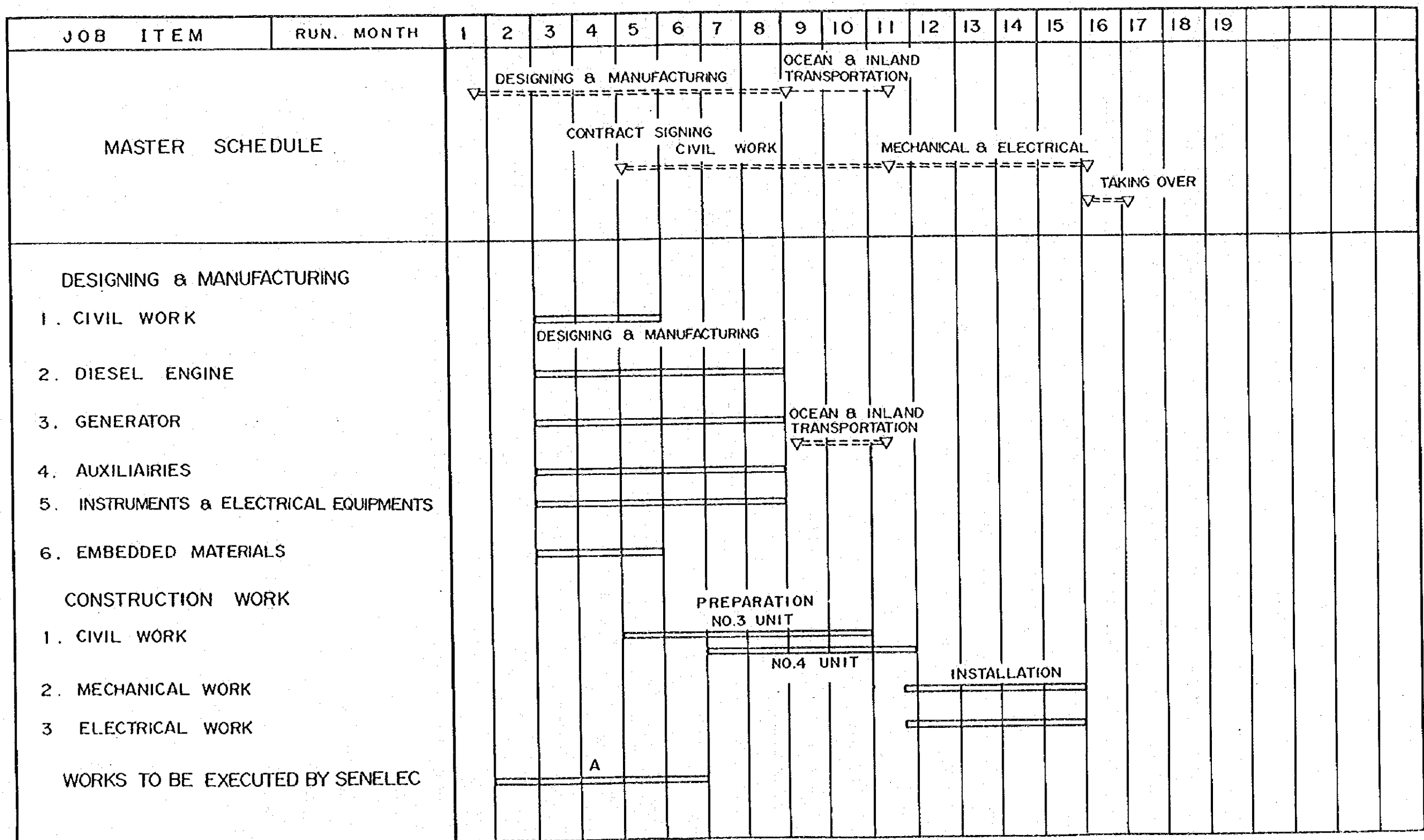
- a. 効率的に工事を実施するための工事計画書の作成
- b. 工事による影響範囲が最小となるよう工事範囲および工程の決定
- c. 安全作業が出来るような工法・手順の選定
- 等に留意すると同時に、
- d. 住民の安全の確保
- e. 環境面への配慮
- f. 工事に関するPR活動

等も考慮して、建設工事を実施する事が必要と考えられる。

9.2.3 工事工程

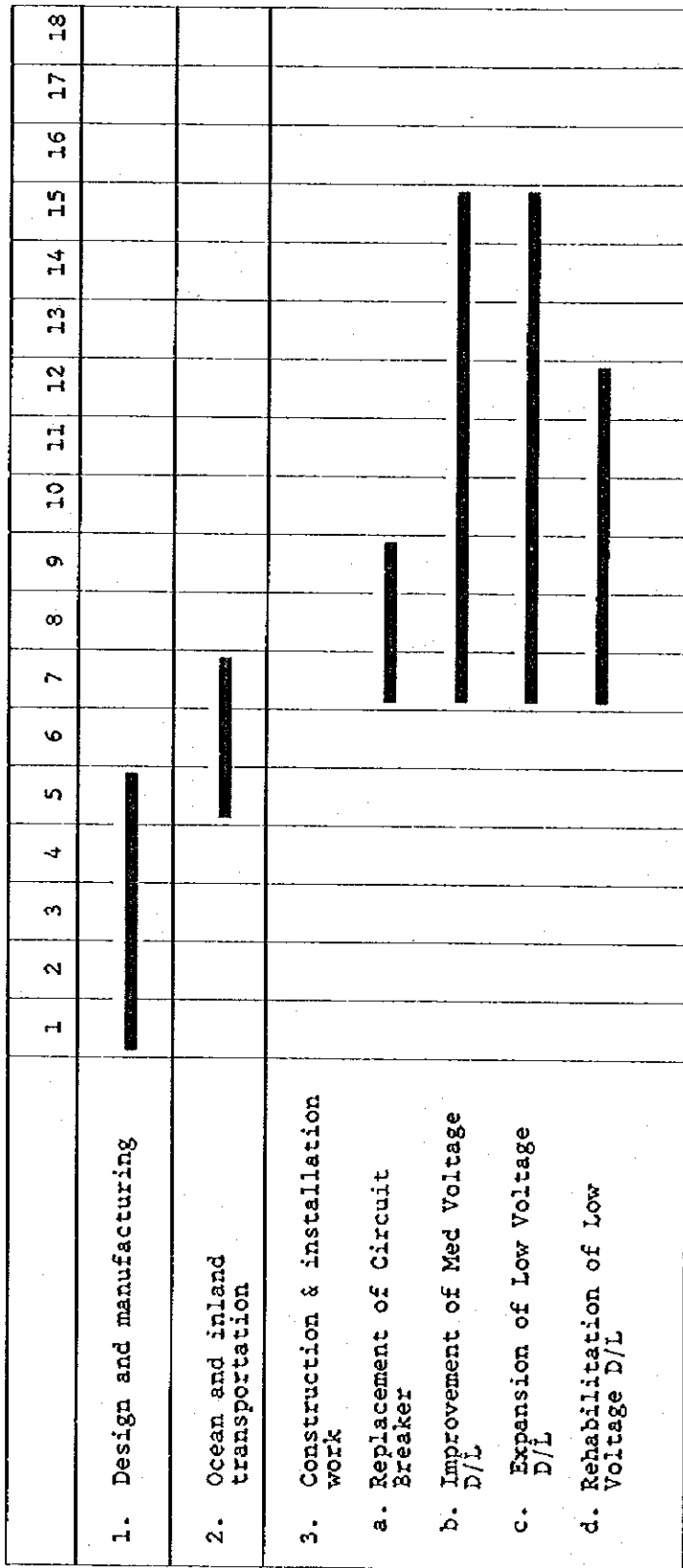
工期として暫定的に15ヵ月を設定し、その工事工程を Fig. 9.2.3-1 に示す。

Fig. 9.1.6 Standard Schedule for 5,000kW Diesel Engine



* A REMOVAL of BOILER WATER TANK
 REMOVAL of COOLING WATER TANK
 REMOVAL of OIL INCINERATOR

Fig. 9.2.3-1 Schedule for Distribution Lines



第 10 章
建設工事費

第10章 建設工事費

発電設備および配電設備についての概算工事費を算出した。

10.1 工事費算出の前提条件

建設工事の算出に当たり、下記に示す条件を想定する。

(1) 資機材費

FOB 価格については、1995年度価格をベースとし、物価上昇を考慮し、セネガルにおける輸入関税は必要としない。

(2) 輸送費および保険

輸送費は海上輸送費の他国輸送費も含める。さらに保険料も考慮し、(1)のFOB価格に上乗せして、CIF 価格とした。

(3) 労務費

ダカール地区の現行標準労務費および日本国内における同種工事実績より決めた。

(4) 予備費

外貨分、内貨分ともに 15% を計上した。

(5) Engineering Fee

(発電設備)

総工事費の15%を計上した。

(配電設備)

資材供与を想定し、工事監理業務が含まないため。総工事費の 10% を計上した。

(6) 技術教育費

(発電設備)

SENLEC の要員に対する運転技術教育を行うに必要な費用を計上した。

(配電設備)

資材供与を想定し、技術教育は考慮しない。

(7) 換算レート

換算レートは、下記のとおりとして計上した。

1 US\$ = ¥ 99.85

1 US\$ = FCFA 528

1 FF = ¥ 19.1

10.2 外貨・内貨の区分

建設工事の内、外貨ポーション・内貨ポーションの区分は以下のとおりとする。

(1) 外貨ポーション

- a. 資機材費 : 砂利、砂、セメント、鉄筋を除く全品目
- b. 車両・工具 : 建設工事に必要な車両、工具、測定器
- c. 輸送費および保険料 : 海上輸送および国内輸送費、保険料
- d. 労務費 : 発電所建設工事における大型機器据え付け、調整に伴う技術者の派遣費用
- e. コンサルタントおよび技術教育費

(2) 内貨ポーション

- a. 労務費
- b. 資材費 : 砂利、砂、セメント、鉄筋その他工事に伴う現地において調達すべき小物材料

10.3 工事費

電力設備拡充計画における総工事費は、以下のとおりである。

	外貨相当分 (百万円)	内貨相当分 (百万円)	合計 (百万円)
1) 発電設備	1,675.0	91.9	1,766.9
(予備費を含む)	1,926.3	105.7	2,032.0
1) 配電設備	681.3	104.7	786.0
(予備費を含む)	783.4	120.4	903.8
(配電設備の内訳)			
a. しゃ断器の取り替え	28.6	2.4	31.0
b. 中圧配電線の改善	300.4	47.8	348.2
c. 低圧配電網の拡張	278.9	41.5	320.4
d. 低圧配電設備の増設	73.4	13.0	86.4

(注)

(II) セネガル担当分工事費の内訳

1) 発電設備

- C-I 建屋内 受水タンク 30(t)x3 の撤去工事
- 屋内純水タンク 40(t)x2 の撤去工事
- C-I 建屋屋内配管・熱交換器の撤去工事
- 純水タンクの新設工事

2) 配電設備

a. しゃ断器の取り替え

- 既設設備の撤去
- 設置場所の改造
- 機器据付

b. 中圧配電線の改善

- 既設架空配電線の撤去
- 配電用 Poste の新設および改造
- 配電用 Poste 内機器据付
- 地中ケーブルの埋設

c. 低圧配電網の拡張

- 既設配電用 Poste の改造
- 配電用 Poste の新設
- 地中ケーブルの埋設
- 建柱および架線工事
- 需要家への接続

d. 低圧配電設備のリハビリ

- 既設設備の撤去
- 建柱および架線工事
- 需要家への接続

第 11 章

財務・経済評価

財務・経済評価

第11章 財務・経済評価

本章は4つの節から成り立っている。第1節では主に本プロジェクトの財務・経済評価に適用される方法について述べる。第2節と第3節ではそれぞれ財務・経済の視点から本プロジェクトの実行可能性 (viability) を考察する。第4節に結論を述べる。

11.1 目的と方法論

財務・経済分析の本質的な目的は、プロジェクトの財務的・経済的な実行可能性を評価することである。¹ 財務分析と経済分析の主要な違いは、前者がプロジェクトの主体 (例えば SBNELEC) にとってそのプロジェクトへの投資が有益 (profitable) かあるいは投資効率が高いかという点に注目するのに対し、後者は国全体 (すなわち国の経済) にとって、その投資が有益かどうかを検討の対象とすることである。この違いはしばしばプロジェクト費用・便益に使用される価格が財務分析と経済分析において異なるという点に現れる。すなわち、財務分析には市場価格が、そして経済分析にはいわゆる経済価格が使用される。²

本スタディにおいては、本プロジェクトの財務・経済的有益性あるいは実行可能性を内部収益率 (IRR) を基に判断する。IRR はプロジェクトの純現在価値 (net present value) をゼロにする数値である。

¹ 本スタディの中で既に説明されているように、本プロジェクトは当該電力系統の予測需要に対して最小費用で実現できる方法である。したがって本章においては、再度他の代替案と比較することはしない。

² 財務分析においては、市場価格が使用される。というのは、それがプロジェクトあるいはそれを行なう者にとって実際の価格であるからである。経済分析はその国にとって真の費用と便益はいくらかという点に関心を持っており、それらは必ずしもプロジェクトのインプットとアウトプットの市場価格で表されるものではない。市場価格は企業の独占主義的行為や、税金、補助金あるいはその他の規制等でゆがめられていることがある。このようなゆがめられた価格は、経済分析においては、真の経済価格を反映するようにシャドウ・プライス (潜在価格) に変換する必要がある。後に経済分析のところで示すように、本スタディにおいては初期投資時における内貨分のインプットすべてに対して変換係数を適用する (すなわちシャドウ・プライスにする)。

プロジェクトの純現在価値とは、一定の利率で割り引いたプロジェクトのインフロー（便益）の合計とアウトフロー（費用）の合計の差を意味する。プロジェクトが実行可能であると判断されるためには、IRR が事前に決定された割引率に等しいか、あるいはそれよりも高い必要がある。割引率は資本の機会費用と同義であり、同程度のリスクをもつ同様なプロジェクトが国際資本市場において得ることができる長期ローンの実際の利子率、あるいはプロジェクトオーナーが商業銀行からローンを得る場合に通常適用される利子率に等しいと言える。SBNLEC の場合、ローン利子率は 12% 前後である。よって本プロジェクトに対する割引率も 12% と仮定する。

本スタディにおいては 3 つの IRR を計算する。すなわち、本プロジェクト（投資）の財務内部収益率（FIRR）と経済内部収益率（BIRR）、そして本プロジェクトに投資される自己資本に対する FIRR である。本プロジェクトの FIRR は各年の財務的便益と費用を基に、そして BIRR は各年の経済的便益と費用を基に計算される。投資家の立場に立てば、本プロジェクトそのものの FIRR よりも投資する自己資本に対する FIRR の方がしばしば重要となる。後者はあるファイナンスのシナリオの基にファイナンスの費用も考慮するが、プロジェクトの“ゆがめられていない”本来的な健全性を問う前者はそれを考慮しない。本プロジェクトが実行可能であるためには上述した 3 つの IRR がすべて 12% に等しいかそれを上回る必要があると定義する。

プロジェクトは投資家の必要条件のみならずローンの貸し方の条件も満足させる必要がある。貸し方は借り手が債務返済を履行できなくなる可能性を問題とする。この可能性は一般的に債務返済比率（プロジェクトの毎年の現金収入の債務返済金額に対する比率）で測られる。本プロジェクトにおけるこの比率の最低値は 1.5 であると仮定する。これは、貸し方の要求する標準的な値である。ローンの比率を下げ自己資本の比率を上げれば、この比率も上がる。しかしながら、借り手が自己資本率を増加させる能力には通常限界がある。SBNLEC の場合それは 30% であると言われている。³ よって、総投資に対する自己資本の比率が 30% という条件のもとに最低 1.5 の債務返済比率を達成する必要がある。

³ このことは SENELEC の今日の財務状況からも推測される。

以上より、本プロジェクトの財務的・経済的実行可能条件は以下のように要約される。

- ・本プロジェクトの FIRR \geq 12%
- ・本プロジェクトの BIRR \geq 12%
- ・投資される自己資本に対する FIRR \geq 12%
- ・債務返済比率 \geq 1.5
(総投資に対する自己資本率=30%)

本プロジェクトの FIRR、BIRR に対して、感度分析 (sensitivity analysis) を行なう。この感度分析の主目的は、主要変数に対する仮定条件が変化した場合に、プロジェクトの収益性がどのような影響を受けるかを評価することである。感度分析を行なうことによって、様々な仮定条件におけるプロジェクトのリスクの程度を審査することができる。仮定条件の変化の対象変数として、通常、プロジェクトの予測費用・便益を大きく変化させ、しかも不確実性の高い変数が選ばれる。本スタディにおいては、初期投資総額の増加ならびに便益総額の減少といった条件下における IRR の変化に注目する。

本プロジェクトは次の3つのコンポーネントから構成されている。

(第2のコンポーネントは3つのサブコンポーネントから成り立っている。)

- | | |
|-----------|---|
| コンポーネント 1 | Bel-Air 発電所における 5 MW の発電機 2 台の追加 |
| コンポーネント 2 | いくつかの地域における配電設備のリハビリテーション
(a) 配電用変電所における中圧遮断器の取り替え
(b) 6.6kV 架空配電線の地中ケーブルへの一部変更と一部フィーダの 30kV への電圧格上げ
(c) 劣化が著しい設備の取り替えを主とした、一部低圧配電網の大幅なリハビリテーション |
| コンポーネント 3 | 配電網の拡張 |

以下、これらのコンポーネントの経済費用と便益のフレームワークについて述べる。

費用

プロジェクトのインプットは、しばしば3つの大きなカテゴリーに分類される。

すなわち、①貿易財、②非貿易財、そして③土地と労働力を含む主要生産要素である。本プロジェクトにおける主要貿易財は発電機ならびに配電設備機材である。非貿易財は本来的にセネガル国内で調達可能なものであり、一般経費品目やバラス・砂といった建設資材である。本プロジェクトの主要生産要素は実質的に労働力に限定される。⁴ 非熟練労働力は国内で確保できるが、熟練労働力は国内のみならず海外からも調達せざるを得ないであろう。

経済分析においてはすべてのインプットに対して経済価格を用いなければならない。貿易財に関しては、国際価格、いわゆる国境価格を用いる。輸入財の国際価格はダカール港における CIF（保険と運送費を含んだ費用）にプロジェクトサイトまでの国内輸送費を加えたものである。財務費用には、しばしば国家経済の見地からは移転費用と見なされる関税や税金が含まれている。本プロジェクトでは2国間あるいは多国間融資機関からの融資を受けると予想されるため、移転費用は免除されるものと思われる。したがって、輸入財に対する経済と財務の価格は同一のものとなる。

SENBLEC は使用する輸入燃料油に対して政府から“補助金”を受けている。この“補助金”は異なる石油製品の価格を相互に調整する目的のために設けられている“安定基金”の余剰と精油の越過利益を源資としていわれていると言われている。本スタディにおいては、その“補助金”は政府による輸入原油ならびに精油費用等に対する越過利益とみなし、よって移転費用として払わない。

⁴ 土地に関しては次のことが言える。本プロジェクトでは土地の取得を必要としない。というのは既存の Bel-Air 発電所に発電機を設置するため、新たな土地の取得は不要だからである。厳密に言えば、プロジェクトはそのために利用される土地（あるいはスペース）に対する費用を支払わなければならない。しかしながら、その土地代はプロジェクト総費用に対して無視できる程の小さな割合であるため、本スタディにおいては考慮しない。また、既存の発電所の敷地を他の目的に使った場合に得られる機会費用（経済費用）はわずかなものであると推測される。

非貿易財と主要生産要素である労働力はシャドウ・プライス（潜在価格化）する必要がある。本プロジェクトで消費されるいかなる非貿易財も、比較的少額の費用にとどまる。したがって、簡略化するため、1つの係数を使ってすべての非貿易財のシャドウ・プライスを求めることにする。この係数は様々な非貿易財に対する平均的変換係数であると考えてよい。⁵ ダカールおよびその周辺地域の雇用市場は、義務教育を終えただけの、あるいは初歩的な職業訓練を受けただけの熟練労働者にとっても、それほど狭くはない。したがって、本プロジェクトで雇用される熟練労働者に支払う金額は、本プロジェクトが実施されないと仮定した場合に、それらの労働者を雇用できないことによって社会が被る機会費用を基本的に反映していると言える。一方、非熟練労働者は雇用市場で明らかに余剰となっている。仕事のない非熟練労働者は、たとえば薪を集め市場で売ることによって、雇用されないことによるその日の経済的損失の一部を補っている。このような点を考慮に入れて、熟練・非熟練労働力に対する変換係数を決定する。

便 益

プロジェクトの便益に関しては、まず、便益の内容を明らかにしたうえで、それらに価格を付ける必要がある。便益は直接的なものと間接的なものに分けられる。直接的便益はプロジェクトのアウトプットを得る人が直に獲得する便益である。一方、間接的便益とは、その人ではなく社会が得る、と定義することができる。本スタディにおいては直接的便益だけを取り上げる。間接的便益を推測することは困難であり、しかもプロジェクトの実行可能性の判断に影響を与えるほど、間接的便益は一般的に大きくない傾向にあるからである。プロジェクトの便益・費用分析、あるいはフィージビリティ・スタディにおいては、節約された費用も便益と見なされる。

⁵ この係数は標準変換係数（SCF）と呼ばれ、次の式で計算することができる。

$$SCF = \frac{M + X}{(M + T_m) + (X - T_x)}$$

M	:	総輸入の cif 値
X	:	総輸出の fob 値
T _m	:	輸入品に対する税金（関税）合計
T _x	:	輸出品に対する税金（補助金）合計

1994年の統計データ（10⁹ FCFA）を上式に当てはめて計算すると次のようになる。

$$SCF = \frac{627.8 + 431.1}{(627.8 + 127) + (431.1 - 0)} = 0.89$$

純便益は総便益から総費用を差し引いたものであることから、このように判断されるわけである。

本プロジェクトの個々のコンポーネントから発生する便益は、次のとおりである。コンポーネント1の便益は、①投資によって増える供給電力の消費便益（すなわち、供給の純増加）ならびに②比較的効率の悪い発電ユニットを使用しないことによる燃料費の節約である。コンポーネント2の便益は、①基本的に既存の状態が発生する停電事故によって今後とも引き続き失われ、よって、リハビリテーションを実施しないと需要家には供給されない電力の消費便益ならびに②一部フィードの電圧を 6.6kV から 30kV に格上げすることによる送電損失の低下がもたらす総発電電力量の低下による発電費用の節約である。コンポーネント3の便益は、本プロジェクトの実施によって系統に接続され新たに電力供給を受けることになる需要家達が受ける便益である。

消費便益はその物品に対する消費者の支払い意志額によって測ることができる。一般的に、その支払い意志額を測る最適の尺度はその物品の市場価格である。⁶

本スタディにおいてはコンポーネント1の一部（供給の純増加分）および、2-(c)と3の便益に対する消費者支払い意志額の指標として現行の電気料金を使用する。セネガルにおける電気料金の徴収率は国際的に見て、決して満足できる水準にはないが、消費者の支払い意志額のレベルが現在の料金を上回っていると判断できる高さにある。コンポーネント2-(a)と2-(b)の一部で消費に関する便益に対しては、停電事故による電力供給の中断を避けるための需要家たちの支払い意志額を推定し適用する。^{7, 8}

⁶ 消費者の支払い意志額は、ふつう市場価格より高い。もし市場価格より低ければ、消費者はその物品を買わないことになる。支払い意志額と市場価格の差を消費者余剰と呼ぶ。

⁷ コンポーネント2-(a)と2-(b)は、機器の更新や地中ケーブルの布設によって停電事故を減少させることを目的としている。コンポーネント2-(c)は、いくつかの地域における配電設備の集中的リハビリテーションであるため、コンポーネント3と同様に配電設備の新設と見なす。

⁸ 家庭に停電事故が及ぼす費用（outage costs）を測る際に、すべての電力は生産のために使用されるという仮定をもとに、しばしば純所得収入が用いられる。一方、停電事故が工業部門に及ぼす費用は、生産活動の中断によって被る損失から推測する。

コンポーネント1と2の一部が関係する燃料費あるいは発電費用の節約による便益は実際の燃料費をもって測る。

架空線を比較的高価な地中ケーブルに変更すること（コンポーネント2-(b)と2-(c)の一部）の主目的は景観の維持であり、地中化による停電事故の減少というかたちでもたらされる消費便益の増加はわずかであると言える。このプロジェクト要素は、単にダカール市の関連政策に従ったものであり、それ故に機会費用は発生しないと言することができる。よって本プロジェクトのBIRRの計算にこの要素を含める必要性はない。

11.2 財務分析

この節においては、プロジェクト推進機関である SENLEBC に及ぼす本プロジェクトの財務的影響について考察する。まず第1に、プロジェクトの財務便益計算のもととなる既存の電気料金について分析を行う。第2に、SENLBCの財務状況を検討する。第3に本プロジェクトの財務収益性を評価するために、本プロジェクトのFIRRを計算する。第4に、借入金によるファイナンスの影響も含めた上で、本プロジェクトのキャッシュフロー予測を行う。資金調達シナリオを仮定し、そのシナリオにおける投資自己資本に対する内部収益率を求め、同時に債務償還比率を評価する。債務償還比率は特にローン貸付者の立場からプロジェクトの実行可能性を評価するうえで重要な指標である。

11.2.1 電気料金分析

現行の電気料金は長期限界費用価格に基づいて決定されている。1994年における平均電気料金（消費電力量1kWhあたりの販売収入）は69.9 FCFA/kWhであった。現在の料金は中間所得者層にとって非常に高いと受け止められているようである。電気料金は彼等の可処分所得の約15%を占めていると概算される。

料金構造

料金はまず低圧、中圧、高圧といった供給電圧で分けられている（図11.1 参照）。低圧需要家は、家庭用、業務用、および道路照明用の3つのカテゴリーから成る。

家庭需要家はさらに、5アンペア以下の負荷の特別需要家とそれ以外の一般需要家に区分される。業務用需要家は、電力需要が32kW未済で契約電力料金(固定プレミアム)を特に支払わない需要家と、固定プレミアムを支払うその他の需要家からなる。

中圧需要家は、年間電気使用時間によって3つのグループに分けられている。すなわち、短時間使用、一般的な使用、長時間使用の3つのグループである。一般的な使用のグループに類別される需要家の電気使用時間は年間1,000~4,000時間である。

高圧需要家はTAIBA(磷酸肥料プラント)、SOCOCYM(セメントプラント)、ICS(化学プラント)の3つの工業需要家からなる。ICSには他とは異なる料金を使用されている。これはICSが自家用発電設備からの余剰電力をSENBLECに売ることも含めた特別の契約をSENBLECと交わしているからである。3つの工業需要家の電力需要の合計は1994年において約45.5MWであった。各々の需要家グループの需要家数と消費電力量を付録11.1に示す。

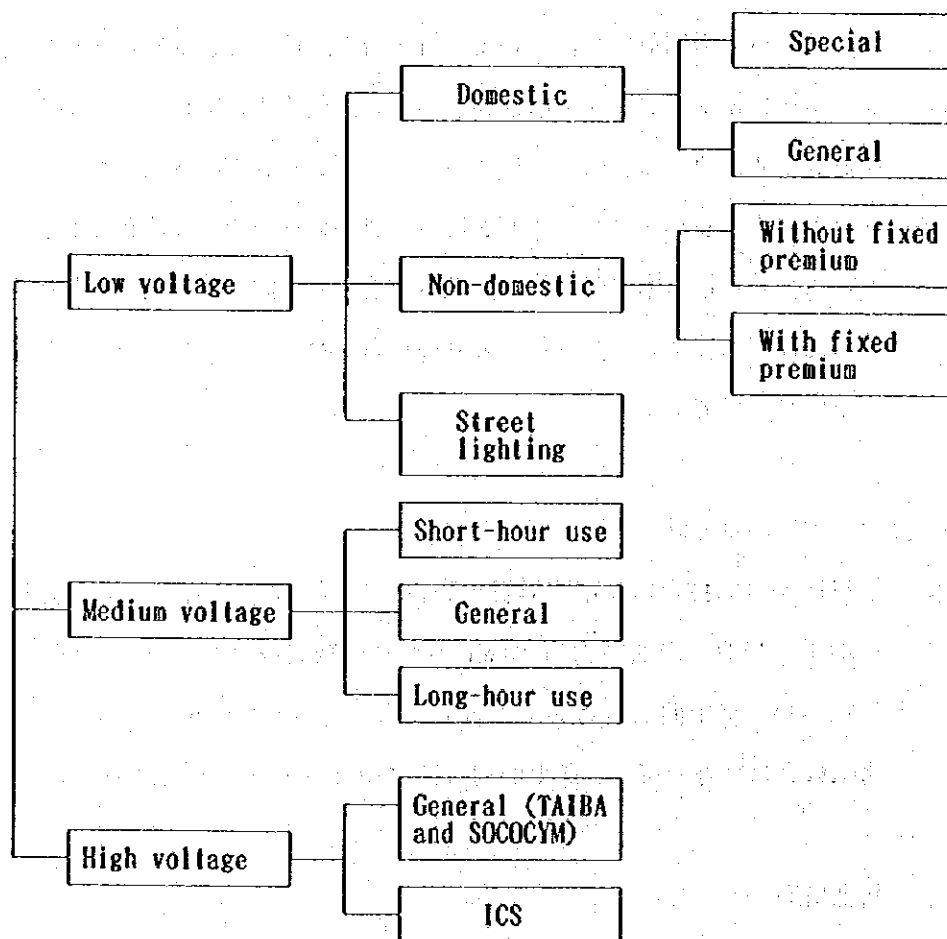


図11.1 料金構造(契約種別)

料金レベル

近年、電気料金は二度変更された(表11.1 参照)。1991年の変更は、1986年以降の世界的な原油価格の低落に起因しており、エネルギー(kWh)料金のみが変更された。1994年1月における変更は、その月に実施されたフランスフランに対する固定為替レートの変更を受けたものである。セネガルの貨幣であるFCFAの価値はフランスフラン(FP)に対して2分の1に切り下げられた。

低圧需要家に対する料金は、契約電力料金(固定プレミアム)を含む場合と含まない場合のいずれについても、徐々に減少してゆく3段階電力料金制である。中圧・高圧需要家に対しては、契約電力料金にピーク時とオフピーク時の電力量料金を加える。家庭用需要家の大多数は最初の20kWhに対して115 FCFA/kWh、49kWhまでは83 FCFA/kWh、さらにそれを超える消費電力量に対しては59 FCFA/kWhを支払っている。

前述したように現行の料金は長期限界費用価格に基づいている。SENELECは毎年、中期(5ヵ年)系統拡充計画を改訂してはいるが、現行の契約電力料金の決め方は、その計画の投資費用と予測最大需要電力に対して一定の年間割引率を適用して算定するようにはなっていない。単純に、21MWのガスタービン1kWあたりに要する投資費用の年間当たりの費用を用いている。このやり方は、近い将来においても最大電力需要が満たされないであろうというSENELECの仮定に立っている。年間費用を計算するにあたり、SENELECは割引率10%、経済寿命20年と仮定している。⁹

発電設備の限界費用はピークとオフピークの両時間帯における供給支障確率に応じ、それぞれの時間帯における電力使用に分配されている。各々の電圧の需要家はその上流部分の送・配電設備費用のみを負担する。個々の電圧におけるコインシデンスファクター(系統のピーク時に電力を使用する確率)は高圧において100%、中・低圧において75%と推定されている。

⁹ SENELECは発電設備の年間費用を、O & M費用を含め1994年価格で54,700 FCFA/kWhと計算している。

表 1.1.1 近年における電気料金の変更

Tariff category	January 1994-Present			July 1991-January 1994			July 1989-July 1991											
	Fixed premium (per KW, monthly)	Energy price (per KWh)			Fixed premium (per KW, monthly)	Energy price (per KWh)			Fixed premium (per KW, monthly)	Energy price (per KWh)								
		1st step	2nd step	3rd step		1st step	2nd step	3rd step		1st step	2nd step	3rd step						
A. Low Voltage (LV) - 220 and 380 V																		
a. Domestic																		
(1) Special ¹	-	91.15	101.73	59.19	-	72.92	81.38	47.35	-	81.02	80.68	51.19	-	101.27	67.17	51.29	-	-
(2) General ²	-	114.84	83.13	59.19	-	91.87	66.50	47.35	-	97.16	87.10	59.97	-	67.43	59.97	-	-	-
b. Non-domestic ³																		
(1) Without fixed premium ⁴	-	119.49	107.18	73.09	-	95.59	85.74	58.47	-	97.16	87.10	59.97	-	67.43	59.97	-	-	-
(2) With fixed premium ⁵	1,768.75	80.95	73.09	-	1,415	64.76	58.47	-	1,415	67.43	59.97	-	1,639	68.02	-	-	-	-
c. Street lighting (municipalities)	2,048.75	82.56	-	-	1,639	66.13	-	-	1,639	68.02	-	-	-	-	-	-	-	-
B. Medium Voltage (MV) - 5.5, 6.6, and 30 KV																		
a. Short-hour use (less than 1,000 h, annually)	594.36	77.64	112.04	-	468	61.13	88.22	-	468	64.07	92.47	-	1,992	46.82	67.55	-	-	-
b. General (1,000 h - 4,000 h)	2,529.84	55.88	80.63	-	1,992	44.00	63.49	-	1,992	46.82	67.55	-	4,808	39.02	56.28	-	-	-
c. Long-hour use (more than 4,000 h)	6,106.16	45.89	66.24	-	4,808	36.13	52.16	-	4,808	39.02	56.28	-	-	-	-	-	-	-
C. High Voltage (HV) - 90 KV																		
a. General ⁶	6,197.85	36.48	46.55	-	4,591	27.02	34.48	-	4,591	29.89	35.58	-	-	-	-	-	-	-
b. ICS ⁷	2,755.35	48.57	58.19	-	2,041	35.98	43.18	-	2,041	37.05	44.09	-	-	-	-	-	-	-
Rates of taxes charged to customers																		
National tax																		
Municipal tax																		

Note: 1 For customers requiring less than 20 KWh a month.

1st step: 0 - 20 KWh

2nd step: 21 - 44 KWh

3rd step: Above 44 KWh

2 For customers requiring less than 20 KWh a month.

1st step: 0 - 20 KWh

2nd step: 21 - 49 KWh

3rd step: Above 49 KWh

3 For commercial and industrial establishments with small operations as well as small public facilities.

4 For customers with a power requirement of less than 32 KW.

1st step: 0 - 30 h/month

2nd step: 31 - 100 h/month

3rd step: Above 100 h/month

5 1st step: 0 - 70 h/month

2nd step: Above 70 h/month

6 There are two customers in the category, including

(1) TAIBA - a phosphate plant with a contract load of 20 MW.

(2) SOCOXYM - a cement plant with a contract load of 12 MW.

7 ICS (Senegal Chemical Industry) has a captive capacity of 3.5 MW.

Under an agreement with SENELLEC, ICS purchases electricity from SENELLEC, if necessary, and sells excess electricity to SENELLEC.

Approximately 16-18% of their electricity consumption is made during the peak hours.

Approximately 16% of the ICS' purchase of electricity occurs during the peak hours.

Source: SENELLEC.

ピークとオフピークの両時間帯のエネルギー料金は、まず時間ごと（1日を7つの時間帯に区分）の限界費用を計算し、次にピーク、オフピーク両時間帯におけるそれぞれの平均値を算出して決定される。¹⁰ ピーク時間帯は午後7時から11時までである。各々の需要家グループのピーク時間帯におけるエネルギー（電力）使用は、全体の14%~18%という小幅な範囲にある。家庭用需要家の第1、第2、第3ステップにおけるエネルギー使用はそれぞれ23%、26%、51%である。¹¹ 系統損失は1994年において23.5%であった（図11.2参照）。最終的な電力・エネルギー（電力量）料金は社会経済的な要因を考慮しながら、厳密な限界費用を調整して決定されている。

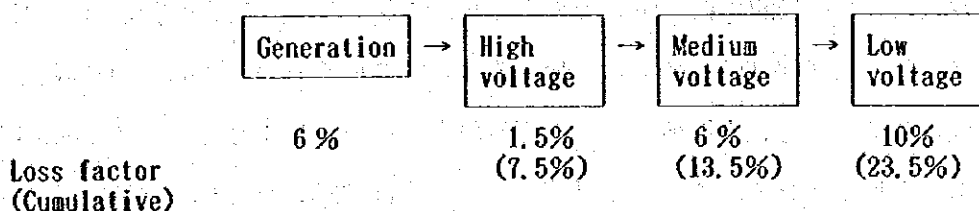


図11.2 系統損失率（1994年）

電力販売にかけられる税は、中央・地方の両政府にとって重要な収入源である。国税である付加価値税は10%、地方税は2.5%である。後者は地方政府が責任を負う公共照明のための電力に対しては科されない。

¹⁰ 現在の限界エネルギー費用は次のように概算される（原油1バレル=US\$18、US\$1=528 FCFA）

ピーク時間帯 : 44.26 FCFA/kWh

オフピーク時間帯 : 23.74 FCFA/kWh

これらは US\$1 が300 FCFAという交換レートに基づいて計算された SENELECの数値（ピーク時間帯 2.15 FCFA/kWh、オフピーク時間帯 13.49 FCFA/kWh）を根拠とする。

¹¹ これらの推定値ならびに前述したコインシデンスファクターは1985年に行われたスタディから引用した。

実質世帯収入に対する電気代支出の比率

世帯電化率は、家庭用需要家に対して契約電力料金という基本料金がなく、しかも（預かり金という形で）最初に請求される料金が実際の引込み費用よりも低く抑えられているにもかかわらず、低い状況にある。一方、大半の家庭にとって現行の電気料金は高いと言える。世帯収入分布や中間世帯収入に関する統計データはない。国内には約 200,000人の賃金労働者がおり、そのうちの 66,000人が政府に雇用されている。民間部門の労働者は、公共部門の労働者と比較して約 2 倍の賃金を得ていると言われている。政府の高級官僚の月給は約 150,000 FCFA である。最低賃金は 1 時間 183 FCFA であり、これは 1 ヶ月にすると約 35,000 FCFA となる。中間世帯収入は平均世帯収入よりも一般的に低い傾向にあることを考慮すると、中間世帯収入は 1 月あたり 50,000~60,000 FCFA であると概算される。このうちの約 20% が所得税として徴収される。一方、中間所得世帯の電気料金への支出は 1 月あたり 65,000 FCFA であると推定される。これは 1 月当たり約 90kWh の消費電力量を根拠としている。上述した概算値から、中間所得層における実質収入に対する電気料金の支出の比率は 15% 前後と推測される。

平均電気料金

表 11.2 に示すように 1994 年における販売電力量 1 kWh あたりの平均価格は 69.9 FCFA であった（売上に関する元のデータを示す付録 11.1 も参照）。

1 kWh 当たりの平均価格は料金変更があった 1991 年と 1994 年の両年に大きく変化している。これらの料金変更がなかったならば、平均価格には大きな変化はなかったであろう。69.9 FCFA という数値には電力とエネルギーの料金が含まれており、需要家の負担となる税金は含まれていない。

上記の平均料金と比較して、(設備費用を含んだ) 限界費用は次のように概算される。

1. O&M費用を含む発電設備費用 : (11-9 頁 参照)
54,700 FCFA/kW/年
2. 発電、送電、配電の設備費用の比率を次のように仮定する。
60% : 10% : 30%

3. よって、
- (1) 送電設備費用 : 9,117 FCFA/kW/年
- (2) 配電設備費用 : 27,350 FCFA/kW/年
4. 負荷率は 70%、系統の損失を 23.5% (発電所内動力 6%、送電損失 7.5%、配電損失 10% から成る)* とすると、限界設備費用合計は 18.34 FCFA/kWh になる。¹²
5. 限界エネルギー費用 : (11-10 頁 参照)
- (1) ピーク時間帯 : 44.26 FCFA/kWh
- (2) オフピーク時間帯 : 23.74 FCFA/kWh
6. 総使用電力量に対するピーク時間帯における使用比率を 20% とし、系統の全損失を 23.5% とする平均エネルギー費用は 36.39 FCFA/kWh となる。
7. よって、需要家端における限界費用合計は 54.73 FCFA/kWh (=18.34 + 36.39) と概算される。

* kW 損失率は、これらの kWh 損失率と同率であると仮定する。

このことにより、平均電気料金は 1kWh のエネルギーを追加供給するための限界費用よりも 15.17 FCFA 高いと見積られる。¹³

¹² $[54,700 \div (1-23.5\%) + 9,117 \div (1-13.5\%) + 27,350 \div (1-10\%)] \div 8,760h \div 70\% = 18.34$

¹³ 後述するように、需要家費用は特に徴収されておらず、電気料金の一部でカバーされている。

表11.2 需要家1件あたりの平均消費電力量と売り上げ (1988年-1994年)

Dakar and interconnected systems

	(MWh)						
Average energy consumption per connection	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
A. LV	1.19	1.25	1.25	1.19	1.27	1.34	1.31
Domestic	1.05	1.09	1.07	1.06	1.07	1.15	1.12
General	1.24	1.29	1.25	1.24	1.24	1.29	1.22
Special	0.48	0.42	0.46	0.40	0.41	0.51	0.57
Non-domestic	1.76	1.78	1.82	1.62	1.91	1.90	1.85
Street lighting	74.80	109.61	116.36	62.82	123.81	120.77	122.46
B. MV	348.4	328.8	354.8	366.8	421.2	387.7	410.9
C. HV	56,254.0	53,969.7	53,044.3	53,251.3	62,036.3	53,216.7	53,303.7
Total	3.7	3.6	3.5	3.3	3.5	3.2	3.2

	(CFAF/kWh)						
Average sales price	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
A. LV	70.2	70.3	75.6	69.0	65.4	65.3	79.8
Domestic	65.2	65.5	72.1	64.5	60.6	60.0	72.8
General	64.8	65.0	72.2	63.5	60.2	59.5	72.5
Special	68.1	70.3	71.6	75.9	65.1	65.1	75.6
Non-domestic	84.6	84.2	84.6	82.2	78.7	78.6	98.9
Street lighting	79.6	75.2	79.2	75.6	65.5	77.3	86.9
B. MV	60.2	59.6	63.2	38.2	53.4	56.3	69.1
C. HV	40.6	41.0	42.6	41.3	37.8	38.7	51.1
Total	58.5	58.8	62.8	49.8	54.1	56.4	69.9

契約電力料金（固定プレミアム）は表 11.1 にも示したように、上記の限界設備費用よりも幾分低い。このことは低圧における1ヵ月の限界設備費用が 112,432 FCFA/kWと概算されたように、特に低圧需要家に対して言える。逆にエネルギー料金は限界エネルギー費用よりもかなり高い。

料金が低く抑えられているわけではないこと、また、現行の料金が大半の家庭にとって高いと受け止められているという理由から、料金の値上げは容易ではないと思われる。この点を考慮して、本スタディにおいては、将来における料金の上昇を仮定しないこととした。

11.2.2 SBNLEC の財務状況

本プロジェクトが財務面において SBNLEC に及ぼす影響評価の一部として、近年ならびに近い将来における SBNLEC の財務状況を考察する。付録 11.2.1 ~ 11.2.3 に1988年から1998年の期間における実績と予想の損益計算書、貸借対照表および資金繰計算書を示す。

付録11.2.1 には損益計算書が示されている。1993年まで総収益は営業総費用よりも低い伸び率で増加した。その結果、1992年、1993年の両年においては、支払い利子を営業収益で完全にまかなうことができない状況になった。1994年には総収益の伸びが営業総費用の伸びを大きく上回った。1994年から1998年の間においては、総収益は前6年間ににおける 6.6% の伸び率と比較して、年平均 4.8% と、穏やかな率でしか伸びないと予測されている（したがって、総収益は 620億 FCFA から 750億 FCFA に増加することになる）。営業総費用の伸び率は 5.9% と予測されており、その結果、営業による純収益は1994年の94億 FCFA から、1998年には 89億 FCFA へと若干減少する。現在マイナスとなっている営業外収益の改善により、所得税特別控除前の収益は1994年の19億 FCFA から1998年には 34億 FCFA へと、わずかではあるが伸びると予測されている。控除後の収益は引き続き負のままである。というのは支払い利子のみではなく、控除額も大幅に上昇するからである。所得税特別控除額は営業関連固定資産の 5% であり、将来の投資プロジェクトの資金に充てるために設けられている。

付録 11.2.2 は貸借対照表を示す。固定資産の合計は1988年から1994年の6年間に、年率 7.8%で増加した。その後4年間は 7.3%の増加率で上昇すると予測されている。流動資産の合計は1988年の 295億 FCFA から1993年の 287億 FCFA へとわずかに減った。1998年まではほぼ同じレベルに留まると見込まれている。1994年の総資産額は 1,823 億 FCFA であるが、1998年には 2,045億 FCFA になると予測されている。1994年から5年間で総資本は 180億 FCFA 増える一方、長期借入債務は 400億 FCFA 増えると予測されている。

1994年までの6年において総資本は 560億 FCFA から 510億 FCFA に減少しており、一方、長期借入債務は 140億 FCFA 増え、310 億 FCFA から1993年には 450億 FCFA となった。流動負債は1988年の 240億 FCFA 、1993年の 270億 FCFA と比較して、1998年には約 200億 FCFA とほとんど変化しないと予測されている。

流動比率（流動資産と流動負債の比率）は短期的安定性を示す指標であり、1.1 から 1.4 の範囲と低い。近い将来においてもこのレベルにとどまると予測されている。もう一つの重要な点として言えることは、流動資産の約半分が需要家からの未収入金を含む受取債務であり、これが改修不可能になることも考えられることである。この点からも、流動資産の増加が必要であると思われる。SBNBLEC は政府からの直接的な補助金が今後とも継続されるとは予想していない。負債と資本の合計に対する負債比率は1994年の 68% から 20 ポイント上がって1998年には 91% となると予測されている。

付録 11.2.3 は資金繰計算書を示す。純内部収益（利息支払い前）が資金需要をほとんど満たせない状況が今後とも続くと予測されている。その差は長期借入金でまかなわれる予定である。1994年から1998年の4年間の投資資金需要合計は、その前の4年間の 400億 FCFA と比較して約 1,000億 FCFA となると予測されている。（1995年から1998年の累積インフレ率は 27.3% と予測されている）。1993年には1以下となった債務償還比率は、近い将来には 2.0 にまで回復すると予測されている。

平均純内部収益（平均 NICG）はある年の資本支出をその年とその前後の年の純内部収益の平均値で割って得られる値である。この値は、資本投資に対する自己資金力を示している。過去においては、平均 NICG は大きく変動する一方、一般的に低い傾向にあった（例えば、1992年においては 4% 、そして1994年において 19%）。近い将来においては内部純収益は資金需要の半分程度を賄うことができると予測されて

いる。

SENBLEC の財務状況が近い将来に大幅に改善される見込みはあまりないと思われる。前述したように、電気料金は長期限界費用価格に基づいており、ほとんどの需要家が高いと感じるレベルにある。したがって、料金の大幅値上げは困難であると言える。一方、SENBLEC は電力需要の増加に対処するために電力施設の早急な拡充・改善を余儀なくされている。財務状態改善のためにはオペレーションの改善が必要である。

11.2.3 FIRR 分析

本プロジェクトの便益と費用を計算した後、本プロジェクトの財務内部収益率 (FIRR) を算出し、さらにその収益率に対し感度分析を行う。仮定された資金調達シナリオにおける投資自己資本に対する FIRR も求める。

(1) 財務便益

財務的便益は契約電力ならびに売上電力量の増加、あるいはオペレーション費用の節約によって実現され、売上増加分に料金を掛けたり、プロジェクト無しの場合と、有りの場合におけるオペレーション費用の差を見積もることによって測ることができる。コンポーネント 2 と 3 が目的とする停電事故の減少あるいは、劣化した配電設備の交換は維持費用ならびにそれに伴う人件費を減少させるであろう。しかしながら、配線設備の O & M 費用に関するデータの不足のため、この便益を算定することは困難である。これらコンポーネントのもう一方の便益である販売ロスの減少と比較するとその便益はわずかなものであると予想される。

本プロジェクトの個々のコンポーネントが生み出す便益を表 11.3 に表す。すべての便益は既存の電気料金および実際の燃料費で測られ、金額にされる。便益の数量化に関する根拠および仮定が表に示されている。

表11.3 本プロジェクトの財務便益

コンポーネント	便 益	算 定 基 準
コンポーネント1 (発電能力の拡充)	<p><u>電力・エネルギーの販売の増加：供給の純増加</u></p> <p>プラントの利用率は75%と予想される。負荷率を68%、所内消費3.5%を含めた系統損失を21%とすれば、毎年47.1MWhのエネルギーを新たに販売することができる。</p> <p><u>節約：燃料費の節約</u></p> <p>最も非効率なユニットの燃料費は18.24FCFA/kWhである。この燃料費の節約の目的のために生産されるエネルギーは年間約6.1MWhである。</p>	<p>電気料金 (電力・ エネルギー料金)</p> <p>燃料費の差</p>
コンポーネント2-(a) (遮断器の交換)	<p><u>エネルギー販売の増加：供給支障エネルギーの減少</u></p> <p>効果は主として6.6kV配電網に現れる。機器の故障や保護の不具合に起因する事故を約1/3減らすことができる。1994年におけるこれらの事故によるエネルギー損失は67,824kWhであった(表11.4参照)。全需要家の約20%が便益を受ける。エネルギー総消費量は毎年5%ずつ増加する。</p>	<p>電気料金 (エネルギー料金)</p>
コンポーネント2-(b) (6.6kV 架空線の地中 ケーブル化と電圧格上 げ)	<p><u>エネルギー販売の増加：老朽化した架空線更新による供給支障エネルギーの減少</u></p> <p>コンポーネント2-(a)と同様</p> <p><u>節約：電圧の格上げ</u></p> <p>このコンポーネントは送電グリッドの約30%に影響を与える。中圧における送電損失は現在の6%から1.5%ほど低下すると期待される。これにより総発電必要量が減り、その結果、総発電費用が下がる。</p>	<p>電気料金 (エネルギー料金)</p> <p>燃料費</p>
コンポーネント2-(c) (限定された地域にお ける低圧配電網の集中 リハビリテーション)	<p><u>電力販売の増加(配電設備に対する料金)：</u></p> <p>いくつかの地域における劣化した配電設備の交換であり、交換しない場合、停電事故の発生確率は急速に高まり、しかも長時間の停電となる。リハビリテーションの程度は極めて集中的であるため、当該地域における新たな配電設備の設置と見なされる。初年度において1,500の家庭需要家と75の公共照明が、また2年度には2,500の家庭需要家と125の公共照明が便益を受ける。3年度とそれ以降における当該地域の家庭需要家数の伸びは年平均5%である。一方、公共照明の数は増えない。本プロジェクトを実施しないとすれば、これら新規の需要家に電力を供給することもできない。1994年における家庭用ならびに公共照明の需要家の平均電力需要はそれぞれ、300W、40Wであったと推測する。電力需要の平均増加率は家庭用で3%、公共照明用で0%と予測する。</p>	<p>電気料金 (電力料金 - 配電設備分)</p>
コンポーネント3 (既存配電網の拡張)	<p><u>電力販売の増加(配電設備に対する料金)：</u></p> <p>初年度においては、3,000の家庭と1,500の公共照明が、2年度においては2,000の家庭と100の公共照明が新たに接続される。需要家数の伸び率ならびに1需要家あたりの需要電力の伸び率はコンポーネント2-(c)の場合と同様。</p>	<p>電気料金 (電力料金 - 配電設備分)</p>

表 1.1.4 停電事故・供給支障エネルギー記録 (1992年-1994年)

Cause of outage	1992			1993			1994		
	Number of outage	Unserviced energy kWh	Average unserved energy/outage (kWh)	Number of outage	Unserviced energy kWh	Average unserved energy/outage (kWh)	Number of outage	Unserviced energy kWh	Average unserved energy/outage (kWh)
30 kV Network									
1. Fault of equipment	39	113,243	2,904	42	137,545	3,275	60	62,394	1,040
2. Default of protection	37	25,232	682	52	30,821	593	91	27,311	300
Sub-total	76	138,475	1,822	94	168,366	1,791	151	89,705	594
3. Other	217	190,824	879	470	217,546	463	394	160,565	408
Total	293	329,299	1,124	564	385,912	684	545	250,270	439
6.6 kV Network									
1. Fault of equipment	30	21,542	718	35	35,183	1,005	61	60,533	993
2. Default of protection	21	11,572	551	33	29,788	903	41	7,271	177
Sub-total	51	33,114	649	68	64,971	955	102	67,804	665
3. Other	267	82,441	309	354	106,002	299	278	92,430	332
Total	318	115,555	363	422	170,973	405	380	160,234	422

(2) 財務費用

本プロジェクトの費用は、初期投資費用と運転・保守（O&M）費用から成る。O&M費用は2つのカテゴリーに分類される。すなわちO&M固定費とO&M変動費である。本スタディにおいては燃料（重油）と潤滑油をO&M変動費に区分する。見方を変えれば、本プロジェクト費用は発電のための設備費用とエネルギー費用（コンポーネント1）、そして配電のための設備費用（コンポーネント2と3）から成る（図11.3参照）。

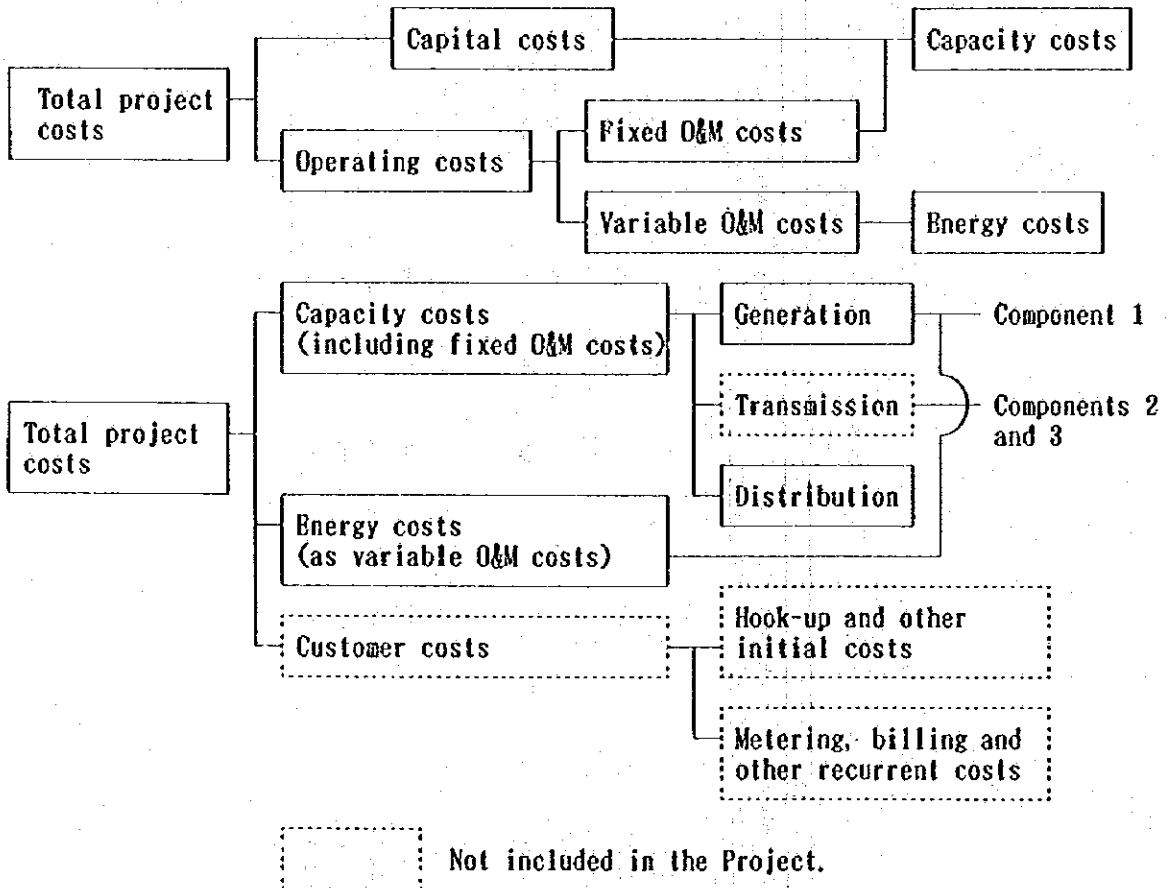


図11.3 費用の分類

設備費用

設備費用には初期投資費用と（毎年の）O&M固定費が含まれる。本プロジェクトの各々のコンポーネントが必要とする投資費用は前章に示されているとおりである。

SBNELEC の運転費用記録および本調査団が持っているデータをもとに、5 MW の発電機（コンポーネント 1）の年間固定費用と配電設備（コンポーネント 2 と 3）の年間固定費用として、設備と設置のための総費用に対して次の比率を設定する。

5 MW 発電機の年間 O & M 固定費用 : 3%

配電設備の年間 O & M 固定費用 : 2%

コンポーネント 2-(a) と 2-(b) に対しては固定費用を計上する必要はない。それらのコンポーネントの便益として設備料金（電力料金）を挙げているからである。

表 11.5 に個々のコンポーネントの費用を示す。

表 11.5 本プロジェクトの費用

コンポーネント	費用
1	初期投資費用 O & M 固定費用 エネルギー費用 (O & M 変動費用)
2-(a) 2-(b) 2-(c)	初期投資費用 初期投資費用 初期投資費用 O & M 固定費用
3	初期投資費用 O & M 固定費用

エネルギー費用

1995年2月以降、SBNELEC は国際市場から直接燃料油を調達する権限を与えられている。これまでは、SAR というセネガル政府と民間企業が保有する石油精製会社に、国が必要とするすべての石油の輸入を委託していた。表 11.6 はセネガルの貨幣である FCFA が 1 フランスフランに対して 50 FCFA から 100 FCFA に切り下げられた 1994 年 1 月 23 日以降の、SBNELEC に対するディーゼル油と重油の販売価格を示す。¹⁴

SBNELEC は関税、付加価値税を控除されており、一方、政府から補助金を受けている。

¹⁴ 現在 SBNELEC に供給されている燃料油の熱量（真発熱量）は次のとおりである。

重油 : 9,700 kcal/kg

軽油 : 12,900 kcal/kg

表11.6 燃料費用 (1994年1月23日改訂)

(FCFA/ton)

	Description	Diesel	Heavy oil
1.	Crude oil and SAR's charges	113,068	51,900
2.	Port storage and handling charges	28,267	12,975
3.	Tax base for import duty (1+2)	141,335	64,875
4.	Import duty (3×20%)	28,267	12,975
5.	State subsidy to SENELEC (as a non-transfer payment)	-28,999	-17,420
6.	SENELEC's cost (3+5)	112,336	47,455
7.	SENELEC's cost if import duty included (4+6)	140,603	60,430
8.	Distributor's charges	19,047	4,547
9.	(of which transportation cost)	1,797	1,797
10.	Tax base for VAT (6+8)	131,383	52,002
11.	VAT (10×20%)	26,277	10,400
12.	Total cost to SENELEC (6+8)	131,383	52,002

Source : SENELEC.

石油の調達システムが変化しても、以前より大幅に低い価格で石油が購入できるようになるとは思われていない。¹⁵ 新しい代理人 (供給者) が国際市場から石油を調達して販売する料金は、SAR の現行料金 (補助金を含む) とあまり変わらないであろうと言われている。本スタディにおいては SENELEC の石油購入価格が将来においても変化しないと仮定する。

¹⁵ SAR が購入している原油 (特に重油) は質が低いと言われている。低質の石油は、発電設備の O & M 固定費用に影響を与えている。石油調達先の変更により、この O & M 固定費用が減ると同時に、経済的な寿命が伸び、事故の頻度が減少すると SENELEC は期待している。

コンポーネント1のO&M変動費には燃料費と潤滑油費が含まれており、以下のよ
うに算出される。

1. 燃料費

$$1 \text{ kW} = 1,000 \text{ ジュール/秒}$$

$$1 \text{ kcal} = 4,185.5 \text{ ジュール}$$

$$1 \text{ kWh} = 1,000 \times 60 \times 60 = 3,600,000 \text{ ジュール/秒}$$

$$\frac{3,600,000}{4,185.5} = 860.11 \text{ kcal/kWh}$$

$$\text{熱効率} = 34\%$$

$$\text{熱消費率} = \frac{860.11 \text{ kcal}}{34\%} = 2,529.74 \text{ kcal/kWh}$$

$$\text{重油価格} = 52,000 \text{ FCFA/トン}$$

$$\text{発熱量} = 9,557 \text{ kcal/kg}$$

$$\text{燃料消費率} = \frac{\text{熱消費率}}{\text{発熱量}} = \frac{2,529.74}{9,557} = 0.2647 \text{ kg/kWh}$$

$$\text{燃料費} = \text{燃料価格} \times \text{燃料消費率}$$

$$= 52,000 \times 0.2647$$

$$= 13,765 \text{ FCFA/kWh}$$

2. 潤滑油費

$$\text{潤滑油価格} = 418.037 \text{ FCFA/kg}$$

$$\text{潤滑油消費率} = 1.50 \text{ g/kWh}$$

$$\text{潤滑油費} = \text{潤滑油価格} \times \text{潤滑油消費率}$$

$$= 418.037 \div 1,000 \times 1.5 = 0.627 \text{ FCFA/kWh}$$

3. 変動費用合計 = 14,392 FCFA/kWh

需要家費用

需要家費用とは、非回帰的費用としての配電網との当初接続費用と、回帰的費用としての検針、料金徴収費用など直接的に需要家に起因する費用を指す。一般的な家庭は接続の際に約 20,000 FCFA を SENELEC に預けることを要求される。これは接続のための実際の費用を完全に埋め合わせるほどの金額ではない。¹⁶ このように低価格に設定することによって、需要家数の増加を促進している。

本プロジェクトは、需要家の増加に伴う需要家費用の増加をもたらす。本スタディにおいては、回帰的、非回帰的なすべての需要家費用が、当初の預かり金と需要家からの月極めの電力料金の一部によってカバーされていると仮定する。したがって、本プロジェクトの費用を算出する上で、需要家費用に対して特別な考慮を払わない。

(3) 本プロジェクトの FIRR

表11.7 は1995年の年初における価格で表示した費用と便益の毎年の推移を示している。投資費用には投資期間中のプライスコンティンジェンシーも、利子も含まれていない。同様に、運転（プロジェクトのオペレーション）期間中の借入金利子、運転資金、税金等も含まれていない。インフレーションと同じようにプロジェクトがもつ本来的な実行可能性がゆがめられ、他の緊急プロジェクトとの優先度の比較が出来なくなる恐れがあるためである。本プロジェクトの FIRR は 14.2% と計算される。コンポーネント1のみの FIRR は 19.8% である。FIRR がプロジェクトを評価する一般的基準である機会費用（すなわち割引率）と等しいか、それを上回っていれば、このプロジェクトは実行可能と判断される。本スタディにおいては割引率を 12% と仮定しているため、本プロジェクトは財務的に実行可能であると見なされる。

(4) プロジェクトの FIRR に対する感度分析

感度分析の主な目的は、投資の収益性が主要変数に関する仮定の変化によってどのように影響を受けるかをテストすることである。この分析によりプロジェクトのリスクを評価することが基本的に可能である。本項では、前項で得られたプロジェクトの FIRR に対する感度をテストする。

¹⁶ 電力量計は SENELEC が需要家に貸し与えている。

表11.7 本プロジェクトのFIRR

Project year	1994	1995	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	Total
Calendar year	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
I. Component 1 Addition of generation capacity																													
1 Total installed capacity (MW)			10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
2 Total operation hours			6,570	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570	
3 Energy generated (MWh)			65,700	65,700	65,700	65,700	65,700	65,700	65,700	65,700	65,700	65,700	65,700	65,700	65,700	65,700	65,700	65,700	65,700	65,700	65,700	65,700	65,700	65,700	65,700	65,700	65,700	65,700	
4 Energy sold (MWh)			51,903	51,903	51,903	51,903	51,903	51,903	51,903	51,903	51,903	51,903	51,903	51,903	51,903	51,903	51,903	51,903	51,903	51,903	51,903	51,903	51,903	51,903	51,903	51,903	51,903	51,903	
A. Revenue																													
1 Sale of energy and power			3,289,405	3,289,405	3,289,405	3,289,405	3,289,405	3,289,405	3,289,405	3,289,405	3,289,405	3,289,405	3,289,405	3,289,405	3,289,405	3,289,405	3,289,405	3,289,405	3,289,405	3,289,405	3,289,405	3,289,405	3,289,405	3,289,405	3,289,405	3,289,405	3,289,405	3,289,405	65,788,091
2 Fuel savings			29,308	29,308	29,308	29,308	29,308	29,308	29,308	29,308	29,308	29,308	29,308	29,308	29,308	29,308	29,308	29,308	29,308	29,308	29,308	29,308	29,308	29,308	29,308	29,308	29,308	29,308	586,158
Total			3,318,712	3,318,712	3,318,712	3,318,712	3,318,712	3,318,712	3,318,712	3,318,712	3,318,712	3,318,712	3,318,712	3,318,712	3,318,712	3,318,712	3,318,712	3,318,712	3,318,712	3,318,712	3,318,712	3,318,712	3,318,712	3,318,712	3,318,712	3,318,712	3,318,712	3,318,712	66,374,248
B. Cost																													
1 Capital cost																													
Foreign			10,186,170																										10,186,170
Local			279,351	279,351																									558,702
Sub-total			10,465,521	279,351																									10,744,871
2 Operating cost																													
Fixed O & M			191,628	191,628	191,628	191,628	191,628	191,628	191,628	191,628	191,628	191,628	191,628	191,628	191,628	191,628	191,628	191,628	191,628	191,628	191,628	191,628	191,628	191,628	191,628	191,628	191,628	191,628	3,832,560
Variable O & M			945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	18,908,460
Sub-total			1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	22,741,020
Total			10,465,521	1,416,402	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	1,137,051	33,455,891
C. Net benefit (A - B)			-10,465,521	1,902,311	2,181,661	2,181,661	2,181,661	2,181,661	2,181,661	2,181,661	2,181,661	2,181,661	2,181,661	2,181,661	2,181,661	2,181,661	2,181,661	2,181,661	2,181,661	2,181,661	2,181,661	2,181,661	2,181,661	2,181,661	2,181,661	2,181,661	2,181,661	2,181,661	32,868,357
D. FIRR				19.8%																									
Assumptions:																													
1 Plant utilization factor			75%	including 68% for net addition of supplies, and 11% for the fuel saving of 3.85 FCFA/kWh																									
2 System loss (including station use)			21.0%																										
3 Tariff (demand and energy charges)			69.9	FCFA/kWh																									
4 Annual fixed O & M			3%	of the equipment & installation cost of 6,387,600 thousand FCFA																									
5 Variable O & M (fuel and lubri. oil)			14.39	FCFA/kWh																									
6 Economic life			20	years																									

II. Component 2-(a) Replacement of circuit breakers

1 Reduced loss of energy (kWh)	4,522	4,748	4,985	5,234	5,496	5,771	6,059	6,363	6,680	7,014	7,365	7,733	8,120	8,526	8,952	9,400	9,870	10,364	10,882	11,426	11,997	12,597	13,227	13,888	14,583	15,312	16,077	16,881	259,552
A. Revenue																													
Sale of energy			366	384	403	424	445	467	490	515	541	568	596	626	657	690	724	761	799	839	881	925	971	1,019	1,070	1,124	1,180	17,462	
B. Cost																													
Capital cost																													
Foreign			173,910																										173,910
Local			7,400	7,400																									14,801
Sub-total			181,310	7,400																									188,710
C. Net benefit (A - B)			-181,310	-7,035	384	403	424	445	467	490	515	541	568	596	626	657	690	724	761	799	839	881	925	971	1,019	1,070	1,124	1,180	-171,248
Assumptions:																													
1 % of consumers benefited			20%																										
2 % of outages avoided which are attributable to the fault of equipment or the default of protection			33%	(=1/3)																									
3 % increase of average annual energy consumption			5%																										
4 Economic life			25	years																									

Note:

- Effect will be mostly on the 6.6 kV network.
- Energy loss due to the outages concerned amounted to 67,824 kWh in 1994.

通常、感度分析においてはプロジェクトの便益や費用に著しい変化を生じさせる変数で、しかも不確実性の高いものに対しての仮定の変更を試みる。本スタディにおいては仮定の変更を次の3つのシナリオに限定する。

シナリオ1	初期投資費用が10%増加
シナリオ2	便益が10%減少（プラント稼働率や需要家数伸び率が予測したよりも低いといったことに起因）
シナリオ3	シナリオ1と2をあわせたもの

表 11.8 は各々のシナリオにおけるプロジェクトの FIRR を比較する。

表 11.8 本プロジェクトの FIRR に対する感度分析

	本プロジェクト (当初の仮定)	シナリオ1	シナリオ2	シナリオ3
FIRR				
(1) コンポーネント1	19.8%	17.6%	16.5%	14.7%
(2) 全コンポーネント	14.2%	12.6%	11.6%	10.2%

シナリオ2と3において、本プロジェクト（全コンポーネント）の FIRR は仮定したカットオフレートである 12% よりも低くなる。「初期投資費用が 10% 増加」という仮定は、「プロジェクト便益が 10% 減少」という仮定ほどの影響をプロジェクトの収益率に対して与えないことが分かる。コンポーネント1はほとんどリスクを伴わないと言える。

(5) 投資自己資本に対する FIRR

SBNELEC は投資プロジェクトのための資金を様々な機関から調達している。世銀は電力部門の効率改善のための支援をセネガル政府に対して行なっている。エネルギー部門第一次リハビリテーションプロジェクトは、世銀からローンを一部受け、1986年から1993年にかけて実施された。そのローンは、まずセネガル政府にほとんど無利子で貸与された後に、SBNELEC に市場金利で貸し出された。同様のことが第二次リハビリテーションプロジェクトに対して行われようとしている。

Cap des Bichs 発電所に1995年1月に設置された 20MW のガスタービン発電機は、その費用の 80% を商業銀行から借り（最初の17ヵ月間は FCRA ベースで利子率 11%、その後は FP ベースで 8%、返済期間 5年）、残りはサプライヤーズクレジットでまかなわれ設置された。1997年に運転開始を予定しているもう 1台の 20MW 発電機については、SBNELEC はほとんどの費用が低利子のサウジファンドで賄われることを期待している。この資金計画は現時点ではまだ最終的なものにはなっていない。

本プロジェクトの財源はまだ確定していない。そこで以下のような仮定条件を設定する。

1. 自己資本とローンの比率 : 30% : 70% (SBNELEC にとり最大の自己資本の比率)
2. ローン (商業銀行ローン)
 - 利子率 : 12%
 - 返済期間 : 10年
3. プライスコンティンジェンシー (1995年から1997年の建設期間のみ)
 - 外貨分 : 年間 2%
 - 内貨分 : 1995年に10%、1996年と1997年に各々 5%
4. 減価償却と所得税特別控除
 - 減価償却 : 20年均等 (毎年投資総額の 5%)
 - 所得税特別控除 : 本プロジェクトの固定資産の 5% (20年間)
 - 両者で毎年投資総額の10%。
5. 所得税税率 : 35%

上記の仮定条件を基に総投資費用、運転期間中のキャッシュフロー、資金調達、お

よび投資自己資本に対する FIRR について、以下に示す表を作成した。

表 11.9 にはプライスコンディンジェンシーを含めた建設費の合計を、また表 11.10 には初期投資費用の支払いに対する自己資本と商業銀行ローンからなる資金のフローを示す。建設期間中の支払い利子約 20 億 FCFA を含め、合計で 182 億 FCFA の投資資金を必要とする。

表 11.11 は 1997 年から 2021 年におよぶ運転期間におけるキャッシュフロー予測を示す。本プロジェクトはその経済寿命を迎えると予測される 2021 年までに合計 530 億 FCFA の運転総利益を生み出すと予測される（その年における本プロジェクトの残存価値はわずかであり無視できる）。

表 11.12 は借入金返済を含めたキャッシュフローの予測を示す。約 127 億 FCFA にのぼる商業ローンを 10 年間で償還する予定である。債務償還比率は債務償還の初年度で 1.03 と予測される。その比率は 5 年目において 1.05、10 年目で 1.08 とほとんど改善されない。表 11.13 にキャッシュインフロー、アウトフローの要約を示す。投資自己資本金に対する IRR は 14.6% である。

表 11.9 総建設費用 (1995 年初頭価格)

Thousand FCFA

Item	Year								
	1996			1997			Total		
	FC	LC	TC	FC	LC	TC	FC	LC	TC
1 Base costs (in thousand Japanese yen)	14,328,884 (2,709,733)	597,732 (113,037)	14,926,616 (2,822,770)	0 (0)	597,732 (113,037)	597,732 (113,037)	14,328,884 (2,709,733)	1,195,464 (226,074)	15,524,347 (2,935,807)
2 Price contingencies	429,867 81,292	74,716 14,130	504,483 95,422	0 0	104,603 19,781	104,603 19,781	429,867 81,292	179,320 33,911	609,186 115,203
3 Total construc- tion costs (Items 1 and 2)	14,758,750 2,791,025	672,448 127,167	15,431,199 2,918,192	0 0	702,335 132,818	702,335 132,818	14,758,750 2,791,025	1,374,784 259,985	16,133,534 3,051,010

Note : 1 Exchange rates :

US\$ 1= 99.85 yen

US\$ 1= 528 FCFA

1 yen= 5.29 FCFA

2 Base costs include physical contingencies, engineering fees and administration expenses as well as direct construction costs.

3 Inflation rates :

	1995	1996	1997
Foreign currency components (FC) :	2%	2%	2%
Local currency components (LC) :	10%	5%	5%

(Price contingencies are computed on the middle of year accounting basis (MOY)).

表 1.1.10 初期投資費用の支払いと資金のフロー

Thousand FCFA

	Project year		1				2			Total		
	Year	1996			1997							
		EC	LC	TC	FC	LC	TC	FC	LC	TC		
1 Total initial investment												
(1) Total construction costs	14,758,750	672,448	15,431,199	0	702,335	702,335	14,758,750	1,374,784	16,133,534			
(2) Interest on loan accrued	619,868	28,243	648,110	1,291,804	88,356	1,380,160	1,911,671	116,599	2,028,270			
Sub-total	15,378,618	700,691	16,079,309	1,291,804	790,691	2,082,495	16,670,421	1,491,382	18,161,804			
2 Total finance required	15,378,618	700,691	16,079,309	1,291,804	790,691	2,082,495	16,670,421	1,491,382	18,161,804			
(Financial resources)												
3 Equity capital paid	4,613,585	210,207	4,823,793	387,541	237,207	624,749	5,001,126	447,415	5,448,541			
Cumulative	4,613,585	210,207	4,823,793	5,001,126	447,415	5,448,541						
4 Bank loan	10,765,032	490,484	11,255,516	904,263	553,484	1,457,747	11,669,295	1,043,968	12,713,263			
Cumulative	10,765,032	490,484	11,255,516	11,669,295	1,043,968	12,713,263						
5 Total finance	15,378,618	700,691	16,079,309	1,291,804	790,691	2,082,495	16,670,421	1,491,382	18,161,804			
Cumulative	15,378,618	700,691	16,079,309	16,670,421	1,491,382	18,161,804						

Assumptions:

1 Equity-loan ratio

Equity:	30%
Loan:	70%

2 Loan interest

12%

Computation of interest

Outstanding loan x 12.0%
(from previous years)

+ new loan x 6.0%
(taken during year)

3 No working capital nor pre-operation expenditures assumed.

表 11.11 利子前キャッシュフロー予測 (運転期間) 1997年 - 2021年

Thousand FCFA

Project year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	Total	
Year	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total	
1 Revenue		3,410,727	3,446,470	3,456,294	3,466,827	3,478,082	3,490,111	3,502,972	3,516,724	3,531,435	3,547,173	3,564,017	3,582,047	3,601,353	3,622,028	3,644,176	3,667,908	3,693,341	3,720,605	3,749,838	3,781,189	3,815,413	3,852,494	3,892,384	3,935,134	3,985,703	686,389	74,488,603
2 Operation cost																												
(1) Fixed O & M		225,669	225,669	225,669	225,669	225,669	225,669	225,669	225,669	225,669	225,669	225,669	225,669	225,669	225,669	225,669	225,669	225,669	225,669	225,669	225,669	34,041	34,041	34,041	34,041	34,041	34,041	4,683,584
(2) Variable O & M		945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	0	0	0	0	0	0	18,908,460
Total		1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	34,041	34,041	34,041	34,041	34,041	34,041	23,592,044
3 Net operating income (Item 1 - Item 2)		4,581,819	2,275,379	2,285,202	2,295,735	2,306,990	2,319,019	2,331,880	2,345,632	2,360,343	2,376,082	2,392,925	2,410,955	2,430,261	2,450,936	2,473,084	2,496,816	2,522,249	2,549,513	2,578,746	2,610,097	491,372	527,453	566,173	607,732	652,348	53,238,743	

表 11.12 財務計画のためのキャッシュフロー表 (運転期間) 1997年 - 2021年

Project year	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	Total	
Year	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total	
1 Net cash flow from operation	4,581,819	2,275,379	2,285,202	2,295,735	2,306,990	2,319,019	2,331,880	2,345,632	2,360,343	2,376,082	2,392,925	2,410,955	2,430,261	2,450,936	2,473,084	2,496,816	2,522,249	2,549,513	2,578,746	2,610,097	491,372	527,453	566,173	607,732	652,348	53,238,743	
2 Interest earned	68,727	34,131	34,278	34,436	34,605	34,785	34,978	35,184	35,405	35,641	35,894	36,164	36,454	36,764	37,095	37,452	37,834	38,243	38,681	39,151	7,371	7,912	8,493	9,116	9,785	798,581	
3 Working capital (net increase)	195,162	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-195,162	0
4 Interest paid on debt	0	1,525,592	1,438,657	1,341,290	1,232,240	1,110,103	973,310	820,101	648,508	456,323	241,076															9,787,199	
5 Net income before depreciation	4,455,364	783,918	880,833	958,881	1,109,355	1,243,702	1,393,548	1,560,716	1,747,240	1,955,400	2,187,743	2,447,120	2,666,715	2,847,700	2,510,181	2,534,268	2,560,083	2,587,756	2,617,427	2,649,248	498,743	535,265	574,663	616,848	857,316	44,250,125	
6 Income tax paid	923,714	0	0	0	0	0	0	0	0	43,727	130,047	230,839	227,687	235,032	242,900	251,331	260,366	270,052	280,436	291,574	174,560	187,378	201,133	215,897	300,060	4,461,722	
7 After-tax cash flow	3,531,650	783,918	880,833	958,881	1,109,355	1,243,702	1,393,548	1,560,716	1,747,240	1,906,673	2,057,696	2,226,291	2,239,028	2,252,668	2,267,281	2,282,937	2,299,717	2,317,705	2,336,991	2,357,675	324,183	347,887	373,532	400,951	557,255	39,788,403	
8 Loan repayments	0	724,455	811,389	908,756	1,017,807	1,139,943	1,276,737	1,429,945	1,601,538	1,793,723	2,008,970															12,713,263	
Outstanding principal	12,713,263	11,968,808	11,177,419	10,268,663	9,250,856	8,110,913	6,834,176	5,404,231	3,802,693	2,008,970	0																
9 After-debt service cash flow	3,531,650	59,463	69,454	80,125	91,549	103,759	116,812	130,771	145,702	162,956	182,723	212,291	2,239,028	2,252,668	2,267,281	2,282,937	2,299,717	2,317,705	2,336,991	2,357,675	324,183	347,887	373,532	400,951	557,255	27,075,140	
Cumulative	3,531,650	3,591,113	3,660,547	3,740,672	3,832,221	3,935,980	4,052,791	4,183,562	4,329,264	4,482,213	4,640,939	6,717,230	8,956,258	11,208,926	13,476,207	15,759,144	18,058,861	20,376,566	22,713,557	25,071,232	25,395,415	25,743,402	26,116,934	26,517,885	27,075,140		
10 Debt service coverage (Items 5 + 4) / (Items 8 + 8)		1.03	1.03	1.04	1.04	1.05	1.05	1.06	1.06	1.07	1.08																

Assumptions:

1 Interest earned: Interest earned on a half of the net operating income of the year.

Depositing interest rate: 3%

2 Working capital: net increase to meet the operating cost of

3 months

3 Interest paid on debt in 1997 is included in the initial investment (see Table 11.10).

4 Loan amortization:

(1) Principal 12,713,263 Thousand FCFA

(2) Interest 12%

(3) Duration 10 years

(4) PRF 0.17698416

(Principal Recovery Factor)

5 Depreciation: (including Special Provision for tax exemption)

Total 10% of the total investment costs

6 Income tax rate:

35%

表 11.13 投資自己資本に対する FIRR

Project year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	Total	
Year	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total	
1 Cash inflow		3,479,454	3,480,601	3,490,572	3,501,263	3,512,687	3,524,897	3,537,950	3,551,909	3,566,840	3,582,815	3,599,911	3,618,212	3,637,807	3,658,792	3,681,273	3,705,360	3,731,175	3,758,848	3,788,519	3,820,340	3,854,784	3,891,406	3,930,706	3,972,489	4,016,773	4,064,603	74,468,603
(1) Operation		3,410,727	3,446,470	3,486,294	3,466,827	3,478,082	3,499,111	3,502,972	3,516,724	3,531,435	3,547,173	3,564,017	3,582,047	3,601,353	3,622,028	3,644,176	3,667,908	3,693,341	3,720,605	3,749,838	3,781,189	3,815,413	3,851,494	3,890,214	3,931,773	3,976,389	4,024,174	74,468,603
(2) Interest earned		68,727	34,131	34,278	34,436	34,605	34,785	34,978	35,184	35,405	35,641	35,894	36,164	36,454	36,764	37,096	37,452	37,834	38,243	38,681	39,151	39,641	40,151	40,681	41,231	41,801	42,391	74,468,603
2 Cash outflow	4,823,793	1,991,022	2,094,806	3,421,138	3,421,138	3,421,138	3,421,138	3,421,138	3,421,138	3,421,138	3,421,138	3,469,865	3,551,185	3,591,921	3,598,779	3,406,124	3,413,992	3,422,423	3,431,458	3,441,143	3,451,528	3,462,615	3,474,401	3,486,881	3,499,956	3,513,636	3,527,916	5,448,541
(1) Equity capital paid-in	4,823,793	624,749																										
(2) Operation		1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092
(3) Net working capital		195,182	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(4) Interest paid on debt		0	0	1,325,592	1,438,657	1,341,290	1,232,240	1,110,103	973,310	820,101	648,508	456,323	241,076	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(5) Income (corporate) tax paid		0	923,714	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(6) Loan repayments		0	0	224,455	811,389	908,756	1,017,807	1,139,943	1,276,737	1,429,945	1,601,538	1,793,723	2,008,970	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3 Net cash flow (A - B)	-4,823,793	1,488,432	1,385,795	69,434	80,125	91,549	103,759	116,812	130,771	145,702	161,677	180,046	67,027	2,245,886	2,260,013	2,275,149	2,291,368	2,308,752	2,327,300	2,347,376	2,368,812	2,391,669	2,415,956	2,441,781	2,469,156	2,508,081	2,558,576	19,584,476
4 Cumulative net CF	-4,823,793	-3,335,361	-1,949,566	-1,880,132	-1,800,007	-1,708,458	-1,604,699	-1,487,888	-1,357,117	-1,211,415	-1,049,739	-919,693	-821,666	-753,220	-663,233	-552,382	-421,750	-281,502	-131,650	18,855,892	15,203,568	17,572,080	17,779,250	18,140,055	18,527,342	18,943,057	19,384,476	
5 Net present value	-4,823,793	-2,978,001	-1,554,182	-1,338,241	-1,143,937	-969,435	-812,991	-673,045	-548,117	-436,849	-337,988	-264,390	-218,858	-179,290	-147,524	-123,093	-103,819	-90,417	-79,775	-71,202	-64,202	-58,541	-54,009	-50,481	-47,840	-46,008	-44,881	1,094,854
discount factor	1.00	0.89	0.80	0.71	0.64	0.57	0.51	0.45	0.40	0.36	0.32	0.29	0.26	0.23	0.20	0.18	0.16	0.15	0.13	0.12	0.10	0.09	0.08	0.07	0.07	0.07	0.06	
6 Cumulative NPV	-4,823,793	-7,801,793	-9,355,975	-10,694,216	-11,838,153	-12,807,578	-13,620,568	-14,293,613	-14,841,720	-15,278,578	-15,616,566	-15,880,956	-16,099,814	-16,280,524	-16,433,000	-16,569,907	-16,699,088	-16,821,671	-16,938,896	-17,052,893	-17,164,703	-17,274,476	-17,383,256	-17,491,081	-17,600,001	-17,710,056	-17,821,281	1,094,854
7 Internal rate of return on equity (IRR)	14.6%																											

Assumptions:

1 Discount rate: 12%

投資自己資本に対する IRR は十分に高いが、1.03 から 1.08 の間で推移する債務償還比率は受容できるレベルである 1.5 と比べ極めて低い。ローンの返済期間を 20年に延ばしてもその比率は 1.5 を超えない（例えば、1年目で 1.36、5年目で 1.38）。

自己資本の比率を 50% まで高めれば、債務償還比率は初年度において 1.49 まで上昇する。しかしながら、SENBLEC の今日の財務状況から判断するとこの仮定は実現的ではないと思われる。したがって、低い利子でローンを調達できる他の資金調達シナリオを考えなければならない。そこで以下のように仮定条件の変更を行う。

1. 自己資本とローンの比率 : 30% : 70% (変化なし)

2. ローン

利子率 : 3%

返済期間 : 10年 (支払い猶予期間はなし)

その他の条件は最初の資金調達シナリオと同一とする。

この変更シナリオに基づいて作成された予測財務表を付録 11.3.1 から 11.3.4 に示す。投資自己資本に対する IRR は十分高く 25% であり、債務償還初年度の債務償還比率も満足できる高さの 1.69 である。仮に、所得税支払いの必要性がないとすれば、IRR はさらに上がり 31.4% となる。よって、本プロジェクトは実行可能であると判断される。しかしながら、この判断は仮定したような低利子のローンが得られる場合のみに成り立つものであり、そのようなローンは通常、商業銀行では得られない。

11.3 経済分析

経済分析は、プロジェクトがそのプロジェクトに要する費用を正当化するほど国に対して十分な便益をもたらすかどうか注目する。本プロジェクトがセネガルの電力部門の発展のために必要不可欠であることについては、本レポートですでに述べられている。

11.3.1 経済的便益

現行の電気料金は長期限界費用料金に基づいている。これら現行料金が追加的な 1 kWh の電気料金を供給するために必要となる計算上の長期限界費用から大きくかけ離れていないと仮定し、基本的にこれらの料金をもって経済的便益を算定する。コンポーネント 2-(a)と 2-(b)に関しては既存電気料金を用いない。これらのコンポーネントは主として停電事故の減少を目的とする。財務の観点に立てば、それは事故による供給支障電力量の減少であり、よって便益は電気料金を用いて算出される。一方、経済的便益は事故による電力供給支障を避けるために消費者が支払う意志の額によって表されるべきである。その額は通常電気料金よりも高い。

既に述べたように、架空線を地中ケーブルで更新するというプロジェクト要素は BIRR の計算には入れない。この要素は小さな財務リターンに比べ大きな費用を必要とする。それにも関わらず、本プロジェクトに含まれている理由はダカールにおいては、当初すべての電線は地中に布設しなければならなかったという事実による。この政策は現在厳格に実施されているわけではないが、町の景観を保全する目的を持っている。よって、この要素の経済便益を推定するためには、景観に対する市民の支払い意志額をまず評価する必要がある。

本スタディにおいては、上述した要素の便益は計算不可能であると見なす。市の規制であるがゆえに本プロジェクトに含まれたのであるから、このことは原則的に機会費用が発生しないことを意味する。技術的には、最小費用方法が地中ケーブルの布設に関しては適用される予定である。またこの工事の単価は同種工事の平均単価に等しい。BIRR の算出の際には地中ケーブルの費用を架空線の費用に置き換えて考える。それにより、地中ケーブルの便益・費用要因を除外することが可能となる。地中ケーブル布設工事の単価は約 37,300 FCFA/m であり、一方、架空線は 17,500 FCFA/m である。

コンポーネント 2-(a)と 2-(b)の停電事故の減少に関する便益計算には、後述するように停電により供給されなかった電力量 1 kWh あたり、1,830 FCFA という価格を用いる。この数値は極めて限られたデータに基づいているため暗に示された推測値と見なすべきであろう。停電による供給支障エネルギーの統計データは完全ではないということも指摘しておく必要がある。その一つの原因として停電事故（すなわち供給支障エネルギー）が必ずしも常に記録されていないことが挙げられる。

上述の2つのコンポーネントの受益者のほとんどは一般家庭需要家である。電気供給の中断（停電）を避けるための彼らの支払い意志総額は、中断期間に彼らが消費したであろう電力量に対し実際に支払う額を越えると容易に想像できる。たとえば、ある家庭で負荷の合計が 100Wとなる電気器具を使用していたときに1時間の停電に直面したと仮定する。停電がなかったとすれば、その家庭は 0.1 kWh を追加的に消費したことになる。電気料金を 100 FCFA/kWh とすれば、実現しなかった販売はわずか10 FCFA であったことになる。一方、その家庭は停電によってもたらされた不便・妨害を避けるために 10 FCFA 以上を支払ったであろうと容易に推測できる。

家庭需要家による電気使用のほとんどは夜間照明用であり、家族がその日の余暇を楽しむために必要とされる。一般的な家庭の世帯主は、1時間の停電を避けるために彼らの1時間の純収入を支払う意志を持つと仮定しても理屈に合わないことはない。現行の最低時間賃金は 183 FCFA である。この金額が停電事故を減らすことによって実現される消費便益をより正確に反映しているとするならば（コンポーネント2-(a)と2-(b)に対して期待される）真の経済便益は財務便益の 18.3倍であると言える。これは 1 kWh 当たりの支払いの意志額が 1,830 FCFA であることを意味する。

本プロジェクト（コンポーネント1）によって発電されるエネルギーの一部は、最も非効率的な発電ユニットによる発電エネルギーを置換するためのものである。これによる費用節減は、本プロジェクトによって設置される発電ユニットと最も非効率的な発電ユニットの燃料費の差によって算定することが可能である。同様に、コンポーネント2-(b) — 電圧格上げ — より期待される送電損失の減少がもたらす総発電費用の減少は、実際の平均燃料費により算出可能である。費用節約の算出に関するこれらの考え方は、前述した財務便益算出の場合と同様である。

よって、本プロジェクトの各々のコンポーネントの経済便益の計算基準に関しては、以下のように要約することができる。

コンポーネント	便益算定尺度
1	(1) 電気料金（電力・エネルギー）－供給の実質増加分 (2) 実際の燃料費の差額－非効率的な発電ユニットを使用しないことによる燃料費の節減
2-(a)	停電事故のために供給できなかった電力量 1 kWh 当たり 1,830 FCFA
2-(b)	(1) コンポーネント 2-(a)の場合と同様 (2) 実際の平均燃料費－総発電費用の節減
2-(c)	電気料金（電力料金－配電設備分）
3	コンポーネント 2-(c)の場合と同様

11.3.2 経済費用

経済費用はその国に対する真の費用と定義される。したがって、この費用には国内における移転費用は含まず、また、市場価値が真の経済価格を反映していないとすれば、シャドープライスする必要性がある。本プロジェクトのインプットのうち、非貿易財と労働力を含め、初期投資される内貨分のインプットについては、まず財務費用に含まれている 20% の VAT を除き、次に経済費用へのシャドープライス変換が必要となる。

本来、インプットの種別に適切な変換係数を用いてシャドープライスする必要があるが、単純化のため、すべての内貨分のインプットに対する平均的変換係数を適用する。この係数を以下のように推定する。

	全内貨分に対する比率	変換係数	加重値
非貿易財	20%	0.89	0.18
熟練労働力	40%	1	0.4
非熟練労働力	40%	0.9	0.36
		平均変換係数	0.94

燃料費の財務費用には1トンあたり17,420 FCFAの「政府補助金」が含まれている。しかしながら、前述したように本スタディにおいてはこれは輸入原油ならびに精油費用に対する政府の過剰請求金額の返却であるとし、移転費用とは見なさない。よって燃料油の経済費用は財務費用に等しい。

11.3.3 本プロジェクトの BIRR

表 11.14 に本プロジェクトの予測経済便益・費用の毎年の推移を示す。経済費用合計は、財務費用合計よりも約9億 FCFA 低い反面、経済便益合計は財務便益合計よりも9億 FCFA 高い。その結果、BIRR は FIRR よりも高く、15.5% となる。BIRR は仮定した割引率の12% よりも明らかに高い。

11.3.4 BIRR に対する感度分析

表 11.15 は本プロジェクトの BIRR に対する感度を示す。この感度分析には前節で FIRR に対する感度分析に使用したものと同様の代替シナリオを仮定した。

表 11.15 本プロジェクトの BIRR に対する感度分析

	本プロジェクト (当初の仮定)	シナリオ 1	シナリオ 2	シナリオ 3
BIRR (1) コンポーネント 1	20.0%	18%	16.6%	14.8%
(2) 全コンポーネント	15.5%	13.9%	12.8%	11.3%

シナリオ 3 を除くどのシナリオにおいても、本プロジェクト（表中(2)全コンポーネント）の BIRR は、仮定した割引率である 12% を上回る。コンポーネント 1 のみの BIRR は、シナリオ 3 においてさえ十分に高い。経済的観点からみた場合、本プロジェクトが持つリスクは比較的小さいとすることができる。

11.4 結 論

財務・経済の2つの視点から本プロジェクトの実行可能性を、主として FIRR と BIRR を算定し、それらの値と仮定された割引率である 12% とを比較することによっ

て検討した。本プロジェクトの FIRR は 14.2%、そして BIRR は 15.5% と算定された。これらの数値は本プロジェクトが根本的に健全なものであることを示している。

上述の FIRR と BIRR に対して感度分析を行なった。BIRR は初期投資費用が予測よりも 10% 高く、しかも総便益が予測よりも 10% 低いという、仮定した中では最悪のシナリオにおいてのみカットオフレート of 12% を下回った。FIRR は BIRR と比較してより敏感であると言える。FIRR は初期投資費用は変化しないものの、収入が予測よりも 10% 近いというもう一つのシナリオにおいても、12% のレベルを下回った。

総投資額に対する事故資本比率 30%、ローン利子率 12%、返済期間 10年といった資金調達シナリオにおける投資自己資本に対する FIRR は 14.6% と計算される。(利子率 12% は SBNLEC が商業銀行からローンを得る場合、通常適用される率である。) この FIRR は満足できる高さである。一方、債務償還比率はローン返済初年度において 1.03、10年度においてさえ 1.08 と極めて低く、通常 1.5以上を期待する貸出側にとっては決して満足できる高さではない。ローンの返済期間を20年と延ばした場合においても、この比率に大きな改善は期待されない。自己資本の比率を 50% に引き上げた場合、債務償還比率はローン返済初年度において 1.45 と上昇する。しかしながら、現在の SENELEC の財務状況を考慮した場合、自己資本の比率が 50% というファイナンスのシナリオは、現実的ではなく、可能性は低い。利子率を仮に 3% とした場合、投資自己資本に対する IRR 25%、そして債務償還比率は返済初年度において 1.69 と満足できるレベルとなる。ファイナンス費用等を考慮しないプロジェクト本来の FIRR は十分高いものの、極めて低い利子のローンが調達できる場合においてのみ、本プロジェクトは財務的に実行可能であると言える。

Project year Calendar year	Thousand FCFA																													
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total	
III. Component 2-(b) Replacement of 6.6 kV overhead lines by underground cables, and voltage boosting of some feeders from 6.6 kV to 30 kV																														
1 Reduced loss of energy (kWh) (due to the outage reduction)	4,522	4,748	4,985	5,234	5,496	5,771	6,059	6,362	6,680	7,014	7,365	7,733	8,120	8,526	8,952	9,400	9,870	10,364	10,882	11,426	11,997	12,597	13,227	13,888	14,583	15,312	16,077	16,881	259,551	
2 Reduction of generation requirements (due to the voltage boosting for some feeders)																														
a. Total generation requirements without Project (GWh)	980	1,024	1,070	1,118	1,169	1,221	1,276	1,334	1,394	1,456	1,522	1,590	1,662	1,737	1,815	1,897	1,982	2,071	2,164	2,262	2,363	2,470	2,581	2,697	2,818	2,945	3,078	3,216		
b. Reduction of generation requirements (MWh)				5,033	5,259	5,496	5,743	6,001	6,271	6,554	6,849	7,157	7,479	7,815	8,167	8,535	8,919	9,320	9,739	10,178	10,636	11,114	11,614	12,137	12,683	13,254	13,850	14,474	224,276	
A. Benefit																														
1 Energy supply interruption avoided				9,579	10,058	10,561	11,089	11,643	12,225	12,837	13,478	14,152	14,860	15,603	16,383	17,202	18,062	18,965	19,914	20,909	21,955	23,051	24,205	25,415	26,686	28,020	29,422	30,893	457,168	
2 Reduction of total generation cost				75,488	78,885	82,435	86,145	90,021	94,072	98,305	102,729	107,352	112,183	117,231	122,506	128,019	133,780	139,800	146,091	152,665	159,535	166,714	174,216	182,056	190,248	198,809	207,756	217,105	3,364,145	
Sub-total				85,067	88,943	92,996	97,233	101,664	106,297	111,142	116,207	121,504	127,042	132,834	138,889	145,221	151,842	158,765	166,005	173,574	181,490	189,766	198,421	207,471	216,934	226,830	237,177	247,998	3,821,313	
B. Cost																														
Capital cost																														
Foreign				1,283,212																									1,283,212	
Local				67,513	67,513																								135,027	
Sub-total				1,350,725	67,513																								1,418,239	
C. Net benefit (A - B)				-1,350,725	17,554	88,943	92,996	97,233	101,664	106,297	111,142	116,207	121,504	127,042	132,834	138,889	145,221	151,842	158,765	166,005	173,574	181,490	189,766	198,421	207,471	216,934	226,830	237,177	247,998	2,403,074

Assumptions:

a. Outage reduction

- 1 Energy supply interruption avoided 1,830 FCFA/kWh
- 2 % of consumers benefited 30%
- 3 % of outages avoided which are attributable to the fault of equipment or the default of protection 33% (=1/3)
- 4 % increase of average annual energy consumption 5%
- 5 Economic life 25 years

b. Reduction of generation requirements

- 6 Average increase in generation requirements 4.5% a year
- 7 % of the transmission grid affected 30%
- 8 Transmission loss reduction 1.5%
- 9 Average generation cost (fuel savings only) 15 FCFA/kWh

IV. Component 2-(c) Intensive rehabilitation of LV Network

I Domestic																														
(1) Number of connections benefited				1,500	2,500	2,625	2,756	2,894	3,039	3,191	3,350	3,518	3,694	3,878	4,072	4,276	4,490	4,714	4,950	5,197	5,457	5,730	6,017	6,317	6,633	6,965	7,313	7,679		
(2) Average power demand (kW)	0.30	0.31	0.32	0.33	0.34	0.35	0.36	0.37	0.38	0.39	0.40	0.42	0.43	0.44	0.45	0.47	0.48	0.50	0.51	0.53	0.54	0.56	0.57	0.59	0.61	0.63	0.65	0.67		
(3) Total power demand (kW)				492	844	913	987	1,068	1,155	1,249	1,351	1,461	1,580	1,709	1,848	1,998	2,161	2,338	2,528	2,734	2,957	3,198	3,458	3,740	4,045	4,375	4,731	5,117		
2 Street lighting																														
(1) Number of connections benefited				75	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	
(2) Average power demand (kW)	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04		
(3) Total power demand (kW)				3	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5		
A. Benefit																														
Additional power (capacity charge for distribution facilities)				15,034	25,804	27,895	30,156	32,601	35,246	38,106	41,199	44,545	48,163	52,075	56,307	60,884	65,833	71,197	76,976	83,237	90,008	97,332	105,252	113,818	123,081	133,100	143,935	155,654	1,767,427	
B. Cost																														
1 Capital cost																														
Foreign				446,280																									446,280	
Local				29,697	29,697																								59,393	
Sub-total				475,977	29,697																								505,674	
2 O & M cost (fixed)				6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	173,987	
Total				475,977	36,656	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	6,959	679,661	
C. Net benefit (A - B)				-475,977	-21,622	18,845	20,935	23,196	25,642	28,286	31,146	34,240	37,585	41,203	45,116	49,348	53,924	58,874	64,227	70,016	76,277	83,049	90,372	98,292	106,858	116,121	126,140	136,976	148,694	1,087,766

Assumptions:

- 1 Annual increase in average power demand
 - (1) Domestic 3%
 - (2) Street lighting 0%
- 2 Annual increase in the number of connections after 1999
 - (1) Domestic 5%
 - (2) Street lighting 0%
- 3 Annual capacity charge for distribution facilities 30,389 FCFA/kWh/year
- 4 Annual O & M cost 2% of the equipment & installation costs of 347,975 thousand FCFA
- 5 Economic life 25 years

付録 11.1 販売記録 (1988年 - 1994年)

	(MWh)						
Energy consumption	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
A. LV	215,687	231,234	246,260	249,561	286,460	321,676	334,026
Domestic	158,766	167,147	174,384	183,787	201,315	228,642	236,479
General	139,998	151,640	157,502	168,699	185,299	211,262	216,836
Special	18,768	15,507	16,882	15,088	16,016	17,380	19,643
Non-domestic	51,386	55,099	61,636	58,047	73,012	78,904	80,770
Street lighting	5,535	8,988	10,240	7,727	12,133	14,130	16,777
B. MV	278,035	265,988	280,971	293,072	327,271	293,881	331,595
C. HV	168,762	161,909	159,133	159,754	186,109	159,650	159,911
Total	662,484	659,131	686,364	702,387	799,840	775,207	825,532

	(Thousand FCFA)						
Sales revenue	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
A. LV	15,137,267	16,265,068	18,606,423	17,209,133	18,742,812	21,001,246	26,659,838
Domestic	10,351,582	10,950,854	12,578,870	11,854,870	12,205,046	13,707,502	17,212,535
General	9,072,987	9,861,304	11,369,439	10,710,326	11,161,756	12,575,776	15,727,590
Special	1,278,595	1,089,550	1,209,431	1,144,544	1,043,290	1,131,726	1,484,945
Non-domestic	4,345,313	4,638,230	5,216,979	4,770,109	5,742,648	6,200,964	7,989,019
Street lighting	440,372	675,984	810,574	584,154	795,118	1,092,780	1,458,284
B. MV	16,735,442	15,854,521	17,747,348	11,202,357	17,476,069	16,548,471	22,916,328
C. HV	6,857,564	6,633,749	6,778,854	6,589,854	7,025,922	6,183,209	8,165,715
Total	38,730,273	38,753,338	43,132,625	35,001,344	43,244,803	43,732,926	57,741,881

Number of connections (customers)	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
A. LV	180,638	184,848	196,370	209,915	226,219	239,992	255,256
Domestic	151,386	153,840	162,355	174,041	187,854	198,285	211,554
General	112,557	117,206	125,546	136,110	149,056	164,369	177,117
Special	38,829	36,634	36,809	37,931	38,798	33,916	34,437
Non-domestic	29,178	30,926	33,927	35,751	38,267	41,590	43,565
Street lighting	74	82	88	123	98	117	137
B. MV	798	809	792	799	777	758	807
C. HV	3	3	3	3	3	3	3
Total	181,439	185,660	197,165	210,717	226,999	240,753	256,066

Sourée: SENELEC.

付録 1.1.2.1 損益計算書 (SENELEC)

Description	Actual										Forecast				(Million FCFA)
	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998				
1. Electricity sold (GWh)	689.81	685.99	721.84	736.53	808.75	793.92	864.61	852.31	939.50	978.50	1,031.30				
2. Average tariff (FCFA/kWh)	58.59	59.97	60.51	59.35	56.16	58.34	70.25	72.19	74.47	71.02	70.26				
3. Sales of electricity	40,415	41,138	43,675	43,712	45,416	46,314	60,738	61,525	69,962	69,496	72,454				
4. Other revenue ¹	1,904	1,639	1,386	1,550	1,248	1,819	1,464	2,309	2,545	2,651	2,794				
5. Total revenue	42,319	42,777	45,061	45,262	46,664	48,133	62,202	63,834	72,507	72,147	75,248				
6. Fuel	18,318	18,744	18,012	15,813	15,699	17,781	22,302	19,190	19,577	18,780	19,643				
7. RTS ²				925	1,071	1,165	1,284	1,307	1,396	1,398	1,453				
8. Personnel	7,293	7,668	7,932	8,671	8,974	9,166	10,064	10,315	10,573	10,837	11,108				
9. Materials/Services	4,573	3,630	4,909	4,521	6,437	5,510	5,198	9,983	11,279	12,041	13,008				
10. Others	1,139	1,374	1,689	1,850	1,841	2,699	2,847	3,060	6,111	6,105	6,183				
11. Depreciation	7,365	8,076	9,213	10,341	10,511	10,844	11,098	11,484	11,484	13,292	14,967				
12. Total operating expenses	38,688	39,492	41,755	42,121	44,533	47,165	52,793	55,339	60,420	62,453	66,362				
13. Operating income	3,631	3,285	3,306	3,141	2,131	968	9,409	8,495	12,087	9,694	8,886				
14. Non-operating income	-1,446	-450	-1,871	888	-1,781	-1,494	-4,744	-3,805	0	0	0				
15. Interest	1,595	1,628	1,334	1,449	2,926	2,692	2,728	2,379	4,585	5,101	5,495				
16. Income before provision	590	1,207	101	2,580	-2,576	-3,218	1,937	2,311	7,502	4,593	3,391				
17. Provision ³	5,093	5,475	5,896	7,582	0	0	8,982	9,780	11,203	11,517	12,994				
18. Net income	-4,503	-4,268	-5,795	-5,002	-2,576	-3,218	-7,045	-7,469	-3,701	-6,924	-9,603				
Inflation		0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	10.0%	5.0%	5.0%	5.0%				
Cumulative		100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	110.0%	115.5%	121.3%	127.3%				

¹ Including the sale of electricity which has not yet been billed, hook-up charges collected in special cases, etc.

² Financial contribution to RTS, a TV/radio broadcasting service entity.

³ Tax exemption--5% of gross fixed assets in operation.

Source: SENELEC.

付録 1.1.2.2 貸借対照表 (SENELEC)

(Million FCFA)

Description	Actual						Forecast				
	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
1. Gross fixed assets	110,704	120,184	153,892	161,189	174,178	180,360	213,587	224,051	230,332	259,887	287,361
2. Less depreciation	35,242	42,611	50,745	60,579	70,771	81,607	93,271	104,755	116,240	129,531	144,498
3. Net FA in operation	75,462	77,573	103,147	100,610	103,407	98,753	125,316	119,296	114,092	130,356	142,863
4. Work in progress	10,754	25,229	3,156	10,211	5,864	4,974	8,363	26,299	46,069	43,228	34,546
5. Other fixed assets	525	468	470	604	486	612	688	688	688	688	688
6. Total fixed assets	86,741	103,270	106,773	111,425	109,757	104,339	134,367	146,283	160,849	174,272	178,097
7. Cash	3,433	2,948	2,630	2,645	3,047	4,260	5,684	1,719	105	404	2,168
8. Receivables	19,639	21,568	17,088	13,262	21,883	11,114	24,964	13,465	14,014	12,741	13,283
9. Unbilled receivables ¹	2,449	2,882	2,907	3,046	2,996	2,804	1,526	1,538	1,749	1,737	1,811
10. Tax return ²	1,756	3,464	4,743	5,643	5,388	5,647	6,592	3,249	3,581	3,790	3,931
11. Inventories	1,329	1,346	1,351	1,478	1,610	2,159	3,102	2,669	2,723	2,612	2,732
12. Other current assets ³	899	750	1,060	2,523	1,339	2,691	6,063	2,500	2,500	2,500	2,500
13. Total current assets	29,505	32,958	29,779	28,597	36,963	28,675	47,931	25,140	24,672	23,724	26,425
14. Total assets	116,246	136,228	136,552	140,022	146,720	133,014	182,298	171,423	185,521	197,996	204,522
15. Capital	63,000	63,000	63,000	63,000	63,000	63,000	63,000	63,000	63,000	63,000	63,000
16. Retained earnings	-23,622	-27,890	-33,685	-38,687	-41,264	-44,482	-51,528	-58,998	-62,699	-69,624	-79,228
17. Revaluation reserve	16,360	21,835	27,731	32,564	32,564	32,564	39,903	49,683	60,886	72,402	85,397
18. Total equity	55,738	56,945	57,046	56,877	54,300	51,082	51,375	53,685	61,187	65,778	69,169
19. Subsidies	1,774	1,987	5,129	6,321	6,687	6,776	6,708	6,708	6,708	6,708	6,708
20. Provisions ⁴	978	642	415	1,249	-34	-346	28,893	25,994	23,263	20,623	18,047
21. Consumers' deposits	3,096	3,443	3,716	4,094	4,382	4,698	5,236	5,162	5,690	5,926	6,246
22. Long-term debt	36,311	51,343	52,255	56,249	58,425	50,340	62,455	61,648	72,336	84,514	90,673
23. Less current portion	5,723	8,038	5,806	5,058	9,675	6,529	17,201	7,424	6,518	6,355	5,829
24. LT debt	30,588	43,305	46,449	51,191	48,750	43,811	45,254	54,224	65,818	78,159	84,844
25. Suppliers	8,236	7,102	6,126	7,893	7,625	13,241	13,995	8,260	5,780	3,803	2,728
26. Government	2,540	4,281	2,439	1,093	1,552	864	3,577	3,623	4,120	4,093	4,267
27. Bank overdraft	3	1,350	2,579	1,224	6,196	1,778	1,846	0	0	0	0
28. Other current liabilities	7,571	9,135	6,868	5,024	7,588	4,581	8,212	6,342	6,438	6,552	6,085
29. Current portion of LT debt	5,723	8,038	5,806	5,058	9,675	6,529	17,201	7,424	6,518	6,355	5,829
30. Total current liabilities	24,073	29,906	23,818	20,292	32,636	26,993	44,831	25,649	22,856	20,803	19,509
31. Total liabilities	116,247	136,228	136,553	140,024	146,721	133,014	182,297	171,422	185,522	197,997	204,523
32. Current ratio	1.2	1.1	1.3	1.4	1.1	1.1	1.1	1.0	1.1	1.1	1.4
33. Debt/equity	59%	81%	79%	82%	89%	81%	68%	67%	75%	85%	91%

¹ Due to bimonthly metering and billing.

² VAT payment for consumers, which is reimbursed from the Government.

³ Lendings to SENELEC employees as well as pre-paid expenses such as insurance, etc.

⁴ Including exchange loss.

Source: SENELEC.

付録 11.2.3 資金繰り表 (SENELEC)

(Million FCFA)

Description	Actual							Forecast			
	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
1. Operating income (before debt service)	2,185	2,835	1,434	4,029	349	-526	4,665	4,689	12,086	9,693	8,885
2. Plus depreciation	7,365	7,369	8,134	9,834	10,192	10,836	11,665	11,484	11,484	13,292	14,967
3. Gross internal cash generation (1)	9,550	10,204	9,568	13,863	10,541	10,310	16,330	16,173	23,570	22,985	23,852
Less:											
4. Debt service	2,743	4,479	7,943	7,739	4,316	12,821	6,013	19,580	12,009	11,619	11,850
5. Interest	1,595	1,628	1,334	1,449	2,926	2,692	2,728	2,379	4,585	5,101	5,495
6. Principal	1,148	2,851	6,609	6,290	1,390	10,129	3,285	17,201	7,424	6,518	6,355
7. Taxes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8. Variation working capital	-544	1,766	2,224	226	5,209	-11,423	10,734	-11,266	3,034	643	1,704
9. Bank overdraft repayment	19	0	0	1,555	0	4,418	0	1,846	0	0	0
10. Other deductions	-1,016	-224	-3,188	346	628	-93	-3,121	-2,824	-3,259	-2,877	-2,896
11. Total operational requirements (2)	1,202	6,021	6,979	9,666	10,153	5,723	13,626	7,336	11,784	9,385	10,658
12. Net internal cash generation (1)-(2)	8,348	4,183	2,589	4,197	388	4,587	2,704	8,837	11,786	13,600	13,194
13. Capital expenditure	12,833	23,898	11,637	14,487	8,522	5,418	11,830	26,299	28,783	29,354	21,568
14. Difference	4,485	19,715	9,048	10,290	8,134	831	9,126	17,462	16,997	15,754	8,174
Financed by:											
15. Long-term borrowings	5,134	17,883	7,500	10,304	3,565	2,044	10,483	13,496	15,382	16,055	9,937
16. Bank overdraft	1,347	1,247	1,229	0	4,972	0	68	0	0	0	0
17. Equity	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18. Total	5,134	19,230	8,729	10,304	8,537	2,044	10,551	13,496	15,382	16,055	9,937
19. Cash variation	649	-485	-320	16	402	1,212	1424	-3,965	-1,614	299	1763
20. Cash begin-year	2,785	3,433	2,948	2,630	2,645	3,047	4,260	5,684	1,719	105	404
21. Cash end-year	3,434	2,948	2,628	2,646	3,047	4,259	5,684	1,719	105	404	2,167
22. Debt coverage ratio	3.5	2.3	1.2	1.8	2.4	0.8	2.7	0.8	2.0	2.0	2.0
23. Average NICG	45%	26%	16%	36%	4%	53%	19%	40%	42%	51%	52%

Source: SENELEC.

付録 11.3.1 初期投資費用の支払いと資金のフロー—代替資金調達シナリオ

Thousand FCFA

	Project year 1			Project year 2			Total		
	Year	1996		1997			FC	LC	TC
		FC	LC	TC	FC	LC			
1 Total initial investment									
(1) Total construction costs	14,758,750	672,448	15,431,199	0	702,335	702,335	14,758,750	1,374,784	16,133,534
(2) Interest on loan accrued	154,967	7,061	162,028	313,188	21,644	334,832	468,155	28,705	496,860
Sub-total	14,913,717	679,509	15,593,226	313,188	723,979	1,037,167	15,226,905	1,403,488	16,630,393
2 Total finance required	14,913,717	679,509	15,593,226	313,188	723,979	1,037,167	15,226,905	1,403,488	16,630,393
(Financial resources)									
3 Equity capital paid	4,474,115	203,853	4,677,968	93,956	217,194	311,150	4,568,072	421,047	4,989,118
Cumulative	4,474,115	203,853	4,677,968	4,568,072	421,047	4,989,118			
4 Bank loan	10,439,602	475,656	10,915,258	219,232	506,785	726,017	10,658,834	982,442	11,641,275
Cumulative	10,439,602	475,656	10,915,258	10,658,834	982,442	11,641,275			
5 Total finance	14,913,717	679,509	15,593,226	313,188	723,979	1,037,167	15,226,905	1,403,488	16,630,393
Cumulative	14,913,717	679,509	15,593,226	15,226,905	1,403,488	16,630,393			

Assumptions:

1 Equity-loan ratio

Equity:	30%
Loan:	70%

2 Loan interest

3%

Computation of interest

Outstanding loan x 3.0%
(from previous years)

+ new loan x 1.5%
(taken during year)

3 No working capital nor pre-operation expenditures assumed.

付録11.3.2 利子前キャッシュフロー予測（運転期間）1997年－2021年—代替資金調達シナリオ

Thousand FCFA

Project year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	Total
Year	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2011	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
1 Revenue		3,410,727	3,446,470	3,456,294	3,466,827	3,478,082	3,490,111	3,502,972	3,516,724	3,531,435	3,547,173	3,564,017	3,582,047	3,601,353	3,622,028	3,644,176	3,667,908	3,693,341	3,720,605	3,749,838	3,781,189	525,413	561,494	600,214	641,773	686,389	74,488,603
2 Operation cost																											
(1) Fixed O & M		225,669	225,669	225,669	225,669	225,669	225,669	225,669	225,669	225,669	225,669	225,669	225,669	225,669	225,669	225,669	225,669	225,669	225,669	225,669	225,669	34,041	34,041	34,041	34,041	34,041	4,683,584
(2) Variable O & M		945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	945,423	0	0	0	0	0	18,908,460
Total		1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	34,041	34,041	34,041	34,041	34,041	23,592,044
3 Net operating income (Item 1 - Item 2)		4,581,819	2,275,379	2,285,202	2,295,735	2,306,990	2,319,019	2,331,880	2,345,632	2,360,343	2,376,082	2,392,925	2,410,955	2,430,261	2,450,936	2,473,084	2,496,816	2,522,249	2,549,513	2,578,746	2,610,097	491,372	527,453	566,173	607,732	652,348	53,238,743

付録11.3.3 財務計画のためのキャッシュフロー表（運転期間）1997年－2021年—代替資金調達シナリオ

Project year	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	Total	
Year	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total	
1 Net cash flow from operation	4,581,819	2,275,379	2,285,202	2,295,735	2,306,990	2,319,019	2,331,880	2,345,632	2,360,343	2,376,082	2,392,925	2,410,955	2,430,261	2,450,936	2,473,084	2,496,816	2,522,249	2,549,513	2,578,746	2,610,097	491,372	527,453	566,173	607,732	652,348	53,238,743	
2 Interest earned	68,727	34,131	34,278	34,436	34,605	34,785	34,978	35,184	35,405	35,641	35,894	36,164	36,454	36,764	37,096	37,452	37,834	38,243	38,681	39,151	7,371	7,912	8,493	9,116	9,785	798,581	
3 Working capital (net increase)	195,182	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-195,182	0
4 Interest paid on debt	0	349,238	318,774	287,396	255,076	221,787	187,500	152,183	115,807	78,340	39,749															2,005,851	
5 Net income before depreciation	4,455,364	1,960,271	2,000,706	2,042,775	2,086,519	2,132,017	2,179,358	2,228,634	2,279,941	2,333,383	2,389,070	2,447,120	2,466,715	2,487,700	2,510,181	2,534,268	2,560,083	2,587,756	2,617,427	2,649,248	498,743	535,365	574,665	616,848	657,316	52,031,473	
6 Income tax paid	977,314	104,031	118,183	132,908	148,218	164,142	180,712	197,958	215,915	234,620	254,111	274,428	281,286	288,631	296,499	304,930	313,965	323,651	334,036	345,173	174,560	187,378	201,133	215,897	300,060	6,569,740	
7 After-tax cash flow	3,478,051	1,856,240	1,882,523	1,909,868	1,938,301	1,967,875	1,998,647	2,030,676	2,064,025	2,098,762	2,134,959	2,172,692	2,185,428	2,199,069	2,213,681	2,229,338	2,246,118	2,264,105	2,283,392	2,304,075	324,183	347,987	373,532	400,951	557,255	45,461,333	
8 Loan repayments	0	1,015,474	1,045,939	1,077,317	1,109,636	1,142,925	1,177,213	1,212,529	1,248,905	1,286,373	1,324,964															11,641,275	
Outstanding principal	11,641,275	10,625,801	9,579,862	8,502,546	7,392,909	6,249,984	5,072,771	3,860,242	2,611,335	1,324,964	0																
9 After-debt service cash flow	3,478,051	1,440,766	1,436,924	1,432,551	1,428,665	1,424,950	1,421,434	1,418,146	1,415,120	1,412,390	1,409,996	1,407,692	1,405,428	1,403,269	1,401,181	1,399,158	1,397,189	1,395,264	1,393,382	1,391,543	324,183	347,987	373,532	400,951	557,255	33,820,458	
Cumulative	3,478,051	4,318,816	5,155,400	5,987,951	6,816,616	7,641,566	8,463,000	9,281,146	10,096,265	10,908,655	11,718,651	12,526,343	13,331,771	14,134,840	14,935,521	15,733,797	16,529,648	17,323,053	18,114,017	18,901,542	32,140,725	32,488,712	32,836,244	33,183,333	33,529,978	33,876,183	
10 Debt service coverage (Items 5 + 4) / (Items 4 + 8)		1.69	1.70	1.71	1.72	1.72	1.73	1.74	1.74	1.75	1.76	1.77	1.78														

Assumptions:

- Interest earned: Interest earned on a half of the net operating income of the year.
Depositing interest rate:
- Working capital: net increase to meet the operating cost of months
- Interest paid on debt in 1997 is included in the initial investment (see Table 11.10).
- Loan amortization:
 - Principal: 11,641,275 thousand FCFA
 - Interest: 3%
 - Duration: years
 - PRF: 0.11723051
(Principal Recovery Factor)
- Depreciation: (including Special Provision for tax exemption)
Total: of the total investment costs
- Income tax rate:

付録 11.3.4 投資自己資本に対する FIRR—代替資金調達シナリオ

Project year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	Total		
Year	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total		
1 Cash inflow		3,479,434	3,480,601	3,490,572	3,501,263	3,512,687	3,524,837	3,537,950	3,551,909	3,566,849	3,582,815	3,599,911	3,618,212	3,637,807	3,658,792	3,681,273	3,705,360	3,731,175	3,758,848	3,788,519	3,820,340	3,854,784	3,891,406	3,930,866	3,972,906	4,017,489	4,064,774	75,287,184	
(1) Operation		3,410,727	3,445,470	3,486,294	3,466,827	3,478,082	3,490,111	3,502,972	3,516,724	3,531,435	3,547,173	3,564,017	3,582,047	3,601,353	3,622,028	3,644,176	3,667,958	3,693,341	3,720,605	3,749,838	3,781,189	3,815,713	3,853,413	3,894,494	3,939,214	3,987,839	4,039,689	74,488,603	
(2) Interest earned		68,727	34,131	34,278	34,436	34,605	34,785	34,978	35,184	35,405	35,641	35,894	36,164	36,454	36,764	37,096	37,452	37,834	38,243	38,681	39,151	7,371	7,912	8,493	9,116	9,783	798,581		
2 Cash outflow	4,677,968	1,677,424	2,148,406	2,639,836	2,653,988	2,668,712	2,684,022	2,699,947	2,716,516	2,733,763	2,751,720	2,770,425	2,789,915	1,445,520	1,452,378	1,459,723	1,467,591	1,476,022	1,485,057	1,494,743	1,505,128	379,214	208,601	221,419	235,174	24,756	48,497,968		
(1) Equity capital paid-in	4,677,968	311,150																										4,989,118	
(2) Operation		1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	1,171,092	23,592,044
(3) Net working capital		195,182	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-195,182	
(4) Interest paid on debt		0	0	349,238	318,774	287,296	255,076	221,787	187,500	152,183	115,807	78,340	39,749	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,005,851
(5) Income (corporate) tax paid		0	977,314	104,031	118,183	132,908	148,218	164,142	180,712	197,958	215,915	234,850	254,111	274,428	281,286	288,631	296,499	304,930	313,965	323,651	334,036	345,173	174,560	187,378	201,133	215,897	231,680	6,269,680	
(6) Loan repayments		0	0	1,015,474	1,045,939	1,077,317	1,109,636	1,142,925	1,177,215	1,212,529	1,248,905	1,286,373	1,324,964	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,641,275	
3 Net cash flow (A - B)	-4,677,968	1,802,030	1,332,195	850,737	847,275	843,975	840,814	838,003	835,392	833,077	831,095	829,486	828,296	1,192,286	2,206,414	2,221,549	2,237,769	2,255,153	2,273,791	2,293,777	2,315,213	153,570	360,805	387,287	415,715	641,419	26,789,216		
4 Cumulative net CF	-4,677,968	-2,875,938	-1,543,742	-693,006	154,270	998,245	1,839,119	2,677,122	3,512,514	4,345,592	5,176,686	6,006,172	6,834,469	9,026,755	11,233,169	13,454,718	15,692,487	17,947,640	20,221,431	22,515,208	24,830,420	24,983,990	25,344,795	25,732,682	26,147,797	26,789,216			
5 Net present value	-4,677,968	-2,567,801	-1,230,662	-493,268	98,041	566,431	931,755	1,210,994	1,418,646	1,567,064	1,666,754	1,726,631	1,754,238	2,068,699	2,298,529	2,458,127	2,559,785	2,613,972	2,629,587	2,614,168	2,574,089	2,512,508	2,094,557	1,898,718	1,722,672	1,575,830	31,392,097		
discount factor	1.00	0.89	0.80	0.71	0.64	0.57	0.51	0.45	0.40	0.36	0.32	0.29	0.26	0.23	0.20	0.18	0.16	0.15	0.13	0.12	0.10	0.09	0.08	0.07	0.07	0.06			
6 Cumulative NPV	-4,677,968	-7,245,769	-8,476,431	-8,969,699	-8,871,657	-8,305,227	-7,373,472	-6,162,478	-4,743,832	-3,176,768	-1,510,014	216,617	1,970,855	4,039,554	6,338,683	8,795,210	11,355,995	13,969,967	16,599,553	19,213,722	21,787,811	24,100,319	26,194,877	28,093,595	29,816,267	31,392,097			
7 Internal rate of return on equity (IRR)	25.3%																												

Assumptions:

1 Discount rate: 12%

第 12 章

環 境 評 價

第12章 環境評価

プロジェクトの実施に際して、そのプロジェクトが環境に及ぼす影響を評価することは、近年特にその重要性を増している。本報告書においては、公害、自然環境問題、社会環境問題およびその他項目について評価を行う。なお同様な施設が既設設備として計画地点にある場合には、計画されたプロジェクトのみによる影響を評価するのではなく、既設設備と計画プロジェクトをあわせた設備として評価を実施することが必要である。

本章においては、発電設備およびその他の電気設備による影響を評価する。

12.1 発電設備

12.1.1 障害の実情把握

ダカール地区に設置されている Bel-Air 発電所、Cap des Biches 発電所における、騒音、振動、排ガスの現状、5,000KW × 2 台を増設した場合、どのような影響があるか、1994/12、及び 1995/1~2 に現地調査を実施した。

(1) 振動測定

測定は、日本から持参した振動計(RION VH-51)により Bel-Air 及び Cap des Biches 両発電所のディーゼルエンジン設備とその周辺の振動測定を実施した。

次ページの表は、ディーゼルエンジンの振動測定実施結果である。

Bel-Air 発電所では、ディーゼルエンジンから1m離れたコンクリート床面で40dB、建屋の外1mで振動を感知しなかった。

Cap des Biches 発電所では、建屋内のコンクリート面で74dB、建屋の外1mで58dB、15mで振動を感知しなかった。

両発電所共居住区と100m以上離れているため、振動に対する問題点は無かった。

(単価：dB)

		Cap des Biches 発電所	Bel-Air 発電所
測定年月日		1994年12月1日	1994年11月30日
測定者		BPDCI 中大路	BPDCI 中大路
立会い者		Mr. Mamadou SENE	Mr. Idiriss MANB
測定機器		RION VM-51型	RION VM-51型
測定箇所	No 1 ディーゼルエンジン	105 (出力 19MW)	107
	No 2 ディーゼルエンジン	105 (出力 13MW)	105
	1F コンクリート面	74	45
	屋外1mコンクリート面	58	40 以下
	屋外15mコンクリート面	40 以下	

(2) 騒音

測定は、日本から持参した騒音計(RION VH-04)によって、Cap des Biches 及び Bel-Air 発電所の主要機器及び発電所敷地境界の騒音測定を実施した。

Table. 12.1.1 は発電所内主要機器騒音測定値を示す。Fig. 12.1.1-1 は、Cap des Biches に於ける騒音測定結果の分布を、Fig. 12.1.1-2 は、Bel-Air に於ける騒音分布を示す。

Bel-Air 発電所は、工業地域であり周辺は工場・港湾・倉庫等があり、居住区は発電所構内にある数戸の住宅である。ディーゼルエンジンの建物は、煙草工場と海岸通りに隣接しており敷地境界での最大値は、現状では 76dB を示していた。

現状では、ディーゼルエンジン建屋の機器搬入口や、窓が一部開放されており、これらを閉めることによって 70dB までは低下させることが出来る。

日本国の騒音規制法では工業地域で、昼間は 70dB 以下、夜間は 65dB 以下に規制されている。

Bel-Air 発電所は、工業地域に立地しているため、昼間 70dB、夜間 65dB を適用するには、

- 1) 敷地境界に防音壁を設置することが望ましい。
- 2) 夜間は搬入口、窓等の開口部を閉鎖する。

Cap des Biches 発電所は構造が広いため、海側、原野側では 60~66dB を示しているが、実質上問題はない住宅付近では 55~57dB で日本の騒音規制の範囲内のレベルである。

12.1.2 排ガスの濃度の推定

SENELEC から受領した燃料（重油）データをもとに既設 Bel-Air 発電所における、重油燃焼ボイラー（12,800kW×4）及びディーゼル発電機（5,000kW×2）の排ガス濃度の推定を行った。

また、本プロジェクトで 5,000kW×2 の設備を設置した場合の排ガス濃度の推定を合わせて行った。

(1) SO_x規制に対して

SO_xの発生量は、燃料中のS分の含有率によるところ大であるが、燃料中のS分を SENELEC 側にてコントロールすることは難しいため、Tab. 8.2.2 に記載された燃料のS分をとって計算を行うとする。

SO_x規制のうち、K値規制を取り上げ、日本国内のその他地域に相当する K=17.5を採用する。

以下に、一般的に用いられている拡散濃度の計算式（Bosanquet の第1式及びsuttonの拡散式）を用いて、必要な煙突高さなどを算出する。

(2) 既設 5,000kW ディーゼルの場合

条件	燃料中硫黄分	2.87 wt%
	低位発熱量	9.567 kcal/kg
	過剰空気率	13%
	排気筒出口温度	365°C
	排気筒高さ、出口径	13m×0.85mφ
	排気筒出口 SO _x 濃度	731ppm

a. 有効煙突高さの計算は次式（Bosanquetの第1式）による。

$$H_m = \frac{4.77}{1 + \frac{0.43u}{v_g}} \frac{\sqrt{Qr_1 v_g}}{u}$$

$$H = 6.37g \frac{Qr_1 \Delta T'}{u^3 T_1} \left(\log_e J^2 + \frac{2}{J} - 2 \right)$$

$$J = \frac{u^2}{\sqrt{Qr_1 v_g}} \left(0.43 \sqrt{\frac{T_1}{g(d\theta/dx)}} - 0.28 \frac{v_g}{g} \frac{T_1}{\Delta T'} \right) + 1$$

ここに、 H_m : 速度による上昇高さ (m)

H_t : 浮力による上昇高さ (m)

u : 平均風速 (m/s)

v_g : 吐出速度 (m/s)

Q_{T1} : 温度 T_1 における排ガス量 (m³/s)

T_1 : 排ガス密度が大気密度と等しくなる温度 (°K)

ΔT : 排ガス温度と T_1 との差 (°K)

g : 重力加速度 (=9.81 m/s²)

$d\theta/dz$: 大気の温度勾配 (°C/m)

硫黄酸化物の排出基準における計算では、上式で $T_1 = 288$ (°K)

$d\theta/dz = 0.0033$ °C/m、 $u = 6$ m/s をとる。

また有効煙突高さ H_e (m) は次式で求めることが決められている。

$$H_e = H_o + 0.65 (H_m + H_t)$$

ここに、 H_o : 実煙突高さ (m)

一方、 K 値と有効煙突高さの関係式は、次のとおりである。

$$H_e = \sqrt{\frac{Q_s \times 10^3}{K}} \quad Q_s : \text{硫黄酸化物排出量 (Nm}^3/\text{h)}$$

具体的に上式に数値をあてはめて、

$$Q_{T1} = 8.6 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$\Delta T = 350 \text{ K}$$

$$v_g = 33.5 \text{ m/s}$$

$$J = 85.2$$

$$H_m = 12.54 \text{ m}$$

$$H_t = 20.93 \text{ m}$$

$$Q_s = 21.1 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

$$K = 17.5$$

$$H_e = 34.7 \text{ m}$$

したがって、 $H_o = 12.9 \text{ m}$

以上から、実煙突高さは、12.9 m 以上する必要があり、排ガス出口高さは、

13m 程度あり、K 値規制はクリアーすることとなる。

次に実煙突高さ H_0 を 13m とした場合の最大着地濃度 (C_m) 及びその出現距離 (x_m) をサットンの式より算出する。

b. サットンの式

$$C_m = \frac{2Q}{\pi n u H_e^2} \left(\frac{C_z}{C_y} \right)$$

$$x_m = \left(\frac{H_e}{C_z} \right)^{2/(2-n)}$$

ここに、 π : 円周率 $C_z = 0.07$ 、 $C_y = 0.07/0.15$ 、 $n = 0.25$ である。

$Q = T_1$ における硫黄酸化物排出量 (m³/s)

$H_e = 13 + 0.65 (12.54 + 20.93) = 34.8\text{m}$

$C_m = 0.030\text{ppm}$

$x_m = 1,201\text{m}$

つまり、現計画ではサイトより約 1.20km の地点で最大 SO_x 着地濃度は 0.030ppm である。

(3) 新設 5,000kW ディーゼルの場合

条 件

排気筒高さ、出口径 18m × 0.85m φ

その他 既設 5,000kW ディーゼルと同じ

(2) 項と同様の計算式により以下の結果を得た。

新設では 18m の排気筒で設計したため、K 値規制は充分クリアーしている。

煙突有効高さ 39.8m

最大着地濃度 0.023ppm

着地距離 1,400m

(4) 既設 12,800kW × 4 ボイラー

条 件

燃料中硫黄分 2.87wt%

低位発熱量 9,567kcal/kg

過剰空気率 6%

煙突出口温度 195°C