

よい発電設備による调速機運転への要請は、尖頭負荷帯に大きく変動する系統負荷を吸収する対策として効果的であり、重要度が高まっていく。同時に2000年以降連系が予想されている Manantali 水力発電所の调速機運転の適応可否についての調査も必要とされる。発電機事故による変動（10時から11時）は極めて大きく、手動による調整の困難性は、周波数低下時は負荷遮断で即時回復が可能であるが、周波数上昇時は逆に系統分離回路等の対策がないため、高周波数状態を長く継続することになる。将来大容量のユニットが系統に投入される際、この対策は極めて重要事項の一つになる。

- ・ 供給遮断は19時20分頃と20時55分頃に、明瞭に周波数回復を直線的に図っていることから判断される。回復周波数の大きさから約1 Hz、15MW 程度の負荷が遮断されていると判断される。

(2) 配電コントロールセンター

配電コントロールセンターは、SBNLEBC の連系系統では1カ所 Hann 変電所構内に設置されており、30kV 系以下の被遠方制御変電所電力設備の遮断器の制御及び情報の収集を行う。

センターは、主要機器として、19インチカラー CRT 付きワークステーション1台付き監視卓及びプリンター1台が設置されており、監視盤、記録計盤はない。

a. ワークステーション

ワークステーションにより、各種のファイル管理システムによる機器運転情報の管理（特に積算電力量に代って電流値を遠隔測定している）、及び配電網管理システムによる遮断器の遠方制御、保護制御装置の使用・不使用制御、負荷制限装置の使用・不使用制御を行うと共に、表示画面を利用して事故管理を行うことが出来るようになっている。

b. プリンター

ドットインパクトタイプである。

3.6 保守用修理工場

(1) 発電部門

発電設備の維持管理は良質な電力の安定供給とともに SBNLEBC にとって最も重要な業務の一つである。発電設備の定期点検および機器類の補修を目的として、Bel-

Air 発電所及び Cap des Biches 両発電所構内には、保守用修理工場 (Mechanical Workshop) が設置されている。

また、保守用修理工場における業務は発電設備の定期点検および機器類の補修だけでなく、本来製造者が供給すべき部品を製作することもある。その主な理由として下記が上げられる。

a. SBNBLEC の発電設備が古く製造者が部品の供給を停止している。

b. 輸入部品はコストも高くまた輸送に長時間を要する。

そのため、大型ポンプ、送風機の羽車等の製造、および肉盛り溶接等の業務も SBNBLEC において実施している。

以下に、Bel-Air および Cap des Biches 両発電所における保守用修理工場の概要を示す。

1) Bel-Air 発電所修理工場と機械設備

— 修理工場		360 m ²
— 機械設備：		
旋盤	切削長さ	3,000mm
旋盤	切削長さ	3,000mm
旋盤	切削長さ	2,500mm
溝切盤		
フライス盤	切削長さ	1,000mm
フライス盤	切削長さ	1,000mm
ボール盤	高さ	1,800mm
ボール盤	高さ	1,500mm
グラインダー		

2) Cap des Biches 発電所修理工場と機械設備

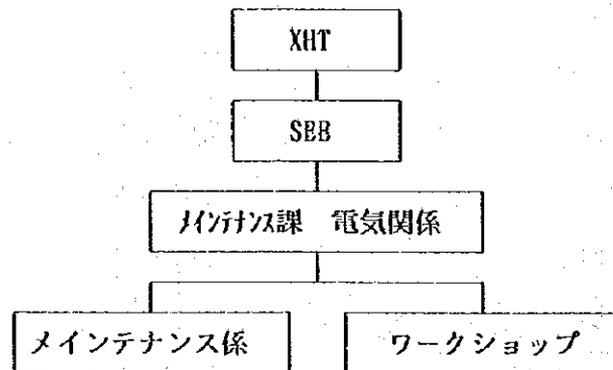
— 修理工場		360 m ²
— 機械設備：		
旋盤	切削長さ	3,000mm
旋盤	切削長さ	2,500mm
ボール盤	高さ	2,000mm
ボール盤	高さ	1,800mm

ボール盤	高さ	1,400mm
プレス盤		49ton
フライス盤	切削長さ	1,000mm
鋸 盤		
グラインダー		

上記の2保守用修理工場 (Mechanical Workshop) における、作業スペースを含む作業環境は良く、工作機械もよく整備されている。しかしながら、発電設備の定期点検および機器類の補修業務を計画的および迅速に実施するために、特殊工具、必須予備品の拡充が望まれる。

(2) 電気部門

SBNELEC における電気部門のワークショップ (Electrical Workshop) は XHT (Department Haute Tension) に属しており、その組織図以下にを示す。



SBNELEC の代表的な Electrical Workshop は Bel-Air 発電所の構内にあり、その主な業務は変圧器および遮断器の修理である。以下に Electrical Workshop (Bel-Air) が所有している工具類、機械類および測定装置を示す。なお、これらの機械類および測定装置は老朽化しており、また作業環境も良くない。作業環境を含めた Workshop の設備改善が望まれる。

1) 工具類

- a. スパナ類
- b. 物差し、巻き尺、ノギス
- c. SF6 ガス充填装置および検査器
- d. 油圧検査器

2) 機械類

- a. 送油ポンプ
- b. 16.5ton ホイスト
- c. ボール盤
- d. 変圧器、しゃ断器用予備品

3) 測定装置

- a. 中圧／低圧変圧器試験台（以下に示す測定が可能）
 - ・ 巻線抵抗値測定
 - ・ 巻線絶縁抵抗測定
 - ・ 絶縁耐力試験
- b. 変圧器
- c. 絶縁油の絶縁耐力試験器
- d. 絶縁油脱水装置

Table 3.1-1 Specification of Generating Facilities

1. Bel-Air

(1) CI : Diesel unit

Item	Unit	G105	G106			Remarks
Manufacturer	-	Mitsubishi				
Rated output	kW	5,000	5,000			
Number of cylinder	-	12	12			
Diameter of cylinder	cm					
Rated speed	rpm	750	750			

(2) CII : Steam turbine

Item	Unit	G101	G102	G103	G104	Remarks
Boiler :						
Manufacturer	-	Bubcock, Wilcock				
Normal pressure	bar	43	43	43	43	
Vapor temperature	°C	450	450	450	450	
Maximum vapor	T/H	65	65	65	65	
Turbine :						
Manufacturer	-	CEM				
Output	KW	12,800	12,800	12,800	12,800	
Inlet temperature	°C	425	425	425	425	
Inlet pressure	bar	40	40	40	40	
Rated speed	rpm	3,000	3,000	3,000	3,000	

2. Cap des Biches

(1) CIII : Steam turbine and gas turbine

Item	Unit	G101	G102	G103		Remarks
Boiler :						
Manufacturer	-	Bubcock				
Normal pressure	bar	76	75	75		
Vapor temperature	°C	510	500	500		
Maximum vapor	T/H	120	120	120		
Turbine :						
Manufacturer	-					
Output	KW	27,500	30,000	30,000		
Inlet temperature	°C	66	66	66		
Inlet pressure	bar	500	500	500		
Rated speed	rpm	3,000	3,000	3,000		

Gas turbine :

Item	Unit	TAG1	TAG2			Remarks
Manufacturer	-					
Output	kW	16,650	20,000			
Rated speed	rpm	5,100	5,100			

(2) CIV : Diesel unit

Item	Unit	G401	G402			Remarks
Manufacturer	-	Pielstick				
Rated output	kW	20,000	20,000			
Number of cylinder	-	18	18			
Diameter of cylinder	cm	60	60			
Rated speed	rpm	428	428			

Source : SENELEC (August 1994)

Table 3.1-2 Capacity of Generating Facilities

As of August 1994

Region	Name of station	Name of unit	Type	Fuel used	Number of units	Capacity			Fuel consumption rate at			Sub. oil consumption at			Year of		Remarks		
						Rated (MW)	Short time rated (MW)	Economical (MW)	Actual limit (MW)	Rated (g/kwh)	Economical (g/kwh)	Actual limit (g/kwh)	Rated (g/kwh)	Economical (g/kwh)	Year of Commissioning	Year of Rehabilitation			
Dakar	Bel-Air (C1)	G105	Diesel	HSD-heavy Oil	1	5,000	5,500	1	4,500	5,000	210	204	-	2.0	1.7	1991			
		G106	Diesel	HSD-heavy Oil	1	5,000	5,500	1	4,500	5,000	210	204	-	2.0	1.7	1991			
	Bel-Air (C2)	G101	Steam	Heavy Oil	1	12,800	-	-	-	5,000	450	-	-	-	-	-	1993		
		G102	Steam	Heavy Oil	1	12,800	-	-	-	9,000	300	-	-	-	-	-	1995		
Rufisque	Cap des Biches (CIII)	G103	Steam	Heavy Oil	1	12,800	-	-	-	11,000	300	-	-	-	-	-	1969		
		G104	Steam	Heavy Oil	1	12,800	-	-	-	5,000	480	-	-	-	-	-	1981		
	Sub Total				5	61,200	-	-	-	40,000	-	-	-	-	-				
	Saint-Louis	Cap des Biches (CIV)	G301	Steam	Heavy Oil	1	27,500	-	-	-	27,500	290	-	-	-	-	-	1966	
G302			Steam	Heavy Oil	1	30,000	-	-	-	20,000	300	-	-	-	-	-	1975	1982	
Sub Total		G401	Gas	HSD	1	16,500	-	-	15,000	15,000	480	-	-	-	-	-	1972		1985
		TAC2	Gas	Natural gas	1	21,500	-	-	20,000	19,000	490	-	-	-	-	-	1984		
Kaolack	Cap des Biches (CIV)	G402	Diesel	HSD-heavy Oil	1	20,000	-	-	-	20,000	210	200	200	2.0	1.7	1990			
		Sub Total			7	165,500	-	-	-	136,500	-	-	-	-	-	-			
	Sub Total	G402	Diesel	HSD-heavy Oil	1	3,250	3,726	1	2,925	3,250	-	-	-	-	-	-	1979		
		Sub Total			4	10,500	12,075	1	9,450	10,500	-	-	-	-	-	-			
Kaolack	Sub Total	G402	Diesel	HSD-heavy Oil	1	3,500	4,025	1	3,150	3,500	-	-	-	-	-	-	1982		
		Sub Total			4	14,000	16,100	1	12,600	14,000	-	-	-	-	-	-			
	Sub Total	G402	Diesel	HSD-heavy Oil	1	3,500	4,025	1	3,150	3,500	-	-	-	-	-	-	1982		
		Sub Total			21	251,220	-	-	-	201,000	-	-	-	-	-	-			

Source : Statistical Operation Record by SONELEC (August 1994)

Table 3.1-3 Evolution of Rating for Generating Facilities
RGT-Existing Generating Facilities

Year	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	Remarks
Belvoir (C1)	Rating	12,800	12,800	12,800	12,800	12,800	12,800	12,800	12,800	12,800	12,800	12,800	12,800	12,800	12,800	12,800	12,800	12,800	12,800	12,800	Resumption of output 5,000kW in 1982
	Short Time																				
	Actual Limit																				
	Rating	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	
Belvoir (C2)	Rating	12,800	12,800	12,800	12,800	12,800	12,800	12,800	12,800	12,800	12,800	12,800	12,800	12,800	12,800	12,800	12,800	12,800	12,800	12,800	
	Short Time																				
	Actual Limit																				
	Rating	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	
Dakota Diggins (C3)	Rating	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500	27,500	
	Short Time																				
	Actual Limit																				
	Rating	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	
Cap One Bishops (C4)	Rating	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	
	Short Time																				
	Actual Limit																				
	Rating	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	
Saint-Leouis	Rating	3,250	3,250	3,250	3,250	3,250	3,250	3,250	3,250	3,250	3,250	3,250	3,250	3,250	3,250	3,250	3,250	3,250	3,250	3,250	
	Short Time																				
	Actual Limit																				
	Rating	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	
Kadlock	Rating	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	
	Short Time																				
	Actual Limit																				
	Rating	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	

Source: Statistical information provided by SWELEC (August 1984).
Both owner systems SWELEC and KADLOCK have not yet been re-rated to RGT as of 10/10/88.

Table 3.3-1 Line Length of 30 kV Distribution Feeders

Name of feeders	Overhead line		Underground		Total (km)
	Support etc.	(km)	Type of inst.	(km)	
Rufnac	Concrete pole (148 sqmm almelec)	10.60 10.60	Conduit	1.45	12.05
Sies	Concrete pole (148 sqmm almelec) H-steel (38 sqmm Cu)	11.40 10.25 1.15	Direct bury	2.29	13.69
Villa Cap Biches (CIII)	(38 sqmm Cu) (148 sqmm almelec)	8.03 4.90 3.13	Direct bury	1.17	9.20
Kn 22	H-steel (38 sqmm Cu) (148 sqmm almelec)	12.70 11.60 1.10			12.70
Rufisque Nord	Concrete & H-steel (148 sqmm almelec) (38 sqmm Cu)	100.86 100.54 0.32	Direct bury	1.16	102.02
Total Cap des Biches CIII		143.59		6.07	149.66
Amerger			Direct bury	21.28	21.28
Hann Percheus	Concrete pole (148 sqmm almelec)	5.25 5.25	Direct bury	19.45	24.70
Center Ville			Direct bury	8.70	8.70
Bel-Air			Direct bury	5.75	5.75
Hlm Patte d'Oie			Direct bury	40.27	40.27
Hann Labo			Direct bury	1.20	1.20
Universite			Direct bury	7.20	7.20
Aeroport Yoff			Direct bury	8.39	8.39
Soprim			Direct bury	23.43	23.43
Total Hann		5.25		135.67	140.92
Grand Total		148.84		141.74	290.58

Table 3.3-2 Line Length of 6.6kV Feeders and Number of Distribution Poste

Name of feeders	Line length (km)		Total length (km)	Max. demand (kVA)	Kind of poste			
	Overhead	Underground			Customer	SENELEC	Mixed	Total
Arsenal	0.00	3.65	3.65	2.133	5	4	3	12
Elmaf Fumor	0.00	2.93	2.93	230	1	1	0	2
Port Sud	1.83	7.52	9.35	786	9	6	0	15
Dispansaire	10.59	8.39	18.98	3.125	55	12	1	68
Dakar Est	0.00	5.36	5.36	2.422	12	6	7	25
Yoff	7.02	5.65	12.67	1.500	7	7	1	15
Grand Dakar	5.86	4.23	10.09	1.800	7	9	0	16
Grand Yoirie	0.42	6.39	6.81	2.183	20	13	2	35
Tolbiac	0.00	4.36	4.36	630	3	4	0	7
Soto	0.00	7.13	7.13	1.722	9	3	1	13
Sileye Guisse	0.00	5.44	5.44	1.312	5	10	0	15
Medina	1.20	6.80	8.00	2.740	6	15	1	22
Consession	8.15	5.17	13.32	2.222	28	12	0	40
Total Bel-Air	35.07	73.02	108.09	22.805	167	102	16	285
Nina Hotel	0.00	6.36	6.36	902	12	4	2	18
Rssidanca Cap Vert	0.16	1.29	1.45	1.400	7	6	2	15
Fonciere Zola	0.30	2.00	2.30	1.900	7	4	4	15
Credit Foncier	0.00	3.88	3.88	1.278	10	12	1	23
Mohamed V Carrot	0.00	3.91	3.91	1.666	10	12	2	24
Blanchot Lam. Sow	0.00	5.92	5.92	1.322	14	9	0	23
Total Centre Ville	0.46	23.36	23.82	8.468	60	47	11	118
Fann	0.42	8.84	9.26	1.758	14	16	1	31
Mermoz	6.68	1.30	7.98	1.540	11	13	0	24
Point E	3.30	2.45	5.75	2.600	9	22	1	32
Mermoz de Secours	0.00	3.65	3.65	250	1	2	0	3
Abass N Dao	0.40	7.85	8.25	1.720	7	6	1	14
Iut	0.00	2.17	2.17	800	6	2	0	8
Total Universite	10.80	26.26	37.06	8.668	48	61	3	112
Batterie Yoff	2.06	9.29	11.35	1.728	10	16	1	27
Air Senegal	5.52	9.74	15.26	904	8	5	0	13
Terme Sud	5.87	10.45	16.32	2.078	13	9	0	22
Total Yoff	13.45	29.48	42.93	4.710	31	30	1	62
Front de Terre	4.80	3.80	8.60	2.754	1	13	0	14
Sibras	1.61	0.65	2.26	2.176	31	2	3	36
Hann 6.6kV	5.71	0.68	6.39	1.192	9	5	2	16
Puits 12	9.99	2.17	12.16	3.140	12	18	3	33
Diauppeul Ecole	1.41	2.41	3.82	1.500	1	10	0	11
Sodia	2.37	1.13	3.50	1.612	4	11	0	15
Total Usine des Eaux	25.89	10.84	36.73	12.374	58	59	8	125
Labo Pacherie	2.84	5.05	7.89	1.364	20	8	0	28
Yeumbeul	16.04	14.08	30.12	1.321	8	25	0	33
Route de Rufisque	13.09	0.72	13.81	1.650	27	20	0	47
Dagoudane Pikine	6.90	0.00	6.90	1.894	1	11	1	13
Icotaf	0.00	9.89	9.89	1.000	0	7	0	7
Total Thiaroye	38.87	29.74	68.61	7.229	56	71	1	128
Grand Total	124.54	192.70	317.24	64.254	420	370	40	830

Note : Maximum demand of each feeder is the value as of July 1992.

Table 3.3-3 Number of Distribution Poste of 30 kV Feeders

Name of feeders	Line length (km)		Max. demand (kVA)	Kind of poste			
	Overhead	Underground		Consumer	SENELEC	Mixed	Total
Rufisac	10.60	1.45	C. BLOQUE	2	7	0	9
Sies	11.40	2.29	4.476	20	2	0	22
Villa Cap des Biches (GHI)	8.03	1.17	1.992	11	21	0	32
Km 22	12.70		1.260	3	3	0	6
Rufisque Nord	100.86	1.16	5.346	16	29	2	47
Total Cap des Biches GHI	143.59	6.07	13.074	52	62	2	116
Amerger		21.28	10.042	53	2	0	55
Hann Pecheurs	5.25	19.45	6.871	27	9	0	36
Centre Ville		8.70	10.140	0	2	0	2
Bel-Air		5.75	600	2	29	0	31
Hlm Patte d'Oie		40.27	3.731	9	1	0	10
Hann Labo		1.20	10.891	0	0	0	0
Universite		7.20	9.271	1	2	0	3
Aeroport Yoff		8.39	8.200	10	29	0	39
Soprim		23.43	4.714	6			6
Total Hann	5.25	135.67	64.460	108	74	0	182
Mtoa		14.75					
Grand Total	148.84	156.49	77.534	160	136	2	298

Note : Maximum demand of each feeder is the value as of July, 1992.

Table 3.3-4 Transformers Installed and Operating Condition for Each Distribution Substation

Name of substation	Quantity (Sets)	Number of overloaded Tr (Sets)	Number of light-load Tr (Sets)
Aéroport	30	1	9
Bel-Air	110	6	28
Cap des Biches	44	1	25
Centre Ville	52	0	22
Hann	59	9	7
Universite	59	3	7
Usine des Eaux	58	5	7
Thiaroye	66	2	21
Total	478	27	126

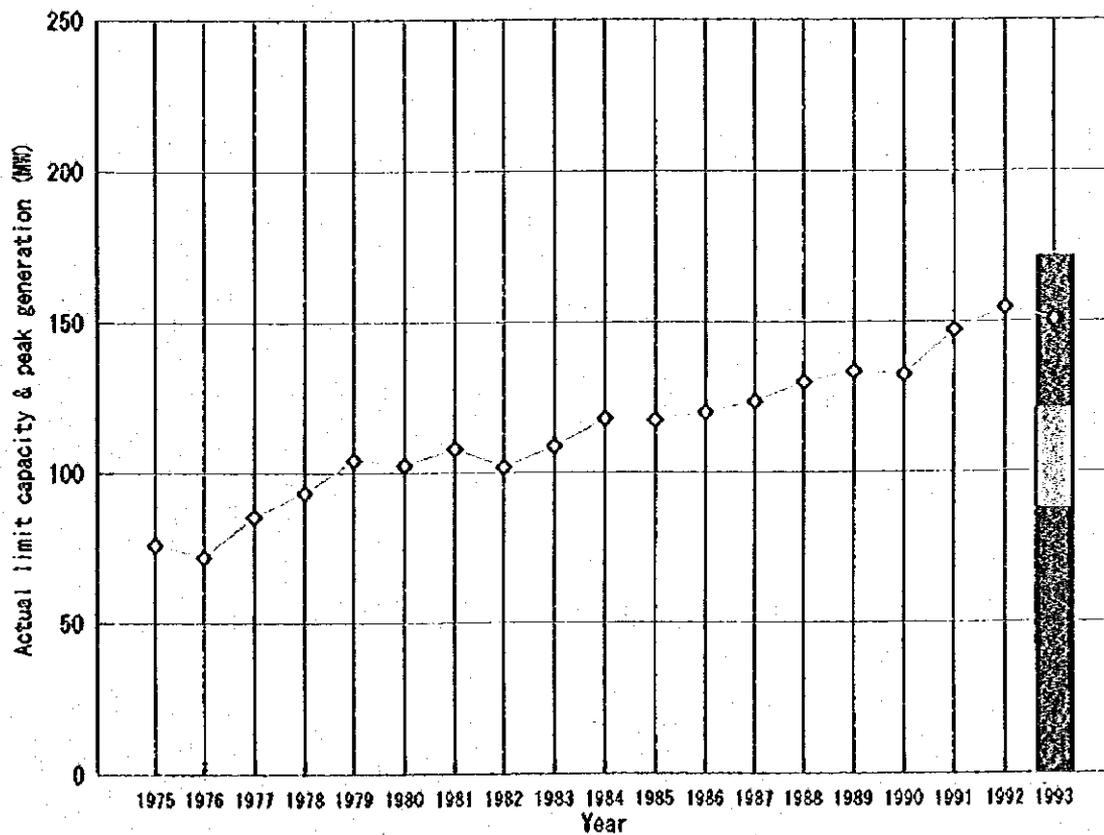
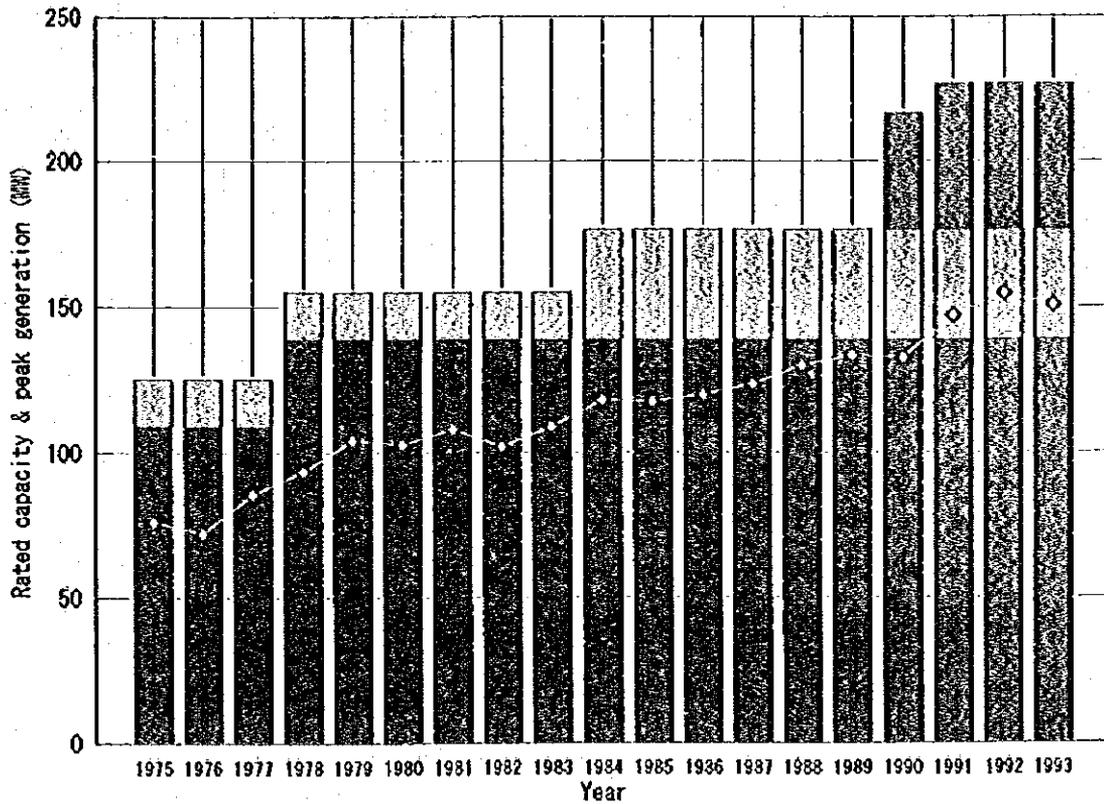
Table 3.3-5 Installed Number of Transformers and Operating Condition for Each Capacity

Transformer capacity (kVA)	Quantity (Sets)	Number of overloaded Tr (Sets)	Number of light-load Tr (Sets)
50	6	0	4
100	44	1	21
125	21	2	3
160	135	7	45
210	18	3	4
250	198	13	36
400	35	0	6
630	2	0	2
Others	19	1	5
Total	478	27	126

Table 3.4-1 Facilities of Each Substation

Name of Substation	Capacity of Main Transformer	Indoor or Outdoor	Feeders (Receiving)		Feeders (Sending)		Year of Commissioning
			90 kV	30 kV	30 kV	6.6 kV	
Cap des Biches	33 MVA x 2	Outdoor	6		5		1965
Hann	80 MVA x 1 40 MVA x 2	Outdoor	6		8 6		1979
Bel-Air	10 MVA x 3 (90kV/6.6kV) 7.975 MVA x 2 (30kV/6.6kV) 20 MVA x 2 (6.6kV/6.6kV)		2	2		13	1951
Usine des Eaux	15 MVA x 2	Outdoor		3		7	Oct. 1968
Thisroye	7.975 MVA x 2	Outdoor		4		5	Oct. 1969
Aeroport Yoff	7.975 MVA x 2	Outdoor		4		4	Oct. 1970
Centre Ville	15 MVA x 2	Outdoor		3		6	Jan. 1974
Universite	15 MVA x 2	Outdoor		3		6	June 1976

Graph 3.1-1 Evolution of Capacity for Generating Facilities



■ Steam □ Gas ■ Diesel ◇ Peak gen.

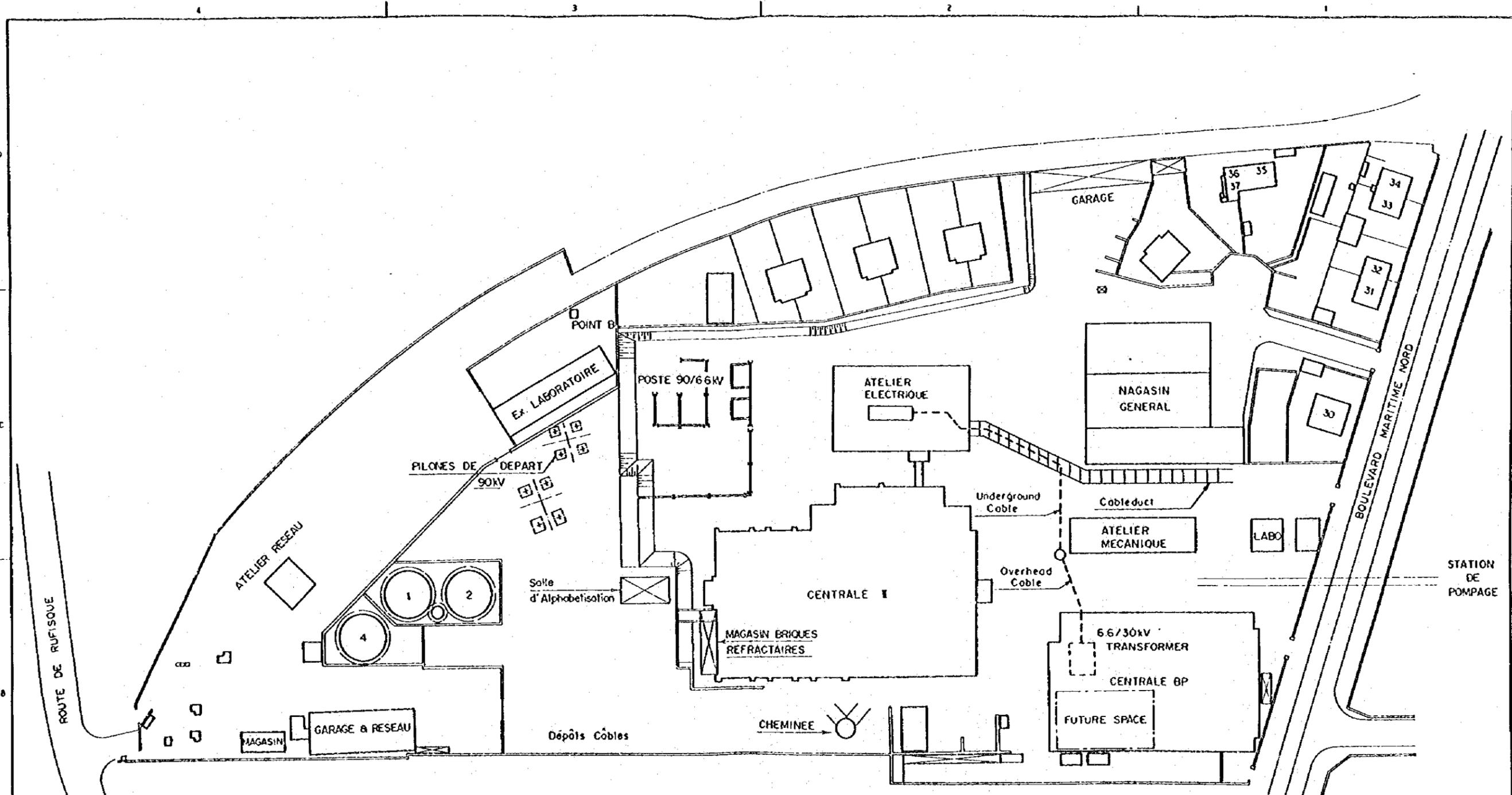


Fig. 3. 1-1

Ground Plan of Bel-Air Power Complex (C-I and C-II)

EPOC International Ltd Tokyo JAPAN			
DR:	ELABORATED:		
FR:	RECOMMENDED:		
CR:	APPROVED:		
LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
		REVISION	
			DATE

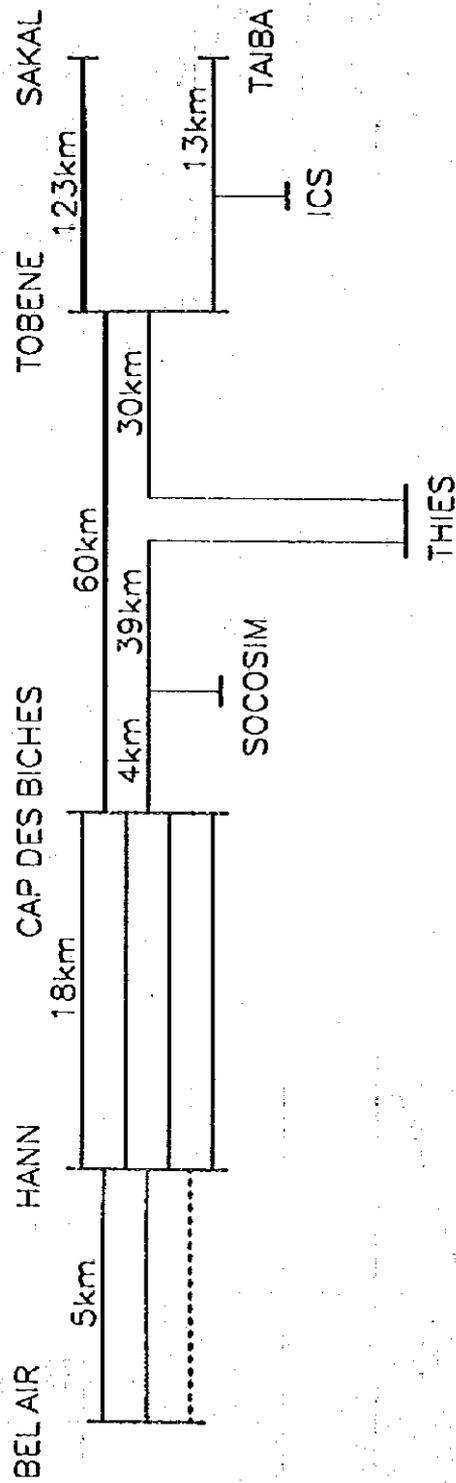
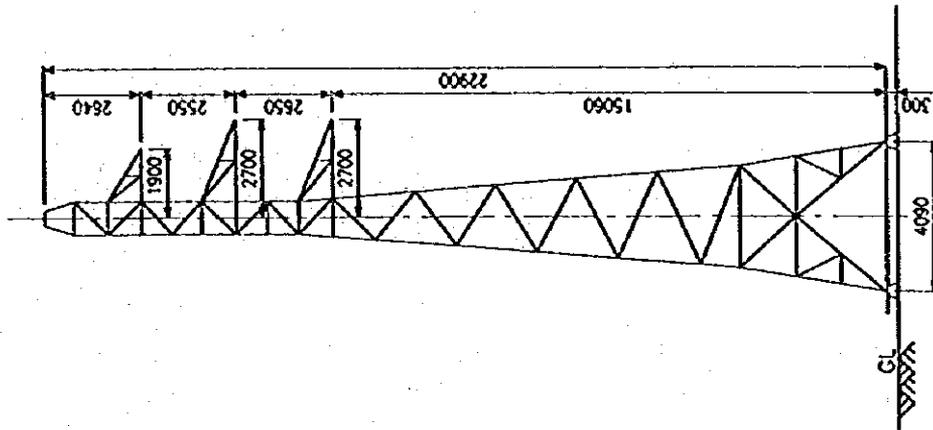
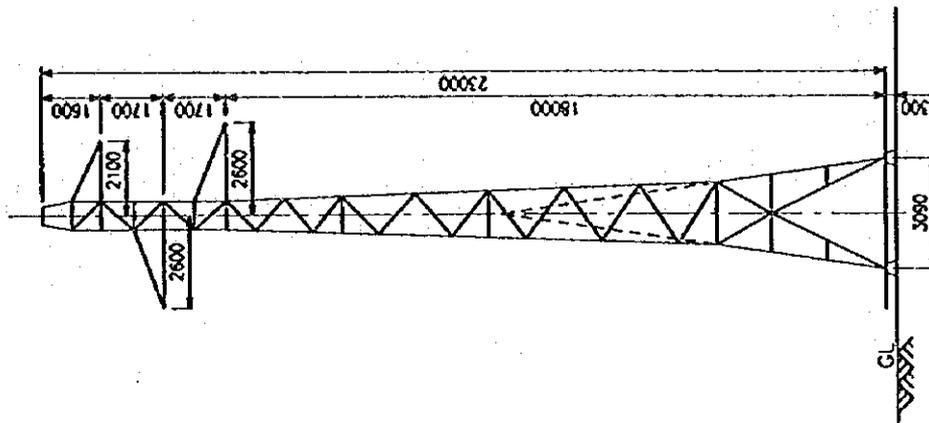


Fig. 3.2-2 90kV Transmission Line System

Dead-End Type



Tension Type



Suspension Type

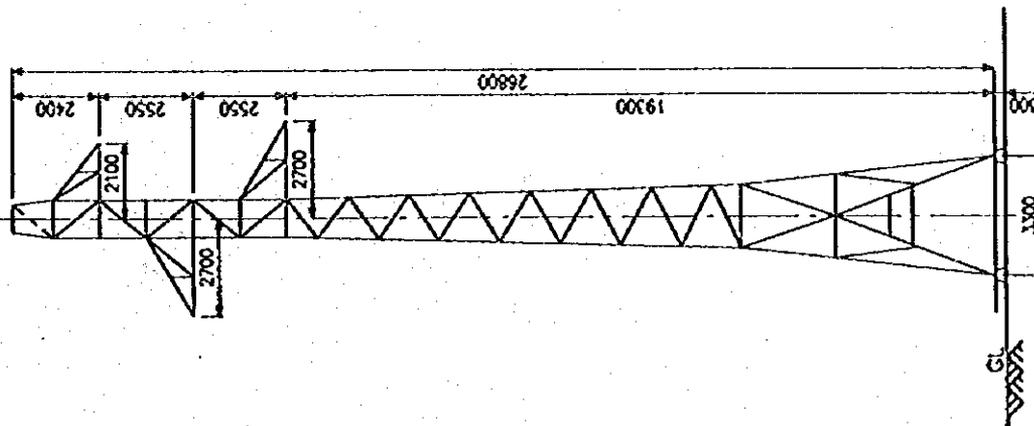
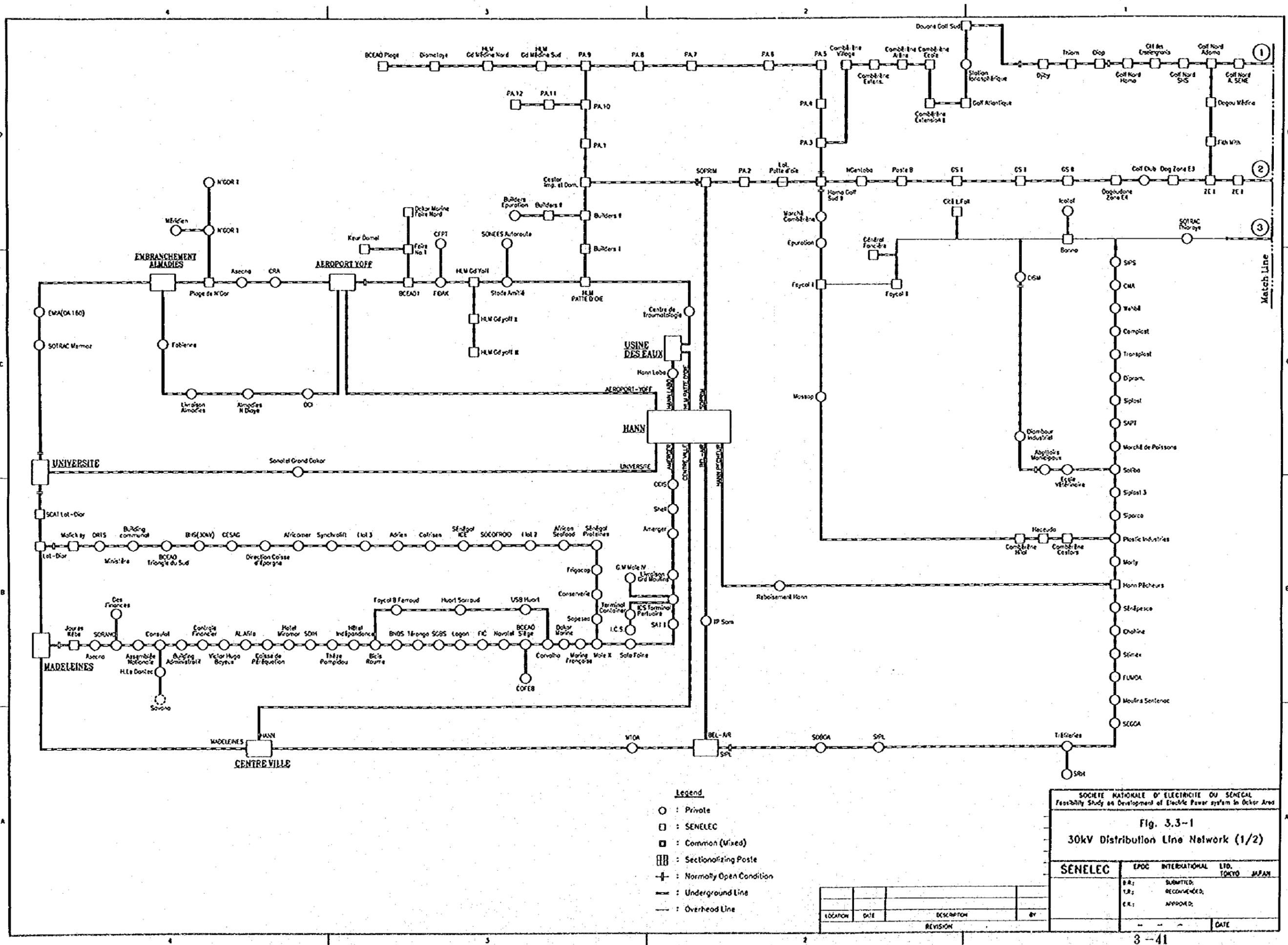


Fig. 3.2-3 Existing Steel Towers (90 kV)

L:\PLOT\ERKUD04 Tue May 23 15:07:49 1995 HP LaserJet 4V



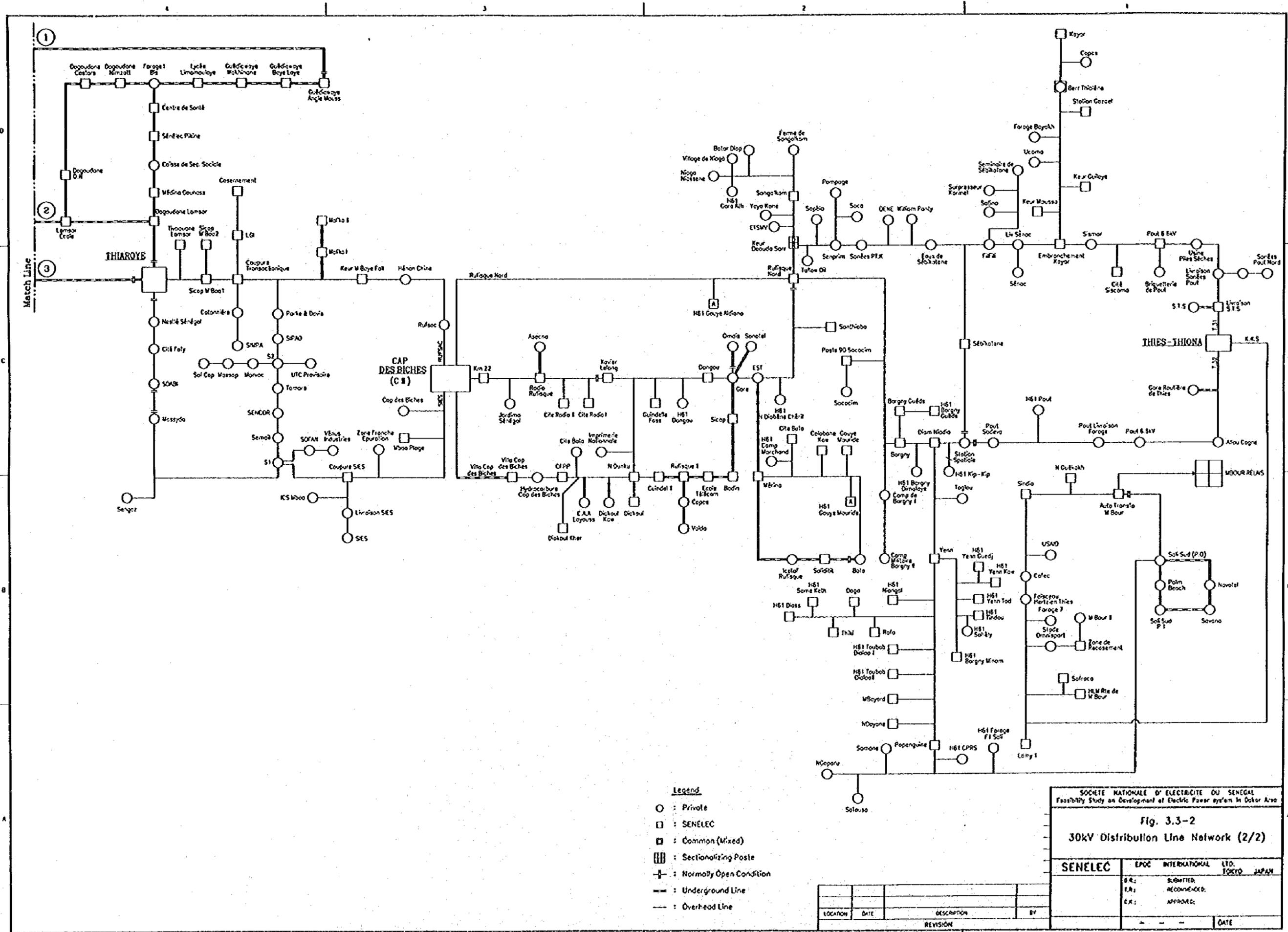
- Legend**
- : Private
 - : SENELEC
 - : Common (Mixed)
 - ▣ : Sectionalizing Poste
 - ⊥ : Normally Open Condition
 - : Underground Line
 - - - : Overhead Line

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

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

Fig. 3.3-1
30kV Distribution Line Network (1/2)

SENELEC	EPDC	INTERNATIONAL LTD. TOKYO JAPAN
P.R.:	SUBMITTED:	
T.R.:	RECOMMENDED:	
A.R.:	APPROVED:	
		DATE



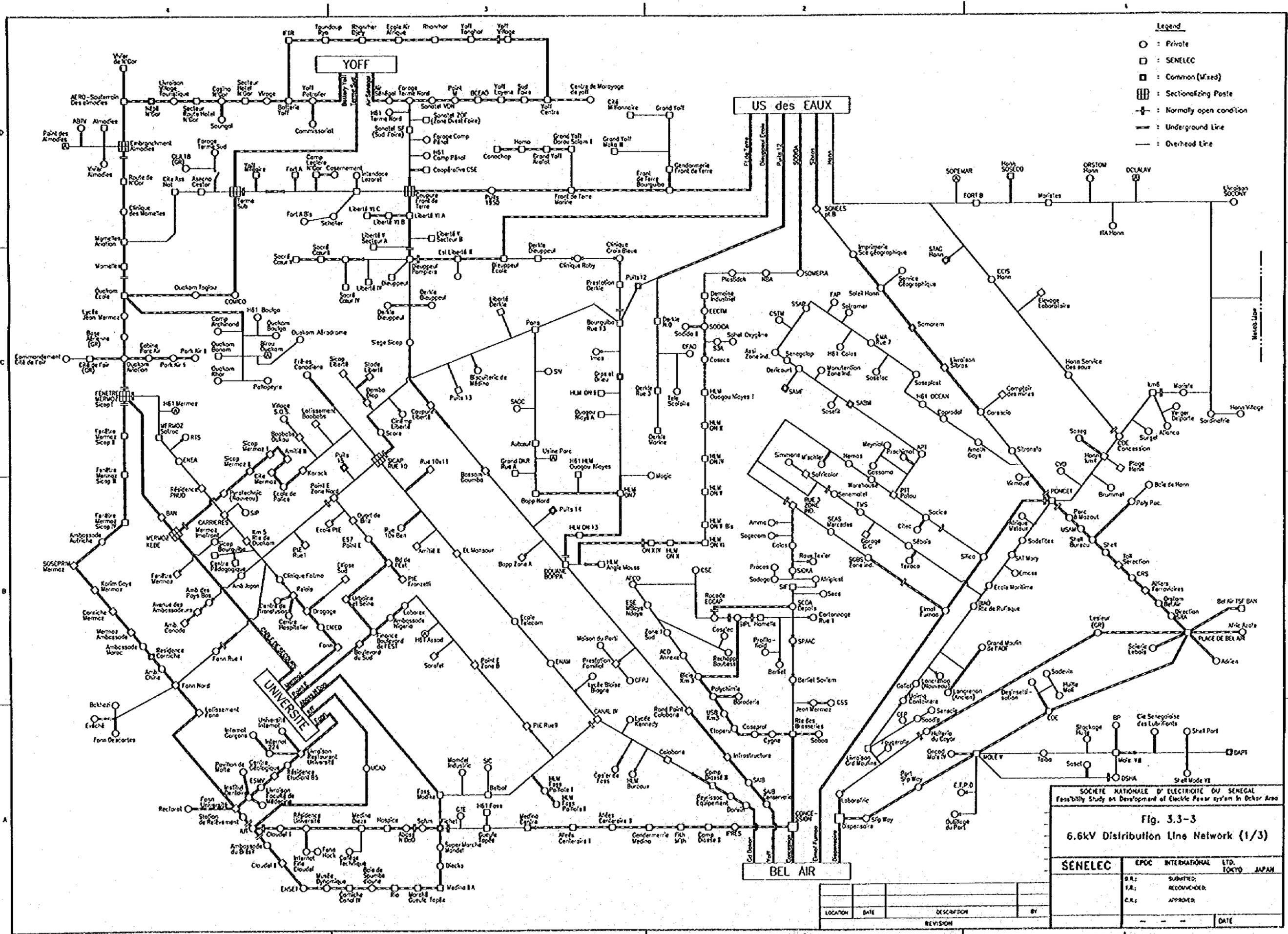
- Legend**
- : Private
 - : SENELEC
 - ▣ : Common (Mixed)
 - ▤ : Sectionizing Post
 - ⊢ : Normally Open Condition
 - - - : Underground Line
 - : Overhead Line

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

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

Fig. 3.3-2
30kV Distribution Line Network (2/2)

SENELEC	EPOC INTERNATIONAL LTD.	TOKYO JAPAN
	S.R.:	SUBMITTED:
	R.R.:	RECOMMENDED:
	A.R.:	APPROVED:
		DATE

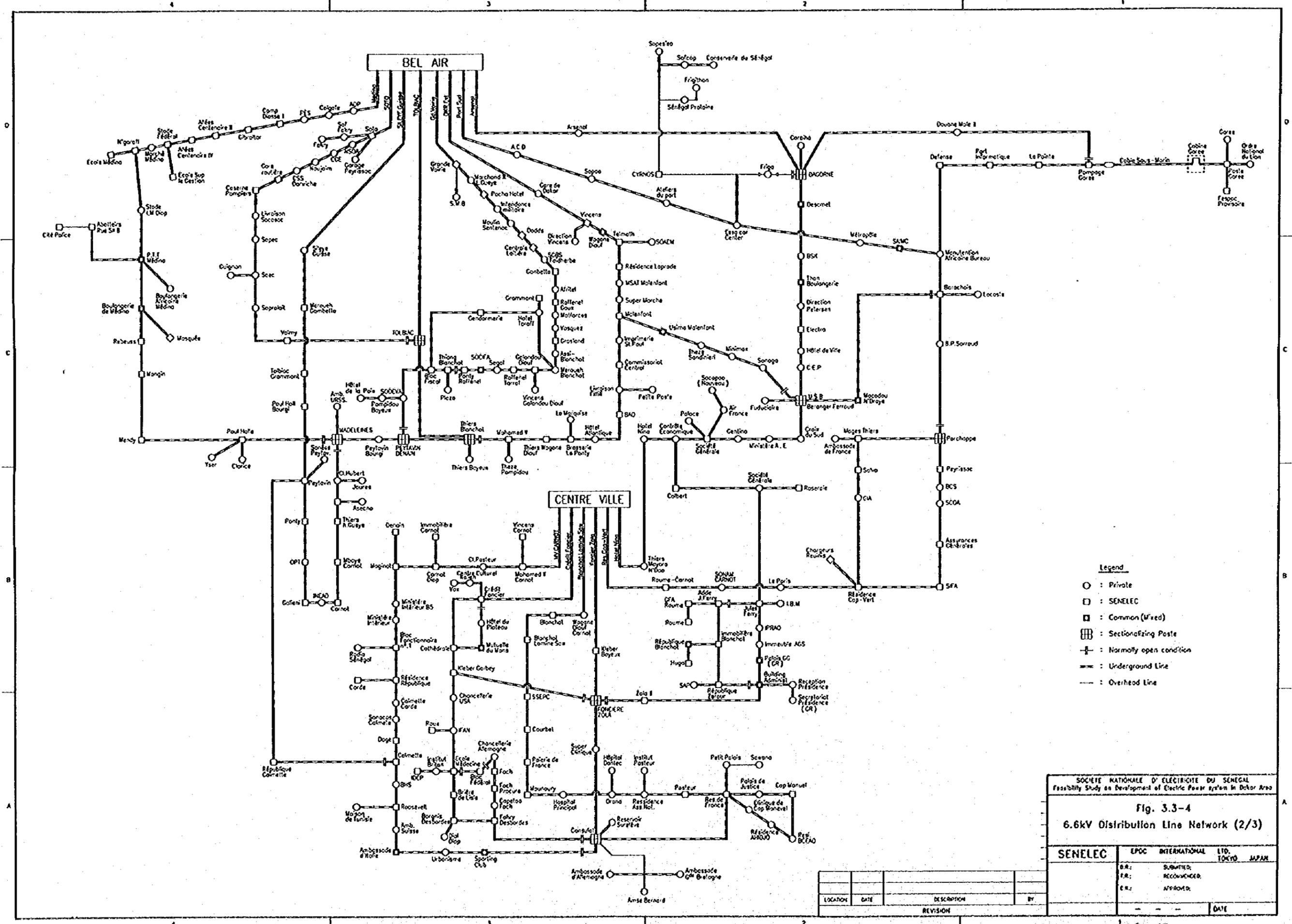


SOCIÉTÉ NATIONALE D'ÉLECTRICITÉ DU SÉNÉGAL
 Feasibility Study on Development of Electric Power system in Dakar Area

Fig. 3.3-3
 6.6kV Distribution Line Network (1/3)

SENELEC	EPDC	INTERNATIONAL LTD.	TOYO	JAPAN
	D.R.:	SUBMITTED		
	E.R.:	RECOMMENDED		
	C.R.:	APPROVED		
				DATE

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY



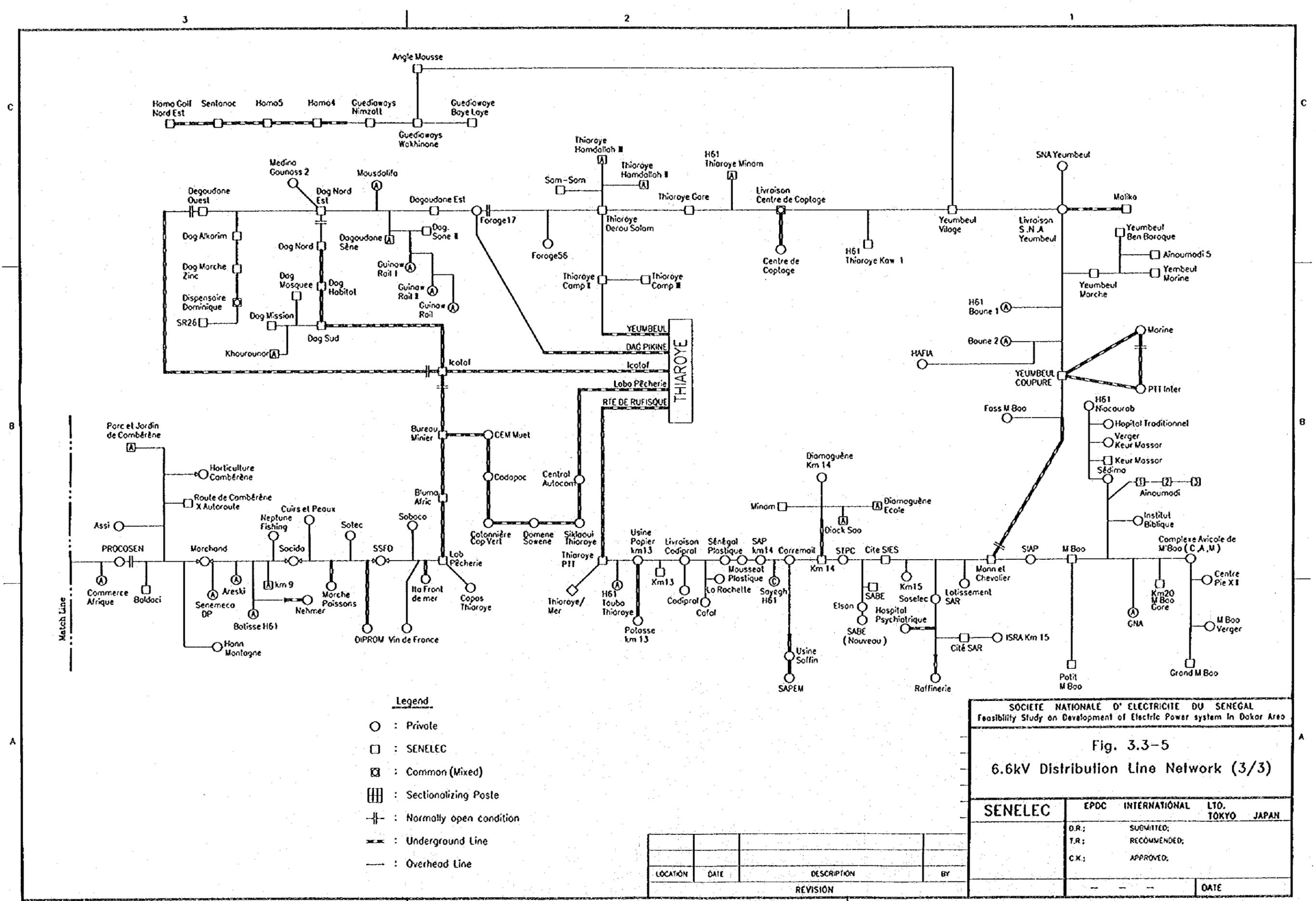
- Legend**
- : Private
 - : SENELEC
 - ▣ : Common (Mixed)
 - ▤ : Sectionizing Post
 - |— : Normally open condition
 - - - : Underground Line
 - : Overhead Line

SOCIÉTÉ NATIONALE D'ÉLECTRICITÉ DU SÉNÉGAL
 Feasibility Study on Development of Electric Power system in Dakar Area

Fig. 3.3-4
6.6kV Distribution Line Network (2/3)

SENELEC	EPOC	INTERNATIONAL LTD.	TOKYO	JAPAN
	D.R.:	SUBMITTED:		
	F.R.:	RECOMMENDED:		
	C.R.:	APPROVED:		
				DATE

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY



- Legend**
- : Private
 - : SENELEC
 - ⊠ : Common (Mixed)
 - ▩ : Sectionalizing Poste
 - ⊥ : Normally open condition
 - : Underground Line
 - : Overhead Line

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

Fig. 3.3-5
6.6kV Distribution Line Network (3/3)

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

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

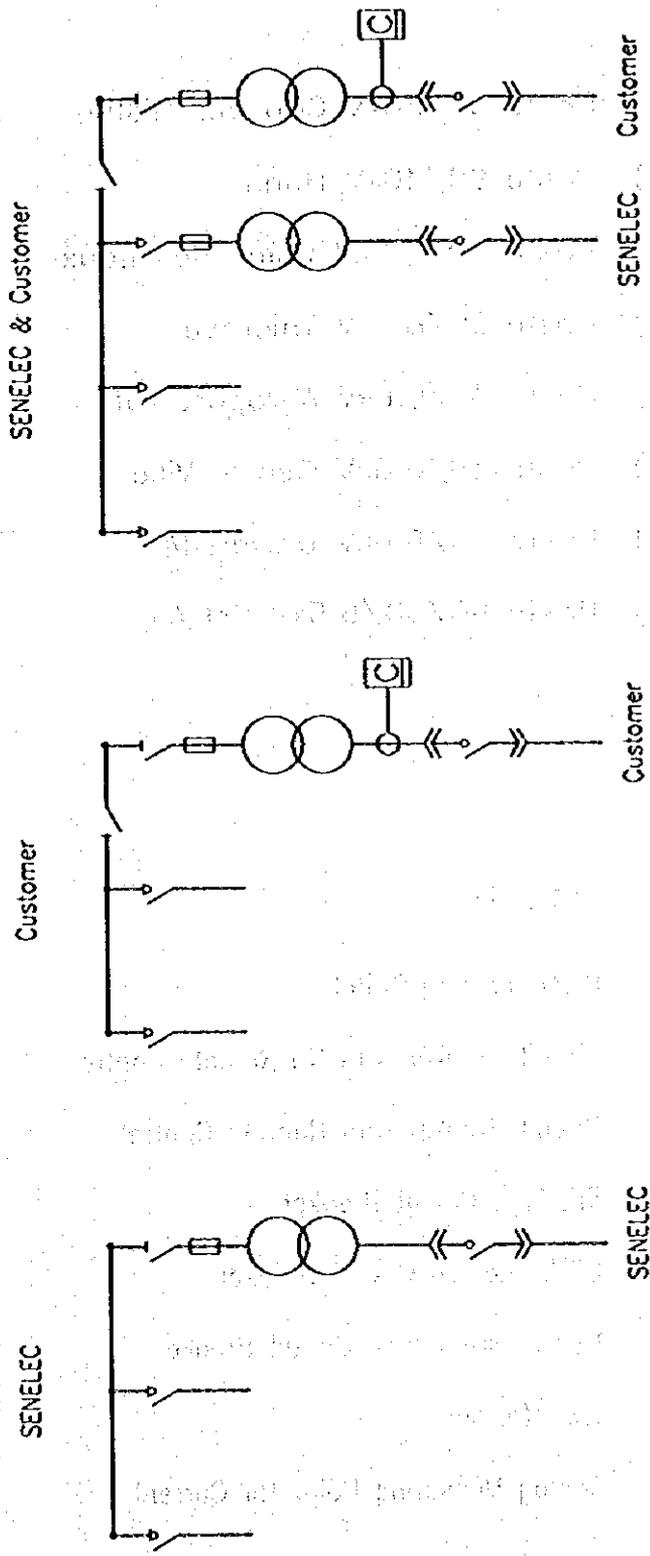


Fig. 3.3-6 Single Line Diagram of Distribution Poste

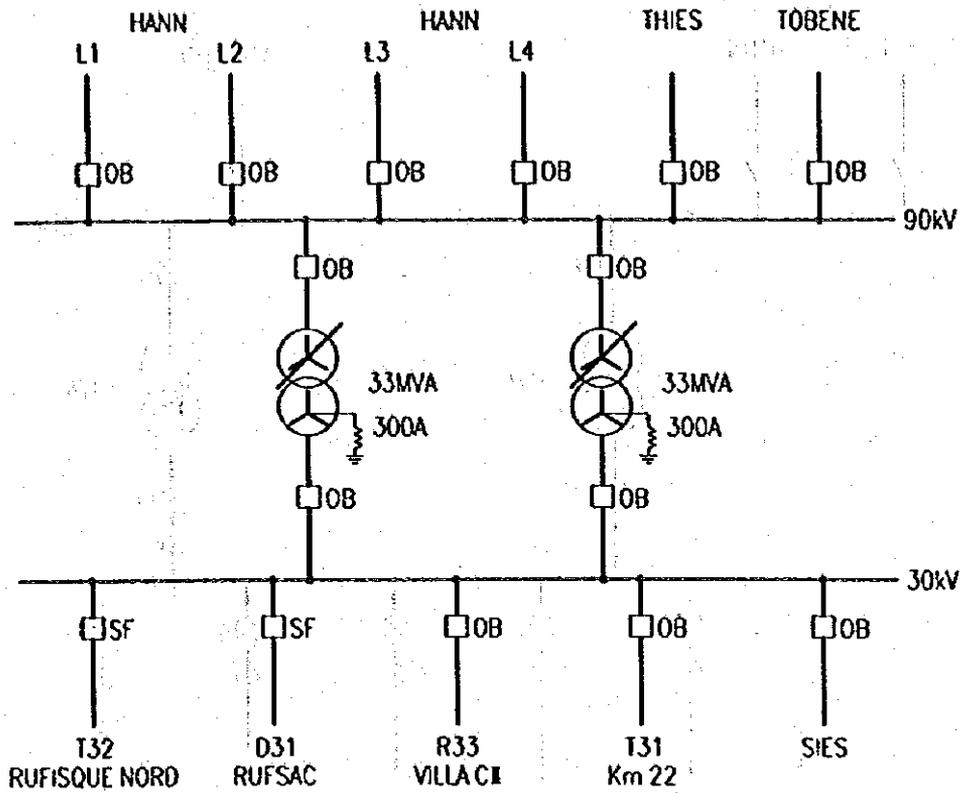
- (1) Poste 90/30kV Cop des Bishes
- (2) Poste 90/30kV Honn
- (3) Poste 30/6.6kV Usine des Eaux
- (4) Poste 30/6.6kV Thioroye
- (5) Poste 30/6.6kV Aéroport Yoff
- (6) Poste 30/6.6kV Centre Ville
- (7) Poste 30/6.6kV Université
- (8) Poste 90/30/6.6kV Bel Air

LEGEND

	Disconnecting Switch
	Circuit Breaker with No Remote Control
	Circuit Breaker with Remote Control
SF	SF ₆ Type Circuit Breaker
OB	Oil Immersed Circuit Breaker
MB	Magne Brust Type Circuit Breaker
	Transformer
	Analog Measuring Point for Current

Fig. 3.4-1 Single Line Diagrams (1/5)

(1) Poste 90/30kV Cap des Biches



(2) Poste 90/30kV Honn

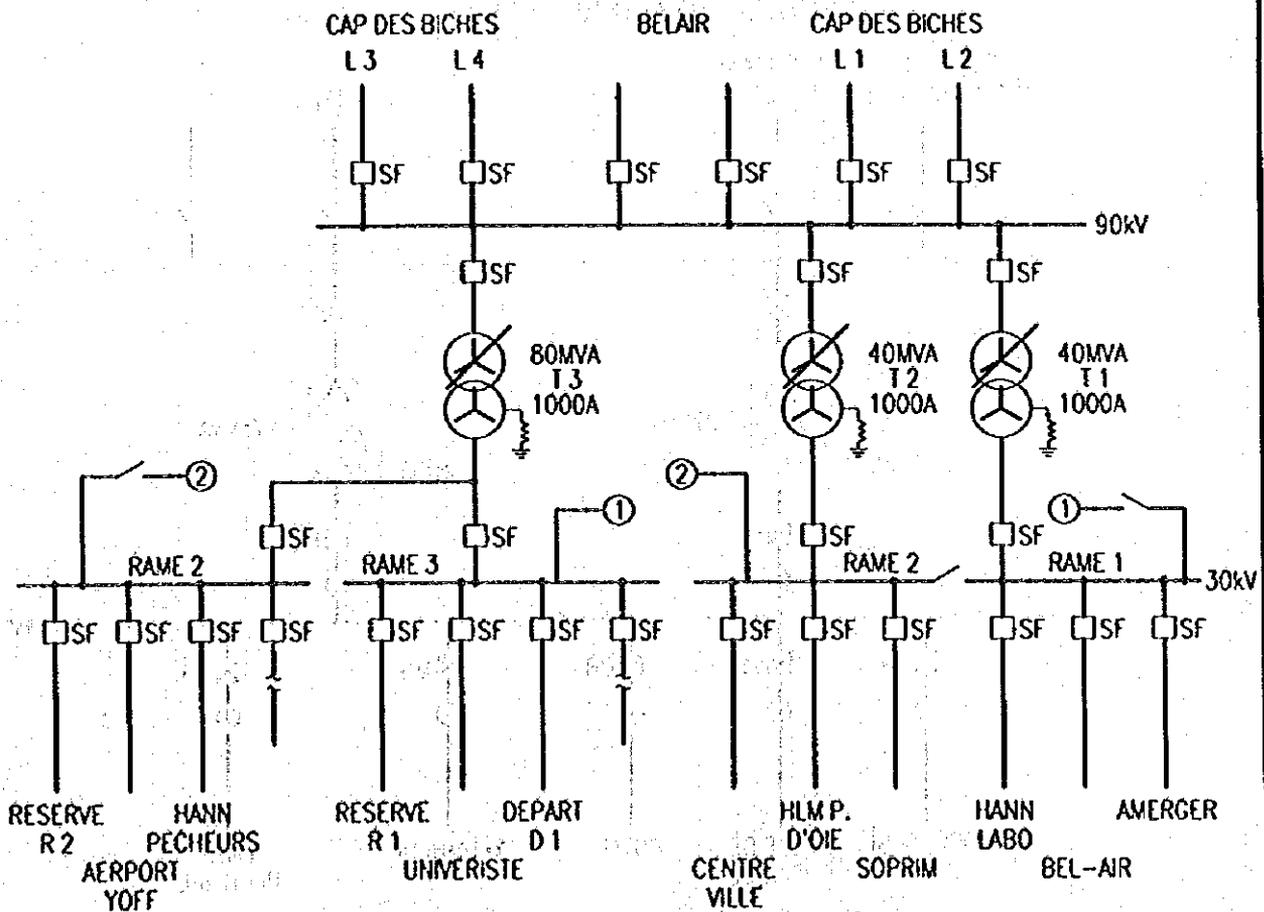
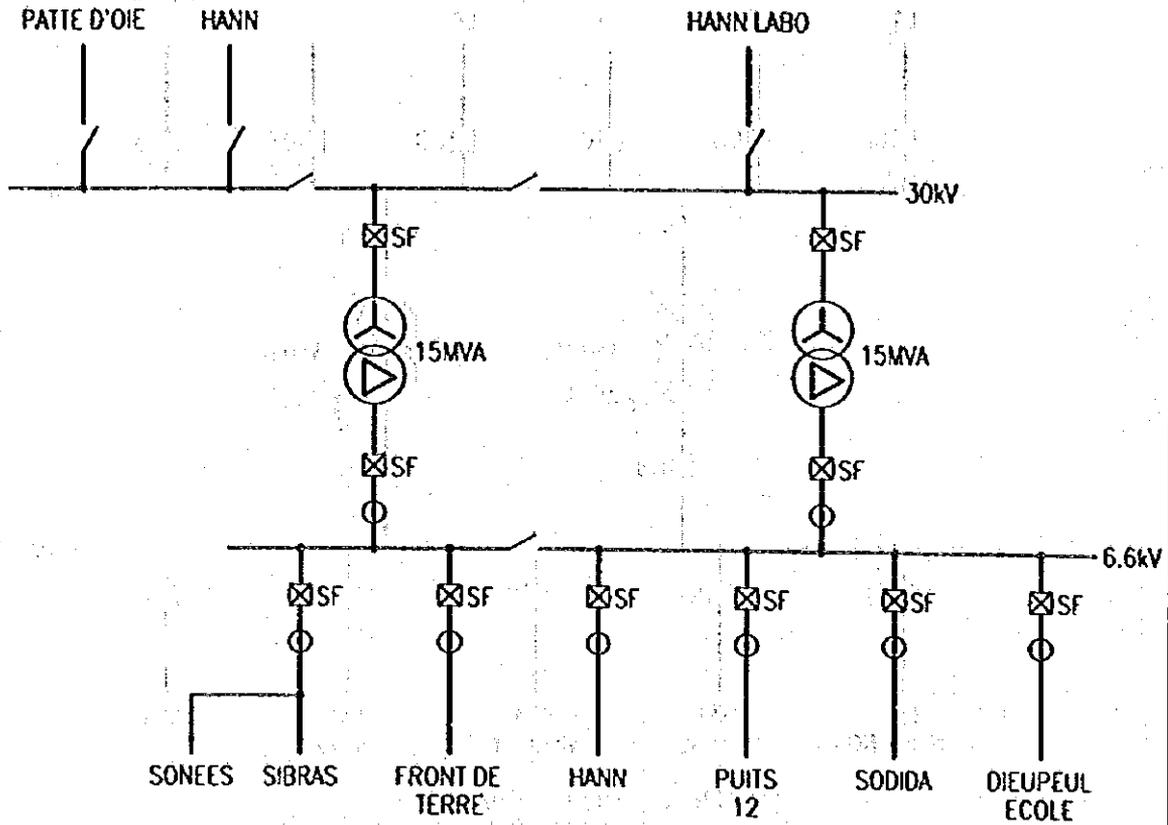


Fig. 3.4-1 Single Line Diagrams (2/5)

(3) Poste 30/6.6kV Usine des Eaux



(4) Poste 30/6.6kV Thiaroye

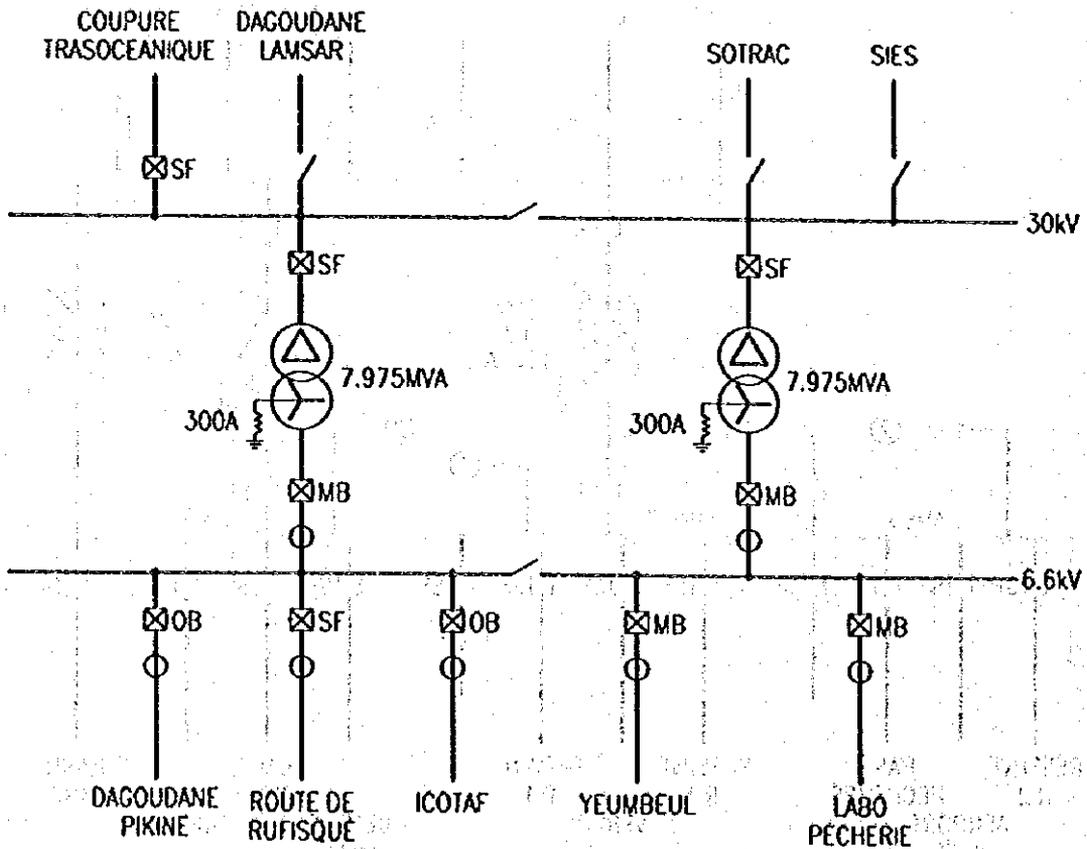
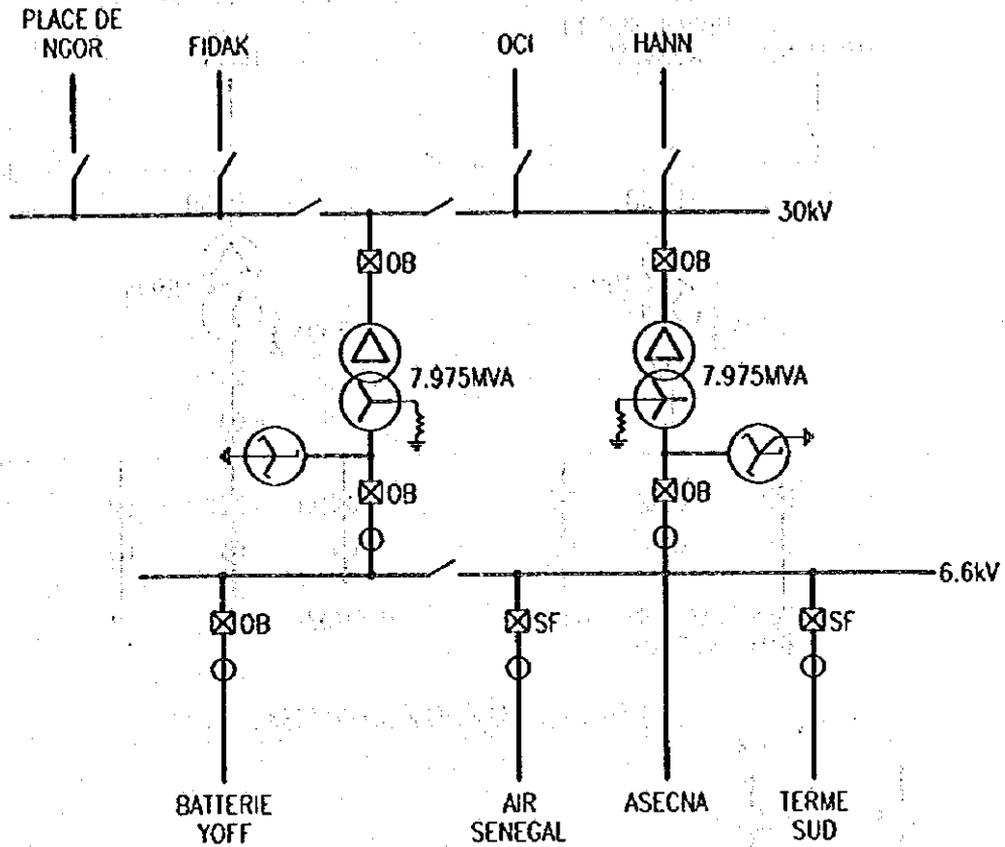


Fig. 3.4-1 Single Line Diagrams (3/5)

(5) Poste 30/6.6kV Aéroport Yoff



(6) Poste 30/6.6kV Centre Ville

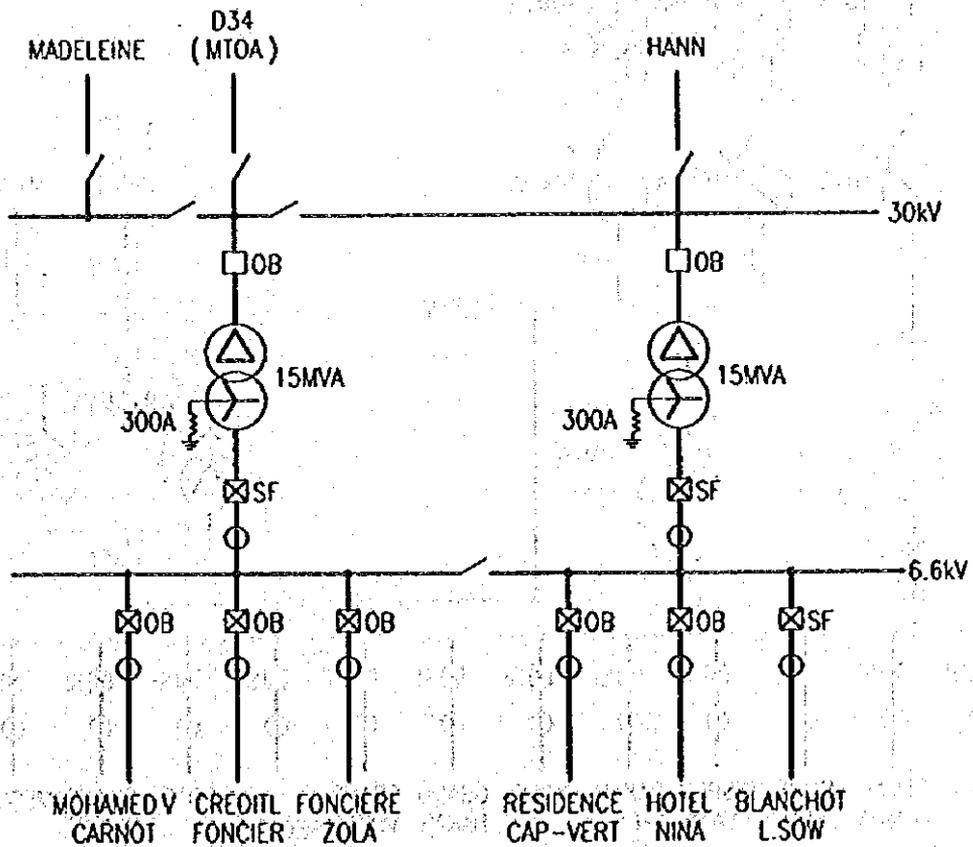
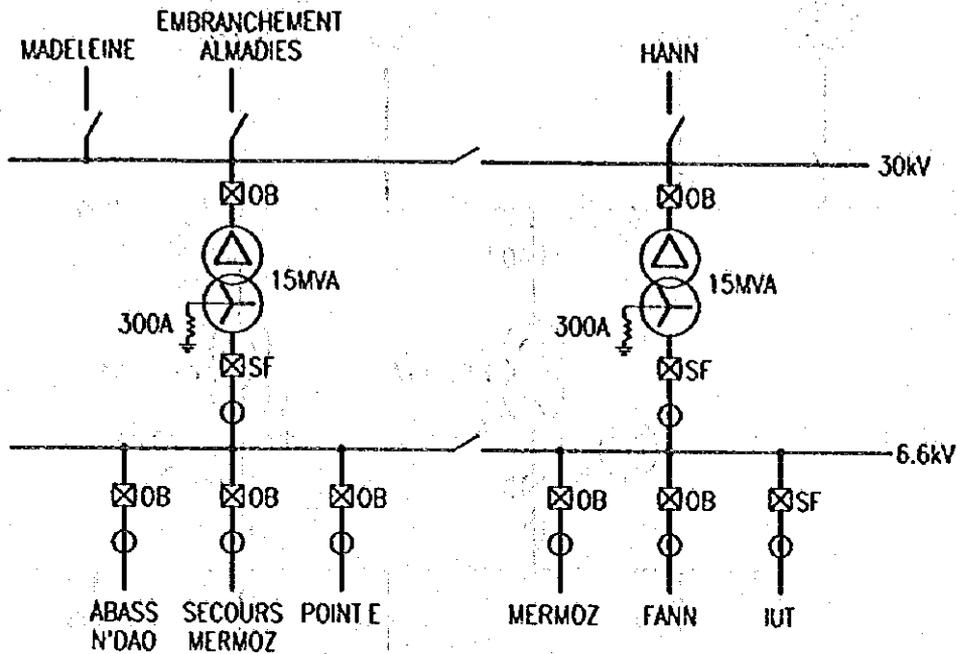


Fig. 3.4-1 Single Line Diagrams (4/5)

(7) Poste 30/6.6kV Université



(8) Poste 90/30/6.6kV Bel-Air

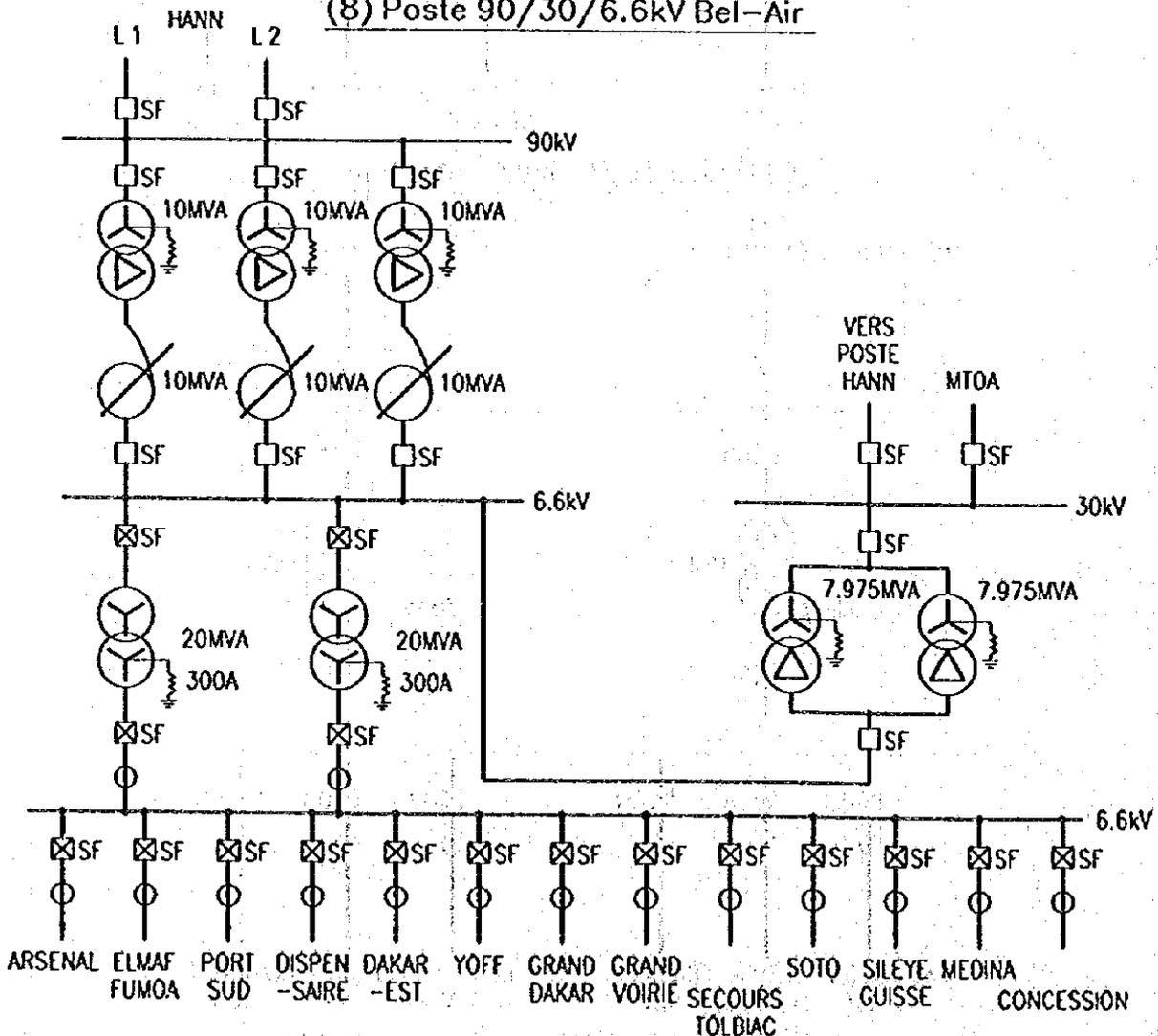
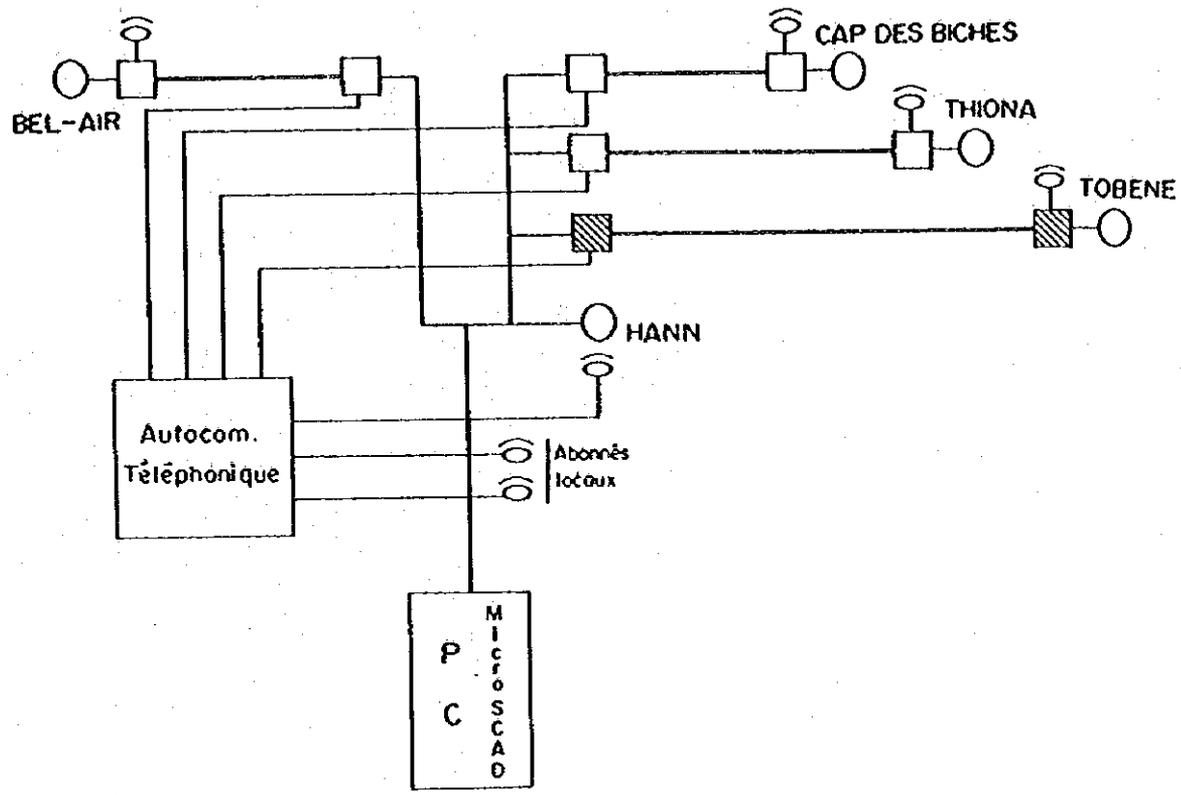
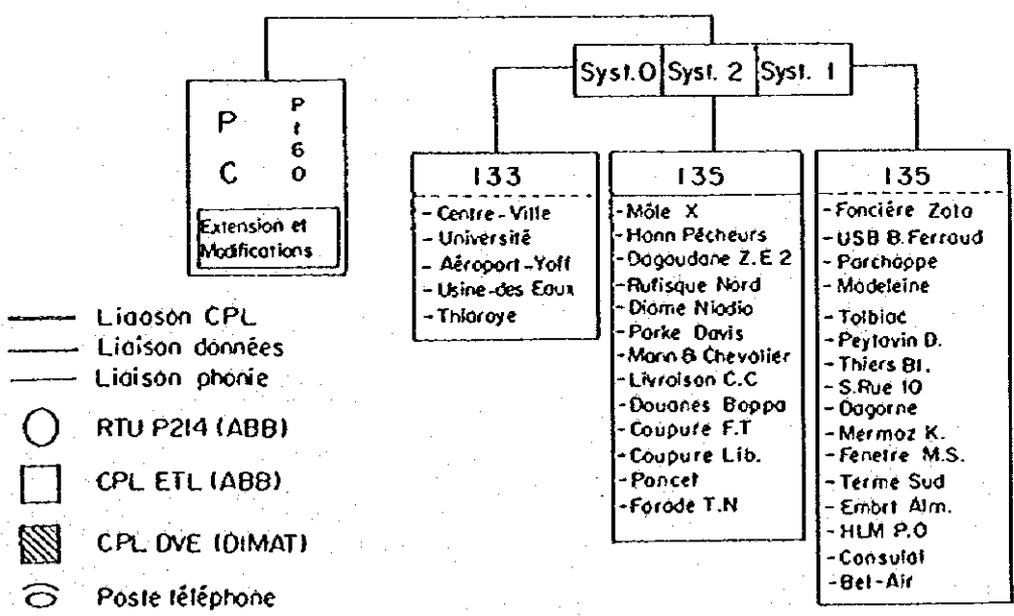


Fig. 3.4-1 Single Line Diagrams (5/5)

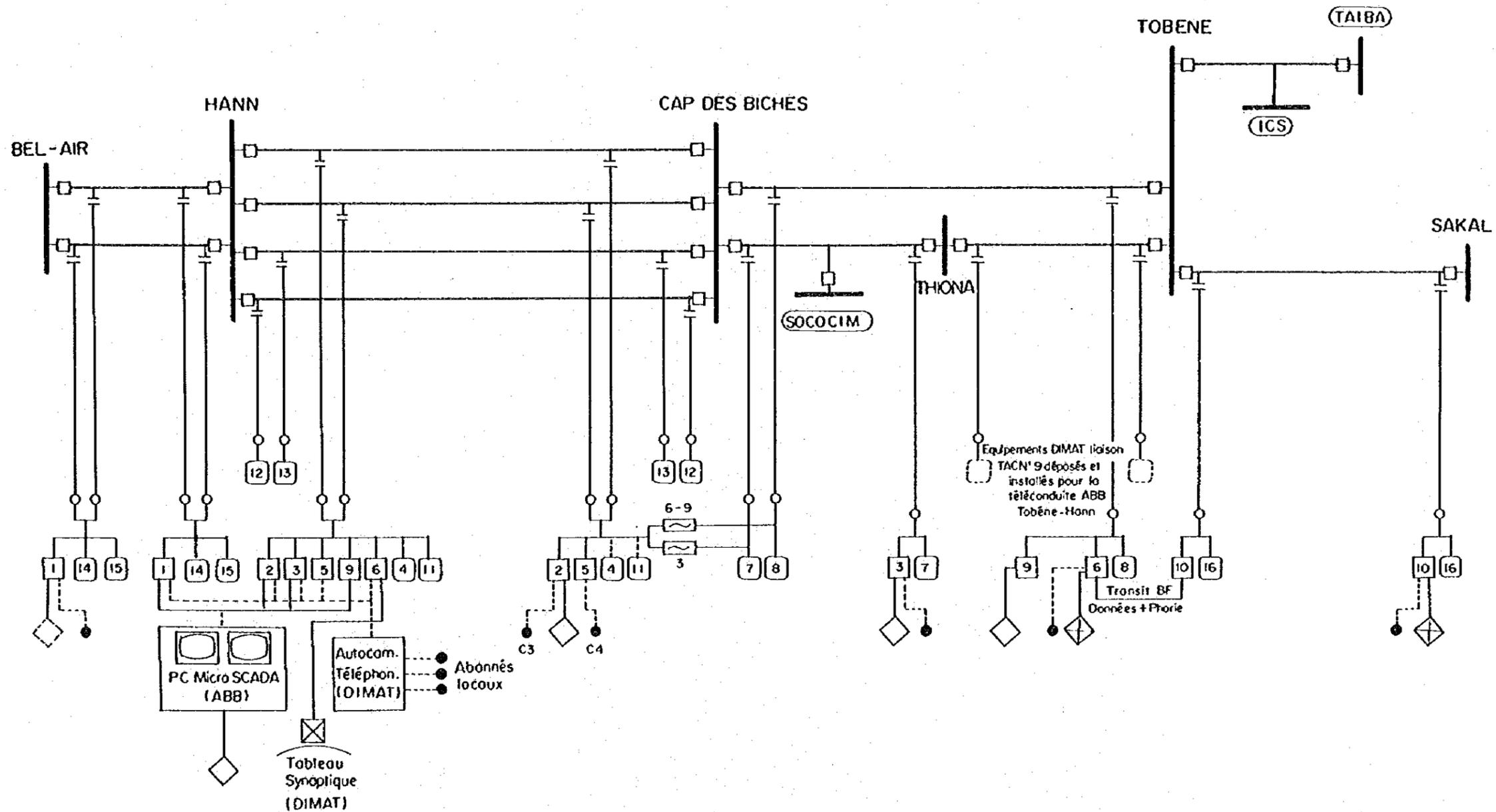


↑ DISPATCHING
↓ BCC



- Liaison CPL
- Liaison données
- Liaison phonie
- RTU P214 (ABB)
- CPL ETL (ABB)
- ▨ CPL DVE (DIMAT)
- Poste téléphone

Fig. 3.5-1 Communication Network



L E G E N D E	□ Circuit bouchon	6 Equipement CPL (liaison 6)	◊ RTU Téléconduite (DIMAT-ESPAGNE)	6 Filtre de transit (liaison 6)
	⊥ Condensateur de couplage	4 Equip. Téléaction HF (liaison 4)	⊗ PC Téléconduite (DIMAT-ESPAGNE)	(ICS) Client HT
	○ Boîte de couplage	◊ RTU Téléconduite (ABB-SUISSE)	● Poste téléphonique	----- Liaison téléphonique

Fig. 3.5-2 PLC Communication Network

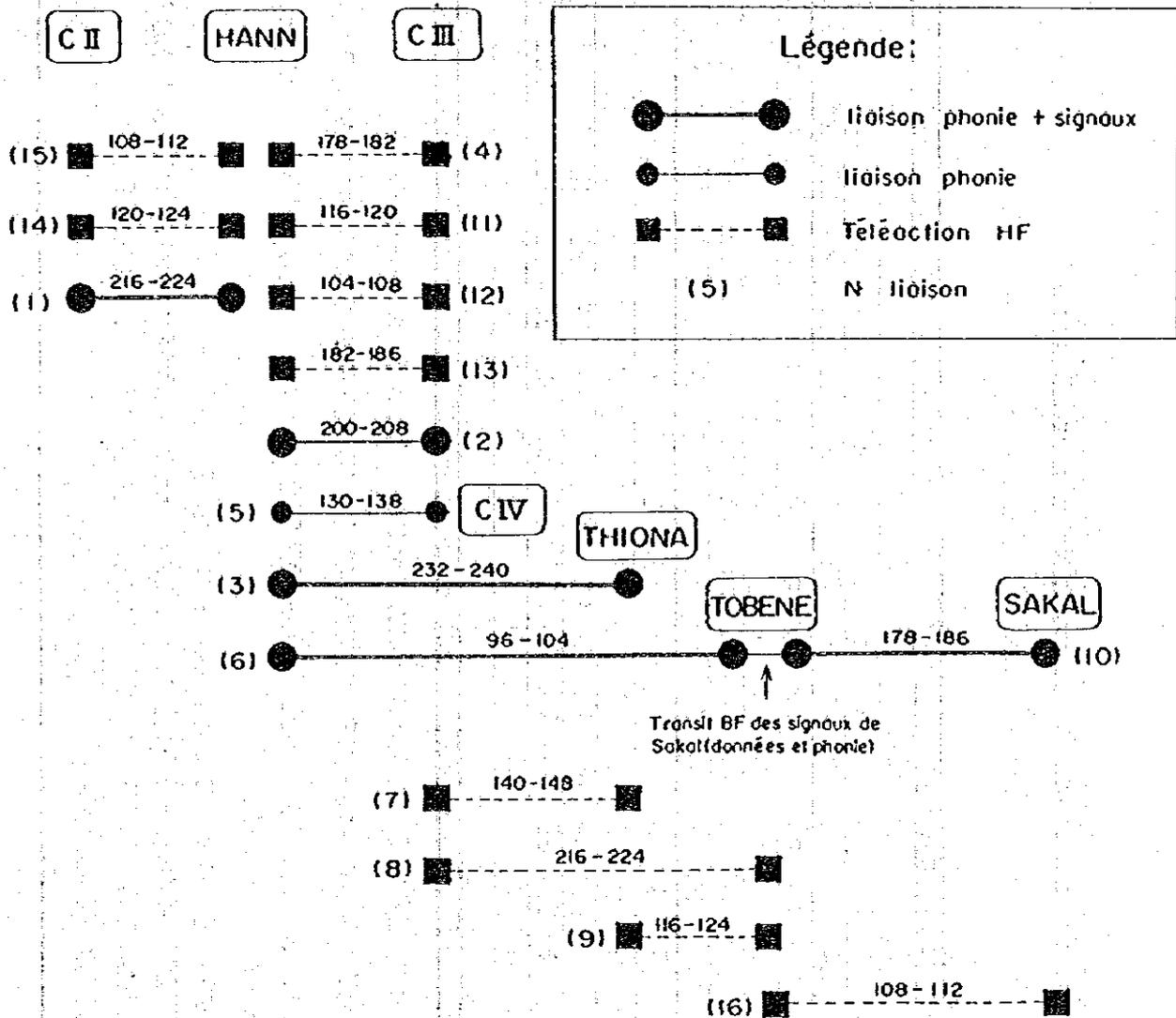


Fig. 3.5-3 PLC Frequency Assignment (kHz)

PROGRAMME JOURNALIER DE LA PRODUCTION DUR I

JOURNEE DU : SAMEDI 27 AOUT 1994

HEURES	00-01	01-02	02-03	03-04	04-05	05-06	06-07	07-08	08-09	09-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	TOTAL (MW)	
SEL	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	4	4	4	4	28
CH	30	28	28	25	24	15	16	16	21	24	25	23	23	21	20	21	22	24	28	24	32	32	30	30	28	581
AR TOTAL	34	32	28	25	24	15	16	16	21	24	25	23	23	21	20	21	22	24	32	32	36	36	34	32	609	
CAP	50	50	50	49	50	53	52	53	55	55	54	53	53	52	50	50	50	51	53	58	58	58	58	57	1269	
DES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13	11	8	7	46	
BICHES CIV	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	360	
TOTAL	72	65	65	64	65	73	67	68	70	70	69	68	68	67	65	65	65	66	68	68	86	84	81	79	1675	
KAHONE	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	144	
SAINT LOUIS	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	3	18	
PRODUCTION	115	105	101	96	95	94	93	89	90	96	99	100	97	97	92	89	90	92	96	106	134	132	127	122	2447	
PREVISION	115	106	101	96	95	94	93	89	90	96	99	100	97	97	92	89	90	92	96	106	134	132	127	122	2447	
DEFICIT	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	
REALISATION																										

HEURES 00-01-02-03-04-05-06-07-08-09-10-11-12-13-14-15-16-17-18-19-20-21-22-23-24

OBSERVATIONS

CI : 1 GR 00H-02H et 19H-24H; GR 105 PMAX: 04,5MW EN DO ; GR 106 :INDISPONIBLE.

CII : 4 GR 00H-06H ET 19H-24H; 3 GR 06H-19H; GR 101 (05MW); GR 102 (09MW); GR 103 (11MW); GR 104 (07MW) .

CIII : 3 GR 00H-24H; GR 301 (26MW); CONDENSEUR 00H-06H; GR 302 (20MW); GR 303 (15MW); TAG I (15MW); TAG II (16MW)

TAG I : 00H-01H ET 20H-24H ; TAG II :

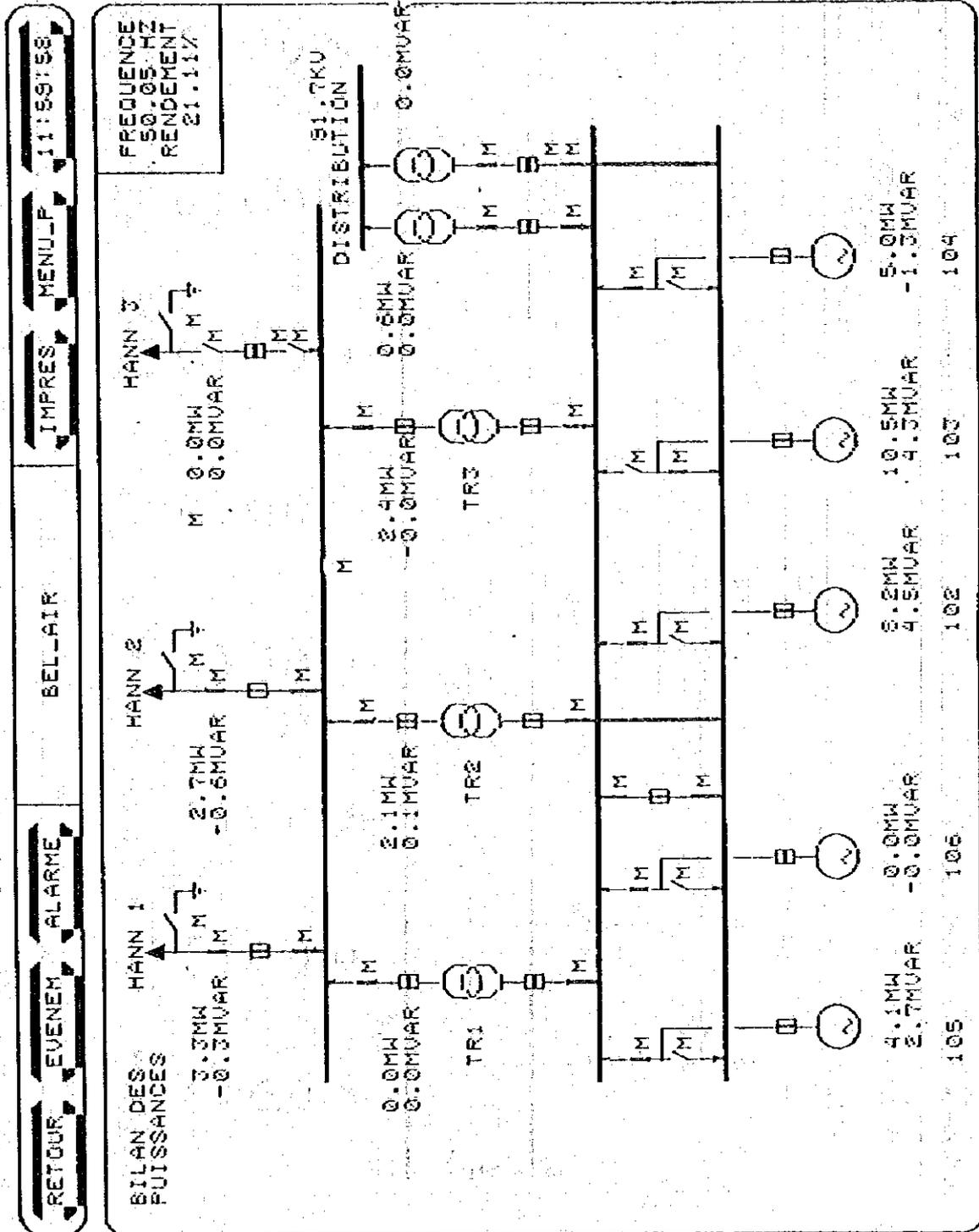
CIV : 1 GR 00H-24H ; GR 401 : PMAX 15,5MW ; GR 402 : INDISPONIBLE.

SAINT LOUIS : 2 GR 00H-06H ET 20H-24H; GR 87 (1,5MW); GR 82 (1,5MW); GR 88 (1,5MW) ; GR 83 : INDISPONIBLE.

KAHONE : 3 GR 00H-24H; GR 93 (3MW); GR 149 (3MW); GR 94 (3MW) ET GR 150 : INDISPONIBLE

TARIFA BASSSE DE 400W DE 00H05-24H00

Fig. 3.5-4 Generation Schedule



94-08-29 11:31:22 SYSTEME SMS-GI E.G. ERREUR

Fig. 3.5-5(1) Station Overview Display (Bel-Air)

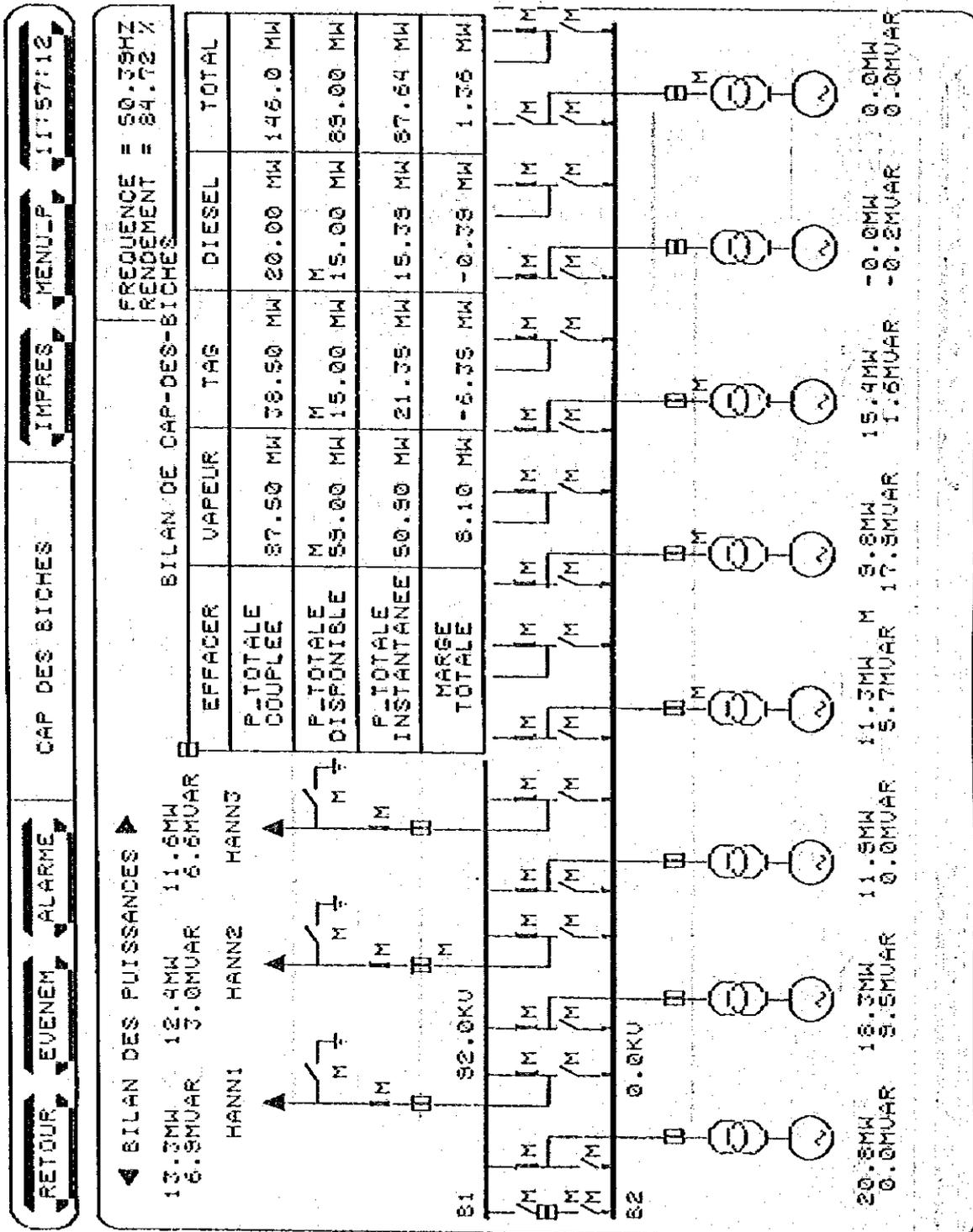


Fig. 3.5-5(2) Station Overview Display (Cap des Biches)

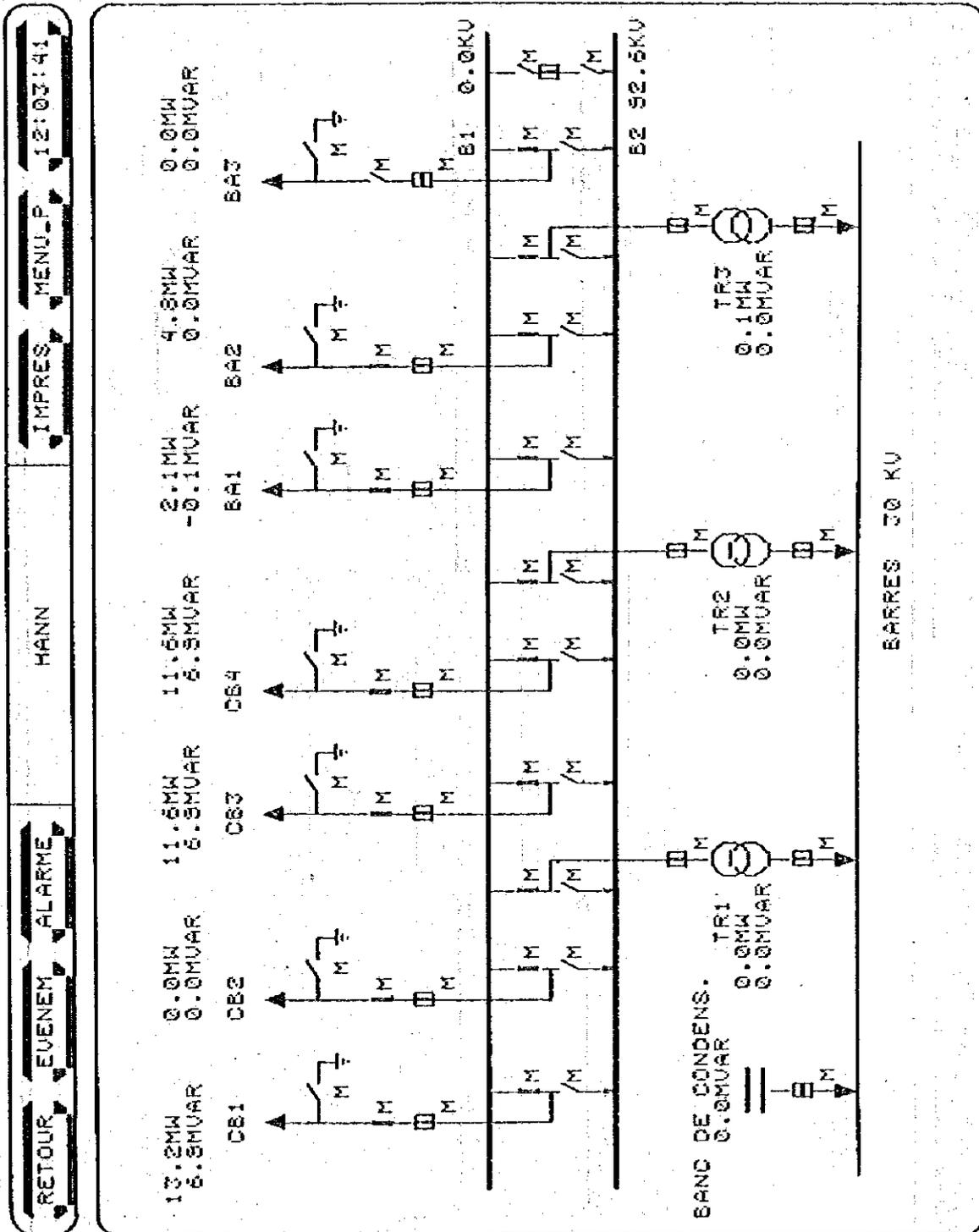


Fig. 3.5-5(3) Station Overview Display (Hann)

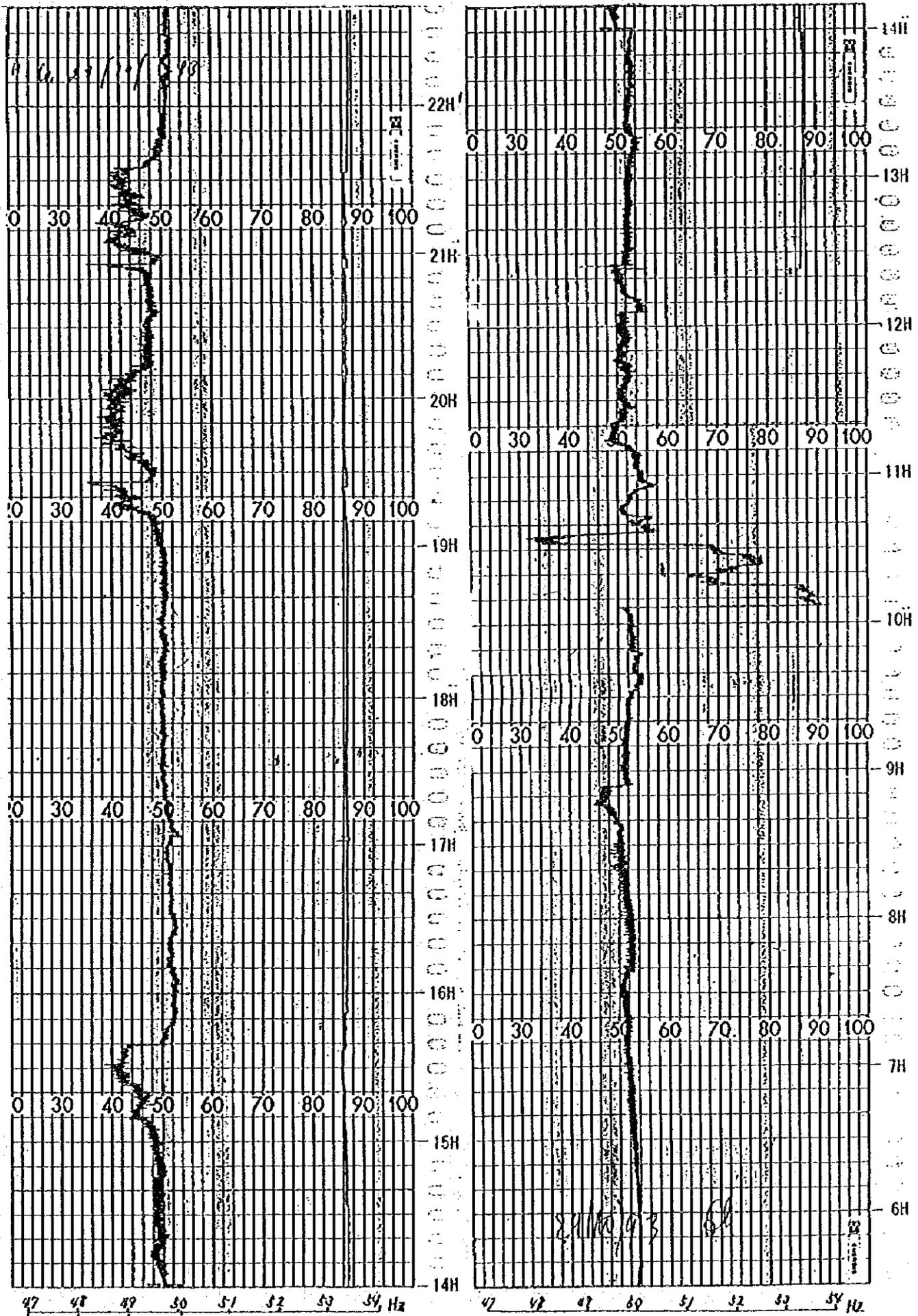


Fig. 3.5-6 Frequency Record Chart

第 4 章

既設設備の運用

第4章 既設設備の運用

4.1 発電設備の運用

4.1.1 運転実績

SENBLEC の発電設備については、3.1.2 項に述べられているように、すべてが熱機関発電設備から成り、スチームタービン、ガスタービン及びディーゼルより構成されている。各設備の1993年の運転実績に基づく、各ユニットの様相は以下に述べる通りである。Table 4.1.1-1 は Bel-Air 及び Cap des Biches 両発電所に於ける各発電ユニットの運転実績を示す。Table 4.1.1-2 は1994年4月に於ける燃料油の価格を示す。

(1) Bel-Air 発電所

a. C I : ディーゼルユニット(G105) (1991)

ディーゼルユニット(G105)は、日本国からの無償援助による設備であり、1991年の運転開始である。重油及び軽油を燃料とする設備で年間可能発電電力量は、定格出力として 43.8GWh、経済出力として 39.42GWh であり連系系統の発電可能電力量の約 2% を占める。平均出力は 4,023kW と経済出力 4,500kW に近い運転となっており、他の発電運転記録からも判断されるが、ほぼ一定出力運転となっている。

1993年度の運転時間が比較的少ないのは、燃料系統のトラブルによるもので、1994年に入ってから、ベース発電設備として既に長時間運転を達成している。運転状況としては、調査時点での力率が定格の 80% 一杯であることから、負荷端に近い発電所として、電圧調整を粗調整となる変圧器のタップ調整に依存しない微調整の効く発電設備によっていることが分かる。

b. C I : ディーゼルユニット(G106) (1991)

ディーゼルユニット(G106)は、G105 と同様に日本国からの無償援助による発電設備で、マスタープランのレビューステージに於ける調査時点では、オーバーホール中であり、日本人技術者の指導のもとに SENBLEC 技術員による作業が進められていた。2つのユニットは同一仕様のものとなっている。平均出力は、4,185kW と G105 に比してより経済出力 4,500kW に近い運転となっており、他の発電運転記録からも判断されるが、ほぼ一定出力運転となっており、負荷変動の吸収用発電設

備としては、出力規模も小さいこともあり、利用されない。

c. C II : スチームタービン(G101) (1953)

SENBLEC の発電設備の中で最も古いもので、運転開始は1953年と既に40年を越える設備となっており、過去数年間は運転休止となっていたが、新規設備の投入遅れから1994年になって補修を終え定格 12,800kW に対し 5,000kW で運転を再開している。重油燃焼設備であり、スチームタービンとしては比較的容量が小さく、既に耐用年数も運転時間の制限も越えた設備であり、早期に廃棄が求められる。

d. C II : スチームタービン(G102) (1955)

G101 に続いて古い設備であり、1955年運転開始の同一仕様の設備となっている。定格 12,800kW に対して可能出力は 9,000kW となっており、燃料コストは、G101 のデータが不明であるが 18.24FCFA/kWh と最も高いものとなっている。運転稼働率は約 60% と古い設備にも係わらず高いものとなっている。耐用年数も運転時間も制限値を越えたものとなっており、早期に廃棄が求められる。平均出力は、6,378kW と可能出力 9,000kW に対し変動しているが、これはスチームタービンの応答速度から負荷変動の長周期変動分の吸収源として利用されていることを示す。

e. C II : スチームタービン(G103) (1959)

G101 と同一仕様の定格 12.8MW の発電設備であり、1959年運転開始である。可能出力も 11,000kW と古い設備にも係わらず順調に運転を続けており、年間発生電力量も 35.1GWh と全発生量の約 3.9% を占める。燃料コスト 18.23FCFA/kWh は、G102 と同様スチームタービンの中では高いものとなっている。平均出力は、7,316kW と可能出力 11,000kW に対し変動しているが、これは G102 と同様スチームタービンの応答速度から負荷変動の長周期変動分の吸収源として利用されていることを示す。

f. C II : スチームタービン(G104) (1961)

1961年運転開始の G101 と同一仕様の設備であり、1993年時点では定格 12,500 kW に対し 5,000kW の出力となっているが、1995年では 10,000kW まで回復するとのことである。運転稼働率からみると 71.8% は、発生電力量の 47GWh(全発生電力量 901.2GWh の 5.2%)と共に設備利用率の高いものとなっている。平均出力は、7,483kW と可能出力 5,000kW に対し上回っている。G102 と同様スチームタービンの応答速度から負荷変動の長周期変動分の吸収源として利用される。

(2) Cap des Biches発電所

a. C III : ガスタービン(TAG1) (1972)

ガスタービン TAG1 の運転実績から見ると、可能出力 15,000kW、運転稼働率 61.2% 年間発生電力量 45.6GWh(全発生電力量 901.2GWh の約 5%)は、尖頭負荷時の負荷変動の吸収発電設備としてだけでなく、中間負荷帯のエネルギー供給源の役割も担っていると言える。燃料は、ディーゼル油及び天然ガスであり、燃料コストは、46.4FCPA/kWh と高い。

尖頭負荷帯の供給制限の解消に、負荷応答性の高いガスタービンの新規投入が不可欠であると考えられるが、尖頭負荷の立ち上がり、立ち下がりが激しい部分にガスタービンの特性を利用して対処し、緩やかな変動を伴う変動負荷帯の吸収の役割は、他の発電設備であるディーゼル設備の負荷応答性により対処し、これによりガスタービンの応答範囲を広げることが必要とされる。

b. C III : ガスタービン(TAG2) (1984)

TAG1 に比して、可能出力 19,000kW、運転稼働率 36.3%、年間発生電力量 32.4GWh (全発生電力量 901.2GWh の約 3.6%)は、尖頭負荷時の負荷変動の吸収発電設備としての役割を担っていると言える。

燃料はディーゼル油の使用であり、燃料コストは全発電設備中最も高い。尖頭負荷吸収用発電設備として、一台故障時他でもって年間に亘り負荷変動に応答するためには、もう一台のガスタービン発電設備が望まれるが、1995年始めに運転開始が予定されていることから供給不足の解消におおいに期待される。

c. C IV : ディーゼル(G401) (1990)

ディーゼル G401 の運転実績、可能出力 20,000kW、運転稼働率 76.3%、年間発生電力量 111.5GWh は全発生電力量 901.2GWh の約 12.3% に達し、ディーゼル G402 と共に最も安価な燃料コスト 10.98FCPA/kWh となっている。燃料コストの良さから、発電運転計画ではベース負荷として最優先に用いられる。

平均出力は、16,680kW であり、可能出力 20,000kW に対し変動しているが、ディーゼル発電設備は調速機運転が可能な実力があることから、ガスタービンで吸収出来なかったか、あるいは、ガスタービンが停止中の負荷変動分を吸収するために利用されるためである。特に深夜帯の軽負荷時(午前2時から3時に発生する)、急激に負荷が低下する際に、その変動分の吸収源として利用される。

d. CIV : ディーゼル(G402) (1990)

ディーゼル G402 の運転実績、可能出力 20,000kW、運転稼働率 77.3%、年間発生電力量 117.3GWh は全発生電力量 901.2GWh の約 13% に達し、ディーゼル G401 と共に最も安価な燃料コスト 10.56FCPA/kWh と共に、発電計画ではベース負荷として最優先に用いられる。

この G402 の年間発生電力量 117.3GWh は、Bel-Air の G102-103-104 の合計発生電力量に匹敵し、高い稼働率と共に不測の事故時他に与える影響は大きいといえる。

平均出力は、17,318kW であり、可能出力 20,000kW に対し変動しているが、G401 と同様にディーゼル発電設備の持つ调速機運転実力により、ガスタービンで吸収出来なかったか、あるいは、ガスタービンが停止中の時の負荷変動分を吸収するために利用されるためである。

e. C III : スチームタービン(G301) (1966)

連系系統に於ける発電不足による供給制限は、G301の運転実績を見ることにより判断される。可能出力 27,500kW、運転稼働率 85.6%、年間発生電力量 170.6GWh は全発生電力量 901.2GWh の約 18.9% に達し、燃料コスト 12.74FCPA/kWh はディーゼル G401-402 について安価なものとなっている。

特に、年間運転時間の 7,497 時間は、細密点検を挟む年間必要保守時間 1,344 時間をこなすことが不可能な運転となっている。1993年時点では、最大出力を誇る発電設備であり、高い稼働率と共に不測の事故時他に与える影響は最大となる。

平均出力は、17,318kW と可能出力 27,500kW に対し変動しているが、可能出力が1993年で最大なこともあり、比較的周期の長い負荷の吸収源として利用されていることを示す。

f. C III : スチームタービン(G302) (1975)

可能出力 20,000kW、運転稼働率 90.8%、年間発生電力量 166GWh は全発生電力量 901.2GWh の約 18.4% に達し、燃料コスト 13.16FCPA/kWh は G301 について安価なものとなっている。年間運転時間 7,954 時間は、最長運転時間を示しており、適正な保守は出来ず、定格容量 30,000kW に対し可能出力 20,000kW の示すところは、電力運営を維持していくためには停止が出来ずやむを得ず運転を続けているといえる。早期に細密点検を実施し定格出力運転に戻すことが必要とされる。

平均出力は、20,867kW と可能出力 20,000kW に対しほぼ一定出力運転となっている。

g. CⅢ：スチームタービン(G303) (1978)

調査時点で、オーバーホールを実施中であった。定格出力 30,000kW に対し可能出力 15,000kW と半分の出力に低下したための細密点検である。しかしながら、運転稼働率は 83.6%、年間発生電力量 115.5GWh は全発生電力量 901.2GWh の 12.8% に達し、燃料コスト 13.55FCPA/kWh は G302 に続いて安価なものになっている。

細密点検終了後は、定格出力運転に回復することが期待される。年間運転時間 7,237 時間は、G301 に続いて高い稼働率となっている。

CⅢの3台の発電設備による合計発電電力量 451.9GWh は、全発生電力量 901.2GWh の 50% となっており、その出力規模及び年間発生電力量の両面から他への影響が大きいといえる。平均出力は、15,944kW と可能出力 15,000kW に対しほぼ一定出力運転となっている。

4.1.2 保守実績

(1) 標準保守運用基準

Bel-Air 及び Cap des Biches 両発電所設備の標準保守運用基準は、Table 4.1.2-1 に定められているようであるが、全項での運転実績の結果から判断されるように、供給容量不足もあり定期的な保守が実施困難な状況になっている。

このような保守点検の定期的な実施が困難な状況下では、発電出力の低下、機器劣化の促進等様々な点で悪影響を与えることになる。

(2) 年間稼働時間と保守点検

a. 年間稼働時間

発電設備の保守運用を適正に行うには、年間の稼働率を標準化し、過度の運転としないようにすることが重要である。

Table 4.1.2-1 の、標準保守運用基準より3つの運用ケースを想定する。ケース1は年間時間稼働率 70% で最も保守停止が少なくすむ場合、ケース2は年間時間稼働率 75% で中間長さの細密点検が入る場合、ケース3は年間時間稼働率 80% で長期の細密点検が入る場合を想定する。

Table 4.1.2-2 は、Bel-Air 及び Cap des Biches の発電設備をそれぞれシリー

スに点検を実施するとして、必要とする時間及び点検日を求めたもので、ケース1で年間運転時間 6,132時間として通算 252日、ケース2では年間運転時間 6,570時間として通算 399日、ケース3では年間運転時間 7,008時間として 651日となる。ケース3のように細密点検を先送りすることにより発生するケースでは、同時に2台近くを停止し点検を行う状況を呈することになる。

Cap des Biches の G302 および G303 の場合、1993年の実績では、定格出力 30,000kW に対して G302 では 20,000kW、G303 では 15,000kW の可能出力となっている。SBNLEEC による1995年度の年間停止計画を Fig. 4.1.2 に示すが、これからも判断されるように G302 及び G303 はシリーズでリハビリテーション工事を行うことになっており、発電機を長期停止してスーパーヒーターの補修工事を行うには約5カ月は必要とし、これは5カ月×30日×24時間=3,600時間となり、運転稼働時間は 5,160時間、時間稼働率にして 59%となる。実績時間稼働率が 90.8% 及び 82.6% は、連系システムの主力機種であり、かつ最大容量を有する設備の長期停止の影響の大きさが理解されると共に、可能出力が低下しても、運転を止めることの出来ない状況がある。

b. 年間発電電力量

年間発電電力量と年間稼働率との関係は重要であり、適正稼働率のもとで運転を行うためには、必要とする予備力を有していることが前提となる。1993年に於ける G301, G302, G303 の実績時間稼働率が非常に高いということは、尖頭負荷時の kW 出力の供給制限と発電電力量の供給力不足とが共に存在することであり、早期に改善する必要があるといえる。

4.2 送配電設備の運用

(1) 送電設備

Dakar 地区における 90kV 送電設備に関しては送電容量は十分である。また、各系統変電所間において2あるいは3ルートに建設されているために、設備の供給信頼性が高いものと判断される。

ただ、Dakar 地区は塩分による汚損地区であり、設備の運用上年1回の割合で鉄塔に取付けられたがいし連の清掃を実施している。また、Cap des Biches-Hann 間の一回線送電線の架空地線が取外されているが、電線を雷の直撃から保護するためにも

架空地線の取付けが推奨される。

(2) 配電設備

a. 30kV 配電網

系統変電所 (90/30kV)より引き出された配電線は、区分開閉器によって他の配電用変電所と連系している。実際の運用は常時開放型のループ運転を行っている。なお、開放点は配電用変電所である。

b. 6.6 kV 配電網

30kV 配電線と同様、常時開放型のループ運転を行っている。相違点は、30kV 配電線は異変電所間においてループが構成されているが、6.6 kV 配電線の場合には異配電用変電所間だけでなく、同一配電用変電所から引き出された異なる配電線間のループも構成している。なお、開放点は配電用 Poste である。

c. 避雷器の設置

30kV 配電線の架空線と地中線の接続点における地中ケーブルは、接続点のがいし連に取付けられたギャップによって保護されている。ギャップのフラッシュオーバー特性は気圧・温度・湿度によって変化し、その特性は安定していない。それ故、地中ケーブルを雷サージによる絶縁破壊から保護するために、架空線と地中線の接続点への避雷器の設置が推奨される。

d. 復旧工事用車両

4.6 項において記載されているように、配電線において事故が多発している。供給支障を最小にするためには、迅速な復旧工事が要求される。復旧工事で現在直面している問題点として、保守要員の移動および必要資材運搬のための車両が不足している。いかに迅速に事故点を発見し、保守要員が待機していても移動の手段がなければ本来の迅速な復旧作業が実施できない。それ故、復旧工事に使用する通信設備付きの車両の充実も、電力設備における問題点の解決と同様に重要なものと判断される。

4.3 電力需給

4.3.1 消費電力量

(1) 概要

1975年から1981年の6年間、Senegal 国の電力消費は連系系統(RI)で 362.19GWh

から 519.44GWh と、年平均 6.2% の割合で比例的に拡大したが、その後の電力消費は、経済的困難、特に一次産業とりわけ農業部門の不振を反映して増減を繰り返したものの総じて1975年から1993年の18年間では 362.19GWh から 687.0GWh と、年平均 3.74% の割合で、また比較的順調な GDPの伸びを示した1986年から1993年の7年間では 553.16GWh から 687.0GWh と、年平均 3.16% の割合で増加している。

(2) 用途別消費電力量

用途別消費電力量の分類方法として、一般に電力種別により家庭用、業務用電力及び低圧電力からなる民生用電力需要、高圧電力、大口電力及びその他電力からなる産業用電力需要に分けて分類する方法が採用される。SBNBLEC の場合、消費電力量の動向傾向を判断する方法として低圧需要、中圧需要、高圧需要に分けて行われ、この方法による1975年から1993年までの用途別電力消費の伸びは、Table 4.3.1 に示す通りであり、以下のように要約される。

Graph 4.3.1 は連系系統に於ける低圧需要、中圧需要、高圧需要の年度別展開を示し合わせて Saint-Louis、Kaolack 系統に於ける低圧需要、中圧需要（高圧需要は存在しない）のそれを示す。図及び次ページの表から明らかのように、連系系統の低圧需要の伸びが中圧、高圧需要と比較して著しいことがわかる。これは家庭の電化実績がSenegal 国全体で1988年の 20.3% から1991年に 23.8% となったこと及び1993年の電化された世帯数の 214,290戸の 60% が Dakar 地方であることから理解されるが、さらに Dakar 近郊の新興住宅地の建設状況からも今後共需要の伸びが予想される。又 Thies と Taiba 地域の低圧需要の年平均伸び率が1975～1993年で9.53%、1986～1993年で 8.61%、1993～1994年では実に 14.3% となっており、Dakar 地域のそれを上回っており今後低圧需要は Dakar 地域から地方へ伸びていくことがうかがわれる。

次頁に1993年のシェア及び1975から1993年及び1986年から1993年間の年平均伸び率を示す。

主要系統の用途別消費電力量は、連系系統の消費電力量と同様に低圧需要、中圧需要、高圧需要に分けて、1975年から1993年迄の伸びは、以下のように要約される。連系系統と同様に低圧需要の伸び率は高い値を維持している。

電 圧 階 級	1993年のシェア	年平均増加率	
		1975 ~1993	1986 ~1993
低 圧	37.4%	6.31%	5.64%
中 圧	39.3%	2.43%	1.98%
高 圧	23.3%	5.93%	2.27%
合 計	100.0%	3.74%	3.16%

Saint-Louis, Kaolack 系統の消費電力量と同様に低圧需要および中圧需要に分けて、1975年から1993年迄の用途別電力消費の伸びは、以下のように要約される。

電 圧 階 級	1993年のシェア	年平均増加率	
		1975 ~1993	1986 ~1993
低 圧	56.8%	8.47%	8.14%
中 圧	43.2%	13.39%	8.97%
合 計	100.0%	9.87%	8.21%

4.3.2 発電電力量

消費電力量と共に、Table 4.3.1 は発電電力量の1975年からの年度別展開も合わせて示す。1993年に於ける発電電力量は、Senegal 全国で 987.93GWh、連系系統で 901.2GWh、主要系統で 947.9GWh であり Dakar を中心とする連系系統で Senegal 全国の 91.2% の発電を行っている。

1993年の連系系統に於ける発電実績によれば、総発電電力量は 901.2GWh、発電所所内電力量は 61.2GWh、送電端電力量は 840GWh であり所内 kWh 消費率は 6.8% である。

4.3.3 送電端送配電損失率

主要系統の送電端に於ける送配電損失率は、運転実績を元に1979年、1981年、1985年、1989年、1993年の各年に於ける損失率をもとめてみると 12.7%、9.7%、11.8%、18.3% 及び 13.4% であり年々増加の傾向を示している。1994年現在では 13% から 14% の間にあると想定される。今後増加する負荷にたいし送配電網の整備を計っていくことが必要とされる。

4.3.4 尖頭負荷

1975年から1983年迄の尖頭負荷の増加状況も Table 4.3.1 に示されているが、送電端ではなく発電端としての年度別展開であり、連系系統での送電端の場合1993年では発電所の所内 kW 消費率を 5% と想定して 143.2MW (主要系統で 148.4MW) である。年平均の伸び率は連系系統では1975年から1993年で 4.1%、1986年から1993年で 3.7%、主要系統では1975年から1993年で 4.3%、1986年から1993年で 3.5% となっており 4.4 項で説明される1981年から始まった供給制限による影響があり、実際の尖頭負荷の値は Table 4.3.1 で示された値より高くなる。供給制限については、肥料会社である TAIBA 社の1993年夏期に於ける約 10MW の尖頭負荷制限の SENELEC への協力実績から、連系系統での尖頭負荷は 155~160MW 程度であると見られる。(1994年の運転実績からは、連系系統で 151.6MW、主要系統で 156.3MW である)。

4.3.5 送電端負荷率

主要系統に於ける送電端負荷率は、4.3.4 項に記載の通り送電端に於ける各年の尖頭負荷記録がないため1993年の運転実績から発電所の所内 kW 消費率を 5%、kWh 消費率を 6.5% とし、1977年、1981年、1985年、1989年、1993年の各年に於ける負荷率をもとめてみると、68.5%、67.3%、66.6%、66.0%、68.0% となる。1981年からの供給制限の影響もあり送電端負荷率は 4.3.6項(3) 年間負荷曲線より判断されるように1993年の実績値 68% より低くなり、1994年現在では供給制限を継続する限り 67% 程度と想定される。実際には(供給制限が無くなった状態)平均電力の増加以上に尖頭負荷が増大するため 61~62% の間にあると見られる。負荷率の低下にともないピーク時間帯の負荷調整が困難になり、水力電源のない主要系統では応答性のよい発電設備への依存の度合いが強くなって来る。

4.3.6 負荷パターン

(1) 日負荷曲線

Table 4.3.6-1(1)~(5) は連系系統に於ける日間最大発電記録を示す。また Graph 4.3.6-1(1)~(3) はこれを傾向化して示す。1981年から始まった電力供給制限の影響もあり尖頭負荷部分が本来の記録となっていないことに注意を要する。

4.1 項に記載の通り SENELEC の発電設備の運用方針は、発電単価(FCPA/kWh)により基底負荷(Base Load)、中間負荷(Intermediate Load)、尖頭負荷(Peak Load)への適用を決めており、基本的に以下のようなものであるが、保守点検、事故等の場合はその

都度決定される。

発電単価 (1993年実績 : FCPA/kWh)

G105	G106	G102	G103	G104	TAG1	TAG2	G401	G402	G301	G302	G303
16.3	14.5	18.2	18.2	18.2	46.4	58.0	10.9	10.6	12.7	13.1	13.5

a. 基底負荷

最も燃料効率の良い G401→G402→G301→G302→G303→G105→G106 の順に投入

b. 中間負荷

G101→G102→G103→G104 の順に投入

c. 尖頭負荷

TAG1, TAG2

連系系統 (主要系統) の日負荷曲線から電力消費の傾向としては、2つの尖頭負荷が現れ、最初の尖頭負荷 (昼間ピーク) は、通常、午前10時から12時にかけて生じ、次の尖頭負荷 (夕刻ピーク) は午後8時から9時にかけて生じる。

夕刻ピークが昼間ピークより傾向的に高いが、1990年10月の実績では昼間ピークのほうが高くなっている。夕刻ピークの特徴としては、1993年5月の実績からピークの立ち上がりはかなり鋭角的な場合も生じるケースがあり、また熱機関発電設備で構成される系統の場合、1日の尖頭負荷と最低負荷の幅の変動に伴う各設備の出力調整、起動停止等後述されるように給電運転者による電話連絡・手動操作を主体とした運転指令体系の中で尖頭負荷時最も変動する系統周波数を許容値内に維持するための調整の難しさがうかがわれる。

Table 4.3.6-1(1)~(5) の運転記録について、連系系統の最低負荷の尖頭負荷に対する比率を求めてみると、1990年10月19日で 69.5%、1991年10月30日で 72.4%、1992年10月22日で 62.5%、1993年5月3日で 55.9%、1993年10月18日で 69.6% となっている。この事は各発電設備の運転特性とも相まって系統周波数の維持のため、下記の理由から出力応答性に優れるディーゼルに調整源資を求めることになり機器に無理を与える結果ともなっている。

スチームタービンの運転特性：

a. 最低出力

貫流型ボイラの場合の最低出力は、定格出力に対して 20 ~30% である。

b. 出力変化

高負荷帯において 2~3%/min である。

c. 系統周波数低下時の運転

運転中の系統周波数の低下は、タービン動翼の共振、補機類の出力低下が問題となる。連続運転可能な限界周波数は 1.0~1.5Hz(49.0~48.5Hz) 低下である。

ディーゼル：

a. 最低出力

燃料消費率の負荷率による変化から定格出力の 40% 前後が限度となる。

b. 出力変化

周波数変化のそんなに速くない系統での调速機運転が可能である。

ガスタービン：

a. 最低出力

零出力からピーク定格(SENBLEC の短時間定格) 出力迄負荷変動に対して追隨する。

b. 出力変化

連系系統での周波数変化に十分追隨可能である。ガスタービンの場合、尖頭負荷用では短時間の間欠運転で、起動回数が多く連続的に運転されるものとは異なった点検保守が要求される(保守費用が増大する)。負荷変動にあっては、ベース定格出力までの緩やかな負荷変動では、部品の寿命にはあまり影響しないが、急激で頻繁な負荷変動については、起動停止と同様な影響により部品の寿命が短くなり保守費用が増大する。

最低負荷時は、機器を停止することなく連続運転を行ったほうが保全及び経済上好ましいとして、低出力運転を行わざるを得ないが、実績として最大発電を記録した日における最低負荷の定格出力に対する比率(%) を次ページに示す。

年月日	G105	G106	G102	G103	G104	G301	G302	G303	G401	G402
90/10/19	-	-	34.3	-	17.1	40.0	52.3	70.0	75.5	82.5
91/10/30	90.0	-	10.0	37.5	-	90.0	60.0	70.0	82.5	91.0
92/10/22	44.0	-	39.0	46.8	39.0	43.6	53.3	50.0	34.0	41.0
93/ 5/ 3	46.0	58.0	31.2	-	39.0	40.0	53.3	50.0	74.0	47.0
93/10/18	-	50.0	-	27.0	39.0	76.3	56.6	43.3	24.5	22.0

上表はその年の最大発電を示した日の実績であり、これ以外のデータ実績も調査する必要があるが、Cap des Biches の連系系統に於ける主力発電設備である G401 と G402 の最低負荷の尖頭負荷に対する比率が年々低下していることがわかる。既に負荷率の安全運転とされる目標値 40% を下回っており燃料消費率は増加し機器に与える影響が懸念される。Graph 4.3.6-2 は日間最大発電の年度別展開を傾向化して示す。各年の10月に於ける傾向は大きな相違は見られないが、1993年5月3日の発電カーブは、最低負荷と尖頭負荷の比率が大きく、19時から21時の発電の立ち上がりが急峻であることが顕著となっている。

(2) 月間負荷曲線

Table 4.3.6-2 は月間の最大、最小負荷（発電端）の1989年からの年度別展開を示したものである。1993年を除いて例年10月に月間のピークが生じるが、1993年は5月に発生している。SBNBLEC の統計によれば、年間合計電力の百分率（%）及び年間ピークの百分率（%）は各月毎に以下のようにになっている。

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
7.6	7.2	7.9	7.7	8.1	8.5	9.3	8.9	8.6	9.5	8.8	8.0
86.8	87.8	93.1	91.5	92.3	93.3	95.4	94.6	92.3	100	95.4	90.0

上表から各月毎の電力及びピークの傾向は、10月では最大電力の発生と最大ピークの発生が重なるが、10月以外はこの関係は成立しないことがわかる。

(3) 年間負荷曲線

Fig. 4.3.6 に1991年および1993年の連系系統に於ける年間負荷継続曲線を示す。1981年より始まった供給制限により尖頭負荷は実際を表していないが、1993年の実績では供給制限による電力量は 4.4GWh、日数 157日、時間の累計で 442.8時間となっ

ておりピーク時間帯に集中していることから、年間負荷曲線の尖頭負荷と送電端負荷率の関係は、所内 kW 損失率 5%、発電電力量 947.9GWh は一定として概略以下となる。

供給制限容量	尖頭負荷 (発電端)	尖頭負荷 (送電端)	送電端負荷率
10MW	166.2MW	157.9MW	63.9%
20MW	176.2MW	167.4MW	60.3%

送電端負荷率は、上記ではかなり低い値となっている。これは尖頭負荷の立ち上がり立ち下がりが急峻な様相を示すが、今後供給制限の緩和と共に平均電力も増加し改善される方向に向かうと判断される。

4.3.7 不等率

主要系統の地域によって異なる時間に尖頭負荷が生じることに関しては、連系系統 (Rufisque、Thies、Dakar 地域) の主要系統に於ける尖頭負荷の比率が約 97% であることから、本プロジェクトでは考慮しないものとする。

4.3.8 電力需給バランスの実績

Table 4.3.8 は、1975年より1993年迄の下記条件に於ける需給バランスを示す。

1) 予備力(1)

適正保守を達成するために必要とされる予備力として、最大ユニットと2番目のユニットが停止したとして以下により求める。

$$\text{供給バランス} = \text{可能容量} - \text{尖頭負荷} - 1 \text{ 番目と } 2 \text{ 番目のユニット容量の合計}$$

2) 予備力(2)

尖頭負荷の 20% を予備力とする。

$$\text{供給バランス} = \text{可能容量} - \text{尖頭負荷} - \text{尖頭負荷の } 20\% \text{ 容量}$$

上記予備力の大きいほうを選択する。

1993年の需給バランスは約 26MW 不足であり、適正予備力を含めると約 40MW 程度は不足と想定される。

3) 瞬時予備力

瞬時予備力は、SENLEEC に於ける実測データがないため、以下による。

負荷変動量は、系統容量の平方根に比例すると考えられることから、負荷変動量の標準偏差 (σ_p) の比例定数を 0.3 とする。負荷周波数制御に必要とする調整容量は、全負荷変動の 95% ($2\sigma_p$ 相当) を調整するとして求める。

所要調整容量 $Q = 2(2\delta p - K\Delta F)$

K = 系統定数 (1kW/0.1Hz)

ΔF = 周波数許容偏差 (SENBLEC の標準から 1Hz)

1993年の実績では、負荷変動量の発電設備として、TAG2 の運転で吸収出来るといえる。

4) ユニット容量の選択

SENBLEC の系統に於ける許容可能なユニット容量を求める。

尖頭負荷帯

尖頭負荷帯に於ける最大ユニットの系統からの脱落による周波数低下は、該当ユニットとして G301 の 27.5MW が選択される。1993年に於ける脱落時の周波数低下は、約 1.8Hz (実際には、負荷の自己制御特性によりこれより少し小さい値となる) となり、許容ユニット容量を平常時の目標周波数に押しえたとすれば、ユニット容量は約 15MW、もし短時間の内に負荷制限及び系統分離等により対策が可能な場合は、2.5Hz 低下迄許容されるとして約 37MW となる。

非尖頭負荷帯

非尖頭負荷帯の場合、G301 の運転容量が 60% に絞られるとして、2.2Hz の周波数低下、許容ユニット容量は約 18MW となる。

4.4 供給制限

SENBLEC の電力系統特に連系系統に於いて、増加し続ける需要に対処するための発電計画は早期に立案されているが、1992年までにおよそ 60MW に達する発電設備の運転開始が見送られて来ている。この結果は電力供給制限をさざるを得ない状況になり、必要とする点検の延長、これに伴う設備能力の減少、燃料の比消費量の増大、機器の劣化促進などの供給側の問題が発生し、需要家側では、停電に伴う冷蔵製品の腐敗、電化製品が稼働しない、機器劣化が促進される等に対する苦情が多く来ている。

調査当時 (1994年 8月 から 9月) の発電設備の稼働状況は、G303 (定格 30MW) がオーバーホール、G402 (定格 20MW) がオーバーホール、TAG1 (定格 16.5MW) が故障中で運転不可の状態にあり、発電設備不足の上に更に重複する運転設備の停止は、系統に与える影響が大きいことが容易に理解される。

4.4.1 供給制限の歴史

供給制限は、1981年より始まっており、実際に供給支障となった電力量は、需要端で以下のようにになっている。

年 度	供給制限量(GWh)	年 度	供給制限量(GWh)
1981	0.6	1988	2.4
1982	0.82	1989	0.51
1983	1.56	1990	0.82
1984	3.77	1991	0.37
1985	1.56	1992	0.27
1986	0.43	1993	4.42
1987	0.28	1994	5.24

供給支障となった電力については、実績資料はなく想定によらざるを得ない。これは支障となる時間帯がピーク時であり、許容される発電力に対して周波数が規定値以下に低下し始めた時点で負荷制限を行うため、実際の制限負荷容量が明確に把握出来ないためである。

1993年に於ける供給制限の実施日数は 157日、時間の累計では 442.8 時間となっており、1994年の現地調査当時では、2 週間に 1度程度の割合で実施しているが、この数字は平均でその日によって変化し、1993年当時に比較し頻度は確実に増加しているとの給電指令所所員の回答である。

4.4.2 SBNLEC による供給制限

(1) 供給制限周波数

SBNLEC の系統運用に対する運転周波数の基本は以下のようである。

- ・ 平常時の許容周波数 : 2% (49~50Hz)
- ・ 第1段負荷制限周波数 : 48.5Hz
- ・ 第2段負荷制限周波数 : 48.0Hz
- ・ 第3段負荷制限周波数 : 47.5Hz
- ・ 第4段負荷制限周波数 : 47.0Hz

平常時の許容周波数が 1 Hz 低下まで許容されることは、発電設備すべてが熱機関発電設備で構成されている上に、自動系統周波数応動システムが設置されていないため、周波数調整をガスタービンの周波数応答に依存さざるを得ない状況にあること。

又年間を通じてガスタービンを運転することは kWh 当たりのコストの点で困難なこと、系統周波数を大きく荒らすユニット容量の大きな負荷が少ないこと、手動で周波数調整を行っていること等があるためと想定される。

周波数の動きと発電出力の関係は、系統定数で判断されるが、1993年現在で給電指令所に於ける本定数は 1MW/0.1Hz となっており、連系系統のピーク発電が 150.7 MWであることから1サイクル当たり約 15MW の発電量に相当する。

Fig. 4.1.2 の SENBLEC による1995年度の年間停止計画に示したように、現在 Cap des Biches の G302 及び G303 を含めた既設発電設備のリハビリテーション工事を計画的に進めており、尖頭負荷帯の系統周波数は平常時の許容周波数内(49 ~ 50Hz) であれば止むを得ないとしており、1サイクル低下運転が連続する場合もあり得るとした運転となっている。

(2) 供給制限の優先

供給制限は、一般需要家→商工業需要家→公共施設→軍隊施設→病院のように安全の面から、対象遮断回路の優先を決定している。各 Posteは、周波数検出、遮断選択回路構成、遠方制御回路等の組み合わせにより、供給制限する回路をあらかじめ決めている。

(3) 供給制限の実施

供給制限の実施は、自動の場合周波数検出により該当遮断器を自動遮断する。又給電指令所からの強行遮断の場合は、給電指令所からの連絡により、配電コントロールセンターから該当遮断器を解放する。実施に当たっては、自動遮断するケースは、特別に周波数低下を生じた場合に限定されており、殆どのケースが周波数の低下が発生した場合又は予め周波数の低下が予想される場合で、給電指令所員の連絡により手動遮断される。

90/30kV Poste Hann の場合、第1段周波数検出で、“Soprim”及び“Hlm P. d’Oie” 向け遮断器が解放され、第2段周波数検出で、“Universite”及び“Bel-Air” 向け遮断器が解放され、更に第4段周波数検出で、“Hann Pecheur”及び“A. Yoff” 向け遮断器が解放される。他の Poste も同様に優先順位を考慮して選択遮断回路が構成される。

(4) 需要家への連絡

供給制限を行う場合、事前に予想される場合は新聞への広告でもって需要家へ連絡をするようにしているが、予想を上回る需要が発生した場合は強行制限の形で行われる。これは、尖頭負荷時の周波数変動は急激なため、時間的ゆとりがないためと想定される。又、制限解除も同様に、需要家への連絡はなしに供給解除される。

自動供給制限を行うケースは実際には少なく、周波数の低下は予め判断が可能のため、給電指令者により、該当回線の遮断を手動にて遮断することで行っている。

(5) 供給制限の発生時間帯

供給制限は尖頭負荷時間帯において発生する。1993年では5月に年間ピークが発生しているが、これは通年10月に年間ピークが発生するにも関わらず5月に発生しているのは、供給制限が他の月に比較して集中して行われた結果ではなく他の理由による(5月の150.7MWに対して10月の149.2MWの差はわずか1.5MWである)。

(6) 年間出力変動と供給制限

供給制限対策実施の結果、年間尖頭負荷に対する各月の尖頭負荷の比率は、過去の比率に比して変動幅が少なくなってきた。これは、年間を通して尖頭負荷の値は大きく変化しない、つまり供給制限は最も尖頭負荷の大きい月に実施されるのではなく、年間を通して尖頭負荷時間帯に実施する必要があることを示している。

適切な予備力を有する発電設備による運用系統に、速やかに戻すことが SBNBLEC にとって急務となる。

(7) 供給制限容量

供給制限容量は、前項で述べてように給電指令所所員にとっても、正確に知ることは不可能であり、仮定に基づいて行わざるを得ない状況にある。

供給制限を必要とする時間帯は尖頭負荷時であり、この間の電力量としては、前述のように大きくはなく、尖頭出力の制限が問題を提起しているといえる。又尖頭出力の制限を年間に渡って、その時々発電可能な容量内で行うため、供給制限容量については一概に言えないものとなっている。

従って、実績需要に基づいた需要想定から、SBNBLEC の連系系統を運用するに足る必要予備力を持った発電設備を有する系統として見るのが適切であると考えられる。

需要想定の結果からは1994年での、連系系統に於ける発電設備は183.7MWと想定される。これに対して現在の発電設備の供給容量は、可能容量で187MWでありその

差は 3.3MW となる。これに必要となる予備力（1番目と2番目に大きい設備のもつ出力の和として 47.5MW）を加えると健全運用に必要とする発電設備は 45MW 程度となる。長年に亘る供給制限の結果、下記の3点が電力系統運営面からみて残されて来たといえる。

1) 発電設備出力の不足

発電設備出力の不足は、尖頭負荷時の供給制限による電力供給者の需要家への信頼性の欠如となってあらわれている。

2) 発電電力量の低下

発電設備出力の不足は、当然の結果として、点検中又は事故停止中の機器を除く設備の運転ということになり、年間稼働時間の大幅な増加を招いている。4.1項“発電設備の運用”でも述べているように、Cap des Biches のCⅢ発電設備では、G301, G302, G303 の時間稼働率は、85.6%, 90.8%, 82.6% に達しており、加えてこの3台の発電設備でもって Dakar 系統の全発電電力量の 50% の発電を行っており、依存度が非常に大きく、早期に定格出力に回復させることが望まれる。

3) 給電指令所員の負担増加

発電設備出力の不足は、給電指令所員の負担増加となって現れ、限られた設備内での運転から、無理な運転も止むを得ないことになる。

1992年迄に、およそ 60MW に達する発電設備の運転開始を見送っていることから、電力系統の運営を健全なものにするために、下記の方法が提起される。

- ・ ベース負荷を受け持つディーゼルのような発電設備を導入し、ガスタービンの瞬時予備力としての稼働範囲の増加を図る。これは時間稼働率の高い発電設備、Cap des Biches の G301~303 発電設備の運転時間の短縮を図るためにも必要となる。
- ・ ベース及び中間負荷部分は、現在運用中の既設発電設備を利用し、尖頭負荷部分にガスタービンのような周波数応答性の良い設備を導入し、尖頭負荷時の供給制限の解除を図る。1993年の運転実績からは、ガスタービン発電設備 TAG1, TAG2 の時間稼働率は、61.2%, 36.3% であり、かつ発電電力量は 45.5GWh, 32.4GWh であり、合計 77.6GWh は全発電電力量 901.2GWh の 8.6% に達する。このことは、尖頭負荷時の変動に応答することと共に、発電電力量の増加にも貢献していることであり、新規設備の導入は立ち上がり立ち下りの急激な負荷変

動に対して応答することが可能であり、他の発電設備の負荷変動分の減少を図ることが可能となる。

- ・ ベース負荷対応の発電設備と尖頭負荷対応の発電設備を導入し、瞬時予備力の稼働範囲の増加を図ると共に、尖頭負荷時の供給制限を和らげる。

この方法により、既設設備の保守計画を軌道にのせ、現在とられている可能容量の制限を解き、早期に定格容量による運転に近付けることが重要となる。

4.5 民間企業からの電力供給

4.5.1 既設大口民間企業

Dakar 地方を中心とした主要系統に連系される大口民間企業として、以下がある。

- TAIBA 燐酸工場
- SOCOCIM セメント工場
- ICS 化学工業会社
- CSS 砂糖精製会社
- SONACOS セネガル食用油会社

(1) TAIBA 燐酸工場

TAIBA 燐酸工場は、燐酸生産会社であるが、他の燐酸輸出国との競合のため1993年は、1992年の電力使用量に比して約 21% 減少している。年間生産能力 2,200,000 ton に対して現在 1,500,000ton で生産している。

電力運営から見た TAIBA 社の需要は大きく、1993年時点で 99.07GWh となっており、1995年からは 2,000,000ton 生産に戻り、電力需要も 126.8GWh と主要系統全体の予測値の約 13~14% を占める。

このため、最大需要が約 20MW の同社の場合、全体需要に与える影響が大きく、SENELEC の要請により93年夏には約 10MW の尖頭負荷カットに応じている実績がある。1994年以降は要請に応じる保証はないとしている。

TAIBA 社は遅くとも2000年迄に自家用発電設備の設置を考えている。

(2) SOCOCIM セメント会社

SOCOCIM セメント会社の生産能力は 800,000ton であるが、現状では推定 650,000ton となっている。1993年の電力需要は 60.9GWh であり、この状態を維持しながら操業すると考えられている。

(3) ICS セネガル化学工業会社

自家用発電設備を有する会社の一つであり、SENELEC との間で電力の相互融通契約を結んでいる。供給量は1991年で 6.1GWh、1992年で 3.7GWh である。

(4) CSS 砂糖精製会社

ICS と同様に自家用発電設備を有する会社の一つであり、SENELEC との間で電力の相互融通契約を結んでいる。供給量は1991年で 1.6GWh、1992年で 0.87GWh である。

(5) SONACOS セネガル食用油会社

ICS と同様に自家用発電設備を有する会社の一つであり、SENELEC との間で電力の相互融通契約を結んでいる。供給量は1991年で 0.99GWh、1992年で 0.9GWh である。

4.5.2 新規大口民間企業

1994年の本プロジェクトの現地調査時点では、上記の既設大口需要家の他に、新規大口需要家として、主要系統からの受給又は、SENELEC との間で電力相互融通契約を取り交わす会社はない。

4.6 事故停電

(1) 中圧配電網

30kV および 6.6kV 中圧配電網における原因別の事故記録および供給支障電力を、Table 4.6-1 ~ -6 に示し、機器別の事故記録を Table 4.6-7 ~ -12 に示す。

以下に配電網の事故による供給支障電力の主な要因となっている、事故原因および機器別事故について検討する。

1) 事故原因

30kV 中圧配電網における主な事故原因は：

- a. 機器の故障
- b. 雨
- c. 保護システム
- d. 湿度

と考えられる。以下に、上記4項目、原因不明およびその他項目に分類した事故回数および供給支障電力の全体に占める割合を示す。

	1992		1993		1994	
	事故回数 (%)	供給支障電力 (%)	事故回数 (%)	供給支障電力 (%)	事故回数 (%)	供給支障電力 (%)
機器の故障	13.31	34.39	7.45	35.64	11.01	24.93
雨	4.44	4.99	8.33	15.40	8.99	19.12
保護システム	12.63	7.66	9.22	7.99	16.70	10.91
湿度	5.80	5.92	3.01	1.49	10.09	11.57
小計	36.18	52.96	28.01	60.52	46.79	66.53
原因不明	47.10	4.83	54.08	20.65	29.54	9.13
その他	16.72	42.21	17.91	18.83	23.67	24.34
合計	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

上記中、機器の故障および保護システムによる事故は、機器類の老朽化によるものと推測される。また、雨による事故は主に絶縁材料の劣化した地中ケーブルにおいて発生し、湿度による事故は主に塩分付着による漏れ電流によって損傷したがい

しにおいて発生したものと想定される。

一方、6.6kV 中圧配電網における主な原因は：

- a. 機器の故障
- b. 雨
- c. 保護システム
- d. 事故による衝撃

と考えられる。以下に、上記4項目、原因不明およびその他項目に分類事故回数および供給故障電力の全体に占める割合を示す。

	1992		1993		1994	
	事故回数 (%)	供給支障電力 (%)	事故回数 (%)	供給支障電力 (%)	事故回数 (%)	供給支障電力 (%)
機器の故障	9.43	18.64	8.29	20.58	16.05	37.79
雨	11.01	18.80	10.19	27.24	5.79	24.64
保護システム	6.60	10.01	7.82	17.42	10.79	4.54
事故による衝撃	2.52	12.82	3.79	7.30	2.37	5.36
小計	29.56	60.27	30.09	72.54	35.00	72.33
原因不明	54.72	11.49	54.27	14.2	36.58	7.79
その他	15.72	28.24	15.64	13.26	28.42	19.88
合計	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

上記中、機器の故障および保護システムによる事故は、30kV 配電網の場合と同様に機器類の老朽化によるものと推測される。また、雨による事故は主に絶縁物の劣化した地中ケーブルにおいて発生したものと想定される。なお、事故による衝撃に関しては、30kV 配電網においても発生しており、架空配電線路の支持物への車両等の衝撃が原因と思われる。

2) 機器別事故

30kV 中圧配電網における事故は、主に：

- a. ケーブル
- b. 中圧/ 低圧トランス

c. 電線

d. がいし

において発生していると考えられる。以下に、上記4項目、損傷なしおよびその他項目に分類した事故回数および供給支障電力の全体に占める割合を示す。

	1992		1993		1994	
	事故回数 (%)	供給支障電力 (%)	事故回数 (%)	供給支障電力 (%)	事故回数 (%)	供給支障電力 (%)
ケーブル	7.17	14.60	5.67	16.45	2.94	17.36
MT/BT 変圧器	2.05	19.23	1.42	1.84	2.94	6.32
電線	6.48	5.68	6.56	10.35	4.59	4.31
がいし	4.78	3.51	1.06	1.84	3.12	8.73
小計	20.48	43.02	14.71	30.48	13.59	36.72
損傷なし	71.67	46.51	77.84	41.49	67.16	32.39
その他	7.85	10.47	7.45	28.03	19.25	30.89
合計	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

上記中、ケーブルにおいて発生した事故は絶縁材料の劣化した地中ケーブルにおいて、主に降雨時に発生したものと推測される。中圧/低圧変圧器における事故は、柱上に設置された変圧器への雷の直撃あるいは過負荷によるものであろう。

がいしにおいては発生した事故は、金具の腐食あるいは塩分の付着によるフラッシュオーバーによるがいしの損傷が想定される。

一方、6.6kV 中圧配電網における事故は、主に：

a. がいし

b. 電線

c. ケーブル

において発生していると考えられる。以下に、上記3項目、損傷なしおよびその他項目に分類した事故回数および供給支障電力の全体に占める割合を示す。

	1992		1993		1994	
	事故回数 (%)	供給支障 電力(%)	事故回数 (%)	供給支障 電力(%)	事故回数 (%)	供給支障 電力(%)
がいし	4.08	26.34	2.84	20.41	4.74	14.31
電線	4.42	15.97	9.00	13.36	5.53	13.24
ケーブル	4.08	8.24	3.32	8.22	4.74	16.19
小計	12.58	50.55	15.16	41.99	15.01	43.74
損傷なし	75.51	31.50	71.56	30.01	68.68	31.08
その他	11.91	17.95	13.28	28.00	16.31	25.18
合計	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

上記において、がいしに関連する事故は、ピンがいしのピンの腐食あるいは、塩分付着に起因するフラッシュオーバーによるがいしの損傷によるものと推定される。

以上より、既設設備に関して以下に示す問題点が想定される。

- a. 機器類の老朽化による故障の多発
- b. 保護継電器の老朽化による保護システムの動作不良
- c. 老朽化・過負荷による地中ケーブルの絶縁劣化
- d. 施行不良、過負荷による材質劣化による電線事故
- e. 罫子の塩害によるピンの腐食、塩分付着による絶縁耐力の低下

また、上記の問題点を別の観点から整理すると、機器および資材の老朽化、過負荷および自然環境(塩害)に分類できる。電力設備の故障は直接需要家への電力供給に支障をきたす。すなわち、Dakar の市民生活および企業活動に直接影響を与える。需要家へ良質な電力を安定的に供給する事は、SBNELEC に科せられた責務と考えられ、また、電力設備の故障によって発生する供給支障電力は、SBNELEC の電力料金収入の減少に直結する。

市民生活および活発な企業活動を維持するためには、電力の安定供給が不可欠である。言い換えれば、上記問題点を早期に解決することが必要であり、そのために以下の項目について早急に対処することが要求される。

- a. 老朽化した機器類の取替
- b. 老朽化した保護継電器取替
- c. 老朽化・過負荷地中ケーブルの取替

地中線は架空線と異なり、故障点の特定が困難であり、また復旧作業にも長時間を要する。加えて、復旧作業中は需要家への電力供給が停止するのみならず、市民生活に影響を与える。

- d. 架空電線及びがいしの取替

がいしに関連する事故として、ピン腐食によるがいしの破損、塩分付着によるフラッシュオーバーおよびフラッシュオーバーに起因する電線の破断が考えられる。尚、がいしは塩害に対して適切な漏れ距離を持った製品を選定することが必要である。

- e. 支持物

支持物に関する事故は、30kV および 6.6kV においてそれぞれ1件報告されているのみである。しかし、支持物の倒壊事故は線路の復旧に長時間を要するのみならず、直接住民・車両等の安全を脅かす。実際、“第12章 環境評価”において記述されているとおり、Dakar 地域における中圧配電線の支持物に以下のような問題が発生している。

- 塩害によるH形鋼の腐食
- コンクリート柱のひび割れ

これらの支持物は直接倒壊する事も考えられるが、電線のみ脱落事故も想定され、住民・車両等の安全のために、上記のような支持物を早急に取り替えることが必要であろう。

(2) 低圧配電網

1990-1992 年における低圧配電網の設備別の事故記録を Table 4.6-13 ~-15 に示す。これらの概要を以下に示す。

発生場所	1990	1991	1992
	割合(%)	割合(%)	割合(%)
需要家側設備	30.8	72.4	74.9
配電用Poste	1.9	3.2	2.4
配電線	10.2	21.1	20.2
その他	57.0	3.4	2.5
合計	100.0	100.0	100.0

上記において、1990年度の項目の中でその他の項目が高い割合を示しているのは、負荷遮断の 44% を含んでいるからである。事故の大半は需要家側の設備において発生しており需要家側における設備の改善が望まれる。一方、SENBLEC の設備においては、事故の大部分が配電線において発生している。なかでも、接続点における事故の原因としては、施工不良、コネクタの劣化、資材不足による不適当な材料の使用等が考えられる。また、ケーブルにおける事故の原因としては、老朽化による絶縁劣化（絶縁物の劣化は過負荷による温度上昇によって加速される）、水分の浸入による絶縁破壊、掘削工事による機械的な損傷等が考えられる。

配電用 Poste において発生した事故の 75% は低圧側フューズの溶断であり、これは低圧フィーダの過負荷状態を意味している。また、溶断したフューズの代わりに銅線を取付けたフィーダもある。フィーダ（地中ケーブル、架空線）を過負荷より保護するために、溶断したフューズは規定のものと交換することが必要である。

需要家側設備における事故は主に、接続点、フューズにおいて発生している。接続点における事故の原因は上記と同じと考えられ、また、フューズの溶断は低圧配電線の過負荷が考えられる。これらの問題を解決するには：

- 適切な材料を使った地中ケーブル・電線の接続
- 老朽化した地中ケーブルの取替
- 掘削工事に対するPR活動

が考えられる。