

8-5. 配電用変圧器

配電用の変圧器も電力需要増に合わせて増設する必要があり、配電用変圧器の新設にあたっては変圧器の利用률을充分考慮し過負荷とならない様、また過大設備とならない様注意しなければならない。

変圧器の利用률을高くしすぎると変圧器内部の電圧降下が大きくなり負荷損が増え、温度上昇が大きくなり寿命が短くなる。また利用률을低下させると変圧器の容量を増す必要があり、この結果建設費が大きくなり投資効率が低下する。本整備計画では前記事項を充分考慮し、1988年時点の配電用変圧器容量と最大需要電力の比率を求め、本整備計画期間の1994～2000年の増分需要電力にあてはめた。(1989年から1993年に必要な配電用変圧器についてはANDEにより準備されるものとして考えた。)

なお、この際需要密度の増加により配電用変圧器の利用率が良くなることを考慮した。すなわち増分最大電力 294MWに対する増分配電用変圧器容量は 432MVA とした。

8-6. 区分開閉器

23kV配電の系統においては、作業停電、事故停電において大きな供給支障を生じることなく、運用操作が容易な系統構成とすることが必要である。

作業停電における停電区間の縮小対策としては、区分開閉器を線路の適切な位置に設置している。また、事故停電時の停電範囲縮小対策としては、この区分開閉器の一部を自動化し故障区間を自動的に切離し、健全部分の長時間停電を回避する方式を採用している。この方法には通信線や搬送波により操作する遠方制御開閉器と、時限制御による自動開閉器とがある。

運転が簡易なことおよび経済性から、時限制御方式が一般に採用されている。この自動区分開閉器を採用した場合、フィーダー事故時に事故地点の区間判別が容易になり、事故復旧が現在と比較して数段向上することが期待出来る。

JICA調査団はANDEの配電系統における基本方式として、3ループ3分割方式 (Fig.8-4) の採用を提案する。本システムの事故区間判別方式については 9-4-4(2)を参照されたい。

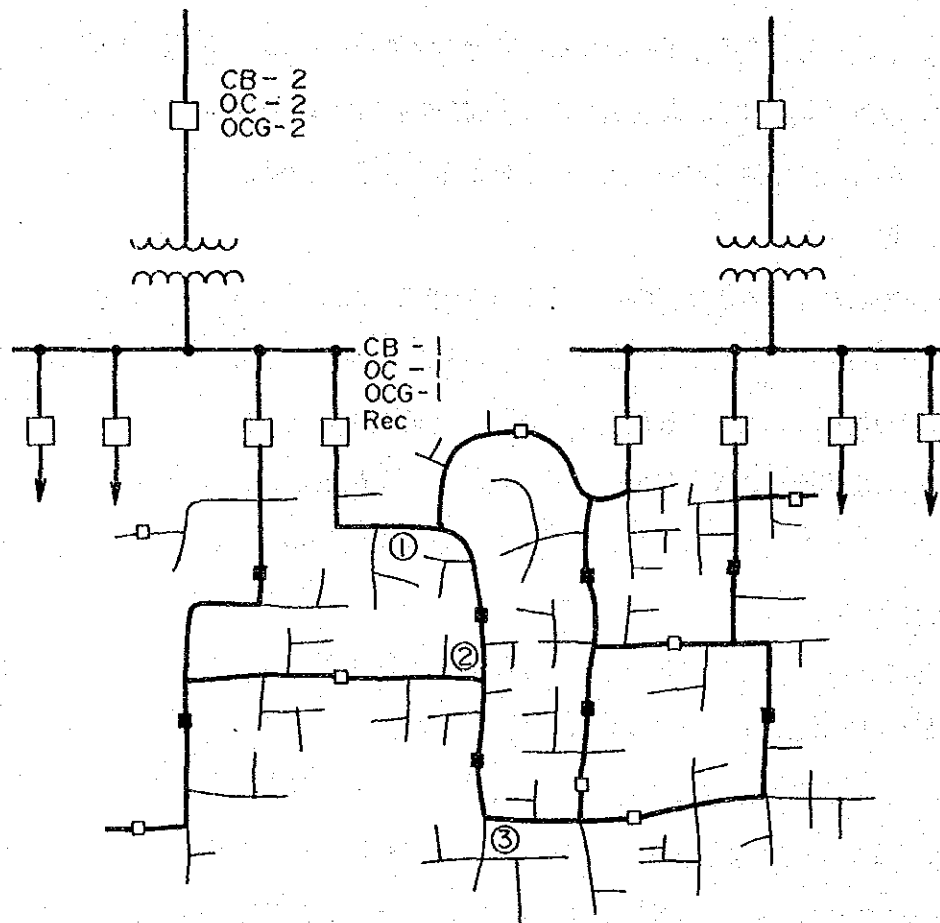
本方式採用にあたってフィーダーを開閉器により3分割し、1フィーダーあたり2台の自動区分開閉器と1.5台の手動区分開閉器を設備する。

1988年現在、計画地域のフィーダーは56フィーダーであるが、需要増、変電所の増設により2000年には172フィーダーになるものと予想される。この方式の採用のためには自動区分開閉器344台、手動区分開閉器258台、計602台の区分開閉器が必要である。

なお、ANDEより提案のあった、ANDE手持ちの手動負荷開閉器約200台の自動化について検討を行ったが、操作機構上改造は困難であると判断し、事故区分開閉器用としての自動区分開閉器は、本整備計画で準備することとする。

手動区分開閉器についてはANDE手持ちの200台を流用することとし、不足分については本整備計画準備することとする。なお計画地域を超えて設備されるフィーダーについては、ANDEとの協議の結果、境界地点にANDE手持ちの再閉路付遮断器を設置し、計画地域の外での事故は本遮断器にて対処するととした。

Fig.8-4 3 Divisions and 3 Loops Form



- Main load line
- All days open
- All days close

8-7. 計画地域における配電システムの供給信頼度

8-7-1 首都圏の現状の配電システム供給信頼度レベル

ANDEは1986年から首都圏の事故及び供給信頼度実績等を、営業局で毎月発行される "統計資料" に記載している。

ANDEは供給信頼度実績を D.E.K及び F.E.Kを用いて表している。すなわち、D.E.K (Duracion Equivalente por potencia instalada) は "一定期間内における設備容量あたりの平均停電時間" 又、F.E.K (Frecuencia Equivalente por potencia instalada) は "一定期間内に於ける設備容量あたりの平均停電回数" と定義し、下式を用い kVA当たりで算出している。

$$D.E.K. = \sum_{i=1}^n \frac{p(i) \times t(i)}{P_{total}}$$

p(i) : 停電によって影響を受ける設備容量(kVA)
t(i) : 停電時間 (時)

$$F.E.K. = \sum_{i=1}^n \frac{p(i)}{P_{total}}$$

Ptotal : 系統の設備容量(kVA)
(23kV変圧器の総容量を用いている。)

Table 8-2 に1986~1988年の D.E.K及び F.E.K値を示すが、近年改善傾向にあることが判る。又、低圧、中圧についてはそれぞれ原因別停電回数、停電時間が月毎に集計されている。Table 8-3 ~ 8-6 に中圧系統、Table 8-7 に低圧系統、並びに Table 8-8 ~ 8-9 に66kV以上の高圧系統に於ける事故集計を示す。又、ANDE集計によれば、停電事故により損失した販売電力量は1987年で 2,806MWh、1988年で2,043MWh、そして、収入料金損失はそれぞれ 65.8Millionグアラニ、57.6Millionグアラニにのぼる。

事故集計は中圧系統、低圧系統に分け、中圧系統については変電所の各フィダー毎に計画停止を含めた7項目に事故原因を分類し、月毎に集計を行っている。

又、低圧系統については首都圏を10地域に分け、それぞれについて事故原因を6分類し、月毎に集計を行っている。

尚、低圧系統については、1989年から事故原因を更に6分類増やして集計を行っている。分類した主な項目はアルミ線と銅線の接続部離れ、需要家への引き込み線の断線、電線接続部の外れ、電力量計の損壊等であり、これらの事故は意外に多く、早急な対策が望まれる所である。

供給信頼度は供給支障が需要家に及ぼす影響の相関として表現されるべきものであ

Table 8-2 Electric Power Supply Reliability in the Metropolitan Area

		1986 *1	1987	1988
D.E.K. Outage Hour per kVA		(8.54)	14.05	8.244
F.E.K. Outage No. per kVA		(16.62)	27.42	20.33
% (Hour of Outage)	Fault	(52.34)	59.80	69.06
	Maintenance	(23.53)	18.43	14.60
	Fault and Maintenance Outage of more than 66 kV System	(24.13)	21.78	16.34
% (No. of Outage)	Fault	(51.15)	60.79	60.84
	Maintenance	(7.24)	5.03	3.45
	Fault and Maintenance Outage of more than 66 kV System	(41.61)	34.17	35.71

*1 Seven-month total

Table 8-3 Outage of Middle Voltage Distribution Line (Including Maintenance Outage)

(1986 - 1988)

	1986	1987	1988
No. of Outage	2,102	1,361	1,106
Hours of Outage	501.074	460.328	400.684

Table 8-4 Cause of Faults of Middle Voltage Distribution Line

(1986 - 1988)

Cause	No.		
	1986	1987	1988
Imperfection of Manufacture		3	
Imperfect Workings	5	11	42
Sub-total	5	14	42
Wind, Rain	27	34	10
Thunder	9	13	12
Sub-total	36	47	22
Bird, Tree, Kite	72	113	90
Others	820	953	646
Unknown	67	68	90
Total	1,000	1,195	890

Table 8-5 Kinds of Faults of Middle Voltage Distribution Line

Kinds of Faults			No.		
			1986	1987	1988
Overhead Line	Wire	Breaking of Wire	76	59	48
		Bind is Off	27	34	10
		Interference of Middle and Low Voltage Wire	55	67	64
		Others	220	319	150
		Sub-total	378	479	272
	Pole Tr.	Winding	26	66	36
		Others	101	139	172
		Sub-total	127	205	208
	Others		421	419	774
	Sub-total		926	1,103	1,254
Cable	Others		7	31	26
	Sub-total		7	31	26
Total			933	1,134	1,280

Table 8-6 Cause of Faults of Pole Transformer

Cause		No.		
		1986	1987	1988
Thunder		9	13	12
Overcurrent caused by Short Circuit of Low Voltage Side		17	46	26
Transformer Unit	Imperfection of Manufacture		3	
	Imperfect Workings	5	11	42
	Sub-total	5	14	42
Others		29	64	38
Unknown		67	68	90
Total		127	205	208

Table 8-7 Cause of Faults of Low Voltage Distribution Line

(1986 - 1988)

Cause	1986		1987		1988	
	No.	Hour of Outage	No.	Hour of Outage	No.	Hour of Outage
Breaking of Wire	1,385		1,309		1,049	
Falling Down of Pole	3,135		2,566		2,218	
Short Circuit of Line	976		901		798	
Fuse Melting Away of Pole Tr. Secondary Side	3,276		2,617		2,871	
Unknown	87,453		44,193		35,561	
Car-hit	25		99		152	
Total	96,250	145,981	51,685	51,133	42,649	50,113

Table 8-8 Fault and Maintenance Outages of
66 kV and 220 kV Systems

(1988)

		220 kV	66 kV
Hours of Outage	Faults	101 : 59	89 : 12
	Maintenance	68 : 09	126 : 46
No. of Outage	Faults	72	139
	Maintenance	17	42

Table 8-9 Fault and Maintenance Outages of 66 kV and 220 kV System
in the Metropolitan Area

(1988)

			220 kV	66 kV
Hours of Outage	Faults	Line	43	9 : 50
		Tr.	17 : 52	30 : 28
		Sub-total	18 : 35	40 : 18
Hours of Outage	Maintenance	Line	1 : 59	0
		Tr.	0	26 : 20
		Sub-total	1 : 59	26 : 20
Total			20 : 34	66 : 38
No. of Outage	Faults	Line	9	17
		Tr.	15	21
		Sub-total	24	38
No. of Outage	Maintenance	Line	1	0
		Tr.	0	8
		Sub-total	1	8
Total			25	44

*1 : Excluding from Itaugua S/S

るが、D.E.K及びF.E.K双方は設備容量を基準としているため、需要家に与えている影響の度合が把握できないという問題がある。

Fig 8-5 に1980年～1985年迄のフランス、イギリス、アメリカ、日本の一需要家当たりの供給信頼度実績を示す。

ここで、首都圏に於ける信頼度実績が上記の国々と比べてどの程度差が有るかを推定するには評価の方法が異なるので、明確な数値は出しにくい。しかし、ANDEの努力により、ブラジルの Eletropaulo が設定している D.E.K(8時間/kVA)、F.E.K(10回/kVA) 目標値はここ数年で達成できると考えられる。

8-7-2 配電系統の供給信頼度

(1) 供給信頼度の考え方

供給信頼度は、電力供給の信頼性を表すものであり、供給支障が需要家に及ぼす影響との相関で表現される。一般に停電に対する需要家の不快感に最も関係の深い要素としては、停電の頻度、停電の規模及び停電継続時間が考えられるので、供給信頼度にはこれらの諸要素を考慮する必要がある。また、個別の設備計画に反映するためには、設備の信頼性と結びつくものであることが必要である。

しかしながら、配電系統については、これら諸要素を総称して表現する的確な方法が十分に確立されていない状況であるので、設備事故が生じた際の停電の規模と停電継続時間で表すこととしている。

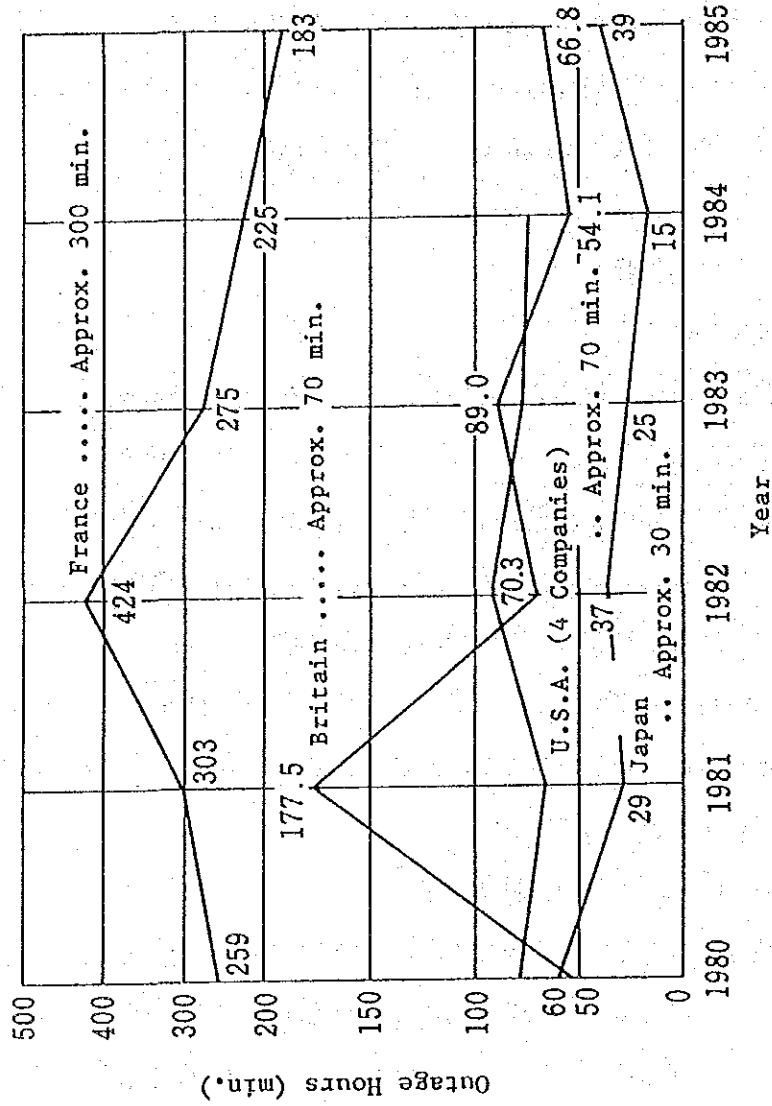
(2) 計画地域の配電網の供給信頼度の基準

供給信頼度の基準の中で重要なことは1つの設備事故時の停電復旧時間を定めることである。これには現状の設備事故時の平均的な停電復旧時間を勘案する必要があるが、ANDEはこの種の統計を行っていないため、目標とする1設備事故当たりの最長停電時間の設定は行えない。

しかしながら、ANDEの実績によれば現状の事故停電復旧時間はほぼ2～3時間とのことである。

ここでJICA調査団が提案した信頼度向上策から、どの程度の改善が図れるかということであるが、JICA調査団としては配電制御所のSCADAシステム(第9章)及び移動無線(10-3-1)の採用のみで、現状より30分程度の復旧時間短縮を行えると考えている。尚、自動区分開閉器の採用により一層の信頼度向上が計れると考えられる。

Fig. 8-5 Supply Reliability in Leading Industrialized Nations



The record of Supply Reliability per Customer for the Period from 1980 through 1985

信頼度向上対策としてJICA調査団が提案した内容を整理すると以下の通りである。

a) 停電規模の縮小

23kV系統事故時（短絡、地絡事故）は現状当該フィダーが全停に到る。

このため、フィダーを3分割し、分割個所にそれぞれ故障検出器付自動区分開閉器（3相一括型）を設置することで事故時の停電規模の縮小化を図った。

（第8-6項 参照）

b) 停電継続時間の低減

現在、変電所→中央給電指令所→配電指令所ルートで送られている（オペレーター間の通話連絡）配電系統の設備事故情報は、SCADAシステムを採用した新配電制御所では瞬時に確認出来ることになり、作業員の出動時間が早められる。

更に、コンピューター・プログラムにより配電線事故時は故障区間の判別が可能となり、復旧時間が早められる。（第9章参照）

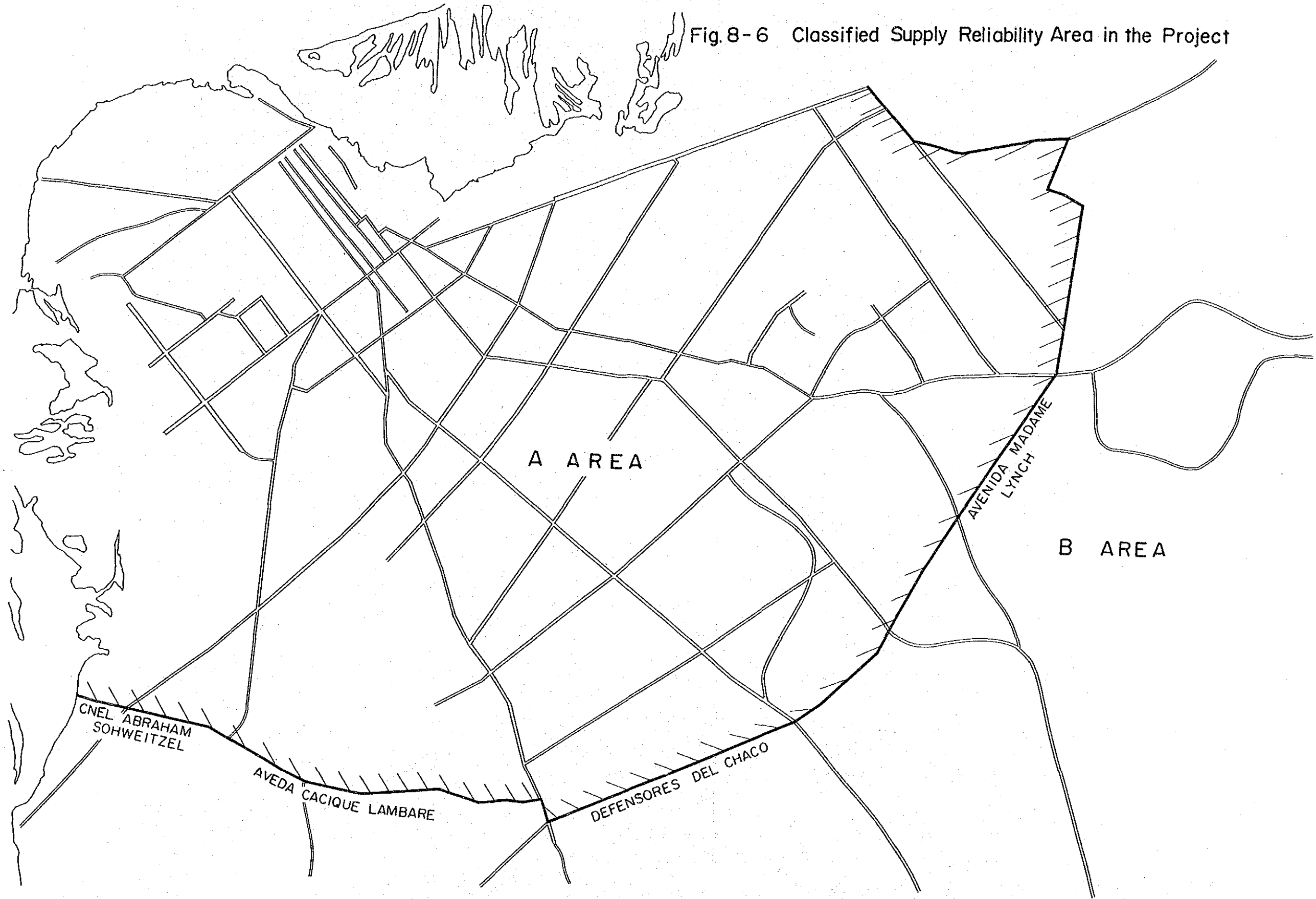
(3) 供給地域の信頼度区分について

日本に於いては供給地域を一律の信頼度基準（停電復旧時間）としているのではなく、負荷の重要性、地理的状況等を勘案して3地域程度（都市部、都市周辺部、郊外等）に区分して設備計画を行っている。

計画地域の供給信頼度基準を設定する場合、計画地域全域で1つの基準を設定することは地理的状況及び Centro 地域と San Lorenzo 地域では負荷の重要性が異なることから得策ではなく、Fig 8-6 に提案する2つの地域にランク分けし、それぞれの地域で停電復旧時間を設定し、今後の設備計画に反映することを提案したい。

尚、停電復旧時間としてはANDE側で現状を十分調査した上で設定する必要があるが、日本の現状から推定するとFig 8-6 のA地域は90分、B地域は150分程度が目標と考えられる。

Fig.8-6 Classified Supply Reliability Area in the Project



8-8. 配電系統の信頼度評価

第8、9章で提案した自動区分開閉器の採用および配電制御所のコンピュータ化の信頼度改善策に対し、23kVフィダー事故について、その信頼度向上効果を本プロジェクトの完成時期である2000年時点で信頼度向上対策を行った場合と行わない場合の2ケースについてコンピュータプログラムよりその向上効果を試算した。

その結果、

- (1) 停電範囲と健全区間の停電時間の大幅な縮小が期待できる。この効果により電力料金の増収が図れる。

また、将来の電力需要の増大、それに伴う停電の社会的影響を考慮すると、単純に損失電力料金だけでは換算できない面もあり、この様な点も考慮するとかなりの改善効果になると想定できる。

- (2) 停電範囲の縮小により停電復旧に要する作業員労働時間の低減が期待できる。

更に事故区間判別が早くできることから、実際は作業員数の低減化も期待できる。なお、これらについては定量化できる面についてその効果を試算したが、

- a) 常時運用の効率化
- b) 作業点検時の停電範囲の縮小

など定量化できない面も考慮すると、JICA調査団が提案した信頼度向上策は種々の面でその効果が期待できる。

第9章 配電制御所の監視制御システム

第9章 配電制御所の監視制御システム

目 次

	頁
9-1 給・配電監視制御システムの現状	9 - 1
9-1-1 中央給電指令所	9 - 1
9-1-2 配電指令所	9 - 2
9-2 基本条件	9 - 4
9-3 新配電制御所の監視・制御システム	9 - 5
9-3-1 システム構成、基本機能	9 - 5
9-3-2 監視・制御及び計測範囲	9 - 5
9-4 新配電監視・制御システムの概念設計	9 - 6
9-4-1 監視機能	9 - 6
9-4-2 制御機能	9 - 11
9-4-3 記 録	9 - 11
9-4-4 その他の機能	9 - 13
9-4-5 ハードウェア構成	9 - 15
9-5 既設変電所での対策	9 - 22
9-6 配電制御所建物	9 - 23

List of Table and Figures

- Table 9-1 Technical Data for Design of New Distribution Control Center Building
- Fig. 9-1 Organization of New Distribution Control Center
- Fig. 9-2 Arrangement of Mimic Board
- Fig. 9-3 CRT Display for Operating Condition of Distribution Lines
- Fig. 9-4 Procedure for Detecting Faulty Section
- Fig. 9-5 Configuration of Proposed SCADA System
- Fig. 9-6 Arrangement of Computer Equipment
- Fig. 9-7 Uninterruptible Power Supply System
- Fig. 9-8 Distribution Control Center

第9章 配電制御所の監視制御システム

9-1. 給・配電監視制御システムの現状

A N D Eは技術局主管の中央給電指令所を設置し、全国の発・送・変電設備を監視・運営している。又、首都圏に於いては営業局主管の配電指令所を設置し、23kV以下の配電システムの監視・運営及び保守業務に当たっている。

A N D Eは数年後にこの配電指令所をBoggiani地区にある資材倉庫敷地内に移転する計画を持っている。

J I C A調査団は配電指令所の移転に当たり、首都圏配電網の信頼度向上に資する監視制御システム(SCADAシステム)の概念設計も主たる調査業務としている。

ここでは、概念設計に当たり現状の設備がどのように運営されているかについて述べる。

9-1-1 中央給電指令所

中央給電指令所はA N D E本店ビルに隣接した建物内に設けられ、全国の発・送・変電設備の運営に当たっている。

本指令所はItaipu、Acaray 発電系統、220kV 送電線及び220kV 変電所を網羅した模擬系統盤及び指令機を備え、1直2名3交替制で運営されている。

本指令所と各設備間はUHF無線による通信網が整備され、その運用状況はこのUHF無線により全国各所から直接連絡を受け、直員みずから系統盤に配置された計器(発電機出力、送電線潮流、変電所母線電圧等)及びしゃ断器の開閉状態を操作・表示し、設備の監視運営に当たっている。

A N D Eは近い将来、これをコンピュータを用いた監視制御システムとするため、BBC社製の試験設備を用いて現在運用試験を行っている。本試験設備は1台のCPU(主メモリー64KB)、補助メモリー(2.5MB)、CRT2台、タイプライター2台、オペレータ・コンソール1台を備えたものである。本システムの機能は電力設備の運転状態の監視、220kV しゃ断器の遠方操作であり、これに必要なしゃ断器の開閉状態、Itaipu、Acaray両発電所の発電電力、220kV 送電線潮流、220kV 変電所母線電圧情報は、220kV送電線を利用した電力線搬送回線(PLC)及びUHF回線にて各電気所から送られてくる。

UHF回線数は24チャンネルあり、この内SCADAシステムには3チャンネルが割り当てられている。

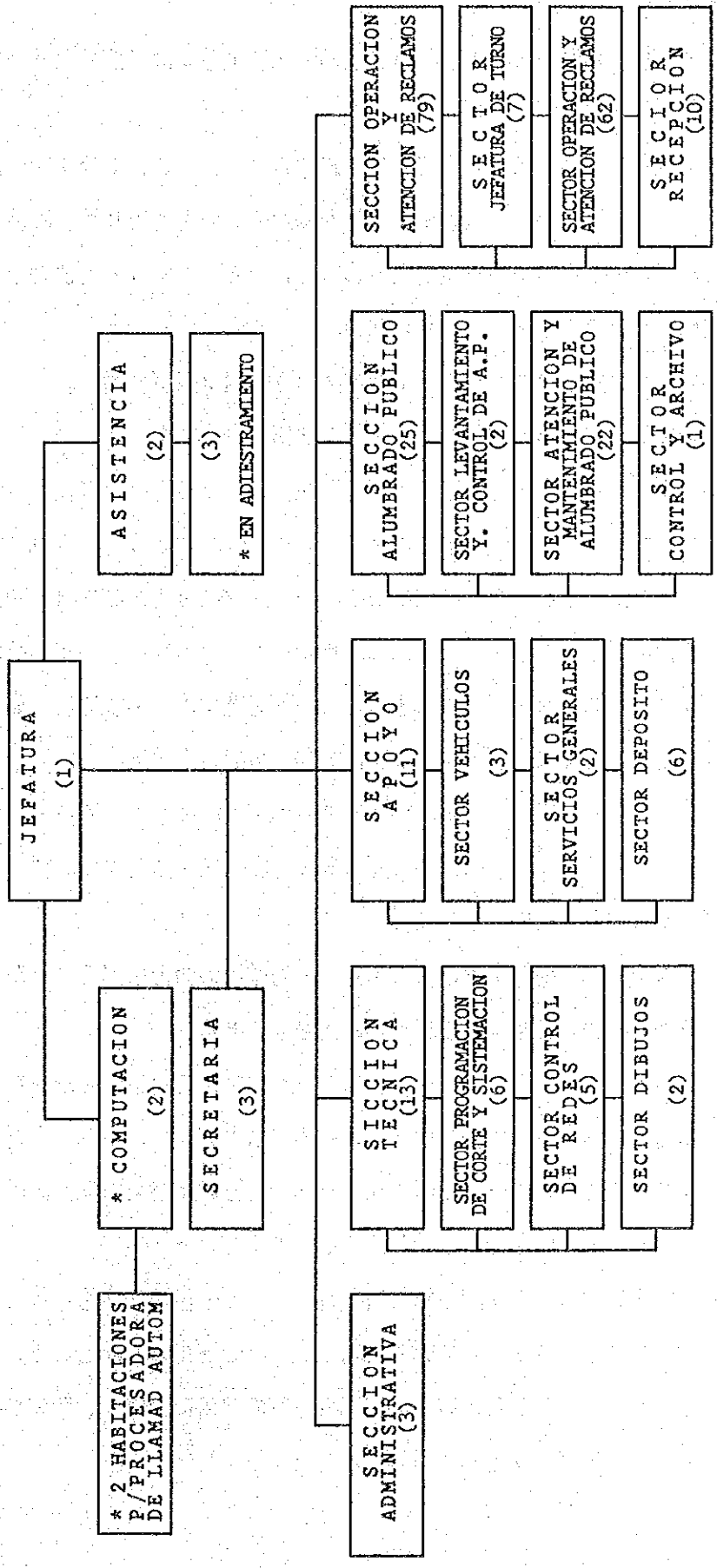
この試験設備は良好に運転されていることから、ANDEは近い将来中央給電指令所にコンピューターを備えた本格的なSCADAシステムの導入を検討している。

9-1-2 配電指令所

営業局に所属する配電指令所はANDE本部より約4km離れたCentro付近のDR. Francia 地区にあり、計画地域を含む首都圏の23kV以下の配電線の監視、運営及びトラブル復旧業務に当たっている。これに所属する配電制御所は、3人・3交替制で運営されており、又パトロール車も常時配置され、これも3交替制で運営されている。新設の配電制御所の完成時には、総勢137名と大規模な組織となる予定である。Fig.9-1 にその組織 (Departamento Operacion de Redes Distribucion D.O.R.D. と称する) を示す。配電制御室は23kV配電網を表示する系統盤、指令機、市内地図が置かれている。また、これと隣接して苦情電話受け付けがあり、12台の電話が常時設置されている。通常は2～3人が苦情電話の処理を行っているが、雨の日はトラブルが多発するため12台の電話全てに職員が対応し、処理している状況である。

苦情電話数は1988年実績では120～130件/日とのことであり、近年減少傾向とのことである。停電復旧対応として配電側で対処する事故に対しては、中央給電指令所から事故通報を受け、また低圧側事故に対しては需要家の苦情電話情報により事故箇所を推定し、VHF無線によってパトロール車あるいは作業車に連絡して事故処理に当たっている。

Fig.9-1 Organization of New Distribution Control Center
 DPTO. OPER. DE REDES DE DISTRIB
 ORGANIGRAMA



TORNOS : SECCION OPERACION
 06:00 a 14:00hs — 28 personas (14vehiculos)
 14:00 a 22:00hs — 28 personas (14vehiculos)
 22:00 a 06:00hs — 6 personas (3vehiculos)

SECCION ALUMBRADO PUBLICO
 07:00 a 15:00hs — 11 personas (5vehiculos)
 15:00 a 23:00hs — 11 personas (5vehiculos)

OBSERVACIONES

Total de personal = 137
 Total de vehiculos = 5 camiones
 21 camiones

* Futuro crecimiento

9-2. 基本条件

配電システムの信頼度向上策としては、設備強化による事故の低減化及び事故復旧の迅速化が最も重要である。

設備強化策については第8章ですでに述べられているが、事故復旧の迅速化を図るシステム構築面からは現状における問題点の克服と合わせて、設備強化策並びに新設される予定の中央給電指令所のSCADAシステムとも協調のとれた監視・制御システムとしなければならない。

本システムの概略設計を行う上で考慮すべき事項は以下である。

(1) 事故情報の早期確認および正確な把握

中圧(23kV)以下の事故内容は現在変電所から中央給電指令所へ事故通報された後、ここから配電指令所へUHF無線により連絡されている。

配電変電所から中央給電指令所経由で配電指令所迄の連絡時間は15分程度とのことであるが、これには配電変電所のオペレーターが事故内容を確認する時間は含まれておらず、これをも考慮すると事故連絡に要する時間がさらに長くなり、配電指令所側の事故復旧対応が遅れる結果となる。

このため、新設の配電制御所側で対応する必要がある23kVフィーダー事故等の事故情報などは瞬時に配電制御所で確認・把握する必要がある。

(2) 配電網運転状態の常時監視

故障復旧及び配電線運用の迅速性・的確性の向上を図ることから、配電線運転状態の常時監視を行うことが必要である。

(3) 各種データをコンピュータのソフトウェアにて編集・処理を行うことにより、オペレーターの各種対応の有力な基礎データとすることはもちろんのこと、将来の配電変電所の無人化への対応および配電網計画の基となる各データの統計処理をも行なえるものとする。

(4) 配電制御所は現在配電指令所が行っている配電線の運用に併せて、現在中央給電指令所が行っている配電用変電所の運用の一部も行うことになる。したがってANDEは将来の配電変電所の運用について、明確な管轄区分および運用基準を定めて対処することが望ましい。

9-3. 新配電制御所の監視・制御システム

本システムのシステム構成および監視制御の範囲は次のとおりとする。

9-3-1 システム構成、基本機能

コンピュータを用いたSCADAシステムをベースとしたシステム構成を考慮し、オペレーターが常駐する制御室には首都圏全体の送配電網の運転状況（遮断器の入/切状態）を把握できるよう模擬監視盤を設ける。また、現在行われている配電網の状況監視はCRTで行うものとする。

更に業務効率化の観点から、フィーダー毎の運転状態監視など各種データの統計処理情報もCRT画面を通して出力させるようにする。また、配電変電所2次側遮断器以降の遮断器が本配電制御所側からも行なえるものとする。

詳細は 9-4 項に述べる。

9-3-2 監視・制御及び計測範囲

(1) 監視範囲

原則として、配電系統の遮断器、開閉器の入/切状態を監視する。

なお、模擬監視盤のみは計画地域全体の遮断器の入/切状態を監視する。

すなわち、制御範囲の項でも示す様に、23kV遮断器の遠方操作に於いても上位系統状況を確認することで操作ミス等を回避出来ること、また、23kV系統は単独に存在しえなく、上位系統とのつながりの中で存在することをオペレーターに自覚させる意味からも必要である。

(2) 制御範囲

従来通り、変圧器2次側の遮断器操作迄は中央給電指令所側が行い、23kVフィーダー遮断器、23kV母線遮断器は配電制御所側で行うものとする。

(3) 計測範囲

(2)項と同様な考え方とし、変圧器2次側遮断器以降の23kV側の電圧・電流（電力）を計測するものとする。

9-4. 新配電監視・制御システムの概念設計

9-4-1 監視機能

模擬監視盤及びCRTを用いて系統状況、23kV配電網の運転状態、区分開閉器状態を常時監視する。

(1) 模擬監視盤

計画地域内の220kV変電所（23kVフィーダーを有する変電所）、66kV送電線、66kV変電所及び23kVフィーダーの遮断器の入/切状態の確認をする。(Fig.9-2参照)

(2) CRT

a) 運転状態監視ページ

Fig.9-3 に示す様に各変電所毎に簡略化した23kV系統を表示し、

i) 23kV母線電圧

ii) 23kV各フィーダー電流（電力）

iii) 自動区分開閉器の入/切状態

iv) 自動区分開閉器で区分された各23kV線路区間毎の概略負荷状態（手動入力）の監視を行う。

b) フィーダーの区分開閉器状態監視ページ

現状の模擬監視盤表示内容にとって代わるものである。

すなわち、現状のフィーダーをCRT画面に表示し、各フィーダーに設置されている区分開閉器状態を監視する。区分開閉器状態は作業員等から連絡されてくる入/切状態をオペレーター自らCRT画面を通してその状態を入力するものとし、同時にタイプライターにも時刻、区分開閉器番号を含めて、その操作をタイプアウトさせるものとする。

(3) 拡張性

配電網は日々刻々と移り変わると同時に、需要の増加と共に新たな配電線が設備されてくる。従って、本システムも配電網の拡張、配電線の組み換えが生じても十分に対応出来る機能を有するものとする。具体的にはオペレーターがCRT画面を通してこれら拡張及び変更操作が簡単に行なえるものとする。

Fig.9-2 Arrangement of Mimic Board

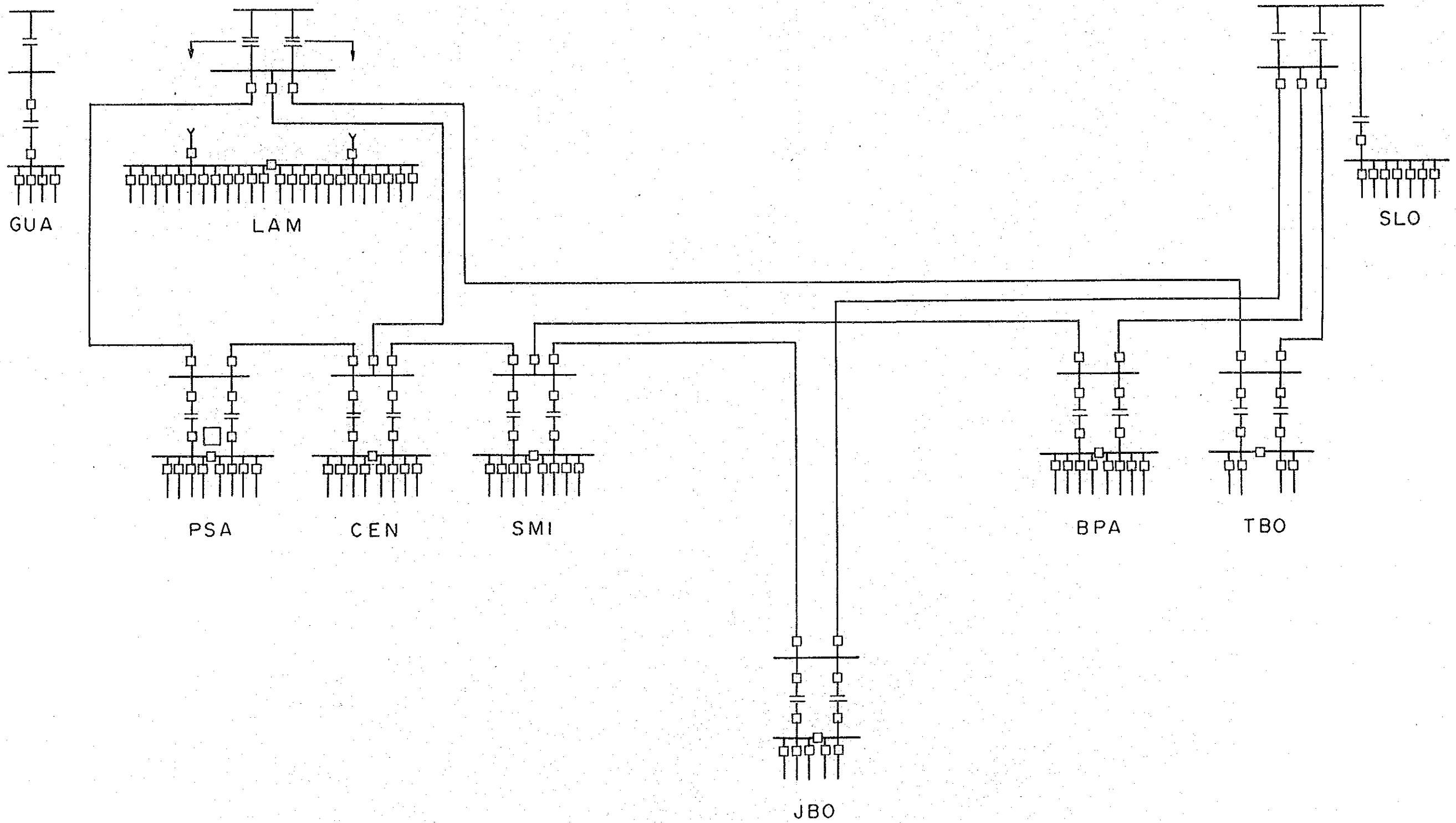
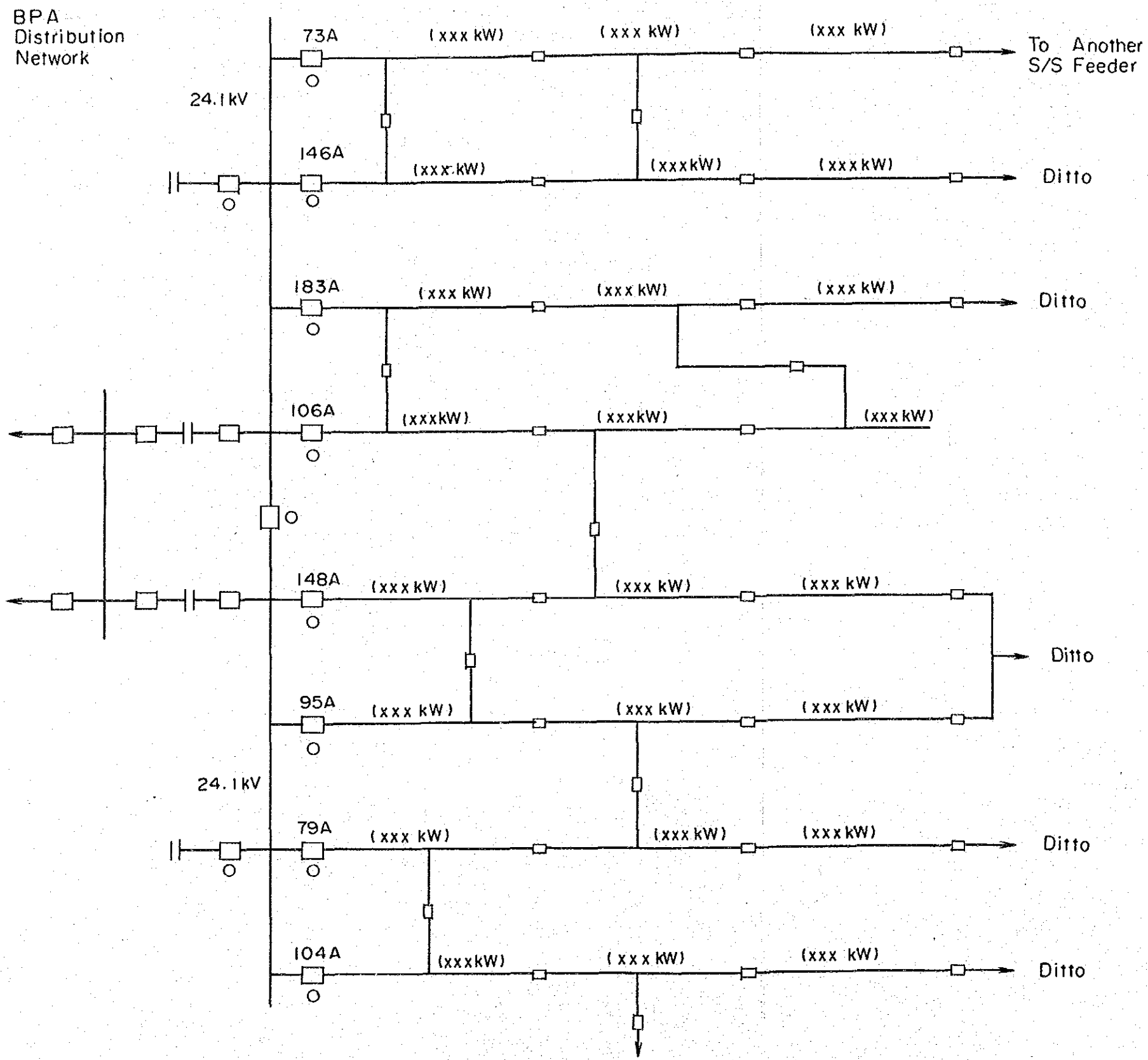


Fig. 9-3 CRT Display for Operating Condition of Distribution Lines

○ Manual/Remote condition of 43-R Switch



9-4-2 制御機能

変圧器2次側遮断器以下の23kV母線およびフィーダー遮断器の遠方操作が可能なものとする。なお、変電所側には各遮断器毎に43R切替スイッチ（手動／遠方）を設ける。フィーダー点検時には43R切替スイッチを手動側に切替え、無用な遠方操作の回避、作業の効率化を図る。

これは43R切替スイッチが遠方に切り替わっている状態でのみ配電制御所からの開閉操作が可能とするものである。なお、43Rの切替状態は運転状態監視ページに表示させるものとする。実際の操作はオペレーターがCRT画面（運転状態監視ページ）の当該遮断器をライトペンで選択した後、操作スイッチによる入／切操作を行うものである。

なお、誤操作を防止する為、選択時に模擬監視盤上の当該遮断器も同時に点滅させることにより、他のオペレーターにも誤りが無いか監視させるよう配慮するものとする。

9-4-3 記録

現在、変電所のオペレーターによって行われているフィーダーの運転状態記録をコンピュータに行わせ、これによってこれら記録・編集を配電制御所側で行い、配電網計画・運用の効率性向上を図ると同時に将来の配電変電所の無人化対応も兼ね備えるものである。

(1) 運転記録

a) 日報

変電所単位で23kV系統の1時間毎の下記計測値を、当日の24時にタイプライターに出力する。

- i) 23kV各母線電圧
- ii) 23kV各フィーダー電流（電力）
- iii) 当日の各フィーダー最大電流（電力）

なお、i)、ii)については変電所単位で1時間毎の計測値をCRT画面に表示する。また、必要に応じてii)項については各フィーダー毎又は変電所単位一括でトレンドグラフ化することも考慮する。

b) 月 報

変電所単位で下記計測値を月末の24時にタイプライターに出力する。

- i) 日毎の各フィーダー最大電流 (電力)
- ii) 各フィーダーの月間最大電流 (電力)

c) 統 計 処 理

配電網の計画の上からは、各フィーダーの需要の動向を把握するのはその基礎データとして重要な意味を持つことから、月間の最大電流 (電力) 値を過去2年間に遡ってCRT画面にトレンドグラフ形式で表示出来るものとする。

また、この種の情報は営業局の配電計画部門にとっても重要なデータとなることから、ANDE本部のコンピュータと連系を行って、随時アウトプット出来るよう考慮することも必要であると考える。

(2) 故 障 記 録

下記の故障が発生した場合、警報すると同時にCRT画面およびタイプライターに故障メッセージを出力する。

- a) 変電所 (変圧器、母線事故等) 及び接続する送電線事故を一括したものを各変電所毎1情報
- b) 23kV系統の全ての事故情報をCRT表示及びタイプライターに時刻・故障件名、トリップした遮断器を含めて出力する。
 - i) 各フィーダー毎の短絡・地絡事故
 - ii) 各フィーダー毎の再閉路成功 (永久事故)
 - iii) その他 (通信故障他)

c) 故障記録の編集

故障内容を各フィーダー毎に編集・整理し、過去1年間に亘ってCRT画面に表示できるものとする。

(3) 操 作 記 録

23kVフィーダー及び母線遮断器操作時はそれをタイプライターにメッセージ出力する。

(4) 状態変更記録

23kVフィーダー及び母線遮断器等に状態変更があった場合タイプライターにメッセージ出力する。

(5) CRTハードコピー

CRTに表示されている全ての画面はファンクションキーを操作することにより、CRTハードコピーヤーに印刷出来るものとする。

9-4-4 その他の機能

(1) 過電圧及び過負荷監視

フィーダー電流値あるいは23kV母線電圧があるレベル（管理値）を超えた時、警報を行いCRT並びにタイプライターにメッセージ出力する。

(2) 23kVフィーダー事故時の事故区間判別

第8章で提案した配電網の信頼度向上対策をより強固なものとするために、23kVフィーダーの故障区間判別をコンピュータに行わせるものである。

a) 原理

変電所に設置された再閉路遮断器と、線路に設置された自動区分閉器との間の投入/遮断時間をコンピュータがカウントすることにより、故障区間判別を行う。

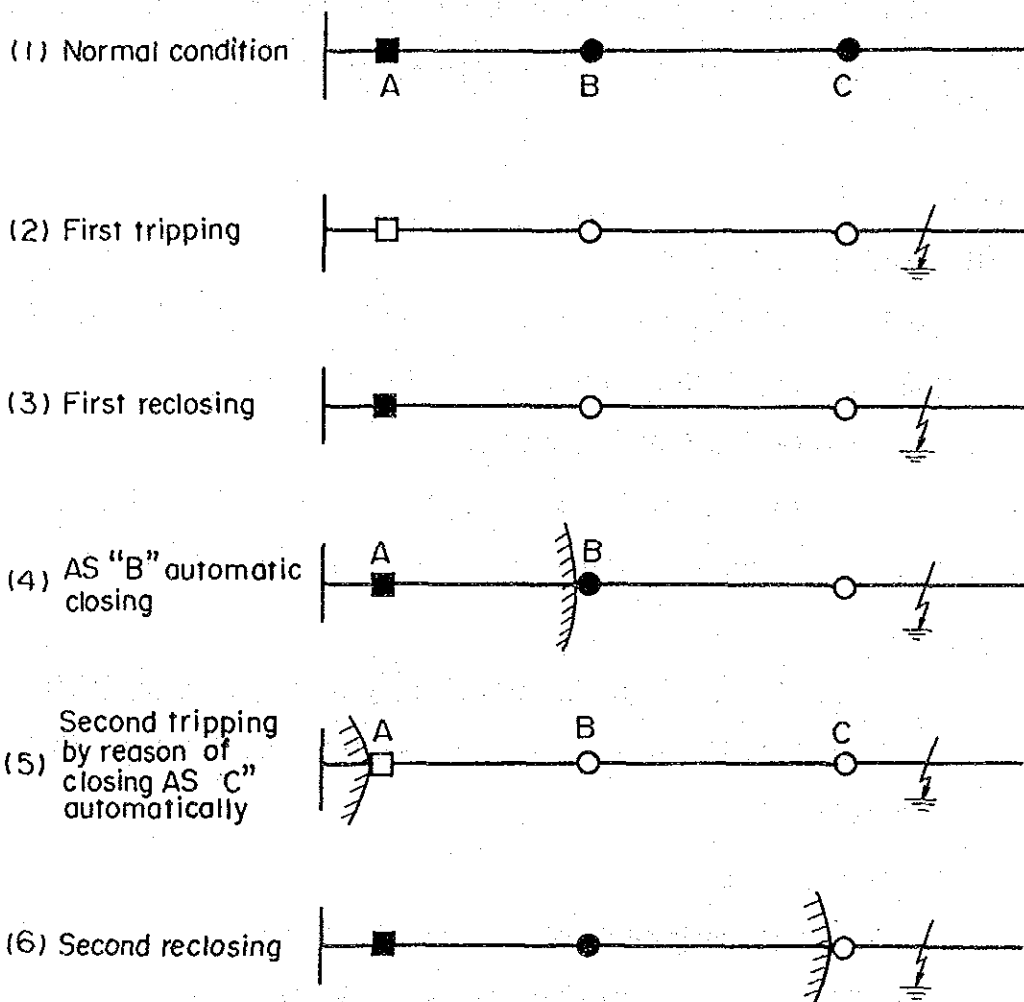
b) 故障区間判別方法

Fig.9-4 は23kV配電線のC区間に故障が発生した場合に、故障区間を切り離す過程での一連の23kV遮断器及び自動区分閉器の動作を示したものである。ここで、コンピュータが故障区間を判定するに当たっては、23kV遮断器が投入(2)された後自動区分閉器Cが投入して、この遮断器が再トリップする迄の時間をコンピュータがカウントし、この時間に投入される予定の自動区分閉器を判別して故障区間を推定するものである。

コンピュータが推定判別した結果はCRT画面に色別を行って表示する。

従って、配電制御所側は迅速に作業車を出動出来ると同時に、従来行っていた配電線全区間を巡視することなく、特定区間の配電線のみを巡視すれば故障箇所を発見出来ることから、復旧時間が短時間で済み、供給信頼度は格段に向上すると思われる。

Fig.9-4 Procedure for Detecting Faulty Section



- CB in substation (open state)
- CB in substation (closed state)
- Automatic switch (open state)
- Automatic switch (closed state)

9-4-5 ハードウェア構成

Fig.9-5 に以下の3要素を考慮したJICA調査団が推奨するハードウェア構成を示す。又、Fig.9-6 に模擬監視盤を含むコンピュータ装置の配置図を示す。

(1) Availability

本 SCADAシステムは 23kV 系統の重要なデータ収集及び制御機能を持っている。このため、システムの故障は配電システムの運営上重要な影響を及ぼすことから、1台のCPU故障では監視・制御機能の喪失に到らない様、二系列化 (Duplicated CPUs) 構成とする。

尚、常時の運転形態としてはオンライン/スタンドバイモードとする。

(2) Maintainability

本システム故障は1系列のみを切離してチェック出来ることはもちろん、点検等によって1系列を切離す場合も本来の機能は維持出来る様設計する。

(3) Expandability

配電系統は需要の増加に伴い、年々増強される。本システムは少なくとも2010年程度迄を想定した下記の系統規模の情報を処理出来る能力を有するものとし、とりわけ主メモリー及び補助メモリーはこれに対処出来る容量を当初から具備しておくものとする。

a) 23kV Feeder	:	360
b) アナログデータ	:	450 点
c) 状態データ	:	1,800 点
d) 制御	:	450 点
e) スイッチ (手動入力)	:	3,600 点

(4) Man - Machine Interface

a) CRT

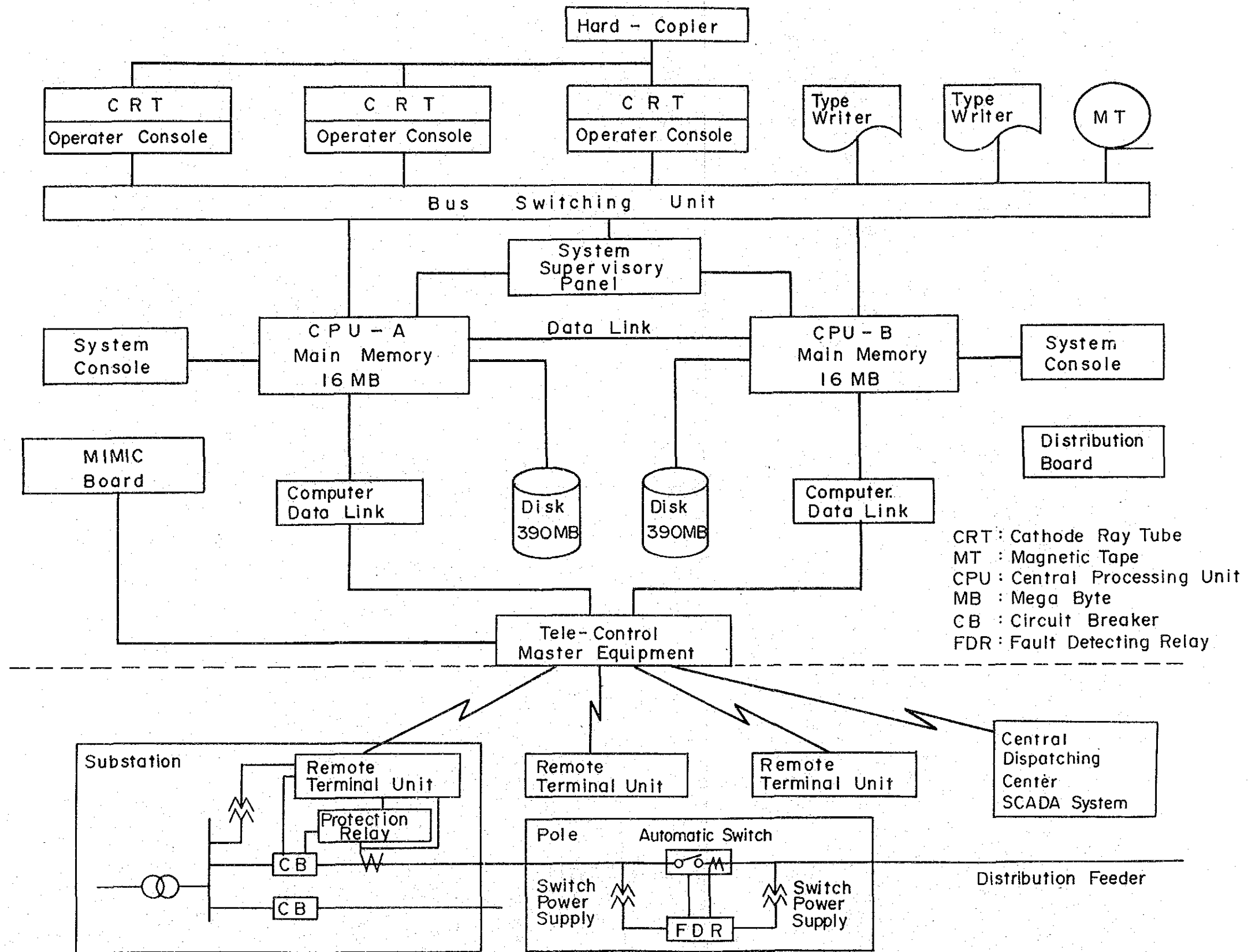
CRTは運転員1人に対して1台備えられるものとし、ファンクションキーにて全ての画面表示が可能なものとする。

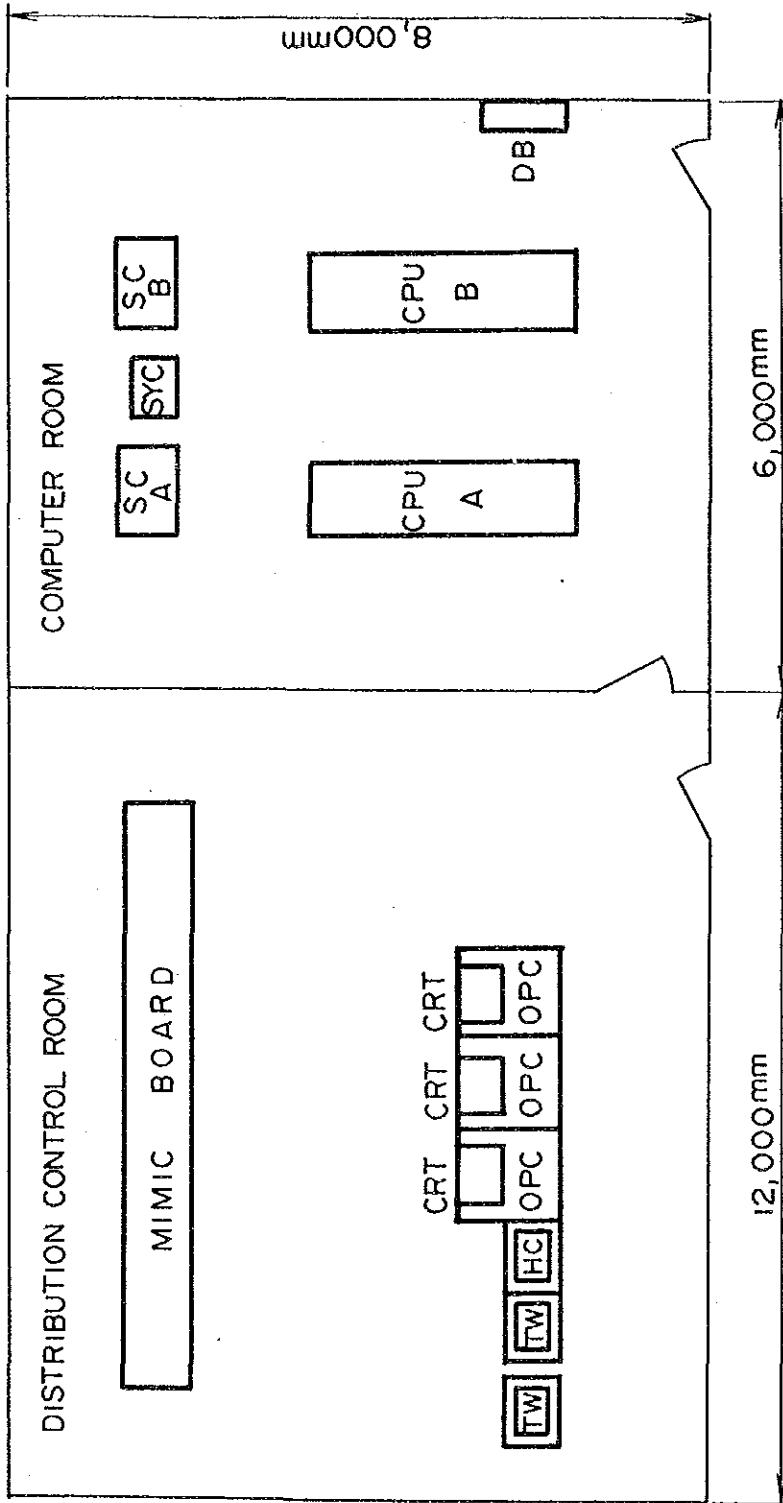
b) プリンター

プリンターとしては以下3台を具備する。

- i) タイプライター・・・・・・2台
- ii) CRT ハードコピー・・・・・・1台

Fig.9-5 Configuration of Proposed SCADA System





- TW : Type Writer
- HC : Hard Copier
- CRT : Catode Ray Tube
- OPC : Operator Console
- SYC : System Supervisory Panel
- DB : Distribution Board
- CPU : Central Processing Unit
- SC : System Console

Fig. 9 - 6 Arrangement of Computer Equipment

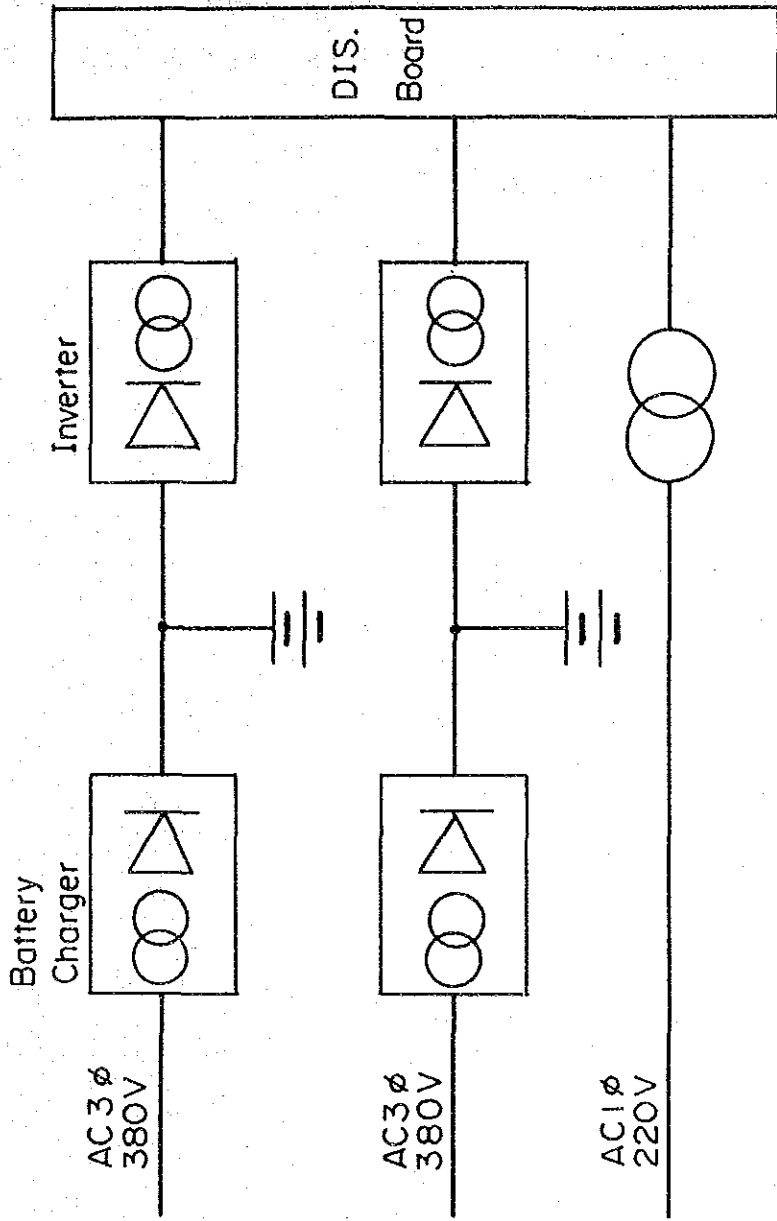
(5) UPS (Uninterruptible Power Supply) 装置

UPS装置はSCADAシステムの安定電源供給用として重要なものである。

Fig.9-7 に装置構成を示すが、コンピュータのシステム構成とも協調を図り、
又信頼性を高くする必要性から2系列構成とする。

UPS装置の容量は各々 15kVA程度と考えられる。

Fig. 9 - 7 Uninterruptible Power Supply System



9-5. 既設変電所での対策

9-4 項に示した各種データの収集に当たって既設変電所は、以下の装置を追加する必要がある。

- (1) 23kV フィーダ遮断器の遠方操作用補助リレー盤
- (2) 23kV 電圧、フィーダー電流計測用のトランスジューサー

なお、トランスジューサーはPT、CT回路よりその電源供給を行うため、現状のメーター等の負担とトランスジューサーの負担がPT、CT負担を越えないか調査する必要がある。

- (3) その他必要と考えられる改造

9-6. 配電制御所建物

建物の構造は鉄筋コンクリート造とするが、操車場 (PLAYA DE MANIOBRAS) の屋根は大スパンとなるので、鉄骨造とする。この地点は地盤の耐力が低いので地盤調査に基づいて杭基礎で建物を支持する必要がある。

配電制御棟の屋根は鉄筋コンクリートスラブの上にアスファルト防水を施し、更に、屋根金属板葺とし、遮熱効果を得る必要がある。

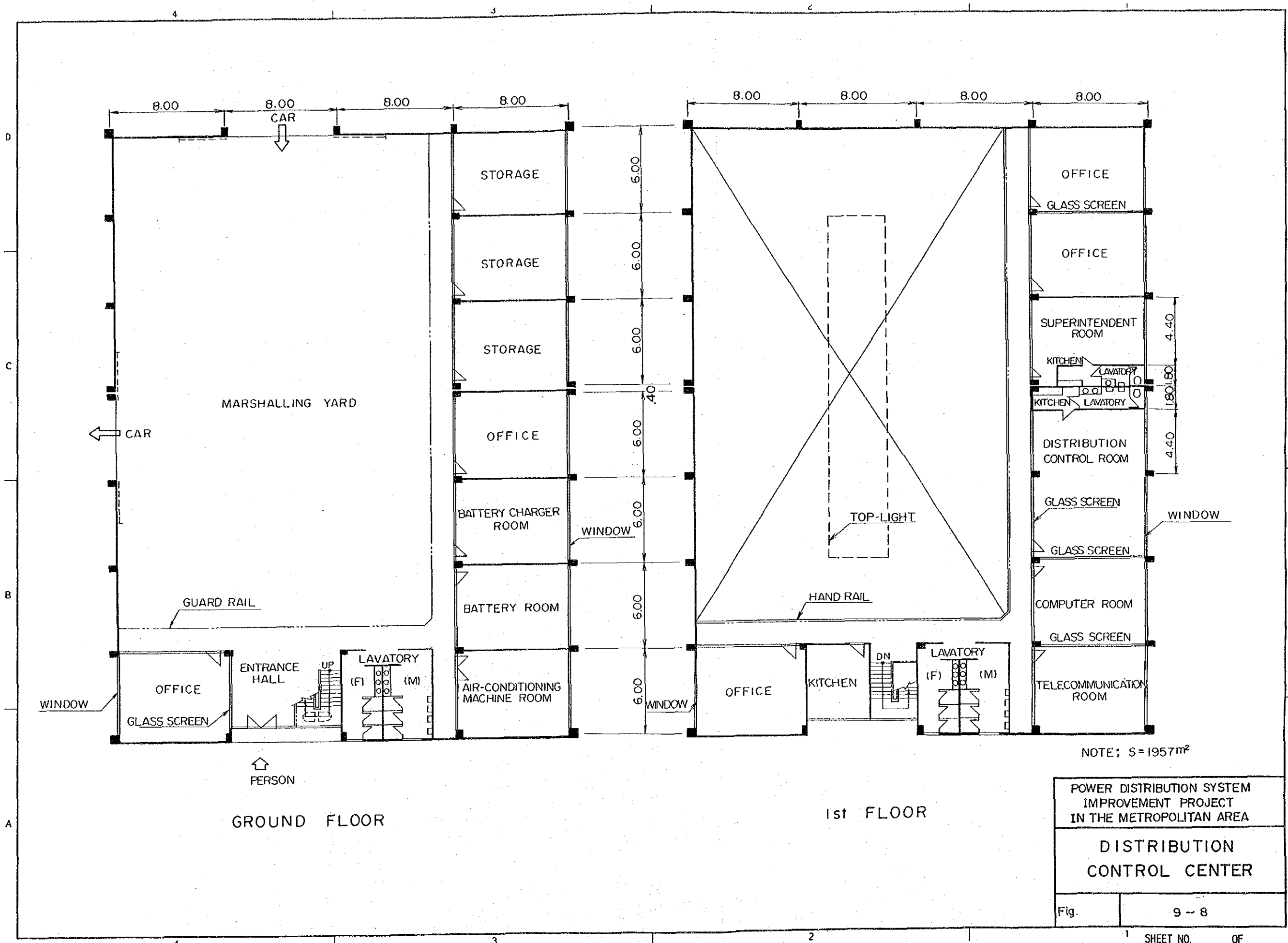
外部採光窓に対しては直射日光の射し込みを遮るため、ルーバーを設ける必要があるが、ルーバーの形式としては堅型可動ルーバー又は水平可動ルーバーなど種々のものが考えられるが、状況に応じ、適当なものを選択し、採用する。

操作場は天井が高く、奥行きも長いので、屋根面の一部をトップライトとして採光するのが望ましい。

建物の規模は Fig.9-8 を基準とし、内部レイアウトは敷地の位置により、設計すべきである。主要な室は空調を行う。

また、機器のレイアウトは Fig.9-6 を参考とし、機器のテクニカルデータは、Table 9-1 に依る。更に、コントロール室とコンピュータ室の床は二重床 (Free Access Floor H = 300mm) とする。

なお、建物の設計は Asuncion 市建設条令及び防火規定を遵守して行うべきである。照度は 7-2-5 の照度推奨値を採用するのが望ましい。



NOTE: S = 1957m²

POWER DISTRIBUTION SYSTEM
IMPROVEMENT PROJECT
IN THE METROPOLITAN AREA

DISTRIBUTION
CONTROL CENTER

Fig. 9 - 8

1 SHEET NO. OF

Table 9-1 Technical Data for Design of
New Distribution Dispatching Center Building

1 Heat radiation

Control room : 2,580 kcal

Computer room : 10,320 kcal

2 Weight

Control room : 1,500 kg

Computer room : 4,000 kg

} Floor Design Load : 500 Kg/ m² (Maximum)

第10章 通信システム計画

第10章 通信システム計画

目 次

	頁
10-1 通信システムの現状	10 - 1
10-2 通信回線の整備	10 - 2
10-2-1 通信回線整備のための基本方針	10 - 2
10-2-2 電波伝播試験	10 - 2
10-2-3 配電線保守用移動無線回線	10 - 7
10-2-4 配電用変電所遠方監視制御用無線回線	10 - 10
10-2-5 220kV 送電線保護リレー用通信回線	10 - 11
10-3 情報伝送システムの新設	10 - 14
10-3-1 配電線保守用移動無線システム	10 - 14
10-3-2 配電用変電所遠方監視制御装置の伝送制御システム	10 - 14
10-3-3 220kV 送電線保護リレー用信号伝送システム	10 - 17

List of Tables and Figures

- Table 10-1 UHF Band (430 MHz) Radio Wave Transmission Test Result
- Table 10-2 Circuit Design Example
- Table 10-3 General Specification of Distribution Line Operation Mobile Radio Equipment
- Table 10-4 Radio Equipment Specification
- Table 10-5 Specification of Radio Equipments for Transmission Line Protective Relay
-
- Fig. 10-1 Outline of Mobile Radio System for Maintenance of Distribution Line
- Fig. 10-2 Outline of Distribution Supervisory Control Radio Circuit
- Fig. 10-3 Outline of 220 kV Transmission Line Protective Relay Communication Circuit

第10章、通信システム計画

10-1. 通信システムの現状

計画地域である首都ASUNCIONとその周辺におけるANDEの給電用、変電所保守用、及び送配電線保守用通信回線は主として450MHz帯UHF 無線回線と150MHz帯VHF 無線回線により構成され、変電所間など一部で電力線搬送回線が使用されている。

給電用通信回線は中央給電指令所を中心として、SAN LORENZO, GUARAMBARE, BARRIO PARQUE, PUERTO SAJONIA, TRES BOCAS, CENTRO, LAMBARE, SAN MIGUEL, JARDIN BOTANICOなどの変電所との間に放射状に延びたUHF 無線回線4チャンネル(3チャンネルは複信、1チャンネルは単信)により構成されている。この回線は配電指令所、高電圧保守部、中央倉庫及び研究所とも結ばれ、これらの機関の保守運用のために共用されている。このうちの1チャンネル(単信)は上記4事業所により、配電変電所の保守運用のための移動無線回線として使用されている。VHF 無線回線4チャンネルは、2チャンネルが技術局と営業局の間の通信回線として使用され、他の2チャンネルは営業局の専用通信回線として使用されている。以上のように、計画地域の通信手段は数少ないUHF 無線回線とVHF 無線回線を給電用、発変電所及び本店保守関連部門の保守用、送配電線保守用など多くの目的に共用しており、しかも電話回線のみ構成していて、データ伝送回線を構成していない。このため効率的な保守の遂行を妨げている状況にあるといえよう。

10-2. 通信回線の整備

10-2-1 通信回線整備のための基本方針

計画地域で現在運用中或いは建設中の配電用変電所は10箇所あり、2000年までにA, B, E, F, G, K, Lなどの7箇所の配電用変電所を新設する予定である。

本計画では、現在保守部門の事務所であり中央倉庫でもあるBOGGIANIに配電制御所を新設し、ここから上記の既設と新設を含めた17箇所の配電用変電所を遠方監視制御すると共に、現在配電指令所が行っている23kV以下の配電線の保守運用業務を効率的に実施できるよう通信回線を整える計画となっている。

遠方監視制御が高信頼性、迅速性、優先性を要求されるのに対して、配電線保守業務は多量の作業を高速に処理すると共に作業結果を整理する必要がある。また、前者が固定通信回線を必要とするのに対して、後者は移動無線回線を必要とする。

以上のような理由から上記2つの為の通信回線は独立に構成し、地形上或いは業務上相互に利用しあった方が有利な場合は、共用あるいは接続して使用することとする。配電用変電所は配電制御所を中心として半径約25km以内に散在しているので、無線回線を放射状に構成するのが、経済性、信頼性など全ての面で有利である。ただし、ASUNCION中心部は高層ビルが立ち並んでいるので、一部有線通信回線で補う必要がある。

無線回線の使用周波数は、UHF帯無線機の多方向型を使用すれば放射状通信回線が容易に構成できること、及びUHF帯は容易に十数チャンネルの多重通信回線が構成でき、従って経済的でもあるのでなるべくUHF帯を使用する。なお、VHF帯無線回線は通常3チャンネル以下として使用されており今回は容量不足であり、SHF帯(マイクロ波帯)は十分な容量の通信回線が得られるが、建設費が高価となる。

また、220kV送電線保護リレー用通信回線を構成する必要がある。これは後述の理由でUHF無線回線により構成するのが妥当であるが、高信頼度を確保するため独立の専用通信回線により構成することとする。

10-2-2 電波伝播試験

(1) 計画地域の地形

計画地域の地形はパラグアイ川に沿って標高60-80mと比較的低い地帯が細長い带状に存在するが、大部分の地域は標高100-180mの比較的平坦な地形となっている。

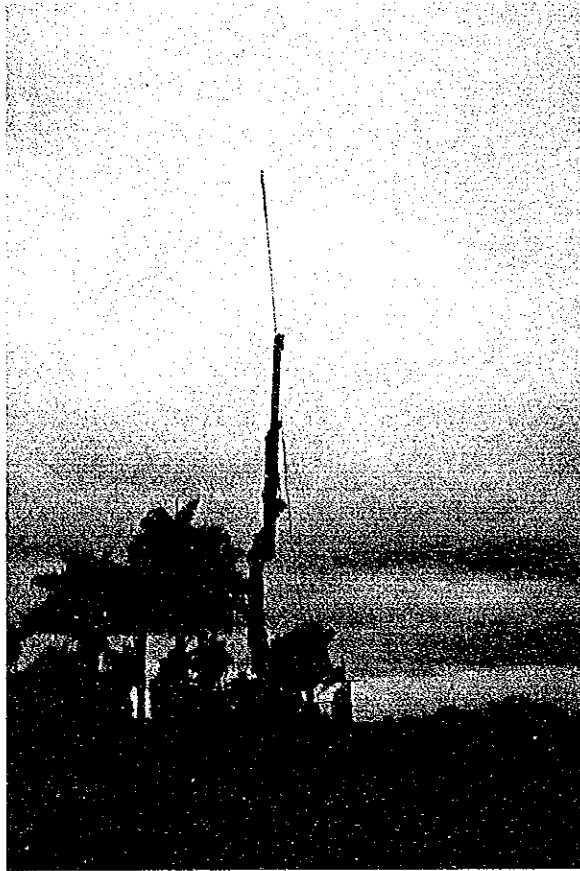
しかし、市街地なので民家などの建物が密集し、また恵まれた気候を反映して高い樹木が密集しているので、UHF 帯無線回線を構成する場合電波の大きな減衰の原因とならないよう十分な考慮が必要である。市中心部は高層ビルが立ち並んでいるので、UHF 無線回線の構成が困難な場合が生じる事が考えられる。なお、配電制御所となる BOGGIANI には十分な敷地が有るので、高いアンテナ用ガイタワーが建設できる。市中心部は配電用変電所建設予定地の敷地面積が小さく、また周囲に建物などが接近するので十分な注意が必要である。

(2) 試験方法

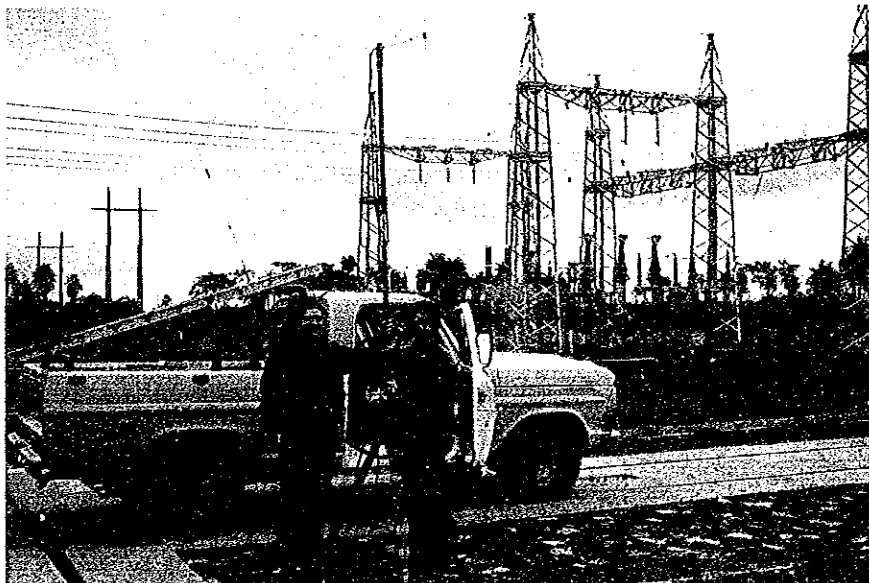
アマチュア無線用の携帯無線機 (IC-23 型、144-146MHz/430-440MHz,出力5W) 及び車載無線機 (IC-2400型、144-146MHz/430-440MHz,出力10W)各1台購入し、また、電界強度測定器 (アンリツ製518 型) を借用して測定試験を行った。なお、ANDEがこれらの無線機を許可無しで使用できることを機器購入前に確認した。現地調査によりVHF 回線ではANDE側のニーズを満足出来ないこと、及びVHF 波はUHF 波より伝播特性が良く問題が少ないことなどの理由から、測定は400MHzのみに絞っておこなった。なお、800MHz、1500MHz 波の伝播特性は特に見通し外の場合伝播特性が悪くなるので測定試験を行いたかったが、無線機購入に4ヶ月以上必要なので、今回は不可能であった。試験は ①BOGGIANIの標高が140mで、最も高い MOJONの標高180mよりかなり低いこと ②アンテナ高が試験設備の関係で19m が限度であること ③MOJON はBOGGIANIから4.2km しか離れてなく伝播試験の結果がBOGGIANIの場合にも有効に使えるなどの理由により、MOJON から行った。電波の発射方法は写真10-1に示す如く、送電線保守用クレーン車により高さ19m までアンテナを持ち上げ、地上の携帯無線とフィーダー (5D-2V) により結んだ。携帯無線機は電源電圧の低下により無線出力が低下するので、電源は大容量のクレーン車用蓄電池を使用した。受信側は車載無線機をANDE車に搭載し、送信側と交信しながら移動し、既設及び計画配電用変電所地点で電界強度測定試験及び通話試験をおこなった。

(3) 試験結果

受信側のアンテナ高を電界強度測定器の標準である4mで行わざるを得なかったため、付近の建物及び高い樹木による電波の減衰が大きくて十分な入力電界が得られず、また電界強度測定器の受信感度が $16\text{dB}\mu\text{V/m}$ と車載無線機の受信感度 $-16\text{dB}\mu\text{V/m}$ より悪いため、MOJONから半径6Km までは電界強度が $18.5\sim 38\text{dB}\mu\text{V/m}$



Picture 10-1 Transmission of Radio Wave in Field Tests



Picture 10-2 Reception of Radio Wave in Field Tests

と測定可能であり、通話試験も同時に可能であったが、6Km 以上は通話試験のみが可能であった。プロフィールを描いて計算した電界強度値と実測値との差1～19dB が建物、樹木などの遮蔽効果と推定される。MOJON から6Km 以上の地点は電波の入射角度が小さくなるので建物、樹木による減衰は少し増加して15～20dBと推定され、この値を計算値から差し引くと15.5～2.9dB $\mu\text{V}/\text{m}$ と推定される。一方周囲雑音は電界強度測定器では受信帯域200kHzで14dB $\mu\text{V}/\text{m}$ であり、これを無線機の受信帯域15kHz に換算すると2.5dB $\mu\text{V}/\text{m}$ となり、無線機でほぼ通話できることになる。

(Table10-1参照)

10-2-3 配電線保守用移動無線回線

10-1 項に述べたごとく、計画地域内の配電線保守運用のための通信回線の現状は、UHF 無線回線1チャンネルとVHF 無線回線4チャンネルで構成されている。これらの無線回線は、①他部門と共用しており、またシプレックスなので通話に時間を要するなどの問題があり、多数使用している無線車のニーズを満足できない②一斉呼出しとなっており、呼出しが自分の車か他車か区別するために特別の注意を払う必要があるなど作業能率低下の原因となっており、また他の保守業務用通信を妨害する結果ともなっている。一方、配電線の作業件数は5万件/年に達しているため、事故復旧に必要な資料の十分な整理ができず、復旧が遅れる結果となっている。

今回配電指令所を新設の配電制御所に移設するに当たり、これらの問題を解決できるようなUHF 移動無線回線と、これを通信路とする情報伝送回線及び記憶、表示するためのコンピュータシステムを新設する。このうちUHF 移動無線回線は以下の通りとする。

(1) 無線周波数及び回線数

移動無線の場合車載無線機のアンテナ高が制限されるので、道路沿いの建物、樹木などの障害物に対しても回折により伝播する周波数を選択する必要があるが、これには150MHz帯か400MHz帯が適当である。また、無線車数50台、作業件数5万件/年と仮定した場合必要な通信回線数は8チャンネル(2分/回/台×2回×50台=200分、200/60=3.33アーラン、呼損率2/100とするには8チャンネルが必要)となるが、これには広い周波数帯域が必要になり150MHzでは周波数の取得が困難で

Table 10-1 UHF Band (430 MHz) Radio Wave Transmission Test Result

Name on Map	Measurement Point		Distance from Mojon Mojon (km)	Measured Value (dBu/m)	Speech Test	Calculated Value (dBu/m)				Calculated - Measured
	Name or New Site	Field Intensity				Topographical Loss	Diffraction Loss	Calculated Value		
DCC (E)		DORD	4.2	38	Good	59.0	11.0	0	48.0	10.0
BPA		Barrio Parque	6.15	19	"	52.3	11.0	9.0	32.3	13.3
D		New Site	5.8	30	"	53.4	11.0	10.4	31.0	1.0
L		"	6.15	19	"	52.3	11.0	6	35.3	16.3
SLO		San Lorenzo	6.5	21	"	51.1	11.0	0	40.1	19.1
I		New Site	5.5	25	"	54.3	11.0	0	43.3	17.7
I'		"	4.95	28	"	54.3	11.0	0	43.3	15.3
A		"	9.2	Can not measure	"	45.3	11.0	6.0	28.3	-
H		"	8.65	"	"	46.4	11.0	8.0	27.4	-
K		"	8.7	"	"	46.3	11.0	9.0	26.3	-
JBO		Jardin Batanico	10.5	"	"	43.0	11.0	7.5	24.5	-
LAM		Lambare	4.9	18.5	"	56.3	11.0	10.1	35.2	17.3
GRA		Guarambare	17.8	Can not measure	"	33.9	11.0	0	22.9	-
J		New Site	11.5	"	"	41.5	11.0	0	30.5	-
LIM		Limpio	26.1	Did not measure	Not measured	27.2	11.0			
SMI		San Miguel	8.0	"	"	47.8	11.0			
PSA		Puerto Sajonia	12.0	"	"	40.7	11.0			

あり、また一般的に400MHz帯を使用する例が多いので400 MHz 帯を使用するものとする。

(2) 回線設計

電波伝播試験は受信アンテナの高さを測定器の標準である4mで行ったが、無線車の場合アンテナの高さが1.5mに制限されるので、建物、樹木による遮蔽効果を緩和するため送信側アンテナを高くする必要がある。これにはMOJONの試験でアンテナの海拔高を199m(標高180+アンテナ高19m=199m)としたのに対して、BOGGIANIでは80mの鉄塔を建てアンテナの海拔高を試験の時より約20m高い220m(BOGGIANIの標高140m+アンテナ高80m=220mである。)とする必要がある。試験結果より余裕が必要と考えられること、及び東京におけるタクシー無線の使用実績を考慮しBOGGIANIのアンテナ鉄塔の高さは100mとする。

最も条件の悪いケースとして、BOGGIANI配電制御所～LIMPIO変電所間26.5kmについて回線設計をするとTable10-2の通りとなる。受信入力は-102.2dBm=10.8dB μ Vとなるが、これを入力電界に換算すると28.8dB μ V/mであり十分通信が可能である。

この回線設計では遮蔽係数を-20dBとしたが、実際は道路沿いでこれ以下の箇所もかなり多く存在すること、またBOGGIANIから変電所までの距離もほとんどが9km以下であることを考えると、更に問題ないと推定される。

Table 10-2 Circuit Design Example

Section	BOGGIANI～LIMPIO(26.5km)
Output	+ 44dBm(25W)
Transmission Feeder Loss	- 2.7dB
Transmission Antenna Gain	+ 10.0dB
Reception Antenna Gain	+ 4.0dB
Reception Feeder Loss	- 0.5dB
Propagation Loss	- 126.0dB
Land Coefficient	- 11.0dB
Shield Coefficient	- 20.0dB
Reception Level	- 102.2dBm

以上より、配電線保守用移動無線に使用する無線機の概要はTable 10-3の通りとする。

Table 10-3 General Specification of Distribution Line Operation
Mobile Radio Equipment

S y s t e m	F D M A
Number of Channels	9
Number of Subscribers	96
Radio Frequency	335~470 MHz
Transmission Power Output	25 W (44dBm)
Transmission Antenna Tower	Guyed Type, 100 m

10-2-4 配電用変電所遠方監視制御用無線回線

この回線は配電用変電所の遠方監視制御に使用するものであり、高品質、高信頼度且つ回線容量に十分な余裕があって、ビジーなどのほとんどない通信回線が必要となる。無線回線は下記のような性能のものを選択すべきである。

(1) 無線周波数

UHF 帯(300~3000MHz)の無線回線では400MHz帯、800MHz帯、1500MHz 帯などが一般的に使用されているが、400MHzと800MHz帯は自動車などから発生する都市雑音により回線断となったり、情報伝送に符号誤りを発生したりした例が経験されているので、今回は1500MHz を使用するものとする。

(2) 無線方式

UHF 帯多方向多重無線回線にはFDMA(Frequency Division Multiple Access)方式とTDMA(Time Division Multiple Access)方式の二方式があるが、FDMA方式の場合、子局の無線機は1加入者しか接続できないので、電話用通信回線と遠方監視制御用情報伝送回線の両方を必要とする場合、2台の無線機が必要となり、また親局もこれに応じて増設する必要があるため高価となる。これに対してTDMA方式は、親局及び子局とも無線機のチャンネル容量のうち電話回線をデマンドアサイン(呼の発生の都度、制御回線により空回線より選んで通信回線を構成する。)として使用し、情報伝送回線をプレアサイン(予め無線回線を子局毎に割当た使用方法)として使

用するだけで特に装置が高価となることはない。遠方監視制御装置がポーリング方式(親局のコンピュータが子局を順次呼び出して子局にデータを送信させる方式)を使用する場合、通信回線1チャンネルが4~5局の子局用として使用できる。

また、TDMA方式の子局は6チャンネル有しており、これらは通信ケーブルにより5km延長できるので、余った回線を他の変電所又は配電線用区分開閉器の監視制御に使用できる。以上より無線方式はTDMA方式を採用するものとする。今回配電用変電所監視制御に使用する無線機の仕様の概要はTable 10-4の通りとする。

Table 10-4 General Specification of Distribution Substation
Supervision Radio Equipment

S y s t e m	T D M A
Access System	Demand Assign/Preassign
Number of Access Channels	15
Number of Subscribers	128
Radio Frequency	1500MHz Band(1427 ~1535MHz)
Transmission Power Output	1 W
Antenna Hight	95m with common use of tower for distribution line operation mobile radio

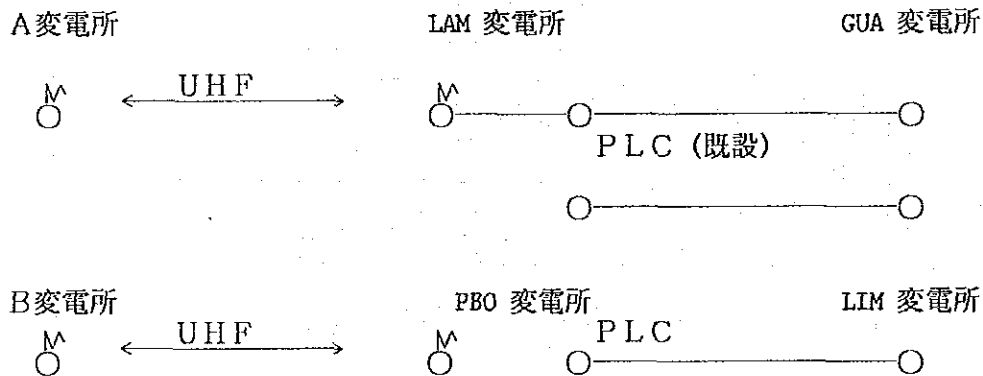
なお、遠方監視制御用通信回線は高信頼度を必要とし、また無線機は最新のデジタル技術が使用され高度なものとなっているので、無線機をすべて現用予備の2台方式とする。

10-2-5 220kV 送電線保護リレー用通信回線

本計画ではPUERTO BOTANICO 変電所~新設B変電所間に220kV 送電線2回線を新設し、またGUARAMBARE変電所~LAMBARE 変電所間220kV 2回線送電線のうち1回線を新設A変電所まで延長し、LAMBARE 変電所~新設A変電所間に220kV 送電線1回線を新設する。これら220kV 送電線の保護のため必要となる通信回線は、下記の理由から無線回線を主に構成することとする。

- ① 1,500 ~ 2,000MHz 帯無線回線を使用し、無線送受信装置を現用予備方式とすれば、十分な信頼度が確保できる。

- ② PUERTO BOTANICO 変電所～新設B変電所間は無線回線の場合、1対向の無線機と遠方監視制御用のアンテナ鉄塔を利用したアンテナの設置だけでよいのに対し、電力線搬送回線では1対向の送受信装置と結合コンデンサ、ライントラップなどの結合装置が必要となるため、無線回線が電力線搬送回線より経済的である。
- ③ LAMBARE 変電所～新設A変電所間は送電線が架空線部とケーブル部があるので、電力線搬送回線を構成するためには通常の設備の他両者の接続地点にインピーダンス整合用ブリッジが必要となり、電力線搬送回線は通常の場合より更に経済的に不利となる。
- ④ GUARAMBARE 変電所～新設A変電所間の通信回線は GUARAMBARE 変電所～LAMBARE 変電所間の既設電力線搬送回線と LAMBARE 変電所～新設A変電所間に新設する無線回線のうちの1チャンネルを接続することにより構成できる。
- この結果220kV 送電線保護リレー用通信回線の構成は下記の通りとなる。



今回220kV 送電線保護リレー用通信回線として使用する無線機器の仕様の概要は下記の通りである。

Table 10-5 Specification of Radio Equipments for
Transmission Line Protective Relay

S y s t e m	Digital (PCM-PSK)
Radio Frequency	2,000 or 1,500MHz
Number of Channels	6 / 30
Transmission Power Output	0.2W
Stand-by System	Trasmitter:Hot stand-by , switching without instantaneous stop Receiver:Parallel receiving
Antenna Tower	Common use of tower for supervision/ control of distribution substation

この他、LIMPIO変電所～PUERTO BOTANICO 変電所間に220kV 送電線1回線を増設するので、このための送電線保護リレー通信回線を既設に合わせ電力線搬送回線により構成する。

10-3. 情報伝送システムの新設

10-3-1 配電線保守用移動無線システム

配電線保守作業の効率化を目的として配電線保守移動無線システムを新設するが、その概要は下記の通りとする。

10-2-3項のFDMA方式400MHz帯移動無線回線を使用して、電話だけでなくデータ通信を行なえるようにする。

(1) 電話回線

ダイヤルにより配電制御所～保線車間及び保線車相互間の個別呼出しが可能な電話回線を構成する。

(2) データ伝送回線

電話回線の無通話時を利用してデータ伝送を行い、配電制御所～保線車間で自動車位置の遠方表示、ハンディーターミナルやファクシミリを利用して作業計画及びその実施結果などを伝送可能なシステムを構成する。回線構成の概要は Fig.10-1の通りである。

10-3-2 配電用変電所遠方監視制御装置の伝送制御システム

本装置の性能としては下記的方式が推奨される。

配電用変電所遠方監視制御用通信回線の概要はFig.10-2の通りである。

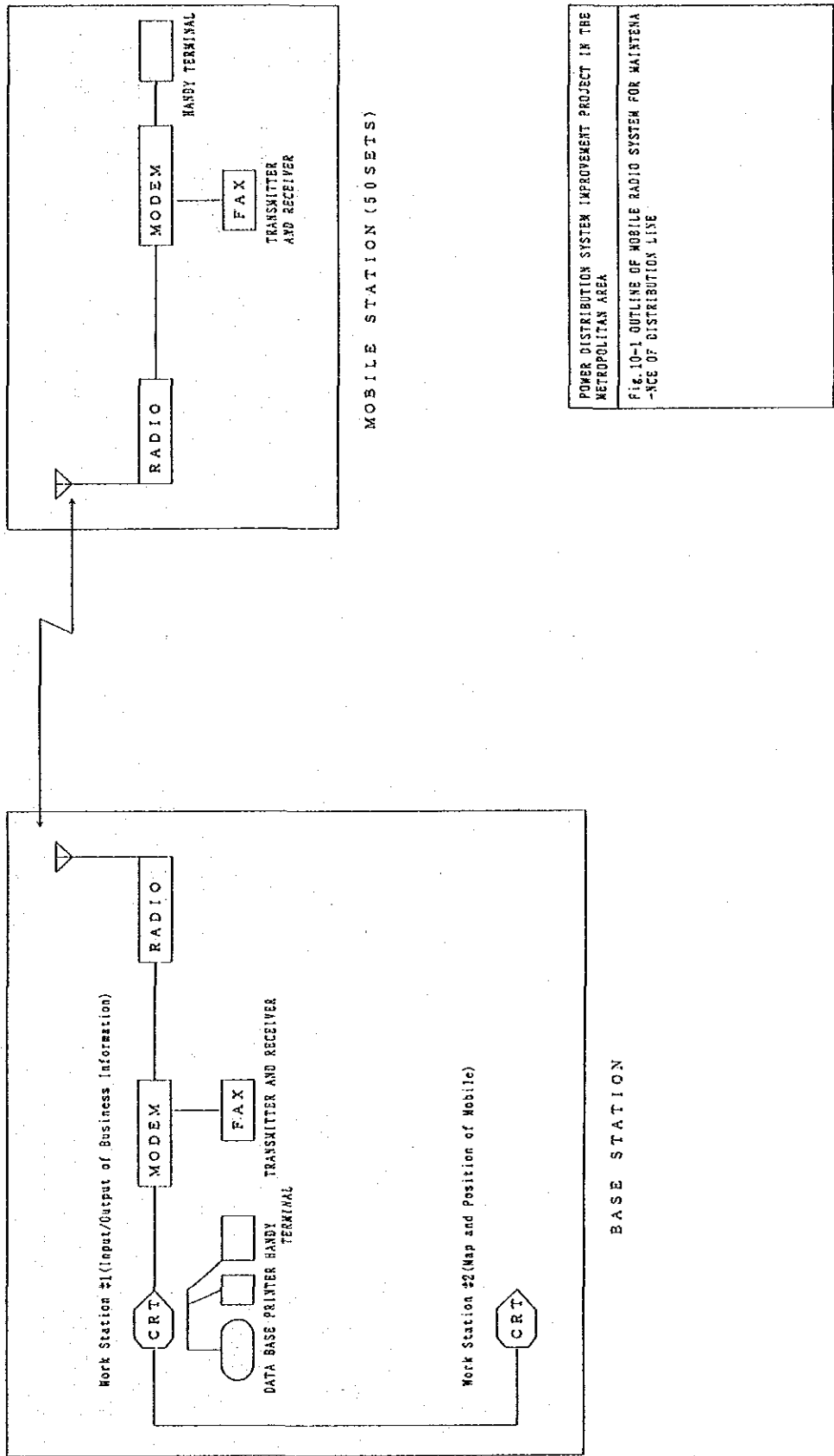
(1) 制御方式

今回設置する遠方監視制御装置は監視のための表示、ロギングが主な役割なので、これに適したポーリング方式を採用する。この場合アラームなど特に緊急を要する項目がある場合は子局からの起動を取り入れる方式も考えられるが、複雑な制御方式となること、多くの通信回線数を必要とすること、特に緊急性を必要とするデータ伝送がないことなどの理由から、起動は全て親局から行う方式とする。

(2) 伝送遅れ時間

(1)項の方式では子局アラームなどデジタル量の監視遅れ時間をなるべく少なくする必要があり、デジタル量の遅れ時間は2秒以下とする。アナログ量の伝送遅れ時間の許容値はデジタル量に比べ大きく、またデータの更新を多くしすぎるとコンピュータの負担が多くなるなどの問題を考慮して10秒以下とする。制御信号の遅れ時間はデジタル量の遅れ時間に合わせ2秒以下とする。

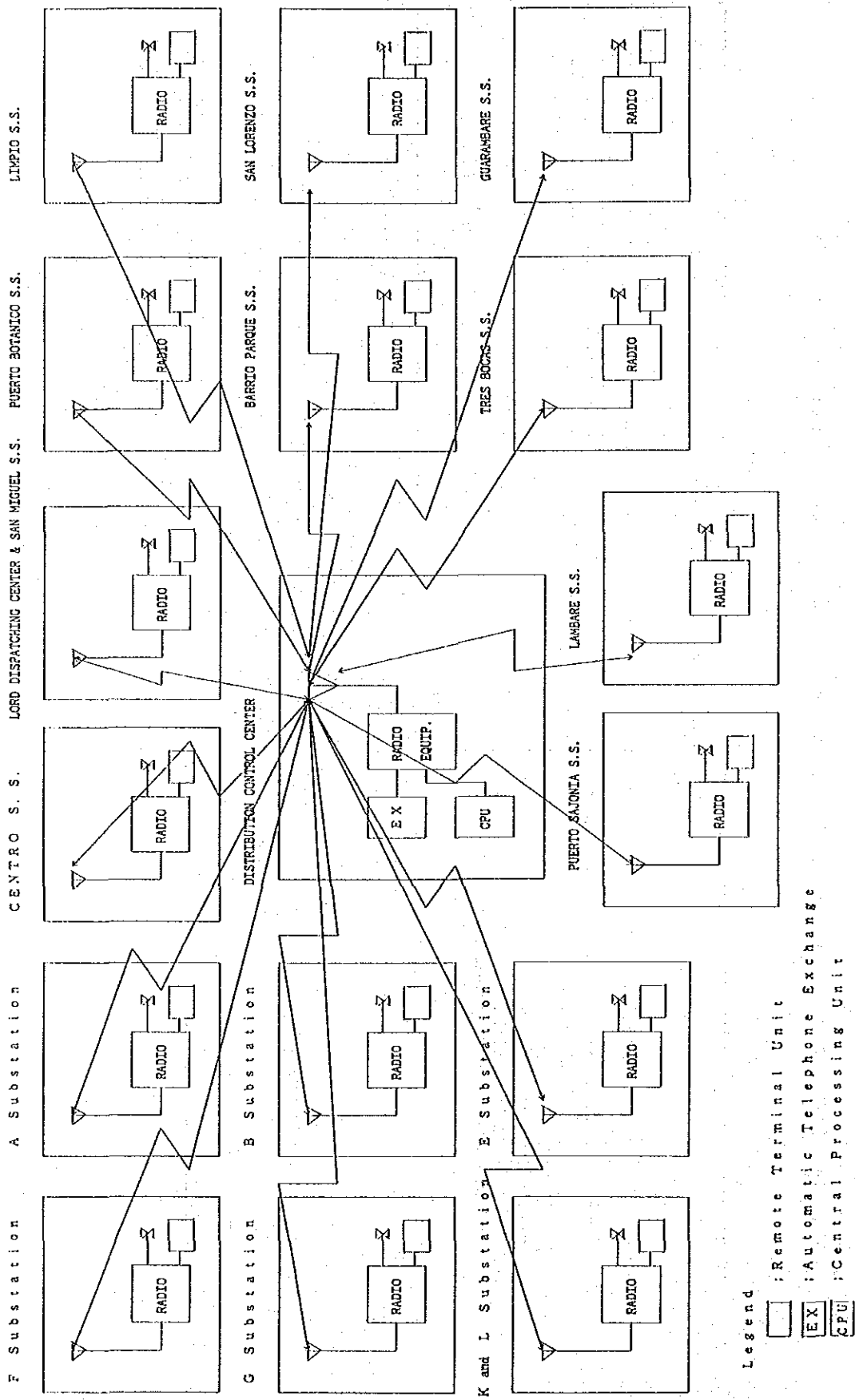
Fig. 10-1 Outline of Mobile Radio System for Maintenance of Distribution Line



POWER DISTRIBUTION SYSTEM IMPROVEMENT PROJECT IN THE METROPOLITAN AREA

Fig. 10-1 OUTLINE OF MOBILE RADIO SYSTEM FOR MAINTENANCE OF DISTRIBUTION LINE

Fig. 10-2 Outline of Distribution Supervisory Control Radio Circuit



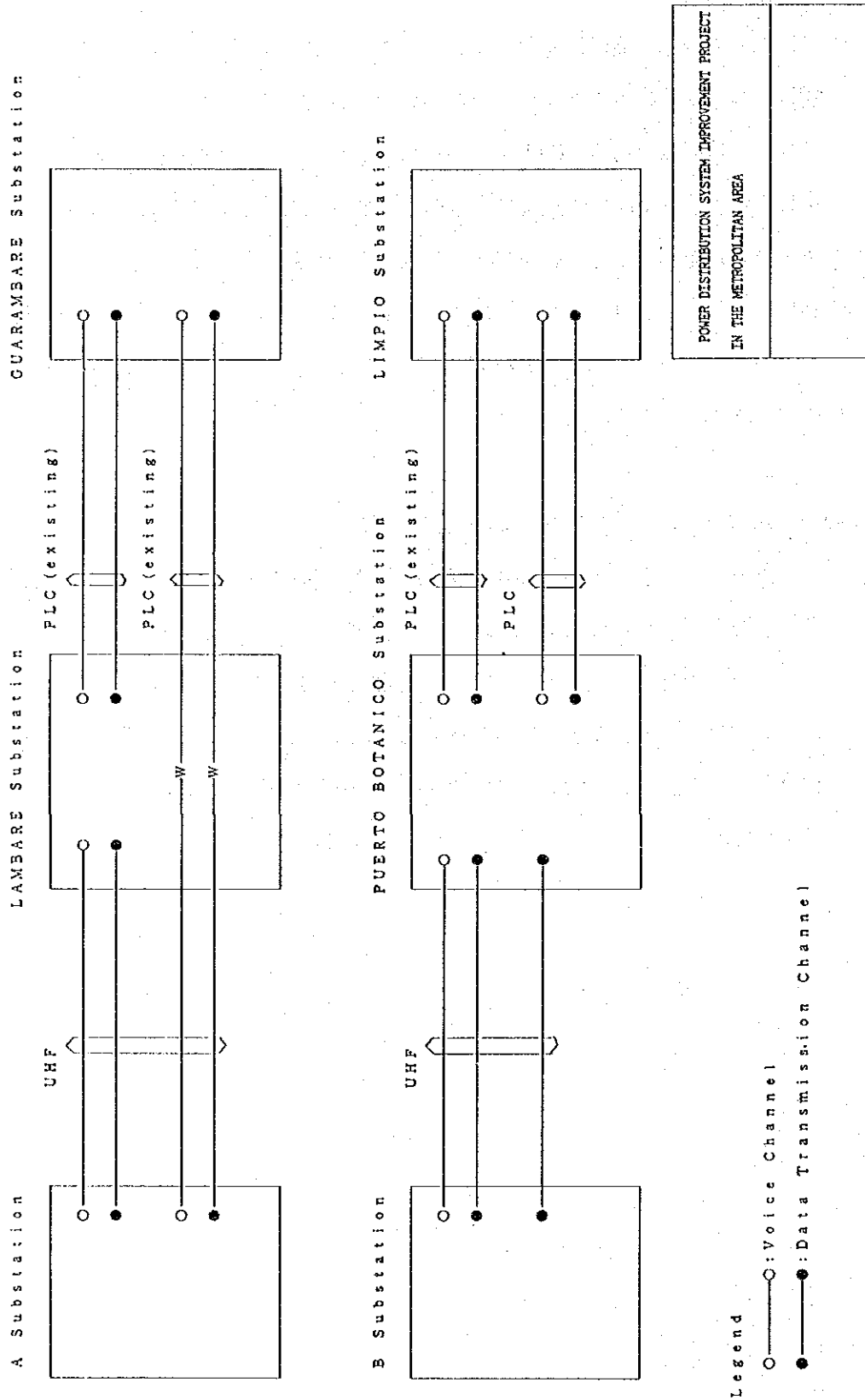
(3) 通信回線数

遠方監視制御用通信回線はコンピュータからポーリングを行った際ビジーのため監視、制御が遅れることは許されないので、専用の通信回線を予め割当（プリアサイン）てる必要がある。(1)と(2)で述べた方式を採用した場合通信回線1チャンネルを使用して5変電所まで処理できるので、20～25変電所の遠方監視制御用に対し5チャンネルを割り当て、残り10チャンネルを電話用として使用する。また給電用電話はビジーが許されないので10チャンネルのうちの1～2チャンネルを使用してトーンリンガー（トーン周波数を使用して個別呼出を行う）による専用電話回線を構成することとする。

10-3-3 220kV送電線保護リレー用信号伝送システム

LAMBARE 変電所の GUARAMBARE 変電所向け送電線保護リレー用信号伝送装置のうち1台は新設A変電所へ移設し、LAMBARE 変電所～新設A変電所1回線送電線、PUERTO BOTANICO 変電所～新設B変電所間2回線送電線および LIMPIO 変電所～PUERTO BOTANICO 変電所間1回線送電線用の保護リレー用信号伝送装置を既設設備に合わせて新設する。220kV 送電線保護リレー用信号伝送回線の概要は Fig.10-3の通りである。

Fig. 10-3 Outline of 220 kV Transmission Line Protective Relay Communication Circuit



第11章 建設工事工程および工事費

第11章 建設工事工程および工事費

目 次

	頁
11-1 建設工事工程	11 - 1
11-1-1 建設工事内容	11 - 1
11-1-2 施 工 方 法	11 - 1
11-1-3 建設工事工程	11 - 1
11-2 建設工事費	11 - 1
11-2-1 工事費積算の前提条件	11 - 1
11-2-2 外貨・内貨の区別	11 - 2

List of Tables

Table 11-1 Construction Schedule

Table 11-2 Construction Cost

第11章 建設工事工程および工事費

11-1 建設工事工程

11-1-1 建設工事内容

計画地域の送変配電網整備は早急に実施する必要がある。本整備計画の実施に際しては、詳細設計、入札書類の作成、入札、契約等の業務があるので工事着手を1993年に設定した。したがって本整備計画の第一ステップが完成するのは1994年末を見込んでいる。

1994年末に首都中心部へ導入する 220kV送電線、一次変電所、配電制御所、監視制御通信システム等が竣工し、以後66kV送電線、二次変電所、配電設備の新增設が計画地域の電力需要増に対応して逐次継続的に実施される。

本整備計画の完了は2000年10月末を目途としている。

11-1-2 施工方法

工事施工方法は、送電線、変電所、通信システム、配電制御所などの新增設工事は土木、建築工事を含め、機器材の購入、輸送、据付調査試験を行うフル・ターンキー工事とし段階的に工事を進める。

配電線工事は供給区域ごとに設備改修計画を作成し、工事地域を分割し ANDE が実施する。

11-1-3 建設工事工程

前述の建設工事内容、施工方法を踏まえて作成した建設工事工程を Table 11-1 に示す。

11-2. 建設工事費

本整備計画の建設工事費は、送電、変電、配電、建築、通信の各部門毎に積算して、Table 11-2 に示す。なお積算は外貨 (US\$)、内貨 (グァラニ) 別に行う。

11-2-1 工事費積算の前提条件

工事費の積算は下記の前提条件に基づいて行う。

(I) 資機材単価

FOB 価格は1989年価格をベースとし、物価上昇は考慮しない。

(2) 輸送費および保険料

下記の比率の輸送費（海上輸送費および陸上輸送費）および保険料を上記(1)のFOB価格に上乗せして、資機材はCIF価格とする。

一 輸 送 費 : FOB価格の 10 %

一 保 険 料 : FOB価格の 1 %

なお本整備計画では輸入税が免除される見込みであることから、輸入税は考慮しないこととする。

(3) 換算レート

1 US\$ = 1,200 グァラニ

(4) 労 務 費

資機材価格に対する労務費（撤去および据付工事費）の比率は、以下の通りとする。但し配電部門はANDEの示した労務費を使用する。

変 電 20 %

送 電 30 %

配 電 (ANDEとの協議による)

通 信 20 %

(5) エンジニアリング・フィーおよび管理費

工事費の7%を外貨分として計上する。

(6) 予 備 費

外貨分・内貨分それぞれに、工事費の10%を計上する。

11-2-2 外貨・内貨の区別

建設工事費のうちの外貨分、内貨分の区別は次の通りとする。

(1) 外 貨 分

- a) 送電、変電、配電、通信の資機材（ただし配電線資材のうち電柱は除く）
- b) 輸送費および保険料
- c) 変電工事、配電制御装置あるいは通信機械の据付調整に伴うメーカー技術員の派遣費用
- d) エンジニアリング・フィー

(2) 内 貨 分

- a) 送電、変電、配電、通信の現地請負工事費
- b) 砂利、砂、セメント、その他工事に伴う現地で調達すべき資材費
- c) 配電制御所および新設変電所の建築費

Table 11-1 Construction Schedule

Works	Year	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
(1) Tender Document, Bidding										
(2) Transmission Line										
1. 220 kV Line LIM-FBT, FBT-B, LAM-A										
2. 66 kV Line										
i) B-CEN, PSA-A										
ii) PSA-G, FBT-BPA, SLO-BPA, SLO-E, BPA-E LAM-L, A-G, G-CEN										
iii) CEN-K, B-K										
iv) F-L, F-LAM										
(3) Substation										
1. Construction of Substations										
i) A, B										
ii) L, E, G										
iii) K										
iv) F										
2. Extension of Substations										
i) LIM, BBT, SLO, PSA										
ii) A, BPA										
iii) SMI										
iv) B, E, L, BPA, GUA										
v) L										
vi) GUA										
(4) Distribution										
1. Distribution Control Center										
2. Replacement of lines and Switches										
3. Extension of Lines										
(5) Communication System										

Table 11-2 Construction Cost

	Foreign Currency Portion (Thousand US\$)	Local Currency Portion (Million Guarani)	(US\$ Equivalent) (Thousand US\$)	Total (Thousand US\$)
1. Construction Cost				
(1) Transmission	11,416.0	3,721.0	(3,100.8)	14,516.8
(2) Substation	44,289.0	11,187.0	(9,322.5)	53,611.5
(3) Distribution	42,662.0	18,018.0	(15,015.0)	57,677.0
(4) Architecture	0	2,519.0	(2,099.2)	2,099.2
(5) Communication	3,309.5	329.4	(274.5)	3,584.0
Sub-Total	101,676.5	35,774.4	(29,812.0)	131,488.5
2. Engineering Fee and Administration Cost	9,204.2	0	(0)	9,204.2
3. Contingency	10,167.7	3,577.4	(2,981.1)	13,148.8
Total	121,048.4	39,351.8	(32,793.1)	153,841.5

第12章 經濟評估

第12章 経済評価

目次

	頁
12-1 評価方法	12 - 1
12-2 前提条件	12 - 1
12-3 費用	12 - 2
12-3-1 本整備計画の総投資額	12 - 2
12-3-2 運転維持費	12 - 2
12-4 便益	12 - 4
12-4-1 本整備計画によって、需要家が消費し得るようになる 増分電力量価値	12 - 4
12-4-2 本整備計画によって、減少すると予想される 停電電力量価値	12 - 6
12-4-3 本整備計画によって、低減すると予想される配電設備の 運転維持費価値	12 - 6
12-4-4 電力量の便益単価	12 - 6
12-4-5 年度便益	12 - 8
12-5 経済評価	12 - 8
12-6 感度分析	12 - 8

List of Tables

- Table 12-1 Investment Cost and Operation Maintenance Cost
- Table 12-2 Increased Energy which will be Available by this Project
- Table 12-3 Benefit of the Project
- Table 12-4 Benefit Flow and Cost Flow of the Adopted Improvement Plan
- Table 12-5 Benefit Flow and Cost Flow of Sensitivity Analysis
(Investment Cost 10% up)
- Table 12-6 Benefit Flow and Cost Flow of Sensitivity Analysis
(Discount Rate 14%)

第12章 経済評価

12-1. 評価方法

本配電網整備計画の経済評価には、下記の費用および便益を用いる。

経済評価の方法としては、費用〔C〕および便益〔B〕のそれぞれの現在価値換算額が等しくなるような等価割引率（EIRR：経済的内部収益率）を求めるほか、本整備計画の超過便益（ $B-C$ ）および便益・費用比率（ B/C ）も算出して判断を行なう。

費用：a) 本整備計画の総投資額

b) 完成設備の運転維持費

便益：a) 本整備計画によって、需要家が消費し得るようになる増分電力量

b) 本整備計画によって、減少すると予想される停電電力量

c) 本整備計画によって、低減すると予想される配電設備の運転維持費便益としては以上にほかに、電圧や周波数の変動に伴う需要家電気機器の故障・損害の減少、事故停電が需要家の生活に与える不便・悪影響の減少、さらに広い意味での供給信頼度の向上などが挙げられるが、これらの効果は定量化することが困難であるため、経済評価の計算には含めないこととする。

なお評価方法としては、代替ディーゼル火力との比較による方法も考えられる。

しかし本整備計画の場合は、下記の理由により、この評価方法は適当でないと考える。

- ① 巨大電源が確保されていること
- ② 十分な送電能力をもつ送電線が計画地域まで設備されていること
- ③ 供給電力は2000年までに450MW以上増加する見込みであり、単基出力が15MW程度のディーゼルでは代替電源として小さすぎる。

12-2. 前提条件

経済評価の計算は、以下の前提に基づいて行なう。

(1) 整備計画の総投資額

建中利子、輸入税を除外した経済的費用。なお、建設費は1989年ペースで積算されている。

(2) 通貨交換率

1 US \$ = 1,200 グァラニ

(3) 運転維持費

全設備が完成する2001年以後は、総投資額の4%。また建設期間中である1995年から2000年までは、前年までの累計総投資額の4%とする。

(4) 計算期間

主要設備の耐用年数は、ANDEの財務基準により次の通り定められている。

送電線	30年
変電所機器	30年
配電用変圧器	25年

本整備計画により新設される全設備の平均耐用年数として、総投資額における送電・変電・配電各部門の割合で、上記3部門の規定耐用年数を加重平均して算出することとする。その結果は27年である。

但し、本整備計画では1994年から2000年まで順次設備が完成していくため、経済評価の計算期間は建設工事期間（1993年～2000年）の中間点である1997年から27年間、すなわち2023年までとする。

(5) 割引率

割引率はANDEとの打合せにより12%p.a.とする。

12-3. 費用

12-3-1 本整備計画の総投資額

本整備計画の総投資額としては、第11章で積算した建設工事費をそのまま使用する。その年度別内訳を Table 12-1 に示す。

12-3-2 運転維持費

本整備計画の運転維持費は 12-2(3)で述べた前提で算出するが、その年度別内訳を Table 12-1 に示す。

Table 12-1 Investment Cost and Operation Maintenance Cost

(Unit: 1,000 US\$)

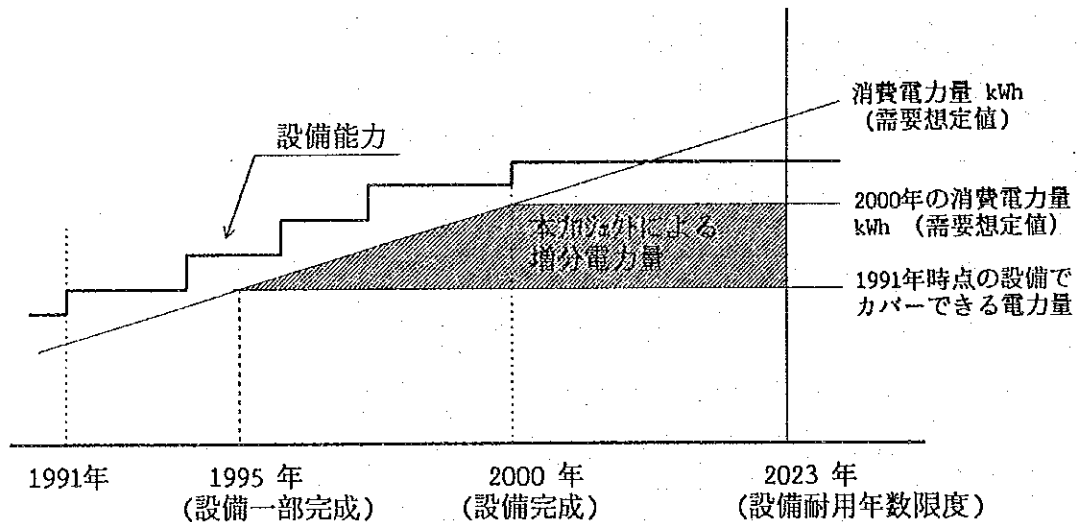
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001 - 2023	Total
Construction Cost (Foreign and Local)	31,029.8	39,538.0	7,361.1	9,998.4	7,115.7	9,021.7	6,213.6	21,210.2		131,488.5
Administration Cost and Engineering Fee	2,172.1	2,767.7	515.3	699.9	498.1	631.5	434.9	1,484.7		9,204.2
Contingency	3,103.0	3,953.8	736.1	999.8	711.6	902.2	621.3	2,121.0		13,148.8
Total Investment Cost	36,304.9	46,259.5	8,612.5	11,698.1	8,325.4	10,555.4	7,269.8	24,815.9		153,841.5
Operation Maintenance Cost	-	-	3,302.6	3,647.1	4,115.0	4,448.0	4,870.2	5,161.0	6,153.7	167,079.0

12-4. 便 益

12-4-1 本整備計画によって、需要家が消費し得るようになる増分電力量価値

計画地域の現時点での配電網設備は、大きな事故停電の際などの予備力を勘案すれば、1992年以降同地域の電力需要を満たすことができなくなる。（現在の設備で1992年以降の需要を満たすためには、事故停電など不測の事態が起こらないことが前提となる。）

そのため、1994年末に完成する設備が便益を生み始める1995年以降の消費電力量のうち、1991年時点の設備でカバーできる電力量を超える部分は、本整備計画を行なわなかった場合には、生じ得ないものである。この関係を図に示せば以下の通りである。



従って、設備が一部完成する1995年から設備耐用年数限度である2023年までの各年毎の消費電力量（需要想定値）から、1991年の消費電力量（需要想定値）をそれぞれ差し引いた値の合計を、本整備計画により需要家が消費し得るようになる増分電力量と見なす（上図斜線部分）。

この増分電力量に、後に述べる電力料金単価を乗じて、本整備計画の便益を算出する。

年度毎の増分電力量を Table 12-2 に示す。

Table 12-2 Increased Energy which will be Available
by this Project

Year	GWh (Forecast)	1991 GWh (Forecast)	Increased Energy (GWh)
1995	1,867.6	1,299.0	568.6
1996	2,031.7	1,299.0	732.7
1997	2,204.7	1,299.0	905.7
1998	2,386.4	1,299.0	1,087.4
1999	2,576.9	1,299.0	1,277.9
2000	2,776.3	1,299.0	1,477.3
2001 - 2023			1,477.3
Total			40,027.5

12-4-2 本整備計画によって、減少すると予想される停電電力量価値

JICA調査団が提案した下記(1)~(3)の配電系統の信頼度向上策(第8-6項、第9章、第10-3-1項参照)により、停電電力量の減少を図ることが可能である。

- (1) 23kVフィーダーに自動区分開閉器を採用することによって停電範囲の縮小化が図れることから、その分電力料金収入が増加する。
- (2) 配電制御所にコンピュータを用いたSCADAシステム及び移動無線を採用することにより、23kV側事故時に作業員の出勤が迅速になり、復旧までの時間が短縮される。これにより電力料金収入が増加する。
- (3) 中圧および低圧側に絶縁電線を採用することにより、樹木との接触を原因とする停電事故が防止できることから、この分電力料金収入が増加する。

但し、これによる便益は、前項の増分電力量価値と比較して、金額的にごく小さいものであるため、今回に経済評価では考慮しないこととする。

12-4-3 本整備計画によって、低減すると予想される配電設備の運転維持費価値

12-4-2項に示した信頼度向上策により、以下の運転維持費の低減を図ることができる。

- (1) 23kVフィーダー停電区間の判別が可能となるため、停電復旧作業時間が短縮され、それにより従業員の合理化が図れる。
- (2) 中央給電指令所および配電制御所の完成に合わせて、配電変電所の運転員の合理化が図れる。

但し、これによる便益は、増分電力量価値と比較して金額的にごく小さいものであるため、前項同様、今回の経済評価では考慮しないこととする。

12-4-4 電力量の便益単価

配電計画は発電計画と異なり、他に代替計画はない。

したがってこのような場合、プロジェクトの便益を評価する尺度としては、売電単価を用いるのが適当と考えられる。なぜなら、公益事業としての電力会社の料金は原価主義(Cost basis)に基づいて算定され、需要家の“Willingness to pay”を表すものと一般に考えられているからである。

1989年末現在でのANDEの電気料金平均単価は、47.31 グァラニ/kWhとなっている(3-4 電気料金参照)。しかし、便益算出に用いる電気料金単価は、下記に述べる理由から 25.54グァラニ/kWhとする。

電気料金単価は、電力供給原価に金利と適正な利益を上乗せして算出される。このベースとなる電力供給原価はいわゆる営業費用そのものであり、発電部門、送変電部門、配電部門のそれぞれの運転維持費、減価償却費および一般管理費から成っている。

したがって本経済評価の便益単価は、本整備計画の対象である送変電・配電部門が営業費用全体の内のどれだけの割合を占めているかを求め、その比率をANDEの電力料金平均単価に乗じて求めることが妥当と考える。

まずANDEの1988年会計報告書を基に、各部門毎の営業費用を算出する。次に営業外費用としての減価償却費を各部門の固定資産額の割合に応じて按分し、それぞれを営業費用に加えて、各部門の比率を求める。

	営業費用	固定資産額	減価償却費按分	計
発 電 部 門	6,631	99,119(42%)	3,912	10,543(46%)
送 変 電 部 門	2,435	83,546(35%)	3,260	5,695(24%)
配 電 部 門	4,811	55,877(23%)	2,142	6,953(30%)
計	13,877	238,542(100%)	9,314	23,191(100%)

(単位：百万グァラニ)

以上の計算の結果、本整備計画の対象である送変電・配電部門は、営業費用全体の54%を占めていることがわかる。

したがって本経済評価の便益単価としては、以下の計算の通り 25.54 グァラニ-/kWhを使用することが妥当である。

$$47.31 \text{ グァラニ} \times 54 \% = 25.54 \text{ グァラニ}$$

12-4-5 年度便益

増分電力量に前項の料金単価を乗じて得られる本整備計画の便益を Table 12-3 に示す。

12-5. 経済評価

本整備計画の便益および費用のフローを Table 12-4 に示す。

これにより、本整備計画の経済的内部収益率 (EIRR)、超過便益 (B-C) および便益・費用比率 (B/C) を求めると以下の通りとなる。

EIRR : 14.9 %

B-C : 25,236.3 千ドル

B/C : 1.18

これらの値から本整備計画の経済性を判断すれば、EIRR、B-C、B/Cのいずれも良好であり、本整備計画は経済性の面で十分に成り立つものであると認められる。しかも本整備計画は 12.1 で示したような定量化不能の社会的効果をもたらすことを勘案すると、本整備計画の実際の経済性は一層高いものであり、十分に実施に値するものと判断される。

12-6. 感度分析

本経済評価の感度分析を、以下の2条件について行う。

(1) 総投資額が10%上昇した場合 (Table 12-5)

(2) 割引率を14%とした場合 (Table 12-6)

建設工事費が上昇して、本整備計画の総投資額が10%上昇した場合でも、B-C、B/Cのいずれも良好な値を維持しており、依然として経済的に成立する整備計画であることがわかる。

なお本整備計画では、総投資額の上昇が18%を超えた時に初めてB-Cがマイナスとなる。

一方、本経済評価の割引率はANDEとの協議により12%としたが、仮にこれを14%とした場合でも依然として良好な値を保っていることから、資本の機会費用を反映する社会的割引率の面から見ても、本整備計画はある程度の余裕を持っていると言えよう。

Table 12-3 Benefit of the Project

Year	Increased Energy (GWh)	Energy Price (¢/kWh)	Benefit	
			Million ¢	Thousand US\$
1995	568.6	25.54	14,522	12,101.7
1996	732.7	25.54	18,713	15,594.3
1997	905.7	25.54	23,132	19,276.3
1998	1,087.4	25.54	27,772	23,143.5
1999	1,277.9	25.54	32,638	27,198.0
2000	1,477.3	25.54	37,730	31,441.9
2001 - 2023	1,477.3	25.54	37,730	31,441.9
Total	40,027.5		1,022,297	851,919.4

Table 12-4 Benefit Flow and Cost Flow of the Adopted Improvement Plan

Serial No.	No. after Completion	C o s t				N.P.V.	Bene fit		B - C
		Inves. Cost	O&M Cost	Total	Total		N.P.V.		
								Total	
0		0.0		0.0	0.0		0.0	0.0	
1		36304.9		36304.9	32415.1		-36304.9	-36304.9	
2		46259.5		46259.5	36877.8		-46259.5	-46259.5	
3		8612.5	3302.6	11915.1	8480.9		8613.8	186.6	
4		11698.1	3647.1	15345.2	9752.2		9910.5	249.1	
5		8325.4	4115.0	12440.4	7059.0		10937.9	6835.9	
6		10555.4	4448.0	15003.4	7601.2		11725.2	8140.1	
7		7269.8	4870.2	12140.0	5491.5		12303.0	15058.0	
8		24815.9	5161.0	29976.9	12107.2		12698.9	1465.0	
9	1		6153.7	6153.7	2219.1		31441.9	25288.2	
10	2		6153.7	6153.7	1981.3		31441.9	25288.2	
11	3		6153.7	6153.7	1769.0		31441.9	25288.2	
12	4		6153.7	6153.7	1579.5		31441.9	25288.2	
13	5		6153.7	6153.7	1410.3		31441.9	25288.2	
14	6		6153.7	6153.7	1259.2		31441.9	25288.2	
15	7		6153.7	6153.7	1124.3		31441.9	25288.2	
16	8		6153.7	6153.7	1003.8		31441.9	25288.2	
17	9		6153.7	6153.7	896.3		31441.9	25288.2	
18	10		6153.7	6153.7	800.2		31441.9	25288.2	
19	11		6153.7	6153.7	714.5		31441.9	25288.2	
20	12		6153.7	6153.7	637.9		31441.9	25288.2	
21	13		6153.7	6153.7	569.6		31441.9	25288.2	
22	14		6153.7	6153.7	508.6		31441.9	25288.2	
23	15		6153.7	6153.7	454.1		31441.9	25288.2	
24	16		6153.7	6153.7	405.4		31441.9	25288.2	
25	17		6153.7	6153.7	362.0		31441.9	25288.2	
26	18		6153.7	6153.7	323.2		31441.9	25288.2	
27	19		6153.7	6153.7	288.6		31441.9	25288.2	
28	20		6153.7	6153.7	257.7		31441.9	25288.2	
29	21		6153.7	6153.7	230.0		31441.9	25288.2	
30	22		6153.7	6153.7	205.4		31441.9	25288.2	
31	23		6153.7	6153.7	183.4		31441.9	25288.2	
Total		153841.5	167079	320920.5	138968.1	851919.4	530998.9	530998.9	

I R R 0.1495049
 B - C 25236.377
 B / C 1.1815983

Table 12-5 Benefit Flow and Cost Flow of Sensitivity Analysis
(Investment Cost 10% up)

(Unit: Thousand US\$)

Serial No.	No. after Completion	C o s t			B e n e f i t		B - C
		Inves. Cost	O&M Cost	Total	Total	N.P.V.	
0		0.0		0.0		0.0	0.0
1		39935.4		39935.4		35656.6	-39935.4
2		50885.5		50885.5		40565.6	-50885.5
3		9473.8	3632.9	13106.6		9329.0	-1004.9
4		12867.9	4011.8	16879.7		10727.4	-1285.4
5		9157.9	4526.5	13684.4		7764.9	5591.9
6		11610.9	4892.8	16503.7		8361.3	6639.8
7		7996.8	5357.2	13354.0		6040.7	13844.0
8		27297.5	5677.1	32974.6		13317.9	-1532.7
9	1		6769.1	6769.1		2441.0	11338.3
10	2		6769.1	6769.1		2179.5	10123.5
11	3		6769.1	6769.1		1945.9	24672.8
12	4		6769.1	6769.1		1737.5	24672.8
13	5		6769.1	6769.1		1551.3	24672.8
14	6		6769.1	6769.1		1385.1	24672.8
15	7		6769.1	6769.1		1236.7	24672.8
16	8		6769.1	6769.1		1104.2	24672.8
17	9		6769.1	6769.1		985.9	24672.8
18	10		6769.1	6769.1		880.2	24672.8
19	11		6769.1	6769.1		785.9	24672.8
20	12		6769.1	6769.1		701.7	24672.8
21	13		6769.1	6769.1		626.5	24672.8
22	14		6769.1	6769.1		559.4	24672.8
23	15		6769.1	6769.1		499.5	24672.8
24	16		6769.1	6769.1		446.0	24672.8
25	17		6769.1	6769.1		398.2	24672.8
26	18		6769.1	6769.1		355.5	24672.8
27	19		6769.1	6769.1		317.4	24672.8
28	20		6769.1	6769.1		283.4	24672.8
29	21		6769.1	6769.1		253.1	24672.8
30	22		6769.1	6769.1		225.9	24672.8
31	23		6769.1	6769.1		201.7	24672.8
Total		169225.65	183786.9	353012.55	152864.9	851919.4	498906.9

I R R 0.1323167
B - C 11339.571
B / C 1.0741803

Table 12-6 Benefit Flow and Cost Flow of Sensitivity Analysis
(Discount Rate 14%)

(Unit: Thousand US\$)

Serial No.	No. after Completion	C o s t			N.P.V.	B e n e f i t		B - C
		Inves. Cost	O&M Cost	Total		Total	N.P.V.	
0		0.0		0.0	0.0			0.0
1		36304.9		36304.9	31846.4			-36304.9
2		46259.5		46259.5	35595.2			-46259.5
3		8612.5	3302.6	11915.1	8042.4		12101.7	186.6
4		11698.1	3647.1	15345.2	9085.6		15594.3	249.1
5		8325.4	4115.0	12440.4	6461.2		19276.3	6835.9
6		10555.4	4448.0	15003.4	6835.3		23143.5	8140.1
7		7269.8	4870.2	12140.0	4851.6		27198.0	15058.0
8		24815.9	5161.0	29976.9	10508.7		31441.9	1465.0
9	1		6153.7	6153.7	1892.3		31441.9	9668.6
10	2		6153.7	6153.7	1659.9		31441.9	8481.3
11	3		6153.7	6153.7	1456.1		31441.9	7439.7
12	4		6153.7	6153.7	1277.3		31441.9	6526.1
13	5		6153.7	6153.7	1120.4		31441.9	5724.6
14	6		6153.7	6153.7	982.8		31441.9	5021.6
15	7		6153.7	6153.7	862.1		31441.9	4404.9
16	8		6153.7	6153.7	756.2		31441.9	3863.9
17	9		6153.7	6153.7	663.4		31441.9	3389.4
18	10		6153.7	6153.7	581.9		31441.9	2973.2
19	11		6153.7	6153.7	510.4		31441.9	2608.1
20	12		6153.7	6153.7	447.8		31441.9	2287.8
21	13		6153.7	6153.7	392.8		31441.9	2006.8
22	14		6153.7	6153.7	344.5		31441.9	1760.4
23	15		6153.7	6153.7	302.2		31441.9	1544.2
24	16		6153.7	6153.7	265.1		31441.9	1354.5
25	17		6153.7	6153.7	232.5		31441.9	1188.2
26	18		6153.7	6153.7	204.0		31441.9	1042.3
27	19		6153.7	6153.7	178.9		31441.9	914.3
28	20		6153.7	6153.7	157.0		31441.9	802.0
29	21		6153.7	6153.7	137.7		31441.9	703.5
30	22		6153.7	6153.7	120.8		31441.9	617.1
31	23		6153.7	6153.7	105.9		31441.9	541.3
Total		153841.5	167079	320920.5	127878.4	851919.4	134712.0	530998.9

I R R 0.1495049
B - C 6833.6620
B / C 1.0534387

第13章 財 務 分 析

第13章 財務分析

目次

	頁
13-1 分析方法	13 - 1
13-2 前提条件	13 - 1
13-3 建設工事費	13 - 2
13-4 減価償却	13 - 2
13-5 販売電力収入	13 - 2
13-6 財務分析	13 - 2
13-6-1 Debt Service Ratio	13 - 2
13-6-2 財務的内部收益率 (FIRR)	13 - 3

List of Tables

- Table 13-1 Construction Cost and Interest During Construction
- Table 13-2 Repayment Schedule of Debt
- Table 13-3 Statement of Profit and Loss
- Table 13-4 Cash Flow
- Table 13-5 Calculation of Debt Service Ratio
- Table 13-6 Cost Flow and Revenue Flow of Adopted Improvement Plan

第13章 財務分析

13-1. 分析方法

本計画の財務分析は以下の手法により行う。

(1) Debt Service Ratio の算定

ある企業がプロジェクトを実施する場合、そのプロジェクトを財務的に評価するため、一般的に次の2つの指標が利用される。

— 収益率

正味稼働固定資産に対する営業利益の比率。この営業利益で借入金の支払利息を賄い、その残金が純利益となる。

— Debt Service Ratio

営業利益と減価償却費を合わせた内部調達資金の、返済元本と支払利息を合わせた支払債務に対する割合。

本財務分析ではこれらの2つの指標のうち Debt Service Ratio を利用することとするが、この値を求めるため以下の3つの作業を行う必要がある。

- ① 借入金返済計画の作成
- ② 損益計算書の作成
- ③ Cashflow の分析

(2) 財務的内部収益率 (FIRR) の算定

年度展開された費用と収益のそれぞれの現在価値換算額が等しくなるような等価割引率 (FIRR : 財務的内部収益率) を算出し、資本の機会費用を反映する社会的割引率と比べて評価する。

13-2. 前提条件

本財務分析は以下の前提条件に基づいて行う。

(1) 資金調達条件

- | | |
|---------------|---|
| a) 外貨分 (US\$) | 利率 7 % p.a.
全設備完成後元利均等20年払い |
| b) 内貨分 (リヤル) | 内貨分建設費の50%に対し、利率 35 % p.a.
全設備完成後元利均等10年払い |

(2) 建設工事費

第11章で積算した建設工事費。(前述の通り輸入税は含まない)

(3) 運転維持費

第12章(経済評価)で積算したものをそのまま利用する。

(4) 売電収入

第12章(経済評価)で算定した便益金額をそのまま使用する。

(5) 減価償却

定率償却。残存価額10%。また耐用年数は第12章(経済評価)で設定した通り27年とする。

(6) エスカレーション

考慮しない。

13-3. 建設工事費

本整備計画の年度毎の外貨、内貨別建設工事費および建設中利子を Table 13-1 に示す。

13-4. 減価償却

減価償却費は、投資額と建設中利子の合計額 222,485.8千US\$ を残存価額10%、27年の定率法で算出する。

13-5. 販売電力収入

収入としては、経済評価の便益とした増分電力料の販売収入をそのまま使用する。

13-6. 財務分析

13-6-1 Debt Service Ratio

(1) 借入金返済計画、損益計算書、Cash Flow をそれぞれ Table 13-2、13-3、13-4 に示す。なお Table 13-1 に示した建設中利子は、借入金算定の基礎となる建設費に含まれており、減価償却費の一部として回収されるものとする。

(2) Debt Service Ratio

Debt Service Ratio の計算結果を Table13-5 に示す。

20年間の Debt Service Ratio は 1.31 であり、プロジェクトの収益性を表す指標として高い値とは言えないが、収益性の低い配電網整備計画というプロジェクトの性格からすれば、妥当な値と考えられる。

なお本財務分析では、内貨分の資金調達金利を、パラグアイ国での実勢に合わせて35% p.a. としたが、この高い金利が本整備計画の収益性を大きく下げる結果となっている。

したがって本整備計画の収益性を上げるためには、外貨分はもちろんのこと、特に内貨分をより有利な条件で調達することが非常に重要である。

13-6-2 財務的内部収益率 (FIRR)

本整備計画の費用および収入のフローは Table 13-6 に示す通りであり、FIRRは10.7%と算出される。

この結果、本整備計画は財務的な面から見ても、健全なプロジェクトであると結論できる。

Table 13-1 Construction Cost and Interest During Construction

Year	Construction Cost		Interest During Construction		Total		Grand Total (Thousand US\$)
	Foreign (Thousand US\$)	Local (Million \$) (Thousand US\$)	Foreign (Thousand US\$)	Local (Million \$) (Thousand US\$)	Foreign (Thousand US\$)	Local (Million \$) (Thousand US\$)	
1993	29,218.2	8,504.1 (7,086.7)	1,022.6	744.1 (620.1)	30,240.8	9,248.2 (7,706.8)	37,947.6
1994	38,655.3	9,125.1 (7,604.2)	3,398.2	2,286.7 (1,905.6)	42,053.5	11,411.8 (9,509.8)	51,563.3
1995	6,157.7	2,945.8 (2,454.8)	4,966.7	3,342.9 (2,785.8)	11,124.4	6,288.7 (5,240.6)	16,365.0
1996	8,231.6	4,159.8 (3,466.5)	5,470.3	3,964.6 (3,303.8)	13,701.9	8,124.4 (6,770.3)	20,472.2
1997	5,961.3	2,836.9 (2,364.1)	5,967.0	4,576.8 (3,814.0)	11,928.3	7,413.7 (6,178.1)	18,106.4
1998	7,695.8	3,431.5 (2,859.6)	6,445.1	5,125.3 (4,271.1)	14,140.9	8,556.8 (7,130.7)	21,271.6
1999	5,311.8	2,349.6 (1,958.0)	6,900.3	5,631.1 (4,692.6)	12,212.1	7,980.7 (6,650.6)	18,862.7
2000	19,816.7	5,999.0 (4,999.2)	7,779.8	6,361.6 (5,301.3)	27,596.5	12,360.6 (10,300.5)	37,897.0
Total	121,048.4	39,351.8 (32,793.1)	41,950.0	32,033.1 (26,694.3)	162,998.4	71,384.9 (59,487.4)	222,485.8

Table 13-2 Repayment Schedule of Debt

(Unit: Thousand US\$)

No.	Year	Financing for Construction		Repayment of Foreign Currency		Repayment of Local Currency						
		F.C.	L.C.	Total	Interest	Principal	Total	Interest	Principal	Total	Balance	
		30240.8	4163.5	34404.3								
1	1993	42033.5	5707.7	47761.2								
2	1994	11124.4	4013.2	15137.6								
3	1995	13701.9	5037.1	18739.0								
4	1996	11928.3	4996.1	16924.4								
5	1997	14140.9	5700.9	19841.8								
6	1998	12212.1	5671.6	17883.7								
7	1999	27596.5	7800.9	35397.4								
8	2000						162998.4					43091.0
9	2001				11409.9	3976.0	15385.9	15081.9	789.4	15871.2		42301.6
10	2002				11131.6	4254.3	15385.9	154768.1	1055.6	15871.2		41236.0
11	2003				10833.8	4552.1	15385.9	150315.9	1438.6	15871.2		39797.4
12	2004				10515.1	4870.8	15385.9	145845.2	13929.1	15871.2		37855.3
13	2005				10174.2	5211.7	15385.9	140133.4	13249.4	15871.2		35233.5
14	2006				9809.3	5576.6	15385.9	134556.9	12331.7	15871.2		31694.0
15	2007				9419.0	5966.9	15385.9	128599.9	11092.9	15871.2		26915.7
16	2008				9001.3	6384.6	15385.9	122205.3	9420.5	15871.2		20464.9
17	2009				8554.4	6831.5	15385.9	115373.8	7162.7	15871.2		11756.4
18	2010				8076.2	7309.7	15385.9	108054.1	4114.8	15871.2		0.0
19	2011				7564.5	7821.4	15385.9	100242.7				
20	2012				7017.0	8368.9	15385.9	91873.8				
	2013				6431.2	8954.7	15385.9	82919.0				
	2014				5804.3	9581.6	15385.9	73337.5				
	2015				5133.6	10252.3	15385.9	63083.2				
	2016				4416.0	10969.9	15385.9	52115.3				
	2017				3648.1	11737.8	15385.9	40377.5				
	2018				2826.4	12559.5	15385.9	27818.0				
	2019				1947.3	13438.6	15385.9	14379.3				
	2020				1006.6	14379.3	15385.9	0.0				
	Total	162998.4	43091.0	206089.4	144719.5	162998.4	307717.9	115621.0	43091.0	158712.0		

Table 13-3 Statement of Profit and Loss

(Unit: Thousand US\$)

No.	Year	Revenue	Business Expenses		Total	Business Profit	Financial Cost		Net Profit
			O&M Cost	Depreciation			Interest Dur. Const.	Interest	
	1993						1642.7		-1642.7
	1994						5303.8		-5303.8
	1995	12101.7	3302.6		3302.6	8799.1	7752.5		1046.6
	1996	15594.3	3647.1		3647.1	11947.2	8774.1		3173.1
	1997	19276.3	4115.0		4115.0	15161.3	9781.0		5380.3
	1998	23143.5	4448.0		4448.0	18695.5	10716.2		7979.3
	1999	27198.0	4870.2		4870.2	22327.8	11592.9		10734.9
	2000	31441.9	5161.0		5161.0	26280.9	13081.1		13199.8
1	2001	31441.9	6153.7	18187.3	24341.0	7100.9		26491.7	-19390.8
2	2002	31441.9	6153.7	16700.5	22854.2	8587.7		25937.1	-17349.5
3	2003	31441.9	6153.7	15335.3	21489.0	9952.9		25266.4	-15313.5
4	2004	31441.9	6153.7	14081.7	20235.4	11206.5		24444.2	-13237.7
5	2005	31441.9	6153.7	12930.6	19084.3	12357.6		23423.5	-11065.9
6	2006	31441.9	6153.7	11873.6	18027.3	13414.6		22141.1	-8726.4
7	2007	31441.9	6153.7	10903.0	17056.7	14385.2		20511.9	-6126.6
8	2008	31441.9	6153.7	10011.7	16165.4	15276.5		18421.8	-3145.3
9	2009	31441.9	6153.7	9193.3	15347.0	16094.9		15717.1	377.8
10	2010	31441.9	6153.7	8441.8	14595.5	16846.4		12190.9	4655.5
11	2011	31441.9	6153.7	7751.7	13905.4	17536.5		7564.5	9972.0
12	2012	31441.9	6153.7	7118.0	13271.7	18170.2		7017.0	11153.2
13	2013	31441.9	6153.7	6536.2	12689.9	18752.0		6431.2	12320.9
14	2014	31441.9	6153.7	6001.9	12155.6	19286.3		5804.3	13482.0
15	2015	31441.9	6153.7	5511.2	11664.9	19777.0		5133.6	14643.3
16	2016	31441.9	6153.7	5060.7	11214.4	20227.5		4416.0	15811.5
17	2017	31441.9	6153.7	4647.0	10800.7	20641.2		3648.1	16993.1
18	2018	31441.9	6153.7	4267.1	10420.8	21021.1		2826.4	18194.6
19	2019	31441.9	6153.7	3918.3	10072.0	21369.9		1947.3	19422.6
20	2020	31441.9	6153.7	3598.0	9751.7	21690.2		1006.6	20683.6
	Total	757593.7	148617.9	182069.0	330686.9	426906.8	68644.3	260340.6	97921.9

Table 13-4 Cash Flow

(Unit: Thousand US\$)

No.	Year	Cash Inflow		Total	Cash Outflow		Total	Balance	
		Financing	Net Profit		Depreciation	Investment		Repayment of Princ.	Year
	1993	34404.3	-1642.7	32761.6	34404.3		34404.3	-1642.7	-1642.7
	1994	47761.2	-5303.8	42457.4	47761.2		47761.2	-5303.8	-6946.5
	1995	15137.6	1046.6	16184.2	15137.6		15137.6	1046.6	-5899.9
	1996	18739.0	3173.1	21912.1	18739.0		18739.0	3173.1	-2726.8
	1997	16924.4	5380.3	22304.7	16924.4		16924.4	5380.3	2653.5
	1998	19841.8	7979.3	27821.1	19841.8		19841.8	7979.3	10632.8
	1999	17883.7	10734.9	28618.6	17883.7		17883.7	10734.9	21367.7
	2000	35397.4	13199.8	48597.2	35397.4		35397.4	13199.8	34567.5
1	2001		-19390.8	18187.3		4765.4	4765.4	-5968.9	28598.6
2	2002		-17349.5	16700.5		5320.0	5320.0	-5968.9	22629.7
3	2003		-15313.5	15335.3		5990.7	5990.7	-5968.9	16660.8
4	2004		-13237.7	14081.7		844.0	844.0	-5968.9	10691.9
5	2005		-11065.9	12930.6		1864.7	1864.7	-5968.9	4723.0
6	2006		-8726.4	11873.6		3147.1	3147.1	-5968.9	-1245.9
7	2007		-6126.6	10903.0		4776.3	4776.3	-5968.9	-7214.8
8	2008		-3145.3	10011.7		6866.4	6866.4	-5968.9	-13183.7
9	2009		377.8	9193.3		9571.1	9571.1	-5968.9	-19152.6
10	2010		4655.5	8441.8		13097.3	13097.3	-5968.9	-25121.5
11	2011		9972.0	7751.7		17723.7	17723.7	9902.3	-15219.2
12	2012		11153.2	7118.0		18271.2	18271.2	9902.3	-5316.9
13	2013		12320.9	6535.2		18857.0	18857.0	9902.3	4585.4
14	2014		13482.0	6001.9		19483.9	19483.9	9902.3	14487.7
15	2015		14643.3	5511.2		20154.6	20154.6	9902.3	24390.0
16	2016		15811.5	5060.7		20872.2	20872.2	9902.3	34292.3
17	2017		16993.1	4647.0		21640.1	21640.1	9902.3	44194.6
18	2018		18194.6	4267.1		22451.8	22451.8	9902.3	54095.9
19	2019		19422.6	3918.3		23340.9	23340.9	9902.3	63999.2
20	2020		20583.6	3598.0		24281.6	24281.6	9902.3	73901.5
	Total	206089.4	97921.9	182059.0	486080.3	206089.4	412178.8	73901.5	

Table 13-5 Calculation of Debt Service Ratio

(Unit: Thousand US\$)

No.	Year	Internal		Fund Depreciation	Procured		Repayment of			Debt		Debt Service Ratio (A)/(B)
		Business Profit			Total	Accumulated (A)	Interest	Principal	Total	Accumulated (B)		
	1993											
	1994											
	1995	8799.1			8799.1	8799.1						
	1996	11947.2			11947.2	20746.3						
	1997	15161.3			15161.3	35907.6						
	1998	18695.5			18695.5	54603.1						
	1999	22327.8			22327.8	76930.9						
	2000	26280.9			26280.9	103211.8						
1	2001	7100.9	18187.3		25288.2	128500.0		26491.7	4765.4	31257.1	31257.1	
2	2002	8587.7	16700.5		25288.2	153788.2		25937.1	5320.0	31257.1	62514.2	
3	2003	9952.9	15335.3		25288.2	179076.4		25266.4	5990.7	31257.1	93771.3	
4	2004	11206.5	14081.7		25288.2	204364.6		24444.2	6812.9	31257.1	125028.4	
5	2005	12357.6	12930.6		25288.2	229652.8		23423.5	7833.6	31257.1	156285.5	1.47
6	2006	13414.6	11873.6		25288.2	254941.0		22141.1	9116.0	31257.1	187542.6	
7	2007	14385.2	10903.0		25288.2	280229.2		20511.9	10745.2	31257.1	218799.7	
8	2008	15276.5	10011.7		25288.2	305517.4		18421.8	12835.3	31257.1	250056.8	
9	2009	16094.9	9193.3		25288.2	330805.6		15717.1	15540.0	31257.1	281313.9	
10	2010	16846.4	8441.8		25288.2	355093.8		12190.9	19066.2	31257.1	312571.0	1.14
11	2011	17536.5	7751.7		25288.2	381382.0		7564.5	7821.4	15385.9	327956.9	
12	2012	18170.2	7118.0		25288.2	406670.2		7017.0	8368.9	15385.9	343342.8	
13	2013	18752.0	6536.2		25288.2	431958.4		6431.2	8954.7	15385.9	358728.7	
14	2014	19286.3	6001.9		25288.2	457246.6		5804.3	9581.6	15385.9	374114.6	
15	2015	19777.0	5511.2		25288.2	482534.8		5133.6	10252.3	15385.9	389500.5	1.24
16	2016	20227.5	5060.7		25288.2	507823.0		4416.0	10969.9	15385.9	404886.4	
17	2017	20541.2	4647.0		25288.2	533111.2		3648.1	11737.8	15385.9	420272.3	
18	2018	21021.1	4267.1		25288.2	558399.4		2826.4	12559.5	15385.9	435658.2	
19	2019	21369.9	3918.3		25288.2	583687.6		1947.3	13438.6	15385.9	451044.1	
20	2020	21690.2	3598.0		25288.2	608975.8		1006.6	14379.3	15385.9	466430.0	1.31
	Total	426906.8	182069.0	608975.8	260340.6	206089.4	466430.0					

Table 13-6 Cost Flow and Revenue Flow of
Adopted Improvement Plan

(Unit: Thousand US\$)

Serial Number	Year	Cost		Total	Revenue	B - C
		Investment Cost	O&M Cost			
0	1992			0.0		0.0
1	1993	37947.6		37947.6		-37947.6
2	1994	51563.3		51563.3		-51563.3
3	1995	16365.0	3302.6	19667.6	12101.7	-7565.9
4	1996	20472.2	3647.1	24119.3	15594.3	-8525.0
5	1997	18106.4	4115.0	22221.4	19276.3	-2945.1
6	1998	21271.6	4448.0	25719.6	23143.5	-2576.1
7	1999	18862.7	4870.2	23732.9	27198.0	3465.1
8	2000	37897.0	5161.0	43058.0	31441.9	-11616.1
9	2001		6153.7	6153.7	31441.9	25288.2
10	2002		6153.7	6153.7	31441.9	25288.2
11	2003		6153.7	6153.7	31441.9	25288.2
12	2004		6153.7	6153.7	31441.9	25288.2
13	2005		6153.7	6153.7	31441.9	25288.2
14	2006		6153.7	6153.7	31441.9	25288.2
15	2007		6153.7	6153.7	31441.9	25288.2
16	2008		6153.7	6153.7	31441.9	25288.2
17	2009		6153.7	6153.7	31441.9	25288.2
18	2010		6153.7	6153.7	31441.9	25288.2
19	2011		6153.7	6153.7	31441.9	25288.2
20	2012		6153.7	6153.7	31441.9	25288.2
21	2013		6153.7	6153.7	31441.9	25288.2
22	2014		6153.7	6153.7	31441.9	25288.2
23	2015		6153.7	6153.7	31441.9	25288.2
24	2016		6153.7	6153.7	31441.9	25288.2
25	2017		6153.7	6153.7	31441.9	25288.2
26	2018		6153.7	6153.7	31441.9	25288.2
27	2019		6153.7	6153.7	31441.9	25288.2
28	2020		6153.7	6153.7	31441.9	25288.2
29	2021		6153.7	6153.7	31441.9	25288.2
30	2022		6153.7	6153.7	31441.9	25288.2
31	2023		6153.7	6153.7	31441.9	25288.2
		222485.8	167079.0	389564.8		462354.6

F I R R 0.107386

