

8.3 電磁誘導

(1) 一般事項

電力線に接近して通信線があると、電力線に流れる電流によって発生する磁束が通信線と交差し電圧が誘起される。

誘起される電圧は通信線に交差する磁束数、すなわち両線間の相互インダクタンスと電力線の電流、周波数によって変化する。

電磁誘導電圧は下図のとおり通信線の縦方向に電圧が加算されるような形で発生し、通信線の作業員や通信機器に危険を及ぼす原因となる。また、通信線各線条と大地間の電気的なバランスがくずれている（不平衡）場合には雑音の原因となる。

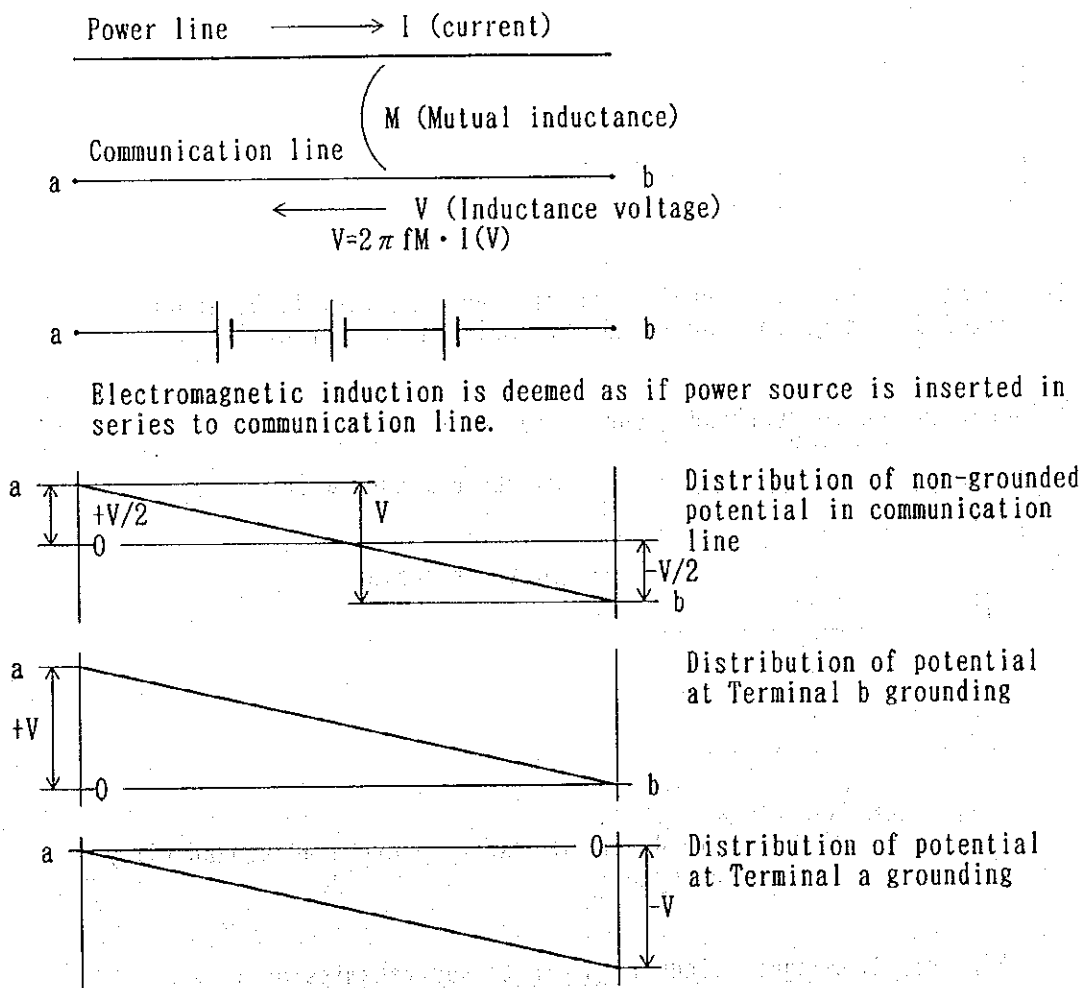


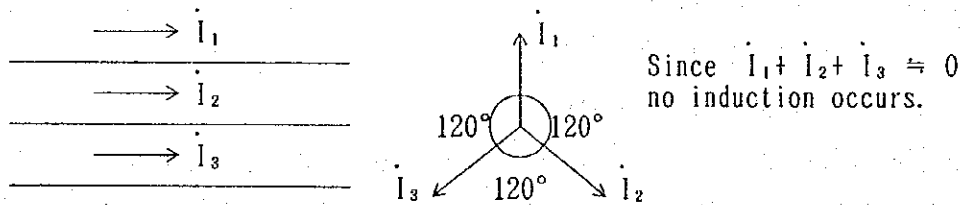
Fig. Concept of electromagnetic induction

(2) 送配電線からの電磁誘導

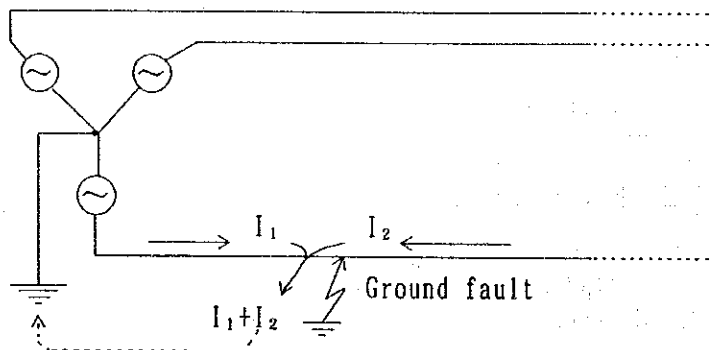
(a) 電磁誘導のメカニズム

送配電線から通信線への電磁誘導は下図に示すメカニズムで発生する。

1) Induction due to normal load current

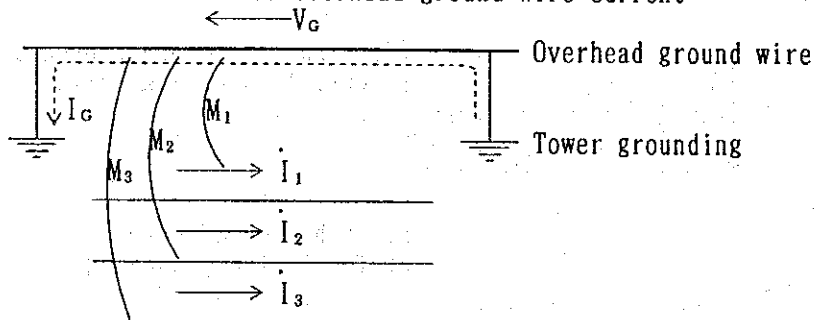


2) Induction due to ground fault current



In the case of direct grounding system, one circuit will be short-circuited due to ground fault and extremely large current flows.

3) Induction due to overhead ground wire current



$$V_G = \omega M_1 I_1 + \omega M_2 I_2 + \omega M_3 I_3$$

$$I_G = V_G / (\text{Ground feedback impedance in overhead ground wire})$$

where I_G : Inducing current

Fig. Electromagnetic induction due to subtransmission line

(b) 電磁誘導電圧

1) 常時誘導雑音電圧

送配電線相電流に含まれる高調波成分が誘導されて発生する通信線への雑音障害であり、インバーター負荷、蛍光灯、電鉄・化学工場等の直流負荷、トランスの充電電流等が原因となる。

2) 常時誘導縦電圧

送配電線の電流は、常時3相平衡し、そのベクトル和はほぼ零になっているので、通常、電磁誘導は発生しない。しかし、添架通信線のように通信線が電力線と極めて接近している場合には、各相の電力線と通信線間の距離の差が著しく異なるため相互インダクタンスの差によって3相のベクトル和が零とならず、平常時においてもかなりの電磁誘導電圧が発生する。また、架空地線を有する送配電線の場合には、架空地線に上記添架通信線と同様の原因によって発生した誘導電圧によって架空地線に大地帰路電流が流れ、この架空地線電流が原因となって2次的に通信線に誘導電圧を発生させる場合がある。

これらの常時誘導縦電圧は機器や人に危険を及ぼすような高電圧となることはないが、常時の送配電線負荷電流によって発生するものであり、通信線の平衡度が低いと雑音発生の原因となる。

3) 異常時誘導縦電圧

送配電線に地絡故障が生じると、発電所から故障点に大地を帰路とする電流が流れて通信線に電圧を誘起させる。送配電線の故障時の大地帰路電流は、高抵抗接地系統、リアクトル接地系統などでは比較的小さいが、直接接地系統では極めて大きく、発電所の遮断器が動作するまでの通常 0.06 秒～ 2秒程度の間、通信線に高い誘導電圧を発生させる。

この異常時誘導縦電圧はその電圧が大きいことから、通信線作業員等への危害、通信機器の焼損・絶縁破壊等の障害発生に至る場合がある。

(3) 誘導電圧の制限値

誘導電圧の制限値は主に送電線等の事故時に通信線に誘導される電圧の人体への危険性により定められている場合が多く、国際機関では、CCITT(1993/3/1以後はITU-T S:International Telecommunication Union Telecommunication Sector と改称)、CIGRE(国際大電力システム会議)等で制限値の検討を行っている。また、通信線に誘導される電圧の人体に対する危険性の判断・評価の基準としてIEC479-1(1984)等が報告されている。

また、主要各国における電磁誘導制限電圧の現状はTable 8.3-1 のとおりである。

(4) 電磁誘導障害の除去対策

(a) 送配電線側の対策

送配電線の架空地線には、常時誘導の場合とは逆に遮蔽効果という電磁誘導障害を低減させる効果があり、高導電率材料程その効果は大きい。したがって、最近の超高圧送電線では誘導障害低減を目的として高導電率材料の架空地線を2条架設するのが標準となっている。これにより50%程度の低減効果が得られる。

(b) 通信線側の対策

通信線側の対策としては、一般に、アルミ被誘導遮蔽ケーブル化、地下ケーブル(金属管)化、ルート変更、遮蔽コイルの設置等の遮蔽方式と通信線にアレスタを設置するアレスタ方式に大別できる。

遮蔽方式は、事故時の誘導だけではなく常時の誘導(雑音除去)にも有効であるが、対策はアレスタ方式に比べ高価となる。一方、アレスタ方式による対策は遮蔽方式に比べ安価であるが、常時の誘導には効果がない。

Table 8.3-1 Present limit values of electromagnetic induction voltage
in major countries

		Japan	Belgium, Germany, UK, Sweden, Spain, Hungary, former Czechoslovakia	1) Australia 2) Poland
Present situations	Limit value	1) 430V, 0.1sec. 2) 650V, 0.06sec.	650V, 0.2sec. (Max. 0.5 sec.)	1)1,500V, 0.35sec. 2)1,000V, 0.3sec.
	Counter- measures	Shielding system (Screened conductor cable, metal conduit, etc. are used)	Arrester system (Shielding system is used partly in Belgium, Germany and Hungary)	Arrester system (Shielding system is used partly in Poland)
	Set year	1)1961, 2)1993	1954	1)1975, 2)1984
	Remarks		The recommended values of CCITT are accepted.	

8.4 変電所の環境対策

(1) 騒音対策

タイ国ではまだ、騒音規制法に基づく具体的な騒音規制値が定まっていないようであるが、近い将来、騒音規制法が制定された場合は変電所の新增設に当たって、変電所騒音が当該地域の規制基準値以下となるように対策を実施する必要性が生じてくる。

現在のMEAの変電所設計基準によれば、変圧器を除いて屋内に変電設備が設置されるので、変電所外部に対して騒音の伝播が抑制できるが、変圧器は屋外に設置されるので対策を実施する必要がある。現在、配電用変電所の変圧器は77dB（OPAFベース）以下となるよう規定されているが、この値は変圧器の国際規格に定められた値とほぼ等しく、いわゆる低騒音変圧器の仕様とは異なる。ちなみにTEPCOの配電用変圧器は屋外用で50dB以下、屋内用は60dB以下に規定されているので防音タンクや低騒音冷却装置を具備した低騒音変圧器を採用し、変電所騒音を抑制している。

(2) 振動対策

上記騒音問題と同様に、タイ国ではまだ振動規制法に基づく振動規制値が規定されていないようであるが、将来、振動規制法が制定された場合は変電所の新增設に当たって、変電所の振動が当該地域の規制基準値以下となるように対策を実施する必要がある。

(3) 環境調和

変電所の新增設に当たっては、緑化、遊水池、調整池の設置など周辺の自然環境の保護、ならびに日照、美化、電波障害など生活環境に十分留意し、地域社会との協調を図ることも重要になる。

第9章

フィージビリティ設計

第9章 フィージビリティ設計

9.1 一般事項

フィージビリティ設計は、第6章に述べた短期および長期配電システム改善拡張計画に沿って過密地域の供給設備形成が効率的に実現する事を目的に、第1次、第2次現地調査結果、およびその際同時に行ったモデル地区を対象とした詳細調査の結果を反映して、地域の実情に合うように架空、地中送電線のルート選定や変電所地点を選定することなどを基本に、次のMEAの設備計画、設計基準に準拠して実施する。なお、最新設備の設計基準は国際規格（ISO）に準じて行うものとする。

- ・設備計画基準（Basic Criteria for Power System Planning）
- ・架空送電線設備基準（Overhead Subtransmission Construction Standards）
- ・地中送電線設備基準（Underground Construction Standards）

各設備毎のフィージビリティ設計に関して論ずる前に、モデル地区およびその周辺地区を対象とした配電用変電所変圧器容量、関連する送配電システムの電圧、配電線の電線サイズの検討結果等について、まず本章内で述べることとする。

9.2 モデル地区の選定

詳細なフィージビリティ設計を行うためのモデル地区を、市中心地区の大規模需要を念頭に、産業や地理的条件を考慮して、調査団とMEAとが協議して次の3地点を選定した。

- Sathorn 地区 (高密度需要地域)
- Phahol Yothin 地区 (商業地域)
- Jomthong 地区 (工業地域)

(1) モデル地区の特徴

(a) Sathorn 地区

この地区はFig. 9.2-1(a) に示すように市中心街の東南、市内で最繁華街の一つであるSilom 道路の近隣に位置している。この地区には、多くの高層ビルが立ち並び、また、建設中の高層ビルがSathorn 道路の両側に多数見られ、電力需要は急速に増加する傾向にある。

(b) Phahol Yothin 地区

この地区はFig. 9.2-1(b) に示すように、戦勝記念塔の北側に位置している。この地区には、多くの商業やビジネス用高層ビルが、商業および住宅街に隣接して建っており、また、Phahol Yothin 道路の両側には、建設中の高層ビルが多く見られる。この道路は、新設計画中の Sanampao ターミナル変電所からの引出送電線の用に供される予定でもある。

(c) Jomthong 地区

この地区はFig. 9.2-1(c) に示すように、Chao Phraya 川の西側を流れる Klong Daokhanong川に沿った位置にあり、小工業地として繁栄してきたことから、幹線道路や狭い路地の両側に、家内工業的な小工場が立ち並んでいる。

この地域の電力は、Klongwatsing、Taskinの両配電用変電所から供給されているが、MEAはこの地域に配電用変電所を設置するため、用地を物色中である。

(2) 各地区の需要予測

各地区の需要密度をMEAでは次のように予測している。

Area	FY 1993	FY 2001		FY 2006	
	MVA/km ²	MVA/km ²	aai (%)	MVA/km ²	aai (%)
(a) Sathorn	25.11	44.86	7.5	55.39	4.3
(b) Phahol Yothin	7.36	16.03	10.2	21.30	5.8
(c) Jomthong	6.42	15.11	11.3	20.73	6.5

(3) 高層ビルの電力需要

Sathorn および Phahol Yothin地区の高層ビルの電力需要は、下表に示すとおりである。

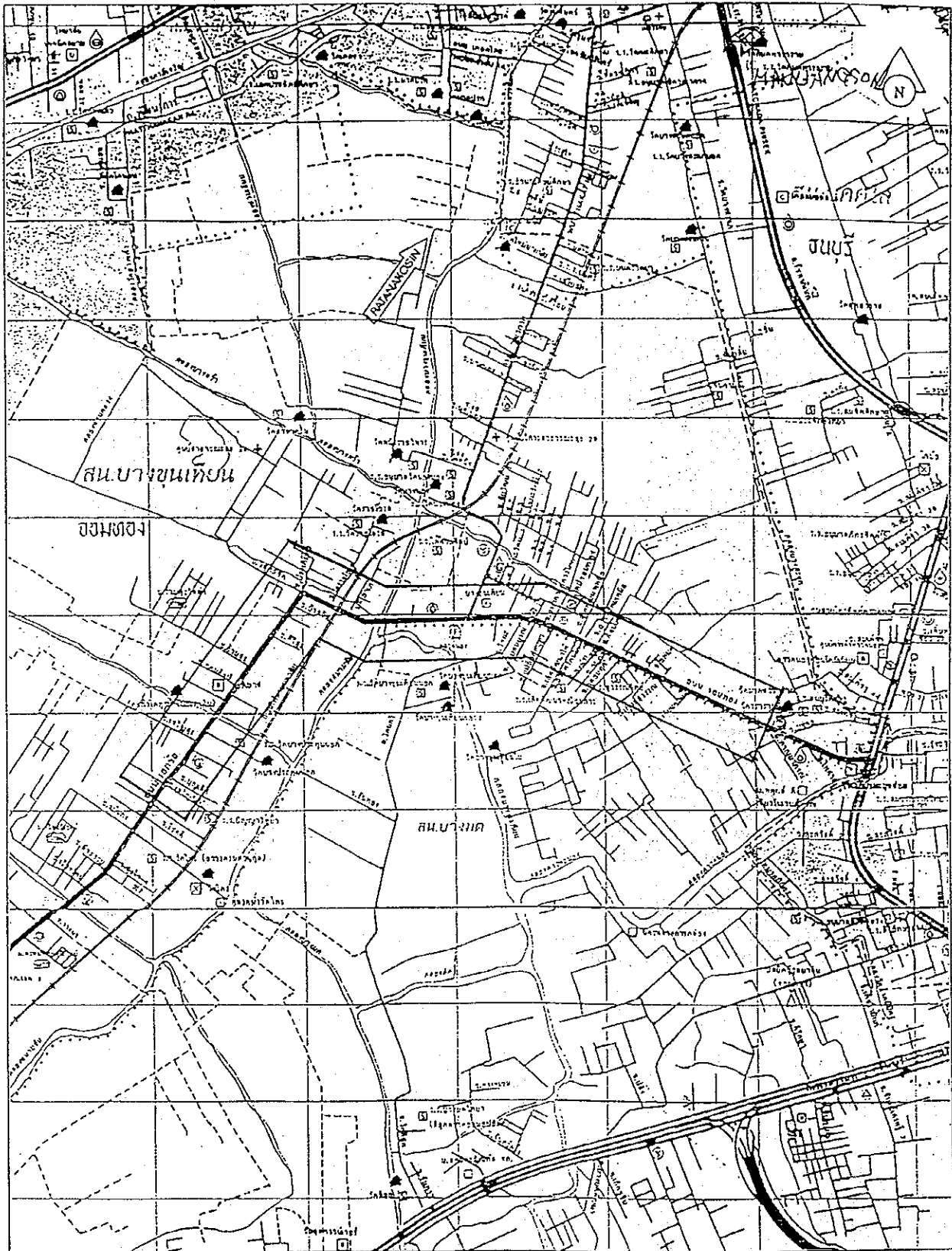
(a) Sathorn Area

Building	Storey	Area (m ²)	Load Demand (kVA)	Connect (kVA)
1. ATM INTERNATIONAL HOTEL	27	40,749	-	7,250
2. SRI-SIAM PROPERTY	33	73,169	862	8,900
3. BANK OF ASIA	-	-	2,000	-
4. RAJANAKARN	32	-	-	9,600
5. SATHORN THANI	-	-	1,847	4,050
6. SATHORN CITY TOWER	31	50,000	2,382	10,400
7. SAENGTHONG THANI	-	-	-	8,000
8. EVERGREEN INTERNATIONAL	14	-	899	3,000
9. BNH MEDICAL CENTRE	12	27,215	-	4,000
10. HARINTHORN	20	-	2,632	7,200
11. CENTRAL INTER	-	-	440	4,000
12. THAIVA TOWER II	-	-	-	10,500
13. SUKHOTHAI HOTEL	-	-	1,467	3,200
14. ROYAL SATHORN	19	20,000	-	4,200

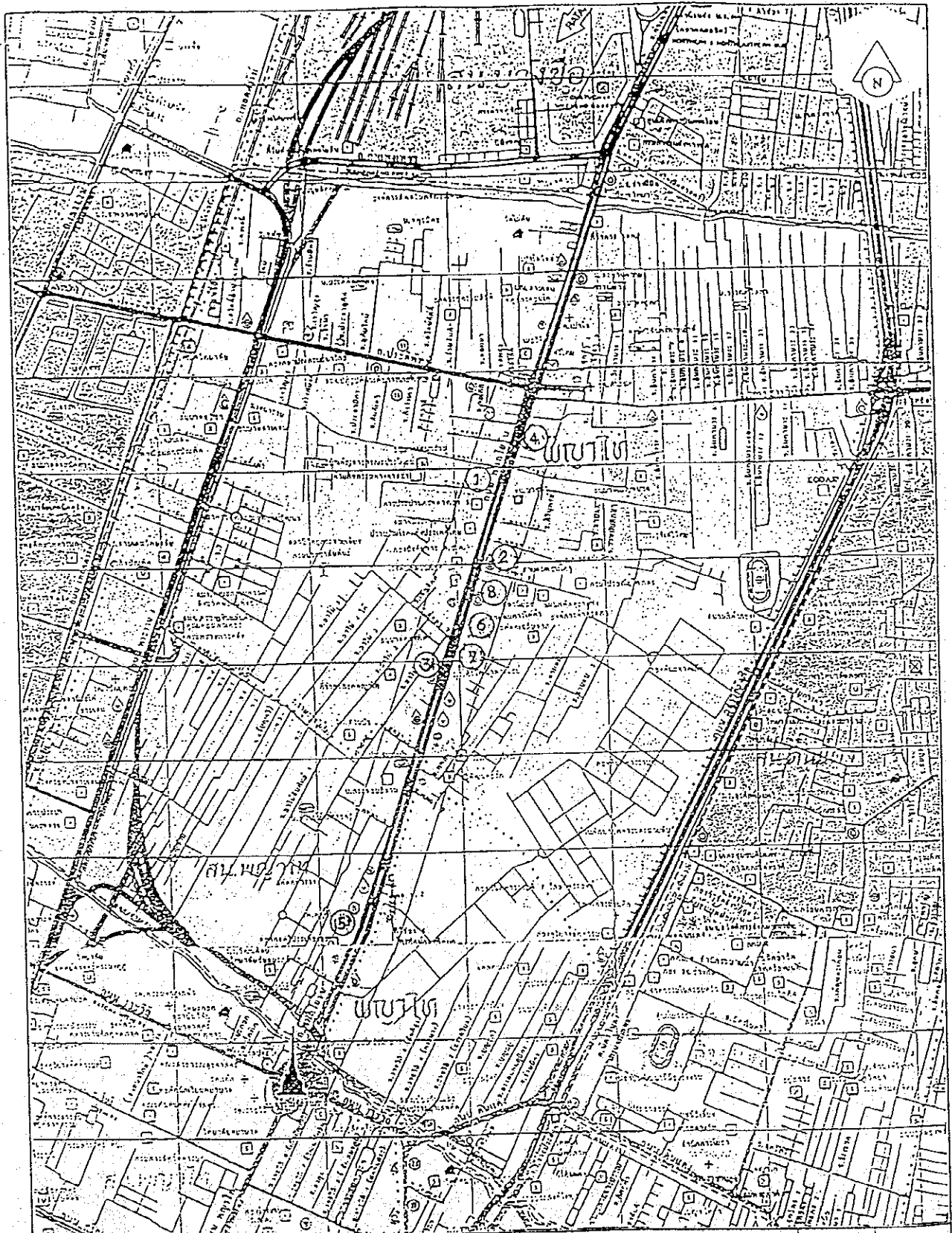
(b) Phahol Yothin Area

Building	Storey	Area	Load Demand (kVA)	Connect (kVA)
1. MAISON MANEYEA	-	-	-	2,500
2. BANCHANG LAND & HOUSE TOWER	-	1 ¹ / ₄ Rai*	-	6,000
3. BONPONG BUILDING	-	-	2,000	3,200
4. THE GOVERNMENT SAVING BANK HEAD OFFICE	-	-	1,400	2,000
5. PHAYATHAI II, HOSPITAL	-	-	1,600	4,000
6. THAI FARMER BANK, HEAD OFFICE	-	-	5,600	7,500
7. S. P. BUILDING (IBM)	-	-	-	7,200
8. PHAHOLYATHIN	-	-	900	13,200

Note: * 400Rai=650ha



REV.NO.	DESCRIPTION OF REVISIONS		BY	DATE
DISTRIBUTION PLANNING	FEEDER SECTION	METROPOLITAN ELECTRICITY AUTHORITY	SCALE	1 : 20,000
DR.	CHK.	Fig.9.2-1 Map of Model Districts	SUPERSEDING	
CHF. OF SECT.		(c) Jomthong Area	SH.NO.	OF
DATE			DWG.	
			NO.	



REV.NO.	DESCRIPTION OF REVISIONS		BY	DATE
DISTRIBUTION	FEEDER	METROPOLITAN ELECTRICITY AUTHORITY	SCALE 1 : 20,000	
PLANNING	SECTION	Fig.9.2-1 Map of Model Districts	SUPERSEDING	
DR.	CHK.	(b) Phahol Yothin Area	SH.NO.	OF
CH.F. OF SECT.			DWG.	
DATE			NO.	



REV.NO.	DESCRIPTION OF REVISIONS		BY	DATE
DISTRIBUTION	FEEDER	METROPOLITAN ELECTRICITY AUTHORITY	SCALE	
PLANNING	SECTION	Fig.9.2-1 Map of Model Districts (a) Sathorn Area	SUPERSEDING	
DR.	CHK.		SH.NO.	OF
CH.F. OF SECT.			DWG.	
DATE			NO.	

9.3 モデル地区の検討

9.3.1 モデル地区における送電系統と配電用変電所容量の検討

詳細フィージビリティ設計を行うため、9.2 に記述のとおり下記モデル地区を選定した。

- ・ Sathorn地区 (高密度商業地区)
- ・ Paphol Yothin地区 (商業地区)
- ・ Jomthong 地区 (工業地区)

これらのモデル地区およびその周辺地域の送電線、配電用変電所について次の事項をパラメータに、送電系統と配電用変電所の最適システムについて検討を行う。

変電所容量

- ・ Case - 1 : 3 × 40 MVA
- ・ Case - 2 : 4 × 40 MVA
- ・ Case - 3 : 3 × 60 MVA
- ・ Case - 4 : 3 × 80 MVA

(1) 配電用変電所についての前提条件

最適システム検討には、以下の前提条件を基に各ケースの増強計画を策定する。

- (a) モデル地区およびその周辺地域の需要は、6.3 で求めた需要をベースに検討する。
- (b) 配電電圧、配電線サイズおよび1バンク当たりの配電線数は、各ケースとも下記のとおり全て同一の条件とした。

これは変電所の変圧器以降のフィーダ部分についてもパラメータにとり検討すると、パラメータが非常に多くなり、検討が複雑となるためである。

フィーダ以降の配電電圧、配電線サイズ、1バンク当たりの配電線数については、9.3.3 で検討する。

- ・ 配電電圧 : 24 kV
- ・ 電線サイズ : 185 mm²
- ・ 1バンク当たりの最大配電線数 : 7フィーダ

- (c) 各ケースにおける変電所の増強量は、ほぼ等しくなるよう計画する。
- (d) 各ケースにおける変電所の増強計画は、6.3 で述べた計画方針を踏まえて計画する。

なお、3 × 80MVAのバンク構成については、モデル地区を検討するために、追加されたバンク構成である。

このため、これについての計画方針を6.3で述べたのと同様に設定しておく必要

がある。

・ 2バンク構成時

Normal : 75 % Emergency : 125 %

配電線による切替え : 最大で 20 MVA

なお、60MVA バンクの場合は、配電線による切り替え量を最大で 15MVAとしたが、80MVA バンクの場合は、20MVA とする。

・ 3バンク構成時

Normal : 80 % Emergency : 120 %

配電線による切替え : なし

次に変電所の拡張計画の進展段階の異容量バンク構成時の対策レベルについて検討する。

・ 1 × 80MVA + 1×40MVA 構成時

	BAY 1	BAY 2
Normal;		
Capacity	80 MVA	40 MVA
Load	60 MVA	30 MVA
Utilization Factor	75 %	75 %
Emergency;		
Load	<u>40 MVA</u>	50 MVA
Utilization Factor	—	125 %

このケースでは、残存負荷が40MVA 残る。このうち20MVA は、配電線により切替えるが、20MVA は切替え不能として残ってしまう。

したがって、このケースでは常時の負荷を10MVA 低くして運転する必要がある。この時の変電所の常時負荷は、70MVAであり、稼働率は、58.3% となる。

・1 × 80MVA + 2 × 40MVA 構成時

	BAY 1	BAY 2	BAY 3
Normal;			
Capacity	80 MVA	40 MVA	40 MVA
Load	64 MVA	32 MVA	32 MVA
Utilization Factor	80 %	80 %	80 %
Emergency;			
Load	<u>32 MVA</u>	48 MVA	48 MVA
Utilization Factor	—	120 %	120 %

このケースでは、残存負荷が32MVA 残る。このうち20MVA は、配電線により切替えるが、12MVA は切替え不能として残ってしまう。

したがって、常時の負荷は12MVA 低くして運転する必要がある、この時の変電所の常時負荷は、116MVAで稼働率は、72.5% となる。

・2 × 80MVA + 1 × 40MVA 構成時

	BAY 1	BAY 2	BAY 3
Normal;			
Capacity	80 MVA	80 MVA	40 MVA
Load	64 MVA	64 MVA	32 MVA
Utilization Factor	80 %	80 %	80 %
Emergency;			
Load	<u>16 MVA</u>	96 MVA	48 MVA
Utilization Factor	—	120 %	120 %

このケースでは、残存負荷が 16MVA残るが、全て配電線により切り替えられるため、特に問題はない。

(2) モデル地区への送電計画

モデル地区およびその周辺地域の配電用変電所に送電するため、115kV および69kV 系統の構成について検討した。

検討に当たっては、各ケース毎に供給する配電用変電所容量が異なるので、各ケースとも適用すべき系統構成方針を検討し、これに沿って増強計画を策定した。検討した系統構成の方針を Table 9.3-1に示す。

増強計画の策定は、6.4 で述べた送電線増強計画をベースにCase-1からCase-4までの各ケースについて、各モデル地区および周辺の既設系統の有効活用を勘案して行った（Case-3は、6.4 の計画とほぼ同じである）。

なお、検討に使用した系統構成の概略を Fig. 9.3-1 に示した。

(3) 適用する系統構成の得失

以上の条件を踏まえ、各ケースの送電系統と配電用変電所の増強計画を策定した結果を Table 9.3-2 (a), (b), (c)、 Fig. 9.3-2 に、その時の工事費を Table 9.3-3 (a), (b), (c) に示す。

(a) 各ケースの評価

各ケースについて、工事費の比較は下表のとおりとなる。

Case-1は変電所の新設数が各ケース中最も多く、Case-2はCase-1に次いで変電所の新設数が多く、さらに4バンク増設時にGISの改修コストが高むこともあり、両ケースとも他のケースに比較して各モデル地域で、明らかに工事費が高くなっている。

工事費面で経済性を評価すれば、変電所の新設コストが支配的であり、変電所の新設数が少ない3×60MVA、3×80MVAが有利である。

Total Cost (Unit : Million Baht)

Name of Area	Case-1	Case-2	Case-3	Case-4
Sathorn	1,915.8	1,518.1	1,244.7	1,341.6
Phahol Yothin	1,355.2	1,140.0	1,036.2	923.2
Jomthong	799.4	624.8	473.2	457.1
Total	4,070.4	3,282.9	2,754.1	2,721.9

Present Value (Unit : Million Baht)

Name of Area	Case-1	Case-2	Case-3	Case-4
Sathorn	1,338.7	1,107.0	970.8	978.1
Phahol Yothin	874.7	768.7	743.6	692.9
Jomthong	629.5	505.0	401.6	363.2
Total	2,842.9	2,380.7	2,116.0	2,034.2

(b) Case-3とCase-4の評価

Case-3とCase-4に関しては、各モデル地区とも変電所増強量はほぼ同じであるが、変電所新設数がCase-4の方が若干少なく変電所の増強工事費面ではCase-4が有利となっている。しかし、変電所の増強に伴い送電線の増強量はCase-4の方が多くなり不利な面もある。検討結果を個別に見ると、

- i) Satohrn 地区では、Case-3に比較してCase-4の方が変電所増強工事費は少ないが、送電線の増強工事費が多くなるため合計の工事費ではCase-4の方が高くなっている。
- ii) Paphol Yothin 地区では、Case-4の方が変電所増強工事費が低く、送電線の増強工事費が若干増加するものの合計工事費ではCase-4の方が有利である。
- iii) Jomthong地区では、Case-4の変電所増強工事費が半減しており、送電線の増強工事費が約2倍かかるものの合計工事費ではCase-4の方が有利である。

以上のように、各モデル地域の変電所と送電線の増強規模の関係により結果に差が生じている。つまり、個々の地域の既設送電系統がどの程度有効活用出来るかによって経済性に差が生じる。

したがって、本検討から評価すると、 $3 \times 60\text{MVA}$ と $3 \times 80\text{MVA}$ のケースについては、個々の地域実態によりその得失が一概に評価出来ない。しかし、この2ケースは、他の $3 \times 40\text{MVA}$ と $4 \times 40\text{MVA}$ のケースに対して大幅に経済的に有利であり、 $3 \times 40\text{MVA}$ と $4 \times 40\text{MVA}$ に対する優位性は同程度である。これを概念的に示せば以下のとおりである。

$$3 \times 40\text{MVA} > 4 \times 40\text{MVA} \gg 3 \times 60\text{MVA}, 3 \times 80\text{MVA}$$

Table 9.3-1 Relation of Substation Capacity and System Configuration

Case	Substation No. of Tr. x Capacity (MVA)	Maximum Load (MVA)	Standard Transmission Line		System configuration : Number of connecting substations in single subtransmission line with both end terminal station
			Voltage (kV)	Capacity (MVA) Connecting substation	
1	3x40	96	115	3	3
			69	2	
2	4x40	144	115	2	2
			69	1+1/3	
3	3x60	144	115	2	2
			69	1+1/3	
4	3x80	192	115	1+1/2	2 but spare line for 2bank is required
			69	1	

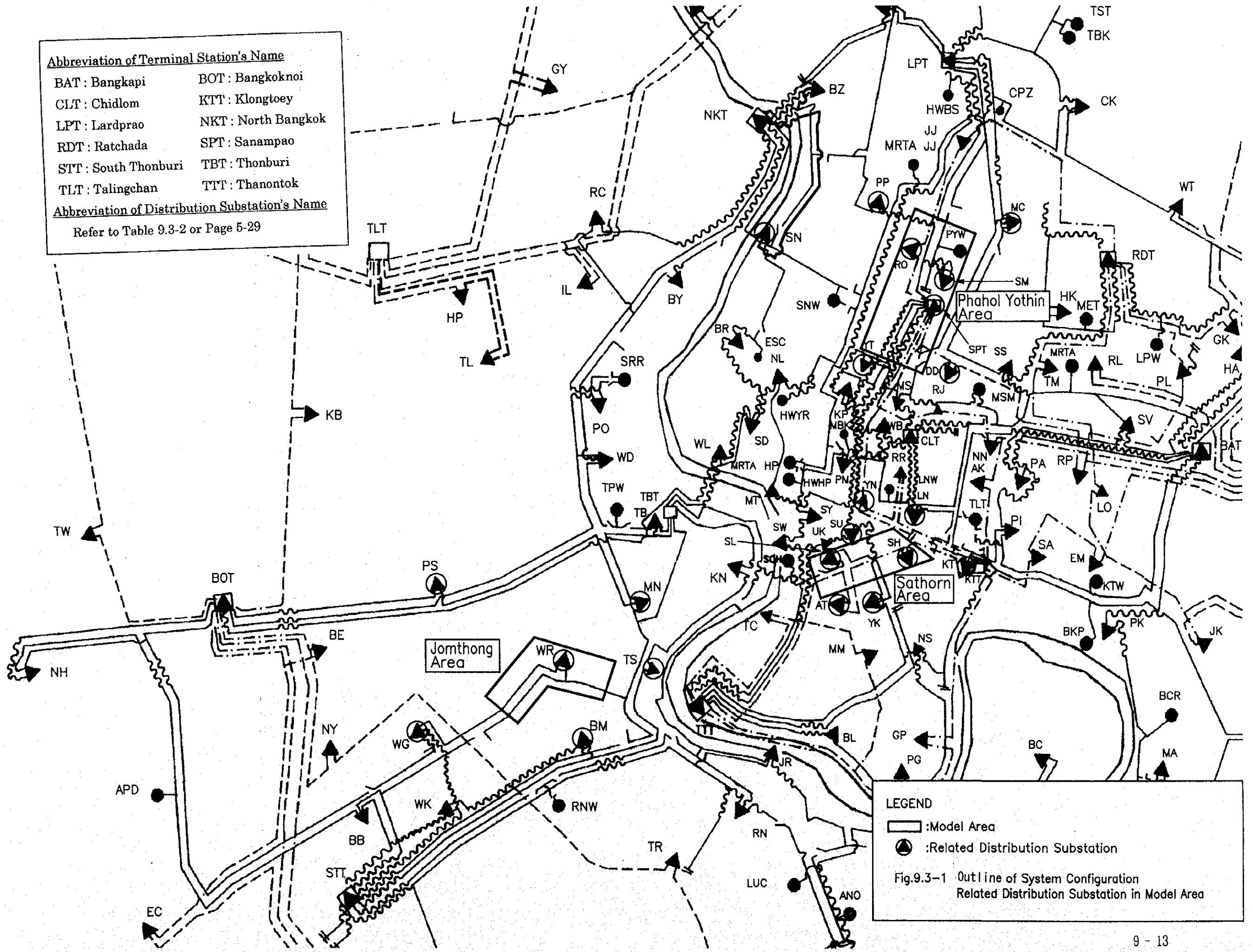
Maximum load is assumed at 80% loading or 120% load on sound bank when 1 transformer shuts down

Refer to Fig. 9.3-3 and Fig. 9.3-4

Abbreviation of Terminal Station's Name

BAT : Bangkapi	BOT : Bangkoknoi
CLT : Chidlom	KTT : Klongtoey
LPT : Lardprao	NKT : North Bangkok
RDT : Ratchada	SPT : Sanampao
STT : South Thonburi	TBT : Thonburi
TLT : Talingchan	TIT : Thanontok

Abbreviation of Distribution Substation's Name
Refer to Table 9.3-2 or Page 5-29



LEGEND
 [Thick Line] : Model Area
 [Circle with Triangle] : Related Distribution Substation

Fig.9.3-1 Outline of System Configuration
 Related Distribution Substation in Model Area

Table 9.3-2 (a) Case Study of Substation (Sathorn Area)

No	ABB	Substation	1996				2001				2006				2011				2016								
			Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)					
32	KT	Klongtoey	2 x 40 x	80	39.29	51.14	63.9	2 x 40 x	80	38.00	49.16	61.5	2 x 40 x	80	39.96	51.51	64.4	3 x 60 x	180	92.15	118.50	65.8	3 x 60 x	180	85.69	109.63	60.9
37	LN	Lumpini	4 x 40 x	160	85.39	111.14	69.5	4 x 40 x	160	94.07	121.71	76.1	4 x 40 x	160	97.01	125.05	78.2	4 x 40 x	160	90.80	116.76	73.0	4 x 40 x	160	93.25	119.30	74.6
73	SL	Siloo	2 x 40 x	80	42.44	55.24	69.1	2 x 40 x	80	37.10	48.00	60.0	2 x 40 x	80	43.26	55.76	69.7	2 x 40 x	80	44.46	57.17	71.5	2 x 40 x	80	47.77	61.12	61.1
80	SU	Surawong	3 x 40 x	120	60.74	79.06	65.9	3 x 40 x	120	69.71	90.19	75.2	3 x 40 x	120	61.58	79.38	66.2	3 x 40 x	120	71.64	92.13	76.8	3 x 40 x	120	38.49	49.24	41.0
116	YK	Yenarkart	2 x (40) x	80	45.60	59.35	74.2	2 x 40 x	80	44.81	57.98	72.5	4 x 40 x	160	85.47	111.46	69.7	4 x 40 x	160	96.42	123.99	68.9	3 x 60 x	180	81.65	104.46	58.0
141	YN	Saayarn	x x x	0	0.00	0.0	2 x 40 x	80	42.50	54.99	68.7	3 x 40 x	120	61.47	79.23	66.0	4 x 40 x	160	84.14	108.20	67.6	4 x 40 x	160	93.06	119.06	74.4	
142	SH	Satorn	x x x	0	0.00	0.0	3 x 40 x	120	53.35	69.02	57.5	3 x 40 x	120	61.32	79.04	65.9	4 x 40 x	160	64.53	82.98	51.9	4 x 40 x	160	98.22	125.66	78.5	
189	AT	Satorn Tai	x x x	0	0.00	0.0	x x x	0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3 x 40 x	120	77.51	99.68	62.3	4 x 40 x	160	65.52	83.83	52.4	
		Total		520	273.46	355.93	68.4		720	379.54	491.05	68.2		880	451.07	581.43	68.2		1280	681.67	876.59	68.5		1320	675.21	863.86	65.4

Case-1 (3 x 40MVA)

No	ABB	Substation	1996				2001				2006				2011				2016								
			Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)					
32	KT	Klongtoey	2 x 40 x	80	39.29	51.14	63.9	2 x 40 x	80	38.00	49.16	61.5	2 x 40 x	80	39.96	51.51	64.4	3 x 40 x	120	59.82	76.92	64.1	3 x 40 x	120	64.27	82.23	68.5
37	LN	Lumpini	4 x 40 x	160	85.39	111.14	69.5	4 x 40 x	160	94.07	121.71	76.1	4 x 40 x	160	97.01	125.05	78.2	4 x 40 x	160	90.80	116.76	73.0	4 x 40 x	160	93.25	119.30	74.6
73	SL	Siloo	2 x 40 x	80	42.44	55.24	69.1	2 x 40 x	80	37.10	48.00	60.0	2 x 40 x	80	21.58	27.82	34.8	2 x 40 x	80	44.46	57.17	71.5	2 x 40 x	80	23.89	30.56	38.2
80	SU	Surawong	3 x 40 x	120	60.74	79.06	65.9	3 x 40 x	120	69.71	90.19	75.2	3 x 40 x	120	61.58	79.38	66.2	3 x 40 x	120	71.64	92.13	76.8	3 x 40 x	120	51.13	65.42	54.5
116	YK	Yenarkart	2 x 40 x	80	45.60	59.35	74.2	2 x 40 x	80	44.81	57.98	72.5	3 x 40 x	120	68.82	88.71	73.9	3 x 40 x	120	68.86	88.55	73.8	3 x 40 x	120	65.31	83.56	69.6
141	YN	Saayarn	x x x	0	0.00	0.0	2 x 40 x	80	42.50	54.99	68.7	3 x 40 x	120	61.47	79.23	66.0	3 x 40 x	120	67.21	86.43	72.0	3 x 40 x	120	72.77	93.10	77.6	
142	SH	Satorn	x x x	0	0.00	0.0	3 x 40 x	120	53.35	69.02	57.5	3 x 40 x	120	71.54	92.21	76.8	3 x 40 x	120	71.41	91.83	76.5	3 x 40 x	120	63.95	81.82	68.2	
189	AT	Satorn Tai	x x x	0	0.00	0.0	x x x	0	0.00	0.0	0.0	2 x 40 x	80	29.11	37.52	46.9	3 x 40 x	120	45.65	58.70	48.9	3 x 40 x	120	65.52	83.83	69.9	
		New-sub 1	x x x	0	0.00	0.0	x x x	0	0.00	0.0	0.0	2 x 40 x	80	44.73	57.52	71.9	2 x 40 x	80	34.73	44.44	55.6	2 x 40 x	80	41.91	53.62	67.0	
		New-sub 2	x x x	0	0.00	0.0	x x x	0	0.00	0.0	0.0	2 x 40 x	80	32.57	41.89	52.4	2 x 40 x	80	45.76	58.85	73.6	3 x 40 x	120	56.82	72.70	60.6	
		New-sub 3	x x x	0	0.00	0.0	x x x	0	0.00	0.0	0.0	2 x 40 x	80	45.76	58.85	73.6	3 x 40 x	120	56.82	72.70	60.6	3 x 40 x	120	56.82	72.70	60.6	
		New-sub 4	x x x	0	0.00	0.0	x x x	0	0.00	0.0	0.0	2 x 40 x	80	38.76	49.84	62.3	2 x 40 x	80	41.64	53.28	65.6	2 x 40 x	80	41.64	53.28	65.6	
		Total		520	273.46	355.93	68.4		720	379.54	491.05	68.2		880	451.07	581.43	68.1		1280	681.67	876.59	68.5		1320	675.19	863.86	65.4

Case-2 (4 x 40MVA)

No	ABB	Substation	1996				2001				2006				2011				2016								
			Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)					
32	KT	Klongtoey	2 x 40 x	80	39.29	51.14	63.9	2 x 40 x	80	38.00	49.16	61.5	2 x 40 x	80	39.96	51.51	64.4	4 x 40 x	160	92.15	118.50	74.1	4 x 40 x	160	99.01	126.67	79.2
37	LN	Lumpini	4 x 40 x	160	85.39	111.14	69.5	4 x 40 x	160	94.07	121.71	76.1	4 x 40 x	160	97.01	125.05	78.2	4 x 40 x	160	90.80	116.76	73.0	4 x 40 x	160	98.12	125.54	78.5
73	SL	Siloo	2 x 40 x	80	42.44	55.24	69.1	2 x 40 x	80	37.10	48.00	60.0	2 x 40 x	80	43.26	55.76	69.7	2 x 40 x	80	44.46	57.17	71.5	2 x 40 x	80	23.89	30.56	38.2
80	SU	Surawong	3 x 40 x	120	60.74	79.06	65.9	3 x 40 x	120	69.71	90.19	75.2	3 x 40 x	120	61.58	79.38	66.2	3 x 40 x	120	71.64	92.13	76.8	3 x 40 x	120	38.49	49.24	41.0
116	YK	Yenarkart	2 x 40 x	80	45.60	59.35	74.2	2 x 40 x	80	44.81	57.98	72.5	4 x 40 x	160	85.47	111.46	69.7	4 x 40 x	160	96.42	123.99	77.5	4 x 40 x	160	81.65	104.46	65.3
141	YN	Saayarn	x x x	0	0.00	0.0	2 x 40 x	80	42.50	54.99	68.7	3 x 40 x	120	61.47	79.23	66.0	4 x 40 x	160	84.14	108.20	67.6	4 x 40 x	160	93.06	119.06	74.4	
142	SH	Satorn	x x x	0	0.00	0.0	3 x 40 x	120	53.35	69.02	57.5	3 x 40 x	120	61.32	79.04	65.9	4 x 40 x	160	64.53	82.98	51.9	4 x 40 x	160	98.22	125.66	78.5	
189	AT	Satorn Tai	x x x	0	0.00	0.0	x x x	0	0.00	0.0	0.0	4 x 40 x	160	77.51	99.68	62.3	4 x 40 x	160	77.51	99.68	62.3	4 x 40 x	160	65.52	83.83	52.4	
		New-sub 1	x x x	0	0.00	0.0	x x x	0	0.00	0.0	0.0	3 x 40 x	120	60.02	77.18	64.3	4 x 40 x	160	77.25	98.84	61.8	4 x 40 x	160	77.25	98.84	61.8	
		Total		520	273.46	355.93	68.4		720	379.54	491.05	68.2		880	451.07	581.43	68.2		1280	681.67	876.59	68.5		1320	675.21	863.86	65.4

Case-3 (3 x 60MVA)

No	ABB	Substation	1996				2001				2006				2011				2016								
			Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)					
32	KT	Klongtoey	2 x 40 x	80	39.29	51.14	63.9	2 x 40 x	80	38.00	49.16	61.5	2 x 40 x	80	39.96	51.51	64.4	3 x 60 x	180	92.15	118.50	65.8	3 x 60 x	180	85.69	109.63	60.9
37	LN	Lumpini	4 x 40 x	160	85.39	111.14	69.5	4 x 40 x	160	94.07	121.71	76.1	4 x 40 x	160	97.01	125.05	78.2	3 x 40 1 x 60	180	103.19	132.70	73.7	3 x 40 1 x 60	180	106.56	136.34	75.7
73	SL	Siloo	2 x 40 x	80	42.44	55.24	69.1	2 x 40 x	80	37.10	48.00	60.0	2 x 40 x	80	43.26	55.76	69.7	2 x 40 x	80	44.46	57.17	71.5	2 x 40 1 x 60	100	47.77	61.12	61.1
80	SU	Surawong	3 x 40 x	120	60.74	79.06	65.9	3 x 40 x	120	69.71	90.19	75.2	3 x 40 x	120	61.58	79.38	66.2	3 x 40 x	120	71.64	92.13	76.8	2 x 40 1 x 60	140	76.97	98.48	70.3
116	YK	Yenarkart	2 x 40 x	80	45.60	59.35	74.2	2 x 40 x	80	44.81	57.98	72.5	3 x 60 x	180	86.47	111.46	61.9	3 x 60 x	180	96.42	123.99	68.9	3 x 60 x	180	81.65	104.46	58.0
141	YN	Saayarn	x x x	0	0.00	0.0	2 x 60 x	120	42.50	54.99	68.7	3 x 60 x	180	61.47	79.23	66.0	3 x 60 x	180	101.07	129.97	72.						

Table 9.3-2 (b) Case Study of Substation (Phahol Yothin Area)

No	ABB	Substation	1996				2001				2006				2011				2016								
			Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)					
43	MC	Mochit	2 x 40	120	44.52	57.95	48.3	2 x 40	120	65.63	84.91	70.8	2 x 40	140	58.64	75.59	54.0	2 x 40	140	73.06	93.95	67.1	2 x 40	140	80.14	102.53	73.2
67	SM	Sailon	2 x 40	80	45.29	58.95	73.7	2 x 40	80	45.87	59.34	74.2	2 x 40	80	40.54	52.26	65.3	2 x 40	80	41.28	53.09	66.4	1 x 40	100	50.76	64.94	64.9
69	SN	Sansen	3 x 40	120	59.22	77.08	64.2	3 x 40	120	64.56	83.52	69.6	3 x 40	120	63.79	82.22	68.5	3 x 40	120	68.45	88.02	73.4	2 x 40	140	84.16	107.68	76.9
89	YT	Yothec	2 x 40	80	34.63	45.07	56.3	2 x 40	80	44.10	57.05	71.3	2 x 40	80	42.16	54.34	67.9	2 x 40	80	43.27	55.64	69.6	2 x 40	80	46.49	59.48	74.4
104	PP	Pradipat	2 x 40	80	37.76	49.15	61.4	1 x (40)	100	53.33	68.99	69.0	2 x 60	120	64.06	82.57	68.8	3 x 60	180	87.95	113.10	62.8	3 x 60	180	108.13	138.35	76.9
122	DD	Dindaeng	x	0	0.00	0.0	2 x 40	80	45.40	58.74	73.4	2 x 60	120	62.44	80.48	67.1	3 x 60	180	70.75	90.98	50.5	3 x 60	180	81.85	104.72	58.2	
168	NP	Sanaapao	x	0	0.00	0.0	x	0	0.00	0.0	0.0	2 x 60	120	63.80	82.24	68.5	2 x 60	120	54.13	69.61	58.0	2 x 60	120	66.55	85.15	71.0	
187	RO	Rajchakru	x	0	0.00	0.0	x	0	0.00	0.0	0.0	x	0	0.00	0.0	0.0	2 x 60	120	55.48	71.35	59.5	2 x 60	120	68.22	87.28	72.7	
Total				480	221.42	288.20	60.0		580	318.89	412.55	71.1		780	395.43	509.70	65.3		1020	494.37	635.74	62.3		1060	586.30	750.13	70.8

Case-1 (3 x 40MVA)

No	ABB	Substation	1996				2001				2006				2011				2016								
			Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)					
43	MC	Mochit	3 x 40	120	44.52	57.95	48.3	3 x 40	120	65.63	84.91	70.8	3 x 40	120	58.64	75.59	63.0	3 x 40	120	73.06	93.95	78.3	3 x 40	120	88.11	87.14	72.6
67	SM	Sailon	2 x 40	80	45.29	58.95	73.7	2 x 40	80	45.87	59.34	74.2	2 x 40	80	40.54	52.26	65.3	2 x 40	80	41.28	53.09	66.4	2 x 40	80	45.11	57.72	72.2
69	SN	Sansen	3 x 40	120	59.22	77.08	64.2	3 x 40	120	64.56	83.52	69.6	3 x 40	120	63.79	82.22	68.5	3 x 40	120	68.45	88.02	73.4	3 x 40	120	72.13	92.28	76.9
89	YT	Yothec	2 x 40	80	34.63	45.07	56.3	2 x 40	80	44.10	57.05	71.3	2 x 40	80	42.16	54.34	67.9	2 x 40	80	43.27	55.64	69.6	2 x 40	80	46.49	59.48	74.4
104	PP	Pradipat	2 x 40	80	37.76	49.15	61.4	3 x 40	120	53.33	68.99	57.5	3 x 40	120	64.06	82.57	68.8	3 x 40	120	72.24	92.90	77.4	3 x 40	120	73.38	93.89	78.2
122	DD	Dindaeng	x	0	0.00	0.0	2 x 40	80	45.40	58.74	73.4	3 x 40	120	62.44	80.48	67.1	3 x 40	120	70.75	90.98	75.8	3 x 40	120	58.46	74.80	62.3	
168	NP	Sanaapao	x	0	0.00	0.0	x	0	0.00	0.0	0.0	3 x 40	120	63.80	82.24	68.5	3 x 40	120	54.13	69.61	58.0	3 x 40	120	66.55	85.15	71.0	
187	RO	Rajchakru	x	0	0.00	0.0	x	0	0.00	0.0	0.0	3 x 40	120	62.44	80.48	67.1	3 x 40	120	55.48	71.35	59.5	3 x 40	120	68.22	87.28	72.7	
Total				480	221.42	288.20	60.0		600	318.89	412.55	68.8		760	395.43	509.70	67.1		960	494.37	635.74	66.2		1080	586.30	750.13	69.5

Case-2 (4 x 40MVA)

No	ABB	Substation	1996				2001				2006				2011				2016								
			Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)					
43	MC	Mochit	3 x 40	120	44.52	57.95	48.3	3 x 40	120	65.63	84.91	70.8	3 x 40	120	58.64	75.59	63.0	3 x 40	120	73.06	93.95	78.3	4 x 40	160	80.14	102.53	64.1
67	SM	Sailon	2 x 40	80	45.29	58.95	73.7	2 x 40	80	45.87	59.34	74.2	2 x 40	80	40.54	52.26	65.3	2 x 40	80	41.28	53.09	66.4	2 x 40	80	45.11	57.72	72.2
69	SN	Sansen	3 x 40	120	59.22	77.08	64.2	3 x 40	120	64.56	83.52	69.6	3 x 40	120	63.79	82.22	68.5	3 x 40	120	68.45	88.02	73.4	4 x 40	160	84.16	107.68	67.3
89	YT	Yothec	2 x 40	80	34.63	45.07	56.3	2 x 40	80	44.10	57.05	71.3	2 x 40	80	42.16	54.34	67.9	2 x 40	80	43.27	55.64	69.6	2 x 40	80	46.49	59.48	74.4
104	PP	Pradipat	2 x 40	80	37.76	49.15	61.4	3 x 40	120	53.33	68.99	57.5	3 x 40	120	64.06	82.57	68.8	4 x 40	160	87.95	113.10	70.7	4 x 40	160	96.55	123.53	77.2
122	DD	Dindaeng	x	0	0.00	0.0	2 x 40	80	45.40	58.74	73.4	3 x 40	120	62.44	80.48	67.1	4 x 40	160	70.75	90.98	75.8	4 x 40	160	81.85	104.72	65.5	
168	NP	Sanaapao	x	0	0.00	0.0	x	0	0.00	0.0	0.0	3 x 40	120	63.80	82.24	68.5	3 x 40	120	54.13	69.61	58.0	3 x 40	120	66.55	85.15	71.0	
187	RO	Rajchakru	x	0	0.00	0.0	x	0	0.00	0.0	0.0	3 x 40	120	62.44	80.48	67.1	3 x 40	120	55.48	71.35	59.5	4 x 40	160	85.44	109.32	68.3	
Total				480	221.42	288.20	60.0		600	318.89	412.55	68.8		760	395.43	509.70	67.1		920	494.37	635.74	69.1		1080	586.29	750.13	69.5

Case-3 (3 x 60MVA)

No	ABB	Substation	1996				2001				2006				2011				2016									
			Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)						
43	MC	Mochit	3 x 40	120	44.52	57.95	48.3	3 x 40	120	65.63	84.91	70.8	3 x 40	120	58.64	75.59	63.0	3 x 40	120	73.06	93.95	78.3	2 x 40	1 x 60	140	80.14	102.53	73.2
67	SM	Sailon	2 x 40	80	45.29	58.95	73.7	2 x 40	80	45.87	59.34	74.2	2 x 40	80	40.54	52.26	65.3	2 x 40	80	41.28	53.09	66.4	1 x 40	1 x 60	100	50.76	64.94	64.9
69	SN	Sansen	3 x 40	120	59.22	77.08	64.2	3 x 40	120	64.56	83.52	69.6	3 x 40	120	63.79	82.22	68.5	3 x 40	120	68.45	88.02	73.4	2 x 40	1 x 60	140	84.16	107.68	76.9
89	YT	Yothec	2 x 40	80	34.63	45.07	56.3	2 x 40	80	44.10	57.05	71.3	2 x 40	80	42.16	54.34	67.9	2 x 40	80	43.27	55.64	69.6	2 x 40	x	80	46.49	59.48	74.4
104	PP	Pradipat	2 x 40	80	37.76	49.15	61.4	2 x 60	120	53.33	68.99	57.5	2 x 60	120	64.06	82.57	68.8	3 x 60	180	87.95	113.10	62.8	3 x 60	x	180	108.13	138.35	76.9
122	DD	Dindaeng	x	0	0.00	0.0	2 x 60	120	45.40	58.74	73.4	2 x 60	120	62.44	80.48	67.1	3 x 60	180	70.75	90.98	50.5	3 x 60	x	180	81.85	104.72	58.2	
168	NP	Sanaapao	x	0	0.00	0.0	2 x 60	120	0.00	0.0	0.0	2 x 60	120	63.80	82.24	68.5	2 x 60	120	54.13	69.61	58.0	2 x 60	x	120	66.55	85.15	71.0	
187	RO	Rajchakru	x	0	0.00	0.0	x	0	0.00	0.0	0.0	2 x 60	120	62.44	80.48	67.1	2 x 60	120	55.48	71.35	59.5	2 x 60	x	120	68.22	87.28	72.7	
Total				480	221.42	288.20	60.0		640	318.89	412.55	64.5		760	395.43	509.70	67.1		1000	494.37	635.74	63.6		1060	586.30	750.13	70.8	

Case-4 (3 x 80MVA)

No	ABB	Substation	1996				2001				2006				2011				2016									
			Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)						
43	MC	Mochit	3 x 40	120	44.52	57.95	48.3	3 x 40	120	65.63	84.91	70.8	3 x 40	120	58.64	75.59	63.0	3 x 40	120	73.06	93.95	78.3	2 x 40	1 x 80	160	80.14	102.53	64.1
67	SM	Sailon	2 x 40	80	45.29	58.95	73.																					

Table 9.3-2 (c) Case Study of Substation (Jomthong Area)

No	ABB	Substation	1996				2001				2006				2011				2016								
			Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)					
9	BN	Bangood	2 x (40) x	80	39.40	51.28	64.1	2 x (40) 1 x 60	140	71.30	92.24	65.9	3 x 60 x	180	76.79	98.98	55.0	3 x 60 x	180	84.49	108.65	60.4	3 x 60 x	180	86.78	111.03	61.7
33	YG	Klongratsing	2 x (40) x	80	29.39	38.25	47.8	2 x 60 x	120	43.20	55.89	46.6	2 x 60 x	120	56.41	72.71	60.6	3 x 60 x	180	76.38	98.22	54.6	3 x 60 x	180	97.36	124.56	69.2
38	MN	Mahaisawan	2 x 40 1 x 60	140	36.14	47.04	33.6	2 x 40 1 x 60	140	62.04	80.27	57.3	2 x 40 1 x 60	140	59.00	76.05	54.3	2 x 40 1 x 60	140	73.36	94.34	67.4	2 x 40 1 x 60	140	75.35	96.40	68.9
52	PS	Petchkasem	1 x 40 2 x 22.4	84.8	44.76	58.26	68.7	1 x 40 2 x 22.4	84.8	42.58	55.09	65.0	1 x 40 1 x 60	100	44.25	57.04	57.0	1 x 40 1 x 60	100	50.41	64.82	64.8	2 x 60 x	120	62.00	79.33	66.1
81	TS	Taksin	2 x 40 x	80	34.68	45.14	56.4	2 x 40 x	80	37.47	48.48	60.6	2 x 40 x	80	42.08	54.24	67.8	2 x 40 x	80	42.58	54.76	68.5	2 x 40 x	80	43.73	55.95	69.9
151	FR	Futtakart	x x	0	0.00	0.0	0.0	2 x 60 x	120	33.32	43.11	35.9	2 x 60 x	120	44.09	56.83	47.4	2 x 60 x	120	50.74	65.25	54.4	2 x 60 x	120	53.78	68.81	57.3
Total				464.8	184.37	239.97	51.6		684.8	289.91	375.08	54.8		740	322.62	415.85	58.2		800	377.96	486.04	60.8		820	419.00	536.08	65.4

Case-1 (3 x 40MVA)

No	ABB	Substation	1996				2001				2006				2011				2016								
			Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)					
9	BN	Bangood	2 x 40 x	80	39.40	51.28	64.1	3 x 40 x	120	71.30	92.24	76.9	3 x 40 x	120	70.78	91.23	76.0	3 x 40 x	120	63.37	81.49	67.9	3 x 40 x	120	65.06	83.24	69.4
33	YG	Klongratsing	2 x 40 x	80	29.39	38.25	47.8	2 x 40 x	80	43.20	55.89	69.9	3 x 40 x	120	56.41	72.71	60.6	3 x 40 x	120	69.33	89.16	74.3	3 x 40 x	120	73.03	93.44	77.9
38	MN	Mahaisawan	3 x 40 x	120	36.14	47.04	39.2	3 x 40 x	120	62.04	80.27	66.9	3 x 40 x	120	59.00	76.05	63.4	3 x 40 x	120	73.36	94.34	78.6	3 x 40 x	120	46.02	58.88	49.1
52	PS	Petchkasem	1 x 40 2 x 22.4	84.8	44.76	58.26	68.7	1 x 40 2 x 22.4	84.8	42.58	55.09	65.0	2 x 40 x	80	44.25	57.04	71.3	3 x 40 x	120	50.41	64.82	54.0	3 x 40 x	120	62.00	79.33	66.1
81	TS	Taksin	2 x 40 x	80	34.68	45.14	56.4	2 x 40 x	80	37.47	48.48	60.6	2 x 40 x	80	42.08	54.24	67.8	2 x 40 x	80	42.58	54.76	68.5	2 x 40 x	80	43.73	55.95	69.9
151	FR	Futtakart	x x	0	0.00	0.0	0.0	2 x 40 x	80	33.32	43.11	35.9	3 x 40 x	120	50.10	64.58	53.8	2 x 40 x	80	50.74	65.25	54.4	3 x 40 x	120	53.78	68.81	57.3
		New-sub 1	x x	0	0.00	0.0	0.0	x x	0	0.00	0.0	0.0	2 x 40 x	80	28.17	36.22	45.3	2 x 40 x	80	28.17	36.22	45.3	2 x 40 x	80	46.04	58.91	73.6
		New-sub 2	x x	0	0.00	0.0	0.0	x x	0	0.00	0.0	0.0	x x	0	0.00	0.0	0.0	x x	0	0.00	0.0	0.0	2 x 40 x	80	29.33	37.52	46.9
Total				444.8	184.37	239.97	54.0		564.8	289.91	375.08	66.4		640	322.62	415.85	65.0		760	377.96	486.04	64.0		810	418.99	536.08	63.8

Case-2 (4 x 40MVA)

No	ABB	Substation	1996				2001				2006				2011				2016								
			Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)					
9	BN	Bangood	2 x 40 x	80	39.40	51.28	64.1	3 x 40 x	120	71.30	92.24	76.9	3 x 40 x	120	70.78	91.23	76.0	4 x 40 x	160	84.49	108.65	67.9	4 x 40 x	160	86.78	111.03	69.4
33	YG	Klongratsing	2 x 40 x	80	29.39	38.25	47.8	2 x 40 x	80	43.20	55.89	69.9	3 x 40 x	120	56.41	72.71	60.6	4 x 40 x	160	76.38	98.22	61.4	4 x 40 x	160	85.19	109.00	68.1
38	MN	Mahaisawan	3 x 40 x	120	36.14	47.04	39.2	3 x 40 x	120	62.04	80.27	66.9	3 x 40 x	120	59.00	76.05	63.4	3 x 40 x	120	73.36	94.34	78.6	3 x 40 x	120	46.02	58.88	49.1
52	PS	Petchkasem	1 x 40 2 x 22.4	84.8	44.76	58.26	68.7	1 x 40 2 x 22.4	84.8	42.58	55.09	65.0	2 x 40 x	80	44.25	57.04	71.3	3 x 40 x	120	50.41	64.82	54.0	4 x 40 x	160	74.17	94.89	59.3
81	TS	Taksin	2 x 40 x	80	34.68	45.14	56.4	2 x 40 x	80	37.47	48.48	60.6	2 x 40 x	80	42.08	54.24	67.8	2 x 40 x	80	42.58	54.76	68.5	2 x 40 x	80	43.73	55.95	69.9
151	FR	Futtakart	x x	0	0.00	0.0	0.0	2 x 40 x	80	33.32	43.11	35.9	3 x 40 x	120	50.10	64.58	53.8	3 x 40 x	120	50.74	65.25	54.4	4 x 40 x	160	83.11	106.33	66.5
Total				444.8	184.37	239.97	54.0		564.8	289.91	375.08	66.4		640	322.62	415.85	65.0		760	377.96	486.04	64.0		810	419.00	536.08	63.8

Case-3 (3 x 60MVA)

No	ABB	Substation	1996				2001				2006				2011				2016								
			Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)					
9	BN	Bangood	2 x 40 x	80	39.40	51.28	64.1	2 x 40 1 x 60	140	71.30	92.24	65.9	3 x 60 x	180	76.79	98.98	55.0	3 x 60 x	180	84.49	108.65	60.4	3 x 60 x	180	86.78	111.03	61.7
33	YG	Klongratsing	2 x 40 x	80	29.39	38.25	47.8	2 x 40 x	80	43.20	55.89	69.9	2 x 60 x	120	56.41	72.71	60.6	3 x 60 x	180	76.38	98.22	54.6	3 x 60 x	180	97.36	124.56	69.2
38	MN	Mahaisawan	3 x 40 x	120	36.14	47.04	39.2	3 x 40 x	120	62.04	80.27	66.9	3 x 40 x	120	59.00	76.05	63.4	2 x 40 1 x 60	140	73.36	94.34	67.4	2 x 40 1 x 60	140	75.35	96.40	68.9
52	PS	Petchkasem	1 x 40 2 x 22.4	84.8	44.76	58.26	68.7	1 x 40 2 x 22.4	84.8	42.58	55.09	65.0	1 x 40 1 x 60	100	44.25	57.04	57.0	1 x 40 1 x 60	100	50.41	64.82	64.8	2 x 60 x	120	62.00	79.33	66.1
81	TS	Taksin	2 x 40 x	80	34.68	45.14	56.4	2 x 40 x	80	37.47	48.48	60.6	2 x 40 x	80	42.08	54.24	67.8	2 x 40 x	80	42.58	54.76	68.5	2 x 40 x	80	43.73	55.95	69.9
151	FR	Futtakart	x x	0	0.00	0.0	0.0	2 x 60 x	120	33.32	43.11	35.9	2 x 60 x	120	44.09	56.83	47.4	2 x 60 x	120	50.74	65.25	54.4	2 x 60 x	120	53.78	68.81	57.3
Total				444.8	184.37	239.97	54.0		624.8	289.91	375.08	60.0		720	322.62	415.85	57.8		800	377.96	486.04	60.8		820	419.00	536.08	65.4

Case-4 (3 x 80MVA)

No	ABB	Substation	1996				2001				2006				2011				2016								
			Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)	Bank configuration	Capacity (MVA)	Load-1 (MW)	Load-2 (MVA)	Utilization factor (%)					
9	BN	Bangood	2 x 40 x	80	39.40	51.28	64.1	2 x 40 1 x 80	160	71.30	92.24	57.7	1 x 40 2 x 80	200	104.64	134.88	67.4	1 x 40 2 x 80	200	111.05	142.80	71.4	3 x 80 x	240	114.12	146.01	60.8
33	YG	Klongratsing	2 x 40 x	80	29.39	38.25	47.8	2 x 80 x	160	71.26	92.19	57.6	2 x 80 x	160	68.01	87.66	54.8	3 x 80 x	240	100.56	129.32	53.9	3 x 80 x	240	132.01	168.89	70.4
38	MN	Mahaisawan	3 x 40 x	120	36.14	47.04	39.2	2 x 40 1 x 80	160	67.31	87.08	54.4	2 x 40 1 x 80	160	63.64	82.03	51.3	2 x 40 1 x 80	160	73.36	94.34	59.0	2 x 40 1 x 80	160	78.63	100.60	62.9
52	PS	Petchkasem	1 x 40 2 x 22.4	84.8	44.76	58.26	68.7	1 x 40 2 x 22.4	84.8	42.58	55.09	65.0	1 x 40 1 x 80	120	44.25	57.04	47.5	1 x 40 1 x 80	120	50.41	64.82	54.0	1 x 40 1 x 80	120	50.52	64.63	53.9
81	TS	Taksin	2 x 40 x	80	34.68	45.14	56.4	2 x 40 x	80	37.47	48.48	60.6	2 x 40 x	80	42.08	54.24	67.8	2 x 40 x	80	42.58	54.76	68.5	2 x 40 x	80	43.73	55.95	69.9
151	FR	Futtakart	x x	0	0.																						

Figures indicated in parentheses are correspond to the expansion work numbers in Table 9.3-3.

Figures underneath symbol of substation mean the maximum load in MVA

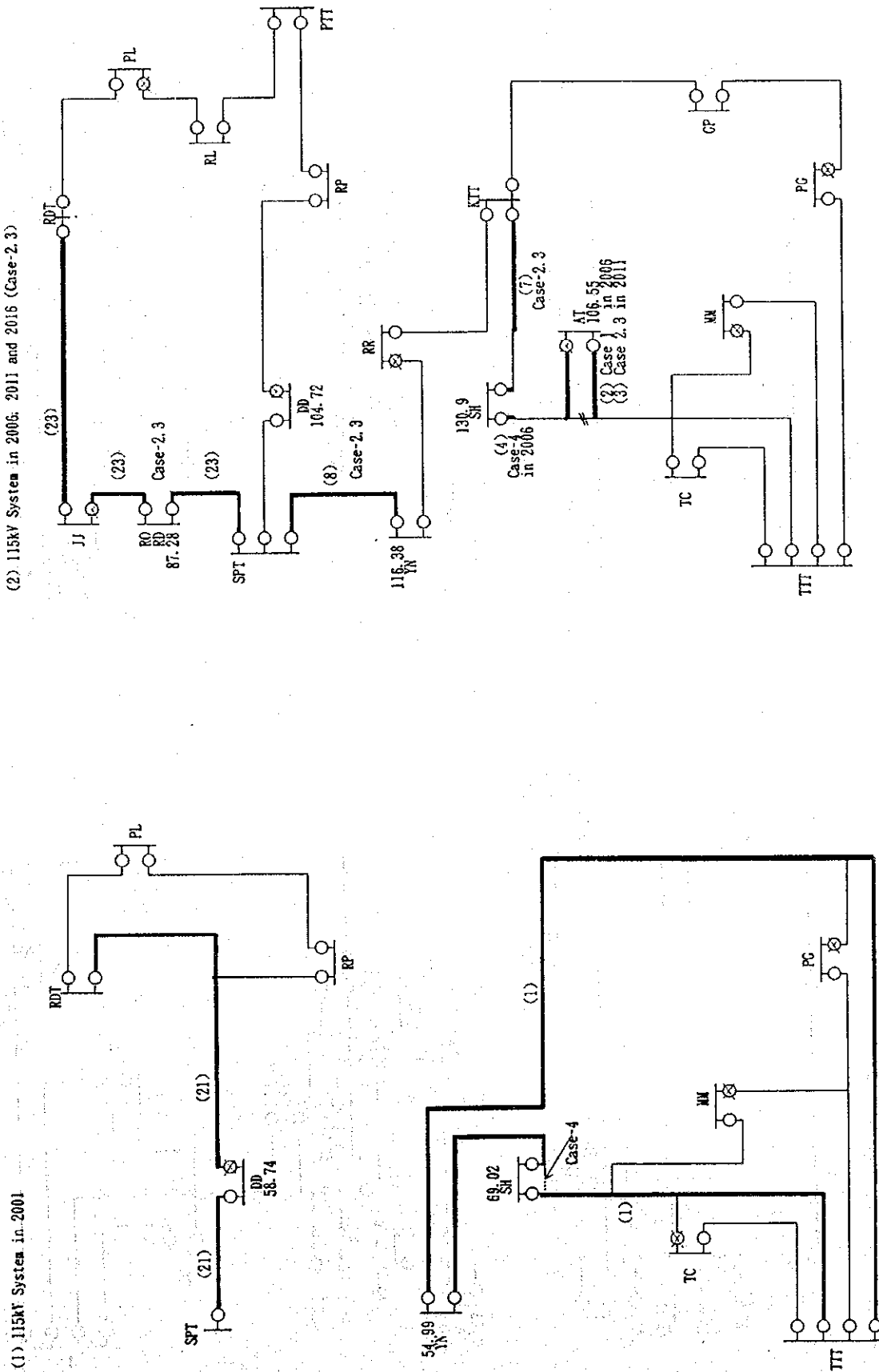
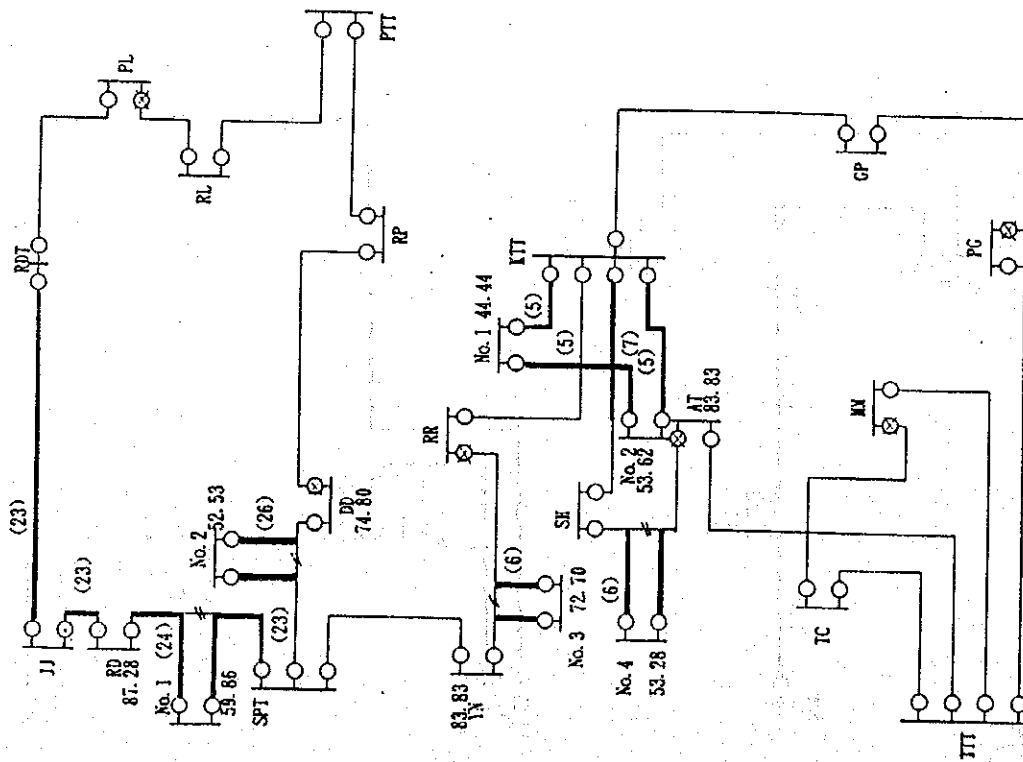


Fig. 9.3-2 System Configuration for Case Study (1 of 6)

(3) 115kV System in 2011 and 2016 (Case-1)



(4) 115kV System in 2011 and 2016 (Case-4)

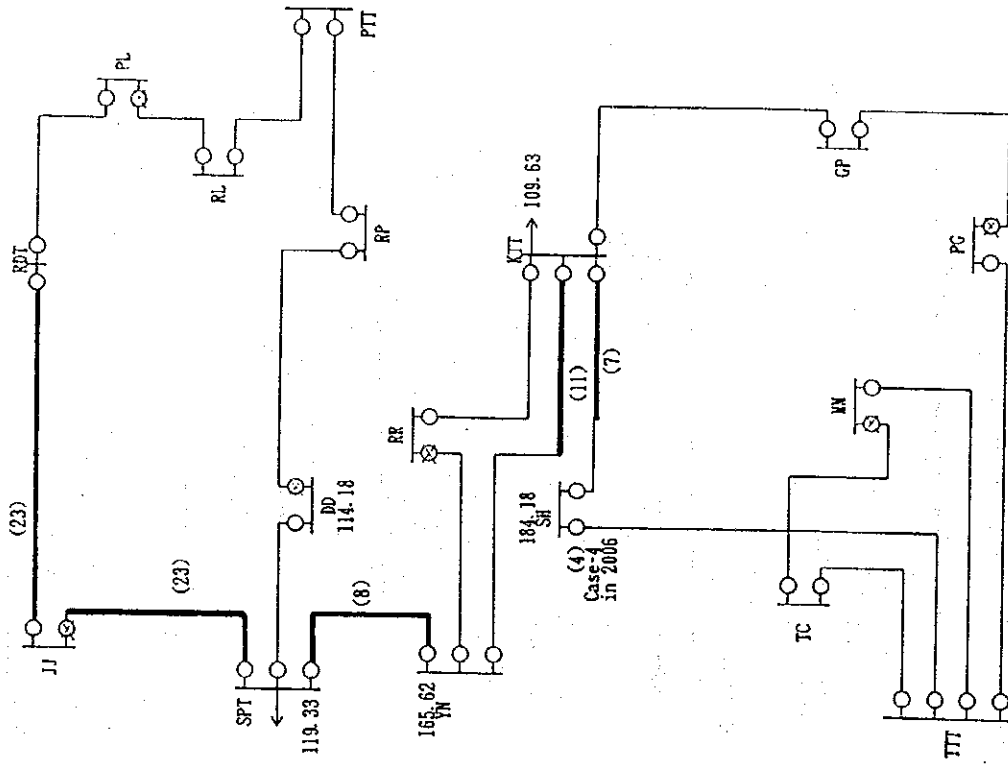
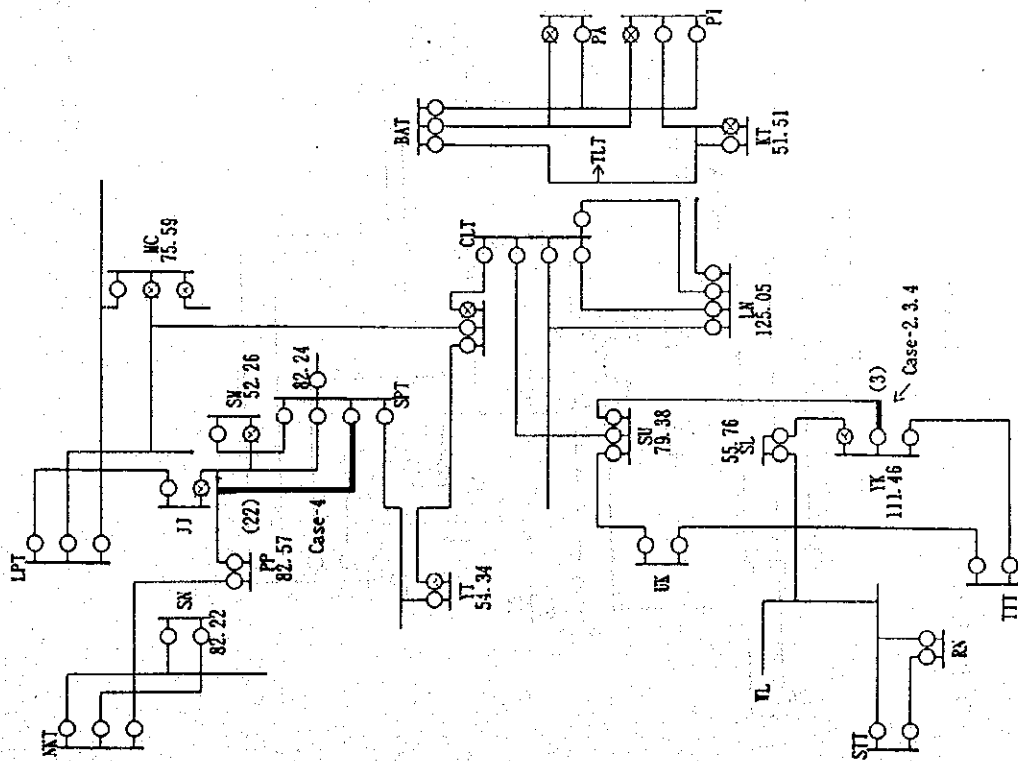


Fig. 9.3-2 System Configuration for Case Study (2 of 6)

(5) 69kV System in 2006 (Sathorn and Phahol Yothin)



(6) 69kV System in 2011 and 2016. (Sathorn and Phahol Yothin)

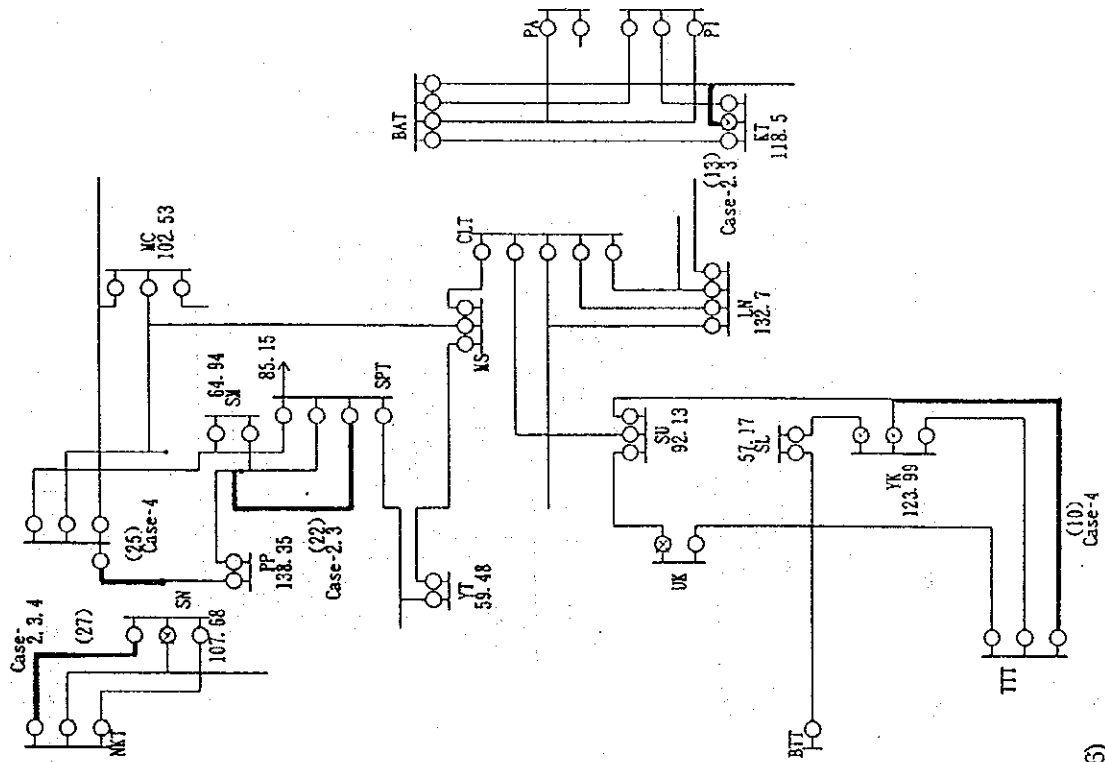


Fig. 9.3-2 System Configuration for Case Study (3 of 6)

Table 9.3-3 (a) Cost of Case Study (Sathorn Area)

		2001		2006		2011		2016		Total						
		Construction	Cost (1000 Baht)	Construction	Cost (1000 Baht)	Construction	Cost (1000 Baht)	Construction	Cost (1000 Baht)	Construction	Cost (1000 Baht)					
Case-1	Substation	New Samyarn(YN) : 2x40 (115kV) Satorn(SH) : 3x40 (115kV)	152,200 170,600	New Satorntai(AT) : 2x40 (115kV)	152,200	New New-substation 1 : 2x40 New-substation 2 : 2x40 New-substation 3 : 2x40 New-substation 4 : 2x40	152,200 152,200 152,200 152,200	Addition of capacity New-substation 3 : 2x40 to 3x40	18,400	New 7 substations 600 MVA	1,093,800					
		Addition of capacity Yenarkart(YK) : 2x40 to 3x40 Samyarn(YN) : 2x40 to 3x40	17,300 18,400	Addition of capacity Klongtoey(KT) : 2x40 to 3x40 Satorntai(AT) : 2x40 to 3x40	17,300 18,400	Addition of capacity Klongtoey(KT) : 2x40 to 3x40 Satorntai(AT) : 2x40 to 3x40	17,300 18,400		Addition of capacity 5 substations 200 MVA	89,800						
		Sub-Amount	(322,800) 322,800	Sub-Amount	(133,970) 187,900	Sub-Amount	(327,630) 644,500		Sub-Amount	(6,670) 18,400	Sub-Amount	(791,070) 1,173,600				
		Line	(1) Thanontok-YN-SH-Thanontok 2x400 14.7km, 2x800 12.5km	284,500 52,553	(2) Link Satorntai 2x800 1.0km	22,760	(5) New-ss 1,2 Klongtoey loop 2x800 7km (6) New-ss 3,4 Branch near YN and SH 2x800 4km (7) Klongtoey-Sat.Rd. 2x800 1.2km (8) Sanampao-YN 2x800 4.6km		159,320 91,040 27,312 104,696							
		Sub-Amount	(337,053) 337,053	Sub-Amount	(16,230) 22,760	Sub-Amount	(194,330) 382,368		Sub-Amount	(0) 18,400	Sub-Amount	(547,663) 742,181				
	Amount	(659,853) 659,853	Amount	(150,200) 210,660	Amount	(522,010) 1,026,868	Amount	(6,670) 18,400	Amount	(1,338,733) 1,915,781						
Case-2	Substation	New Samyarn(YN) : 2x40 (115kV) Satorn(SH) : 3x40 (115kV)	152,200 170,600	Addition of capacity Yenarkart(YK) : 2x40 to 4x40(69kV) Samyarn(YN) : 2x40 to 3x40	61,300 18,400	New Satorntai(AT) : 4x40 New-substation 1 : 3x40	211,200 170,600	Addition of capacity New-substation 1 : 3x40 to 4x40	40,600	New 4 substations 480 MVA	704,600					
		Addition of capacity Klongtoey(KT) : 2x40 to 4x40 Samyarn(YN) : 3x40 to 4x40 Satorn(SH) : 3x40 to 4x40	61,300 40,600 40,600			Addition of capacity 6 substations 320 MVA	262,800									
		Sub-Amount	(322,800) 322,800			Sub-Amount	(56,820) 79,700			Sub-Amount	(266,530) 524,300	Sub-Amount	(14,720) 40,600	Sub-Amount	(660,870) 967,400	
		Line	(1) Thanontok-YN-SH-Thanontok 2x400 14.7km, 2x800 12.5km			284,500 52,553	(3) Link Yenarkart 2x800 0.1km			2,003	(9) Klongtoey-New-ss1 Branch SH 2x800 2.0km (10) Link Satorntai 2x800 1.0km (11) Klongtoey-Sat.Rd. 2x800 1.2km (12) Sanampao-YN 2x800 4.6km (13) Link Klongtoey 2x800 0.5km	45,520 22,760 27,312 104,696 11,380				
		Sub-Amount	(337,053) 337,053			Sub-Amount	(1,430) 2,003			Sub-Amount	(107,600) 211,668	Sub-Amount	(0) 40,600	Sub-Amount	(446,083) 550,724	
	Amount	(659,853) 659,853	Amount	(58,250) 81,703	Amount	(374,130) 735,968	Amount	(14,720) 40,600	Amount	(1,106,953) 1,518,124						
Case-3	Substation	New Samyarn(YN) : 2x60 (115kV) Satorn(SH) : 2x60 (115kV)	167,000 167,000	Addition of capacity Yenarkart(YK) : 2x40 to 3x60	61,800	New Satorntai(AT) : 3x60	188,300	Addition of capacity Silom(SL) : 2x40 to 1x40 + 1x60 Surawong(SU) : 3x40 to 2x40 + 1x60	17,000 17,000	New 3 substations 420 MVA	522,300					
		Addition of capacity Klongtoey(KT) : 2x40 to 3x60 Lumpini(LN) : 4x40 to 3x40+1x60 Samyarn(YN) : 2x60 to 3x60 Satorn(SH) : 2x60 to 3x60	61,800 17,000 21,300 21,300			Addition of capacity 7 substations 380 MVA	217,200									
		Sub-Amount	(334,000) 334,000			Sub-Amount	(44,060) 61,800			Sub-Amount	(157,440) 309,700	Sub-Amount	(12,320) 34,000	Sub-Amount	(547,820) 739,500	
		Line	(1) Thanontok-YN-SH-Thanontok 2x400 14.7km, 2x800 12.5km			284,500 52,553	(3) Link Yenarkart 2x800 0.1km			2,003	(2) Link Satorntai 2x800 1.0km (7) Klongtoey-Sat.Rd. 2x800 1.2km (8) Sanampao-YN 2x800 4.6km (13) Link Klongtoey 2x800 0.5km	22,760 27,312 104,696 11,380				
		Sub-Amount	(337,053) 337,053			Sub-Amount	(1,430) 2,003			Sub-Amount	(84,460) 166,148	Sub-Amount	(0) 34,000	Sub-Amount	(422,943) 505,204	
	Amount	(671,053) 671,053	Amount	(45,490) 63,803	Amount	(241,900) 475,848	Amount	(12,320) 34,000	Amount	(970,763) 1,244,704						
Case-4	Substation	New Samyarn(YN) : 2x80 (115kV)	181,000	New Satorn(SH) : 2x80	181,000	Addition of capacity Klongtoey(KT) : 2x40to115kV 2x80 Lumpini(LN) : 4x40 to 3x40+1x80 Yenarkart(YK) : 2x80 to 3x80 Samyarn(YN) : 2x80 to 3x80 Satorn(SH) : 2x80 to 3x80	146,000 19,500 22,800 34,800 34,800	Addition of capacity Silom(SL) : 2x40 to 1x40 + 1x80	19,500	New 2 substations 320 MVA	362,000					
		Addition of capacity Yenarkart(YK) : 2x40 to 2x80	39,000	Addition of capacity 7 substations 480 MVA	316,400											
		Sub-Amount	(181,000) 181,000	Sub-Amount	(156,860) 220,000					Sub-Amount	(131,100) 257,900	Sub-Amount	(7,070) 19,500	Sub-Amount	(476,030) 678,400	
		Line	(1) Thanontok-YN-Thanontok 2x400 14.7km, 2x800 12.3km	279,948 52,553	(4) Link Satorn 2x800 0.2km (3) Link Yenarkart 2x800 0.1km					5,452 2,003	(10) Thanontok-YK 2x800 7.5km (11) Klongtoey-Satorn Rd. link YN 115kV 2x800 1.8km (7) Klongtoey-Sat.Rd. 2x800 1.2km (8) Sanampao-YN 2x800 4.6km	150,225 40,968 27,312 104,696				
		Sub-Amount	(332,501) 332,501	Sub-Amount	(5,320) 7,455					Sub-Amount	(164,300) 323,201	Sub-Amount	(0) 19,500	Sub-Amount	(602,121) 663,157	
	Amount	(513,501) 513,501	Amount	(162,170) 227,455	Amount	(295,400) 591,101	Amount	(7,070) 19,500	Amount	(978,141) 1,341,557						

() : Present value of cost at 2001
Interest : 7%

Table 9.3-3 (b) Cost of Case Study (Phahol Yothin Area)

		2001		2006		2011		2016		Total	
		Construction	Cost (1000 Baht)	Construction	Cost (1000 Baht)	Construction	Cost (1000 Baht)	Construction	Cost (1000 Baht)	Construction	Cost (1000 Baht)
Case-1	Substation	New Dindaeng(DD) : 2×40	152,200	New Sanampao(NP) : 3×40	170,600	New Rajchakru(RO) : 3×40 New-substation 1 : 2×40	170,600 152,200	New New-substation 2 : 2×40	152,200	New 5 substations 480 MVA	797,800
		Addition of capacity Pradipat(PP) : 2×40 to 3×40	17,300	Addition of capacity Dindaeng(DD) : 2×40 to 3×40	18,400			Addition of capacity New-substation 1 : 2×40 to 3×40	18,400	Addition of capacity 3 substations 120 MVA	54,100
		Sub-Amount	(169,500) 169,500	Sub-Amount	(134,750) 189,000	Sub-Amount	(164,100) 322,800	Sub-Amount	(61,830) 170,600	Sub-Amount	(530,180) 851,900
	Line	115kV loop for Dindaeng (21) Ratchada-DD-Sanampao 2×400 2.0km, 2×800 8.2km	186,632 7,150		(23) Sanampao-RO-JJ-Ratchada 115kV 2×800 6.6km (24) New-ss 1 Branch near RO 2×800 5km	150,216 113,800	(26) New-ss 2 Branch near DD 2×800 2km	45,520			
		Sub-Amount	(193,782) 193,782	Sub-Amount	()	Sub-Amount	(134,210) 264,016	Sub-Amount	(16,500) 45,520	Sub-Amount	(344,492) 503,318
	Amount	(363,282) 363,282	Amount	(134,750) 189,000	Amount	(298,310) 586,816	Amount	(78,330) 216,120	Amount	(874,672) 1,355,218	
Case-2	Substation	New Dindaeng(DD) : 2×40	152,200	New Sanampao(NP) : 3×40	170,600	New Rajchakru(RO) : 3×40	170,600			New 3 substations 320 MVA	493,400
		Addition of capacity Pradipat(PP) : 2×40 to 3×40	17,300	Addition of capacity Dindaeng(DD) : 2×40 to 3×40	18,400	Addition of capacity Pradipat(PP) : 3×40 to 4×40	44,000	Addition of capacity Mochit(MC) : 3×40 to 4×40 Samsen(SN) : 3×40 to 4×40 Dindaeng(DD) : 3×40 to 4×40 Rajchakru(RO) : 3×40 to 4×40	40,600 44,000 40,600 40,600	Addition of capacity 7 substations 280 MVA	245,500
		Sub-Amount	(169,500) 169,500	Sub-Amount	(134,750) 189,000	Sub-Amount	(109,090) 214,600	Sub-Amount	(60,090) 165,800	Sub-Amount	(473,430) 738,900
	Line	115kV loop for Dindaeng (21) Ratchada-DD-Sanampao 2×400 2.0km, 2×800 8.2km	186,632 7,150		(23) Sanampao-RO-JJ-Ratchada 115kV 2×800 6.6km (22) Sanampao-PP branch near Sailom 2×800 1.5km	150,216 30,045	(27) N. Bangkok-Samsen 2×400 4.5km, 2×800 0.6km	12,018 15,025			
		Sub-Amount	(193,782) 193,782	Sub-Amount	()	Sub-Amount	(91,640) 180,261	Sub-Amount	(9,800) 27,043	Sub-Amount	(295,222) 401,086
	Amount	(363,282) 363,282	Amount	(134,750) 189,000	Amount	(200,730) 394,861	Amount	(69,900) 192,843	Amount	(768,662) 1,139,986	
Case-3	Substation	New Dindaeng(DD) : 2×60	167,000	New Sanampao(NP) : 2×60	167,000	New Rajchakru(RO) : 2×60	167,000			New 3 substations 360 MVA	501,000
		Addition of capacity Pradipat(PP) : 2×40 to 2×60	34,000			Addition of capacity Pradipat(PP) : 2×60 to 3×60 Dindaeng(DD) : 2×60 to 3×60	27,800 21,300	Addition of capacity Mochit(MC) : 3×40 to 2×40 + 1×60 Sailom(SM) : 2×40 to 1×40 + 1×60 Samsen(SN) : 3×40 to 2×40 + 1×60	17,000 17,000 17,000	Addition of capacity 6 substations 220 MVA	134,100
		Sub-Amount	(201,000) 201,000	Sub-Amount	(119,070) 167,000	Sub-Amount	(109,850) 216,100	Sub-Amount	(18,480) 51,000	Sub-Amount	(448,400) 635,100
	Line	115kV loop for Dindaeng (21) Ratchada-DD-Sanampao 2×400 2.0km, 2×800 8.2km	186,632 7,150		(23) Sanampao-RO-JJ-Ratchada 115kV 2×800 6.6km (22) Sanampao-PP branch near Sailom 2×800 1.5km	150,216 30,045	(27) N. Bangkok-Samsen 2×400 4.5km, 2×800 0.6km	12,018 15,025			
		Sub-Amount	(193,782) 193,782	Sub-Amount	()	Sub-Amount	(91,640) 180,261	Sub-Amount	(9,800) 27,043	Sub-Amount	(295,222) 401,086
	Amount	(394,782) 394,782	Amount	(119,070) 167,000	Amount	(201,490) 396,361	Amount	(28,290) 78,043	Amount	(743,632) 1,036,186	
Case-4	Substation	New Dindaeng(DD) : 2×80	181,000	New Sanampao(NP) : 2×80	181,000					New 2 substations 320 MVA	362,000
		Addition of capacity Pradipat(PP) : 2×40 to 2×80		Addition of capacity Pradipat(PP) : 2×80 to 3×80	41,000	Addition of capacity Pradipat(PP) : 2×80 to 3×80	22,800	Addition of capacity Mochit(MC) : 3×40 to 2×40 + 1×80 Sailom(SM) : 2×40 to 1×40 + 1×80 Samsen(SN) : 3×40 to 2×40 + 1×80	19,500 19,500 19,500	Addition of capacity 5 substations 280 MVA	122,300
		Sub-Amount	(181,000) 181,000	Sub-Amount	(158,280) 222,000	Sub-Amount	(11,590) 22,800	Sub-Amount	(21,200) 58,500	Sub-Amount	(372,070) 484,300
	Line	115kV loop for Dindaeng (21) Ratchada-DD-Sanampao 2×400 2.0km, 2×800 8.2km	186,632 7,150	(12) Sanampao-PP branch near Sailom 2×800 1.5km	30,045	(23) Sanampao-JJ-Ratchada 115kV 2×800 6.5km (25) Lardprao-PP branch near Prachacuen 2×800 2.1km	147,940 42,063	(27) N. Bangkok-Samsen 2×400 4.5km, 2×800 0.6km	10,015 15,025		
		Sub-Amount	(193,782) 193,782	Sub-Amount	(21,420) 30,045	Sub-Amount	(96,590) 190,003	Sub-Amount	(9,080) 25,040	Sub-Amount	(320,872) 438,870
	Amount	(374,782) 374,782	Amount	(179,700) 252,045	Amount	(108,180) 212,803	Amount	(30,280) 83,540	Amount	(692,942) 923,170	

() : Present value of cost at 2001
Interest : 7%

Table 9.3-3 (c) Cost of Case Study (Jomthong Area)

		2001		2006		2011		2016		Total		
		Construction	Cost (1000 Baht)	Construction	Cost (1000 Baht)	Construction	Cost (1000 Baht)	Construction	Cost (1000 Baht)	Construction	Cost (1000 Baht)	
Case-1	Substation	New Wuttakart (WR) : 2x40	136,500			New New-substation 1 : 2x40	136,500	New New-substation 2 : 2x40	136,500	New 3 substations 240 MVA	409,500	
		Addition of capacity Bangmod (BM) : 2x40 to 3x40	17,300	Addition of capacity Klongwatsing (WG) : 2x40 to 3x40 Petchkasem (PS) : 1x40 + 2x22.4 to 2x40 Wuttakart (WR) : 2x40 to 3x40	17,300 14,000 17,300	Addition of capacity Petchkasem (PS) : 2x40 to 3x40	17,300			Addition of capacity 5 substations 155 MVA	83,200	
			(153,800)		(34,650)		(109,660)		(97,320)		(395,430)	
		Sub-Amount	153,800	Sub-Amount	48,600	Sub-Amount	153,800	Sub-Amount	136,500	Sub-Amount	492,700	
		Line	(31) Watkampaeng-Ekachai 2*800 1.5km (32) Link Wuttakalt 2*400 4.0km 2*800 0.5km	30,045 13,380 10,015	(35) Link Watkampaeng 2*800 0.2km	4,006	Thonburi-New-ss 1 (38) Thonburi-Mahaisawan Rd. 2*400 2.1km, 2*800 1.0km (39) Mahaisawan Rd.-New-ss (Ekachai) -S.Thonburi 2*400 6km, 2*800 6km	20,030 7,025 120,180 20,070	(45) Interconnect New-ss 1 and ss 2 Brabch line 2*800 2ckt 2km	81,984		
	(53,440)		(2,860)		(119,290)		(58,450)		(234,040)			
	Sub-Amount	53,440	Sub-Amount	4,006	Sub-Amount	167,305	Sub-Amount	81,984	Sub-Amount	306,735		
	Amount	(207,240)	Amount	(37,510)	Amount	(228,940)	Amount	(155,780)	Amount	(629,470)		
		207,240		52,606		321,105		218,484		799,435		
Case-2	Substation	New Wuttakart (WR) : 2x40	136,500							New 1 substations 80 MVA	136,500	
		Addition of capacity Bangmod (BM) : 2x40 to 3x40	17,300	Addition of capacity Klongwatsing (WG) : 2x40 to 3x40 Petchkasem (PS) : 1x40 + 2x22.4 to 2x40 Wuttakart (WR) : 2x40 to 3x40	17,300 14,000 17,300	Addition of capacity Bangmod (BM) : 3x40 to 4x40 Klongwatsing (WG) : 3x40 to 4x40 Petchkasem (PS) : 2x40 to 3x40	44,000 44,000 17,300	Addition of capacity Petchkasem (PS) : 3x40 to 4x40 Wuttakart (WR) : 3x40 to 4x40	44,000 44,000	Addition of capacity 9 substations 315 MVA	259,200	
			(153,800)		(34,650)		(75,080)		(62,740)		(326,270)	
		Sub-Amount	153,800	Sub-Amount	48,600	Sub-Amount	105,300	Sub-Amount	88,000	Sub-Amount	395,700	
		Line	(31) Watkampaeng-Ekachai 2*800 1.5km (32) Link Wuttakalt 2*400 4.0km 2*800 0.5km	30,045 13,380 10,015	(35) Link Watkampaeng 2*800 0.2km	4,006	(38) Thonburi-Mahaisawan Rd. 2*400 2.1km, 2*800 1.0km (36) Link Bangmod 2*800 0.5km (40) Link K.watsing 2*800 0.3km	20,030 7,025 10,015 6,009	(46) Bangkoknoi-Petchkasem 2*400 2.5km, 2*800 2.5km (47) Thonburi-Wuttakart 2*400 3km, 2*800 3.0km	50,075 8,363 60,090 10,035		
	(53,440)		(2,860)		(30,710)		(91,660)		(178,670)			
	Sub-Amount	53,440	Sub-Amount	4,006	Sub-Amount	43,079	Sub-Amount	128,563	Sub-Amount	229,088		
	Amount	(207,240)	Amount	(37,510)	Amount	(105,790)	Amount	(154,410)	Amount	(504,950)		
		207,240		52,606		148,379		216,563		624,788		
Case-3	Substation	New Wuttakart (WR) : 2x60	150,000							New 1 substations 120 MVA	150,000	
		Addition of capacity Bangmod (BM) : 2x40 to 2x40 + 1x60	20,300	Addition of capacity Bangmod (BM) : 2x40 + 1x60 to 3x60 Klongwatsing (WG) : 2x40 to 2x60 Petchkasem (PS) : 1x40 + 2x22.4 to 1x40+1x60	41,500 34,000 17,000	Addition of capacity Klongwatsing (WG) : 2x60 to 3x60 Mahaisawan (MN) : 3x40 to 2x40 + 1x60	27,800 17,000	Addition of capacity Petchkasem (PS) : 1x40 + 1x60 to 2x60	17,000	Addition of capacity 7 substations 255 MVA	174,600	
			(170,300)		(65,950)		(31,940)		(12,120)		(280,310)	
		Sub-Amount	170,300	Sub-Amount	92,500	Sub-Amount	44,800	Sub-Amount	17,000	Sub-Amount	324,600	
		Line	(31) Watkampaeng-Ekachai 2*800 1.5km (32) Link Wuttakalt 2*400 4.0km 2*800 0.5km	30,045 13,380 10,015	(34) Mahaisawan-Tapra intersection 2*400 1.4km, 2*800 0.2km (35) Link Watkampaeng 2*800 0.2km (36) Link Bangmod 2*800 2 to 3ckt 0.5km	4,006 3,345 4,683 10,015	(38) Thonburi-Mahaisawan Rd. 2*400 2.1km, 2*800 1.0km (40) Link K.watsing 2*800 0.3km (41) Watkampaeng-Bangkhavntian Rd. 2*800 2.0km	20,030 7,025 6,009 40,060				
	(53,440)		(15,720)		(52,140)		(0)		(121,300)			
	Sub-Amount	53,440	Sub-Amount	22,049	Sub-Amount	73,124	Sub-Amount		Sub-Amount	148,613		
	Amount	(223,740)	Amount	(81,670)	Amount	(84,080)	Amount	(12,120)	Amount	(401,610)		
		223,740		114,549		117,924		17,000		473,213		
Case-4	Substation	Addition of capacity Bangmod (BM) : 2x40 to 2x40 + 1x80 Klongwatsing (WG) : 2x40 to 2x80 Mahaisawan (MN) : 3x40 to 2x40 + 1x80	22,800 39,000 19,500	Addition of capacity Bangmod (BM) : 2x40 + 1x80 to 1x40 + 2x80 Petchkasem (PS) : 1x40 + 2x22.4 to 1x40 + 1x80	19,500 19,500	Addition of capacity Klongwatsing (WG) : 2x80 to 3x80	22,800	Addition of capacity Petchkasem (PS) : 1x40 + 2x80 to 3x80	19,500	Addition of capacity 7 substations 395 MVA	162,600	
			(81,300)		(27,810)		(16,260)		(13,900)		(139,270)	
		Sub-Amount	81,300	Sub-Amount	39,000	Sub-Amount	22,800	Sub-Amount	19,500	Sub-Amount	162,600	
		Line	(33) Watkampaeng-K.watsing 2*800 2.0km (34) Mahaisawan-Tapra intersection 2*400 1.4km, 2*800 0.2km	40,060 4,683 4,006	(37) S.thonburi-Bangmod 2*800 6.5km	130,195	(42) Souththonburi-Watkanpeang 2*800 2.6km	52,078	(46) Bangkoknoi-Petchkasem 2*400 2.5km, 2*800 2.5km	55,075 8,363		
			(48,749)		(92,830)		(37,130)		(45,230)		(223,939)	
	Sub-Amount	48,749	Sub-Amount	130,195	Sub-Amount	52,078	Sub-Amount	63,438	Sub-Amount	294,460		
	Amount	(130,049)	Amount	(120,630)	Amount	(53,390)	Amount	(59,130)	Amount	(363,199)		
		130,049		169,195		74,878		82,938		457,060		

() : Present value of cost at 2001

9.3.2 115kV系統および69kV系統のモデルによる比較

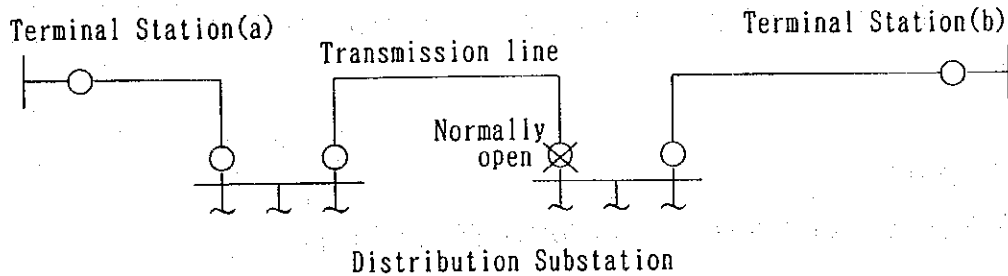
MEAの電力系統は、市中心部付近は69kVで送電し、周辺は115kVで送電する形態をとっているが、115kV系統がより一層拡大される傾向にある。

そこで、69kVで系統を構成した場合と115kVで構成した場合について、系統の構成状況、運用面、建設費、経済性などについて比較した。

(1) モデル系統の構成

MEAの計画基準に準拠し、配電用変電所は60MVA×3台とする。送電線は、ターミナル変電所から複数の配電用変電所を経由して別のターミナル変電所へ連絡する“tapped-tie normally open”方式を採用する。

配電用変電所についての前提条件



(2) 送電線の容量

計画基準に準拠した送電容量の送電線が設置されているものとする。

送電線の容量(MVA) (ダブルコンダクタの使用による)

	69 kV		115 kV	
	常時	非常時	常時	非常時
架空送電線	192	212	288	308
地中送電線	192	212	288	308

(3) 負荷条件

稼働率は80%とし、常時の負荷は次のとおりとする。

- ・配電用変電所： $3 \times 60 \text{ MVA} \times 0.8 = 144 \text{ MVA}$
- ・ターミナル変電所： $4 \times 300 \text{ MVA} \times 0.8 = 960 \text{ MVA}$

(4) 全体の系統構成

2箇所のターミナル変電所は、送電可能電力が(3)項で与えた条件から、1,920MVAとなり、ほぼ配電用変電所14箇所に送電可能である。このうち2箇所は、それぞれのターミナル変電所に直接設置され、残る12変電所が送電線を通して送電される。前述の送電線容量から見ると115kVの場合は1回線で配電用変電所2箇所まで送電することができる。

69kVの場合は、1.33箇所(192/144MVA)すなわち、変電所3バンク1箇所と他の変電所の1バンク分、合計4バンク分の負荷に送電できる。このことと前述(1)項の系統構成をベースにすると Fig. 9.3-3(a)、(b) のような系統が組み立てられる。

115kV系統の使用導体はターミナル変電所引出し側にダブルコンダクタを必要とするが、配電用変電所相互間はシングルコンダクタでよい。69kV系統の場合は、片側の送電線の停止を考えると、どちらか一方の変電所には予備線が必要になる。予備線の容量はFig. 9.3-4に示すように2バンク分の送電ができればよい。しかし、将来の系統条件の変化に柔軟に対応することができるようにダブルコンダクタを使用することにする。

(5) 工事費の単価

本調査団の調査資料をベースとして次の単価を使用する。

	単位1000円	
	69 kV	115 kV
配電用変電所 60 MVA 2バンク	150,000	167,000
1バンク追加	20,300	21,300
送電線(架空) 1ckt/km double conductor	3,344	3,575
送電線(地中) 1ckt/km double conductor	20,024	22,757
送電線引出し口 CB	9,100	11,400

(6) 系統電圧と工事費

実際の系統の発展は時の経過とともに進んでいくが、ここではモデル系統全体の工事費について比較を行う。ターミナル変電所と配電用変電所および配電用変電所相互間の距離をパラメータとして69kV、115kV系統にどのような工事費の変化があるかを見る。送電距離が短い方が変電機器の安価な69kVが有利であるが、送電距離が長くなると予備線が不用な115kV系統が有利になる。加えて、115kV系統は送電ロスが少な

という利点がある。

工事費および送電ロスの算定は、それぞれの変電所が等間隔に配置してあると仮定して行う。

(7) 工事費およびロスを含めた年経費の比較

工事費はTable 9.3-4(a)に示すように、地中線の場合は配電用変電所間隔が約 2.7 kmを境界に、これより長ければ 115kV案が有利になり、短ければ69kV案が有利になる。

ロスを含めた年経費で比較すれば、ほぼ 2 km付近が境界となる。センシティブティテストとして、115kV 案の遮断器コストが当初案より10%上昇したと仮定(11.4→12.54 M. Baht)して計算した結果は、工事費比較ではほぼ 3 kmが境界となり、ロスを含めた年経費比較ではほぼ 2.3kmが境界となる。Table 9.3-4(b)参照 架空線の場合は、送電工事費が相対的に安くなるため、境界となる巨長は長くなるが、ロスを含めた年経費比較ではほぼ 2.1kmが境界巨長になり、地中線の場合とほぼ同じ結果が得られた。結果をTable 9.3-4(c)に示す。また、Table 9.3-4(a)、(b)に詳細比較を示す。

(8) 結果

以上、各ケース比較の結果、工事費単価、架空・地中の別などにより経済性に影響を受けるが、115kV 系統を重点に強化を進めていくことが、系統の簡素化、送電線回線数の減少、ロスの軽減などの面で有利と考えられる。しかし、バンコク中心部の系統はすでに69kVで構築されており、道路条件によっては、69kV架空線なら建設できるが、115kV架空線は建設できない事例も存在するので69kV系統も捨て難い面がある。

(9) 230kVおよび 115kV配電用変電所の比較

上記と同様の手法で 230kVと 115kV配電用変電所80 MVA× 3を数地点建設する場合について比較した。

230kV 配電用変電所を建設すればターミナル変電所の変圧器容量は小さくて済むが、個々の配電用変電所の単価が高く、送電線を含めた工事費でも 115kV案が有利である。

地中送電線供給地域では、230kVケーブル工事費が高いので 230kV案は明らかに不利である。

地中送電線供給地域では、Table 9.3-6 に示すように両案は近似の値となる。しかし、架空送電線建設可能地域は、一般的に需要密度が低く大容量配電用変電所の必要性が少ないこと、および、230kV 架空送電線を道路沿いに多数建設することの困難性などを考慮すると、230kV配電用変電所の採用は避けるべきものと考えられる。

(Unit: MVA)

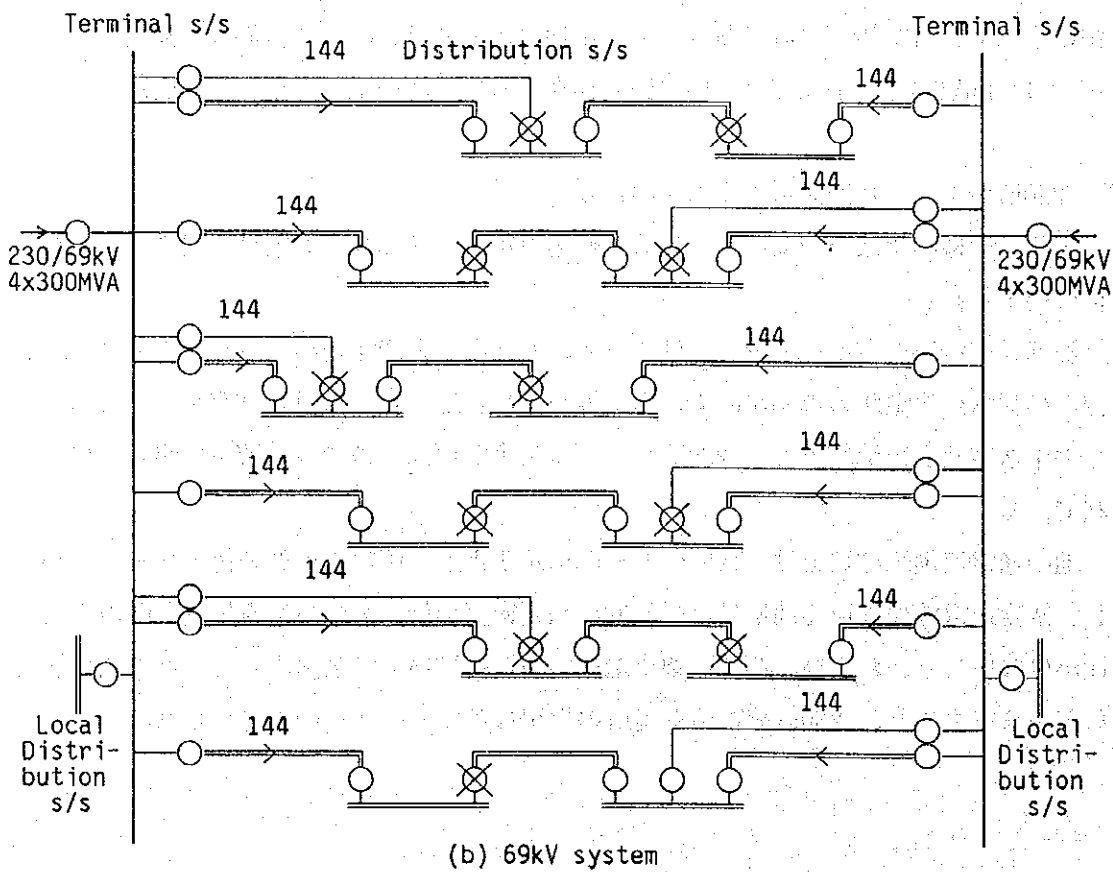
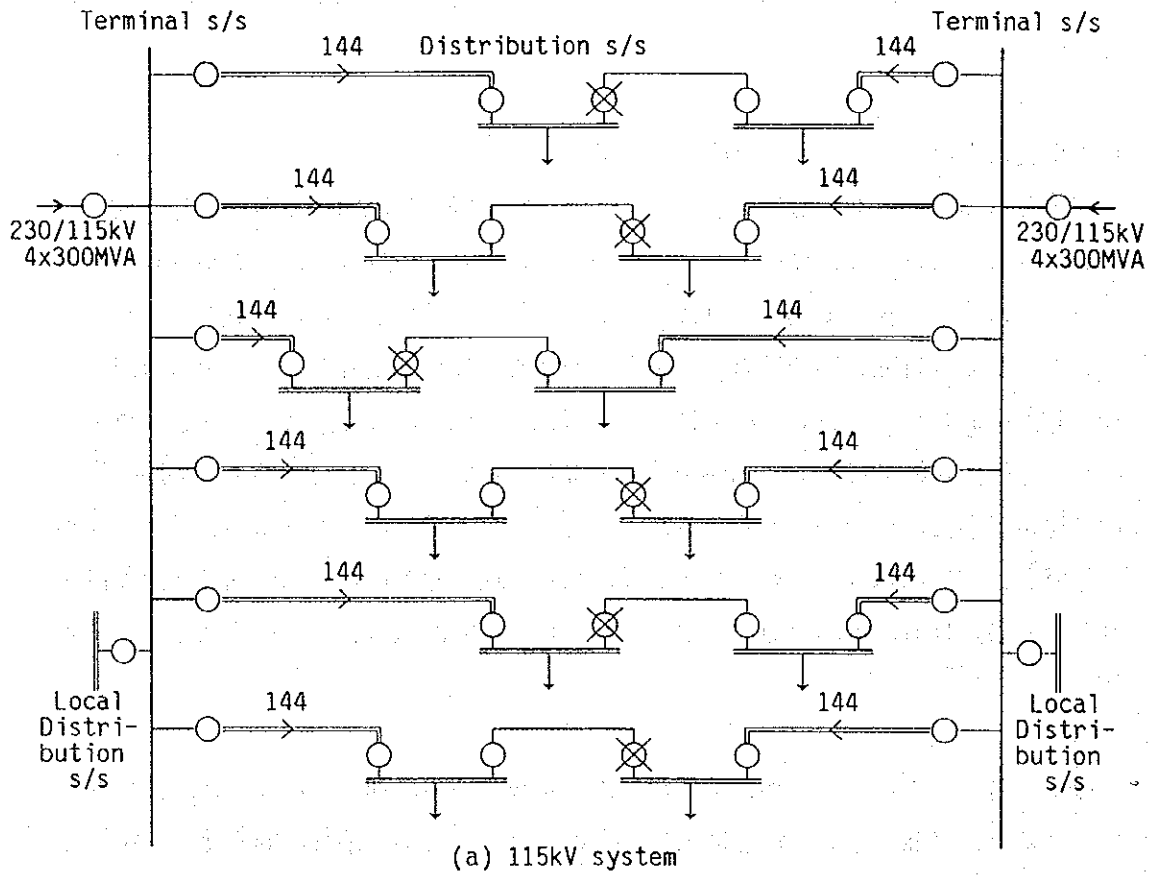
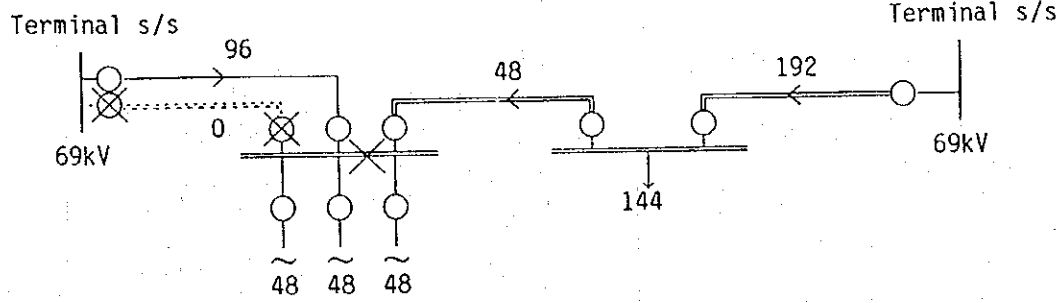
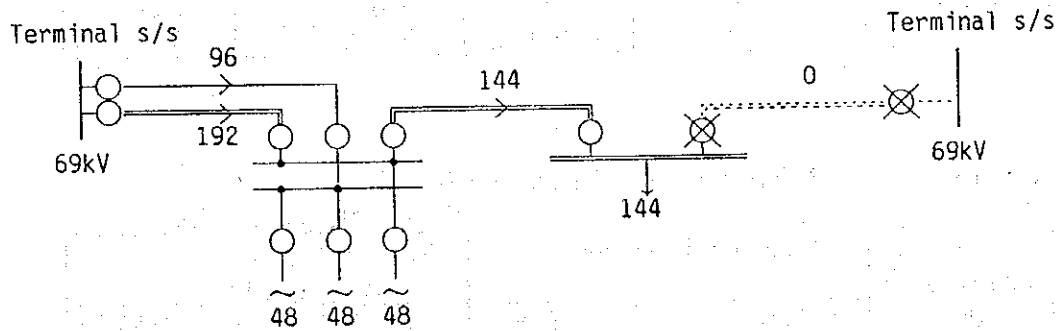


Fig. 9.3-3 Model System Configuration

(Unit: MVA)



(a) At the time of one of single line shut-down of two lines



(b) At the time of single line shut-down

Fig. 9.3-4 Load Flow at the time of single line shut-down in Model System

Table 9.3-4 Cost Comparison Analysis

(a) In case of Underground Cable Line

Unit : Million Baht

Distance of Substations (km)	Construction cost			Annual Expenditure with Line Loss		
	69kV		115kV	69kV		115kV
1.9	3,588.5	<	3,642.5	475.2	<	476.7
2.0	3,636.6	<	3,683.5	<u>481.9</u>	<	<u>482.2</u>
2.1	3,684.6	<	3,724.4	488.7	>	487.6
2.2	3,732.7	<	3,765.4	495.4	>	493.1
2.6	3,924.9	<	3,929.2	522.2	>	515.1
2.7	<u>3,972.0</u>	>	<u>3,970.2</u>	528.9	>	520.6
2.8	4,021.0	>	4,011.2	535.6	>	526.1

(b) In case of 115kV CB cost increased by 10%

Unit : Million Baht

Distance of Substations (km)	Construction cost			Annual Expenditure with Line Loss		
	69kV		115kV	69kV		115kV
2.2	3,732.7	<	3,788.2	495.4	<	496.1
2.3	3,780.7	<	3,829.1	<u>502.1</u>	>	<u>501.6</u>
2.4	3,828.8	<	3,870.1	508.8	>	507.1
2.5	3,876.8	<	3,911.1	515.5	>	512.6
2.9	4,069.1	<	4,074.9	542.3	>	534.5
3.0	<u>4,117.1</u>	>	<u>4,115.9</u>	549.0	>	540.0
3.1	4,165.2	>	4,156.8	555.7	>	545.5
3.2	4,213.2	>	4,197.8	562.4	>	551.0

(c) In case of Overhead Line

Unit : Million Baht

Distance of Substations (km)	Construction cost			Annual Expenditure with Line Loss		
	69kV		115kV	69kV		115kV
2.0	2,835.9	<	2,992.9	398.5	<	399.8
2.1	2,843.9	<	2,999.3	<u>401.0</u>	<	<u>401.2</u>
2.2	2,852.0	<	3,005.8	403.6	>	402.6
2.3	2,860.0	<	3,012.2	406.1	>	403.9
11.0	3,558.2	<	3,572.1	626.6	>	523.4
12.0	<u>3,638.5</u>	>	<u>3,636.4</u>	651.9	>	537.1
13.0	3,718.7	>	3,700.8	677.3	>	550.9
14.0	3,799.0	>	3,765.1	702.6	>	564.6

Table 9.3-5 Detailed Cost Data

(a) In case of Underground Cable Line on the assumption that distance between each substation is 2 km

	In Case of 69kV				In case of 115 kV			
	No. of Unit	Unit Cost	Length km	Cost 1000 BT	No. of Unit	Unit Cost	Length km	Cost 1000 BT
Terminal SS	2				2			
Main Tr 2ry CB	8	9,100		72,800	8	11,400		91,200
Out going CB	12	9,100		109,200	12	11,400		136,800
Spare Line CB	12	9,100		109,200				
Distribution SS	14	170,300		2,384,200	14	188,300		2,636,200
Subtotal				2,675,400				2,864,200
Transmission Line	18	20,024	2	720,864	12	22,757	2	546,168
Transmission Line	6	20,024	2	240,288	6	22,757	2	273,084
Subtotal				961,152		45,514		819,252
Total cost				3,636,552				3,683,452
Annual Expenditure								
13% to Cost of SS of Cable				347,802				372,346
				124,950				106,503
Total Line Loss kWh/km				3,011,608				1,084,179
1.526 BT/kWh	1.526		2	9,191			2	3,309
Total Expenditure				481,943				482,158

Loss Calculation

r at 20 C =0.0224 ohm : r at 60°C =0.02631 ohm for 800 sq.mm cable / km

Loss factor=0.5

	In Case of 69 kV	In case of 115 kV
Base Loss/double conductor	57.30	20.63
Total line Loss kW/km	687.58	247.53
Total Line Loss kWh/km	3,011,608	1,084,179

(b) In case of Overhead Line on the assumption that distance between each substation is 2.1 km

	In Case of 69kV				In case of 115 kV			
	No. of Unit	Unit Cost	Length km	Cost 1000 BT	No. of Unit	Unit Cost	Length km	Cost 1000 BT
Terminal SS	2				2			
Main Tr 2ry CB	8	9,100		72,800	8	11,400		91,200
Out going CB	12	9,100		109,200	12	11,400		136,800
Spare Line CB	12	9,100		109,200				
Distribution SS	14	170,300		2,384,200	14	188,300		2,636,200
Subtotal				2,675,400				2,864,200
Transmission Line	18	3,344	2.1	126,403	18	3,575	2.1	135,135
Transmission Line	6	3,344	2.1	42,134			2.1	0
Subtotal				168,538				135,135
Total				2,843,938				2,999,335
Annual Expenditure								
13% to Cost of SS of Cable				347,802				372,346
				21,910				17,568
Total Line Loss kWh/km				9,770,843				3,517,504
1.526BT/kWh	1.526		2.1	31,312			2.1	11,272
Total Expenditure				401,024				401,186

Loss Calculation

r at 20 C =0.0726 ohm : r at 60°C =0.08536 ohm for 400 sq.mm AAC conductor / km

Loss factor=0.5

	In Case of 69 kV	In case of 115 kV
Base Loss	185.90	66.92
Total line Loss kW/km	2,230.79	803.08
Total Line Loss kWh/km	9,770,843	3,517,504

Table 9.3-6 Cost Comparison between 230 and 115kV System

Installation capacity : 230/24kV 3*80MVA and 115/24kV 3*80 MVA
 In case of Overhead Line on the assumption that distance between each substation is 3.7 km
 Equivalent capacity of 10 distribution SS 3*80MVA *10=2400MVA is added to 115kV side transformer capacity for Terminal stations

	In Case of 230kV				In case of 115 kV			
	No. of Unit	Unit Cost	Length km	Cost 1000 BT	No. of Unit	Unit Cost	Length km	Cost 1000 BT
Terminal SS	2				2			
Main trans 1*300MVA	0				8	47,500		380,000
Main Tr. 1ry CB	0				8	32,900		263,200
Main Tr. 2ry CB	0			0	8	11,400		91,200
Out going CB	8	32,900		263,200	8	11,400		91,200
Spare Line CB	0	32,900		0	8	11,400		91,200
Distribution SS	10	269,000		2,690,000	10	188,300		1,883,000
Subtotal				2,953,200				2,799,800
Transmission Line	12	4,422	3.7	196,337	12	3,575	3.7	158,730
Transmission Line	0	4,422	3.7	0	4	3,575	3.7	52,910
Subtotal				196,337		7,150		211,640
Total				3,149,537				3,011,440
Annual Expenditure								
13% to Cost of SS of Cable				383,916				363,974
Total Line Loss	kWh/km			25,524				27,513
1.526 BT/kWh	1.526		3.7	1,042,223			3.7	4,168,893
				5,885				23,538
Total Expenditure				415,324				415,026

Loss Calculation

r at 20 °C =0.0726 ohm : r at 60 °C =0.08536 ohm for 400 sq. mm AAC conductor / km

Loss factor=0.5

	In Case of 230 kV	In case of 115 kV
Base Loss/double conductor	29.74	118.98
Total line Loss kW/km	237.95	951.80
Total Line Loss kWh/km	1,042,223	4,168,893

Cost Comparison by Substation Distance

Distance of Substations (km)	Construction Cost			Annual Expenditure with Loss		
	230kV	Comp.	115KV	230kV	Comp.	115kV
4.0	3,165.5	>	3,028.6	417.8	<	419.2
3.9	3,160.2	>	3,022.9	417.0	<	417.8
3.8	3,154.8	>	3,017.2	416.2	<	416.4
3.7	3,149.5	>	3,011.4	<u>415.3</u>	>	<u>415.0</u>
3.6	3,144.2	>	3,005.7	414.5	>	413.6

9.3.3 配電電圧、配電線サイズおよびバンク構成の検討

配電電圧、配電線サイズをパラメータにして検討することは、配電線の送電容量が変化することになる。

配電線の送電容量が変化すれば、変電所からの配電線引き出し数が増加することである。

したがって、1変電所当たりの配電線数と変電所のバンク以降の配電線のコストを加味して最適化について検討することとする。

配電電圧は、MEAで適用している12kV、24kV、それと1ランク上位の36kVについて検討する。さらに、配電線サイズはMEAで適用している185mm²、および1ランク上位の240mm²について検討する。

各電線サイズの許容電流は、次のとおりであり、これはMEAで適用している地中線のケーブルとも協調がとれている。

電線サイズ	許容電流
Partially Insulated conductor	
185 mm ²	488 A
240 mm ²	600 A
CU. XLPE	
400 mm ²	614 A

(1) 変電所当たりの最大配電数の検討

検討を進めるにあたり、1バンク当たりの最大配電線数について検討する。

1バンク当たりの最大配電線数は、一般的に次式により求めることが出来る。

$$N = \frac{P_T \times \alpha \times \gamma}{\sqrt{3} \times V_L \times P_L \times \beta}$$

P_T : バンク容量 (MVA)

P_L : フィーダ容量 (kA)

V_L : フィーダ電圧 (kV)

α : バンクの目標稼働率

β : フィーダの目標稼働率

γ : フィーダの不等率

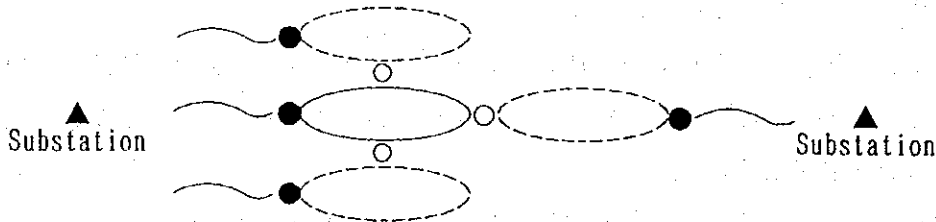
N : フィーダ数

ここで、フィーダの目標稼働率については、MEAの計画基準に規定されていないため、これを検討する。

一般論で言えば、フィーダの目標稼働率は隣接配電線が事故となった場合に、これを救済する余力を確保することにより設定される。

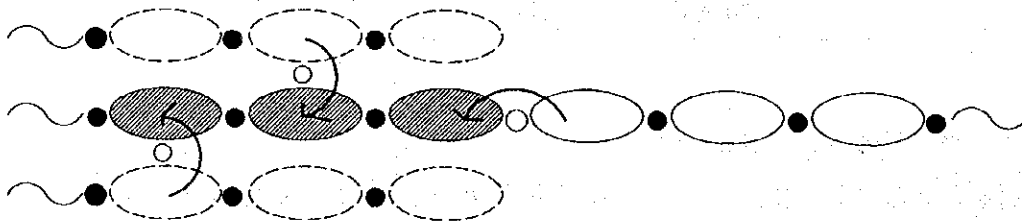
配電線の系統方式は、3分割3連系方式が理想的な系統方式である。

これは、配電線が通常放射状に形成されるので、配電線の連系は、隣り合う2配電線と他の変電所からの1配電線と連系させるのが最も単純であり、簡潔な方法であることは、概念的に考えても明白である。



次に上記の系統構成における目標稼働率は、隣接する配電線に事故があった場合、連系する3配電線でこの事故配電線を救済するのであるから次式により求められる。

$$\text{目標稼働率} = \frac{3 \text{ 区間}}{4 \text{ 区間}} \times 100 = 75 \%$$



以上の検討条件を踏まえ、各係数に次の値を代入し、1バンク当たりの最大配電線数を計算した結果を Table 9.3-7に示す。

- P_T : 40、60、80 (MVA)
- P_L : 0.488、0.6 (kA)
- V_s : 12、24、36 (kV)
- α : 0.8
- β : 0.75
- γ : 1.1580、1.1274、1.0895

Table 9.3-7 Number of Feeders

Diversity Factor	Feeder Voltage	(Feeders/Bank)					
		Feeder Capacity 488 A			Feeder Capacity 600 A		
		Bank Capacity			Bank Capacity		
		40 MVA	60 MVA	80 MVA	40 MVA	60 MVA	80 MVA
Residential 1.1580	12 kV	5	8	10	4	6	8
	24 kV	3	4	5	2	3	4
	36 kV	2	3	4	2	2	3
Commercial 1.1274	12 kV	5	8	10	4	6	8
	24 kV	3	4	5	2	3	4
	36 kV	2	3	4	2	2	3
Industrial 1.0895	12 kV	5	7	10	4	6	8
	24 kV	3	4	5	2	3	4
	36 kV	2	3	4	2	2	3

Size of conductor

488 A ; 185sq. mm

600 A ; 240sq. mm

MEAの設計基準では、配電電圧が24kVの場合、1バンク当たりの配電線数は、7フィーダを標準としている。これは、上述の計算式によれば、配電線の目標稼働率が40% 台であることに相当する。

MEAは、配電線を低稼働率で運用しているため、理論値よりフィーダ数が多く必要になっているようである。配電線を低稼働率で運用している理由は、稼働率が50%以下なら配電線に事故があった場合でも、隣接する配電線1回線により負荷を救済することが出来るためであると思われる。

つまり、MEAの配電線系統は、配電線間の連系ならびに配電線を区分するための開閉器の設置が不十分であるため、このような低稼働の運用をせざるを得ない状況にあると推測される。

(2) 配電線引き出し地中線部分のモデル化

1変電所当たりの配電線が異なることによる配電線引き出し地中線部分の検討について説明する。

配電線の引き出し部分については、変電所周辺の道路状況などにより、個々のケースによって違ってくる。

このため、本検討ではモデルを設定し、検討を行う。

- ・変電所周辺の道路状況は、100mメッシュ単位に道路があるものとする。
- ・変電所は、広い通りに面しているものとする。
- ・4回線までは、変電所に面した広い通りの道路に立ち上げる。
- ・5回線以降は、変電所を中心とした100mごとの通りにそれぞれ順次立ち上げていくものとする。

- ・架空線での交叉ならびに二重架線は行なわない。

以上の条件で変電所の配電線数と配電線引き出し地中部分の長さの関係を試算した結果を Fig. 9.3-5 に示す。

(3) 架空配電線巨長の試算

変電所供給エリア内の架空配電線の巨長について検討する。

架空配電線部分は、需要が存在するため必要となってくるので、配電線数には関係なく、需要の状況に関係してくる。ここでもモデルを設定し、検討を行う。

モデルの設定

- ・需要は道路に面して存在するものとする。
- ・道路は、100mメッシュ単位にあるものとする。
- ・架空配電線は、100mメッシュの道路上に形成される。
- ・架空配電線は、二重架線は行なわないものとする。

架空配電線巨長の試算は、次式により求めることができる。

なお、変電線の供給エリアは正方形であるとする。

$$L = 2 \times (n \times \ell) \times (n - 1)$$

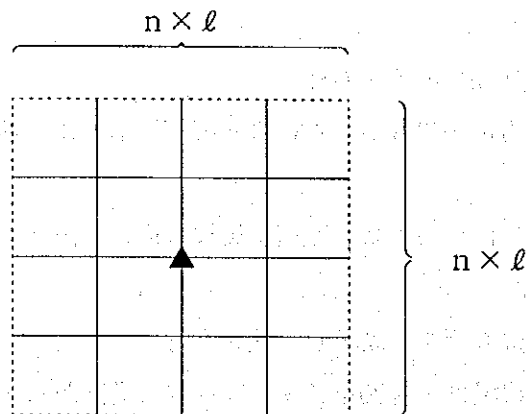
$$= 2 \times \sqrt{S} \times \left[\frac{\sqrt{S}}{\ell} - 1 \right]$$

L : 架空配電線巨長 (km)

ℓ : 道路間隔 (km)

S : 変電所の供給面積 (km²)

n : ブロックの数



次に、変電所の供給面積は次のように求められる。

$$S = \frac{P_r \cdot \alpha}{\sigma}$$

S : 変電所の供給面積 (km²)

P_r : 変電所容量 (MVA)

α : 変電所の目標稼働率

σ : 負荷密度 (MVA/km²)

以上の条件で負荷密度をパラメータにして、変電所の供給面積と架空配電線の長さを試算した結果を Table 9.3-8に示す。

実際のコスト比較では、この表のうち負荷密度が 80(MVA/km²) における値を使用している。この負荷密度は、次の9.3.4 で説明するが、Sathorn通りの負荷密度とほぼ等しい値である。

なお、Table 9.3-8 には変電所の供給リーチも参考までに試算してある。これは、6.3.1(4)に示した式により、試算したものである。

(4) 検討結果の評価

以上の条件を踏まえ、各バンク構成におけるフィーダ以降の工事費を試算した結果を Table 9.3-9に示す。なお、参考までに検討のモデル化にあたり変電所周辺の道路状況を 200mメッシュ単位に設定して検討した結果をAppendix 9.3-1に添付したので参照されたい。

工事費は全て設備を新設する場合の工事費である。

各ケースの評価は、変電所の容量が各ケースとも異なり、変電所の供給面積も異なってくるため、単純にトータルの工事費の比較では評価できない。そこで、変電所の実効出力から見た、kVA 単価により評価する手法を採用した。

検討結果から概ね次のことが言える。

(a) 配電電圧

配電電圧は、各ケースとも24kVが最も経済的である。これは、配電電圧が12kVでは変電所当たりの配電線数が多くなり、配電線を引き出すための地中線工事費が膨大となる。また、36kVにすると配電線数が少なくなり、この地中線部分の工事費は少なくなるが、架空配電線部分の工事費が高くなりこれを相殺してしまう。結果として、配電電圧は24kVが妥当である。

(b) 電線サイズ

電線サイズについては、各ケースとも185mm²に比較して240mm²の方が経済的である結果が出た。これは、240mm²にすることにより架空配電線の工事費が多少割高に

なるものの、送電容量が増加することにより変電所当たりの配電線数が減少するため、配電線引き出し部分の工事費が大幅に削減できるからである。

ただし、本検討においては、既設の185mm²電線から240mm²電線への張り替える工事費は加味していない。

したがって、電線サイズを240mm²に変更する場合、この張り替えのための工事費を考慮する必要がある。

MEAの配電線設備の多くは、低稼働で運用している現状を踏まえた場合、新たな投資をしてまで配電線のサイズを大きくする必要があるのか疑問である。

また、1回線当たりの送電容量を大きくすると、配電線に事故があった場合、広範囲にわたり影響が及ぶ弊害もある。むやみに、送電容量を大きくすることは、必ずしも信頼度面から好ましいとは言えない。

以上の状況も踏まえて評価すれば、電線線サイズについては、現在適用している185mm²で十分であると判断される。

(c) バンク構成

配電線の工事費に関して各バンク構成における kVA単価の評価は、各ケースとも概ね、次のような傾向が出た。

$3 \times 80 \text{ MVA} > 3 \times 60 \text{ MVA} > 4 \times 40 \text{ MVA} > 3 \times 40 \text{ MVA}$
つまり、 $3 \times 40 \text{ MVA}$ が最も経済的である。

これは、変電所のフィーダ以降の工事費により経済性を評価しているので、変電所の容量が大きくなるにしたがい、配電線の引き出し数が多くなり地中線の工事費が割高となるためである。

9.3.1 で述べた送電系統と変電所のバンク構成面での評価結果では、 $3 \times 60 \text{ MVA}$ 、 $3 \times 80 \text{ MVA}$ が他のケースに比較して大幅に有利である結論を得ている。

しかし、 $3 \times 60 \text{ MVA}$ と $3 \times 80 \text{ MVA}$ とではあまり差はなかった。

$3 \times 40 \text{ MVA} > 4 \times 40 \text{ MVA} \gg 3 \times 60 \text{ MVA}$ 、 $3 \times 80 \text{ MVA}$

したがって、送電線からフィーダ以降の工事費までを含めて、バンク構成について評価するならば、結果的には $3 \times 60 \text{ MVA}$ が妥当であると判断される。

(d) 結論

以上のことをまとめると以下に示すシステムが最適であると判断される。

変電所バンク構成 : $3 \times 60 \text{ MVA}$

バンク当たりのフィーダ数 : 5 ckt.

このフィーダ数には、大型需要に対する予備線対応として1 ckt. の予備を見込んである。なお、キャパシターならびに所内トランスに対応するためのフィーダは、見込んでいない。

配電電圧 : 24 kV

電線サイズ : 185 mm²

No of Feeder	length of UG Cable
1	50 m
2	100 m
3	200 m
4	300 m
5	425 m
6	550 m
7	725 m
8	900 m
9	1,125 m
10	1,350 m
11	1,625 m
12	1,900 m
13	2,225 m
14	2,550 m
15	2,925 m
16	3,300 m
17	3,725 m
18	4,150 m
19	4,625 m
20	5,100 m
21	5,625 m
22	6,150 m
23	6,725 m
24	7,300 m
25	7,925 m
26	8,550 m
27	9,225 m
28	9,900 m
29	10,625 m
30	11,350 m
31	12,125 m
32	12,900 m

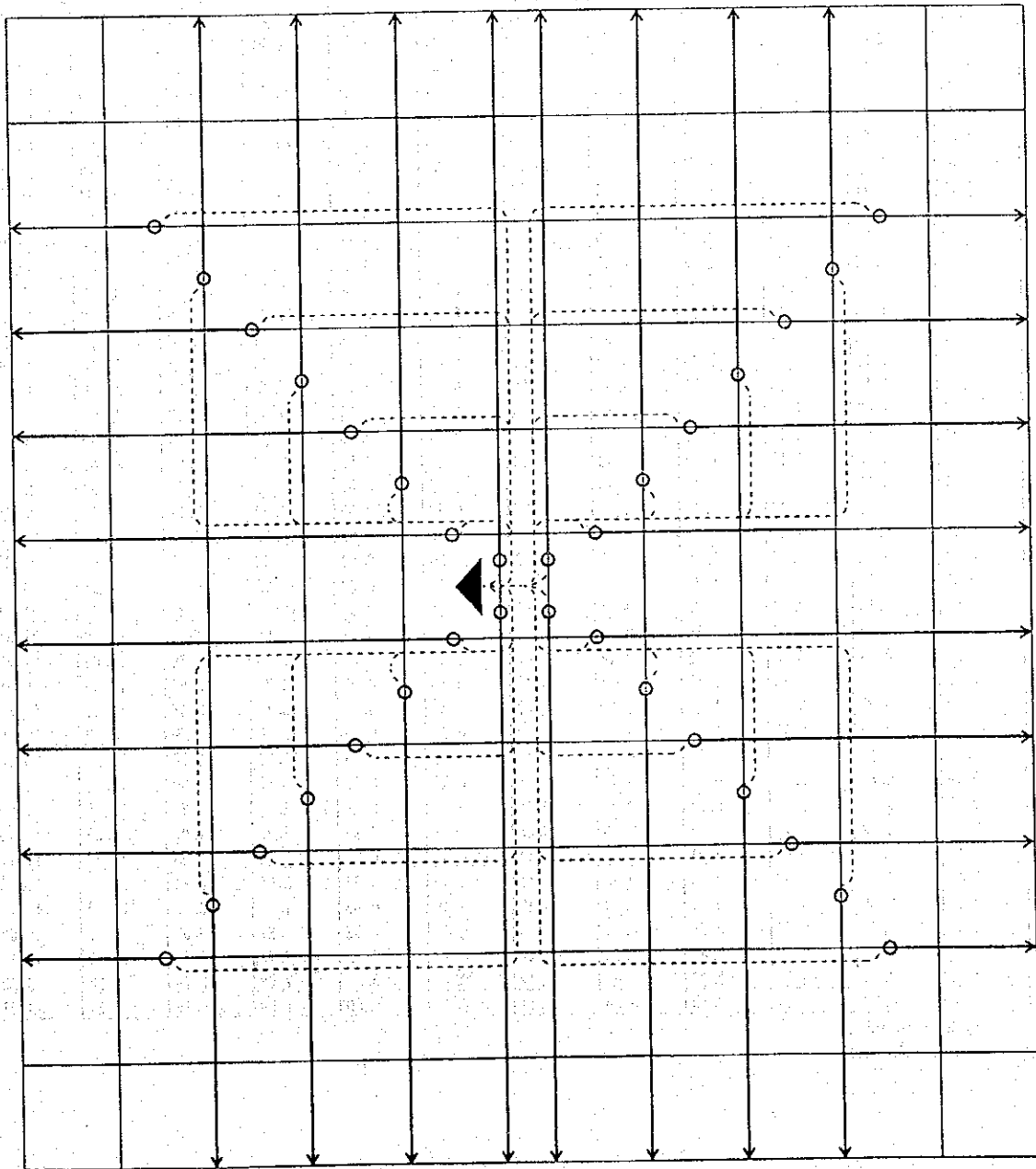


Fig. 9.3-5 Model of Feeder Rising Point

Table 9.3-8 Supply Area of Substation

Density (MVA/sq. km)	Supply Area (sq. km)				Supply Reach (km)				Total Feeder Length (km)			
	3×40	4×40	3×60	3×80	3×40	4×40	3×60	3×80	3×40	4×40	3×60	3×80
1	96.00	128.00	144.00	192.00	5.53	6.38	6.77	7.82	1,900.80	2,556.90	2,856.00	3,824.37
2	48.00	64.00	72.00	96.00	3.91	4.51	4.79	5.53	956.09	1,264.00	1,425.53	1,900.80
3	32.00	42.67	48.00	64.00	3.19	3.69	3.91	4.51	633.57	849.19	956.09	1,264.00
4	24.00	32.00	36.00	48.00	2.76	3.19	3.39	3.91	470.30	633.57	708.00	956.09
5	19.20	25.60	28.80	38.40	2.47	2.85	3.03	3.50	376.83	505.96	568.86	756.01
6	16.00	21.33	24.00	32.00	2.26	2.61	2.76	3.19	312.00	424.90	470.30	633.57
7	13.71	18.29	20.57	27.43	2.09	2.41	2.56	2.95	274.00	359.24	408.19	544.69
8	12.00	16.00	18.00	24.00	1.95	2.26	2.39	2.76	235.56	312.00	356.38	470.30
9	10.67	14.22	16.00	21.33	1.84	2.13	2.26	2.61	209.06	279.05	312.00	424.90
10	9.60	12.80	14.40	19.20	1.75	2.02	2.14	2.47	185.90	250.44	280.81	376.83
15	6.40	8.53	9.60	12.80	1.43	1.65	1.75	2.02	126.49	169.40	185.90	250.44
20	4.80	6.40	7.20	9.60	1.24	1.43	1.51	1.75	92.02	126.49	139.53	185.90
25	3.84	5.12	5.76	7.68	1.11	1.28	1.35	1.56	74.46	99.56	110.40	149.65
30	3.20	4.27	4.80	6.40	1.01	1.17	1.24	1.43	69.82	82.66	92.02	126.49
35	2.74	3.66	4.11	5.49	0.93	1.08	1.14	1.32	52.97	72.70	81.09	107.78
40	2.40	3.20	3.60	4.80	0.87	1.01	1.07	1.24	46.48	60.82	68.31	92.02
45	2.13	2.84	3.20	4.27	0.82	0.95	1.01	1.17	40.86	53.93	60.82	82.66
50	1.92	2.56	2.88	3.84	0.78	0.90	0.96	1.11	36.03	48.00	54.31	74.46
55	1.75	2.33	2.62	3.49	0.75	0.86	0.91	1.05	34.39	45.79	51.80	67.25
60	1.60	2.13	2.40	3.20	0.71	0.82	0.87	1.01	30.36	40.86	46.48	60.82
65	1.48	1.97	2.22	2.95	0.69	0.79	0.84	0.97	29.20	39.30	41.72	58.40
70	1.37	1.83	2.08	2.74	0.66	0.76	0.81	0.93	25.75	35.17	40.19	52.97
75	1.28	1.71	1.92	2.56	0.64	0.74	0.78	0.90	24.89	34.00	36.03	48.00
80	1.20	1.60	1.80	2.40	0.62	0.71	0.76	0.87	21.91	30.36	34.88	46.48
85	1.13	1.51	1.69	2.26	0.60	0.69	0.73	0.85	21.26	29.49	31.20	45.10
90	1.07	1.42	1.60	2.13	0.58	0.67	0.71	0.82	20.69	26.22	30.36	40.86
95	1.01	1.35	1.52	2.02	0.57	0.65	0.69	0.80	20.10	25.56	29.59	39.80
100	0.96	1.28	1.44	1.92	0.55	0.64	0.68	0.78	17.64	24.89	26.40	36.03
105	0.91	1.22	1.37	1.83	0.54	0.62	0.66	0.76	17.17	24.30	25.75	35.17
110	0.87	1.16	1.31	1.75	0.53	0.61	0.65	0.75	16.79	21.54	25.18	34.39
115	0.83	1.11	1.25	1.67	0.52	0.60	0.63	0.73	16.40	21.07	24.60	31.01
120	0.80	1.07	1.20	1.60	0.50	0.58	0.62	0.71	14.31	20.69	21.91	30.36
125	0.77	1.02	1.15	1.54	0.49	0.57	0.61	0.70	14.04	20.20	21.45	29.78
130	0.74	0.98	1.11	1.48	0.48	0.56	0.59	0.69	13.76	17.82	21.07	29.20
135	0.71	0.95	1.07	1.42	0.48	0.55	0.58	0.67	13.48	17.54	20.69	26.22
140	0.69	0.91	1.03	1.37	0.47	0.54	0.57	0.66	13.29	17.17	20.30	25.75
145	0.66	0.88	0.99	1.32	0.46	0.53	0.56	0.65	13.00	16.89	17.91	25.28
150	0.64	0.85	0.96	1.28	0.45	0.52	0.55	0.64	11.20	16.60	17.64	24.89
155	0.62	0.83	0.93	1.24	0.44	0.51	0.54	0.63	11.02	16.40	17.36	24.50
160	0.60	0.80	0.90	1.20	0.44	0.50	0.54	0.62	10.84	14.31	17.08	21.91
165	0.58	0.78	0.87	1.16	0.43	0.50	0.53	0.61	10.66	14.13	16.79	21.54
170	0.56	0.75	0.85	1.13	0.42	0.49	0.52	0.60	10.48	13.86	16.60	21.26
175	0.55	0.73	0.82	1.10	0.42	0.48	0.51	0.59	10.38	13.67	16.30	20.98
180	0.53	0.71	0.80	1.07	0.41	0.48	0.50	0.58	10.19	13.48	14.31	20.69
185	0.52	0.69	0.78	1.04	0.41	0.47	0.50	0.57	10.10	13.29	14.13	20.40
190	0.51	0.67	0.76	1.01	0.40	0.46	0.49	0.57	10.00	13.10	13.95	20.10
195	0.49	0.66	0.74	0.98	0.40	0.46	0.48	0.56	8.40	13.00	13.76	17.82
200	0.48	0.64	0.72	0.96	0.39	0.45	0.48	0.55	8.31	11.20	13.58	17.64
205	0.47	0.62	0.70	0.94	0.39	0.45	0.47	0.55	8.23	11.02	13.39	17.45
210	0.46	0.61	0.69	0.91	0.38	0.44	0.47	0.54	8.14	10.93	13.29	17.17
215	0.45	0.60	0.67	0.89	0.38	0.44	0.46	0.53	8.05	10.84	13.10	16.98
220	0.44	0.58	0.65	0.87	0.37	0.43	0.46	0.53	7.96	10.66	12.90	16.79
225	0.43	0.57	0.64	0.85	0.37	0.43	0.45	0.52	7.87	10.57	11.20	16.60
230	0.42	0.56	0.63	0.83	0.36	0.42	0.45	0.52	7.78	10.48	11.11	16.40
235	0.41	0.54	0.61	0.82	0.36	0.42	0.44	0.51	7.68	10.29	10.93	16.30
240	0.40	0.53	0.60	0.80	0.36	0.41	0.44	0.50	7.59	10.19	10.84	14.31

Supply Reach : Length of Radius
 Feeder Length : Road of 100m Mesh

Table 9.3-9 Cost of Model Case

Size of Conductor (sq. mm)	Bank Configuration	Capacity (MVA)	Maximum Loading (MVA)	Feeder Voltage (kV)	No. of Feeders (ckt)	UG Cable Length (m)	Overhead Length (km)	Unit Cost			Cost (Thousand Baht)			kVA Cost (Baht/kVA)	
								Feeder GIS (thousand Baht)	UG Cable (Baht/m)	Overhead (Baht/m)	Feeder GIS	UG Cable	Overhead		Total
185	3x40	120	96	12	3 x 5 = 15	2,925	21.91	8,700	3,960	2,880	18,640	11,580	63,100	93,320	972.1
				24	3 x 3 = 9	1,125	21.91	12,500	4,240	3,060	16,070	4,770	67,040	87,880	915.4
				36	3 x 2 = 6	550	21.91	17,500	5,460	3,230	15,000	3,000	70,770	88,770	924.7
	4x40	160	128	12	4 x 5 = 20	5,100	30.36	8,700	3,960	2,880	24,860	20,200	87,440	132,500	1,035.2
				24	4 x 3 = 12	1,900	30.36	12,500	4,240	3,060	21,430	8,060	92,900	122,390	956.2
				36	4 x 2 = 8	900	30.36	17,500	5,460	3,230	20,000	4,910	98,060	122,970	960.7
240	3x60	180	144	12	3 x 8 = 24	7,300	34.88	8,700	3,960	2,880	29,830	28,910	100,450	159,190	1,105.5
				24	3 x 4 = 12	1,900	34.88	12,500	4,240	3,060	21,430	8,060	106,730	136,220	946.0
				36	3 x 3 = 9	1,125	34.88	17,500	5,460	3,230	22,500	6,140	112,660	141,300	981.3
	3x80	240	192	12	3 x 10 = 30	11,350	46.48	8,700	3,960	2,880	37,290	44,950	133,860	216,100	1,125.5
				24	3 x 5 = 15	2,925	46.48	12,500	4,240	3,060	26,790	12,400	142,230	181,420	944.9
				36	3 x 4 = 12	1,900	46.48	17,500	5,460	3,230	30,000	10,370	150,130	190,500	992.2
3x40	120	96	12	3 x 4 = 12	1,900	21.91	8,700	3,960	2,920	14,910	7,520	63,980	86,410	900.1	
			24	3 x 2 = 6	550	21.91	12,500	4,240	3,100	10,710	2,330	67,920	80,960	843.3	
			36	3 x 2 = 6	550	21.91	17,500	5,460	3,270	15,000	3,000	71,650	89,650	933.9	
4x40	160	128	12	4 x 4 = 16	3,300	30.36	8,700	3,960	2,920	19,890	13,070	88,650	121,610	950.1	
			24	4 x 2 = 8	900	30.36	12,500	4,240	3,100	14,290	3,820	94,120	112,230	876.8	
			36	4 x 2 = 8	900	30.36	17,500	5,460	3,270	20,000	4,910	99,280	124,190	970.2	
3x60	180	144	12	3 x 6 = 18	4,150	34.88	8,700	3,960	2,920	22,370	16,430	101,850	140,650	976.7	
			24	3 x 3 = 9	1,125	34.88	12,500	4,240	3,100	16,070	4,770	108,130	128,970	895.6	
			36	3 x 2 = 6	550	34.88	17,500	5,460	3,270	15,000	3,000	114,060	132,060	917.1	
3x80	240	192	12	3 x 8 = 24	7,300	46.48	8,700	3,960	2,920	29,830	28,910	135,720	194,460	1,012.8	
			24	3 x 4 = 12	1,900	46.48	12,500	4,240	3,100	21,430	8,060	144,090	173,580	904.1	
			36	3 x 3 = 9	1,125	46.48	17,500	5,460	3,270	22,500	6,140	151,990	180,630	940.8	

9.3.4 モデル地区の将来構想

各モデル地区の将来における設備のあるべき姿について、日本の首都圏の状況も踏まえて検討してみる。

(1) Sathorn 地区

このモデル地区ならびにその周辺変電所の需要および需要密度は、Table 9.3-10、Fig. 9.3-6に示す状況になると想定される。

この地区は、将来大規模な高層ビルが建ちならぶ高密度商業地区となろう。

需要の構成では、ほとんどが24kVで直接供給をうける大型需要家であり、一部大使館等の政府機関が低圧で供給をうける地区である。

Sathorn 通りは、片側4車線道路で歩道幅員も3mあり、道路中央の運河も含めると道路幅は、約60m程度ある。

この地区に建設される送電設備については、歩道幅もある程度確保されており、さらに高層ビル等の建物は、歩道からセットバックして建設されているため、架空送電線の建設も不可能ではない。

しかし、日本の首都圏の状況を鑑みると、都市美観ならびに信頼度、公衆安全面から地中送電設備を導入すべき地区であると思われる。

なお、道路幅が広いので地中線設備の占用スペースは、十分確保可能である。

次に配電用変電所であるが、現状ではまだ Sathorn通りに面して変電所を建設できるスペースはあるものの、今後開発が進むにつれ、好条件の場所にスペースはなくなってくる。また、同時に変電所の建設用地費は相当に高騰すると思われる。

このような地区に変電所を建設する場合、用地費の削減のためにも、また、土地・空間の有効活用の面からも、高層ビル内に借室もしくは、ビルの一部を購入して変電所を建設した方が得策であろうと思われる。

幸い、タイ国においては、高層ビルを建設する場合、駐車スペース確保のため、ビルの1階から数階にわたり、駐車場を建設するケースが多い。

日本の首都圏の場合では、ビルの1階部分は通りに面しているため、客足が良く、店舗等が入るのに最も適しているため、最重要視されるが、タイにおいては、前述のようなケースが多いので、ビルの1階部分等を借室、または購入して変電所を建設することは、十分可能であると思われる。

最後に配電線設備については、高密度地区であるため、配電線が輻輳することもあり、また送電設備と同様に都市美観ならびに信頼度、公衆安全の観点から地中線設備にすべきであろう。

需要構成面からは、24kVで直接供給する高層ビルが大多数を占めるので、配電線の

信頼度および配電線の効率的な運用の面から日本の首都圏で導入されているスポットネットワーク方式が適していると思われる。

低圧需要については、ごく一部の需要しかないものの、大使館等の政府関係機関の重要需要家が多いので、日本の首都圏でも導入されているレギュラーネットワーク方式が良いかと思われる。

スポットネットワーク方式、レギュラーネットワーク方式とも2次側サイドはネットワークされている。これらのシステムでは、1次側系統において配電線の1回線事故が発生しても負荷の制限を行うことなく健全回線から負荷の供給が可能であり、高い供給信頼度を有している。

以上の状況を踏まえて、作成した将来の概念的な構想図を Fig. 9.3-7 に示す。

なお、参考までにスポットネットワーク方式の受電変圧器容量の計算例をAppendix 9.3-2に、レギュラーネットワーク方式における防水対策の例をAppendix 9.3-3に示す。

(2) Phahol Yothin 地区

このモデル地区ならびに、その周辺変電所の需要および需要密度をTable 9.3-11、Fig. 9.3-8 に示す。

この地区は、Sathorn 地区に比べると古くから開発されたのか、比較的小規模の店舗建物が乱立する商業地区である。

現状は、2～3階建ての小規模店舗が主流を占め、ごく一部の地域に高層ビルが建ちならんでいる状況であり、低圧需要が約7～8割を占めていると見受けられる。

将来、開発が進んでも、全てのビルが高層化されるとは考えられにくく、需要構成面でも相当のウェイトで低圧需要が占めるとイメージされる。

Phahol Yothin 通りは、片側3車線道路で歩道幅員は3m程度、道路中央部のグリーンベルトを含めると、道路幅は40～50m程度である。

この地区は、Sathorn 地区に比べて都市化が進まない想定されるので都市美観に対する要求は、それほど強くないと思われる。したがって、この地区に導入される送電線設備は、架空送電線で十分である。

ただし、ビル等の建物が歩道ぎりぎりに建設されているため、送電線の建設スペースは、公衆安全の面からも現在ある歩道部分から道路中央のグリーンベルトへ移すか、もしそれが不可能なら地中線設備とすべきであろう。

コストダウン面から言えば、日本においてもいくつか事例のあるグリーンベルト部への環境調和装柱の架空送電とするのが良いと思われる。ただし、変電所への引き込み部分等は地中線にせざるを得ない。

しかしながら、この地区には交通渋滞緩和策の一貫としてスカイトレインの建設が

計画されている。このスカイトレインは、道路中央部のグリーンベルト付近へ高架橋の形で建設される予定である。したがって、この道路中央部への架空送電線の建設は現実的には不可能である。このような状況に類似するケースとして、日本においては高速道路の高架橋へ送電線を橋梁添架した例もあるが、関係機関との綿密な調整が必要である。よって、この地区の送電線は、通常の管路布設方式の地中送電設備とせざるを得ないであろう。

次に配電用変電所について考える。

この地区は、小規模の建物が密集しており、変電所を建設するスペースはあまりないようである。しかし、開発が進むにつれて、小規模店舗の取り壊し、高層ビルの建設ならびに、広い敷地を求め郊外へ移転する店舗もあることから、変電所の建設スペースを確保できないことはないと思われる。

また、Sathorn 地区と同様、高層ビルの一部を借室、もしくは購入することにより変電所を建設することも可能である。

この地区に導入する変電所は、周辺との環境調和を考慮し、全ての電力機器を屋内に設置する完全屋内式の変電所とすることが望ましいと思われる。

最後に配電設備については、前述の送電設備の所で述べたとおり、建物が歩道ぎりぎりに建てられており、建物との離隔不足等の公衆安全の観点、さらにビル等の火災に際しての消防活動支障防止の観点からも地中線設備とすべきであろう。

この地区は、24kVで直接供給する需要家の割合が Sathorn地区に比べて少なく、低圧需要の割合も多く占めるのでスポットネットワーク方式とする必要はなく、日本の地中配電線設備で一般的に用いられている4分割2連系方式の地中線設備が良いと思われる。この方式では、24kVおよび低圧配電線とも管路内に布設され、変圧器、開閉器などの機器類は地上に設置される。低圧系統は、変圧器事故時の長時間停電防止の観点から、低圧線幹線を連系する方式とする。

以上の状況を踏まえて、作成した将来の概念的な構想図を Fig. 9.3-9 に示す。

なお、参考までに特殊なケースとして24kV系統において架空線と地中線が混在する場合の系統構成例をAppendix 9.3-4に示す。また、低圧地中幹線の標準的な系統構成ならびに地中配電システムの機器配置例をそれぞれAppendix 9.3-5、9.3-6に示すので参照されたい。

(3) Jomthong 地区

このモデル地区ならびにその周辺変電所の需要および需要密度を Table 9.3-12、Fig. 9.3-10 に示す。

この地区は、古くからの中小規模の町工場が密集する工業地区である。

したがって、需要構成面でも、低圧需要が主流を占めており、ごく一部分に24kVの

需要がある程度である。また、69kVあるいは、115kVで直接供給を受ける大規模工場もない。この状況は、将来においてもそれほど変わることはないと推測される。

この地区を通る通りは、片側1車線ずつの道路で、歩道を含めても道路幅は20m程度である。

この地区は、モデル地区の3地点の中で最も都市化されない地区である。

将来の構想を考えるに当たっても、現状の設備形成の延長上のもので、さし当たって問題はないと考えられる。

したがって、この地区に導入される送電線は、架空送電線であり、変電所は現在都市部で一般的に建設されている半屋内式変電所、配電線については、24kVの3分割3連系方式の架空配電線で十分である。

3分割3連系方式の24kV架空配電線は、配電線事故時に隣接する配電線相互で停電区間の救済を可能とするため、配電線の途中に配電線を区分する開閉器ならびに隣接配電線との連系をする開閉器が設置される。これらの開閉器の設置にあたっては、3相負荷への单相運転防止の配慮から3相一括操作型の開閉器とすることが望ましい。さらに、日本でも導入されているシステムで、配電線事故時に変電所遮断器の再閉路方式と組み合わせて事故区間以降の区間を自動的に系統から除去するシステムを合わせて導入すれば、さらに信頼度は向上するであろう。

また、低圧配電系統は、現状の設備形成で適用している架空線による放射状系統で十分である。

以上のことを基に作成した将来の概念的な構想図を Fig. 9.3-11に示す。

なお、日本において導入されている配電線の事故区間を自動的に除去するシステム（時限式事故捜査システム）の概要をAppendix 9.3-7に添付したので参考とされたい。

Table 9.3-10 Power Demand of Sathorn Area

NO	ABB Substation	2001			2006			2011			2016		
		Area (sq. km)	Load (MVA)	Density (MVA/sq. km)	Area (sq. km)	Load (MVA)	Density (MVA/sq. km)	Area (sq. km)	Load (MVA)	Density (MVA/sq. km)	Area (sq. km)	Load (MVA)	Density (MVA/sq. km)
32	KT Klongtoey	1.50	49.16	32.77	1.50	51.51	34.34	2.25	118.50	52.67	2.00	109.63	54.82
37	LN Lumpini	3.00	121.71	40.57	3.00	125.05	41.68	2.00	132.70	66.35	2.00	136.34	68.17
73	SL Silom	0.75	48.00	64.00	1.00	55.76	55.76	0.50	57.17	114.34	0.50	61.12	122.24
80	SU Surawong	0.75	90.19	120.25	0.75	79.38	105.84	0.50	92.13	184.26	0.50	98.48	196.96
116	YK Yenartart	3.25	57.98	17.84	4.50	111.46	24.77	3.50	123.99	35.43	2.50	104.46	41.78
141	YN Samyarn	1.00	54.99	54.99	1.25	79.23	63.38	1.50	129.97	86.65	1.25	116.38	93.10
142	SH Satorn	2.25	69.02	30.68	1.50	79.04	52.69	2.00	122.45	61.23	2.00	130.90	65.45
189	AT Satorntai							0.50	99.68	199.36	0.50	106.55	213.10
	Total	12.50	491.05	39.28	13.50	581.43	43.07	12.75	876.59	68.75	11.25	863.86	76.79

Model District

Load Density (MVA/sq. km)

44.86

55.39

67.55

79.26

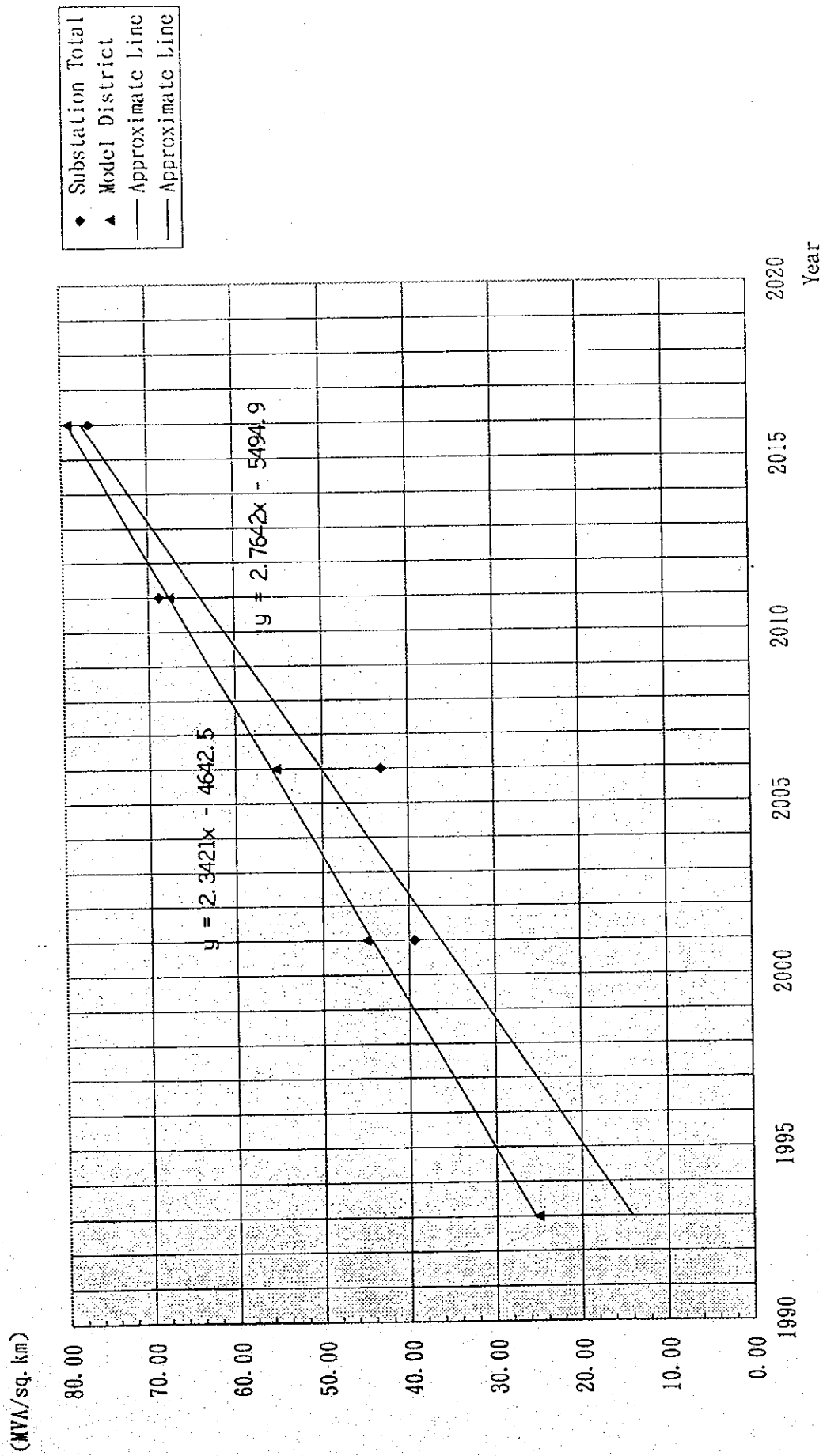
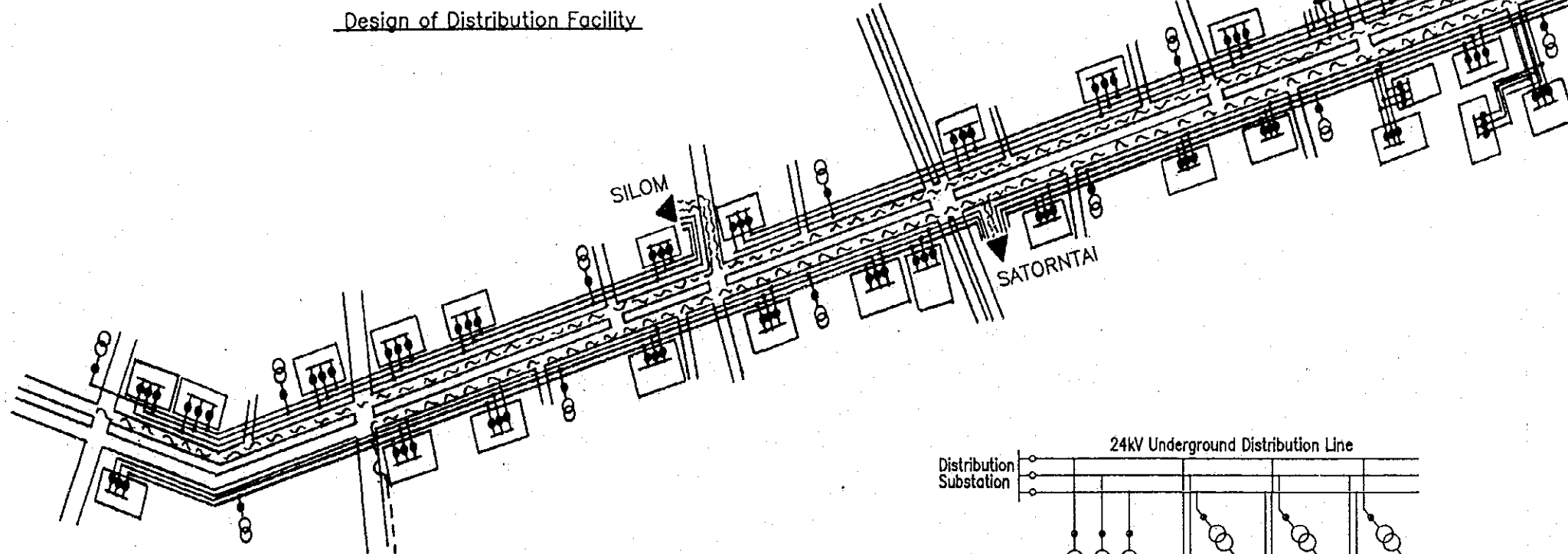
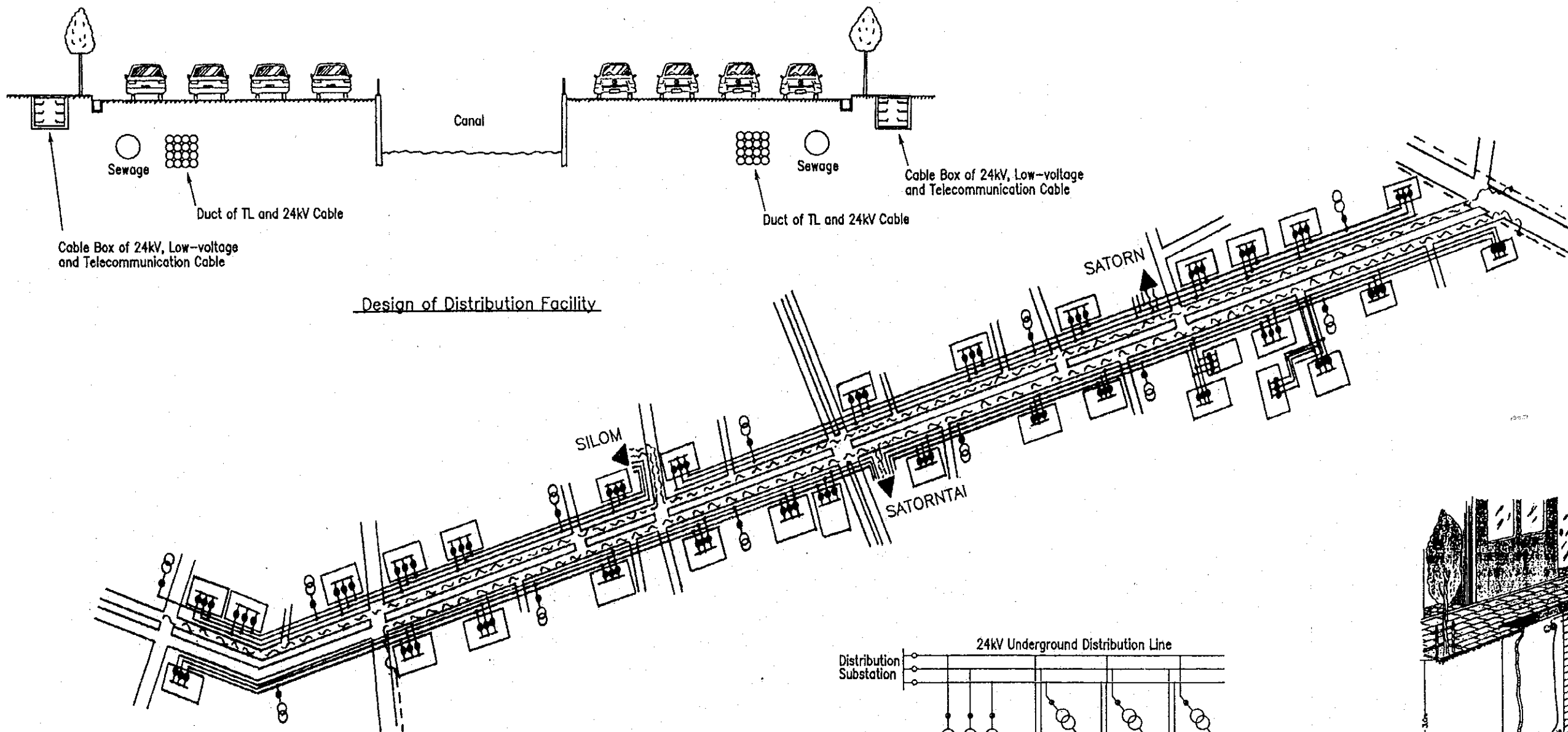
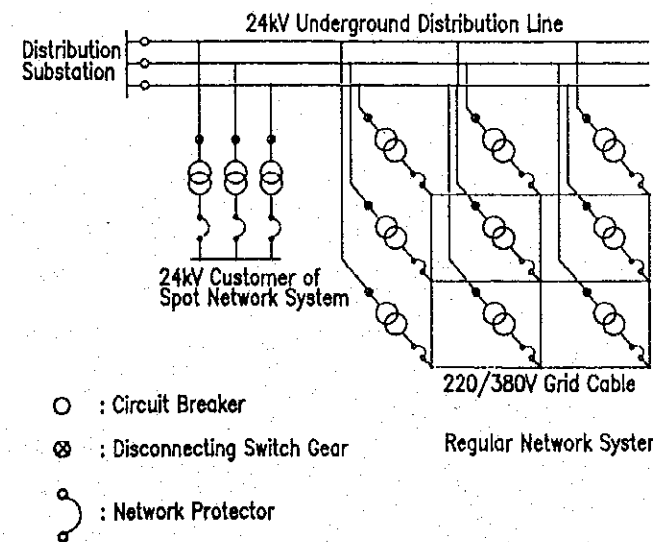


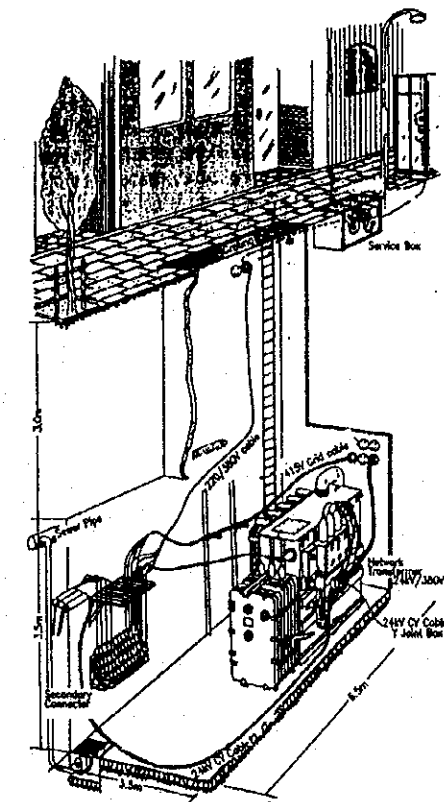
Fig. 9.3-6 Load Density of Sathorn Area



- ~ ~ : Underground Transmission Line
- - - : Overhead Transmission Line
- : 24kV Underground Distribution Line
- ⊕ : Regular Network System Transformer
- ⊞ : 24kV Customer of Spot Network System



Basic Configuration of Underground Distribution Line



Outline of Underground Distribution Facility

Fig.9.3-7 Future Conceptual Diagram of Sathorn Area

Table 9.3-11 Power Demand of Phahol Yothin Area

No	ABB Substation	2001			2006			2011			2016		
		Area (sq. km)	Load (MVA)	Density (MVA/sq. km)	Area (sq. km)	Load (MVA)	Density (MVA/sq. km)	Area (sq. km)	Load (MVA)	Density (MVA/sq. km)	Area (sq. km)	Load (MVA)	Density (MVA/sq. km)
43	MC Mochit	5.50	84.91	15.44	5.25	75.59	14.40	5.00	93.95	18.79	5.00	102.53	20.51
67	SM Sailom	5.00	59.34	11.87	3.00	52.26	17.42	2.25	53.09	23.60	2.25	64.94	28.86
69	SN Samsen	8.25	83.52	10.12	8.25	82.22	9.97	7.00	88.02	12.57	7.00	107.68	15.38
89	YT Yothee	3.00	57.05	19.02	2.75	54.34	19.76	2.50	55.64	22.26	2.50	59.48	23.79
104	PP Pradipat	7.00	68.99	9.86	5.75	82.57	14.36	7.00	113.10	16.16	7.00	138.35	19.76
122	DD Dindaeng	3.50	58.74	16.78	3.50	30.48	22.99	3.50	90.98	25.99	3.50	104.72	29.92
168	NP Sanampao				2.50	82.24	32.90	2.25	69.61	30.94	2.25	85.15	37.84
187	RO Rajchakru							1.00	71.35	71.35	1.00	87.28	87.28
	Total	32.25	412.55	12.79	31.00	509.70	16.44	30.50	635.74	20.84	30.50	750.13	24.59

Model District

Load Density (MVA/sq. km) 16.03 21.30 26.70 32.07

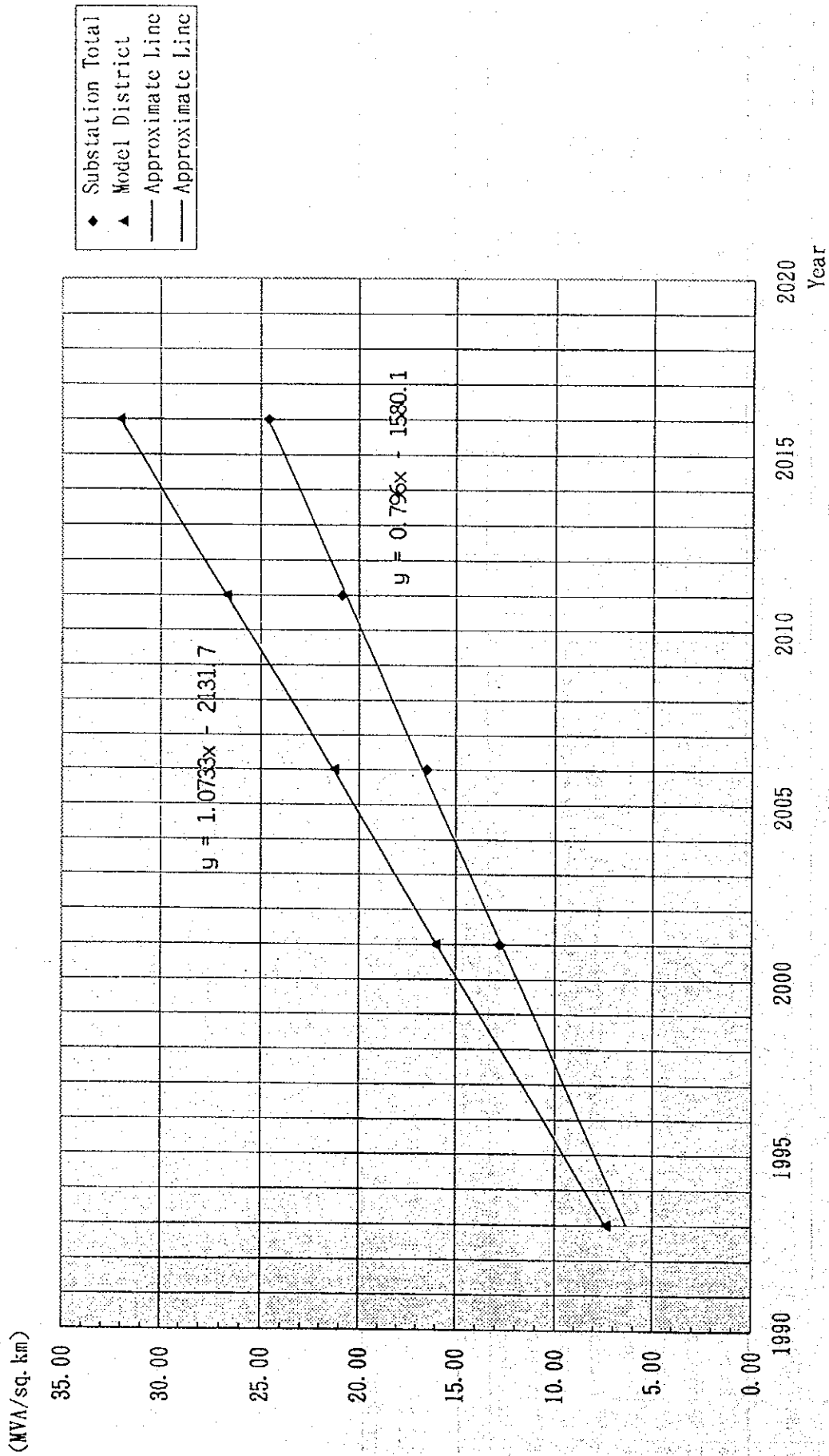
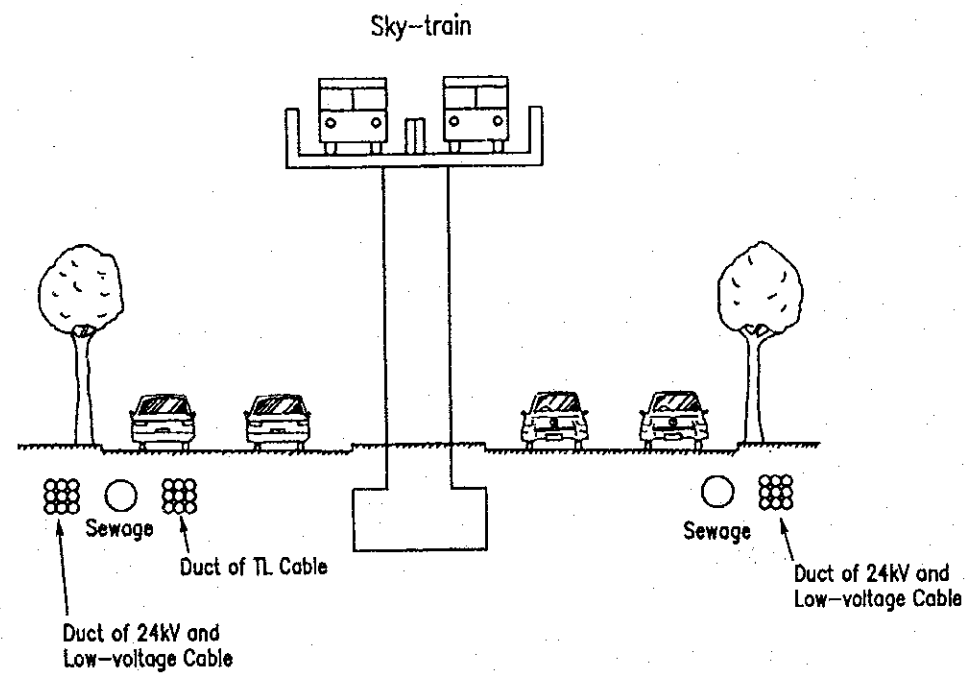
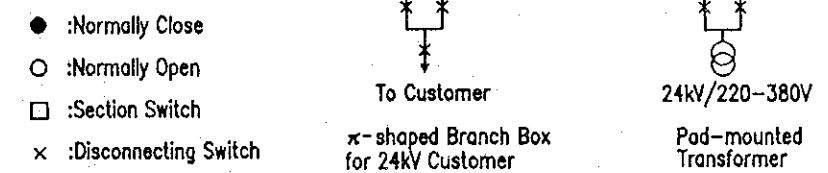
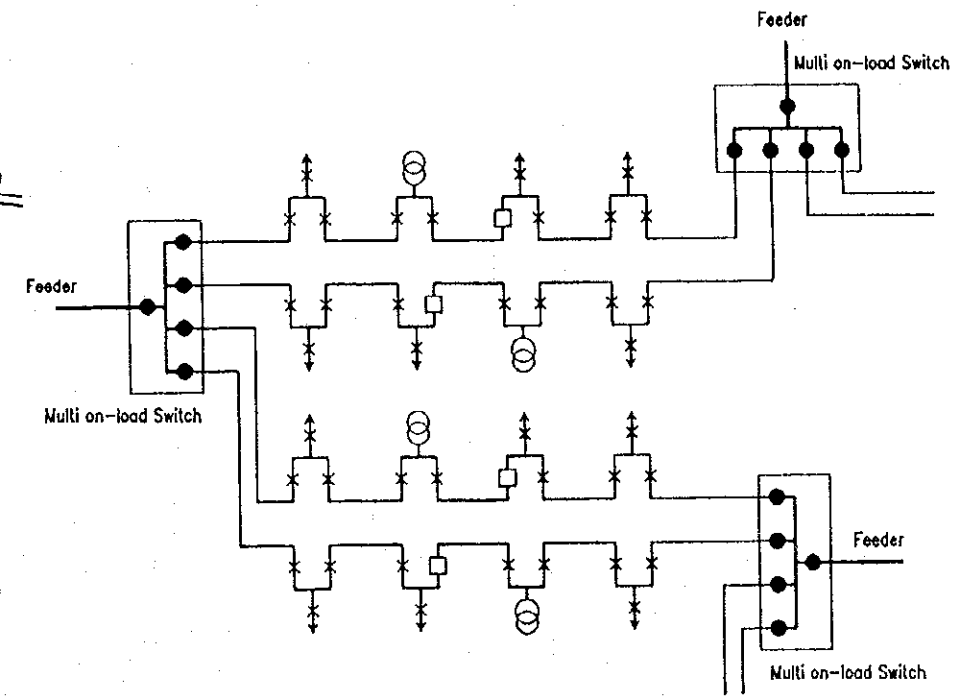
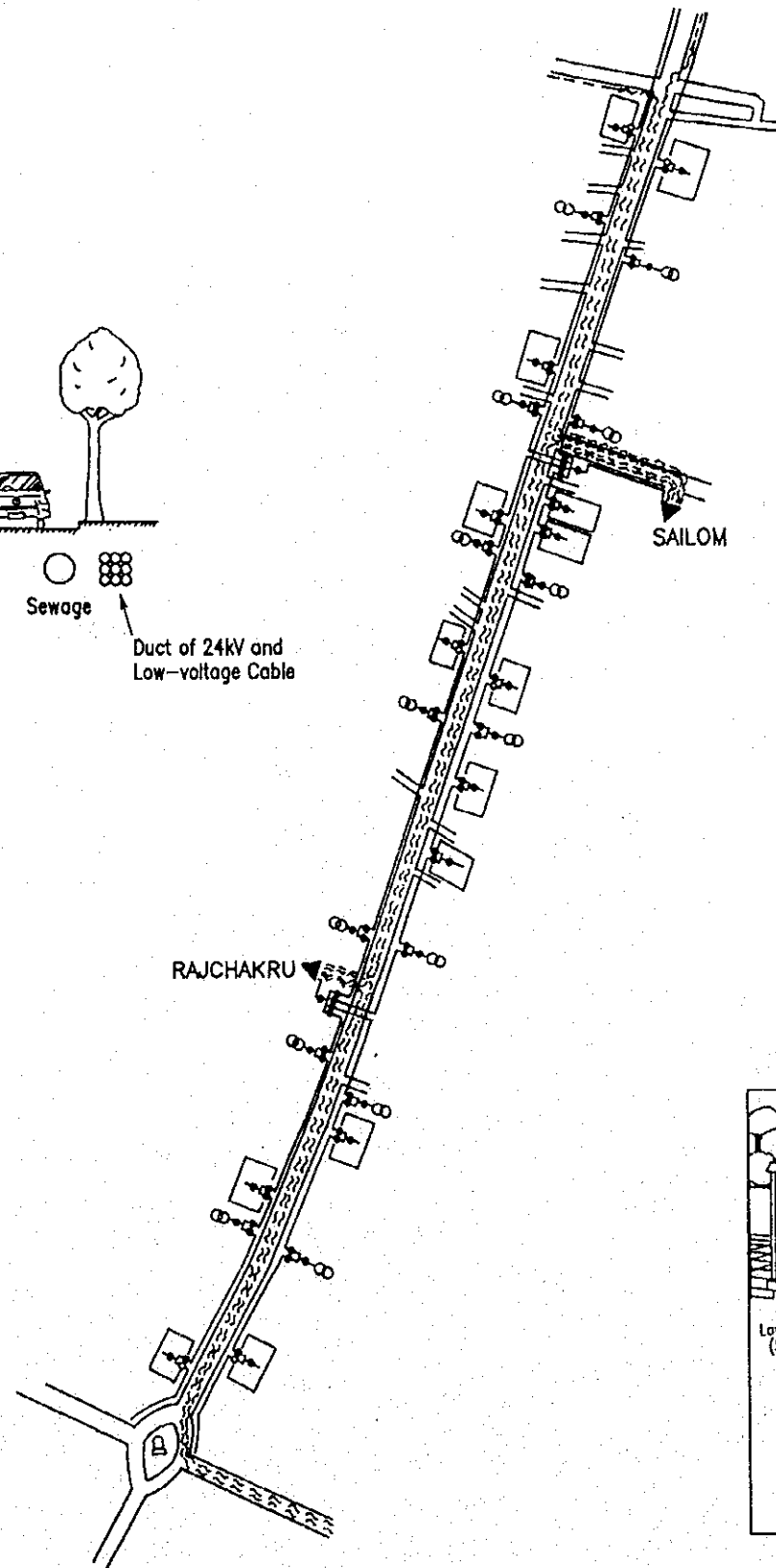
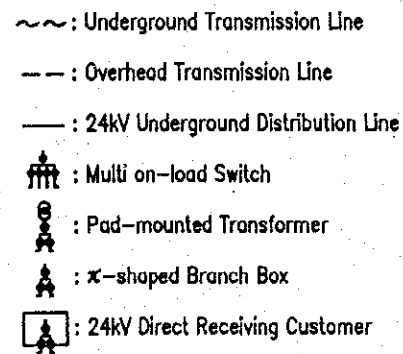


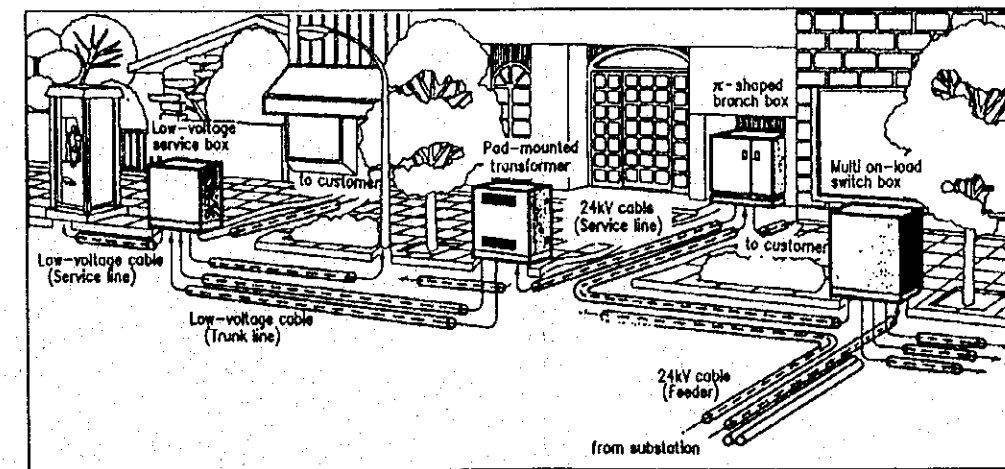
Fig. 9.3-8 Load Density of Phahol Yothin Area



Design of Distribution Facility



Basic Configuration of Underground Distribution Line



Outline of Underground Distribution System

Fig.9.3-9 Future Conceptual Diagram of Phahol Yothin Area

Table 9.3-12 Power Demand of Jomthong Area

No	ABB Substation	2001			2006			2011			2016		
		Area (sq. km)	Load (MVA)	Density (MVA/sq. km)	Area (sq. km)	Load (MVA)	Density (MVA/sq. km)	Area (sq. km)	Load (MVA)	Density (MVA/sq. km)	Area (sq. km)	Load (MVA)	Density (MVA/sq. km)
9	BM Bangmod	16.00	92.24	5.77	16.00	98.98	6.19	7.00	108.65	15.52	7.00	111.03	15.86
33	WG Klongwatsing	9.75	55.89	5.73	9.75	72.71	7.46	8.25	98.22	11.91	8.00	124.56	15.57
38	MN Mahaisawan	8.50	80.27	9.44	8.50	76.05	8.95	9.00	94.34	10.48	9.00	96.40	10.71
52	PS Petchkasem	10.00	55.09	5.51	11.00	57.04	5.19	9.75	64.82	6.65	9.25	79.33	8.58
81	TS Taksin	5.00	48.48	9.70	5.00	54.24	10.85	3.50	54.76	15.65	3.50	55.95	15.99
151	WR Wuttakart	4.75	43.11	9.08	4.75	56.83	11.96	5.25	65.25	12.43	5.50	68.81	12.51
	Total	54.00	375.08	6.95	55.00	415.85	7.56	42.75	486.04	11.37	42.25	536.08	12.69

Model District

Load Density (MVA/sq. km)

15.11

20.73

26.18

31.68

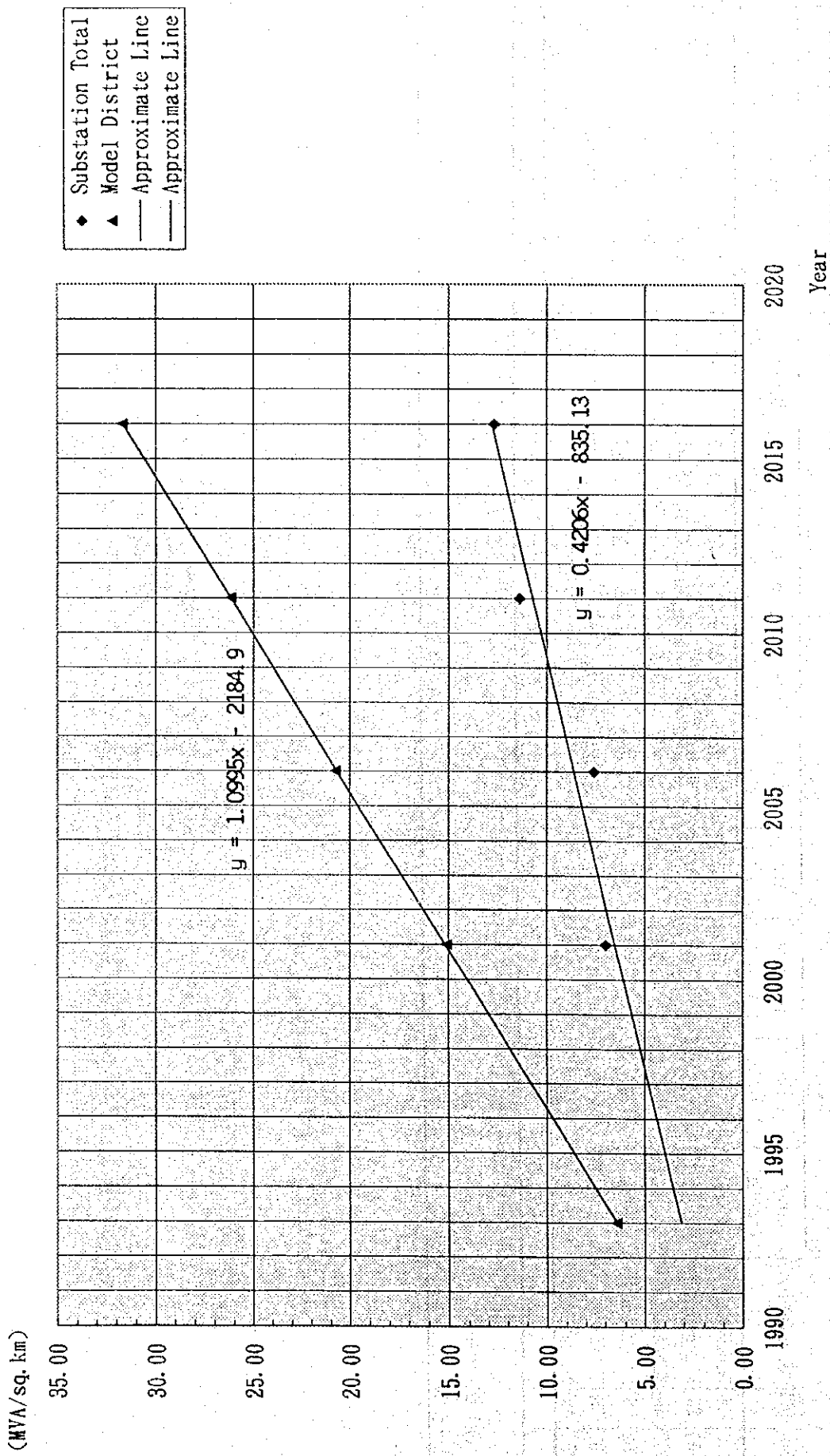
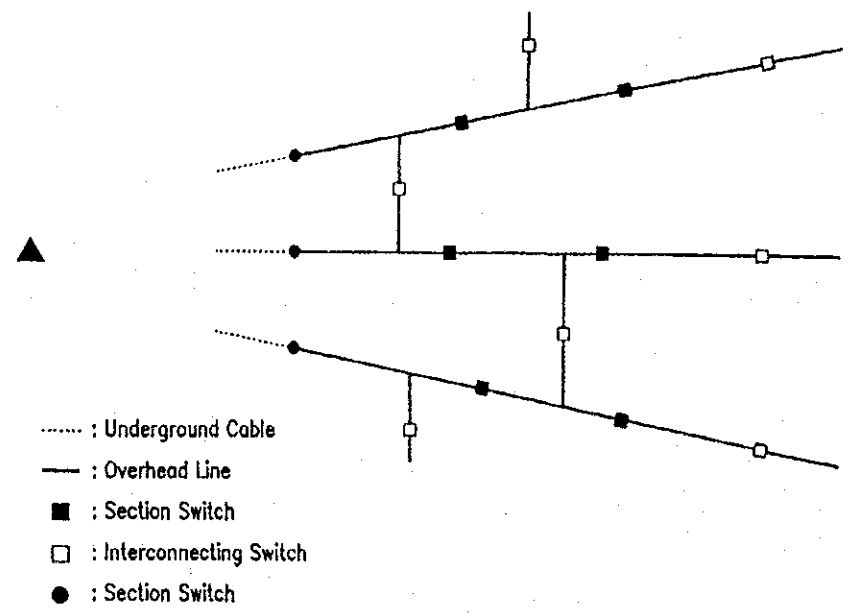
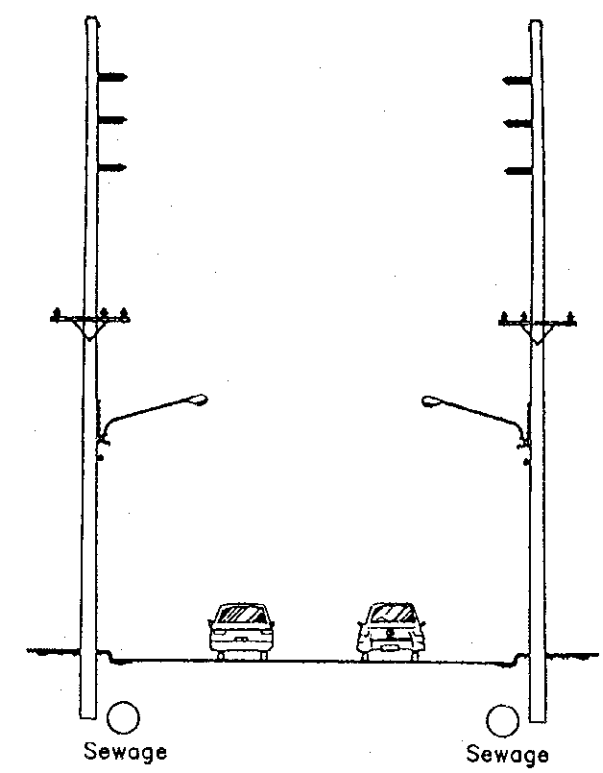


Fig. 9.3-10 Load Density of Jomthong Area



Basic Configuration of Distribution Line



Design of Distribution Facility

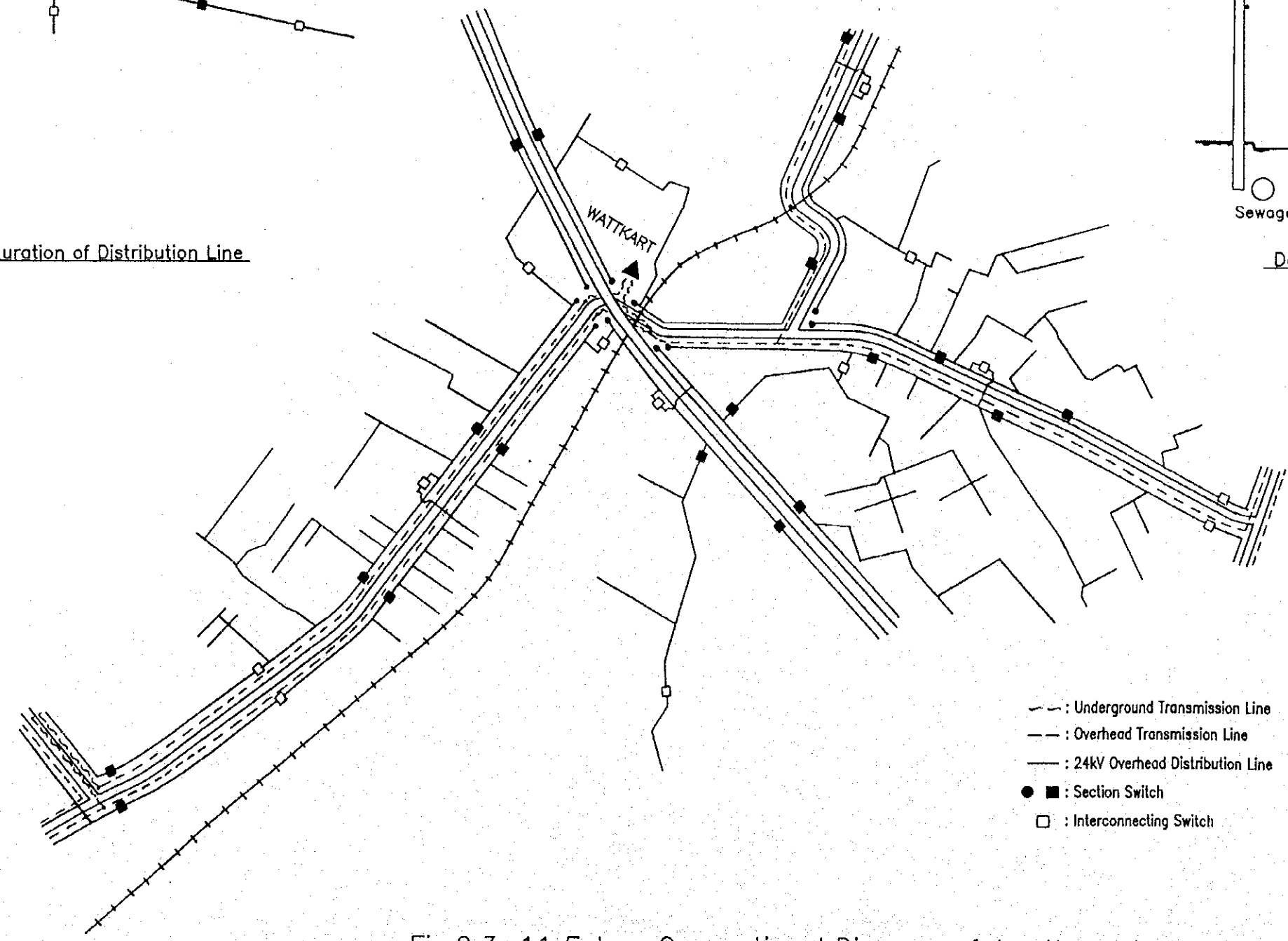


Fig.9.3-11 Future Conceptual Diagram of Jomthong Area

9.4 架空送配電線設備

9.4.1 送配電線のルート選定

(1) 送配電線の将来増強計画

経済の発展と生活水準の向上に伴い、電力需要の伸びが大きいタイ王国首都圏の送配電設備増強計画は、急激にその規模を増大させている。この増大する需要に対し、所要の供給信頼度を維持して供給するための送配電設備増強計画を6.4において策定した。この計画に従って、架空送配電線の設計を実施した。

(2) 送配電線ルートの選定

本計画の基本になる首都圏送変電設備の現状把握は、将来設計の基本となるので現地においての送電線ルートの現状を調査した。

なお、将来計画にたいしては、次の事に留意して送配電線ルートの選定を行った。

- (a) 自然環境の影響が最小になるルートとする。
- (b) 社会環境と調和が取れること。
- (c) 各種の地域開発との調和が取れること。
- (d) 技術的に調和が取れること。
- (e) 最適電力システムになるような系統構成が出来るルートとする。
- (f) 現地の道路および地勢に沿ったルートとする。
- (g) 既設線での増強が可能かを検討し、場合によっては代替えルートも調査する。

タイ王国の首都圏送配電設備増強計画の送配電線のルート選定にあたり、電力需要の伸びおよび各年度別増強計画に即した需要地を考慮する必要がある。タイ王国首都圏のここ数年の経済開発、地域開発、国民生活の向上等により送電線下用地の確保が難しくなっており、新規の送配電線ルートは建設が不可能に近いので、出来るだけ既設送電線下の用地およびSide Walk を使用して増改良を行うようにした。

(3) 送配電線の選定上の条件

首都圏への送配電線の系統計画については、特に次の様な条件に留意して選定する必要がある。

a) 首都圏への送電容量の増大化

首都圏への送電容量の増大に対しては、多回線化および多導体化で対処する。

b) 新規ルートの用地確保の困難化（特に 230kV環状系統内は不可能）

極力既設送電線ルートの活用を図る増強対策を考慮する。

c) 首都圏への送配電線は地下ケーブル等を考慮する。

d) 各変電所の短絡電流の抑制

各変電所の短絡電流の抑制のため、230kV送電系統を首都圏に計画する。

(4) 多回線 (N回線) の送電容量

多回線 (N回線) の送電容量は、1回線の送電容量のN-1倍を持って多回線の送電容量とする。

電圧 (kV)	導体本数 (A A C)	多回線 (N回線) の送電容量 (MVA)			備 考
		1 回 線	2 回 線	4 回 線	
230	400mm ² X 2	(0)	(673)	(2,019)	()はN-1 回線の時
		673	1,346	2,692	
115	400mm ² X 1	(0)	(168)	(504)	
	168	336	672		
69	400mm ² X 2	(0)	(337)	(1,011)	
	337	674	1,348		
69	400mm ² X 1	(0)	(101)	(303)	
	101	202	404		
69	400mm ² X 2	(0)	(202)	(606)	
	202	404	808		

(5) 各送配電線ルートを選定

首都圏送配電設備増強計画に沿った各送配電線ルートを選定については、次の通りである。

- a) 115kV架空送配電線ルートを選定 : Side Walk または、運河サイドの利用
- b) 69kV架空送配電線ルートを選定 : Side Walk または、運河サイドの利用

9.4.2 基本設計

(1) 架空送配電線基本設計

本計画における送配電線の基本設計は、次のように考えるものとする。

首都圏の送配電線の新設および増改良については、極力既設設備の変更の少ないようにするものとし、現在タイ国内で使用している規格または、基準に準拠して計画を作成するものとする。

送配電線の増改良および将来計画の基本設計は、各2001、2006、2011および2016年度の各断面の電力系統に適用出来るようにするものとする。

なお、現地調査により将来新規ルートの建設が難しい場合には、既設送配電線の増改良（多回線または多導体化）を考慮する。

また、送配電線下用地の増加が出来ない箇所では狭線間鉄塔および地下ケーブル化を検討して設計を行うものとする。

既設送配電線の増強区間では、超高压化、多回線化または多導体化が必要になるので、次のように考えるものとする。

- a) 230kV：2回線または、3回線化
- b) 115kV：1回線および、69kVの併架
- c) 69kV：2回線（4回線）または、多導体化

(2) 架空送配電線の使用電圧

現在MEAで使用している電圧は、230kV、115kVおよび69kVであり国際的な規格にも合うので本計画における送配電線の使用電圧は次の電圧を使用する。

主要送配電線	電圧
基幹送配電線	230kV
一般送配電線	115kV 又は 69kV

(3) 架空送配電線の使用回線数

現在MEAで使用している回線数は、69kVでは2回線が多く、115kVでは1または2回線が約半分づつである。また、230kVでは2回線（地中線）が適用されている。

将来の増強計画では、タイ国首都圏の経済開発、地域開発がここ数年に大きく発展しており用地確保が難しいので送配電線規模は、多回線化、多導体化が必要であり既設送配電線線下用地を出来るだけ利用した設備とし、次のような回線数を推奨したい。

現 状 規 模	将 来 規 模
230kV, 2 回線	230kV, 4 回線化
115kV, 1 回線	115kV, 2 回線化
69kV, 2 回線	115kV, 2 回線化

(4) 架空送配電線の使用導体数

本計画の送配電線は、比較的単距離（5～10km）の送配電線であり、送電容量は導体の熱容量で決定されるので、容量増加は多導体化によって確保するものとし、次のような導体数を推奨したい。

また、単導体では、コロナノイズおよびラジオ障害等が発生するので導体の表面電位傾度を少なくなるようにする。

導 体 単 面 積	導 体 数
400mm ² AAC	1、2 および 4 導体
600mm ² AAC	1、2 および 4 導体
800mm ² AAC	1 導体

(5) 架空送配電線支持物

本計画の送配電線に使用する支持物は、1回線、多導体化が必要であり設計荷重が大きくなるので、コンクリート柱の自立式および鉄塔を推奨したい。鉄塔の標準図をFig. 9.4-1に示す。

また、材料は、アングル材の組合わせで強度的に不足する場合にはX断面材の使用も考慮する必要がある。

なお、送配電線の導体の地上高は、電界強度によって決定されるので、周囲の環境を考慮のうえ地上高を選定する必要がある。

既設送配電線線下を利用するので、線下への増設が不可能な場合には、鉄塔の導体線間を「狭線間」にした鉄塔の型状を考慮する必要がある。

(6) 碍子装置

送配電線下用地の関係から導体の横振れ幅が少なくなるような碍子装置の使用により線下用地幅の低減を図る。

本計画の送配電線に使用する碍子類は、既設送配電線線下を利用するが多いので、懸垂碍子装置は電力線の横振れが小さくなるように「V型懸垂装置」または、狭

線間であるので「耐張型装置」と「ジャンパー横振れ防止型懸垂装置」の組合わせも考慮して計画されるべきである。

現在のMEA送配電線の碍子装置には、アーキングホーンまたはシールドリングを付けていない物が多いが、送配電線落雷事故時に故障アークの除去を速やかにするため、将来建設される送配電線の碍子装置には、アーキングホーンまたはシールドリングを取り付ける構造として、事故率の低減を図るよう計画するものとする。

(7) 送配電線の鉄塔基礎

本計画の送配電線の経過地は、おおむね軟弱地盤が多く存在するので、鉄塔の不等沈下を生ずるおそれがあるため、送配電線の鉄塔基礎には「杭打ち基礎」を使用して鉄塔の強度上不安のない構造とすべきである。

また、鉄塔基礎の反力の大きい箇所では、「杭打ち基礎」と「マット基礎」の組み合わせにより対応するものとする。

現在MEAでは、杭の種類はコンクリート杭を使用しているが、基礎反力が大きくなるので、「現場打ち杭」を使用して鉄塔基礎反力にあった杭径と本数を決定するように計画するものとする。コンクリート柱および鉄塔の基礎図をFig. 9.4-2に示す。

(8) 電力線の導体

電力線の導体の選定に当たっては、最適電力系統計画により決定されるが、送電容量面から将来は多導体化が必要になるので、2～4導体化を考慮して計画するものとする。

なお、MEA送変電設備は、AAC 800mm² (400mm² X 2, オールアルミ撚線) を標準としているので電力系統計画に基づき選定する。

導体の選定条件は次の通りとする。

- a) 所要送配電容量があること (許容熱電流)
- b) 導体の最大電位傾度が小さいこと
- c) コロナ雑音レベルの小さいこと
- d) 導体の機械強度特性の良いこと
- e) 耐蝕性および耐振性の良いこと

(9) 送配電線下用地が確保出来ない場合

送配電線下用地が確保出来ない場合には、地下ケーブルの適用を検討するものとする。

(10) 環境技術調査

超高圧送配電線網の充実、拡大ならびに、高電圧化、大容量化に伴い送配電線設備が周辺環境へ影響を及ぼす可能性があるため、事前に十分な対策を検討しておく必要がある。

- a) 静電、電磁誘導の防止
- b) テレビ受信調査
- c) ラジオ受信調査
- d) 風騒音の調査

(11) 送配電線周辺の調査

送配電線周辺の調査は、送配電線設備の維持管理、建設工事の容易性、経済性に大きく影響するので、事前に十分な調査および検討をしておく必要がある。

- a) 地形地質の調査（断層、軟弱地盤、河川横断等）
- b) 気象調査（風速、塩塵害、雷害等）

(12) 送配電線の環境面からの制限

送配電線の環境面からの制限については、特に電界強度による人体への影響および風、コロナ騒音等による問題を十分に検討のうえ、次の対策を行うようにする。

1) 電界強度

送配電線地上高の決定にさいし、電界強度（ $50\text{V}/\text{cm}$ ）以下になるように電力線の地上高を決定する。

2) コロナ騒音

送配電線より発生するコロナ騒音を防止するために導体を多導化または、碍子装置にコロナシールドリング等の装着を考慮する。

なお、導体の表面電位傾度は、 $15\text{V}/\text{cm}$ 以下になるようにする。

3) 風騒音

送配電線の導体に風が当たると風騒音が発生するので、これらの対策として「風騒音防止スパイラルロッド」等を電力線に装着し、風騒音の発生防止を実施する。

4) その他

鉄塔の形状等により環境阻害のおそれがある場所では、環境面から美観のよい支持物を考慮する必要もあるので十分に検討する。

(13) 送配電線下用地の補償

送配電線下用地の補償は、MEAでは次のように行っているが、将来市街地化される箇所がおおいので出来れば送配電線下用地の補償も考慮する必要がある。

用地範囲	補償範囲	
	現在の補償	将来の補償
鉄塔敷地	敷地のみ補償	敷地のみ補償
送配電線線下用地	補償なし	一時補償（地価の数％） または 借地補償（3－5年毎）

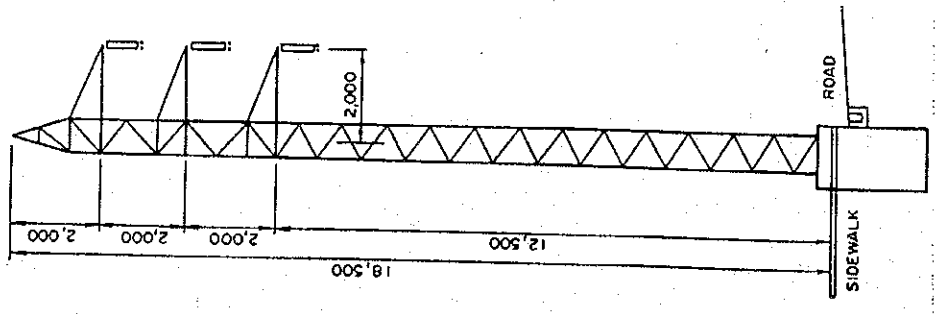
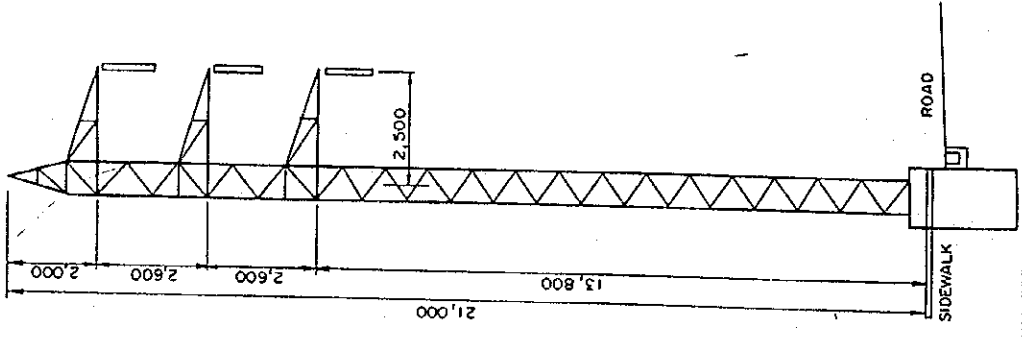
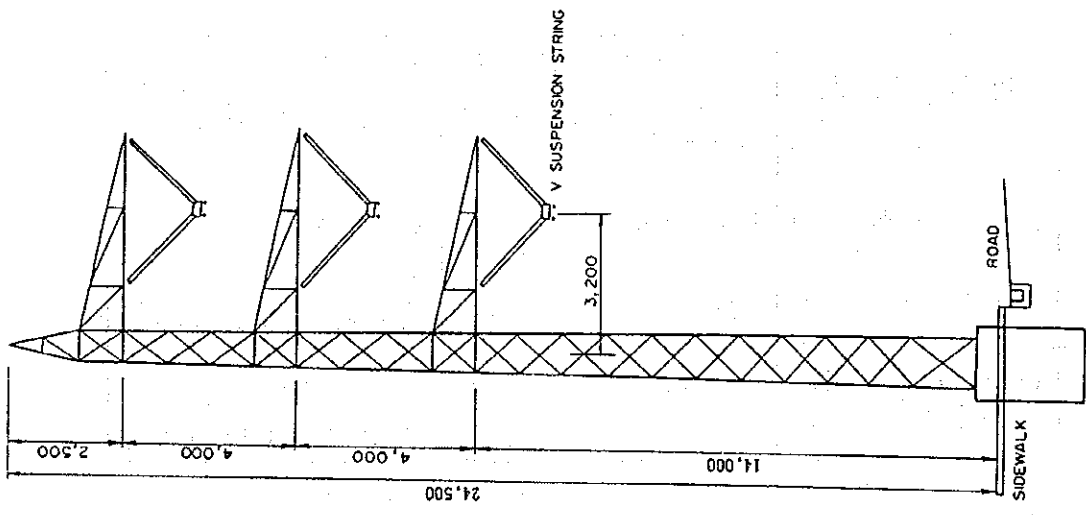
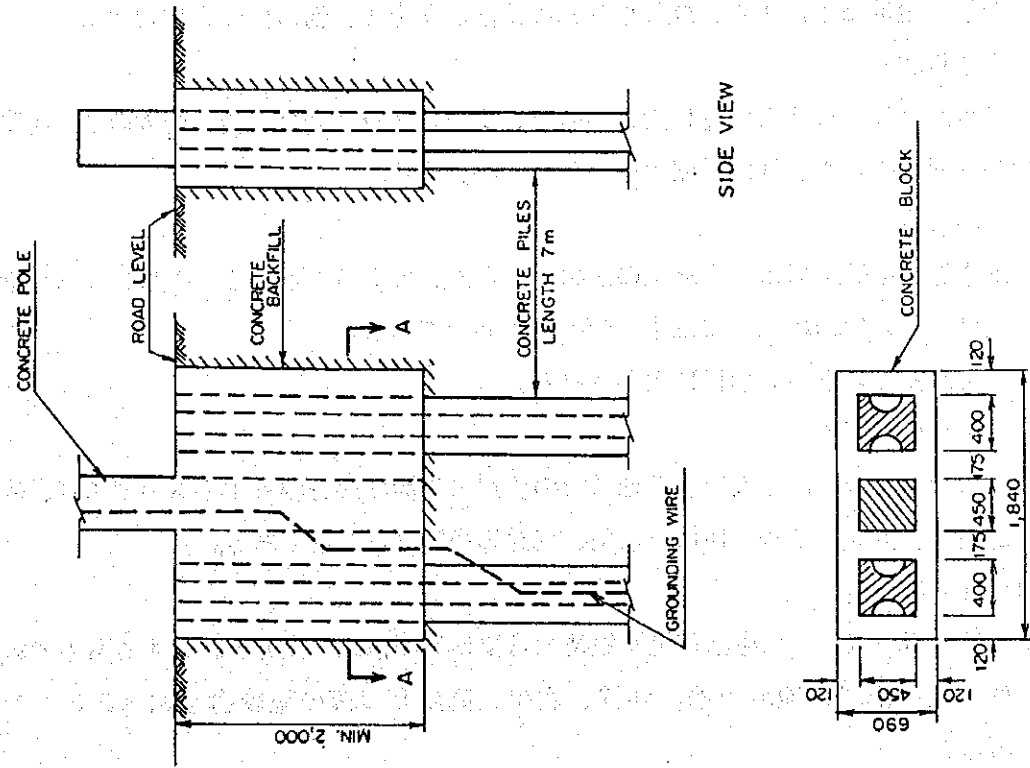


Fig. 9. 4-1 PRINCIPAL DIMENSION OF SINGLE CIRCUIT STEEL POLE

CONCRETE POLE FOUNDATION



STEEL POLE FOUNDATION

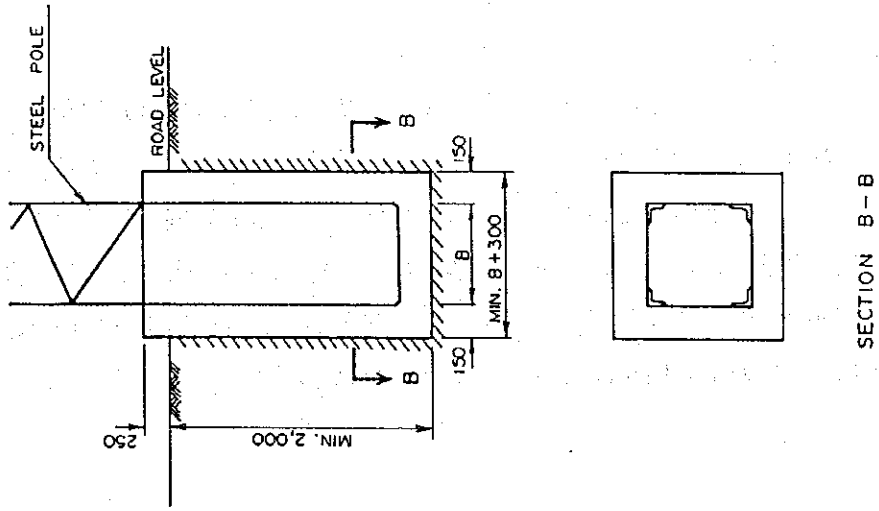


Fig. 9. 4-2 STRUCTURE FOUNDATION

SECTION A-A