

Table 4.1-6

Construction Quantity of Substation (exclude Connecting Transformer)

(2/3)

Substation	II ( 89 ~ 93 )					III ( 94 ~ 98 )					IV ( 99 ~ 2003 )							
	C.Y	Feeder		Tr		Relative	C.Y	Feeder		Tr		Relative	C.Y	Feeder		Tr		Relative
		150kV	70kV	150kV	70kV			150kV	70kV	150kV	70kV			150kV	70kV	150kV	70kV	
Blimbing							94	2		50x2								
Sengkaling							97	2		50x1		Kebonagung 150Fx2						
Lawang	92	2		50x1									99			50x1	20x1	
Sukorejo																		
Turen							94				30x1							
Sengguruh	92				10x1 (P/S)													
Karangkates							98			10x1								
Kepanjèn	90		4		30x1	Kebonagung 70Fx2	95		2									
Probolingo							98			50x1								
Plered	89				30x1													
Bangil							95			50x1								
Pandaan	92				50x1													
Porong																		
Leces																50x1	20x1	
Kraksaan																30x1		
Kediri							96			50x1								
Tulungagung							96	2		50x2		Kediri 150Fx2						
Blitar	89				20x1													
Plta Wlingi							95				20x1							
Jombang	89		2		10x1													20x1
Kertosono																		30x1
Mojokerto	91			50x1			97			100x1			2					Krian 150Fx2
Manisrejo							95			50x1					50x1			
Ponorogo													99				20x1	
Dolopo	89				20x1													

Note C.Y : Completion Year

Table 4.1-6

Construction Quantity of Substation (exclude Connecting Transformer)

(3/3)

Substations	II ( 89 ~ 93 )					III ( 94 ~ 98 )					IV ( 99 ~ 2003 )							
	C.Y	Feeder		Tr		Relative	C.Y	Feeder		Tr		Relative	C.Y	Feeder		Tr		Relative
		150kV	70kV	150kV	70kV			150kV	70kV	150kV	70kV			150kV	70kV	150kV	70kV	
Lumajang							98			30x1								
Bondowoso							98			20x1								
Tanggul	89	4		20x1												20x1		
Asembagus													4			10x1		
Banyuwangi							95	2		50x1								
Genteng	89	4		20x1			96			50x1								
Situbondo	89	2				Paiton 150Fx1 Jember 150Fx1						Situbondo 150Fx2						
Bangkalan																20x1		
Sampang																20x1		
Pamekasan							97			20x1								
Sumenep							97			20x1								
Babat	89	1				Tuban 150Fx1												
Trenggalek	89		2															
Tulungagung	89		2															
Kebonagung	91		2				95		2									
"							III	2										
Wlingi	89		2			(P/S)												
Krian-Tandes							94	2										
Sukolilo							94	150Fx2										
							94	500Fx2										
Perak							94	2										
Grand Total		33	14	20x2 50x11	10x2 20x2 30x2 50x1	70Fx2 150Fx5		24 500Fx2	4	10x1 20x3 30x1 50x28 100x3	20x1 30x1	150Fx10		8		10x1 20x4 30x1 50x9 100x11	20x4 30x1	150Fx4

Note C.Y : Completion Year

Table 4.1-7

## Construction Quantity of Connecting Transformer

	Comple- tion Year	II ( 89 ~ 93 )		Comple- tion Year	III ( 94 ~ 98 )		Comple- tion Year	IV ( 99 ~ 2003 )	
		500kV/150kV	150kV/70kV		500kV/150kV	150kV/70kV		500kV/150kV	150kV/70kV
Sawahan Bangil Sengkaling	89		( 50x2 from Tandes )	98		100x1 50x1			
Grand Total						50x1 100x1			
Paiton	89	300x1							
"	90	500x1							
Sukolilo				94	500x1				
"				95	500x1				
Krian	89	500x1			1000x1			1000x1	
Grand Total		300x1 500x2			500x2 1000x1			1000x1	



Table 4.1-8 Construction Cost of Substation

(Unit : US\$ $\times 10^3$ )

Stage	Installation		Feeder and Dis. Tr.		Connecting Tr.		Total		500kV Feeder and Tr.		
	Year	Cost	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	Total
II	1989	13,891	7,853	21,744							
	1990	6,860	3,653	10,513							
	1991	1,411	469	1,880							
	1992	4,626	2,074	6,700							
	1993	4,100	1,410	5,510							
	Total	30,888	15,459	46,347			30,888	15,459	46,347		18,364
III		49,566	17,394	66,960	2,341	689	3,030	18,083	69,990	4,974	25,824
IV		35,386	11,009	46,395			35,386	11,009	46,395	1,368	9,458
Total		115,840	43,862	159,702	2,341	689	3,030	118,181	162,732	9,626	53,646

Table 4.1 - 9 Forecast of Pole Transformer Capacity

	L.V. Peak Load (MW)		Pole Tr. Capacity (MVA)		*** Utility Factor
	S/S	*Pole Tr.	Total Cap.	** Inc. Cap.	
1983	223.81	217.1	1,098.4	-	0.267
88	409.78	397.5	1,827.86	729.46	0.294
89	455.04	441.4	1,990.7	162.8	0.300
90	505.30	490.1	2,167.0	176.3	0.306
91	561.11	544.3	2,352.8	185.8	0.313
92	623.08	604.4	2,563.5	210.7	0.319
93	691.92	671.2	2,785.7	222.2	0.326
89 - 93				957.8	
98	1,045.57	1,014.2	3,801.1	1,015.4	0.361
2003	1,430.25	1,387.3	4,692.5	891.4	0.400
89 - 2003				2,864.6	

\* Peak Load of Pole Tr. = Peak Load of L.V. at S/S x 0.97

\*\* Increasing Capacity

\*\*\* Utility Factor =  $\frac{\text{Peak Load} \times 1.15}{\text{Tr. Capacity} \times 0.85}$

1.15 : I + Diversity(0.05) + Allowance(0.10)

0.85 : Power Factor

Table 4.1-10 M.V. Line Planning

	1983	1988	1993	1998	2003
L.V. Peak Load (MW) - A	223.81	409.78	691.92	1,045.57	1,430.25
M.V. Peak Load (MW) - B	91.92	196.16	412.52	797.07	1,408.35
B/A	0.411	0.479	0.596	0.762	0.985
M.V. Line Length (KM) - C	*3,963	6,788	10,603	14,760	18,933
C/A+B (KM/MW)	12.55	11.20	9.60	8.01	6.67
Increas. of M.V. Line (KM)	-	2,825	3,815	4,157	4,173
Sectional Switch (Unit)	-	-	503	533	468

Note \* M.V. Line Length = 6kV Line Length x  $\frac{6}{20}$  + 20kV Line Length

Table 4.1-11 L.V. & M.V. Peak Demand and M.V. Line Planning

Item Year	East Java			Surabaya			Malang		
	* P.D. (MW)	Inc. P.D.(MW)	M.V. Line(KM)	P.D. P.D.(MW)	Inc. P.D.(MW)	M.V. Line(KM)	P.D. P.D.(MW)	Inc. P.D.(MW)	M.V. Line(KM)
1988	605.94	-	-	326.5	-	-	69.9	-	-
89	690.11	84.17	633	373.8	47.3	356	78.1	8.2	62
90	781.79	91.68	693	427.8	54.0	408	87.4	9.3	70
91	880.93	99.14	757	489.8	62.0	473	97.7	10.3	79
92	988.18	107.25	827	560.7	70.9	547	109.2	11.5	89
93	1,104.44	116.26	905	641.8	81.1	631	122.1	12.9	100
89 - 93	-	498.50	3,815	-	315.3	2,415	-	52.2	400
98	1,842.64	738.20	4,157	1,109.3	467.5	2,633	190.0	67.9	382
2003	2,838.60	995.96	4,173	1,808.6	699.3	2,930	272.7	82.7	347
89-2003	-	2,232.66	12,145	-	1,482.1	7,978	-	202.8	1,129

Note

P.D. : Peak Demand

Breakdown of M.V. Line Planning

(In Km)

Item Year	Surabaya		Malang		Other Cabang		Total	
	O.H.	U.G.C.	O.H.	U.G.C.	O.H.	U.G.C.	O.H.	U.G.C.
1989	267	89	58	4	213	2	538	95
90	306	102	65	5	213	2	584	109
91	355	118	73	6	203	2	631	126
92	410	137	83	6	189	2	682	145
93	473	158	93	7	172	2	738	167
II	1,811	604	372	28	990	10	3,173	642
III	1,909	724	350	32	1,131	11	3,390	767
IV	2,051	879	312	35	887	9	3,250	923
Total	5,771	2,207	1,034	95	3,008	30	9,813	2,332



Table 4.1-12 Ratio of Under Ground Cable to Total M.V.Line

(%)

	Surabaya	Malang	Other Chabin
II	25.0	7.0	1.0
III	27.5	8.5	1.0
IV	30.0	10.0	1.0

Table 4.1-13 L.V. Line Planning in Feasibility Study

	Other Loan	Scope	Total
L.V. Line Length (KM)	3,760.84	4,016.85	7,777.7
Pole Transformer (Unit)	3,347	2,709	6,056
L.V. Line Length/P.Tr. Unit	1.12	1.48	1.3

Table 4.1-14 L.V. Line Planning at Long Term Master Plan

	1983	1988	1993	1998	2003
Increase of Pole Tr. (Unit) <sup>(A)</sup>	-	4.559	5.986	6.346	5.571
Increase of L.V. Line (KM)(B)	-	6.438	7.782	8.250	7.242
(B) / (A) (KM/Unit)	-	1.41	1.30	1.30	1.30

Table 4.1-15 Service Equipment Application

	Residential	Commercial	Public	Industry
L.V.1 (Mostly use Single Phase Meter System)	○		○	
L.V.2 (Mostly use 3 Phase Meter System)		○		○
M.V.		○	○	○

Table 4.1-16 No. of Consumers in East Java

1/2

## Residential and Commercial/Public

(x10<sup>3</sup>)

	Residential (L.V.1)		Commercial / Public					
	No. of Con.	Add.	No. of Con.	Add.	L.V.		M.V.	
					*Public (LV1)	Commercial (LV2)	No. of Con.	Add.
1983	683.2	-	44.685	-	-	-	0.050	-
88	1,408.9	725.7	81.9	37.2	12.4	24.8	0.092	0.042
89	1,568.8	159.9	91.4	9.5	3.2	6.3	0.102	0.010
90	1,746.8	178.0	101.9	10.5	3.5	7.0	0.114	0.012
91.	1,945.1	198.3	113.7	11.8	3.9	7.9	0.127	0.013
92	2,165.8	220.7	126.8	13.1	4.4	8.7	0.142	0.015
93	2,411.7	245.9	141.4	14.6	4.9	9.7	0.158	0.016
II	-	1,002.8	-	59.5	19.9	39.6	-	0.066
III	3,614.2	1,202.5	214.0	72.6	24.2	48.4	0.239	0.081
IV	4,752.0	1,137.8	283.9	69.9	23.3	46.6	0.318	0.079
II+III+IV	-	3,343.1	-	202.0	67.3	134.7	-	0.226

\* Note Public : Commercial = 1:2

## Industry

	Energy (GWH) / Year			NO. of New Consumer			
	Ene./ Year	Ene./ Consu.	NO. of Con.	Total	L.V2 (0.9053)	M.V. (0.0924)	H.V. (0.0023)
1983	1,053.5	0.350	3,009	-	-	-	-
88	2,622.1	0.408	6,427	3,418	3,094	316	8
89	3,011.0	0.415	7,255	828	750	76	2
90	3,457.5	0.422	8,193	938	849	87	2
91	3,970.2	0.429	9,254	1,061	961	98	2
92	4,559.0	0.436	10,456	1,202	1,088	111	3
93	5,235.2	0.442	11,844	1,388	1,256	129	3
II	-	-	-	5,417	4,904	501	12
III	9,849.5	0.468	21,046	9,202	8,331	850	21
IV	17,938.9	0.487	36,836	15,790	14,295	1,459	36
II+III+IV	-	-	-	30,409	27,530	2,810	69

Table 4.1-16 Total NO. of New Consumers

(2/2)

Item Year	L.V. ( $\times 10^3$ )			M.V.			H.V.
	Residential Public (LV <sub>1</sub> )	Commercial Industry (LV <sub>2</sub> )	Total	Commercial Public	Industry	Total	Industry
I	738.1	27.9	766.0	42	316	358	8
1989	163.1	7.0	170.1	10	76	86	2
90	181.5	7.8	189.3	12	87	99	2
91	202.2	8.9	211.1	13	98	111	2
92	225.1	9.8	234.9	15	111	126	3
93	250.8	11.0	261.8	16	129	145	3
II	1,022.7	44.5	1,067.2	66	501	567	12
III	1,226.7	56.7	1,283.4	81	850	931	21
IV	1,161.1	60.9	1,222.0	79	1,459	1,538	36
II+III+IV	3,410.4	162.2	3,572.6	226	2,810	3,036	69

Table 4.1-17 Construction Cost of Distribution Line

Unit US\$x3

Item Year	Pole Tr.			M.V. Line (O.H.)			L.V. Line			Sectional Switch			M.V. Line (U.G.C.)		
	Unit	F.C. (1.613)	L.C. (0.075)	KM	F.C. (9.405)	L.C. (4.310)	KM	F.C. (4.977)	L.C. (1.618)	Unit	F.C. (7.7)	L.C. (0.075)	KM	F.C. (59.627)	L.C. (11.451)
1989	1,017	1,640	76	538	5,060	2,319	1,322	6,500	2,139	85	654	6	95	5,664	1,088
90	1,102	1,778	83	584	5,492	2,517	1,433	7,132	2,319	92	708	7	109	6,499	1,248
91	1,161	1,873	87	631	5,935	2,720	1,509	7,510	2,441	98	755	8	126	7,513	9,443
92	1,317	2,124	99	682	6,414	2,939	1,712	8,521	2,770	111	855	8	145	8,646	1,660
93	1,389	2,240	104	738	6,941	3,181	1,806	8,988	2,922	117	901	9	167	9,958	1,912
II	5,986	9,655	449	3,173	29,842	13,676	7,782	38,731	12,591	503	3,873	38	642	38,280	7,351
III	6,346	10,236	476	3,390	31,883	14,611	8,250	41,060	13,348	533	4,104	40	767	45,734	8,783
IV	5,571	8,986	418	3,250	30,566	14,007	7,242	36,043	11,718	468	3,604	35	923	55,036	10,569
Total	17,903	28,877	1,343	9,813	92,291	42,294	23,274	115,834	37,657	1,504	11,581	113	2,332	139,050	26,703

Item Year	Service Equipment											Total Construction Cost		
	L.V. (Residen./Public)			L.V. (Commer./Indust.)			M.V.			Sub-Total		F.C.	L.C.	F.C.+L.C.
	NO. of Consx10 <sup>3</sup>	F.C. (0.058)	L.C. (0.017)	NO. of Consx10 <sup>3</sup>	F.C. (0.072)	L.C. (0.021)	NO. of Consumer	F.C. (20.33)	L.C. (1.702)	F.C.	L.C.			
1989	163.1	9,460	2,773	7.0	504	147	86	1,748	147	11,712	3,067	31,310	8,695	40,005
90	181.5	10,527	3,085	7.8	562	164	99	2,013	168	13,102	3,417	34,711	9,591	44,302
91	202.2	11,728	3,437	8.9	641	187	111	2,256	189	14,625	3,813	38,211	10,512	48,723
92	225.1	13,056	3,827	9.8	705	206	126	2,562	214	16,323	4,247	42,883	11,723	54,606
93	250.8	14,546	4,264	11.0	792	231	145	2,948	247	18,286	4,742	47,314	12,870	60,184
II	1,022.7	59,317	17,386	44.5	3,204	935	567	11,527	965	74,048	19,286	194,429	53,391	247,820
III	1,226.7	71,148	20,854	56.7	4,082	1,190	931	18,927	1,584	94,157	23,628	227,174	60,886	288,060
IV	1,161.1	67,344	19,739	60.9	4,385	1,279	1,538	31,268	2,618	102,997	23,636	237,232	60,383	297,615
Total	3,410.5	197,809	57,979	162.1	11,671	3,404	3,036	61,722	5,167	271,202	66,550	658,835	174,660	833,495



Fig. 4.1-1 Moment Current Carrying Capacity of AW

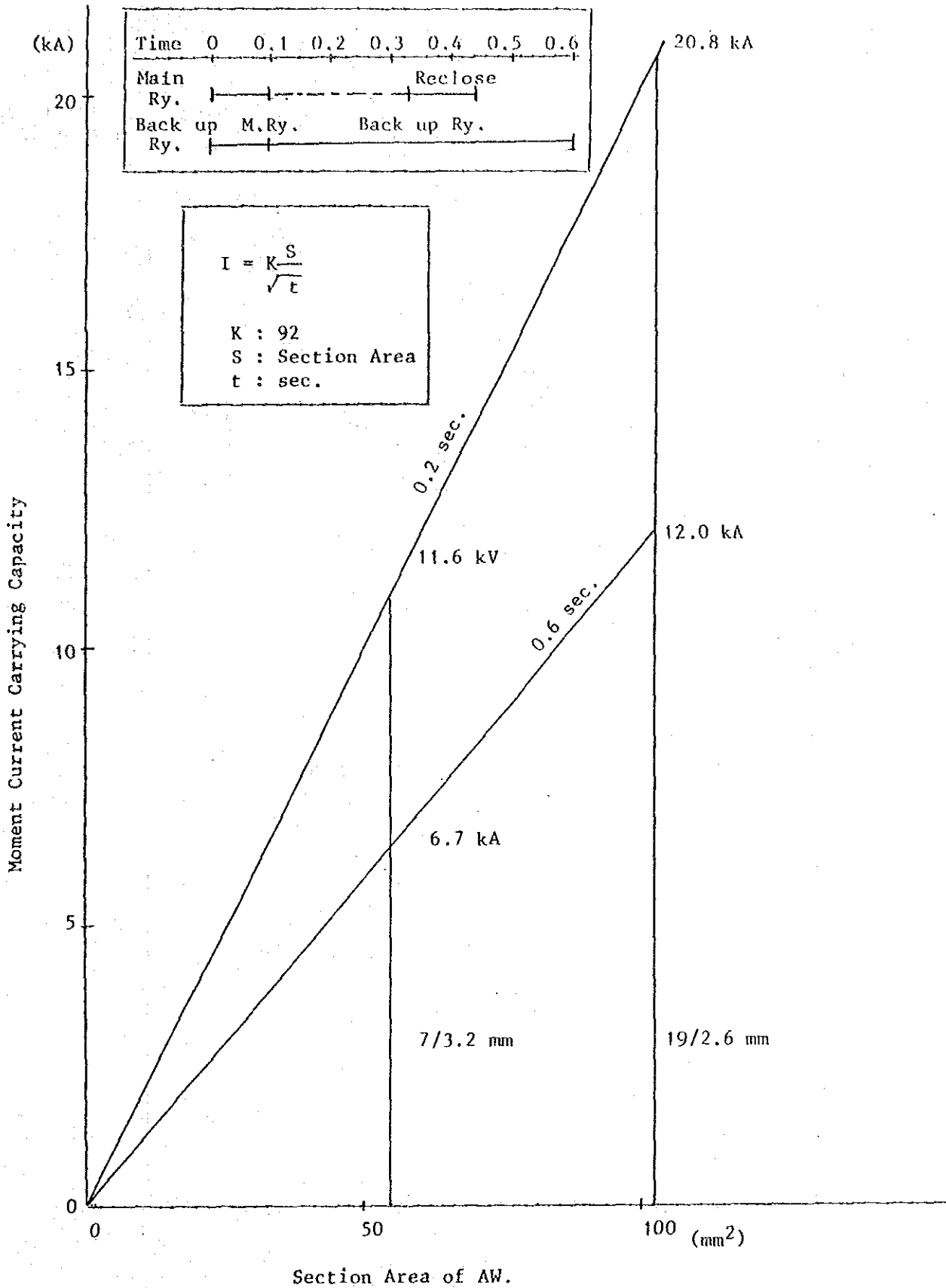


Fig. 4.1-2 Distribution Pole Tr. Capacity, Load and Utility Factor

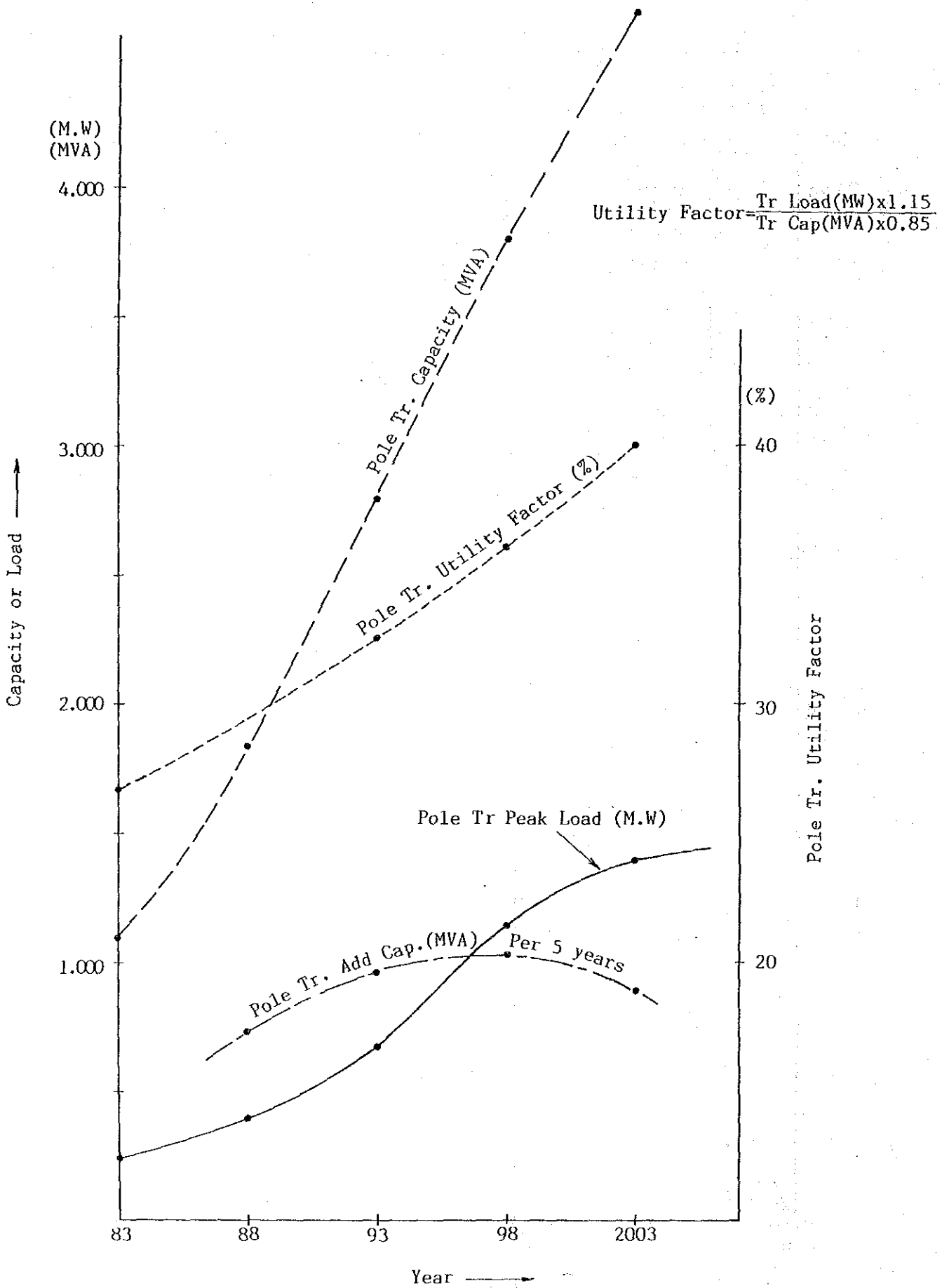




Fig. 4.1-3 Characteristic of M.V. Line

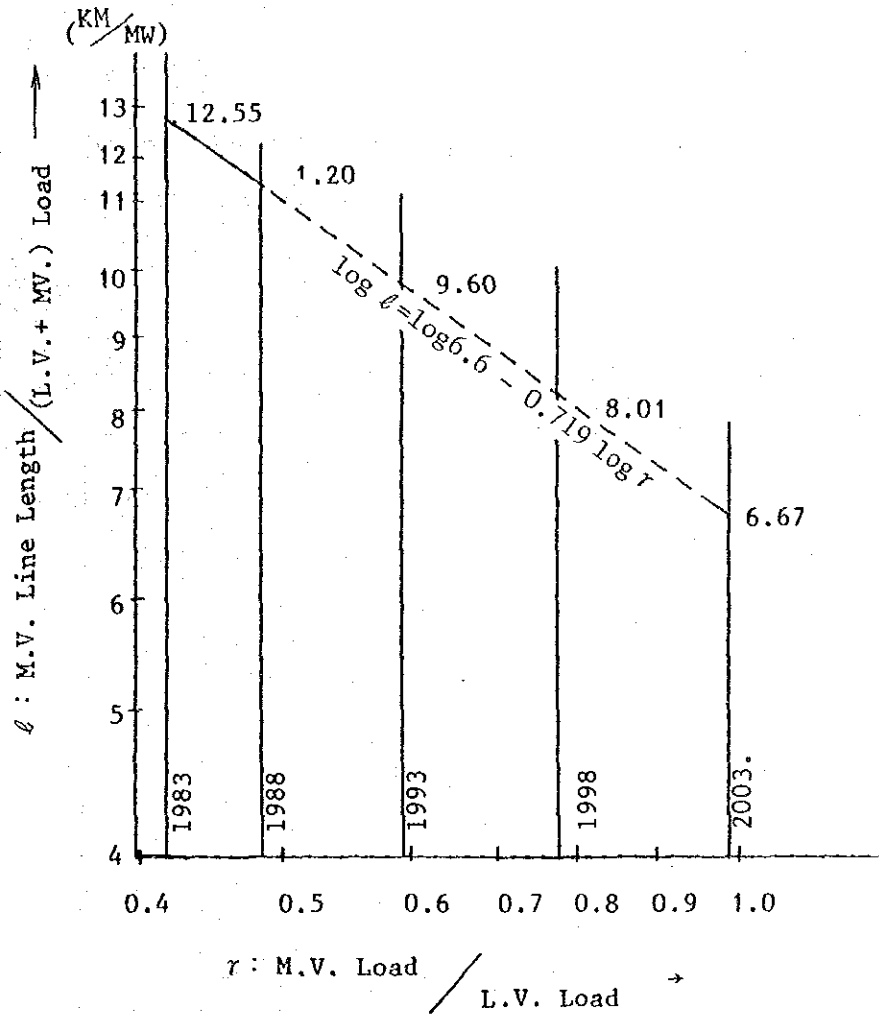
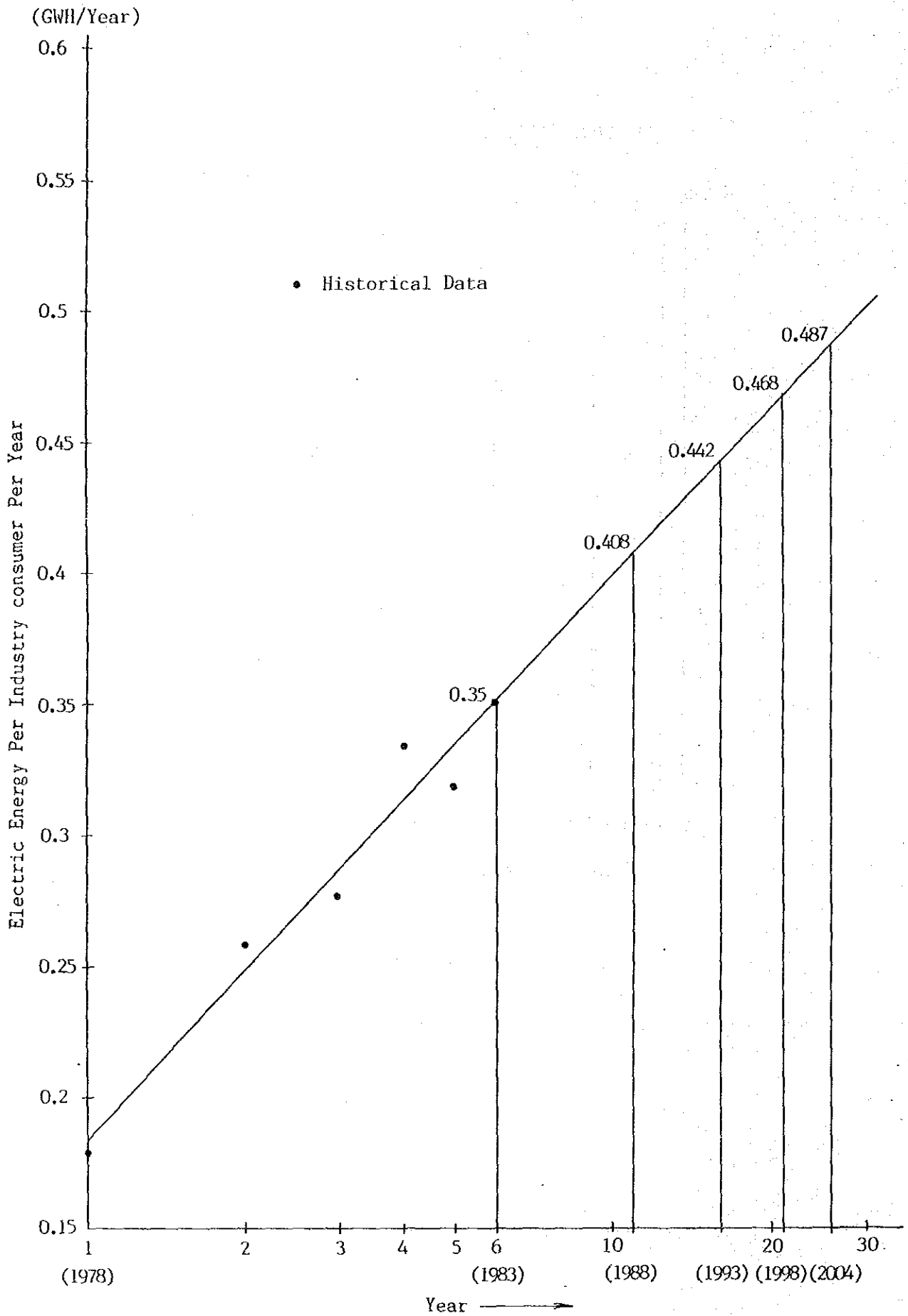


Fig. 4.1-4 Electric Energy Per Industry Consumer Per Year



## 4.2 中長期計画の経済評価

中期計画は短期計画に準じて年度別計画になっている。一方、長期計画は5年単位の総括的な計画になっている。したがって、経済評価の方法も下記の如く両者で異った方法を採用した。

### 4.2.1 中期計画の経済評価

中期計画の経済評価方法は既に記述した短期計画と同じ Present Worth Method により算定された内部収益率により、その経済性を評価する方法を採用した。

#### (1) プロジェクトのコスト

プロジェクトのコストは投資額と運転維持費の合計とした。

投資額は direct cost, physical contingency およびコンサルタント料の合計 (Economic cost) とした。

運転維持費 (O & M cost) は設備別に、O & M 比率と投資額の積から算定した。

O & M 比率は下記の値を採用した。

送電設備 = 1.0 %

変電設備 = 2.5 %

配電設備 = 3.0 %

#### (2) 便益 (Benefit)

中期計画の実施によって生ずる便益 (Benefit) は、1988/89年からの増分電気料金収入と150kV母線における増分受電原価の差額とした。

収入単価、受電単価は PLN が算定した下記単価を採用した。

収入単価 = Rp. 98.3/kWh = 98.3 ミル/kWh

Connecting charge = Rp. 9.00/kWh = 9.0 ミル/kWh

受電単価 = Rp. 70/kWh = 70 ミル/kWh

Exchange rate = 1 US\$ = 1,000 Rp.

受電電力量は 1.2.1 で想定した販売電力量と下記ロス率による損失電力量の合計とした。

	区分ロス率	総合ロス率 (at 150kV)
送電ロス率	3% at 150kV	3.0%
配電ロス率	10% at 20kV	9.7%
合計		12.7%

(3) 内部収益率 (Internal Rate of Return)

中期計画の cost とそれから生ずる benefit の現在価値が等しくなる discount rate

すなわち、内部収益率 (IRR) は第 4.2-2 表に示す通り 15.7% となる。

又、これを図示すると第 4.2-1 図の如くなる。

(4) 中期計画の経済評価の結論

上記方法により、下記の各ケースについて IRR を算定した結果は次の通りとなる。

Sensitivity Test			IRR in %
Case			
(1) Base Case			15.7
(2) Energy Sales	10% increase		17.8
(3) Energy Sales	10% decrease		13.5
(4) Planning Cost	10% increase		13.7
(5) Planning Cost	10% decrease		18.0
(6) Receiving Cost	10% increase		4.1
(7) Receiving Cost	10% decrease		24.3
(8) Revenue including connecting charge			25.6

この表から明らかな如く、中期計画の経済性は短期計画の場合に比し非常に高い。

この原因は、主要な送変電設備、特に送電設備が短期期間迄に既に建設されていることによるものと考えられる。

又、150/20kV システムは初期投資が大きいので、短期期間迄の経済性は比較的シビアであったが、中期にいたってその経済性は大きく増して来たものと考えられる。

#### 4.2.2 長期計画の経済評価

長期計画は5年単位の計画であるので、経済評価方法も中期計画と異なる下記の簡易便益／原価比較法を採用した。

ここで云う簡易便益／原価比較法とは、5カ年間に建設された設備が稼動している期間中の均等化された原価と、この設備によって生ずる1年間の便益とを比較して、その経済性を評価する方法を云う。

##### (1) Levelized cost

稼動期間中の levelized cost は、levelized capital cost, O & M cost およびその他費用の合計となる。

levelized capital cost は建中利子を含んだ建設費と資本回収係数の積で計算できる。

以上を式で表わすと次の通りになる。

$$CC = EC \times (1 + r)^{nc}$$

但し、CC = construction cost including interest during construction period

EC = economi cost

r = interest rate

nc = construction period

$$CA = CC \times RF$$

但し、CA = levelized capital cost

RF = capital recovery factor

$$RF = r \cdot (1 + r)^n / ((1 + r)^n - 1)$$

但し、r = interest rate

n = service life

運転維持費は、上記建設費と O & M ratio の積から算定できる。

その他の費用は O & M cost の 40% と仮定した。以上を式で表わすと次の通りになる。

$$O \& M = CC \times OMR$$

$$O \& M = 0.4 \times O \& M$$

但し、 $O \& M = O \& M \text{ cost}$

$O M R = O \& M \text{ ratio}$

$O T C = \text{Other cost}$

従って、稼働期間中の levelized cost (C) は

$$C = CA + 1.4 \times O \& M$$

となる。

今回の原価計算においては、建設期間は 1.5 年と仮定した。

耐用年数、O & M 比率は設備別に次の値を採用した。

	T/L	S/S	D/L	ES
耐用年数(年)	3.5	2.5	1.5	2.5
O & M 比率(%)	1.0	2.5	3.0	-

金利 (interest rate)  $r$  をパラメータとして原価を算定すると次表の如くなる。なお、詳細は Table 4.2-3 に示す。

金利 (%)	8	10	12	15	20
前期 (US\$ $\times 10^6$ )	74.0	84.0	94.9	112.8	146.6
後期 (US\$ $\times 10^6$ )	69.4	78.6	88.4	104.7	135.4

## (2) 便 益 (Benefit)

長期計画達成により生ずる便益は、増分電気料金収入と増分受電原価の差額となる。

販売電力量は 1.2.1 で想定した如く 9,003 GWh (1993/94 年) ; 15,275 GWh (1998/99 年) ; 24,849 GWh (2003/04 年) である。

又、送電ロス率は 1.2.7% と想定した。

収入単価を Rp. 98.3/kWh、受電単価を Rp. 70.0/kWh、exchange rate を Rp.

1,000/US\$ 1.0 と想定すると、便益は次表の通りとなる。

前 / 後 期 項 / 目	単 価 (ミル/kWh)	増分電力量 (GWh)	金 額 (US\$ ×10 <sup>6</sup> )
前-長 期			
料 金 収 入	98.3	6,272	616.5
受 電 原 価	70.0	7,184	502.9
使 益			113.6
後-長 期			
料 金 収 入	98.3	9,574	941.1
受 電 原 価	70.0	10,967	767.7
使 益			173.4

### (3) 結 論

金利をパラメータとして、Net benefitおよびB/C比率を計算すると第4.2-3表の通りとなる。

この表から次の如く推論できる。

- (a) 前期計画のB/C Ratioは金利12%の場合1.2、金利15%の場合1.0となる。したがって、IRRは15%程度と推定できる。
- この値は前期計画が経済的に妥当であることを示している。前期計画の経済性は、中期計画とほぼ同程度と考えられる。
- (b) 後期計画のB/C Ratioは金利25%において1.0となる。したがって、IRRは25%程度になるものと推定できる。その経済性は非常に高くなる。これは、後期計画は前期計画に比し、先行投資的なプロジェクトが少いことによるものと考えられる。
- (c) 前後期通しの長期計画のB/C Ratioは金利20%において1.0となる。したがってIRRは20%程度と考えられ、その経済性は前後期の中間程度と考えられる。

TABLE 4.2-1 ECONOMIC COSTS AND O&M COSTS IN MID-TERM PROJECTS

UNIT IN MILLION DOLLARS		86/87	87/88	88/89	89/90	90/91	91/92	92/93	93/94
MID TERM		0.0	5.228	5.784	2.169	0.762	0.716	0.363	0.066
T/L		0.0	11.627	15.506	8.176	5.580	6.178	3.309	0.606
S/S		0.0	20.759	41.831	50.550	56.153	62.305	34.383	6.621
D/L		0.556	1.969	2.921	4.405	4.296	3.952	2.817	1.694
E.S.		0.556	39.583	66.042	65.300	66.791	73.151	40.872	8.987
TOTAL									

UNIT IN MILLION DOLLARS		86/87	87/88	88/89	89/90	90/91	91/92	92/93	93/94	94/95	95/96
O & M COST											
MID TERM		0.010	0.0	0.0	0.052	0.110	0.132	0.139	0.147	0.150	0.151
T/L		0.025	0.0	0.0	0.291	0.678	0.883	1.022	1.177	1.259	1.275
S/S		0.030	0.0	0.0	0.623	1.878	3.394	5.079	6.948	7.979	8.178
D/L					0.966	2.666	4.409	6.240	8.271	9.389	9.603
TOTAL											



TABLE 4.2-2 INTERNAL RATE OF RETURN IN MID-TERM PROJECTS

NO	YEAR	INVESTMENT		O&M	TOTAL	REVENUE	BENEFIT		TOTAL	PRESENT WORTH		I.R.R. FACTOR
		S/S	D/L				REC. COST	BENEFIT		COST	BENEFIT	
1	1986	0	0	0	556	0	0	0	0	744	0	15.68
2	1987	11627	20759	0	39583	0	0	0	0	45791	0	1.3383
3	1988	15506	41831	0	66042	0	0	0	0	66042	0	1.1568
4	1989	8176	50550	966	66266	70678	-57652	13026	13026	57282	11260	1.0000
5	1990	5580	56153	2666	69457	151087	-123242	27845	27845	51901	20807	0.8644
6	1991	716	62305	4409	73530	238672	-194685	43987	43987	50099	28413	0.7472
7	1992	363	34383	6240	47112	324587	-264765	59822	59822	26306	33403	0.6459
8	1993	66	6621	8271	17258	418463	-341340	77123	77123	8330	37225	0.5584
9	1994	0	0	9389	9389	418463	-341340	77123	77123	3917	32179	0.4172
10	1995	0	0	9603	9603	418463	-341340	77123	77123	3464	27816	0.3607
11	1996	0	0	9603	9603	418463	-341340	77123	77123	2994	24045	0.3118
12	1997	0	0	9603	9603	418463	-341340	77123	77123	2588	20786	0.2695
13	1998	0	0	9603	9603	418463	-341340	77123	77123	2237	17968	0.2330
14	1999	0	0	9603	9603	418463	-341340	77123	77123	1934	15332	0.2014
15	2000	0	0	9603	9603	418463	-341340	77123	77123	1672	13426	0.1741
16	2001	0	0	9603	9603	418463	-341340	77123	77123	1445	11606	0.1505
17	2002	0	20759	9603	30362	418463	-341340	77123	77123	3950	10033	0.1301
18	2003	0	41831	9603	51434	418463	-341340	77123	77123	5784	8673	0.1125
19	2004	0	50550	9603	60153	418463	-341340	77123	77123	5847	7497	0.0972
20	2005	0	56153	9603	65756	418463	-341340	77123	77123	5525	6481	0.0860
986	2005	15088	441895	137574	668149	6225043	-5077764	1147279	1147279	347853	327149	
006	2015	0	103309	96030	199339	4184630	-3413400	771230	771230	10990	31695	
986	2015	15088	545204	233604	867488	10409673	-8491164	1918509	1918509	358844	358844	

PRESENT WORTH

DISCOUNT RATE (%)	(6.0)	(8.0)	(10.0)	(12.0)	(15.0)	(20.0)	(25.0)
COST	INVESTMENT	14988	14972	14963	14961	14970	15079
INVESTMENT	T/L	48771	48166	47618	47121	46461	44869
INVESTMENT	S/S	348640	313602	286837	266030	242587	199077
INVESTMENT	D/L	20427	19819	19260	18746	18051	16257
INVESTMENT	E.S.	104368	83429	67973	56332	43701	22440
O&M		537194	479988	436651	403190	365769	297722
TOTAL		4736743	3812982	3129098	2612361	2049188	1089952
BENEFIT	REVENUE	-3863758	-3110247	-2552404	-2130901	-1671521	-889073
REC. COST		872984	702735	576694	481459	377666	200879
TOTAL		1.625	1.464	1.321	1.194	1.033	0.675
B/C		335790	222746	140043	78269	11897	-96843
B-C							

Table 4.2-3 Benefits and Costs in Long-term Projects

unit in Million US Dollars

Former Long-term

Benefit					
Revenue	616.5				
Receiving costs	502.9				
Benefit	113.6				
Costs					
Interest rate	8 %	10 %	12 %	15 %	20 %
Capital costs	55.5	65.1	75.4	92.6	125.0
O&M and others	18.4	18.9	19.5	20.2	21.6
Costs	73.9	84.0	94.9	112.8	146.6
Net benefit	39.7	29.6	18.7	0.8	-33.0
B/C ratio	1.5	1.4	1.2	1.0	0.8

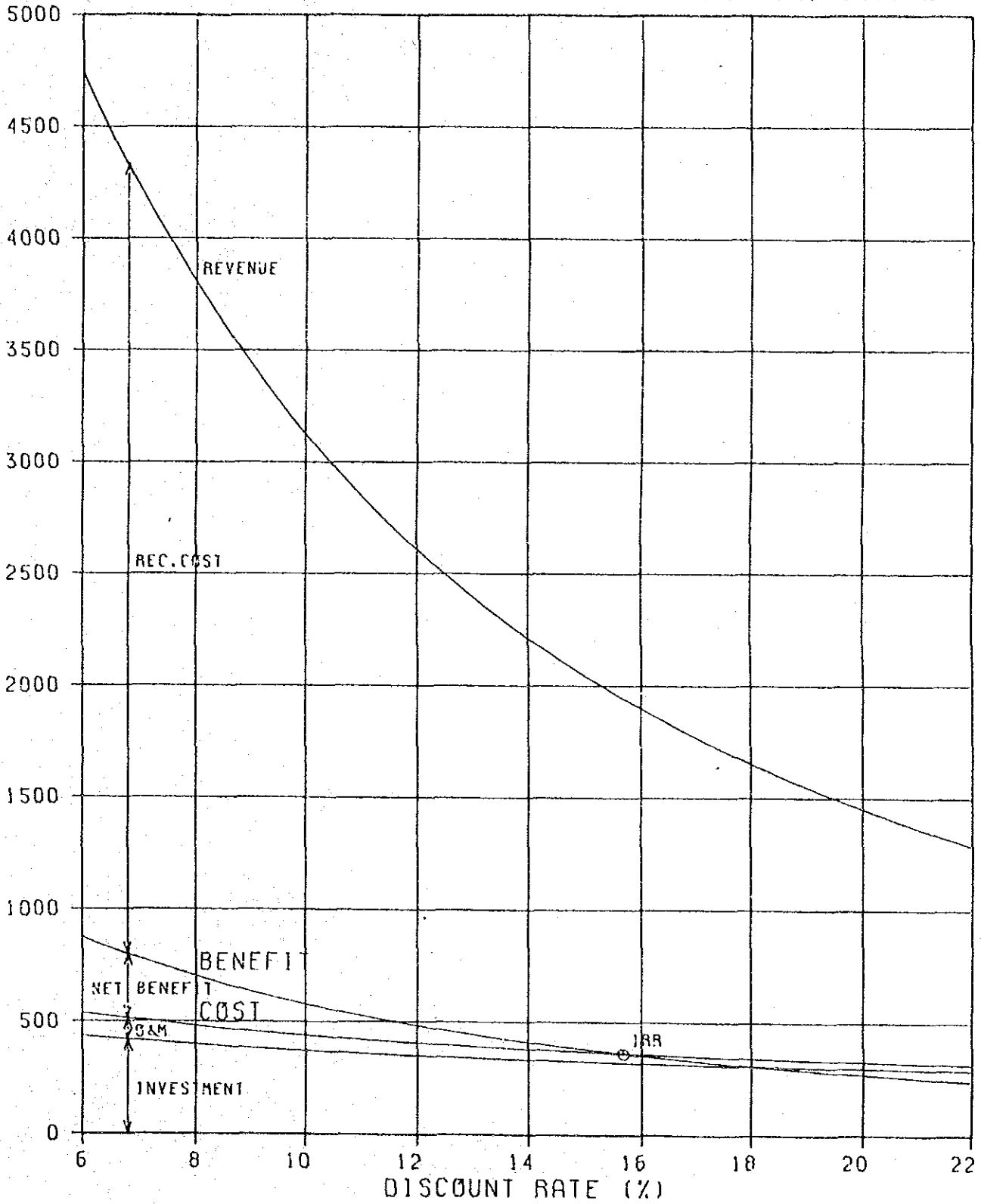
Latter Long-term

Benefit					
Revenue	941.1				
Receiving costs	767.7				
Benefit	173.4				
Costs					
Interest rate	8 %	10 %	12 %	15 %	25 %
Capital costs	51.9	60.5	69.9	85.4	148.6
O&M and others	17.5	18.0	18.5	19.3	21.9
Costs	69.4	78.5	88.4	104.7	170.5
Net benefit	104.0	94.9	85.0	68.7	2.9
B/C ratio	2.5	2.2	2.0	1.7	1.0

FIGURE 4.2-1 PRESENT WORTH OF BENEFIT AND COST IN MID-TERM PROJECTS

PRESENT WORTH (US\$ X10<sup>6</sup>)

I.R.R. = 15.7 %





## 第 5 章 技術的諸問題



## 5.1 系統計画に関する検討課題

### 5.1.1 ジャワ-バリ島連系後の給電組織

現在、東部ジャワとバリ島とは連系されていないが、1988年迄には両系統は海底ケーブルにより連系される計画になっている。

#### (1) 連系前の給電組織

ジャワ系統においては、主要電源および基幹系統の給電運用はJCC (Java Control Center) の担当である。150KV以下配電用S/Sにいたる負荷側系統の給電運用はACC (Areal Control Center) によって行われている。東部ジャワ全地域の負荷側給電運用はワルACCによって遂行されている。

バリ島は数々の単独系統が個々に運用されていて、給電組織というものが無い。

#### (2) 連系直後の給電組織

連系直後は東部ジャワ系統に150KV系統が一部増設された状態で、マズラ島との連系と同様に、バリ島の給電運用はワルACCによって行われるべきであると考えられる。しかしながら、過去において日本のみならず先進国は、海底ケーブル事故による苦い経験を何回も味わっている。したがって、海底ケーブルの事故、および連絡用通信回線の事故時に対する対策を充分研究しておくことが必要である。

### 5.1.2 アーク炉に起因するフリッカ対策

現在、東部ジャワ電力系統内に、スクラップを原料とする大型のアー  
ク炉需要がある。このアーク炉負荷はフリッカの原因となる。この  
フリッカを許容できる範囲にまで押さえる必要がある。この需要は  
ワルS/Sの近くで、現在の契約容量は32MVAであるが、変圧器容量は合  
計70MVAである。

ここでは、炉の容量が20MVAおよび70MVAの場合について、電圧変動お  
よびこの電圧変動を許容値までに押さえる対策について検討した。

#### (1) フリッカの許容値

現在、フリッカの計算方法およびその許容値の限度について、国際的  
な基準は定まっていない。

したがって、ここではすでに日本において標準的に採用されている計  
算方式および許容限度を採用した。

許容値の限度は、 $\Delta V_{10\max} \leq 0.45V$  (100Vベース)である。 $\Delta V_{10\max}$   
とは発生した電圧変動を10ヘルツに換算して計算した最大実効値であ  
る。

#### (2) フリッカ計算基本式および実用式

フリッカ計算の基本式は次の通りである。

$$\Delta Q_{\max} = (100/X_0) \times (\sin^2 \theta_s - \sin^2 \theta_R) \times 10 \quad (\text{MVar}) \quad (1)$$

$$\Delta V_{\max} = (X_s/10) \times \Delta Q_{\max} \quad (\text{V}) \quad (2)$$

$$\Delta V_{10\max} = K \times \Delta V_{\max} \quad (\text{V}) \quad (3)$$

$$Q_{\max} = (100/X_0) \times 10 \quad (\text{MVar}) \quad (4)$$

但し

$X_0$ : 炉から見た電源側の%リアクタンス(10MVA<sup>-1</sup>-s)

$X_s$ : クリティカル母線から見た電源側の%リアクタンス(10MVA<sup>-1</sup>-s)

$\theta_s$ : 3相短絡時の回路インピーダンス角

$\theta_R$ : アーク炉平常運転時の回路インピーダンス角

$\Delta Q_{\max}$  : アーク炉の最大無効電力変動(MVar)

$\Delta V_{\max}$  : 最大電圧変動(V, 100V<sup>-1</sup>-s)

$\Delta V_{10\max}$  : 10ヘルツに換算した最大電圧変動実効値(V, 100V<sup>-1</sup>-s)

$K$  : 定数 ,  $K = 1/3.6$

$Q_{\max}$  : アーク炉の最大無効電力 (MVar)

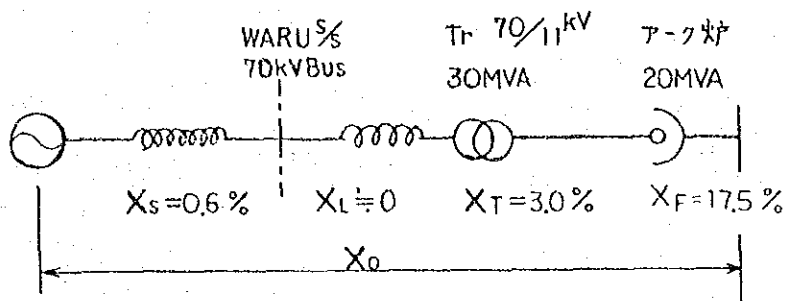
実用的には、次式により計算される。

$$\Delta V_{10\max} = (100/3.6) \times (X_s/X_0) \times \cos^2 \theta_R$$



(3) 伊容量=20MVAの場合の計算

i) インピーダンス・マップ (10MVA base)



ii)  $\Delta V_{10max}$  の計算

$$X_s = 0.6\% \text{ at } 10\text{MVA}$$

$$X_T = 9\% \text{ at } 30\text{MVA base} = 3.0\% \text{ at } 10\text{MVA base}$$

$$X_F = 35\% \text{ at } 20\text{MVA base} = 17.5\% \text{ at } 10\text{MVA base}$$

$$\therefore X_o = 0.6 + 3.0 + 17.5 = 21.1\% \text{ at } 10\text{MVA base}$$

$$Q_{max} = (100/21.1) \times 10 = 47.4 \text{ (MVar)}$$

$$\Delta V_{10max} = (100/3.6) \times (0.6/21.1) \times (0.85)^2$$

$$= 0.571 \text{ (V) at } 100\text{V base}$$

iii) 改善率：Rの計算

$$\Delta V_{10max} \leq 0.45 \text{ (V)}$$

$$R = (0.571 - 0.45) / 0.571 \times 100$$

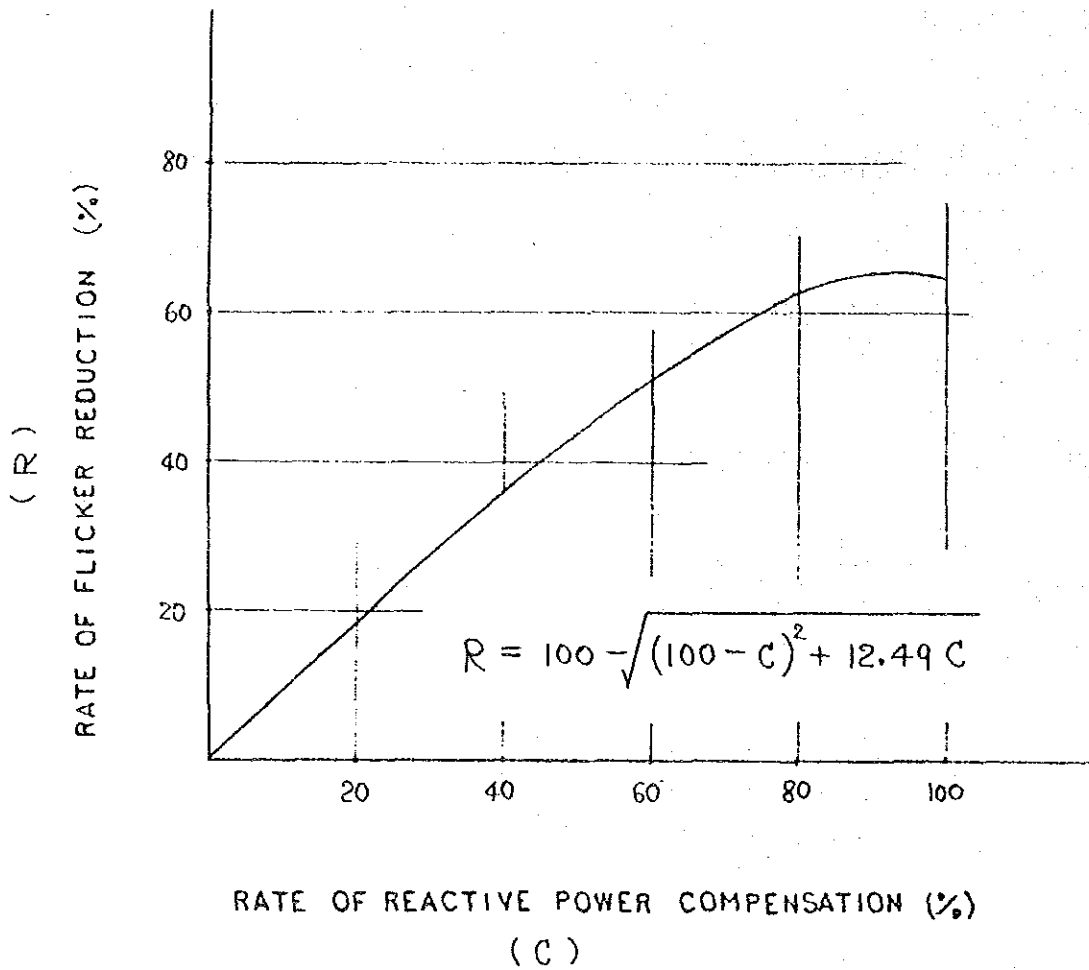
$$= 22 \text{ (\%)}$$

iv) TQCの所要容量：Q(MVA)の算定

次図により改善率22%の補償率は約24%となる。

$$\therefore Q = Q_{max} \times 0.24$$

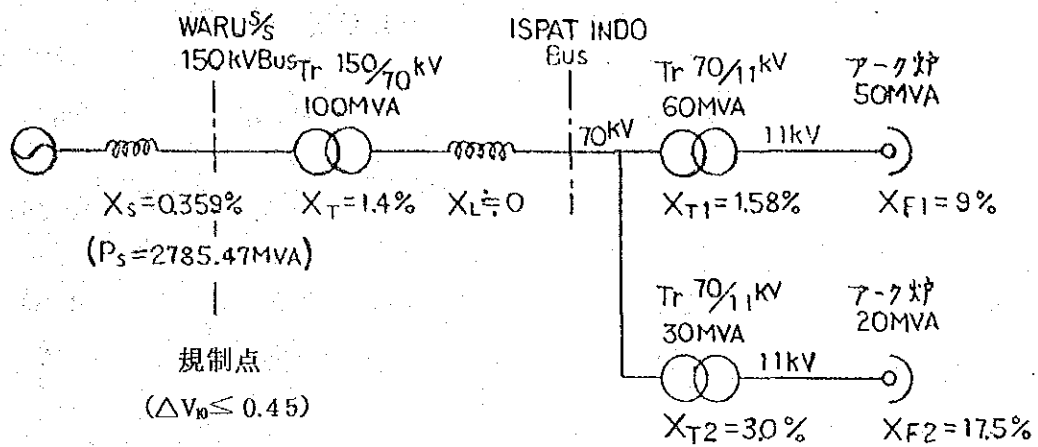
$$= 47.4 \text{ (MVar)} \times 0.24 = 12 \text{ (MVA)}$$



FLICKER REDUCTION CHARACTERISTICS

(4) 炉容量=20MVA+50MVA の場合

i) インピーダンス・マップ



$X_s$ : WARU S/S 150KV側より電源側を見たリアクタンス  
0.359% ( $P_s=2785.47\text{MVA}$ )

$X_T$ : WARU S/S 150/70KV 100MVA Tr のリアクタンス  
1.4% (14% at 100MVA base)

$X_L$ : WARU S/S ISPAT INDOの70KV送電系のリアクタンス  
=0% (無視する)

$X_{T1}$ : ISPAT INDO の受電Tr(60MVA)のリアクタンス  
※1.58% (9.5% at 60MVA base)

$X_{T2}$ : ISPAT INDO の受電Tr(30MVA)のリアクタンス  
※3.0% (9% at 30MVA base)

$X_{F1}$ : 50MVA A/Fの炉変+炉体のリアクタンス  
※9% (45% at 50MVA base)

$X_{F2}$ : 20MVA A/Fの炉変+炉体のリアクタンス  
※17.5% (35% at 20MVA base)

注)※印は仮定による。

ii) フリッカの計算条件

20MVAおよび50MVAの個々の炉について、(3)の方法に準じて  $\Delta V_{10\max}$ を計算し、2炉の合成値を算定する。

フリッカの2炉合成方法はピタゴラス和により行うものとする。

iii) 計算結果

計算結果を次表に表示する。

フリッカ計算結果

アーク炉		20MVA	50MVA
Xs	(%)	0.359	0.359
XT	(%)	1.4	1.4
XT1,2	(%)	3.0	1.58
XF1,2	(%)	17.5	9.0
Xo	(%)	22.259	12.339
Qmax1,2	(MVar)	44.93	81.04
$\Delta V_{10max}$		0.324	0.584
合成 $\Delta V_{10max}$			0.67
改善率	(%)		32.8
補償率	(%)		36.3
合成 Qmax			92.66

所要 TQC 容量 (MVA)

34

(5) 結論

クリティカル母線におけるフリッカ規制値 =  $\Delta V_{10max}$  を 0.45V 以下とする。

フリッカをこの規制値迄に押さえるために必要な対策は次の通りになる。

i) 炉の容量が 20MVA の場合

容量 12MVA の TQC を設置する必要がある。

ii) 容量が 20 および 50MVA の 2 炉の場合

ワルS/Sに150/70KVの専用変圧器を設置しフリッカ需要家専用線にて送電する必要がある。

更に、需要家内に容量 34MVA の TQC を設置する必要がある。

### 5.1.3 D.C.C. システムの検討

配電線の自動制御に関して、日本並びに欧米の現状および今後の趨勢を study した結果現状では次の様に考えられる。

#### 1. D.C.C.の目的並びに期待される効果

電力需要の増大に伴い電力供給設備の増加、複雑化と高信頼度の要請の傾向等がみられる。これらの対応策の一環として配電線の自動制御が積極的に進められようとしている。D.C.C.は配電線の自動制御を行うための中心機能であり、その目的は「配電設備の供給信頼度の向上」と「保守、運転の省力化」にある。目的を十分達成するためにはD.C.C.設備を運転、保守とマッチした内容のものとするとともに、省力化の効果が期待されるものでなくてはならない。

#### 2. 技術的問題

- (1) D.C.C.に関係する諸機械器具、すなわち計算器、自動監視装置、制御機器、しゃ断器、自動区分閉器等については、信頼度の高いものが要求されると共に、特に之を有機的に適正に結合する為の Program、Soft ware が重要である。この Soft ware は PLN の電力系統の運用保守を担当する組織、人員を総合的に勘案して決定されなければならない。
- (2) D.C.C.と S/S との Communication の確立を図る事が必要である。この為に必要な変電所への伝送設備は、二重化する事が望ましい。
- (3) SCADA Master Station の容量も将来の増分を考慮し十分な能力を有するものとし、必要に応じてその動作項目 (Acting Item) を増加するべきと思われる。第 1 段階として、現在の配電線の自動操作方式を整備し、その機能を確認し、第 2 段階として配電線の事故の状況、すなわち事故場所、接地、短絡の区別、接地電流等の情報を D.C.C.へ転送する事を検討すべきだと思われる。
- (4) D.C.C.は既設配電設備に附加し、その監視制御を行うものであり、之等設備の相互間の interface はこの system の成否をにぎる非常に重要な設備である。この interface はあらゆる条件を十分に検討し、之等の両者間において理論上も実際上も精密な Matching が図られなければならない。この為には、既設の制御装置、自動装置関係メーカーから interface を購入することが望ましい。

- (5) 運転保守の面については、これらの設備を十分に理解し活用できると共に設備不具合時に、之に迅速に対応処理出来る様十分に運転員を教育、訓練をしておくことが重要である。

### 3. 結 論

電力需要の増加、技術革新に対応して、D.C.C.を推進する事は適切な計画であると思われるが、実施については総合的に設置効果を予測したのち、interfaceの具体的な設計、購入方法並びに運転保守の在り方等にも配慮する事が望まれる。

なお、実施 schedule は次の順序で実施される事が望ましい。

- (a) D.C.C. system を考慮した配電線、運転保守の組織人員の調査検討
- (b) (a)項により D.C.C.の機能を定める
- (c) 主要変電所への伝送設備の二重化の検討
- (d) 事故場所、事故状況等の D.C.C. への伝送の附加の検討
- (e) スラバヤ地域に於ける D.C.C.の試験的实施と技術の蓄積
- (f) (e)項により得られた効果を検討して技術的な蓄積と経験をもとにして、他の地域における D.C.C. を計画する。

#### 5.1.4 ロードシェディングによる全停電防止

Wafu Area Control Center の記録によれば、中部ジャワ系統との連系前には

1979年7月2日17時35分、1980年8月7日8時21分、1981年7月16日15時12分に、

1981年7月28日の連系後は、

1981年11月25日13時35分、1982年1月20日14時45分、1982年8月24日15時39分、1982年9月17日4時40分、1982年10月18日17時55分、1982年11月18日16時52分、1982年11月19日18時30分

にそれぞれ東部ジャワ全停電事故が惹起している。

これらの一次原因は多岐にわたるが、いずれも系統周波数の低下が2次原因となって火力、水力の各発電機が瞬時のうちに将棋倒しにトリップして全停電に至ったものである。しかも、上記のように全島連系後により頻繁に発生している事に注目すべきである。

一般に電力系統の連系が進展するか、系統容量が増加するにしたがって、常時の周波数は安定化する傾向があるものの、周波数の復元に要する発電力または負荷電力の変化分はほぼ系統容量に比例して増加する。

一方、超高圧大容量送電線によって送電される大容量発電所の出現は、送電幹線または発電機の事故停止に附随する需給不均衡量を大きくするので、周波数低下が系統の壊滅につながらないように、または局所的な過負荷を避けるために何等かの自動情報伝送とコンピューターを組み合わせた情報処理・指令システムが特定の大電源に対して必要となり、またより一般的には周波数や連系線潮流によって需給の急激な不均衡の発生を検知して作動する種々の系統保護装置が必要となる。

これらは従来給電所員の行っていた緊急負荷制限の自動化であり、ロードシェディングと称することとする。

##### (1) B.S.S. (Block System Stabilizer)

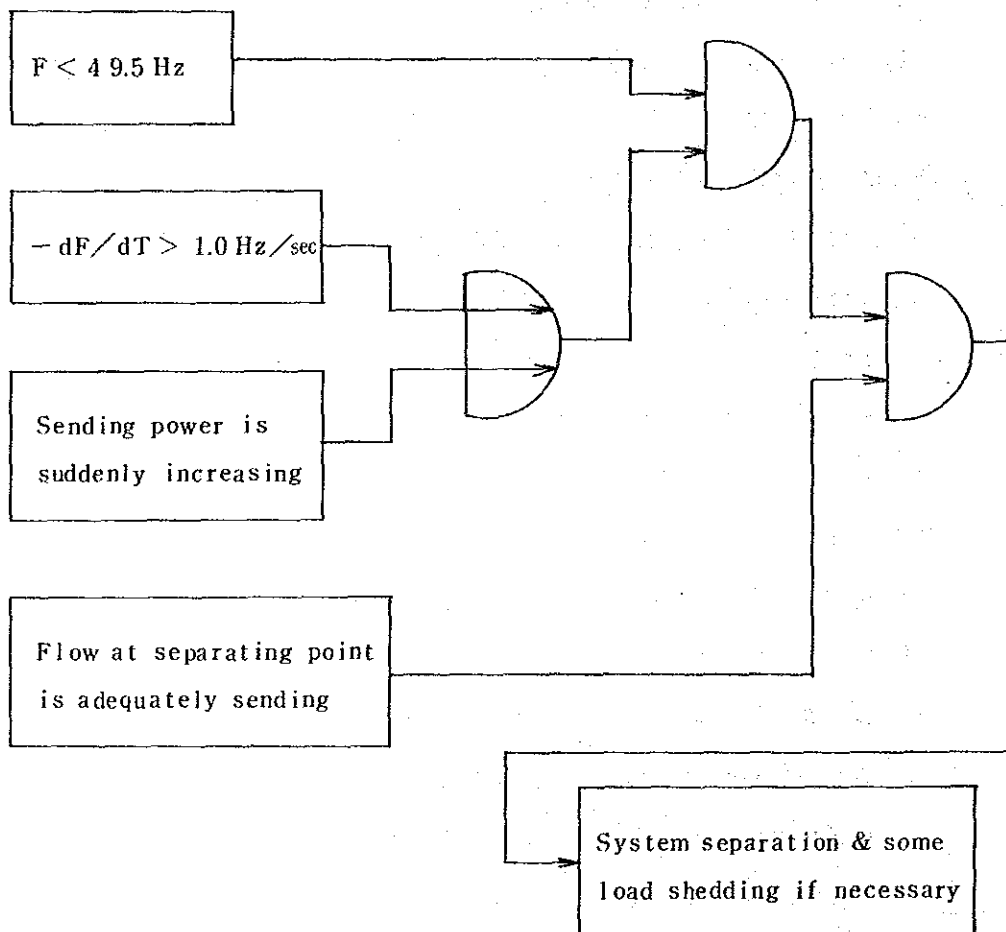
あらかじめ想定される電源関連の主要事故についての判断基準と処理手順を前もってプログラム化するとともに、刻々の系統条件が常時入力されており、特定の事故信号が伝送されれば、その時の最適な操作情報が出力され、信号伝送によって各所で必要な操作が自動的に行われる一種の広域的系統保護システムであって、ここでは仮に B.S.S. (Block System Stabilizer) と呼ぶこととする。

(2) U.F.R. (Under Frequency Relay)

前項の B.S.S.の後備保護として、また一般的に系統周波数低下時に系統崩壊の範囲を局限し復旧を早めるため、周波数低下や連系線潮流の変化で需給の急激な不均衡の発生を検出する系統保護装置が必要であって使用目的によって次の2種に大別される。

a. 系統分離継電装置

冒頭で述べたような全停電事故の大部分は、機を失せず適当な系統分離点で系統を分離しておれば、単独運転の成功によって停電範囲の局限が可能であった。したがって、常にこのような場合の単独運転系統の構成が容易なように系統構成に留意するとともに、たとえば次のような系統分離装置を適当な系統分離点に設置し、かつその点の電力潮流を若干量の送り出しに保つことが望ましい。





b. 自動負荷制限装置

上述の各種の load shedding の back up として、さらにあらゆる想定外条件による周波数低下時に給電所の指令に先立って必要な緊急負荷制限を自動的にかつ選択的に行うよう、周波数低下の各段階別の自動負荷シャ断方式が最近採用されている。これは比較的緩慢な周波数低下対策として有効であるので、引き続き採用範囲を拡大することが望ましい。

常時の周波数制御を含め、これらを総括すると次表のとおりである。

	制 御 方 式	制御対象の外乱	仕上り周波数	制 御 対 象
常 時	発電機のガバナー・フリー運転	ランダムなフリ ンジ変動	50±0.1 Hz	特定の主要発電所
	A F C			
	E L D	同上および hourly fluctu- ation of daily load curve	50±0.3 Hz	一般の発電所
	manual			
事 故 時	B S S	大容量電源 (100 MW程度以 上)の脱落	49.5 Hz 以上	<ul style="list-style-type: none"> <li>◦ Paiton P/S に対する Paiton S/S Tr ほか</li> <li>◦ Gresik P/S に対する Segoromadu 線ほか</li> </ul>
	系統分離継電装置			<ul style="list-style-type: none"> <li>◦ Paiton S/S の 500 kV bus tie</li> <li>◦ Gresik P/S の Krian 線 etc</li> </ul>
	自動負荷制限装置	後 備 保 護	49.0 Hz 以上	各配電用 S/S の特定配電線 etc
	manual		48.0 Hz 程度 以上	特定送電線 etc

## 5.2 送電設備に関する検討課題

### 5.2.1 設計と設備の基準化・標準化

#### (1) 設計基準の調査と検討

第1回の現地調査により France および Belgium の Loan に関する Design data を入手することが出来た。設計基準について見ると、前者のものがかなり詳しく報告されているので、これと従来 NEW JEC が行って来た東部ジャワ I 期～III 期の設計基準と比較してみた。

先づ電氣的設計については、現在 NEW JEC のデータが東部ジャワでは標準的に用いられていることが確認された。すなわち、がいし個数、ホーン間隔、絶縁間隔、電線地上高は全く同一である。

次に機械的設計であるが、想定風速値、気温、電線横振れ角については同一設計条件となっているが、風圧荷重値について差異が見られる。

その比較表を Table 5.2-1 に示す。以下その違いについて検討を行うとともに、今後採用すべき設計数値についての推奨値を示す。

#### (2) 鉄塔風圧荷重

鉄塔風圧荷重は、鉄塔に対する単体断面積当りの風圧荷重値をいう。これを一般式で示すと次の通りとなる。

$$P = \frac{1}{2} \rho C_x V^2 \quad (\text{kg/m}^2)$$

ここに、P：風圧荷重 (kg/m<sup>2</sup>)

$\rho$ ：空気密度 (kg・S<sup>2</sup>/m<sup>4</sup>)

C<sub>x</sub>：抵抗係数

V：風速値 (m/sec)

$\rho$  は気象条件により決まり、C<sub>x</sub> は部材の空間に占める充実率により決まる。C<sub>x</sub> の風洞実験による実測結果を Fig. 5.2-1 に示す。山形鋼を用いる場合には C<sub>x</sub> は風速値に対しほぼ一定の値となる。

四角型アングル鉄塔の風圧荷重値は、JEC-127(1965) では基準風速値 40 m/sec に対して、塔高約 40 m 以下の場合 290 kg/m<sup>2</sup> と規定されている。これを東部ジャワに適用するために、単純に 25 m/sec 風速値に換算すれば

$$290 \times \left(\frac{25}{40}\right)^2 = 113.3 \text{ (kg/m}^2\text{)}$$

となり、安全側を見れば鉄塔風圧荷重値は120(kg/m<sup>2</sup>)となる。

しかしながら、東部ジャワに適用する場合には、JEC-127で算出した根拠により個々の数値を実情に合う様に積算し直す必要がある。

○ ρ 空気密度(ρ)は一般に次の通りに表わされる。

$$\rho = \frac{1.293 \times 273}{T + 273} \cdot \frac{H}{760} \cdot \frac{1}{9.8} \quad (\text{kg} \cdot \text{S}^2 / \text{m}^4)$$

ここに、T : 気 温 (°C)

H : 気 圧 (mmHg)

スラバヤ市内における気温、気圧の過去20年間の記録はTable 5.2-2に示す通りであり、年最低気温の平均値(23.5°C)および平均気圧(1,008.1MBar)を用いてρを計算した場合(ρ<sub>0</sub>)は次の通りとなる。

$$\rho_0 = \frac{1.293 \times 273}{23.5 + 273} \cdot \frac{756}{760} \cdot \frac{1}{9.8} = 0.1208$$

$$1,008.1 \text{ MBar} = 756 \text{ (mmHg)}$$

○ C<sub>x</sub> 鉄塔の抵抗係数はFig. 5.2-1に示す通り、結構の充実率により大きく変化する。これを正確に求める場合には各結構毎の充実率を計算して、これより抵抗係数を求めこれより風圧値を求めるが、手数がかかるため一般には等価抵抗係数を用いて代表させている。

これは各結構における鉄塔風圧荷重の鉄塔地際におけるモーメントの合計が等しくなる様に鉄塔全体に一定の抵抗係数で置き換えたものである。一般式で示せば次の通りとなる。

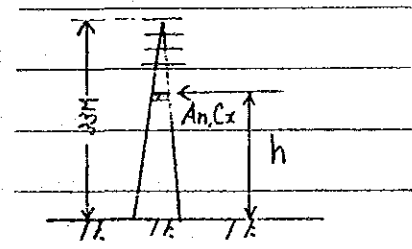
$$\sum C_x \cdot A_n \cdot h = C_{xe} \sum A_n \cdot h$$

h : 結構の地上高 (m)

A<sub>n</sub> : 高さhにおける結構の面積 (m<sup>2</sup>)

C<sub>x</sub> : 高さhにおける結構の抵抗係数

C<sub>xe</sub> : 等価抵抗係数



これを150KV送電線用鉄塔について計算してみると

$$C_{xe} = \frac{\sum C_x \cdot A_n \cdot h}{\sum A_n \cdot h} = \frac{365.0}{126.9} = 2.876$$

となる。

- P 以上の数値を用いて東部ジャワにおける 150KV 送電線鉄塔の単位面積当りの風圧荷重値を求めると次の通り。

$$\begin{aligned} P &= \frac{1}{2} \rho \cdot C_{xe} \cdot V^2 \\ &= \frac{1}{2} \times 0.1208 \times 2.876 \times 25^2 \\ &= 108.6 (\text{kg/m}^2) < 110 (\text{kg/m}^2) \end{aligned}$$

以上の検討結果から、現在 NEW JEC が推奨している 110 (kg/m<sup>2</sup>) で充分と思われる。しかしながら、上記の計算に用いた数値は 150KV の標準的な鉄塔に適用するものであるから、次の様な場合には個々に検討を加えて風圧荷重値を求めるべきである。

- a. 塔高が高い場合 - 上空における風速値を用いる必要あり。
- b. 高地を通過する場合 - 気温、気圧の関係で  $\rho$  が変化する。
- c. 特殊な結構を用いる場合 - 充実率を修正する必要がある。

## (2) 電線風圧荷重

電線風圧荷重の一般式も鉄塔風圧荷重と同一であるが、電線の断面は円形に近いので  $C_x$  は風速値により大きく変わる。その変化の様子を見る方法として一般に Reynolds 数 (Re) が用いられる。

$$Re = \frac{D \times V}{\nu}$$

D : 電線外径 (m)

V : 風速値 (m/sec)

$\nu$  : 空気の動粘性係数 (m<sup>2</sup>/sec)

Reynolds 数  $N_R$  と抵抗係数との関係の例を Fig. 5.2-2 に示す。

これによれば、素線外径と電線外径の比率により変化することがわかる。JEC-127 (1965) では風速 40 m/sec に対して電線の風圧荷重として 100 kg/m<sup>2</sup> をとっているが、台風時の気圧、気温から求めた空気密度 0.115 (kg · S<sup>2</sup>/m<sup>4</sup>) を用いて計算しているため、これを代入して抵抗係数を逆算すると

$$C_x = \frac{F}{\frac{1}{2} \rho V^2} = \frac{100}{\frac{1}{2} 0.115 \times V^2} = 1.087$$

となり、Fig. 5.2-2 と照合してみても安全な数字と言える。

風速 40 m/sec の場合 Reynolds 数は抵抗係数の最低位置付近であるが、東部ジャワの場合風速値が低いために Re は最低  $C_x$  の位置よりはかり小さくなり抵抗係数が上昇する恐れがある。したがって、東部ジャワで用いられている代表的電線について  $C_x$  を求めて風圧荷重を検討することにする。

鉄塔風圧荷重の検討の際に用いたと同一の気象条件 (23°C, 756 mmHg) における各種電線の風圧荷重を計算した結果を Table 5.2-3 に示す。

これによれば、Ostrich 以上の太い電線は 40 kg/m<sup>2</sup>、Pigeon より細い電線は 45~50 kg/m<sup>2</sup> の風圧荷重をとるのが適当と思われる。

しかしながら、70 KV, 150 KV の新設送電線の場合、一般には標準電線として Ostrich 以上を用いるため、計算の簡素化を計り一率 40 kg/m<sup>2</sup> としても Ground Wire の不足分は本線の余裕分でカバーされるため問題とはならない。

以上の検討の結果、70 KV の標準電線 (Ostrich) を用いた送電線より太い送電線については、電線風圧荷重として 40 kg/m<sup>2</sup> を用いても問題とならない事が判った。

しかしながら、Pigeon より細い電線を用いた送電線を新設または改修を行う場合には 45~50 kg/m<sup>2</sup> を用いる必要がある。

### (3) がいし連風圧荷重

がいし連の風圧荷重は、懸垂連の場合は風により連が流れる事と、耐張の場合は角度効果によりがいし連の斜方向から風が吹くことより、がいし連の風圧荷重値は斜風による最大風圧荷重をとるのが一般的である。

がいしはその形状から電線と同様に Reynolds  $N_a$  により抵抗係数値は変化するが、JEC-127 では最大の抵抗係数として 1.4 を採用している。これより 250 mm 懸垂がいしの 40 m/sec 風速時の 1 箇当りの風圧荷重として 3 kg をとることを規定している。これをもとに電力会社では、金具を含めた風圧値として次の荷重値を適用している。

70 KV, 7 箇連 → 30 kg/連

150 KV, 11 箇連 → 50 kg/連

これを単純に風速 25 m/sec に換算すれば、

70KV, 7箇連 → 11.7kg/連

150KV, 11箇連 → 19.5kg/連

となる。したがって、東部ジャワに於ては鉄塔 1 支持点当り 2 連分として 70KV で 25kg、150KV で 40kg 見込めば充分と思われる。

現設計値の 1 支持点当り 60kg は充分余裕がある。

#### (4) 設備の標準化

設備基準に基いて設備が設計され、これに基き製造、工事行程を経て設備が完成される。この様な経過を経て完成された設備は、設計基準が標準化されたかと言って必ずしも標準化されるとは限らない。具体的な比較の例として 150KV 240mm<sup>2</sup> 送電線について検討した結果を Table 5.2-4 に示す。

この例で見る様に、Consultant が国際的に多様化した場合は設備の標準化は増々困難となる。その理由を要約すれば次の通りとなる。

- Consultant によって用いられる主要機材の Standard が異り、これに基いた Type や Code Name が異なる。
- 鉄塔用鋼材や Bolt について Grade の選定範囲が異り、また minimum size についても異なる。
- がいし、Alumoweld 線の様に地域性や Consultant の経験が支配的な品目については特定化することは出来ない。

以上の検討結果から Consultant、Contractor は自己地域中心の設備基準を採用するため、設備の標準化は困難である。若しこれを統一して設備に互換性を持たせる様にするためには、特定地区の Consultant や Contractor を選ぶことになり実現は困難であろう。

## 5.2.2 電力損失軽減対策

### (1) 電力ロスの現状と問題点

電力系統における電力ロス率を最近のデータをもとに分析すると Table 5.2-5 に示す通りとなる。これによればインドネシアの現状は日本に比べて送変電ロスと配電ロスが多いことが判る。送変電ロス率のうち変電に占る割合は僅少であり、大半送電線によるロスとみなすことが出来るから、日本の送電ロスに比べてインドネシアでは約1.7倍となっていると言える。これは近年に於ける電力の大幅な増加に比べて送電設備の弱体化に起因しているものと思われる。

これを改善する対策としては、

- 送電線新設時における線種の選定問題
- 既設老朽設備の改修問題
- 2回線鉄塔、1回線架線送電線における増架時期の選定問題

等が考えられる。

本章では、検討項目が単純で直に実用可能な課題として増架時期の問題をとり上げ、検討を行うこととする。

### (2) 検討条件

増架時期の適正化を計るため次の前提条件を設定する。

- 送電線の増架の目的は送電線の信頼度向上と loss 軽減の両方であるが、本章で検討を行うのは loss 軽減と投資額との採算計算から適正時期を求めるものである。したがって、この時期より早く増架を計画する場合には、信頼度向上を重点におかなければならない。
- 送電線の増架計画に対する投資時期や運転費、償却費、利益計上の時期を Table 5.2-6 に示す通りとして採算計算を行う。
- 送電線の電流の年間伸び率、損失率は一定とする。
- 送電線の150kV、70kV、母線における電力単価は Table 5.2-7 に示す通りとする。
- 送電線の増架工事費、変電所引出設備の増設工事費は Table 5.2-8 に示す通りとする。
- 早期投資金額は正常投資必要時期には回収されるものとし、その間の原価償却

(償却年限 25 年)を見込む。

- 運転費は、投資金額の 1.5% 一定とする。
- 利益としては送電線ロス軽減 kWh に 150kV 又は 70kV 母線における電力単価をかけたものとする。

(3) 送電線増架工事のみを行う場合

送電線のロス軽減を計るために送電線のみを増架し、変電線引出口で 2 回線をくくり、複導体の形で送電する場合を言う。計算の条件として次の場合を想定する。

- 電線線種 150kV は 330mm<sup>2</sup> ACSR 単導体、70kV は 300 MCM ACSR とする。
- 損失率・電力伸び率 負荷率を東部ジャワの平均負荷率 67% を採用するものとするれば損失率は次の通りとなる。

$$\begin{aligned} \text{損失率} &= 0.3 \times \text{負荷率} + 0.7 \times \text{負荷率}^2 \\ &= 0.3 \times 0.67 + 0.7 \times 0.67^2 \\ &= 0.515 \end{aligned}$$

又、電力伸び率は東部ジャワの平均は 16.5%/Y であるので、13%~20% の範囲で検討を行う。

- 送電線の各年毎の最大電流値、KM 当りの電力ロス軽減量、ロス軽減による利益の計算例を Table 5.2-9 に示す。

以上の前提条件を用いて設備投資の経済計算を行う。Table 5.2-10 に 150kV、70kV 送電線についての計算例を示す。なお、Discount Rate (D.R) 計算には Personal Computer を使用している。

この様な計算を早期投資年(n)を変化させて D.R. を求めた例が Fig. 5.2-3 である。又、この曲線から D.R. 10%、15% に相当する n や、このときの年平均電流値を求めることも出来る。

又、この様な手順で Growth Rate を変えてみて各特性曲線を求めることが出来る。最終的に早期投資が有効であることを見出す要因として年平均電流値を選び、これと Growth Rate との関係をも D.R. をパラメーターとして表示することとした。

この結果を Fig. 5.2-4 に示す。これによれば Growth Rate には、あまり影響されることはなく 70kV 300MCM ACSR の場合、安全電流に対して年平均電流が 7%~12% に達すれば増架有利となる。又、150kV 330mm<sup>2</sup> ACSR の場合は同様にして 13



％～20％で増架有利の結果が出ている。

(4) 送電線増架工事と変電所引出設備の増設を同時に行う場合

この場合は、送電線のロスが減少するとともに1回線事故に対する信頼性が向上する。変電所引出増設設備費は、両端変電所に設けるため送電線亘長に関係なく一定である。したがって、km当りの採算計算を行うためには、亘長の要因を計算に含める必要がある。又、一方で上述の様に結果を年平均電流で表示する場合には Growth Rate には、あまり影響されないことより、Growth Rate 16.5% の場合のみ計算を行うこととした。

Table 5.2-11 に送変電合計の KM 当りの建設費および運転費を計算した結果を示す。

上述の手法を用いて Growth Rate 16.5% における年平均電流の採算値を送電線亘長別に求め、図に表示すれば Fig. 5.2-5 に示す通りとなる。

又、これに前述の送電線増架工事のみの場合を記入すれば工事区分別に採算上有利な領域が明確となる。当然の事ではあるが亘長が短い場合には引出設備の増設を含めると、かなりの電流が流れないと採算上有利とならない。

(5) む す び

以上、ロス軽減対策として計算の簡単な増架工事の場合をとり上げて検討を行ったが、検討結果は実用送電線に容易に適用することが出来る。

今後は既設送電線の張替工事についても検討を行い、弱体設備を順次増強するとともにロスの軽減にも努力する必要がある。

### 5.2.3 絶縁レベルの調査、検討

#### (1) 東部ジャワにおける送電線の絶縁レベルの調査

東部ジャワにおける送電線の絶縁レベルを調査した結果を集約すると次の通りとなる。

- (a) インドネシア独立以前の70KV送電線は、旧型懸垂がいし6箇連の平衡絶縁を採用していたが、最近改修工事で1部の送電線は懸垂がいし5箇、6箇の不平衡絶縁に変更されている。
- (b) Karankates水力発電所開発計画に伴い建設された150KV送電線(Karankates-Waru)は不平衡絶縁を採用している。
- (c) 東部ジャワ第1期工事以降に建設された送電線は、150KV、70KVともに不平衡絶縁を採用しており、NEW JECが設計したGapを有するアーキング・ホーンを用いている。

以上の結果から、大部分の70KV、150KV送電線は不平衡絶縁を用いており、NEW JECの決めたアーキング・ホーン Gap が標準的に採用されていることが判明した。

#### (2) IKLの調査

第3次現地調査の際、PLNからインドネシア全土のIKL(Isokeraunic level)地図を入手した。これを拡大して東部ジャワ電力系統図にプロットすればFig 5.2-6の通りとなる。これによればKarankates付近が最大の120であり、これを頂点として周辺部へ行くにしたがって徐々に下って行く。スラバヤ市より東の半島部およびMadura島は60~100の範囲にある。又、既設送電線のIKLはJember-Banyuwangiを除いて90~110の範囲にあり、平均的には100と見做すことが出来る。全般的には、熱帯地方特有の高いIKLを示す地域と言うことが出来る。

#### (3) 送電線事故調査結果と分析

第3次現地調査の際に東部ジャワにおける70KV、150KV送電線に関する事故記録と原因に関する資料を入手した。調査期間は83年11月から84年6月までの雨期(発雷期)8カ月間である。全事故記録を原因別に整理すれば、Table 5.2-12

の通りとなり、2回線送電線について雷雨期事故率を電圧別に表示すれば Table 5.2-13となる。なお、前年の雷雨期の事故記録は全件数しか判明していないが、150KV送電線については83年度に比して著しく差がある。このため、2年間の平均値として1983/11～1984/6の事故率記録を2年間の全件数で修正した事故率を併せて計算している。

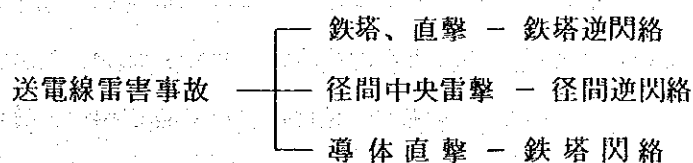
2年間の雷雨期における事故率を日本の年間事故率と比較すると1.6倍となっていて、年間を通した場合には約2倍に達するものと思われる。

次に70KVの事故率を原因別に分析してみると Table 5.2-14に示す通りとなり、日本に比して原因の判明している人為事故（樹木接触を含む）と悪天候の比率が高く、雷害事故として記録されているものがわづかであることが判る。このことは、前記のIKLが平均的に100にも達する地域としては著しく矛盾している。したがって悪天候として整理されているものが、大半雷によるものであると推定することが妥当と思われる。一般に送電線に対する気象条件は、少なくとも日本の方がインドネシアに比して悪く、これに起因する事故はインドネシアの方が少くなることから考えても、上記の推定は無理がないものと思われる。

#### (4) 事故率の予測計算手法

送電線の雷害事故の予測計算には各国で色々な方式が推奨されているが、いずれもIKL30を中心とした予測手法である。IKLの変化した場合には単純に比例するといった考え方が多いが、これはIKL30付近を対象とした地域に適用されるべきもので、熱帯地方の様に平均IKL100にも達する地域について適用することは無理と思われる。又、熱帯地域における雷の本質的な研究も一般地域程進んではおらず、現段階で送電線の雷害事故率を理論的に推定することは困難である。

したがって、一般地域に適用している標準的な予測手法で求めた数値と事故実績値と比較して見ることとする。予測計算手法の詳細については省略するが、落雷点とこれに伴う閃絡箇所を次の通り想定している。



又雷特性として次の条件を定め、これを標準条件とした。

- (a) I K L 30とし年間1平方料当りの落雷度数(N)を2回とする。塔高25mの送電線に対して年間21.5回落雷するものとし、その1/3は鉄塔に2/3は地線に落雷するものとする。又落雷度数は、高さの平方根に比例するものとし、接地抵抗は10Ωとする。
- (b) 雷電流の発生頻度はA I E E特性曲線(A I E E Trans 1950)によるものとする。(Fig 5.2-7)
- (c) 導体直撃Armstrong-Whitehead理論のExpansion Programを用いた計算結果による。

以上の標準条件を用いて東部ジャワに於て用いられている70KV, 150KV送電線(不平衡絶縁)の事故率を予測計算した結果をTable 5.2-15に示す。なお、これと比較検討を行うため、標準絶縁の場合と平衡高絶縁の計算結果をTable 5.2-14に併せて示す。

#### (5) 雷害事故実績値と予測値との比較、検討

##### (a) 事故率の比較

前項で求めた雷害事故予測値と、東部ジャワに於ける150KVの2回線送電線の事故実績のうち気象条件に起因するものとを比較してみると、Table 5.2-16に示す通りとなる。

1982~1984の2年間の雷雨期の事故率で見ると予測値より12%増加しているが、これは増加分が本来の悪天候による事故であると見れば予測値と一致することとなる。

なお、日本における悪天候による事故の雷害事故に対する比率はTable 5.2-14に示す通り

$$7.2 / 55.6 = 0.13$$

となり、上記の悪天候による事故と見なした数字とほぼ一致する。

このことから、現在悪天候による事故として整理されているもののうち、大部分は雷害事故によるものではないかと推察される。

又この様に推定することが出来るならば、東部ジャワに於ける平均雷害事故率はI K L 100にかかわらず標準条件における推定値と一致することとなる。この理由については、今後の雷に関する基本データの収集結果を待たなければならぬ

いが、やはり熱帯地方における雷の放電現象と温帯地帯におけるものは基本的に異なることによるものと思われる。

(b) 不平衡絶縁の効果

前述の通り東部ジャワに於ける70KV, 150KV送電線は、大部分が不平衡絶縁を採用している。不平衡絶縁は勿論、2回線鉄塔を用いた送電線に於ける2回線同時事故を減少させるために考えられたものである。Table 5.2-12に示された事故記録によれば、雷害事故として分類されているものの中には2回線事故はなく効果があるものと思われるが、悪天候事故の中は2回線事故が含まれており、これが雷によるものであれば検討の必要がある。Fig 5.2-8に全事故、気象条件に起因する事故および各種絶縁方式による、雷害事故予測値を電圧別に比較して示している。

(i) 150KV送電線については、1983年度の事故記録に示されている通り2回線事故4件のうち3件が悪天候によるものであり、これが全部雷害によるものとしても、標準絶縁方式に比して2回線事故率は低く効果があるものと思われる。しかしながら、東部ジャワにおける150KV送電線には一般的に単相、3相再閉路方式が採用されており、2回線にまたがる事故が直に全停につながるということはない。日本における直接接地系統の事故例をTable 5.2-17に示すが、単相、3相再閉路方式を採用した場合には、2回線事故のうち約半分は高速再閉路が成功している。したがって、1回線、2回線合計で事故を判断する必要がある。この様な観点からすれば、平衡高絶縁も含めて絶縁方式について再検討する必要がある。このためには、先づ送電線事故の様相を詳細に分析したデータが基本となるので、今後データ収集に努める事が肝要である。

(ii) 70KV悪天候による事故を全部雷害事故と見ても、平衡絶縁方式によるものに比して2回線事故は少く効果はみとめられるが、人為的原因による2回線事故が多くて全体として効果は顕著にあらわれていない。平衡高絶縁による効果も低く、やはり雷以外の事故率を下げるのが当面の課題であろう。

(c) IKLと事故率の相関性

熱帯地方における雷に関する基本データが少くIKLをベースとした雷害事故率を予測することは出来ないが、IKLの異なる地域に於ける事故率の比較を試みる。東部ジャワに於ける送電線の大部分はIKL 90~110の範囲にあり、IKLの低

い地域の送電線はわずかに Jember—Banyuwangi のみである。本送電線は 2 回線鉄塔 1 回線架線であるので、同一条件の送電線と気象条件による事故率の比較を行った。計算結果は Table 5.2-18 に示す通りで、ほぼ IKL に比例して下がっていることが判る。

## (6) 結 論

東部ジャワにおける送電線の事故記録のデータは少く、又事故の様相についての詳細が判らないため明確な結論を出すには至らない。しかしながら、1983/11～1984/6 の事故報告や 1982/11～1983/6 の事故件数から検討した所、次の様な結果を推察することが出来た。

- (a) 送電線事故率は日本に比して 2 倍近い数値を示すが、気象条件（風雨、雷）に起因する事故の割合は低く、日本と同程度と思われる。
- (b) 東部ジャワは全般に IKL が高く、送電線経過地域は 90～110 の範囲にある。しかしながら、雷害事故が報告されている件数は少く、標準条件（IKL 30）で雷害事故を予測した結果と比較しても、悪天候によるものを含めても同程度となる。したがって、IKL は高いが雷害事故率は日本と同程度か又はそれ以下と思われる。
- (c) ほとんどの送電線に不平衡絶縁が採用されていて、その効果は Fig 5.2-8 に示す通り事故実績に於て認められるが、70KV の場合人為的事故が多くその効果が表に現れていない。又 150KV では、送電線保護リレーに単相、3 相再閉路方式を採用しているので、2 回線事故でも半分位は高速再閉路が成功すると思われ絶縁方式を今後検討する必要がある。
- (d) 一部のデータではあるが IKL の低い地域は事故率が低く、ほぼ IKL に比例して下がっている。  
又今後絶縁設計を標準化するためには、雷害事故以外の事故の減少に努めるとともに、次の様な具体策を推進する必要がある。
  - (a) 熱帯地域に於ける落雷現象に関する基本データの収集。例：IKL と雷放電度数、大地放電回数との関係、雷電流発生頻度分布の測定等。
  - (b) 送電線事故に対して原因の究明を積極的に行う。又保護リレー動作記録の分析を行い、現地の事故状況と照合する。

## 5.2.4 導体特性の決定

### (1) 送電電圧と導体サイズについての調査

東部ジャワ地域に於ける70KV、150KV送電線に用いられている導体サイズについて調査を行った。その結果はTable 5.2-19に示す通りである。

これによれば70KV送電線については建設の歴史も古く、1943年以前には50mm<sup>2</sup>のH.D.C.C又はPigeon Type(85mm<sup>2</sup>)のACSRが広く用いられていた。1970年代に入り電力需要の増大に伴い、Piper, Ostrich Typeの300MCM(152mm<sup>2</sup>)ACSRが用いられて来た。

150KV送電線は、1970年代に入り東部ジャワに於ける幹線送電線として建設が始められた。電線サイズについては、日本のコンサルタントがDesignした場合にはJIS Type(Metric System)のACSRが使用されている。サイズは大半330mm<sup>2</sup>(Twin, Single)であるが、一部160mm<sup>2</sup>が用いられている。又ヨーロッパ系のコンサルタントの場合には、ASTM Type(Inch, Pound System)のACSRとしてHawk(242mm<sup>2</sup>)が用いられている。

### (2) 導体サイズの選定

電線の種類は大別してInch, Pound SystemとMetric Systemに別れ、各System毎に色々のサイズの電線が規定されている。

東部ジャワに於ける70KV送電線はインドネシア独立以前に建設が始められたため、Inch-Pound Systemの電線が用いられ、今日まで同Systemが用られて来ている。70KV送電線のLocal化に伴い、今後現用最大サイズの300MCM以上のサイズは考える必要はないので、300MCMまでの範囲で検討する。300MCMの電線に現在Piper, Ostrichの2種類用いられて来ている。両者はA $\theta$ の断面積は同じであるが、鋼線の断面積が異り、全体としてPiperの方が電線強度は高いが、コスト、外径、重量ともに高い。したがって、気象条件が悪い場合や長径間が続く場合には前者を必要とするが、東部ジャワにおける送電線を対象とした場合には気象条件もおだやかで地形的にも長径間は少く、後者を標準として用いた方が経済的である。150KV送電線の場合には、公称断面積160mm<sup>2</sup>、240mm<sup>2</sup>、330mm<sup>2</sup>の3種類のACSRが用いられている。電流容量が各々455A、595A、720Aであり240mm<sup>2</sup>と330mm<sup>2</sup>では20%しか差がなく接近している。今後設備の標準化を計るためには、どちらかに

統一することが望まれる。以下標準化に当り両者の比較例として、2回線鉄塔1回線架線時において当初負荷に対してどちらの電線を架線した方が有利となるかという問題についての経済計算を行ってみる。

(3) 150KV送電線に於ける建設単価、送電ロスの比較

(a) 建設単価の比較

150KV送電線の2回線鉄塔1回線架線時に於ける330mm<sup>2</sup>ACSRを用いた場合と240mm<sup>2</sup>ACSRの場合の建設単価の比較をTable 5.2-20に示す。これによれば、240mm<sup>2</sup>ACSRを架線した方がKM当り3,748 us\$安くなる。

(b) 電力損失の比較

東部ジャワに於て標準負荷を想定して、150KV1回線送電線でPeak Load A (MW)を送電する場合330mm<sup>2</sup>ACSRを用いるときと240mm<sup>2</sup>ACSRを用いるときの年間電力損失金額差L (Rp/KM, Year)を求める。

最大電流値I<sub>p</sub>は

$$I_p = \frac{A \times 10^6}{\sqrt{3} \times 150,000 \times P.F.} = 3.85 \left( \frac{A}{P.F.} \right)$$

となり、L<sub>Rp</sub>は次の通りとなる。

$$L_{Rp} = 3(R_1 - R_2) I_p^2 \times L.F. \times 8,760 \times U \times 10^{-3}$$

ここに、

R<sub>1</sub> - R<sub>2</sub>: 240mm<sup>2</sup>ACSR, 330mm<sup>2</sup>ACSRの導体抵抗(Ω/KM)差 Fig 5.2-10  
から、0.0335Ω/KMとする。

L.F.: Loss Factor 標準負荷の場合 Fig 5.2-11から0.595とする。

U: Electric unit cost of 150KV bus bar at the receiving end 70Rp/  
kWh

$$\therefore L_{Rp} = 3 \times 0.0335 \times 3.85^2 \left( \frac{A}{P.F.} \right)^2 \times 0.595 \times 8,760 \times 70 \times 10^{-3}$$

$$= 543.5 \left( \frac{A}{P.F.} \right)^2 \quad \text{Rp/KM} \cdot \text{Year}$$

R<sub>p</sub>をus\$にしてP.F.を0.9として年間電力損失金額差L\$ (us\$/KM·Year)を求めると次の通りとなる。



$$L\$ = 0.6765A^2 \quad (\text{us\$}/\text{KM}\cdot\text{Year})$$

A : Peak Load in MW

#### (4) 配電用変電所向け送電線の経済計算

東部ジャワにおいて新設配電用変電所向けの送電線（標準負荷とする）を1回線新設する場合に、330mm<sup>2</sup> ACSRを用いるか240mm<sup>2</sup> ACSRにするかの経済計算を行う。

##### (a) 投資金額

2回線送電線1回線架線のときにおける330mm<sup>2</sup> ACSRと240mm<sup>2</sup> ACSRとの建設費の差額はTable 5.2-20よりKM当り3,748\$となる。したがって、330mm<sup>2</sup> ACSRを架線した場合の増分投資額となる。

運転補修費は、実際の運用上は何等差がないので省略する。

##### (b) 収益金額

330mm<sup>2</sup> ACSRを架線した場合には、240mm<sup>2</sup> ACSRに比して抵抗値が低いために電力損失に相当する金額が収益として見込まれる。これは年々の負荷の状況により変化するが、一般配電用変電所向け送電線としては、東部ジャワ全域のDemand Forecastを適用出来るものとしてLossの計算を行う。

短期、中、長期のGrowth Rateは2003年迄想定されているが、短期プログラムで新設を計画されている150KV送電線はいずれも1987年度に竣工を予定されているため、1988年を第1年として25箇年間-2012年までの負荷予想をする必要がある。したがって、2004年以降2012年までのGrowth RateをFig 5.2-12に示す通り見込むものとする。又、Fig 3.2-7には88年度の負荷を1MWとしたときの年度毎の負荷の状況を示している。

以上の前提条件をもとに、88年度最大負荷が4~8MWの場合に於ける送電ロスによる収益金額を計算した結果をTable 5.2-21に示す。

##### (c) 経済計算

以上の計算結果を用いて、1988年度負荷を想定すれば投資額と収益額に見合ったDiscount Rateを計算することが出来る。Table 5.2-22に1988年度負荷7MWとした場合のDiscount Rateの計算例を示す。又同様の計算手法により、1988年度負荷別にDiscount Rateを求め、負荷とDiscount Rateの特性曲線を描くとFig 5.2-13に示す通りとなる。これからDiscount Rate10%を採算の

基準とするならば、88年度負荷として6,200KW以上あれば330mm<sup>2</sup> ACSR を架線した方が有利となる。

88年度負荷を6,200KWとした場合、25年後の2012年の負荷は79,000KWとなる。これは240mm<sup>2</sup> ACSRの場合には、送電容量の57%、330mm<sup>2</sup> ACSRの場合には送電容量の47%に当り、いずれも送電容量には問題はない。しかしながら、1988年度負荷が更に大きくなった場合には、容量的に240mm<sup>2</sup> ACSRの方が早期に増架する必要があり、経済的には極めて不利となる。又、経済的増架時期を考えても240mm<sup>2</sup> ACSRの方が早期増架の必要があり不利となる。

(5) Madura Island 送電線の検討

短期 Program に於て Madura Island の Gili Timur S/S から Sumenep S/S までの 150KV 送電線が計画されている。当面 1 回線架線で計画されているので、今までの検討結果を用いて電力線のサイズの検討を行う。

(a) Madura Island に於ける Demand Forecast

東部ジャワおよび Madura 島の最大負荷が PLN に於て予測されている。

これを 1984/85, 1988/89, 1993/94 年度別に分け、更に年度間の Growth Rate を求めたものが Table 5.2-23 である。これによれば、East Java に比して Madura 島は今後大きな電力需要の伸びが期待されている。

一方 JICA による Madura 島の需要予測は、東部ジャワ全体の伸びと同様の数値を用いて特に地域的な差を考えていない。したがって、JICA の数値をベースとして PLN による地域差を加えた需要予測を行い、これをもととして採算計算を行う。

Table 5.2-24 に 1983/84 年の最大負荷をベース 1 とした場合の 1988/89 年 1993/94 年負荷の PLN 予測値 (East Java, Madura) および JICA 予測値 (East Java) を示す。又これを Fig 5.2-14 に示す。次に Madura 島に於ける需要増加を次の通り考える。

(i) Madura 島に於ける需要増加率が East Java 全体の需要増加率よりも大きくなるのは、Madura 島に於ける送電設備が稼動する年 (1988/89) を中心とした 10 年であると考えらる。

(ii) 1983/94 年をベースとした 1993/94 年需要は、JICA の東部ジャワ全体

の需要予測値に PLN の地域増加率をかけたものを目標値とする。

$$1993/94 \text{ 年需要目標値 (1983/84 基準として) } = 3.921 \times \frac{7.175}{4.942} = 5.693$$

(iii) 1988/89 年に於ける Madura 島の需要を PLN 予測値とし、1988/89 年以降の需要の伸び率を JICA 予測伸び率を用いると 1993/94 年における需要は目標値にほぼ近い値となるので、これを Madura 島に於ける修正需要予測値とする。したがって、1988/89 年に於ける Madura 島の需要予測の修正率は次の通りとなる。

$$\text{修正率} = \frac{2.772}{2.100} = 1.32$$

この修正率を用いた 1988/89 年変電所別需要予測値を Table 5.2-25 に示す。各変電所負荷から送電系統の潮流図を画くと Fig 5.2-15 の通りとなる。

次に各送電線の経済計算を行うため、各送電線の負荷を Fig 5.2-13 にあてはめて送電線別に Discount Rate を求める。その結果、Gili Timur S/S に近い 2 線路は 10% 以上となるが遠い 2 線路は 10% 以下となり、2 線路は 330 mm<sup>2</sup> ACSR が有利となり、2 線路は 330 mm<sup>2</sup> ACSR は不利となる。

しかしながら、設備の統一、保守の合理化を考慮して全線路を同一設備とすることを前提にすれば、Madura 島全体で見た送電線の等価負荷は Fig 5.2-15 に示す通り 6.74 MW となり、この場合の Discount Rate は 11% で 330 mm<sup>2</sup> ACSR を架線した方が有利な結果となる。

## (6) む す び

以上検討の結果を要約すれば次の通りとなる。

- (a) 東部ジャワに於ける送電線の電力線について調査した結果 70 KV については標準化されているが、300 MCM について 2 種類あり、今後 Ostrich Type に統一することを推奨する。
- (b) 又 150 KV 送電線は、JIS Type の 160 mm<sup>2</sup> ACSR と 330 mm<sup>2</sup> ACSR 並びに ASTM Type, Hawk (242 mm<sup>2</sup>) ACSR の 3 種類用いられている。

Hawk と 330 mm<sup>2</sup> とでは送電容量で 20%、建設費で 9% の差しかなく、330 mm<sup>2</sup> ACSR に統一することを推奨する。

日本の電力会社に於ても過去色々の電線が用いられて来たが、現在では整理、統合

され小容量の場合は 1.5 倍間隔、大容量の場合は 2 倍間隔で標準電線を決めている。  
K Company に於ける例を Table 5.2-26 に示す。

- (c) 電線サイズの差による経済計算例を示した。これを用いて Madura 島に於ける配電用変電所向け送電線の経済計算を行った結果は、設備の統一、保守の合理化を考へて全線同一サイズとした場合には、 $330\text{mm}^2$  ACSR が有利となった。
- (d) 今後送電設備の設備基準を作成する場合には、送電容量や電力ロスによる経済性を考慮した適用範囲、増架時期を送電線の用途別に決める必要がある。

## 5.2.5 鉄塔基礎の設計

### (1) 送電線鉄塔基礎の現状

東部ジャワにおける送電線の鉄塔の基礎には、特殊なものを除いて一般に逆 T 型基礎が用いられている。これ等の基礎の形状は 4 角型が標準的に用いられているが、竹製の型枠を用いる場合には円型の基礎としていることもある。

又軟弱地盤の場合は、一般に杭により支持力の確保を計っており、過去鋼管杭や Cakar Agam が用いられて来た。又最近中部ジャワに於いて鋼管杭に対抗するため、国産技術による長柱杭として Micro Pile の研究が行われ実施にうつされつつある。この様な現状であるが、送電線用鉄塔基礎については PLN と地元 Contractor の契約に基き実施されているため、Consultant が Recommend したもの以外の基礎についての設計手法や適用範囲についての内容が明確でない。したがって、今後鉄塔基礎を標準化するためには、先づ設計を標準化し、工事費の積算、工事施行の難易度を判別して適用範囲を決める必要がある。本研究では、送電線基礎について各方式の比較検討を行い、今後の基礎の標準化に対する基礎資料とすることを目的とするものである。

### (2) 4 角型基礎と丸型基礎の比較

4 角型基礎と丸型基礎の圧縮力および引上力に対する設計式を Table 5.2-27 に示す。これより両者の比較検討を行う。

#### (a) 圧 縮 力

圧縮力と圧縮耐力度との関係式については Table 5.2-27 に示す通り、方形と円型では水平力による最大床盤応力倍数を示す係数 ( $\alpha$ ) が異なるだけである。但し、この係数の方形と円型とでの差は一般に少ないことから、圧縮力に関する限り方形と等価面積を有する円型の基礎の耐力度は、方形とほぼ同じと看做すことが出来る。

したがって、両者の床盤深さや厚さを同一とすれば Concrete Volume は、ほぼ同じ値を示すこととなる。M 型、N 型基礎は圧縮耐力で基礎設計が決まるので、方形を円型に置き代えても工量には大して影響はない。

#### (b) 引 上 力

基礎の引上力と引上耐力との関係は、Table 5.2-27 に示す。

方形と円形基礎では引上耐力のうち、土の等価重量 (Earth Cone Weight—Concrete Weight) を算定するための Earth Cone Volume の計算式に差がある。

方形、円形の場合の Earth Cone Volume を  $V_e, V_{e'}$  とすれば Table 5.2-27 から

$$V_e = h \left( B^2 + 2Bh \tan \theta + \frac{4}{3} h^2 \tan^2 \theta \right)$$

$$V_{e'} = \frac{\pi}{4} h \left( B'^2 + 2B'h \tan \theta + \frac{4}{3} h^2 \tan^2 \theta \right)$$

となる。両者の床盤底面積や深さが等しいと考えた場合

Earth Cone Volume を比較してみる。

$$\frac{\pi}{4} B'^2 = B^2 \quad \therefore B' = B \sqrt{\frac{4}{\pi}}$$

これを  $V_{e'}$  に代入すれば  $V_{e'}$  は次の通りとなる。

$$V_{e'} = \frac{\pi}{4} h \left( B^2 \cdot \frac{4}{\pi} + 2B \sqrt{\frac{4}{\pi}} \cdot h \tan \theta + \frac{4}{3} h^2 \tan^2 \theta \right)$$

$$= h \left( B^2 + 2B \sqrt{\frac{\pi}{4}} h + \frac{4}{3} \cdot \frac{\pi}{4} h^2 \tan^2 \theta \right)$$

$$= h \left( B^2 + 2Bh \times 0.886 + \frac{4}{3} \cdot h^2 \tan^2 \theta \times 0.785 \right)$$

$$< V_e$$

この結果から床盤底面積、深さを一定とした場合、円形の場合はかなり引上耐力が低下することが判る。

一般に L 型基礎は引上力により基礎の設計が決められる。したがって、東部ジャワ田期工事で用いられた AA, BB, CC 鉄塔の L 型基礎について、方形と円形とを比較してみることにする。

AA 鉄塔に用いた L 型の円形基礎について床盤厚み、深さを方形と同じとした場合の設計例を Table 5.2-28 に示す。同一手法により BB, CC 鉄塔の L 型円形基礎の設計を行い、既設計の方形基礎と寸法、工量の比較したものを Table 5.2-29 に示す。これによれば、床盤巾、コンクリート量、くっさく量ともに円形の場合は、方形に比して大きくなっている。

工量を比較するため、円形基礎の場合のコンクリート量、くっさく量の方形に対す

る倍率と許容引上力との関係を Fig 5.2-16 に示す。これによれば、基礎が大きくなれば倍率は小さくなるが、概して円形の場合は方形に比して工量が 1.1~1.2 倍になると言える。

したがって L 型基礎の場合には、一般に方形基礎の方が工量が少く有利となる。丸型基礎で型枠に竹を用いて合理化を計った場合、工量増加分を型枠代で充分カバー出来るかどうか今後の検討課題である。

日本に於て丸型基礎が用いられているのは、Fig 5.2-17 に示す通り、円形矢板を用いて拡底くっさくを行うためであり、くっさく量の減少と基礎の引上耐力の強化を目的としたものである。

### (3) 支持層の深い軟弱地盤に於ける基礎

東部ジャワにおける送電線経過地は平野部が多く、このうち水田地帯は軟弱地盤が多い。今後建設が予想される送電線も全体の 20%~30% が軟弱地盤による特殊基礎の採用が見込まれている。

又これらの軟弱地盤は、スラバヤ市東北部にその例を見る様に支持層が深く 10m 以上に達する場合も予測される。この様な地盤に鉄塔の基礎を構築する場合には、一般には大口径鋼管杭を用いた浅型基礎が採用されている。

しかしながら、大口径鋼管杭はインドネシアでは製品化されてなく、海外からの輸入にたよっている。このことは、送電線の建設工期や資金面での制約を受けるので、今後採用がむずかしくなる傾向にある。本研究はこれらの制約を受けず、国内で充分対応出来る軟弱地盤用基礎についての検討を行い、今後の送電線建設に寄与することを目的としたものである。

#### (a) くい基礎

くい基礎は送電線用基礎として古くから使用されて来た。これは比較的仮設備が少くて済み、又施工も簡単な割に効果が比較的大きく確実であるためで、特に支持層の深い地盤の基礎工法としては一般に最も多く使われている。

杭の種類を大別すると既製杭と現場打杭に大別されるが、既製杭は杭の品質は保障されるが施工に際しての制約条件（運搬、杭接続）が多く、特に振動、騒音等の影響は大きい。現場打くいはくいの品質を保持するために、施工上高度の技術を要するが、施工についての制約条件（運搬、くい長）は少く一長一短がある。

東部ジャワを対象に考えた場合、既製くいは大口径鋼管杭、現場打ちくいは現在検討中のMicro Pile が最も適していると思われる。

鋼管杭は東部ジャワに於てすでに使用実績があり問題はないが、Micro Pileはこれに対抗すべくインドネシアの国産技術により開発されたもので、研究段階にあると言える。Micro PileはFig 5.2-18に示す如く、簡単な構造で材料費も安くモルタル充てんにより大きな支持力が得られ施工がうまく行けば粘性土地盤に最適であると思われる。しかしながら、うまく打込めるかどうか、又打込みによって発生する土砂の滑り込みをモルタル圧力で防止できるか等の施工上の問題があり、又設計に用いる断面性能の把握が難しいと思われる。

しかしながら国産技術による長柱杭として魅力があり、今後大事に育てて行きたいものである。なおこれに対する改良点を上げるならば、先端構造をFig 5.2-19の様に変更することである。若しこの改良が出来れば、打込み能率もよくなり、又杭の断面が円形となることにより、直進性も向上するものと思われる。今後の大きな研究課題である。

次に具体的な基礎について鋼管杭を用いた場合とMicro Pileを用いた場合についての基礎の設計例をTable 5.2-30, Table 5.2-31に示す。

#### 設計条件

引上荷重	180 t	標準貫入試験によるN値	4
圧縮荷重	200 t	杭の摩擦抵抗値	2.0 t/m <sup>2</sup>
水平力	4 t	杭の長さ	16 m
土質	粘性土		

(Sukolilo Kenjeran 4RD型鉄塔荷重値)

#### (b) Floating Foundation

Floating Foundationは鉄塔4脚の基礎を一体集合基礎としたものであり、Mat Foundationとも言われる。これが日本に於て使用される目的は、安定した支持層がきわめて深い位置にある場合か、粘土層の圧密による4脚の不等沈下を防ぐためである。

しかしながら支持層がそんなに深くなくてもインドネシアに於ては、場合によっては杭基礎と対抗出来ることも予想される。この1例として、杭基礎の設計例で示したと同一の条件でFloating Foundationを用いたときの設計例をTable 5.2



—32に示す。これによれば、杭は必要としないがコンクリート量が杭基礎に比して8倍にも達する。しかしながら、工量が多だけで現地施工は単純作業で特殊な技術を要せず、大形土木機械を利用すれば経済的に建設出来るものと思われる。

鉄塔に対する荷重条件が縦方向と横方向に大きく差がある場合には、荷重条件の大なる方向には1体基礎で対応する様な2脚1体基礎としたものも用いられている。

又湧水の多い地盤に対しては、床盤を上を上げてくさく深さを浅くする方法をとる事も出来る。

地盤や湧水の状態、荷重の条件により色々な型の基礎を設計することが出来る。具体的な基礎の設計に際しては、底面積が大きい割に床盤厚さが薄いため、鉄塔による十分な補強が必要である。このためには、細い鉄筋を用いてせまい間隔で配筋し、十分な付着力を確保することが肝要である。

#### (4) む す び

東部ジャワに用いる鉄塔の基礎について、現在 PLN が抱えている問題点についての検討を行った。その結果を要約すると次の通りとなる。

- (a) L型基礎の場合、床盤、柱体部を丸型とした基礎の場合は、同じ深さの4角型基礎に比して1.1～1.2倍の工量を必要とし、特別な場合を除いて有利性はない。
- (b) 長柱杭を用いた基礎として、従来の大口径鋼管杭に対抗すべく開発された Micro Pile はインドネシアに於ける国産技術として評価出来る。今後改良を加えて実用化されることを望む。
- (c) 安定した支持層の深い地盤には Floating Foundation の適用が考えられる。これは、作業性を勘案すれば長柱杭とも対抗出来るものと思われ、今後東部ジャワに適用出来るかどうかは検討課題である。
- (d) 東部ジャワに於ては、送電線用地の制約上今後多回線鉄塔が増加するものと思われる。多回線化に伴う基礎荷重の増加に対応するため、安定した経済的基礎を設計する必要があると思われる。そのためには、特に軟弱地盤については十分な地盤調査を行い、設計に必要な諸データを完備することに努めなければならない。

Table 5.2-1 Comparison of Wind Load

	France Loan	E.J.P. I~III
Maximum mean wind Velocity(m/s)	25	25
Tower Load (kg/m <sup>2</sup> )	120	110
Wire Load (kg/m <sup>2</sup> )	45	40
Insulator String Load(150kV,kg/st)	60	60

Table 5.2-2 Climate of Surabaya (Number of Years-20)

	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	Year			
												Max	Min	Mean	
Mean Temperature(°C)	26.6	26.4	26.8	26.9	26.6	26.6	26.0	26.1	26.9	27.8	28.0	26.8	31.1	23.5	26.8
Mean Air Pressure(M.Bar)	1009.1	1007.8	1007.2	1007.7	1008.2	1008.6	1009.3	1003.3	1009.9	1009.4	1007.7	1008.2	—	—	1008.1

Table 5.2-3 Wind Load of Conductors

	d(mm)	D(mm)	d/D	Re	Cx	P(Kg/m <sup>2</sup> )
50mm <sup>2</sup> Cu	1.8	9.0	1/5	1.46	1.23	46.4
Pigeon	4.25	12.75	1/3	2.07	1.14	43.0
Ostrich	2.73	17.28	1/6.3	2.84	1.05	39.6
Hawk	3.44	21.80	1/6.3	3.54	0.97	36.6
330mm <sup>2</sup> ACSR	4.0	25.30	1/6.3	4.11	0.93	35.1
55mm <sup>2</sup> G.S.W.	3.2	9.6	1/3	1.56	1.19	44.9

$\nu : 1.54 \times 10^{-5} (\text{m}^2/\text{s})$  at. 23°C 756mmHg

$\rho : 0.1208 (\text{kg} \cdot \text{s}^2/\text{m}^4)$  "

Table 5.2-4 Comparison of Material Standard

	France Loan	NEW-JEC Standard
Tower-Member	°AFNOR E 36(Yield Point36) Main Members	°JIS-SS55(Yield Point41) L70×6 or more
-Bolt	°AFNOR E 24(Yield Point24) Bracings	°JIS-SS41(Yield Point25) Less than L70×6
-Minimum Size	°AFNOR E 24(Yield Point24) Three Dimensions of Diameter	°JIS-SS50(Yield Point29) M20, M22
	°Member Thickness of angles- Less than 3mm	°JIS-SS41(Yield Point25) M16
	°Bolt 14mm	°Member Leg members and arm members L60×5
		°Bolt M16
Conductor-Code Name	°ASTM "Hawk"	°JIS C 3110
No. & Dia of Al. wire	26 × 3.44mm	30 × 3.2mm
No. & Dia. pf St. Wire	7 × 2.68mm	7 × 3.2mm
Sectional Area of Al	241.6mm <sup>2</sup>	241.3 mm <sup>2</sup>
Sectional Area of St.	39.5mm <sup>2</sup>	56.29mm <sup>2</sup>
Weight per KM	976kg	1,110kg
Ultimate B.S.	8,818kg	10,210kg
Over all Diameter	21.80mm	22.4mm
Insulator-Type	°Glass-IEC 305/74	°Porcelain-ANSI-C29.5
Diameter	255mm	254mm (10")
Height	146mm	146mm (5 <sup>3</sup> / <sub>4</sub> ")
Leakage Length	292mm	292mm (11 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> ")
Impulse	130kV	125kV
Mechanical St.	12,000kg	11,340kg or (25L.B)
Earth Wire-Code Name	°NF C34.125 AACSR59.7mm <sup>2</sup>	° AW 55mm <sup>2</sup>
No. & Dia. of Wire	19/2.0mm (AA)	7 x 3.2mm (AW)
Sectional Area	59.7mm <sup>2</sup>	56.29mm <sup>2</sup>
Diameter	10mm	9.6mm

Table 5.2-5 Electric Power Loss

(In %)

Item	Country	* P.L.N. (East Java)	** JAPAN	<u>P.L.N</u> <u>JAPAN</u>
		1983	1982	
Power Station Loss		3.95	3.4	1.2
Transmission Line Substation	} Loss	4.71	2.7	1.7
Distribution Line Loss				
Total		21.0	9.4	2.2

Note

\* P.L.N. (East Java) Loss based on P.L.N. 1983 (From April to December) data.

\*\* JAPAN Loss based on average loss ratio of a Electric Power Companies.

Table 5.2-6 Planning of Additional 2nd Circuit

Year	1	.....	n	n+1
Item	(n)	.....	(1)	(0)
Investment	⊙			⊗
O & M	○	.....	○	
Depreciation		○	.....	○
Revenue		○	.....	○
Electric Peak current on T/L	$I(n)$		$I(1)$	$I_0(0)$

Note

- ⊙ : Investment of early stage
- ⊗ : Investment of normal stage
- $I_0$  : Current carrying capacity

Table 5.2-7 Base Cost of Electric Power

Voltage	Base Cost	Base Cost	
		Rp/KWH	¥/KWH
150KV Bus bar		71.44	16.93
* (70KV) "		(74.28)	(17.61)
20KV "		77.11	18.28

Note

\* 70KV Bus bar : Average between 150KV Bas.cost and  
20KV Bas.cost  
1 Rp = 0.237¥

Table 5.2-8 Unit Costs of T/L & S/S

	Currency	Unit Cost (F.C:\$, L.C:10 <sup>3</sup> Rp)			"(10 <sup>3</sup> ¥)
		Direct Cost	*Others	Total	Total
150KV Additional	F.C	16,830	2,977	19,797	5,665
2nd Circuit ( /KM)	L.C	3,731	544	4,275	
70KV Additional	F.C	8,320	1,473	9,793	2,956
2nd Circuit ( /KM)	L.C	2,296	469	2,765	
150KV Additional	F.C	279,102	49,401	328,503	114,979
T/L Bay ( /Bay)	L.C	138,080	21,403	159,483	
70KV Additional	F.C	146,068	25,854	171,922	69,074
T/L Bay ( /Bay)	L.C	104,790	16,243	121,033	

Note

\* Others : Physical Contingency + Consultant Fee

US\$ = 992Rp = 235¥

Table 5.2-9 150KV 330mm<sup>2</sup> ACSR (1/2) Growth Rate 16.5%/Y

Year	Peak Current (Ip)	Average Current (Ip)x0.67=(Iave)	Loss Reduction 3/2 $I_p^2 R \times 0.515 \times 10^{-3}$ (KW/KM)	Revenue (10 <sup>3</sup> ¥/KM/Y) (KW/KM)x8.760x16.93
(0)	740.0	495.8	35.6	5,282
(1)	635.2	425.6	26.2	3,892
(2)	545.2	365.3	19.3	2,867
(3)	468.0	313.6	14.2	2,113
(4)	401.7	269.2	10.5	1,557
(5)	344.8	231.0	7.73	1,147
(6)	296.0	198.3	5.70	845
(7)	254.1	170.2	4.20	623
(8)	218.1	146.1	3.09	459
(9)	187.2	125.4	2.28	338
(10)	160.7	107.7	1.68	249
(11)	137.9	92.4	1.24	183
(12)	118.4	79.3	0.91	135
(13)	101.6	68.1	0.67	99.6

NOTE \*R: 0.0842 Ω/KM



Year	Peak Current (Ip)	Average Current (Ip)x0.67=(Iave)	Loss Reduction 3/2 $I_p^2 R \times 0.515 \times 10^{-3} (KW/KM)$	Revenue ( $10^3 \$/KM/Y$ ) $(KW/KM) \times 8.760 \times 17.61$
(0)	440.0	294.8	28.42	4,383
(1)	377.7	253.0	20.94	3,230
(2)	324.2	217.2	15.43	2,380
(3)	278.3	186.4	11.37	1,754
(4)	238.9	160.0	8.38	1,292
(5)	205.0	137.4	6.17	952
(6)	176.0	117.9	4.55	701
(7)	151.1	101.2	3.35	517
(8)	129.7	86.9	2.47	381
(9)	111.3	74.6	1.82	280
(10)	95.5	64.0	1.34	206
(11)	82.0	54.9	0.985	152
(12)	70.4	47.2	0.726	112
(13)	60.4	40.5	0.535	82.6
(14)	51.7	34.8	0.392	60.5
(15)	44.5	29.8	0.290	44.8
(16)	38.2	25.6	0.214	33.0

NOTE \*R: 0.190  $\Omega/KM$

Table 5.2-10 Discount Rate Calculation

150KV 330mm<sup>2</sup> ACSR

Growth Rate 16.5%/Y, n=10, 10<sup>3</sup>¥

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Investment	5,665										Δ5,665
Depreciation		498	455	415	378	345	314	287	262	239	218
O & M	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	
COST (C)	5,750	583	540	500	463	430	399	372	347	324	Δ5,447
Revenue (R)		249	338	459	623	845	1,147	1,557	2,113	2,867	3,892
(R) - (C)	Δ5,750	Δ334	Δ202	Δ41	160	415	748	1,185	1,766	2,543	9,339

70KV 300MCM ACSR

Growth Rate 16.5%/Y, n=10, 10<sup>3</sup>¥

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Investment	2,956										Δ2,956
Depreciation		260	237	216	197	180	164	150	136	125	114
O & M	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	
COST (C)	3,000	304	281	260	241	224	208	194	180	169	Δ2,842
Revenue (R)		206	280	381	517	701	952	1,292	1,754	2,380	3,230
(R) - (C)	Δ3,000	Δ98	Δ1	121	276	477	744	1,048	1,574	2,211	6,072

Table 5.2-11 Total Cost: (10<sup>3</sup> ¥/KM)

	150 KV 330mm ACSR			70 KV 300MCM ACSR		
	30 KM	45 KM	60 KM	30 KM	45 KM	60 KM
T/L Cost (10 <sup>3</sup> ¥/KM)	5,665	5,571	5,540	2,956	2,908	2,891
S/S Bay cost ( " )	7,652	5,110	3,834	4,593	3,070	2,302
Total Cost ( " )	13,317	10,681	9,374	7,549	5,978	5,193
O & M Cost (1.5%)	200	160	141	113	90	78

Table 5.2-12 Tripout Records of T/L

(1983/11 ~ 1984/6)

Items of T/L				Causes of Fault (1983/11 ~ 1984/6) *					1982 1983
Vg	c.c.t.	Route Length (km)	Tripout	Human Work	Climate		Unknown	Total	
					Bad. Weather	Lightning			
150kV	1/2cct	380.43	1cct	1	6	1	0	8	-
	2/2cct	463.99	1cct 2cct	4 1	8 3	3 0	13 0	28 4	- -
	Total	844.42	-	6	17	4	13	40	9
70kV	1/2cct	169.2	1cct	0	2	1	3	6	-
	2/2cct	631.7	1cct 2cct	19 9	19 6	9 0	12 3	59 18	- -
	Total	800.9	-	28	27	10	18	83	86

Note

\* 1982/11 ~ 1983/6

Table 5.2-13 2CCT T/L Tripout Rate Records Per 100KM  
Per Rainy Season

Item Vg	Route Length (km)	[1983/11~19884/6] A			*[1982~1984] Average B			Japan (Per Year)
		1cct	2cct	Total	1cct	2cct	Total	
150kV	463.99	6.04	0.86	6.90	3.70	0.53	4.23	----
70kV	631.7	9.34	2.85	12.19	9.51	2.90	12.41	7.64

Note \* Average 150kV :  $B = A \times \frac{24.5}{40}$        $24.5 = \frac{40 + 9}{2}$

70kV :  $B = A \times \frac{84.5}{83}$        $84.5 = \frac{83 + 86}{2}$

Table 5.2-14 Schedule of Tripout Records

In (%)

Item Region	Vg	Climate			Human Work	Unknown	Total
		Bad Weather	Ice Load	Lightning			
East Java	70kV	32.5	0	12.1	33.7	21.7	100
* Japan	66~77kV	7.2	10.9	55.6	10.9	15.4	100

Note \* Records in Japan : 1966 ~ 1971

Table 5.2-15 Forecast of Tripout Rate Per 100KM Per Year

Installation System Stroke To Number of Circuit VG	Standard Insul.			Unbalanced Insul.			High Insul.				
	Tower		Cond.	Tower		Cond.	Tower		Cond.		
	1cct	2cct	1cct	1cct	2cct	1cct	1cct	2cct	1cct		
150 kV	0.228	0.787	0.70	0.873	0.142	0.64	1.655	0.147	0.313	0.58	1.040
70 kV	0.311	2.079	0.98	2.259	0.131	1.02	3.410	0.264	1.203	1.07	2.537
			Total			Total					Total

Table 5.2-16 Tripout Rate Records of 150 kV 2cct. T/L by Climate

(Per 100KM Per Rainy Season)

Route	[1983/11 - 1984/6] C			* [1982 ~ 1984] Average D			Average / Forecast
	1cct	2cct	Total	1cct	2cct	Total	
150 kV	2.37	0.65	3.02	1.45	0.40	1.85	1.12

Note \* Average 150 kV : D = C x  $\frac{24.5}{40}$       24.5 =  $\frac{40 + 1}{2}$

Table 5.2-17 Tripout Records In Japan (275kV T/L)

	Fault Phase											Reclose Success Ratio		
	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	To Total Tripouts	To 2cct Tripouts
1L			B		B	B	C			B	B	C		
2L		A		B	A	A		C	B	A	A	A		
						B			C			B		
K Company	239*	33*	43*	6	8	4	4*	2	2	3	1	2	0.92	0.54
C Company	50*	8*	5*		1	6					1		0.89	0.50

\* Reclose Success

Table 5.2-18 150kV 1/2cct T/L Tripout Records

	Route Length (KM)	[1983/11 ~ 1984/6] Records		
		Tripouts	Rates/100KM	Ratio
IKL 100	298.03	5	1.68	1.21/1.68 = 0.72
IKL 70	82.4	1	1.21	

Table 5.2-19 T/L Conductor Characteristics

70 KV T/L

Age	H.D.C.C.	A.C.S.R.
1929	—————	Pigeon - 85mm <sup>2</sup> (6/4.25, 1/4.25)
1932 ~ 1943	50mm <sup>2</sup> (unknown)	—————
1961 ~ 1967	50mm <sup>2</sup> (unknown)	Pigeon - 85mm <sup>2</sup> (6/4.25, 1/4.25)
1975 ~	—————	Piper - 152mm <sup>2</sup> (30/2.54, 7/2.54) Ostrich-152mm <sup>2</sup> (26/2.73, 7/2.12)

150 KV T/L

Age	H.D.C.C.	A.C.S.R.
1971 ~	—————	JIS-330mm <sup>2</sup> (26/4.0, 7/3.1) HawK-242mm <sup>2</sup> (26/3.44, 7/2.67) JIS-160mm <sup>2</sup> (30/2.6, 7/2.6)



Table 5.2-20 Comparison of Conductor Characteristics  
and Construction Unit Costs (In US\$ x 10<sup>3</sup>)

Item	Conductor	
	330mm <sup>2</sup> ACSR	240mm <sup>2</sup> ACSR
Conductor Characteristic System	Metric (26/4.0, 7/3.1)	Inch Pound (26/3.44, 7/2.68)
D.C. Resistance, /KM	*1 0.0888, 20°C	*2 0.1964 /Mile 0.12235 /KM, 25°C
Construction Unit Cost (/KM)		
2cct. Tower	*3 15.296	*4 15.296 x 0.93 = 14.225
1cct. Conductor	9.595	*5 *6 *7 8.343 x $\frac{673}{812}$ + 1.252 = 8.167
1 Earth Wire	1.298	1.298
1cct. Insulator	3.645	3.645
F.C. Total	29.834	27.335
L.C. (Tower Cons. Cost)	*8 17.850	17.850 x 0.93 = 16.601
F.C. + L.C.	47.684	43.936
(F.C. + L.C.)-(47.684)	0	- 3.748

NOTE

\* 1 JIS C3110 1978

\* 2 Transmission Line Reference Book 345KV and Above by E.P.R.I.

\* 3 Unit Cost Estimated by JICA - Category B

\* 4 Ratio of Another Conductor T/L Tower Weight to  
330m<sup>2</sup> ACSR T/L one - From Fig. 5.2-9

\* 5 Conductor Cost of T/L

\* 6 Conductor Cost in Japan (Yen/m)  $\frac{240\text{mm}^2 \text{ ACSR}}{330\text{mm}^2 \text{ ACSR}}$

\* 7 Accessory Cost

\* 8 Tower Construction Cost Estimated by JICA Category B  
X-0.292, Y-0.527, Z-0.181 ——— Madura Island

Table 5.2-21 Calculation of Benefit

No.	Year	Benefit 1988 Demand	Benefit ( $\Delta^2 \times 0.6765$ IN US\$)					
			1	4	5	6	7	8
1	1988	1	0.6765	11	17	24	33	43
2		1.1325	0.8676	14	22	31	43	56
3		1.2826	1.1129	18	28	40	55	71
4		1.4525	1.4273	23	36	51	70	91
5		1.6450	1.8306	29	46	66	90	117
6	1993	1.8632	2.3485	38	59	85	115	150
7		2.0781	2.9215	47	73	105	143	187
8		2.3177	3.6340	58	91	131	178	233
9		2.5899	4.5202	72	113	163	221	289
10		2.8830	5.6229	90	141	202	276	360
11	1998	3.2154	6.9942	112	175	252	343	448
12		3.5527	8.5386	137	213	307	418	546
13		3.9254	10.4240	167	261	375	511	667
14		4.3372	12.7258	204	318	458	624	814
15		4.7922	15.536	249	388	559	761	994
16	2003	5.2954	18.970	304	474	683	930	1,214
17		5.8408	23.079	369	577	831	1,131	1,477
18		1.4425	28.079	449	702	1,011	1,376	1,797
19		7.1060	34.160	547	854	1,230	1,674	2,186
20		7.8379	41.559	665	1,039	1,496	2,036	2,660
21	2008	8.6453	50.562	809	1,264	1,820	2,478	3,236
22		9.5271	61.403	982	1,535	2,211	3,009	3,930
23		10.4989	74.568	1,193	1,864	2,684	3,654	4,772
24		11.5698	90.556	1,449	2,264	3,260	4,437	5,796
25	2012	12.7499	109.972	1,760	2,749	3,959	5,389	7,038

COST : BASE  
 BENEFIT : CASE11

Table 5.2-22 INTERNAL ECONOMIC RATE OF RETURN

NO	YEAR	COST		BENEFIT		PRESENT WORTH		E.I.R.R. 11.40 % FACTOR		
		EXP. PROG. INVESTMENT	TOTAL	TOTAL	BENEFIT	COST	BENEFIT			
1	1987	3743	3743	0	3743	0	3743	1.0000		
2	1988	0	0	33	0	33	0	0.8976		
3	1989	0	0	43	0	43	0	0.8058		
4	1990	0	0	55	0	55	0	0.7233		
5	1991	0	0	70	0	70	0	0.6493		
6	1992	0	0	90	0	90	0	0.5828		
7	1993	0	0	115	0	115	0	0.5231		
8	1994	0	0	143	0	143	0	0.4696		
9	1995	0	0	178	0	178	0	0.4215		
10	1996	0	0	221	0	221	0	0.3784		
11	1997	0	0	276	0	276	0	0.3397		
12	1998	0	0	343	0	343	0	0.3049		
13	1999	0	0	418	0	418	0	0.2737		
14	2000	0	0	511	0	511	0	0.2457		
15	2001	0	0	624	0	624	0	0.2205		
16	2002	0	0	761	0	761	0	0.1980		
17	2003	0	0	930	0	930	0	0.1777		
18	2004	0	0	1131	0	1131	0	0.1595		
19	2005	0	0	1376	0	1376	0	0.1432		
20	2006	0	0	1674	0	1674	0	0.1285		
1987 - 2006		3743	3743	8992	3743	8992	3743	1972		
2007 - 2012		0	0	21003	0	21003	0	1771		
1987 - 2012		3743	3743	29995	3743	29995	3743	3743		
PRESENT WORTH										
				( 4.0 )	( 6.0 )	( 8.0 )	( 10.0 )	( 12.0 )	( 14.0 )	( 16.0 )
COST		EXP. PROG. INVESTMENT		3743	3743	3743	3743	3743	3743	3743
TOTAL		TOTAL		3743	3743	3743	3743	3743	3743	3743
BENEFIT		TOTAL		13571	9361	6568	4690	3409	2523	1901
B/C		TOTAL		3.626	2.501	1.755	1.253	0.911	0.674	0.508
B-C		TOTAL		9828	5618	2825	947	-334	-1220	-1842

Table 5.2-23 Demand Forecast By PLN

Year \ Item	East Java		Madura	
	Demand For.	Growth Rate	Demand For.	Growth Rate
1984/85	2,550.7 <sup>MW</sup>	18.5%	112.9 <sup>MW</sup>	22.63%
1988/89	5,026.6 <sup>MW</sup>	16.2%	255.3 <sup>MW</sup>	20.95%
1993/94	10,637.7 <sup>MW</sup>		660.8 <sup>MW</sup>	

Table 5.2-24 Ratio of Demand Forecast to 1983/84 Demand

	East Java		Madura	
	PLN	JICA	PLN	Modified Ratio
1983/84	1	1	1	1
1988/89	2.335	2.100	2.772	2.772
1993/94	4.942	3.921	7.175	5.175

$$1993/94 \text{ Target of Ratio in Madura} = 3.921 \times \frac{7.175}{4.942} = 5.693$$

Table 5.2-25 Demand Forecast in Madura (1988/89)

(In MW)

	Gili Timur	Bangkalan	Sampang	Pamekasan	Sumenep
Macro Plan	0.13	1.41	2.00	2.30	1.92
Modified Plan	0.17	1.86	2.64	3.04	2.53

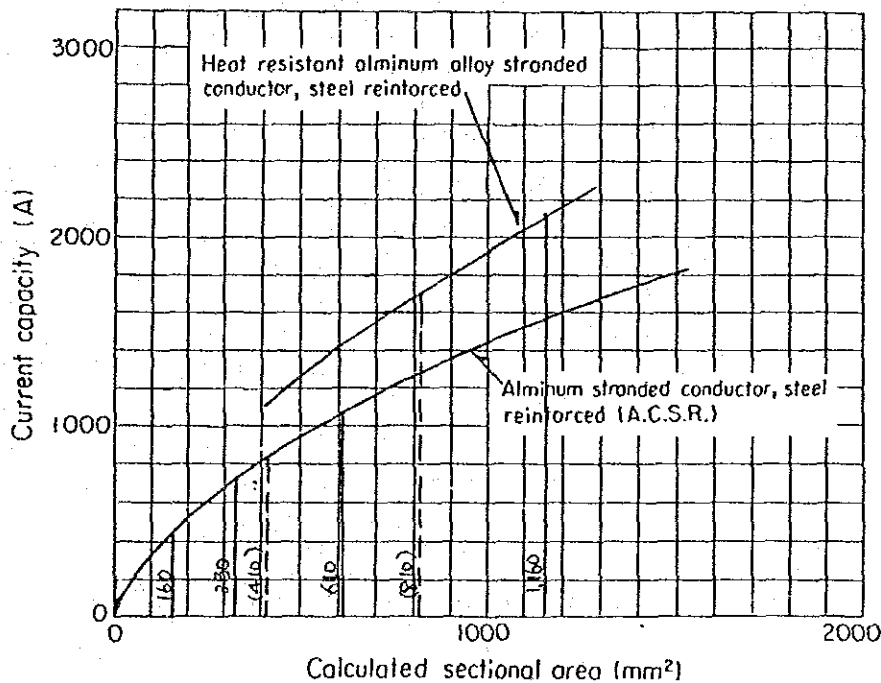
$$\text{Modification Factor of 1988/89 Demand in Madura} = \frac{2.772}{2.100} = 1.32$$

Table 5.2-26 Standard A.C.S.R. of T/L in JAPAN  
(K. Company)

77 kV , 154 kV			275 kV , 500 kV		
Size(mm <sup>2</sup> )	Current Carrying Cap(A)	Ratio	Size(mm <sup>2</sup> )	Current Carrying Cap(A)	Ratio
160	455	0.6	410	835	1
330	720	1	A810	1,670	2
610	1,075	1.5			
*Al,160	2,135	3.0			

Note \*A: Heat resistant aluminum alloy

Current Carrying Capacity



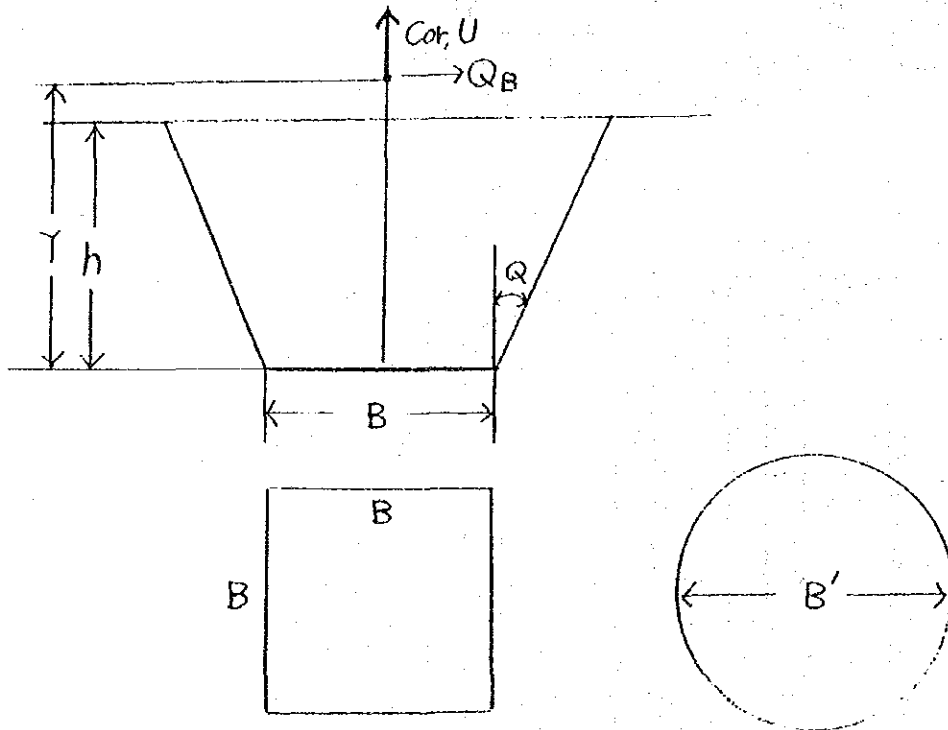
Calculating condition :

- Ambient temperature .....40°C
- Allowable temperature rise .....50°C
- Solar radiation energy .....0.1 W/cm<sup>2</sup>
- Wind velocity .....0.5 m/sec
- Surface coefficient.....0.9
- Frequency .....60 Hz

But as for the conductors used heat resistant aluminum alloy wire, allowable temperature rise is 80°C, other constants are equal to the above.

Table 5.2-27 Foundation Stability Formula

	Square Type Foun.	Circular Type Foun.
Compression Stability	$\frac{q}{S.F.} \geq \alpha \frac{C+Wc+Wec}{A}$	
Uplift Stability	$U \leq \frac{Wc+We}{S.F.}$	
Earth Cone Volume Formula	$h(B^2+2Bhtan\theta+\frac{4}{3}h^2tan^2\theta)$	$\frac{\pi}{4}h(B'^2+2B'htan\theta+\frac{4}{3}h^2tan^2\theta)$



- $q$  : Ultimate bearing capacity of the soil ( $t/m^2$ )
- $c$  : Load of compression ( $t$ )
- $Wc$  : Weight of Concrete of foundation ( $t$ )
- $Wec$  : Volume of soil on the pad ( $t$ )
- $A$  : Area of the pad ( $m^2$ )

$\alpha$  : Coefficient for determining the maximum compression at pad

o Square type foundation

$$\alpha = 1 + \frac{6e}{B} \quad \text{for } e \leq \frac{B}{6}$$

o Circular type foundation

$$\alpha = 1 + \frac{8e}{B} \quad \text{for } e \leq \frac{B}{8}$$

e - eccentric distance

$$e = Q_B \cdot Y / P$$

P - Total compression

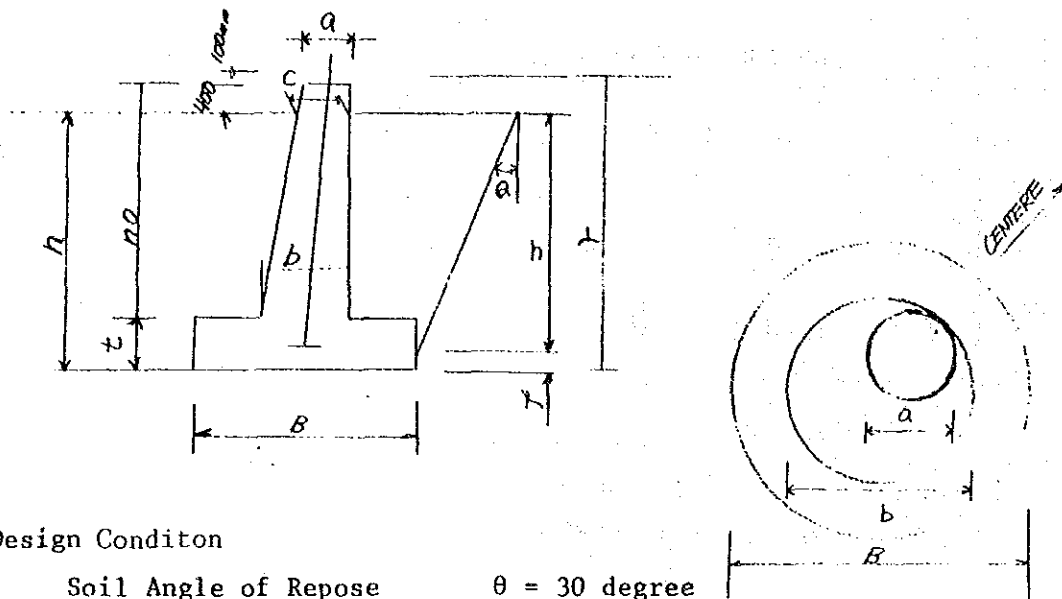
$$P = C + W_c + W_{ec}$$

$Q_B$  - Horizontal Load

U : Load of uplift

$W_e$  : Weight of effective soil

Table 5.2-28 Foundation of Type AA-L



Design Condition

Soil Angle of Repose	$\theta = 30$ degree
Soil Unit weight	$\gamma_e = 1,600$ kg/m <sup>3</sup>
Conc. Unit Weight	$\gamma_c = 2,300$ kg/m <sup>3</sup>
Safety factor	$\geq 2.0$

$$U \leq \frac{V_c \cdot \gamma_c + V_e \cdot \gamma_e}{S.F.} = \frac{W_c + W_e}{S.F.}$$

Where U : Load of uplift (kg)

Vc : Volume of concrete

$$V_c = \frac{\pi B^2}{4} \cdot t + \frac{\pi h e}{12} (a^2 + ab + b^2) \quad (m^3)$$

Ve : Effective Volume of Soil

$$V_e = V_e' - V_c' \quad (m^3)$$

Ve' : Volume of Cone

$$V_e' = \frac{\pi}{4} j (B^2 + 2Bj \tan \theta + \frac{4}{3} j^2 \cdot \tan^2 \theta)$$

Vc' : Volume of Concrete included in Cone

$$V_c' = V_c - \frac{\pi 0.4}{12} (\alpha^2 + a \cdot c + c^2) - \frac{\pi B^2}{4} \cdot f$$

Wc : Weight of Concrete of Foundation

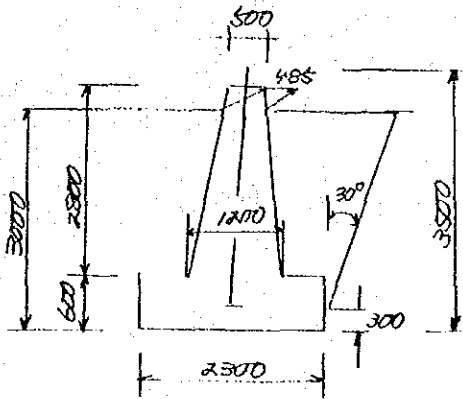
$$W_c = V_c \cdot \gamma_c \quad (kg)$$

We : Weight of Effective Soil

$$W_e = V_e \cdot \gamma_e \quad (kg)$$

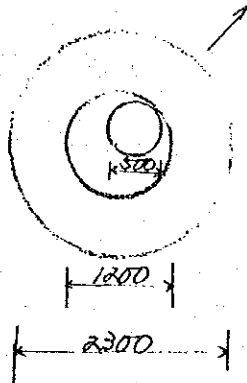


I. AA-L TYPE UPLIFT STABILITY



$$U = 27,510 \text{ kg}$$

$$\begin{aligned} V_c &= \frac{\pi B^2}{4} t + \frac{\pi h a}{12} (a^2 + ab + b^2) \\ &= \frac{3.14 \times 2.3^2}{4} \times 0.6 + \\ &\quad \frac{3.14 \times 28}{12} (0.5^2 + 0.5 \times 1.2 + 1.2^2) \\ &= 4.16 \text{ m}^3 \end{aligned}$$



$$\begin{aligned} V_{e'} &= \frac{\pi}{4} j (B^2 + 2Bj \tan \theta + \frac{4}{3} j^2 \cdot \tan^2 \theta) \\ &= \frac{3.14}{4} \times 2.7 (2.3^2 + 2 \times 2.3 \times 2.7 \times 0.577 \\ &\quad + \frac{4}{3} \times 2.7^2 \times 0.577^2) \\ &= 33.26 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V_{c'} &= V_c - \frac{0.4}{3} (a^2 + ac + c^2) - \frac{\pi B^2}{4} \cdot f \\ &= 4.16 - \frac{\pi 0.4}{12} (0.5^2 + 0.5 \times 0.565 \times 0.565^2) - \\ &\quad \frac{3.14 \times 2.3^2}{4} \times 0.3 \\ &= 2.82 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V_e &= V_{e'} - V_{c'} \\ &= 33.26 - 2.82 = 30.44 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

$$W_e = V_e \cdot \gamma_e = 30.44 \times 1.6 = 48.70 \text{ t}$$

$$W_c = V_c \cdot \gamma_c = 4.16 \times 2.3 = 9.56 \text{ t}$$

$$U \leq \frac{W_c + W_e}{S.F.}$$

$$U = 27.51 \text{ t} < \frac{9.56 + 49.96}{2.0} = 29.13 \text{ t}$$

## II. AA-L TYPE COMPRESSION STABILITY

ULTIMATE BEARING CAPACITY  $q = 60 \text{ t/m}^2$

$$\sigma_{\max} = \alpha \cdot \frac{C + \gamma_c V_c + \gamma_e V_{ec}}{\frac{\pi}{4} \cdot B^2}$$

$$\approx \alpha \cdot \frac{C + W_c + W_{ec}}{\frac{\pi}{4} \cdot B^2}$$

$$\frac{q}{\text{S.F.}} \geq \sigma_{\max}$$

Where,

C : Load of Compression (kg) (C = 33.63 t)

$V_{ec}$  : Volume of soil on the pad

$$V_{ec} = \frac{\pi B^2}{4} \cdot h - V_c''$$

$V_c''$  : Volume of concrete under the ground

$$V_c'' = V_c - \frac{0.4}{3}(a^2 + ac + c^2)$$

$\alpha$  : Coefficient for determining the maximum compression at pad

$$\alpha = 1 + 8e/B \quad \text{FOR } e \leq B/8$$

e : Eccentric distance

$$e = Q_B \cdot Y/P$$

P : Total Compression

$$P = C + W_c + W_{ec} \quad (\text{kg})$$

$Q_B$  : Horizontal Load (kg) ( $Q_B = 1.37 \text{ t}$ )

$W_{ec}$  : Weight of soil on the pad (kg)

$$W_{ec} = V_{ec} \cdot \gamma_e$$

$\sigma_{\max}$  : Maximum Compressive Stress (kg/m<sup>2</sup>)

q : Ultimate bearing capacity of the soil

$$(\text{t/m}^2) \quad (q = 60 \text{ t/m}^2)$$

$$C = 33.63 \text{ t}$$

$$Vc'' = Vc - \frac{\pi \cdot 0.4}{12} (a^2 + ac + c^2)$$

$$= 4.16 - \frac{3.14 \times 0.4}{12} (0.5^2 + 0.5 \times 0.565 + 0.565^2) = 4.07 \text{ m}^3$$

$$Vec = \frac{\pi B^2}{4} \cdot h - Vc''$$

$$= \frac{3.14 \times 2.3^2}{4} \times 3 - 4.07 = 8.38 \text{ m}^3$$

$$Wec = Vec \cdot \gamma_e$$

$$= 8.38 \times 1.6 = 13.42 \text{ t}$$

$$P = C + Wc + Wec$$

$$= 33.63 + 9.56 + 13.42 = 56.61 \text{ t}$$

$$e = \frac{Q_B \cdot Y}{P}$$

$$= \frac{1.37 \times 3.5}{56.44} = 0.085$$

$$\alpha = 1 + \frac{8e}{B}$$

$$= 1 + \frac{8 \times 0.085}{2.3} = 1.295$$

$$\sigma_{max} = \alpha \cdot \frac{C + Wc + Wec}{\frac{\pi}{4} B^2} = \alpha \cdot \frac{P}{\frac{\pi}{4} B^2}$$

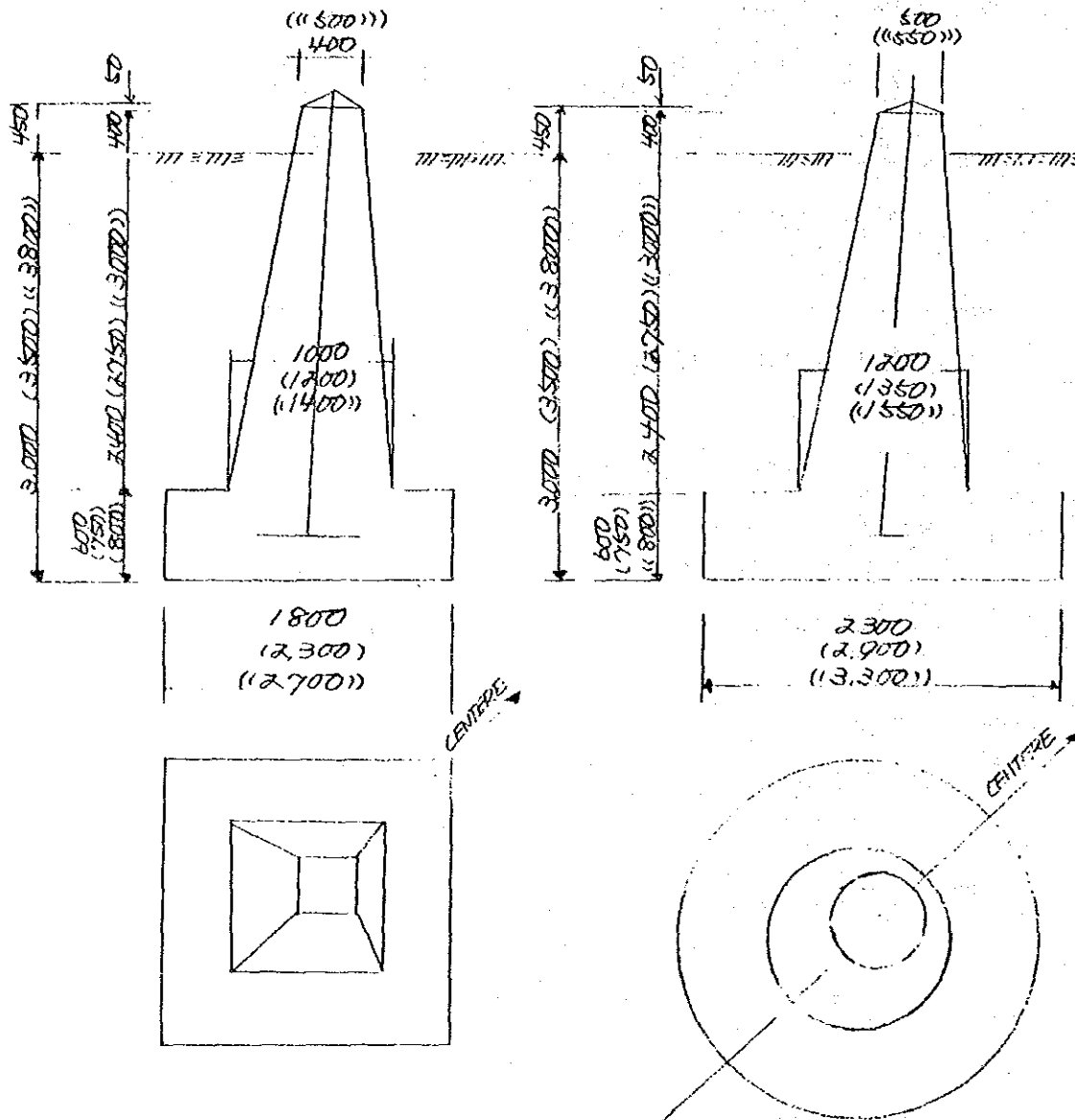
$$= 1.295 \times \frac{56.61}{\frac{3.14}{4} \times 2.3^2} = 17.6 \text{ t/m}^2$$

$$\frac{q}{S.F.} \geq \sigma_{max}$$

$$\frac{60.0}{2.0} = 30 \text{ t/m}^2 > 17.6 \text{ t/m}^2$$

Table 5.2-29

Foundation of Type L



QUANTITY LIST

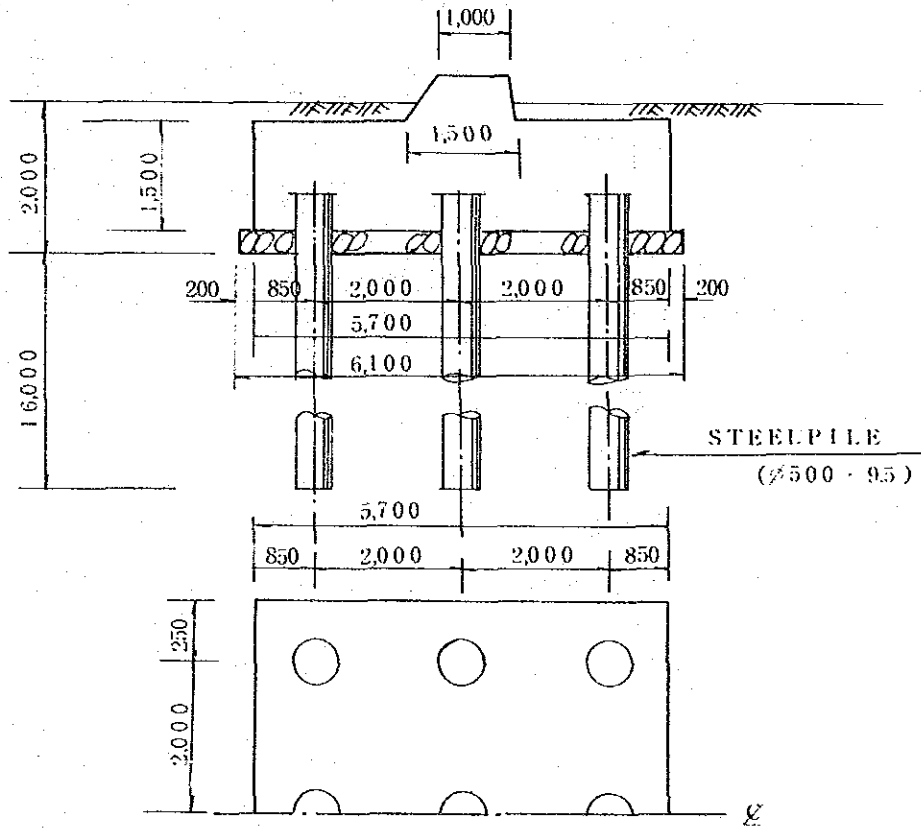
TYPE		EXCAVATION (m <sup>3</sup> )	CONCRETE (m <sup>3</sup> )	BACK FILLING (m <sup>3</sup> )	U(t)	C(t)
AA-L	SQUARE	17.60	3.40	14.28	27.510	33.63
	CIRCLE	20.69	4.16	16.62		
BB-L	SQUARE	31.45	6.37	25.20	49.85	57.89
	CIRCLE	35.40	7.35	28.13		
CC-L	SQUARE	45.52	9.13	36.51	69.57	77.67
	CIRCLE	49.02	10.13	39.01		

Table. 5.2-30 STEEL PILE FOUNDATION

DESING CONDITION

U = 180t                      N = 4  
 C = 200t                       $f_{sf} = 2.0 \text{ t/m}^2$   
 $Q_B = 4t$                       L = 16m

SCALE 1:100  
 UNIT mm



QUANTITY LIST

EXCAVATION	CONCRETE	COBBLE STONE	STEEL PILE
75.0 m <sup>3</sup>	50.0 m <sup>3</sup>	12.0 m <sup>3</sup>	148.5 m

### UPLIFT CAPACITY OF A PILE

$$R_{at} = \frac{\pi DL \cdot f_{st}}{1.5 SF} \quad (f_{st} = 2.0 \text{ t/m}^2)$$

$$= \frac{3.14 \times 0.5 \times 16.0 \times 2.0}{1.5 \times 2} = 16.7 \text{ t/本}$$

$$R_{li} = \frac{T - \left( \frac{W_c + W_{ef}}{1.5} \right)}{n} + \frac{M \cdot j_i}{\sum x_j^2}$$

$$= \frac{180 - \left( \frac{68.23 + 5.8}{1.5} \right)}{9} + \frac{4 \times 2.2 \times 2}{24}$$

$$= 14.5 + 0.74 = 15.2 \text{ t/本}$$

$$R_{at} \geq R_{li}$$

$$16.7 \text{ t/本} > 15.2 \text{ t/本}$$

### COMPRESSION

#### DOWN BEARING CAPACITY

$$R_{CY} = \frac{40N}{1.5 \times FS} \cdot AP$$

$$= \frac{40 \times 50}{3.0} \times 0.196 = 130 \text{ t/本}$$

$$R_{Ci} = \frac{C + W_c + W_s}{n} + \frac{M \cdot x_i}{\sum x_j^2}$$

$$= \frac{200 + 116.9 + 9.1}{9} + 0.74 = 36.9 \text{ t/本}$$

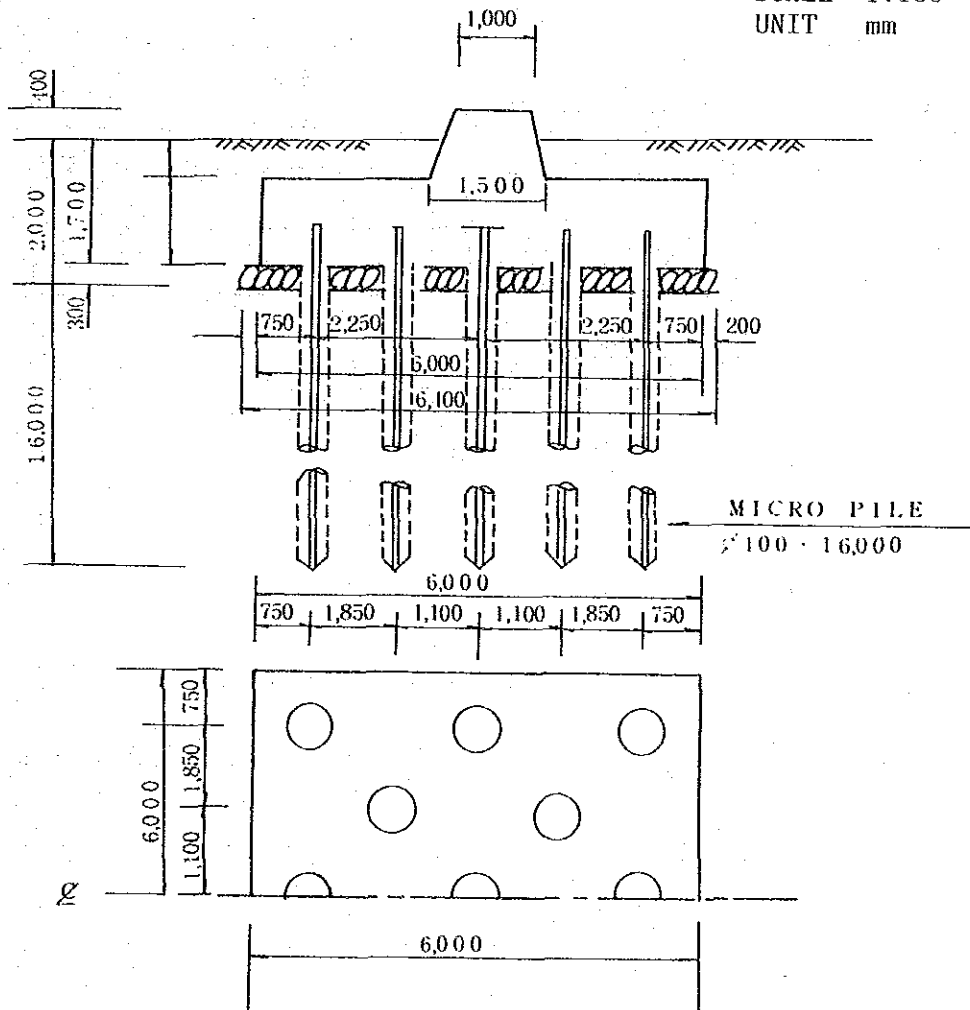
$$R_{CY} = 130 \text{ t/本} > R_{Ci} = 36.9 \text{ t/本}$$

Table 5.2-31 MICRO PILE FOUNDATION

DESIGN CONDITION

U = 180 t                      N = 4  
 C = 200 t                       $f_{st} = 2.0 \text{ t/m}^2$   
 $Q_B = 4.0 \text{ t}$                       L = 16 m

SCALE 1:100  
 UNIT mm



QUANTITY LIST

EXCAVATION	CONCRETE	COBBLE STONE	MICRO PILE
82.7 m <sup>3</sup>	45.0 m <sup>3</sup>	13.0 m <sup>3</sup>	214.5 m

MICRO PILE

(1) UPLIFT

$$R_{aty} = \frac{\pi DL \cdot f_{st}}{1.5st}$$

$$= \frac{3.14 \times 0.4 \times 16 \times 2}{3.0} = 13.0 \text{ t/本}$$

$$V_c = 6^2 \times 1.3 + 1.3^2 \times 0.9 = 44.72 \text{ m}^3$$

$$W_{cf} = V_c \times 1.4 = 62.6 \text{ t} \quad W_c = V_c \times 2.4 = 107.3 \text{ t}$$

$$V_e = 6^2 \times 1.7 - V_c = 16.5 \text{ m}^3$$

$$W_{ef} = V_e \times 0.9 = 14.8 \text{ t} \quad W_e = V_e \times 1.4 = 23.1 \text{ t}$$

$$R_{ti} = \frac{T - \left( \frac{W_{cf} + W_{ef}}{1.5} \right)}{n} + \frac{M \cdot j_i}{\sum x_j^2}$$

$$= \frac{180 - \frac{62.6 + 14.8}{1.5}}{n} + \frac{4 \times 2.2 \times 2.25}{6 \times 2.25^2 + 4 \times 1.12^2} = 9.87 + 0.5 = 10.4 \text{ t/本}$$

$$R_{aty} \geq R_{ci}$$

$$R_{aty} = 13.0 \text{ t/本} > R_{ci} = 10.4 \text{ t/本}$$

(2) COMPRESSION  $C = 5 \text{ t/m}^2$   $N = 15$

$$RCY = \frac{\alpha \cdot C N_c + D f \gamma \cdot N_g}{1.5 FF} = \frac{1.3 \times 5.3 \times 5 + 16 \times 0.9 \times 3}{3} = 25.8 \text{ t/本}$$

$$R_{ci} = \frac{W_c + W_e + C}{n} + \frac{M \cdot x_i}{\sum x_j^2}$$

$$= \frac{107.3 + 23.1 + 200}{13} + 0.5 = 25.4 \text{ t/本}$$

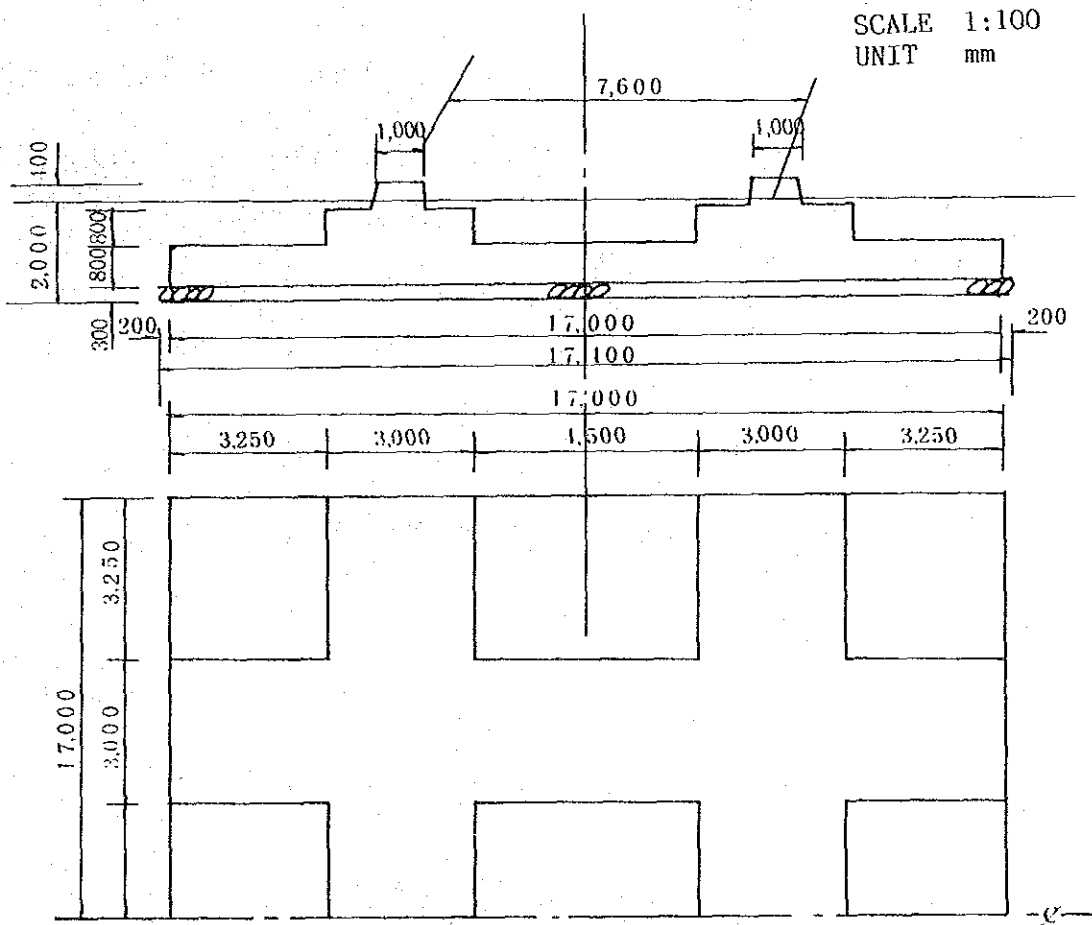
$$RCY = 25.8 \text{ t/本} > R_{ci} = 25.4 \text{ t/本}$$



Table. 5.2-32 FLOATING FOUNDATION

DESIGN CONDITION

U = 130 t      N = 4  
 C = 200 t      q = 10 t/m<sup>2</sup>  
 Q<sub>B</sub> = 4 t



QUANTITY LIST

EXCAVATION	CONCRETE	COBBLE STONE	BACK FILLING
606.0 m <sup>3</sup>	369.0 m <sup>3</sup>	91.0 m <sup>3</sup>	146.0 m <sup>3</sup>

FLOATING FOUNDATION

$$U = 180 \text{ t} \quad C = 200 \text{ t} \quad Q_B = 4 \text{ t} \quad B = 17 \text{ m} \quad Y = 2.2 \text{ m}$$

$$N = 4 \quad C = 2.5 \text{ t/m}^2$$

(1) COMPRESSION

$$M = \frac{b}{2}(2U + 2C) + 4Q_B Y$$

$$= \frac{7.6}{2}(180 \times 2 + 2 \times 200) + 4 \times 4 \times 2.2 = 2888 + 35.2 = 2923.2 \text{ t/m}$$

$$V_c = 17^2 \times 0.8 + (2 \times 17 \times 3 + 11 \times 3 \times 2) \times 0.8 + 1.3^2 \times 0.5 \times 4$$

$$= 368.98 \text{ m}^3$$

$$W_c = V_c \times 2.4 = 885.5 \text{ t}$$

$$V_e = 17.2 \times 1.7 - (V_c) = 123.0 \text{ m}^3$$

$$W_e = V_e \times 1.4 = 172.6 \text{ t}$$

$$W = W_c + W_e = 1058.1 \text{ t}$$

$$e = \frac{M}{W} = \frac{2,923.2}{1,058.1} = 2.76 \text{ m} < \frac{B}{6} = 2.8 \text{ m}$$

$$\sigma_{\max} = \frac{W}{BZ} \left(1 + \frac{6e}{B}\right)$$

$$= \frac{1058.1}{17^2} \left(1 + \frac{6 \times 2.76}{17}\right) = 7.2 \text{ t/m}^2$$

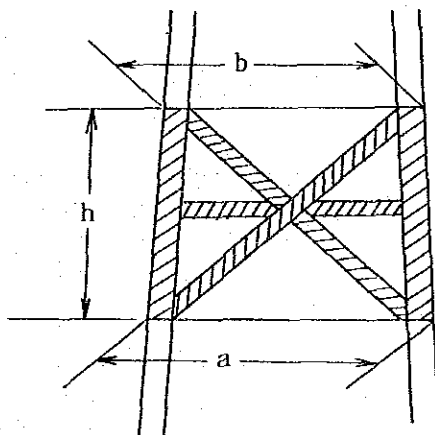
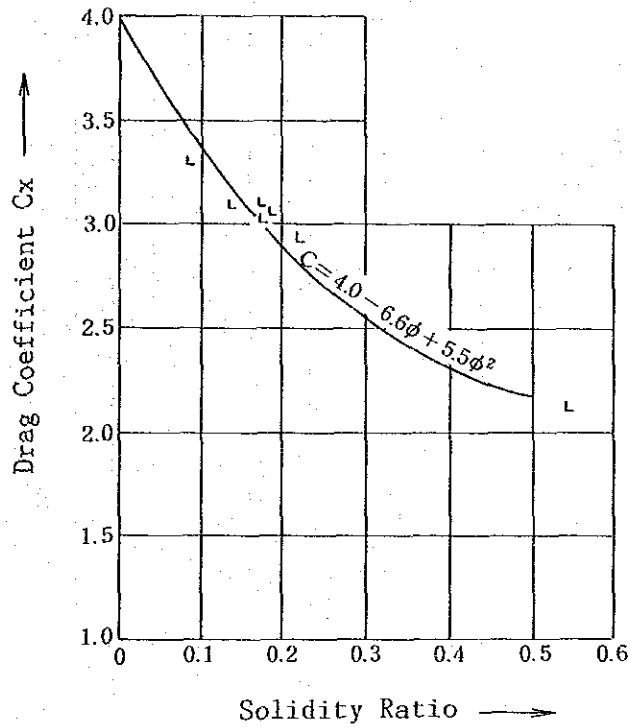
$q'$  : By Terzaghi Formula

$$q' = \frac{\alpha \cdot C N_c + D_f \cdot \gamma \cdot N_g}{1.5 \times sf} = \frac{1.3 \times 5.3 \times 2.5 + 2 \times 0.9 \times 3}{1.5 \times 2}$$

$$= \frac{17.2 + 5.4}{3} = 7.5 \text{ t/m}^2$$

$$q' = 7.5 \text{ t/m}^2 > \sigma_{\max} = 7.2 \text{ t/m}^2$$

Fig 5.2-1 Drag Coefficient Characteristic  
for Solidity Ratio

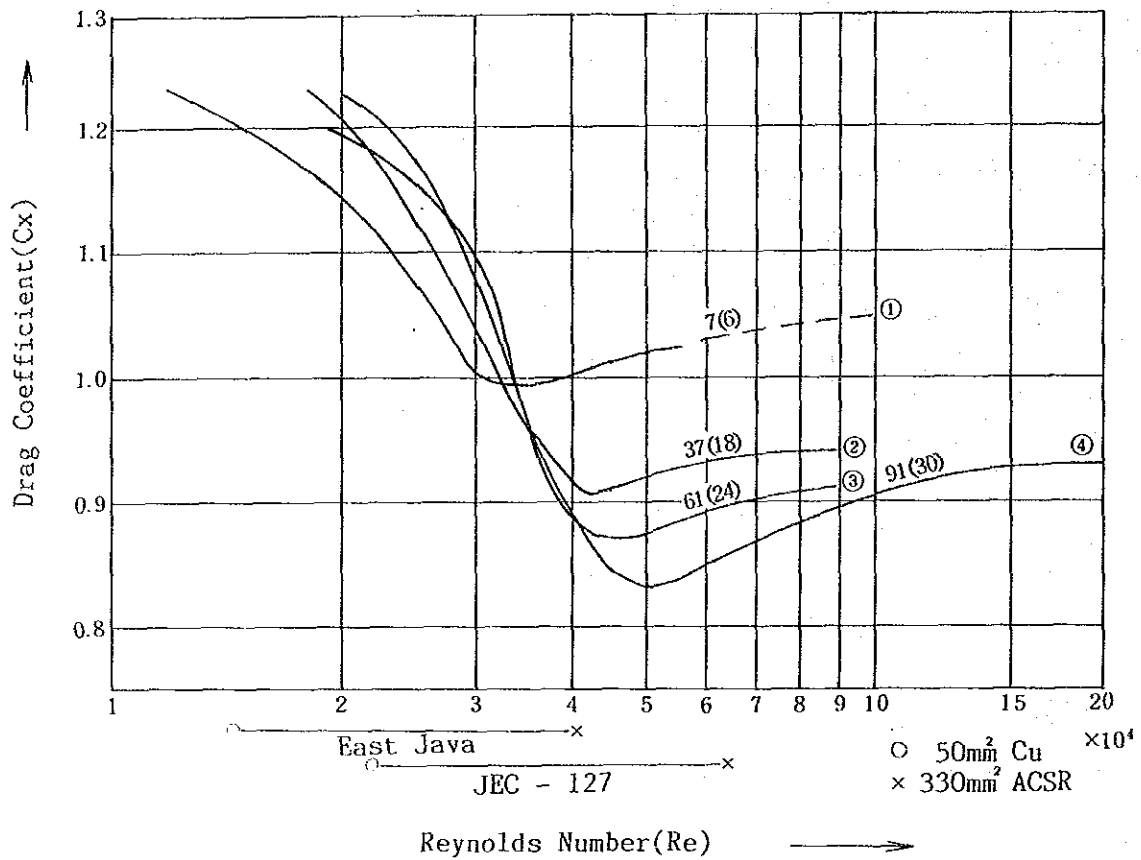


$$\text{Solidity Ratio} = \frac{A'}{A}$$

$$A = \frac{1}{2}(a+b)h$$

$$A' = \text{Area}$$

Fig. 5.2-2 Strand Composition and Cx-Re Characteristic of Standard Conductor



	No. of Wire	Layers	Strand Dia/Outsid Dia
①	7	1	1/3
②	37	3	1/7
③	61	4	1/9
④	91	5	1/11

Fig 5.2-3 D.R. Annual Average Current Characteristic

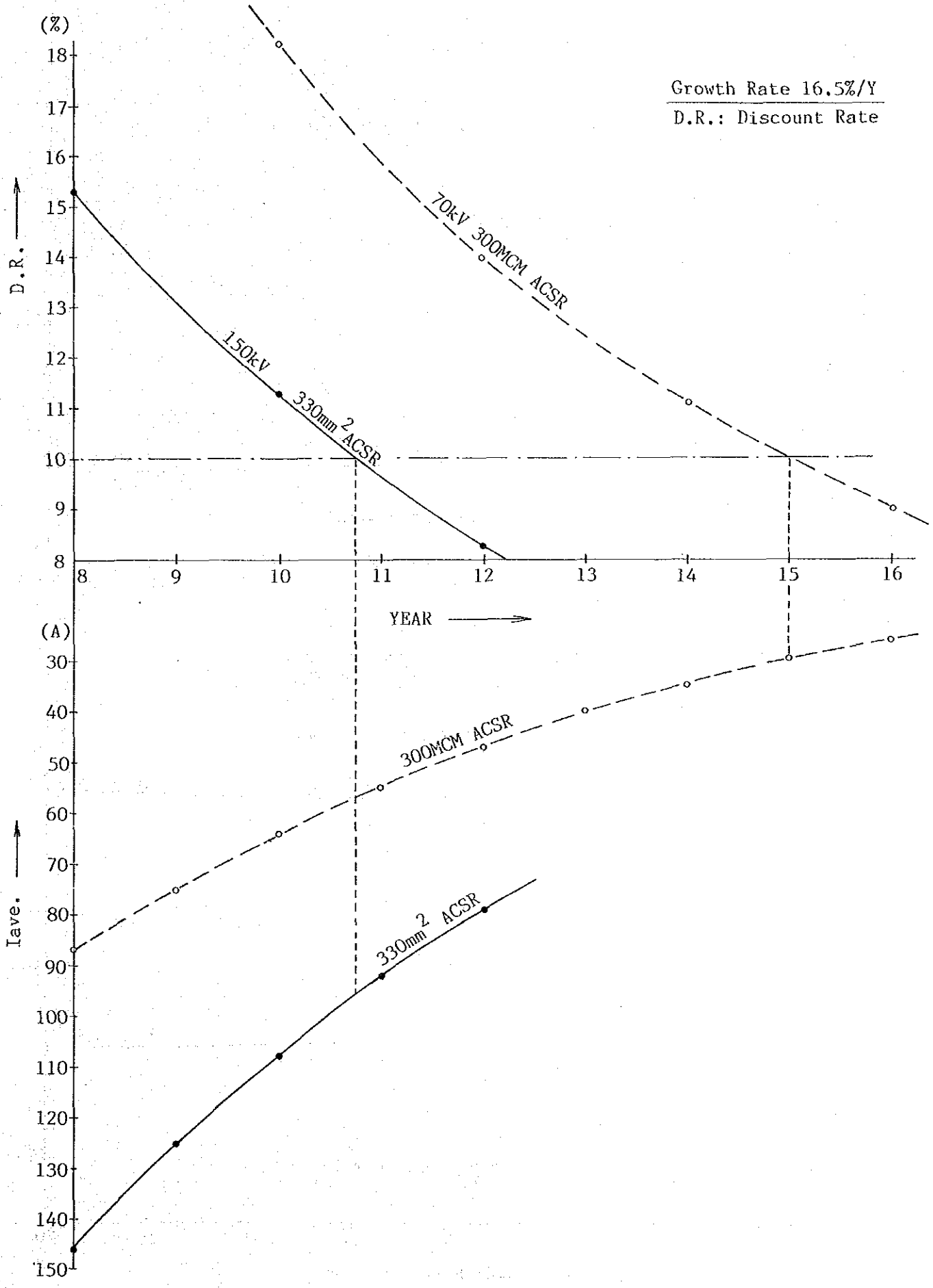


Fig. 5.2-4 Economic Border Line

$I_0$ : Current-carrying Capacity

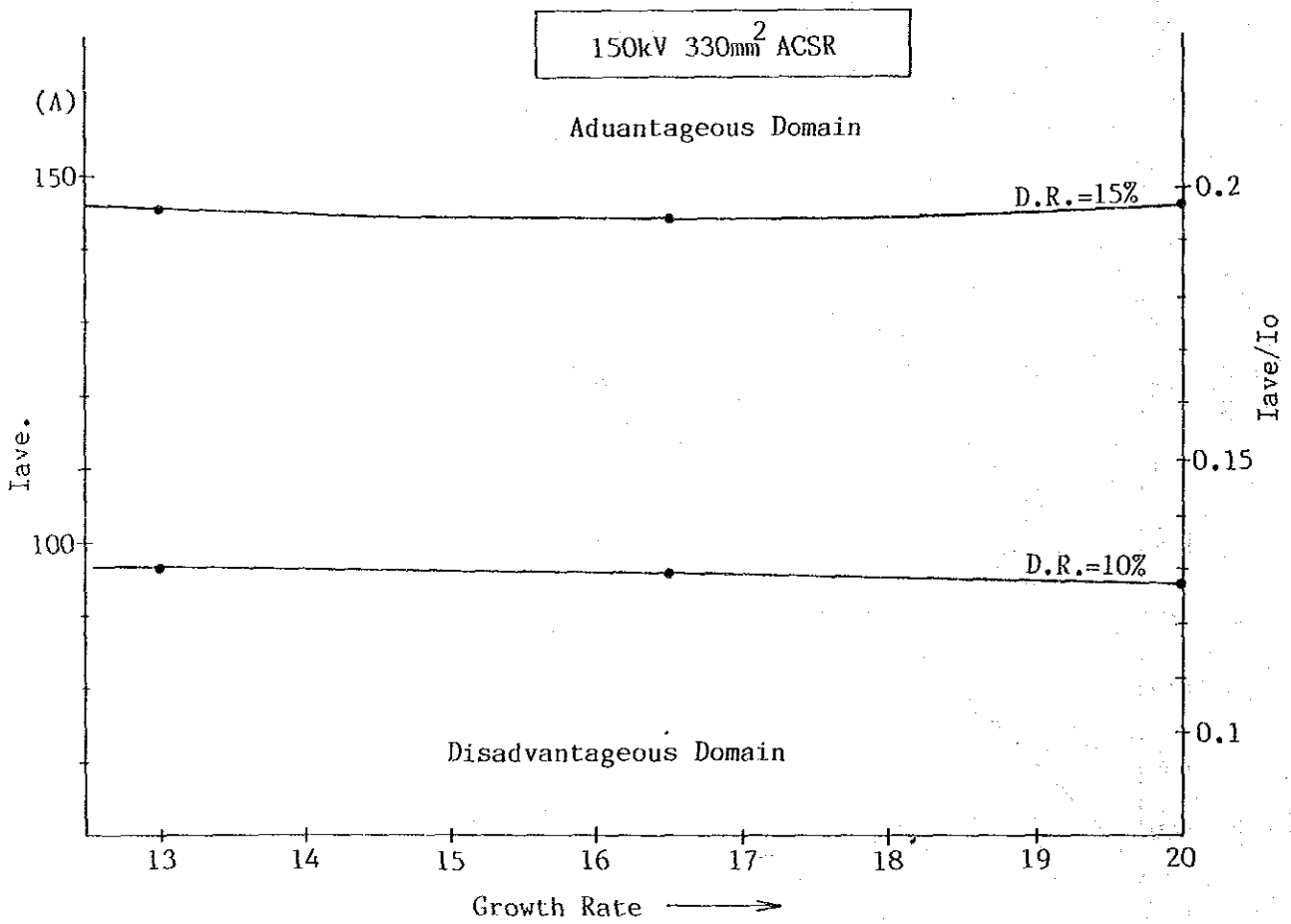
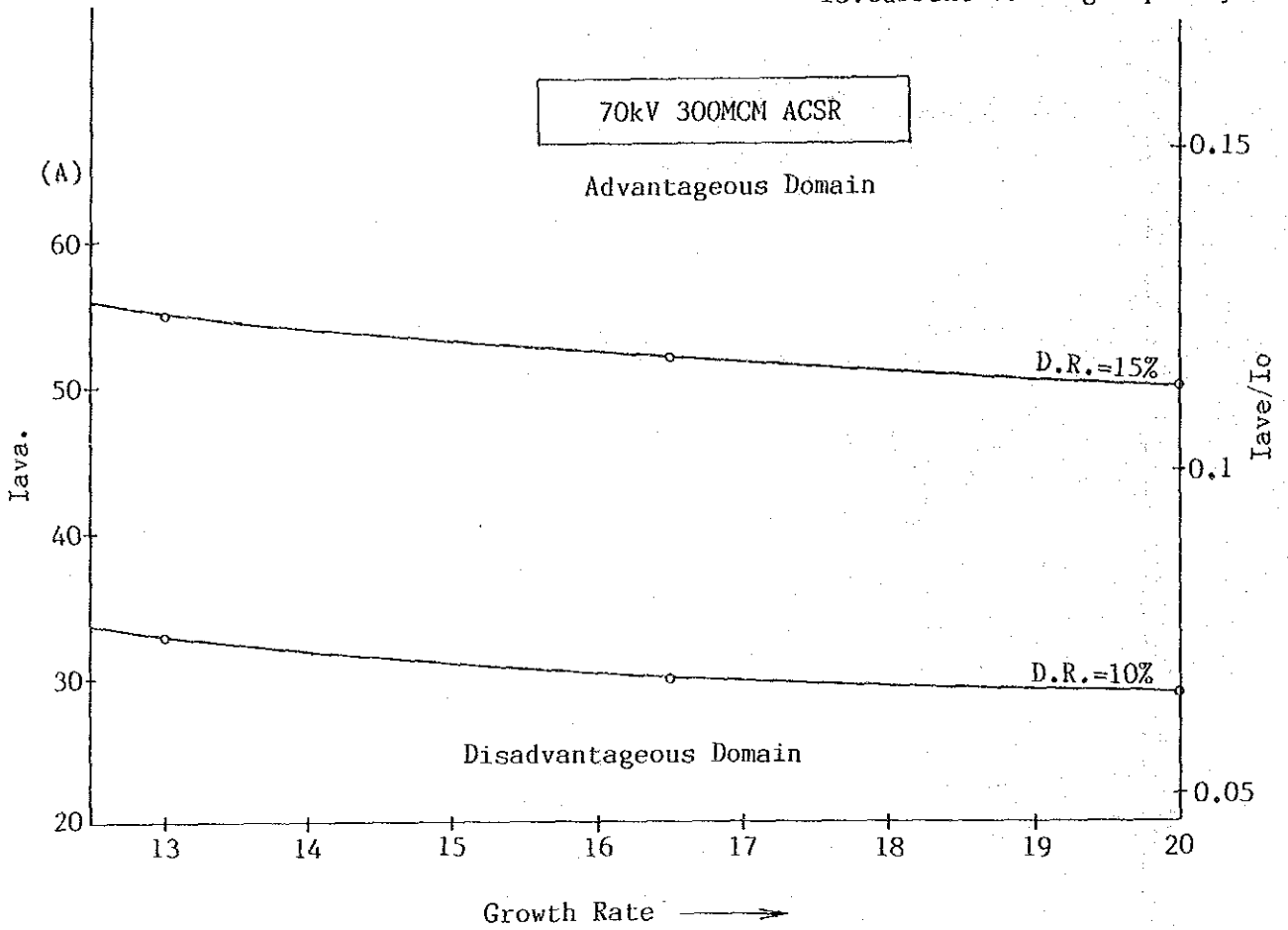


Fig. 5.2-5 (1/2) Economic Border Line

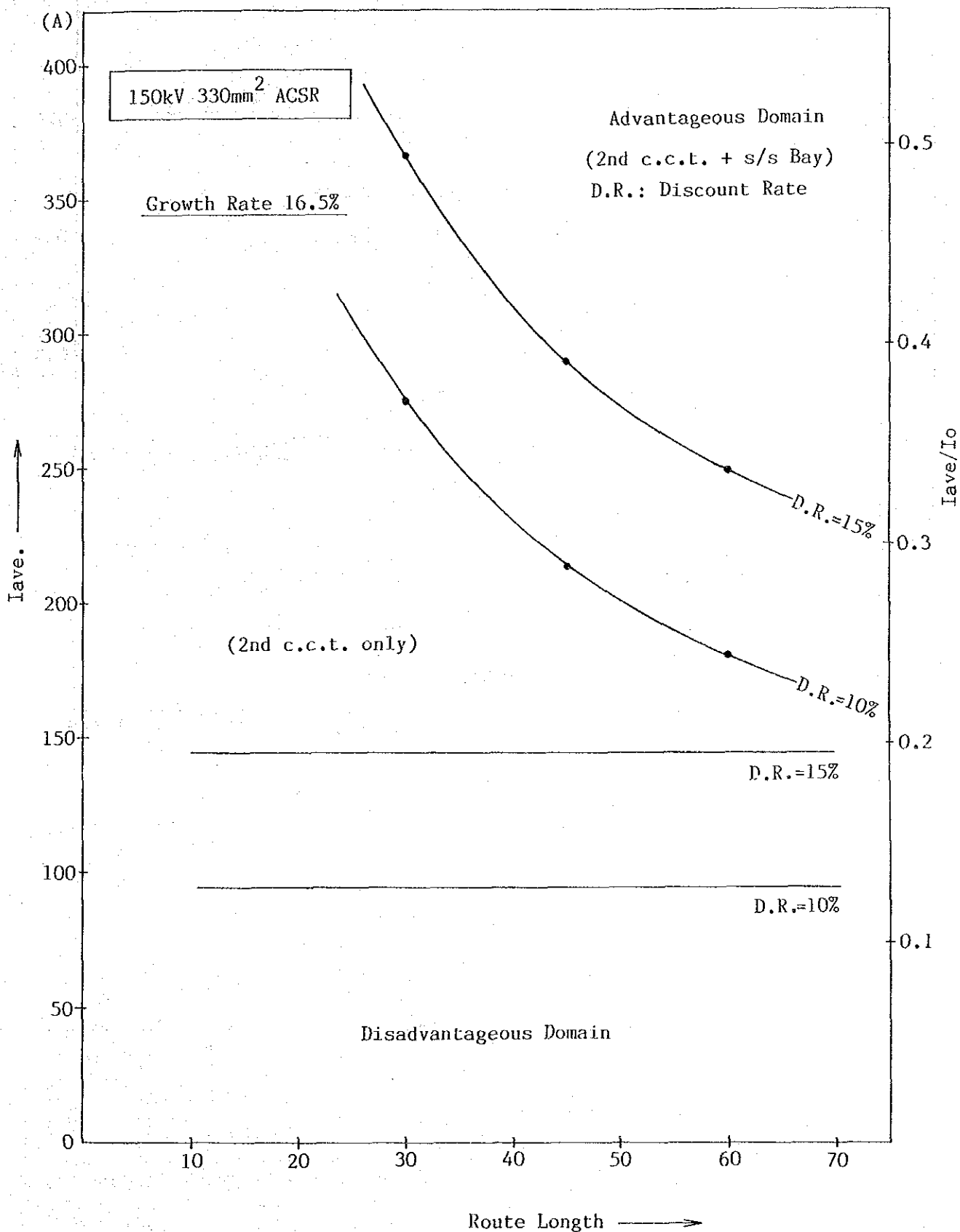


Fig. 5.2-5 (2/2) Economic Border Line

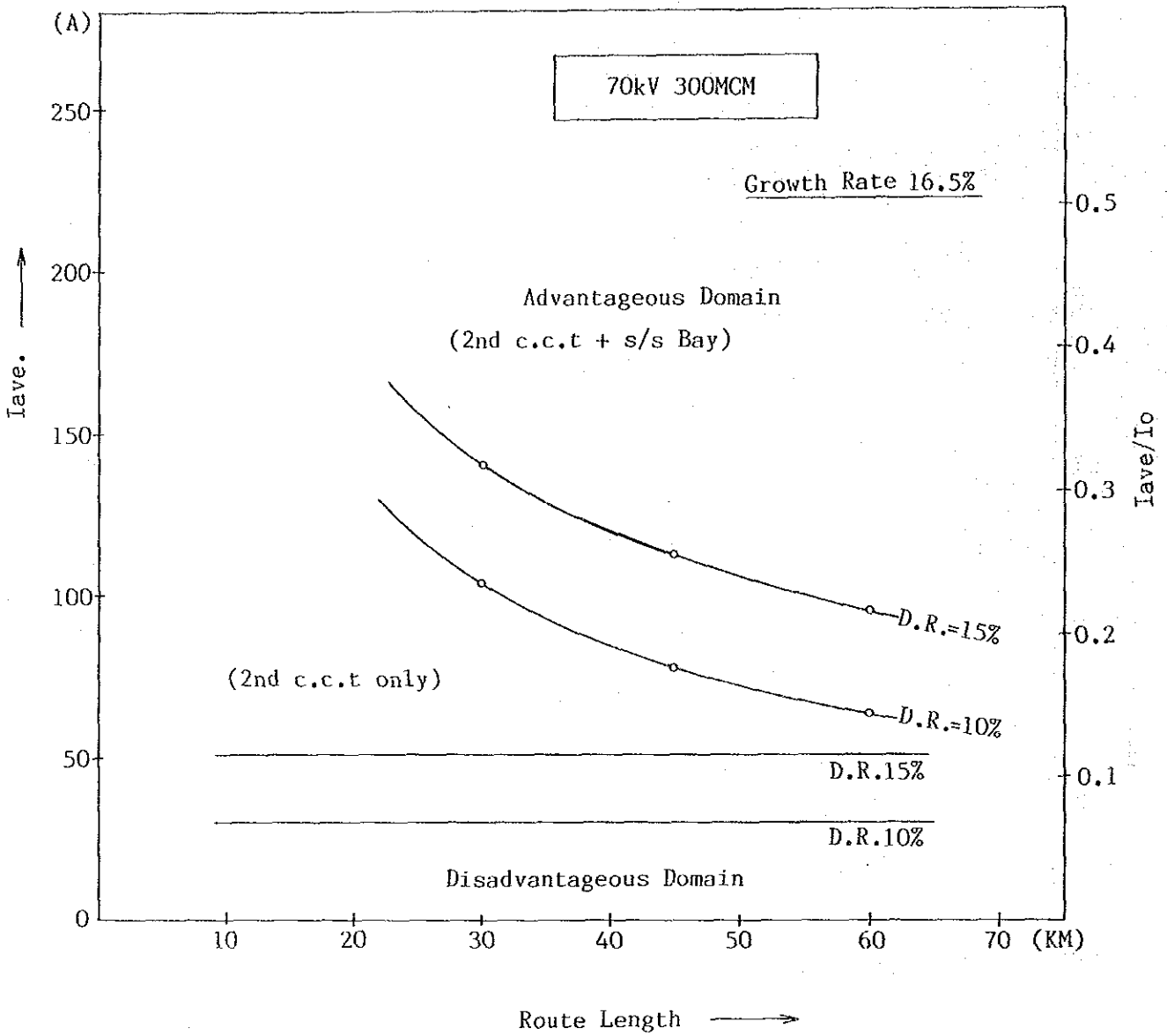
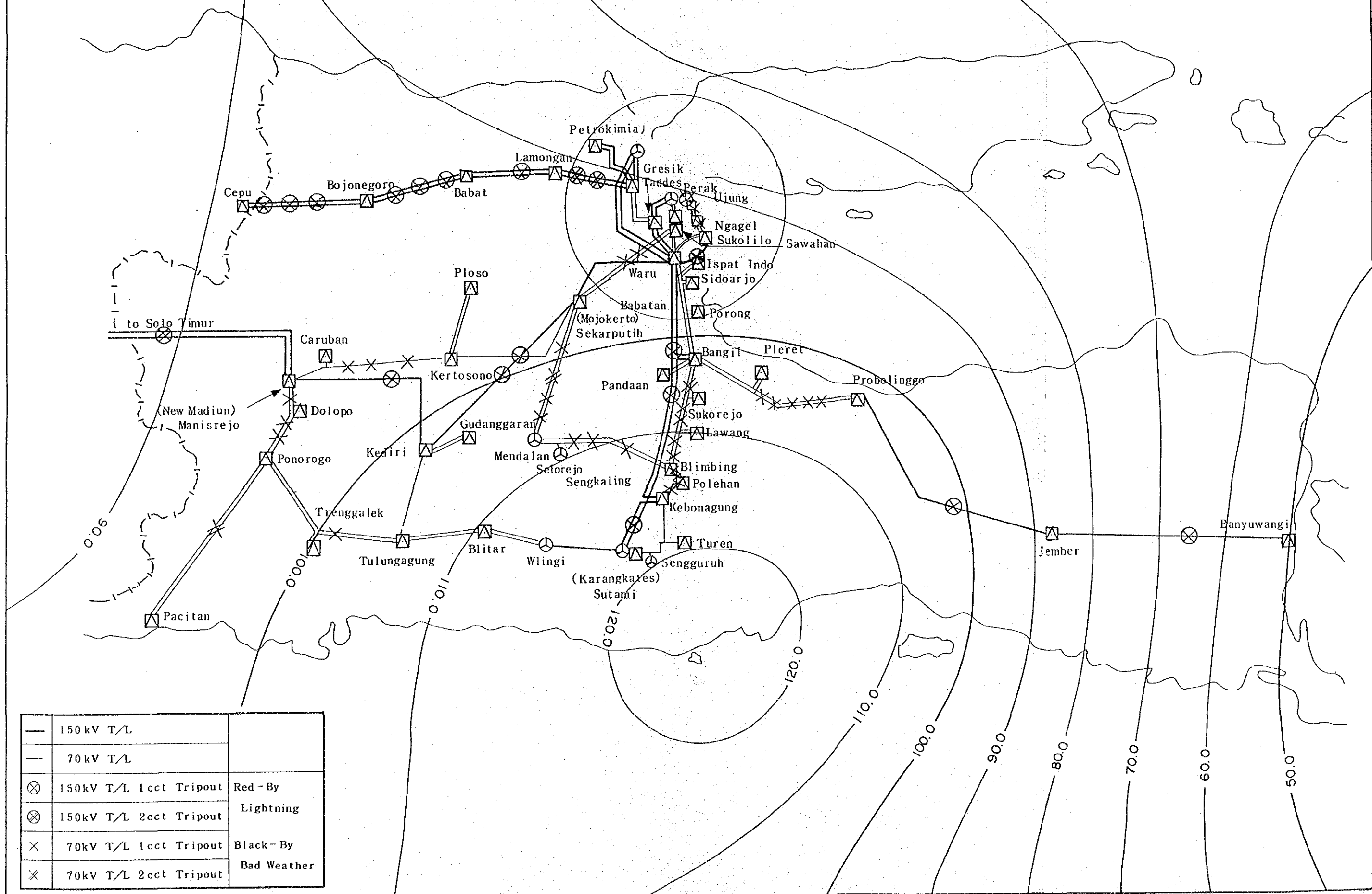




Fig. 5.2-6 East Java I K L Map (1950-1970) And Fault Record (1983/11-1984/6)



—	150 kV T/L	
—	70 kV T/L	
⊗	150kV T/L 1cct Tripout	Red - By
⊗	150kV T/L 2cct Tripout	Lightning
×	70kV T/L 1cct Tripout	Black - By
×	70kV T/L 2cct Tripout	Bad Weather



Fig. 5.2-7 Probability of occurrence of Peak Amplitudes  
of stroke Currents (From AIEE Trans Vol. 69, 1950)

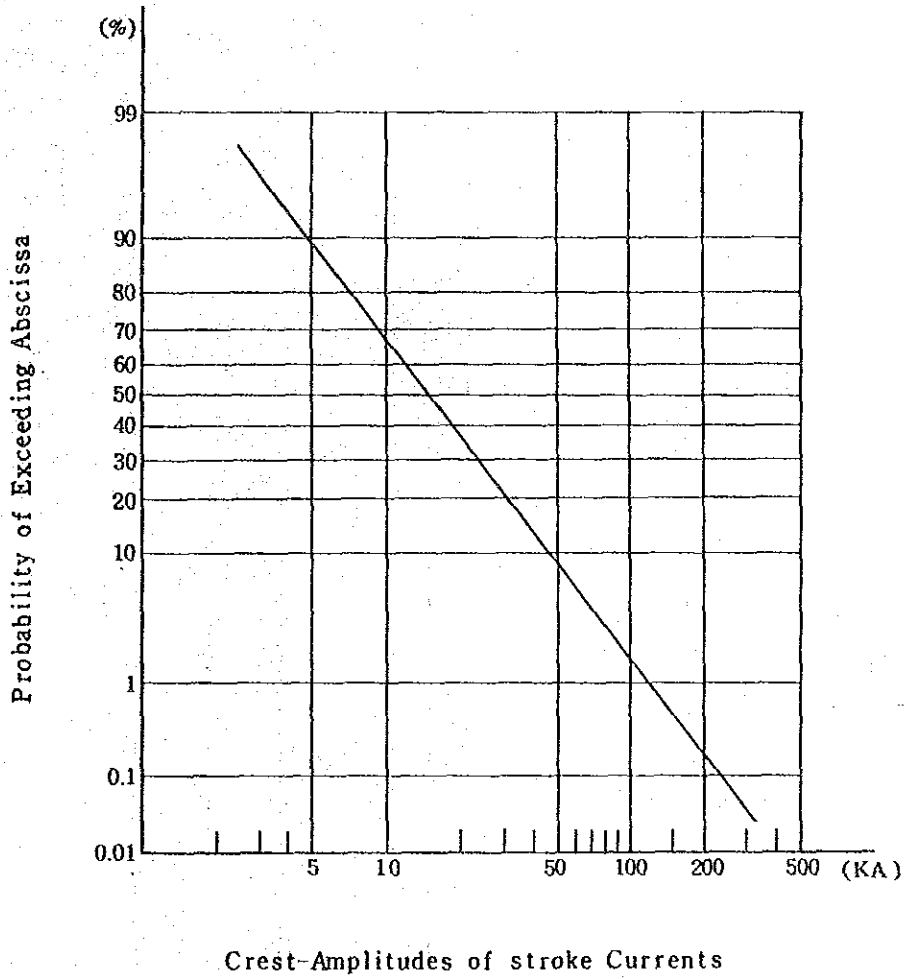


Fig. 5.2-8 Trip out Rate Record and Forecast

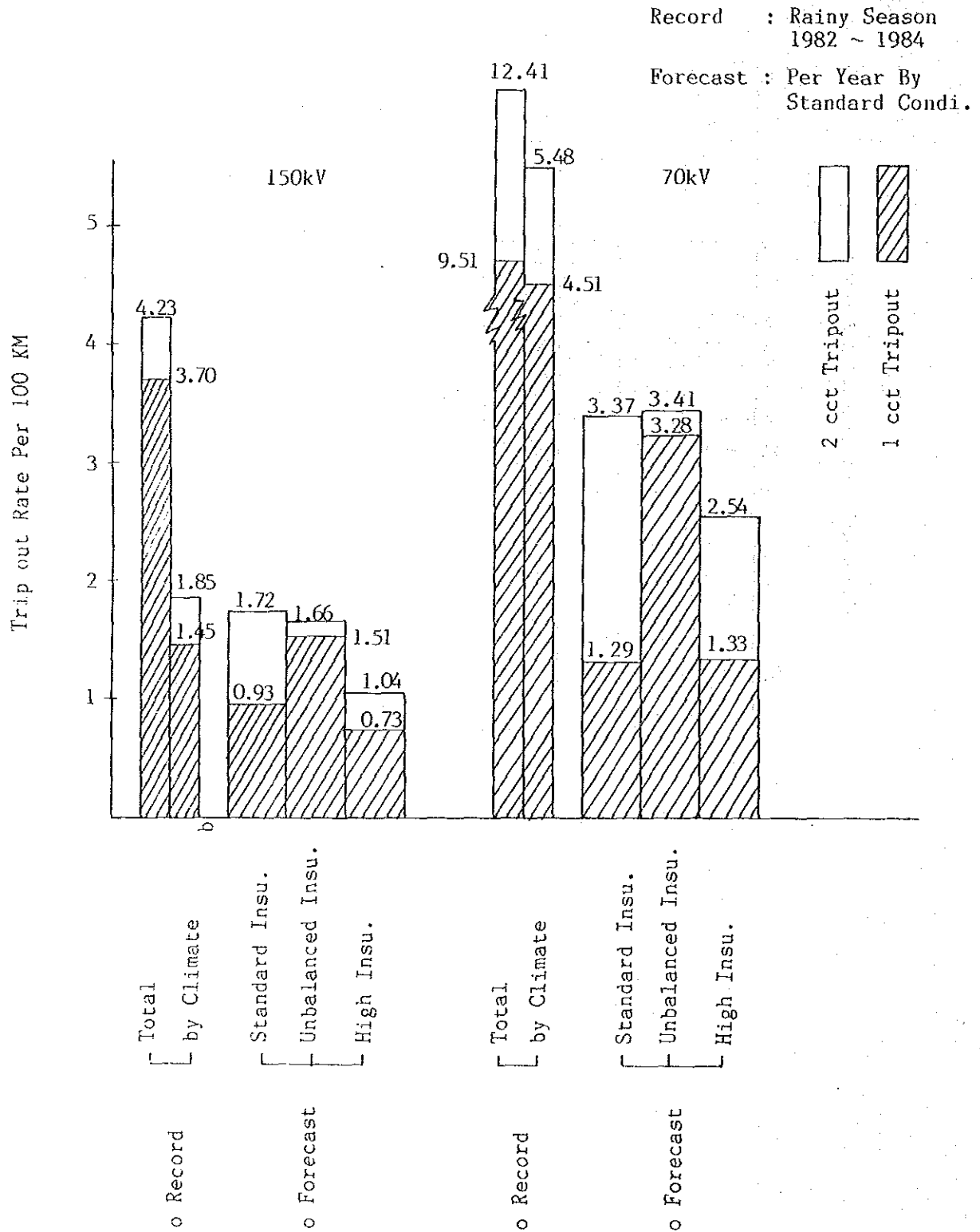
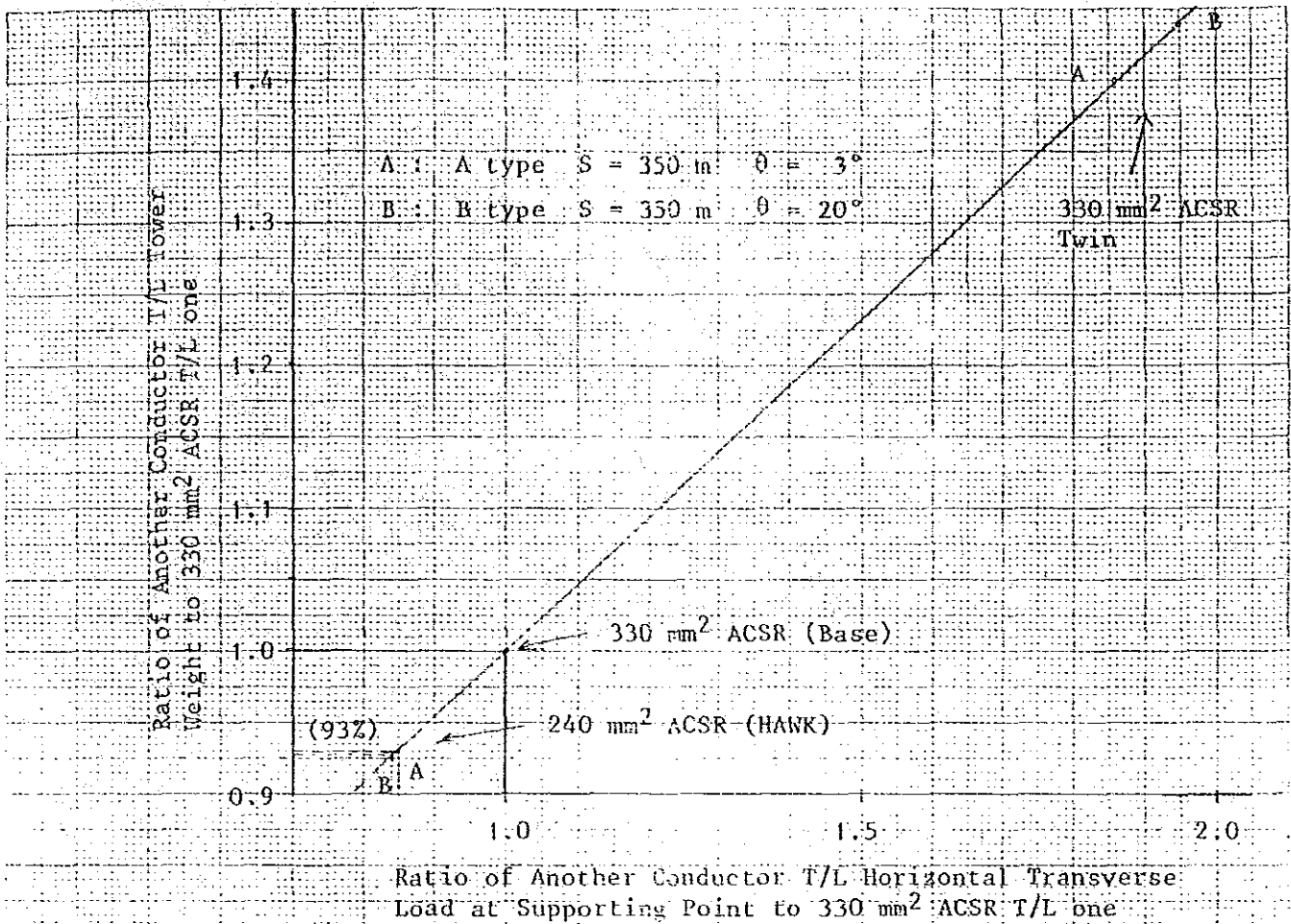
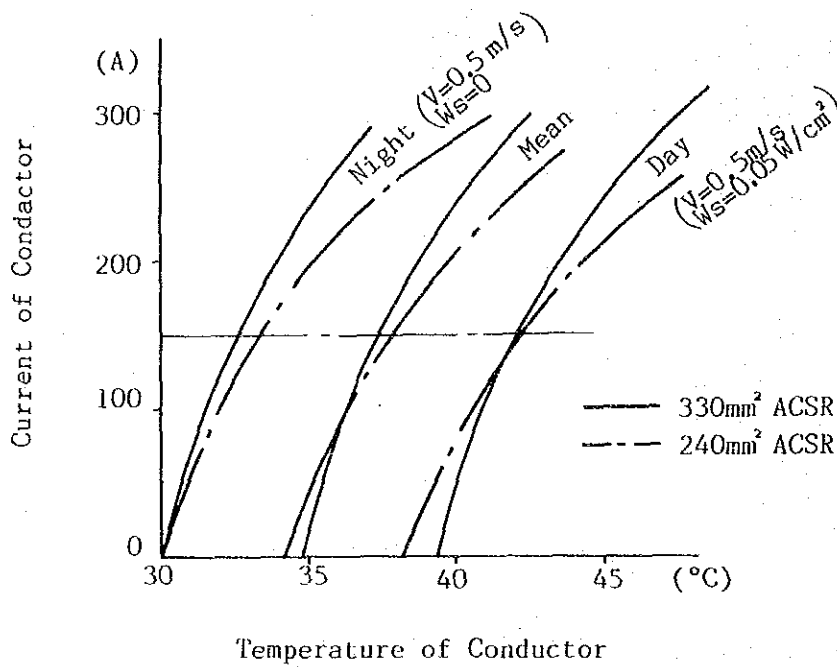


Fig. 5.2-9 Ratio of Another Conductor T/L Tower Weight to 330 mm<sup>2</sup> ACSR T/L one



n

Fig 5.2-10 Current-Temperature Characteristic of Conductor



Conductor Current is calculated by next formula

$$I_c = \sqrt{\frac{K \cdot \pi \cdot D \cdot \theta}{\beta R_{dc} \times 10^{-5}}}$$

K : Thermal Radiation Coefficient (W/°C.cm²)

Function of Ws and V

Ws - Quantity of solar radiation (Watt/cm²), V-Wind Velocity (m/s)

$\theta$  : Temperature Rise of Conductor (°C)

$\beta$  : Ratio of DC Resistance to AC Resistance

R<sub>dc</sub>: DC Resistance (Ω/KM)

D : Overall Diameter (cm)

Estimated Conductor Temperature According to Fig.-2 (Mean) at Conductor Current 150A (Current-Carrying Capacity of 240mm² A.C.S.R. x0.25)

240 mm<sup>2</sup> ACSR mean Temperature → 38°C

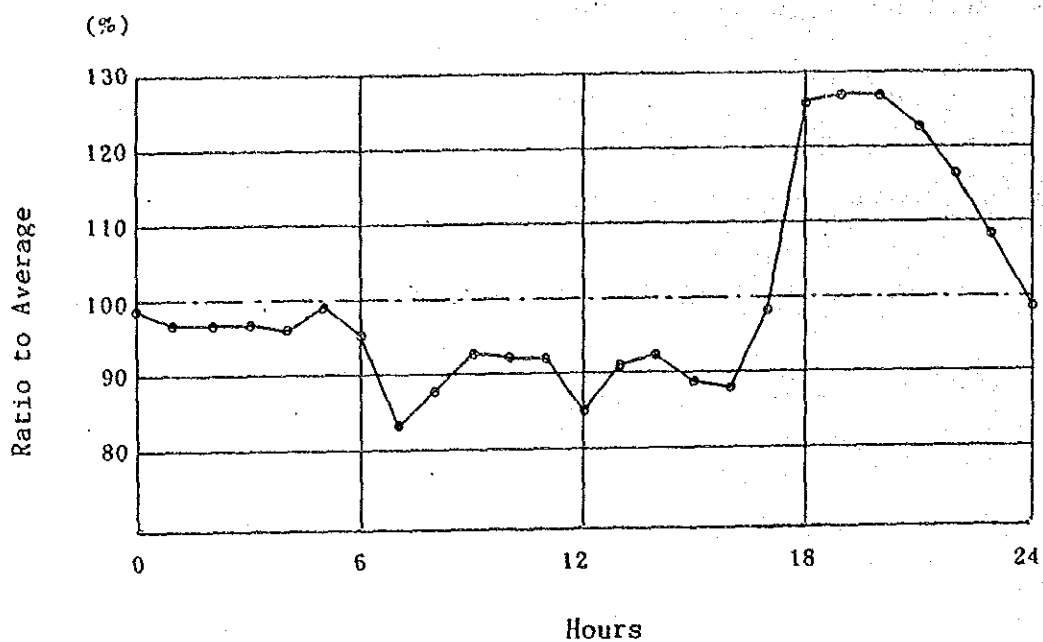
$$R_1 = 0.12235 \times (1 + 0.004 \times 13) \times 1.003 = 0.1290 \quad (\Omega/\text{KM})$$

330 mm<sup>2</sup> ACSR mean Temperature → 37.5°C

$$R_2 = 0.0888 \times (1 + 0.004 \times 17.5) \times 1.005 = 0.0955 \quad (\Omega/\text{KM})$$

$$R_1 - R_2 = 0.0335 \quad (\Omega/\text{KM})$$

Fig 5.2-11 Standard Weekday Load Curve and Table in East Java System



Time	L.C. (% per ave.)	L.C. <sup>2</sup>	Time	L.C. (% per ave.)	L.C. <sup>2</sup>
1	97	9,409	13	91	8,281
2	97	"	14	92	8,464
3	97	"	15	89	7,921
4	96	9,216	16	88	7,744
5	99	9,801	17	99	9,801
6	95	9,025	18	126	15,876
7	83	6,889	19	127	16,129
8	88	7,744	20	127	"
9	93	8,649	21	123	15,129
10	92	8,464	22	117	13,689
11	92	"	23	108	11,664
12	85	7,225	24	99	9,801
			Total	2,400	244,332

$$\text{Loss Factor} = \frac{\frac{\sum I_n^2}{24}}{I_p^2} = \frac{244,332}{24 \times (1.03)^2} = 0.595$$

1.03 ∴ Weekday Factor



Fig 5.2-12 Multiple of Demand Forecast and Growth Rate  
 (Base-1988/89 Demand)

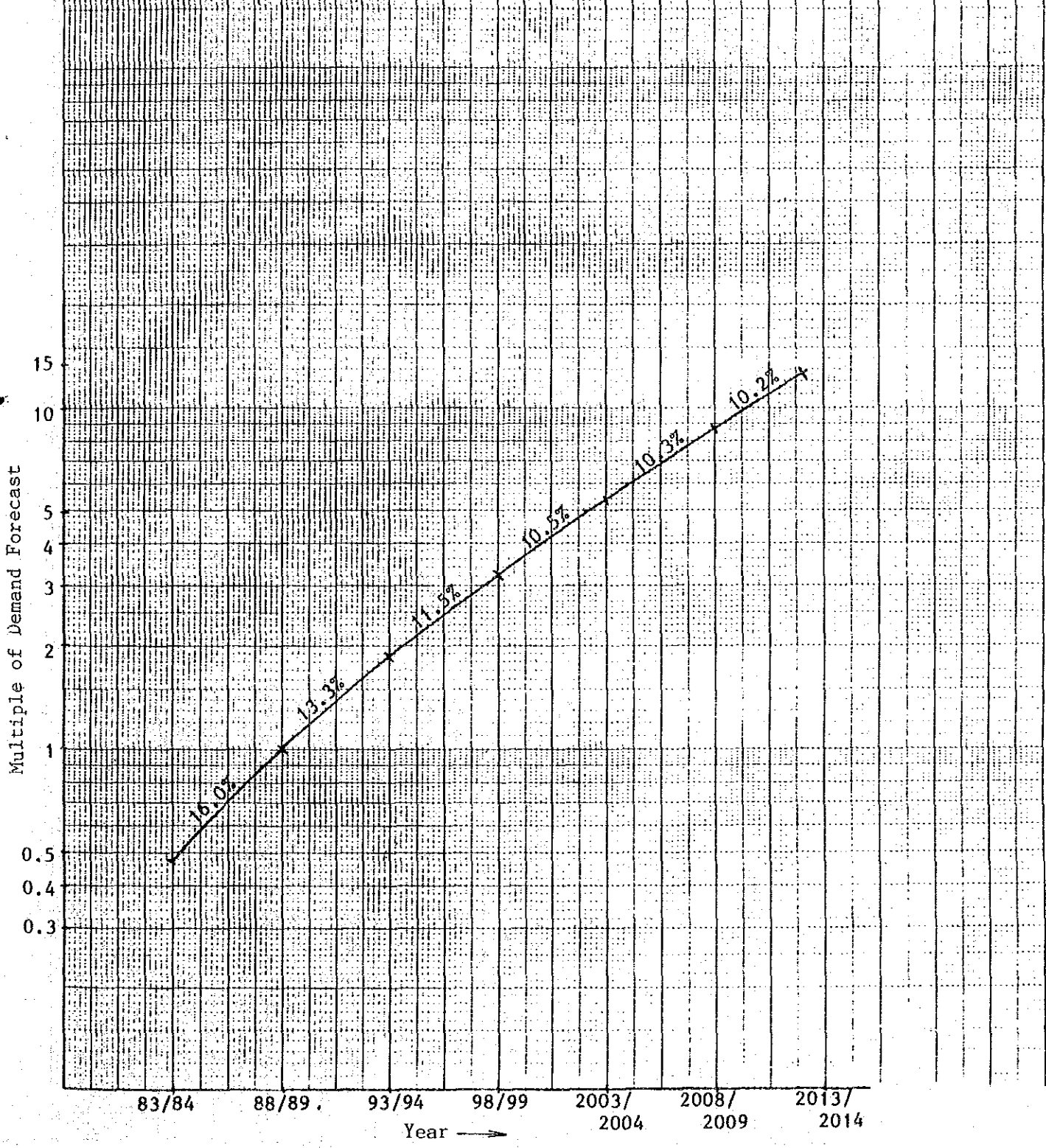
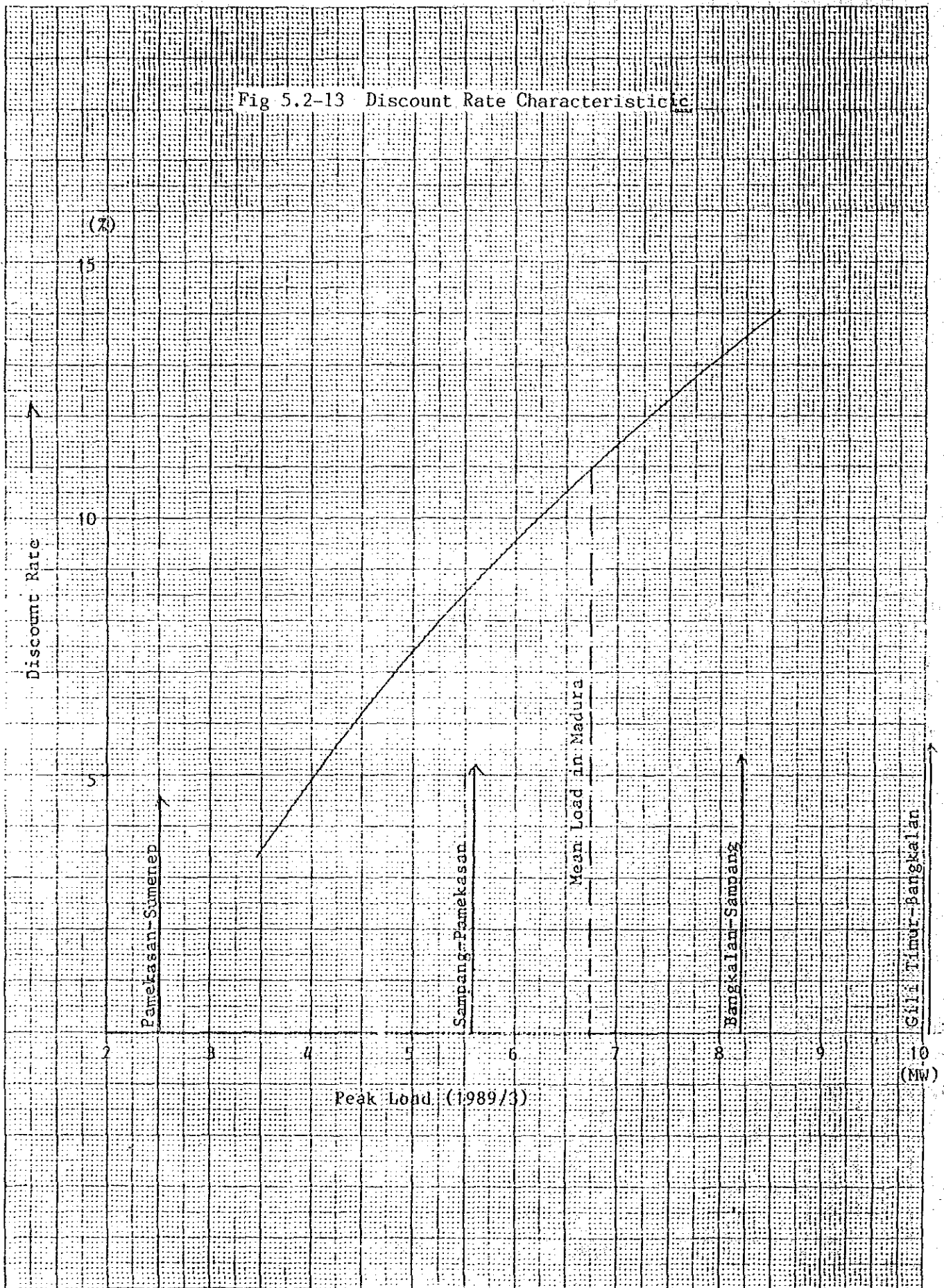


Fig 5.2-13 Discount Rate Characteristic



Base -

Fig 5.2-14 Multiple of Demand Forecast (1983/84 Demand)

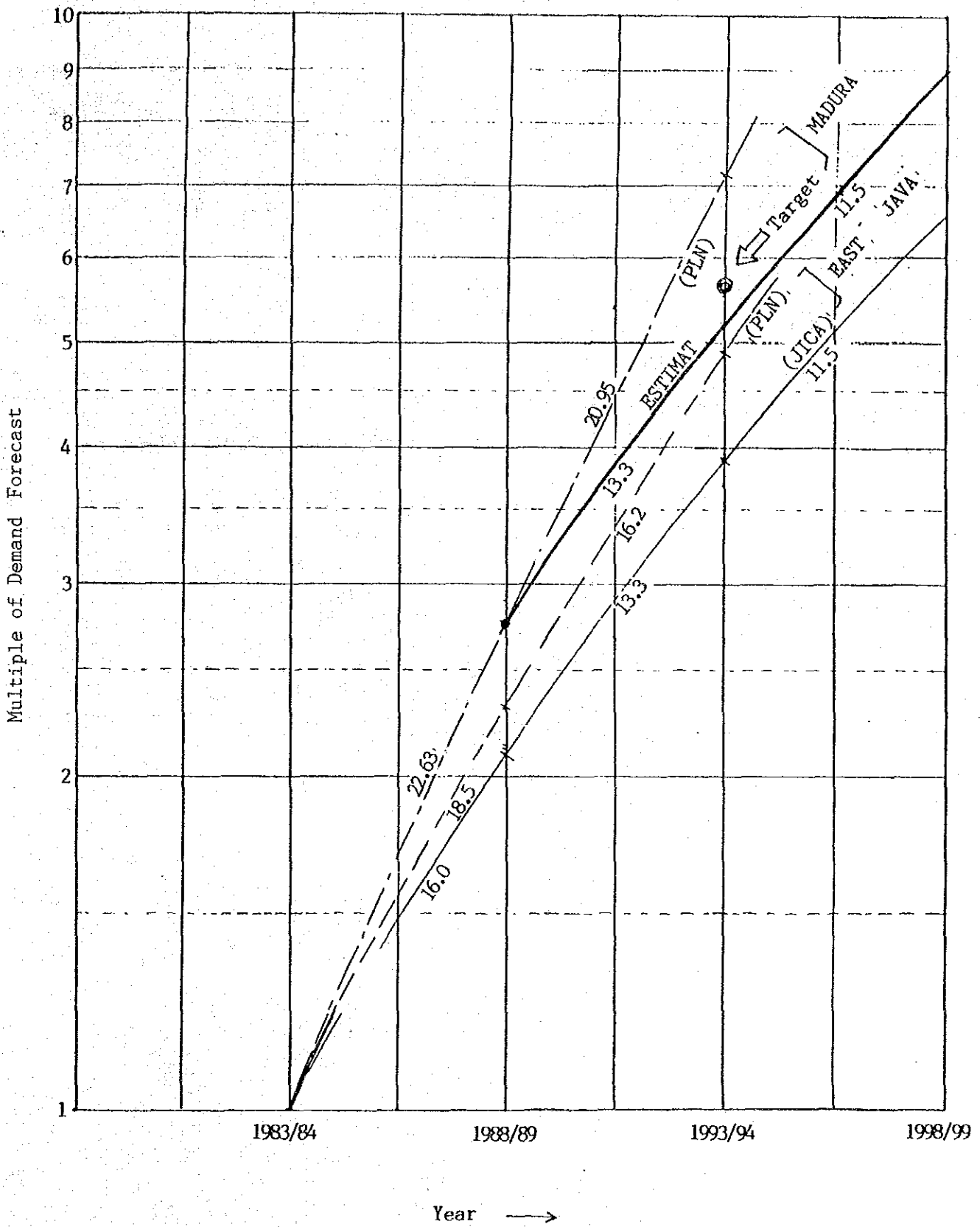
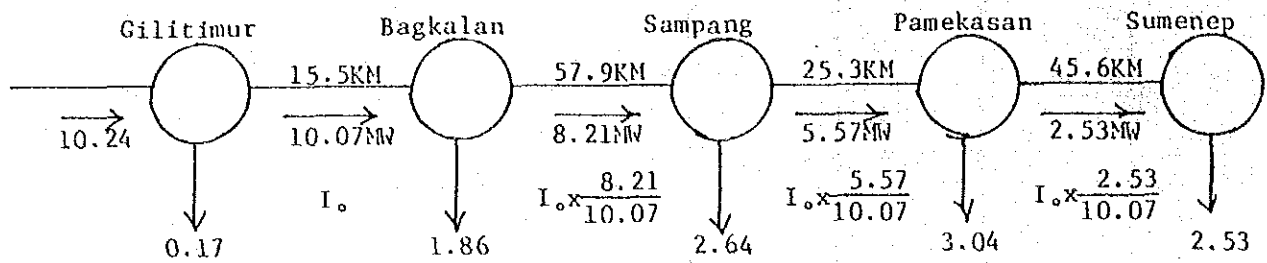


Fig. 5.2-15 Power Flow in Madura (MW) 1989/3



$$\text{Mean T/L Loss per KM} = \frac{3R \sum I_n^2 \ell_n}{\sum \ell_n}$$

$I_n$ : Current of Each T/L

$I_0$ : Current from Gilitimur to Bagkalan

$\ell_n$ : Route Length

$W_n$ : Load of Each T/L

$W_0$ : Load from Gilitimur to Bagkalan

$$= \frac{3R I_0^2}{\sum \ell_n} \sum \left( \frac{I_n}{I_0} \right)^2 \ell_n$$

$$= \frac{3R I_0^2}{\sum \ell_n} \sum \left( \frac{W_n}{W_0} \right)^2 \ell_n$$

$$= \frac{3R I_0^2}{144.3} \left[ 1 \times 15.5 + \left( \frac{8.21}{10.07} \right)^2 \times 57.9 + \left( \frac{5.57}{10.07} \right)^2 \times 25.3 + \left( \frac{2.53}{10.07} \right)^2 \times 45.6 \right]$$

$$= 3R I_0^2 \times 0.448$$

$$= 3R (I_0 \times 0.669)^2$$

$$\text{Equivalent T/L Load} = 10.07 \times 0.669$$

$$= 6.74 \text{ (MW)}$$

Fig 5.2-16 Rate of circular type foundation quantity to square type one

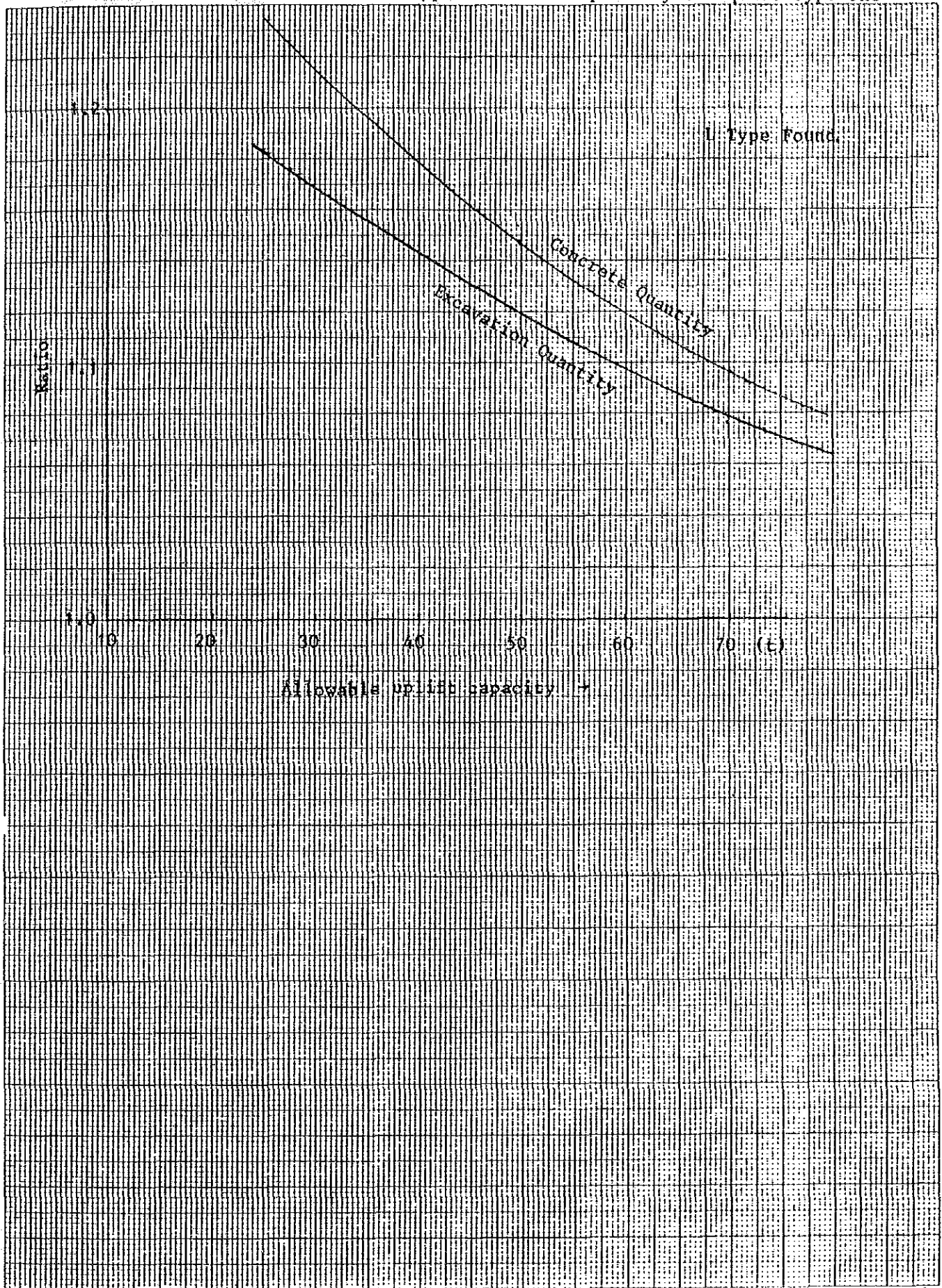


Fig. 5.2-17 Circular type foundation in Japan

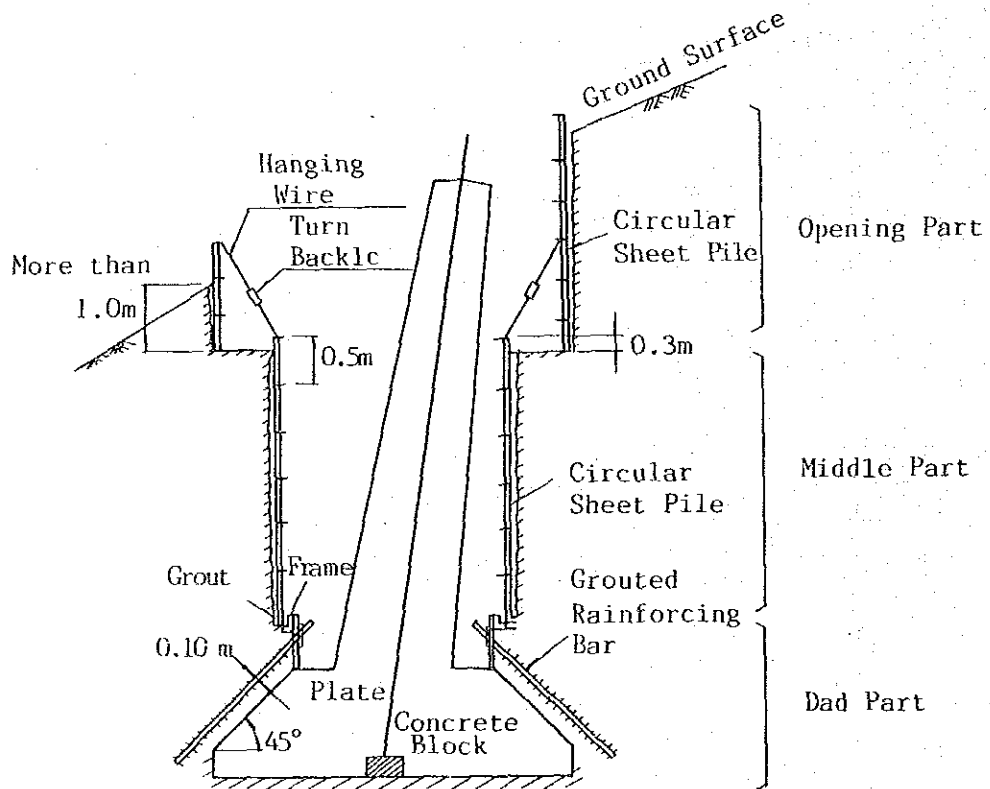


Fig. 5.2-18 MICRO PILE

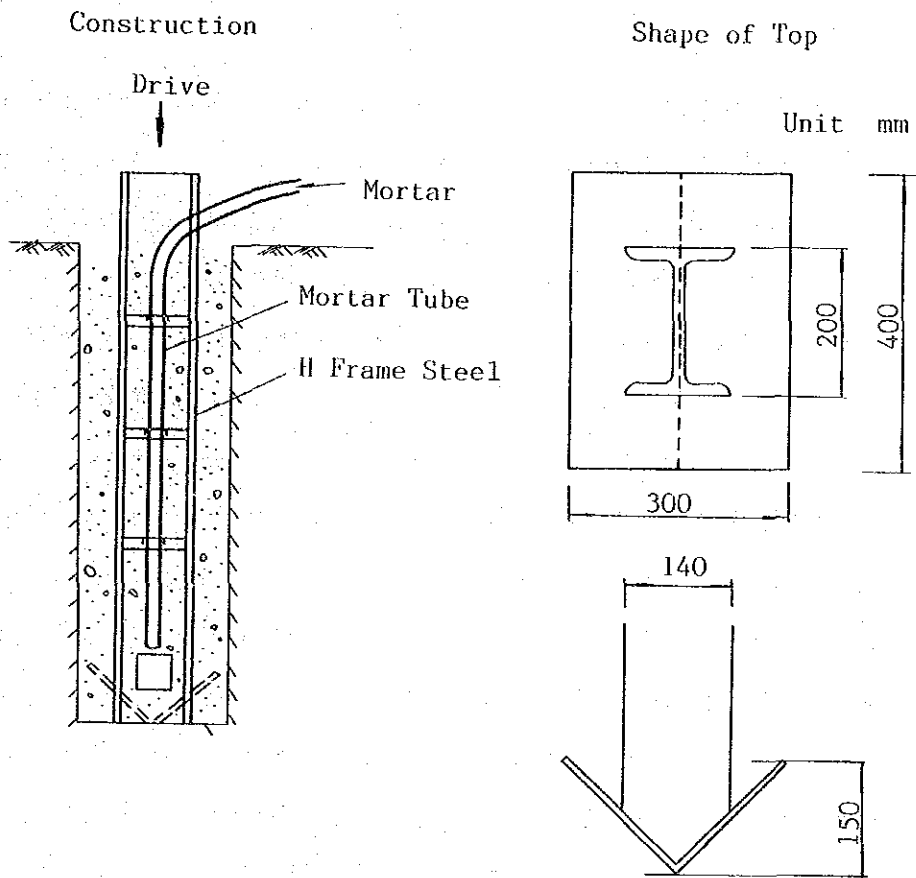
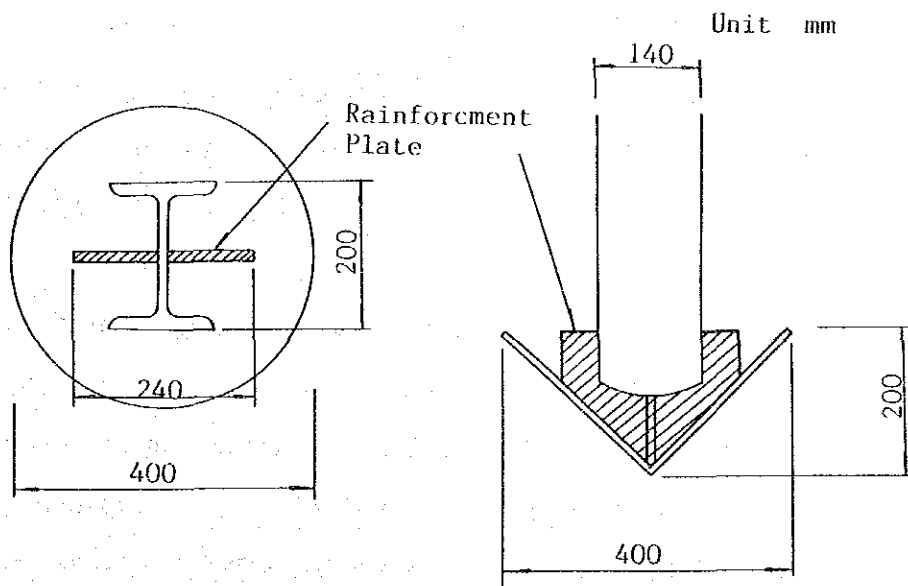


Fig. 5.2-19 Modified Shape of Top



## 5.3 変電設備に関する検討課題

### 5.3.1 設計と設備の基準化・標準化

#### (1) 主要変電機器の比較検討

第1回の現地調査により Belgium loan, France loan及び acceleration Projectの資料を入手することが出来た。之等の Proposal の technical Particular と Surabaya Distribution Project の Specification とを比較検討することにするが、今回製作される変電機器は I.E.C.及びその他の国際的な標準をベースとして造られているので、基本的な点は同一であるが、機器の仕様の細部に於ては差異が見られるので、その主要なものを比較した。Table 5.3-1 に示す通りであるが、その要点は次の通りである。

電力用変圧器については、強制通風、強制送油等の冷却を行う事により出力の増加が図られるが、何れの場合においても日本製の電力用変圧器の能率が最高値である。電力用変圧器の購入に際しては、S.D.P. specification にある様に損失評価を具体的に適正に行い（変圧器の予想負荷曲線と電力料金をベースとして）、評価する事が望ましい。インピーダンス電圧及び電圧調整のステップ電圧等には多少の差異が見られるが、之等の統一は既設設備との運転条件が関連して困難であろう。尚、Belgium 製の電力用変圧器に自動消火装置が附加されているが、これは特殊なケースと考えられ、現段階では一般的には自動消火装置は必要ないと思われる。但し、将来は重要変電所においては屋内では窒素方式、屋外では水幕方式の自動消火装置等の附加も検討する事が必要と思われる。

遮断器は表にみられる様にガスと小油量型とがあるが、今後の国際的な趨勢として保守点検インターバルの長いガス遮断器が 150kV, 70kV のみならず 20kV の遮断器として用いられるであろう。20kV 遮断器としては真空遮断器も保守が容易であるので今後採用する事が望ましい。

断路器は、その動力操作方式は空気又は motor が用いられているが、同一変電所に設置される遮断器と同じ操作方式であり合理的である。なお 150kV 遮断器は緊急時に迅速な操作が必要と考えられるものについては、現場に行かずに制御盤から電気遠方操作方式で開閉動作が行える事が望ましい。更に線路用断路器には当該線路の断路器と機械的インターロックを有する接地機構付の断路器であることが望ましいが、France, Korea の断路器では No Entry であった。



計器用変圧器は、150kV，70kVクラスには Capacitor voltage transformer が、この電圧階級においては高信頼度と経済的な為使用されている。なお、20kVクラスにおいては Capacitor voltage transformer が割高なため、巻線型の Voltage transformer が使用されている。

既設変電所の中には、同一変電所構内の各国の機器が混在している場合もあるが、系統の信頼度、変電所の信頼度の維持向上の為に、少くとも継電器設備については、十分な機能を有する同一方式、出来れば同一メーカーのものである事が望ましい。

## (2) 設備の標準化

設備の設計基準については、今回の調査では各国のコンサルタントのものにつき比較検討は行わなかったが、基本的な点においては New Jec が E.J.P. の I 期～III 期を通じて行ってきた基準をそのまま適用しているとの事であった。前項でも述べている様に、変電所の単線結線図が同じ場合でも、使用する機器の細部、即ち構造寸法、運転操作方法、保守点検方法等各面において差異が見られ、従ってその機器の基礎図及びレイアウトすら異り、これ等の標準化は困難であろう。但し、機器の適用標準は機器の現状を十分に把握すると共に今後の機器の調達方法の多様化等を総合勘案して制定に努力することが必要と思われる。

今後のプロジェクトの推進に際しては、特に次の点に留意する事が肝要と思われる。同一変電所構内に各国の機器が混在している変電所における増強工事においては、既設設備と新らしく設置する機器のマッチングが特に重要であり、工事の効率的推進並びに工事完了後の運用の一貫性を図るために、納入者に既設設備の調査とそれにマッチした設計にもとづく機器を納入させる様、配慮する必要がある。