従って，前節でのべた1978年５月に発生したと伝えられる既設ＴＡＮＥＳＣＯ発電所地点における洪水量は（推定洪水量約 200cu.m/sec.)は，約 100年確率洪水に相当するマグニテュードであったと推定される。

5.6 河川の水質

5.6.1 河川水の性質

Kikuletwa 川， Himo 川，Yongoma 川，Hingilili 川および Sesseni川で採取し，Ubungoにある Soil & Water Laboratoryで分析した結果Mt.Kilimanjaroを流下する河川水のＰＨ値は７をやや上廻りアルカリ性を示している。

今回の分析結果では何れのサンプルにおいても，物理的・化学的に特異な性状は認められない。App.Ⅱに添付した分析結果を要約すれば，Table 5.6.1のとおりである。

5.6.2 浮遊物質

App.Ⅱには，Kikuletwa川および支流の河川水に含まれている浮遊物質の含有量の記録を掲載している。

このデーターに基づいて，Fig.5.6.1に Kikuletwa川，Weru-weru 川，および Pangani 川の浮遊物含有量と流量の関係を示した。夫々の河川の両者の関係は次の範囲内に分布している。

River	Gauging St. Location	River Discharge (cu.m/s)	Suspended Load(p.p.m)
R. Kikuletwa (3,840 sq.km)	No.1 DD－1 Below R.Weru-weru confluence	14.8～90.1	9～194
R. Weru-weru (146 sq.km)	No.1 DD－5 A Old Arusha-Moshi Rd.	6.2～60.6	19～698
R. Pangani (9,037 sq.km)	No.1 D－8 Nyumba ya Mungu	16.8～96.9	21～133

三河川のデーターの中では，比較的多量の浮遊物を含有している Weru-weru川の

流量－浮遊物含有量の関係式（Fig. 5.6.1で直線で示している）を№1DD－54における Kikuletwa川の代表的流出年である1970年の流況に適用すると下記の如き結果が得られる。

River	Gauging St. Location	Suspended Load(p.p.m)	River Discharge (cu.m/s)
R. Kikuletwa (2,220 sq.km)	№1DD－54	28	Min. 7.65
	TANESCO P.S	300	Max. 30.97

上記のデーターによる限りでは，1DD－54に於ける Kikuletwa川の年間の全流出量約41.1million cu.mに対して，全浮遊量は約 24,505cu.m と算出される。これは年間sq.km当たり 11.04cu.mに相当する。

Kikuletwa 川はArusha付近のMsitu Wa Mbogoより，Karanga 川との合流点との間の72kmは河川縦断からみれば，移行部と考えられる。この間の平均河床勾配は，約1／300 であり，上記の浮遊物質は移行部の河床に堆積されることなく，平野部まで搬送されて，そこに堆積し，もしくは更に Nyumba ya Mungu貯水池まで運搬されていると思われる。

Table 5.1.1 TEMPERATURE, HUMIDITY, SUNSHINE HOUR AND EVAPORATION

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Moshi Meteorological Station (3°- 21'S, 37° - 20'E, 854 m)												
1. Mean max. temperature (°C)	32.7	33.1	32.0	29.3	26.7	25.7	25.4	26.4	28.7	30.6	31.5	31.7
2. Mean min. temperature (°C)	17.6	18.0	18.0	19.3	18.4	16.7	15.8	15.4	15.9	16.9	17.8	17.7
3. Mean relative humidity (%)	41	40	45	57	63	58	54	50	44	40	42	45
4. Mean sunshine hours/day (Hr/day)	9.7	9.8	7.7	6.4	6.4	4.8	4.4	5.5	7.1	7.1	9.1	6.9 (in 1983)
5. Pan evaporation (mm/month)	276.2	281.0	305.8	184.7	126.4	108.2	-	136.2	171.2	114.5	213.4	44.7 (in 1982)
Same Meteorological Station (4° - 05'S, 37° - 44'E, 872 m)												
1. Mean max. temperature (°C)	31.5	32.2	31.8	29.4	26.8	26.2	25.8	26.6	28.3	29.9	30.5	30.4
2. Mean min. temperature (°C)	19.3	19.4	19.6	19.3	17.8	16.0	15.3	15.2	15.8	17.2	18.8	19.4
3. Mean relative humidity (%)	45	43	46	57	61	54	51	49	46	44	46	49
4. Mean sunshine hours/day (Hr/day)	9.8	8.9	8.9	6.9	4.0	5.0	4.6	6.0	6.7	6.5	8.6	6.6 (in 1983)
5. Pan evaporation (mm/month)	282.5	330.2	309.3	193.7	154.6	156.8	136.5	179.1	182.2	229.8	208.6	244.4 (in 1984)

TABLE 5.2.1(1) LIST OF MONTHLY RAINFALL AND ANNUAL RAINFALL

Location	Resist. No.	Lot(s), Long(E) & Altitude	1950's 1 2 3 4 5 6 7 8 9	1960's 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9	1970's 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9	1980's 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9
Moshi (Himo) Kilena-Chini	933-745	3°-20'-0" 37-31-0 4,000ft		Jan.		Dec.
Moshi Himo Sisal Estate	933-731	3°-23' 37-33 3,150ft		Jan.	Dec.	Jan. Dec.
Hai Lerongo Forest	933-7134	3°-08' 37-03 1,400m			Jan.	Dec.
Hai Lombo Estate	933-7135	3°-12' 37-11 1,420m			Jan.	Dec.
Moshi Lukani Ltd.	933-7119	3°-10' 37-08 5,700ft			Aug.	Dec.
Moshi Nkwasira Corp. Ltd.	933-7136	3°-15' 37-09 3,750ft			Oct.	Dec.
Moshi Kikuletwa Hydro-meteo station	933-769	3°-27' 37-12 2,500ft		Jan.	Dec.	
Moshi Kibongoto	933-778	3°-12' 37-07 4,100ft		Jan.	Dec.	
Moshi Siha	933-7118	3°-07' 37-07 5,900ft			Aug. Feb.	
Hai Siha Second School	933-7142	3°-10' 37-01 4,450ft			Dec. Oct.	
Arusha Arusha Air Port	933-633	3°-22' 36-38 4,550ft		Jan.		Dec.
Himo Rombo Mission School	933-706	3°-12' 37-36 4,700ft		Jan.		Dec.
Hai Lyamungu	933-721	3°-14' 37-15 4,100ft		Jan.		Dec.
Friesian Farm	933-747	3°-03' 37-00 4,300ft		Jan.	Oct.	
Lomwe	933-775	3°-42' 37-39 4,500ft		Jan.		Dec.
Pare Hassan Sisal Estate	943-701	4°-20' 37-51 3,000ft		Jan.		Dec.
Pare Same Meteo Station	943-703	4°-05' 37-44 2,820ft		Jan.		Dec.
Pare Gonja Estate	943-811	4°-18' 38-02 549m	Oct/'37	Jan.		Dec.

TABLE 5.2.1(2) LIST OF MONTHLY RAINFALL AND ANNUAL RAINFALL

River	Resist. No.	Lot(s), Long(E) & Altitude	1950's 1 2 3 4 5 6 7 8 9	1960's 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9	1970's 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9	1980's 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9
Pare (Lusshoto) Ndung Est.	943-851	4°-22' 32-03 533m		Jan.		Dec.
Kisiwani Sisal Estate	943-7011	4°-08' 37-59 685m	1949 Annual Mean Only	Jan.	Dec.	
Kwiza Mission School	943-8032	4°-08' 38-01 1,105m		Jan.	May	
Tia Dam	943-7010	4°-14' 37-57 1,670m		Oct.		Dec.
Kilimawe Meteo. Station	943-8040	4°-25 38-05 508m		Jan.		Dec.
Mtii Primary School	943-8050	4°-00' 38-00 1,275m		Aug.		Dec.
Ibaya	933-7104	883m		Jan.	Jul.	

TABLE 5.2.2 LIST OF MONTHLY MEAN DISCHARGE

River	Resist. No.	Lot(s), Long(E) & Altitude	1950's 1 2 3 4 5 6 7 8 9	1960's 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9	1970's 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9	1980's 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9
Sesseni 170 km^2	1DB-2A Gulutu	4°-28'-50" 38°-03-04 550m	- - - - - - - - -	May		Mar. Water level - - - - -
Mkomazi 3,600 km^2	1DB-17	5°-01'-25" 38°-16-45 380m		Nov.	Dec.	
Mombo (Soni) 520 km^2	1DB-6A	4°-54 38°-17 410m		Jan.	Dec.	
Hingiligi 38 km^2	1DB-18 Kiruka	4°-14'-05" 37-58-25 1,540ft		Jan. - - - - Jan.	Dec. - - - - - - - - - - -	Apr. (Suspended) - - - -
Ruvu 3,370 km^2	1DC-2A	3°-31'-30" 37-28-0 690m	Nov. Dec.		Dec.	
Rau 270 km^2	1DC-3A	3°-30'-39" 37-28-15 700m	Dec. Nov.	Closed in Sept. 1960	Nov. Dec.	
Mue 280 km^2	1DC-6	3°-28'-10" 37-28-39 700m	Jan.	Oct. Closed in May 1963	Nov. Dec.	
Himo 264 km^2	1DB-11A Moshi-Tanga Rd. Bridge	3°-29'-00" 37-33 760m	Nov. Oct.	Closed in Sept. 1959	Nov. Dec. - - - - - - - - - - -	May - - - - - - -
Kikuletwa 3,880 km^2	1DD-1	3°-31'-00" 37-17-00 700m	Nov.		Dec.	
Weru-weru 68 km^2	1DD-6A	3°-9 37-16 450m			Jan. Dec.	- -
Kikuletwa 2,220 km^2	1DD-54 TANESCO P/Station	3°-27'-30" 37-12-30 1,370m		Feb. -	Dec.	Water level - - - - - -
Kikafu (50 sq.mile)	1DD-8	3°-20 37-14 3,500ft	Nov. Oct.	Closed in May 1963		
Kware West Fork (35 s.mile)	1DD-9	3°-18' 37-13 3,000ft	Nov. Oct.	ditto		
Kware West Fork (16 s.mile)	1DD-10	3°-17' 37-09 3,300ft	Nov. Oct.	ditto		
Sanya Juu (44 s.mile)	1DD-13	3°-11' 37-04 4,200ft	Nov. Oct.	ditto		
Ndungu	1DB-3 Main Rd.		- - - - - - - - -			
Gonja South	1DB-4 Main Rd.		- - - - - - - - -			
Gonja North	1DB-5 Main Rd.		- - - - - - - - -			
Yongoma	(1DB-3) Main Rd			Closed in May 1963		JICA 10/Dec & 1DB-23 up to date - - - - Water level & Discharge

Table 5.3.1 RAINFALL INTENSITY

	Daily max. rainfall (mm/day)	Hourly intensity (mm/hour)	Date
Moshi			
1972	92.6	35.5 (in 50 min.)	Apr. 1
1973	104.5	52.0	Apr. 2
1974	88.8	34.0	Apr. 25
1975	95.8	44.0	Apr. 21
1976	76.0	41.5	Apr. 11
1977	104.6	27.6	Apr. 22
1978	53.1	21.1 (in 45 min.)	Mar. 25
1979	138.3	27.0	Apr. 4
1980	149.7	48.0	Apr. 20
1981	-	-	-
1982	49.2	37.2	Mar. 15
1983	-	-	-
1984	-	-	-
1985	81.1	23.5	Apr. 19
1986	166.4	82.0	Apr. 9
Same			
1978	104.8	33.0 (in 44 min.)	Apr. 5
1979	37.4	23.0	Apr. 3

Table 5.4.1 MONTHLY MEAN DISCHARGE AND SPECIFIC RUN-OFF PER 100 SQ KM

(Unit: cu.m/sec)

River	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average	Remark
1. Kikuletwa	11.78	11.79	12.14	18.51	18.35	13.94	11.89	11.33	11.26	11.28	11.84	12.11	13.02	Feb/67-Dec/75
(No. 1 DD-54, 2220 sq.km)														
Run-off/100sq.km	0.53	0.53	0.55	0.83	0.83	0.63	0.54	0.51	0.51	0.51	0.55	0.55	0.57	
2. Himo	0.85	0.99	1.36	5.34	5.99	3.11	2.21	1.33	0.78	0.75	1.24	0.75	2.06	Jan/69-Dec/76
(No. 1 DC-11A. 264 sq.km)														
Run-off/100 sq.km	0.32	0.38	0.52	2.02	2.27	1.18	0.84	0.50	0.30	0.28	0.47	0.28	0.78	
3. Hingilili	0.85	0.60	0.84	0.93	0.72	0.50	0.39	0.33	0.29	0.28	0.64	1.21	0.63	Jan/63-Dec/75
(No. 1 DB-18, 38 sq.km)														
Run-off/100 sq.km	2.24	1.58	2.21	2.45	1.89	1.32	1.03	0.87	0.76	0.74	1.68	3.18	1.66	
4. Yongoma	2.24	4.01	1.24	2.89	1.33	-	-	-	-	-	1.67	5.23	-	Nov/83-Apr/87
(No. 1 DB-023, 77.5 sq.km)														
Run-off/100 sq.km	2.89	5.17	1.60	3.73	1.72	-	-	-	-	-	2.15	6.75	-	
5. Sesseni	3.36	2.68	3.69	3.44	1.98	1.19	0.80	0.55	0.46	0.43	1.48	5.47	2.13	May/63-Apr/82
(No. 1 DB-2A, 170 sq.km)														
Run-off/100 sq.km	1.98	1.58	2.16	2.02	1.16	0.70	0.47	0.32	0.27	0.25	0.87	3.22	1.25	For 170 sq.km
	(1.75)	(1.40)	(1.92)	(1.79)	(1.03)	(0.62)	(0.42)	(0.29)	(0.24)	(0.22)	(0.77)	(2.85)	(1.11)	For 192 sq.km

Table 5.5.1 MAXIMUM DAILY DISCHARGE

(Unit: cu.m/sec)

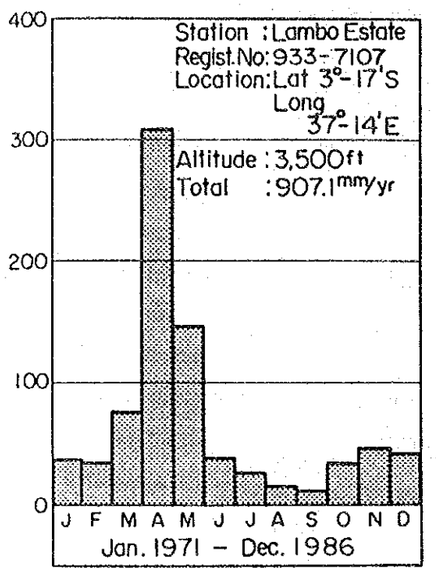
Year	R. Kikuletwa		R. Himo		R. Sesseni	
	Discharge	Date	Discharge	Date	Discharge	Date
1963	-	-	-	-	1935.98	25 Dec.
1964	-	-	-	-	175.24	5 Mar.
1965	-	-	-	-	4.62	1 Jan.
1966	-	-	-	-	5.77	28 Mar.
1967	16.50	17 May	-	-	17.16	23 Nov.
1968	55.88	3 June	34.38	6 Dec.	35.64	11 Dec.
1969	24.44	10 May	20.92	26 Feb.	13.27	13 Jan.
1970	32.28	6 May	33.35	11 Apr.	35.34	21 Feb.
1971	74.94	24 Apr.	29.93	22 Apr.	4.90	19 Jan.
1972	55.41	20 Apr.	17.55	14 Nov.	8.70	10 Dec.
1973	23.96	30 Apr.	32.58	17 Feb.	20.55	14 Dec.
1974	88.66	11 Apr.	27.38	2 May	17.43	30 Dec.
1975	21.02	23 Apr.	35.91	3 Apr.	9.69	1 Dec.
1976	-	-	52.47	12 Apr.	23.47	11 Jan.
1977	-	-	-	-	159.69	10 Dec.
1978	(53)*/	Mar. (2.98m)**/	-	-	185.46	13 Dec.
1979	(148)	May (3.58m)	-	-	21.07	12 Feb.
1980	(46)	May (1.84m)	-	-	23.34	6 Dec.
1981	(83)	Apr.(2.54m)	-	-	15.81	30 Dec.
1982	(80)	Apr.(2.52m)				
1983	-	-				
1984	-	-				
1985	(68)	Mar.(2.30m)				
1986	-	-				
1987	(28)	Apr.(1.44m)				

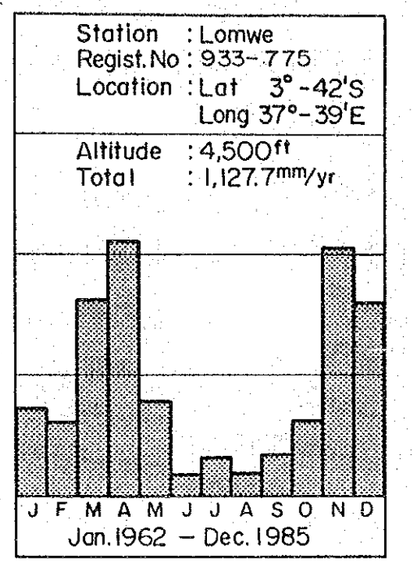
Note: Dischart (*/) in the parenthesis are estimated based on the water levels (**/) provided by Maji-Office and the rating curve assumed by JICA-team

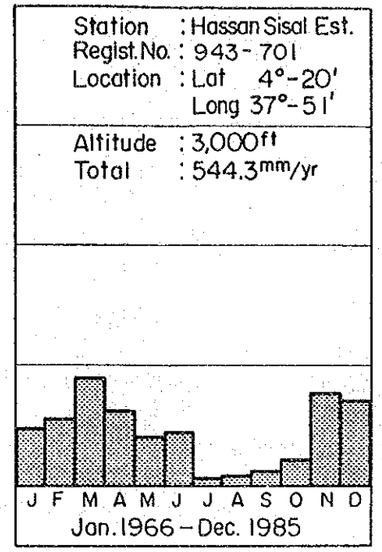
Table 5.6.1 PHYSICAL AND CHEMICAL WATER ANALYSIS

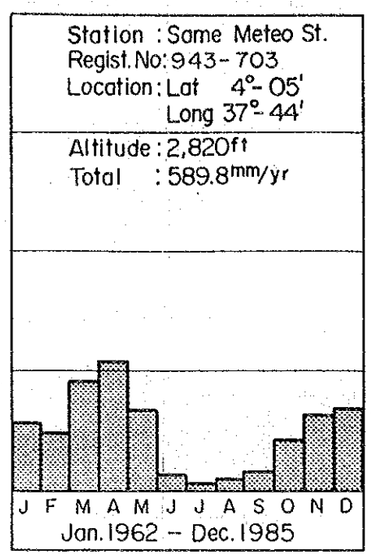
Item	R. Kikuletwa TANESCO Power Station	R. Himo Moshi-Teveta Road Bridge	R. Yongoma Same-Kihurio Road Bridge	R. Sesseni Maji Gauging Station	R. Hingilill Vuje Village
1. Ref. No. at Laboratory	DP/CPL, E/MHP/II	DP/CPL, E/MHO/II	DP/CPL, E/MHP/III	DP/CPL, E/MHP/II	DP/CPL, E/MHP/I
2. Date of Test	March 3, 1988	March 3, 1988	March 3, 1988		
3. Physical Examination					
Turbidity (N.T.U.)	20	14	50	40	25
Settleable matter (ml/lit)	less than 0.1	less than 0.1	less than 0.1	-	-
Colour (mg pt/lit)	15	20	40	50	20
pH	8.4	7.0	8.2	-	-
Conductivity at 25°C (uS/cm)	100	99	97	155	39
4. Chemical Examination (mg/lit)					
Alkality (as $CaCO_3$)					
Phenophthalein	20	Nil			
Total	570	60			
Hardness (as $CaCO_3$)					
Carbonate		52			
Non-carbonate		Nil			
Total		52			
Calcium		10.8			
Magnesium		6.1			
Iron	0.08	Nil	0.02	0.009	Nil
Ammonical Nitrogen	Nil	Nil	Nil	Nil	
Nitrate Nitrogen	0.9	0.04	0.3	0.02	0.12
Nitrite Nitrogen	less than 0.001	less than 0.001	less than 0.001		
Chloride	3.5	3.6	8.5	14.2	7.1
Permanaate Value (as $KMnO_4$)	1.2	1.8	4.6	3.0	3.0
5. Judgement	Alkaline Water	Moderate Soft Water	Alkaine & Slightly Turbid		

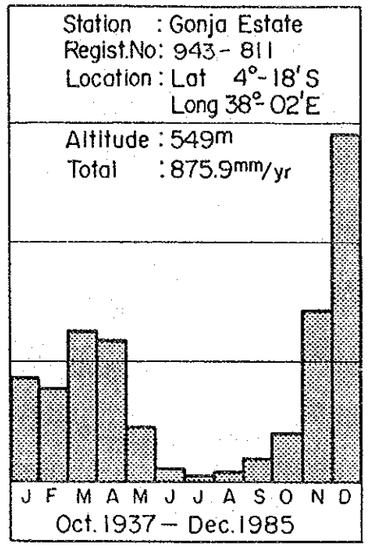
Fig.5.3.1(1) MONTHLY RAINFALL

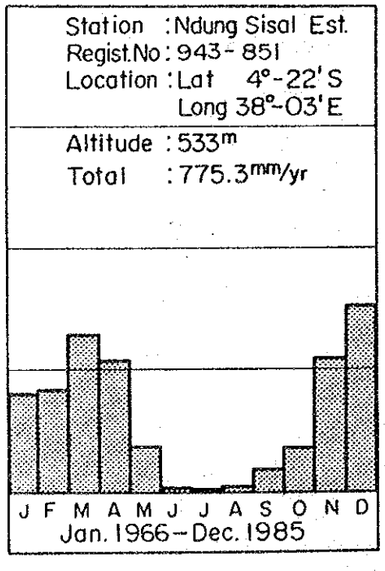


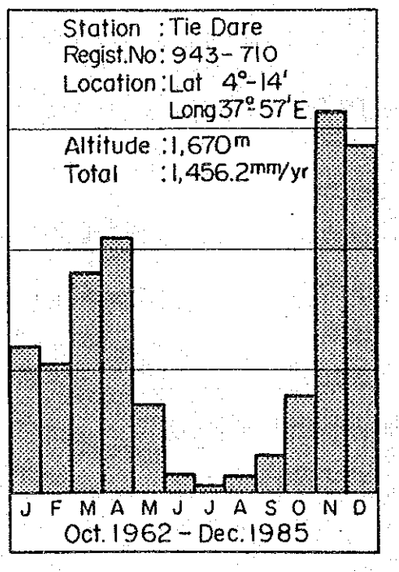


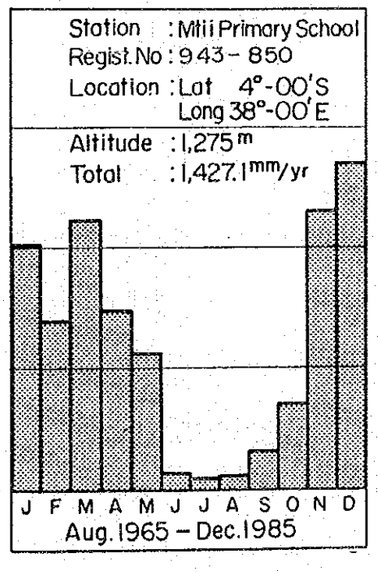


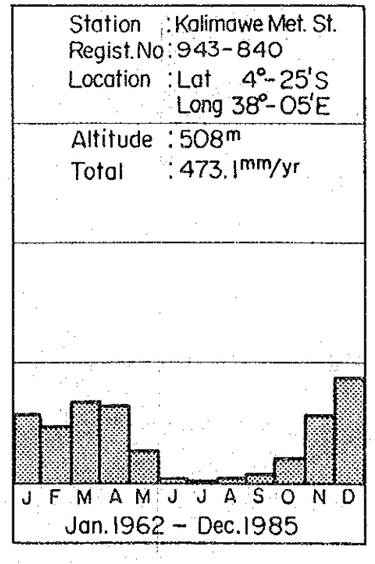












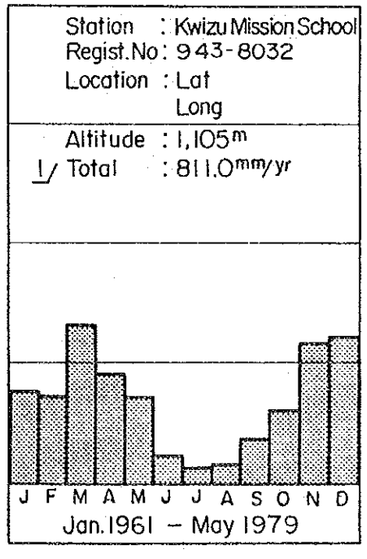


Fig. 5.3.1 (2) MONTHLY RAINFALL

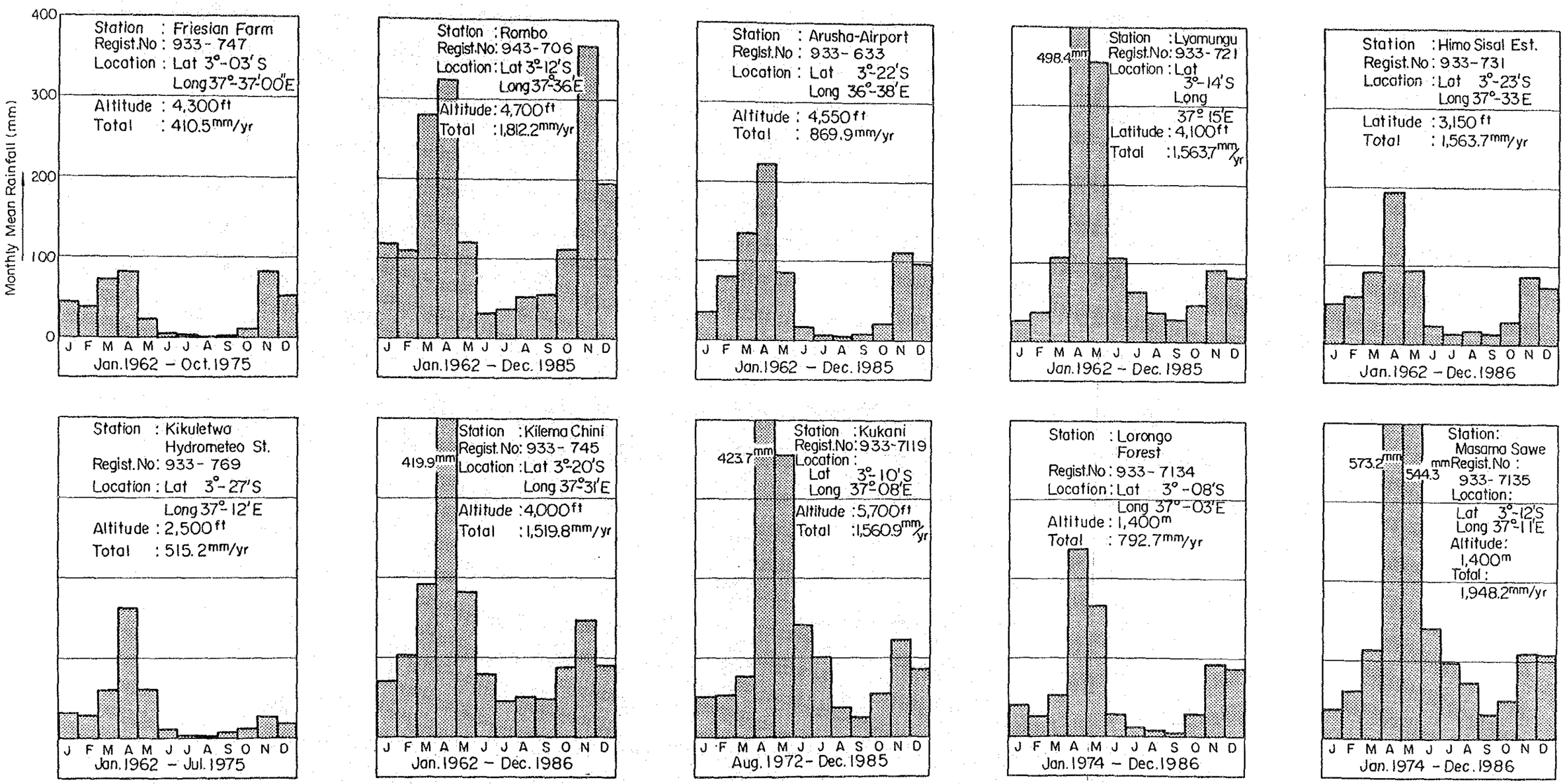
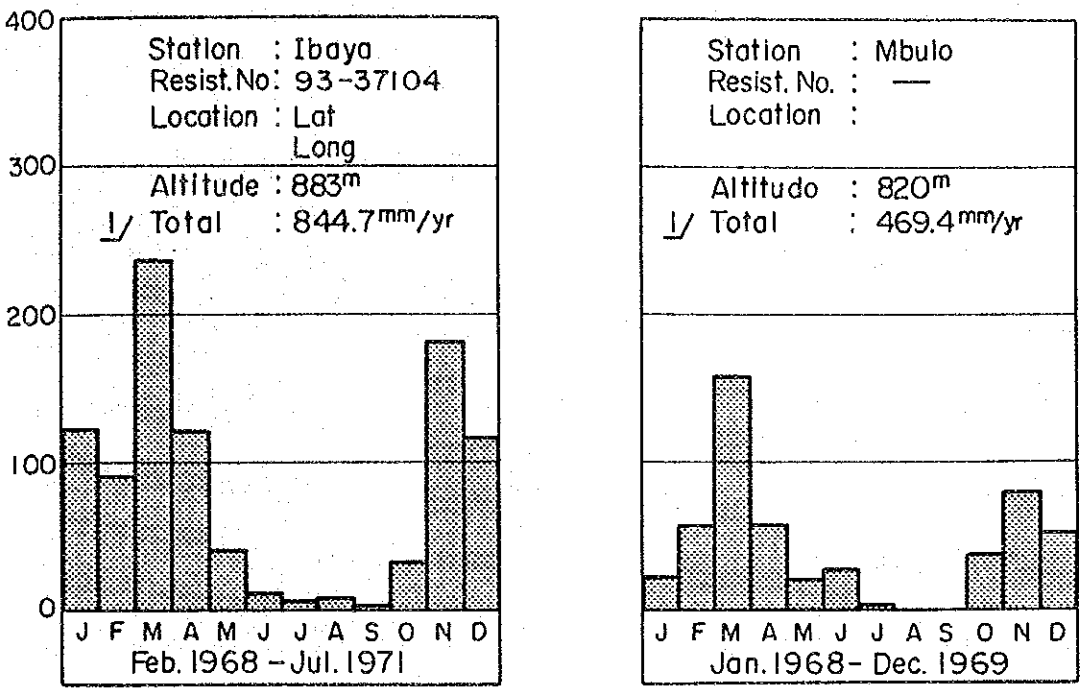


Fig. 5.3.1(3) MONTHLY RAINFALL



1/ According to the data in F/S report for Mkomazi Valley Irr. Development Project.

Fig. 5.3.2(1) ISOHYETAL MAP IN KILIMANJARO REGION

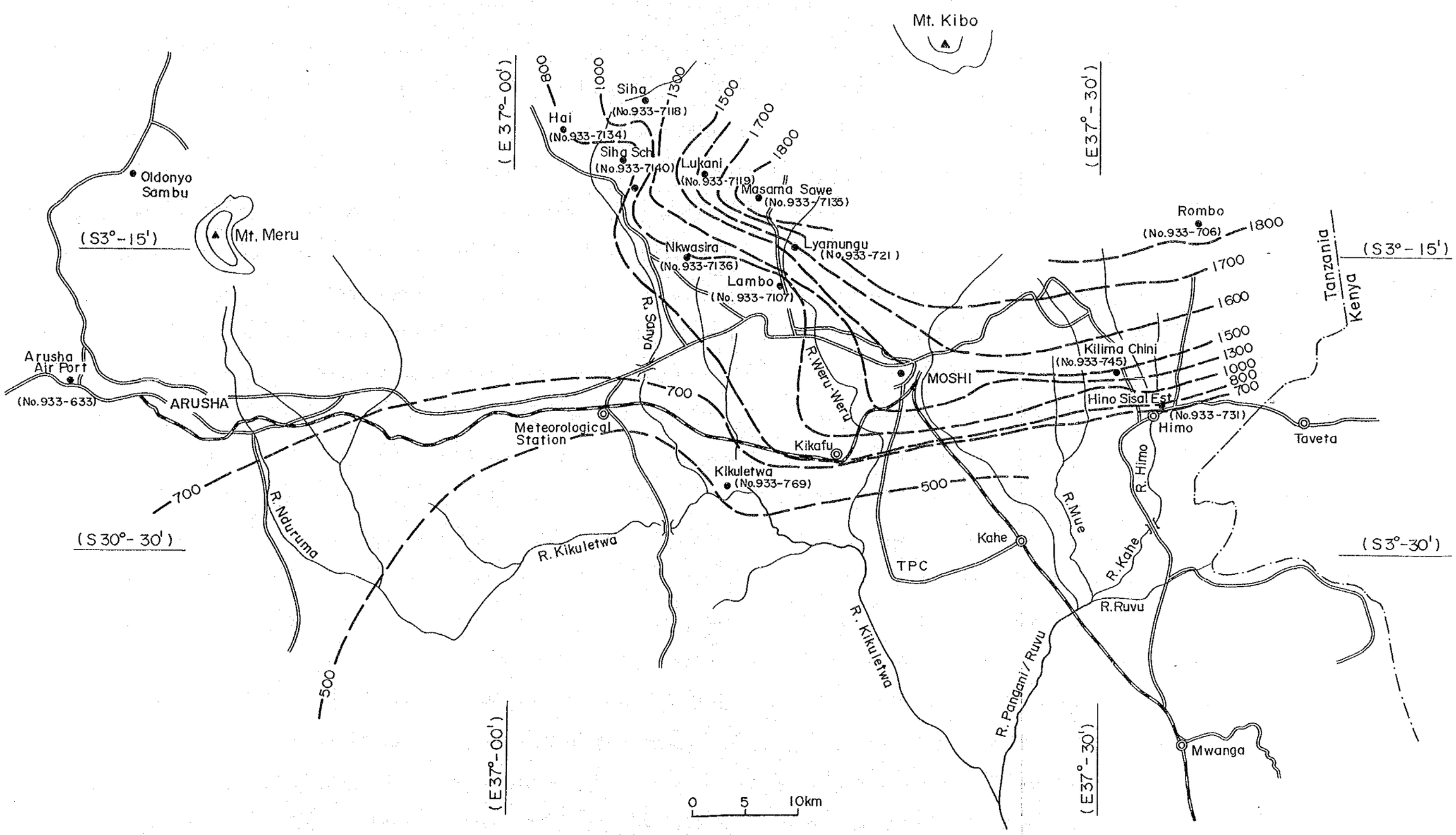
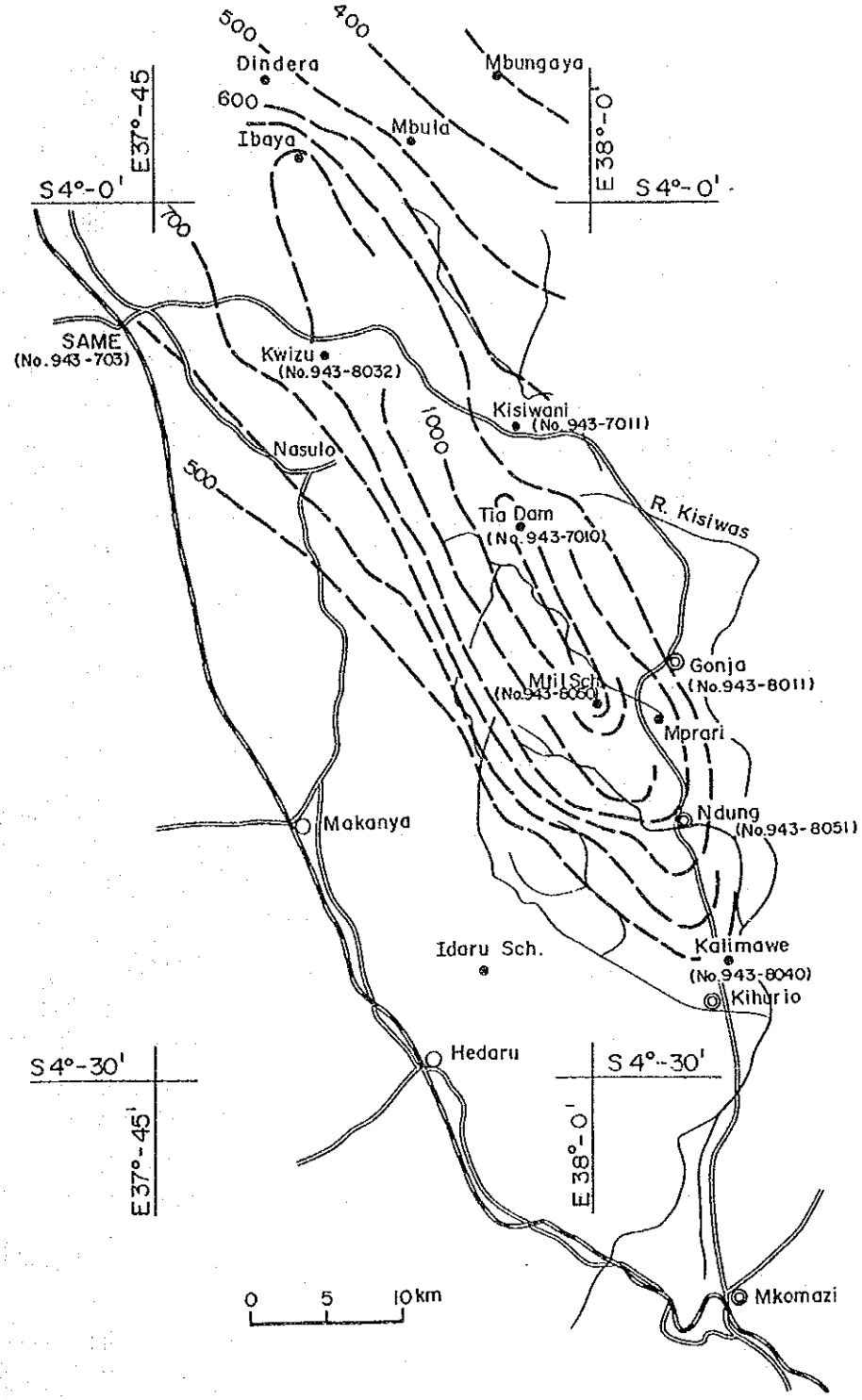


Fig.5.3.2(2) ISOHYETAL MAP IN MT. SOUTH PARE



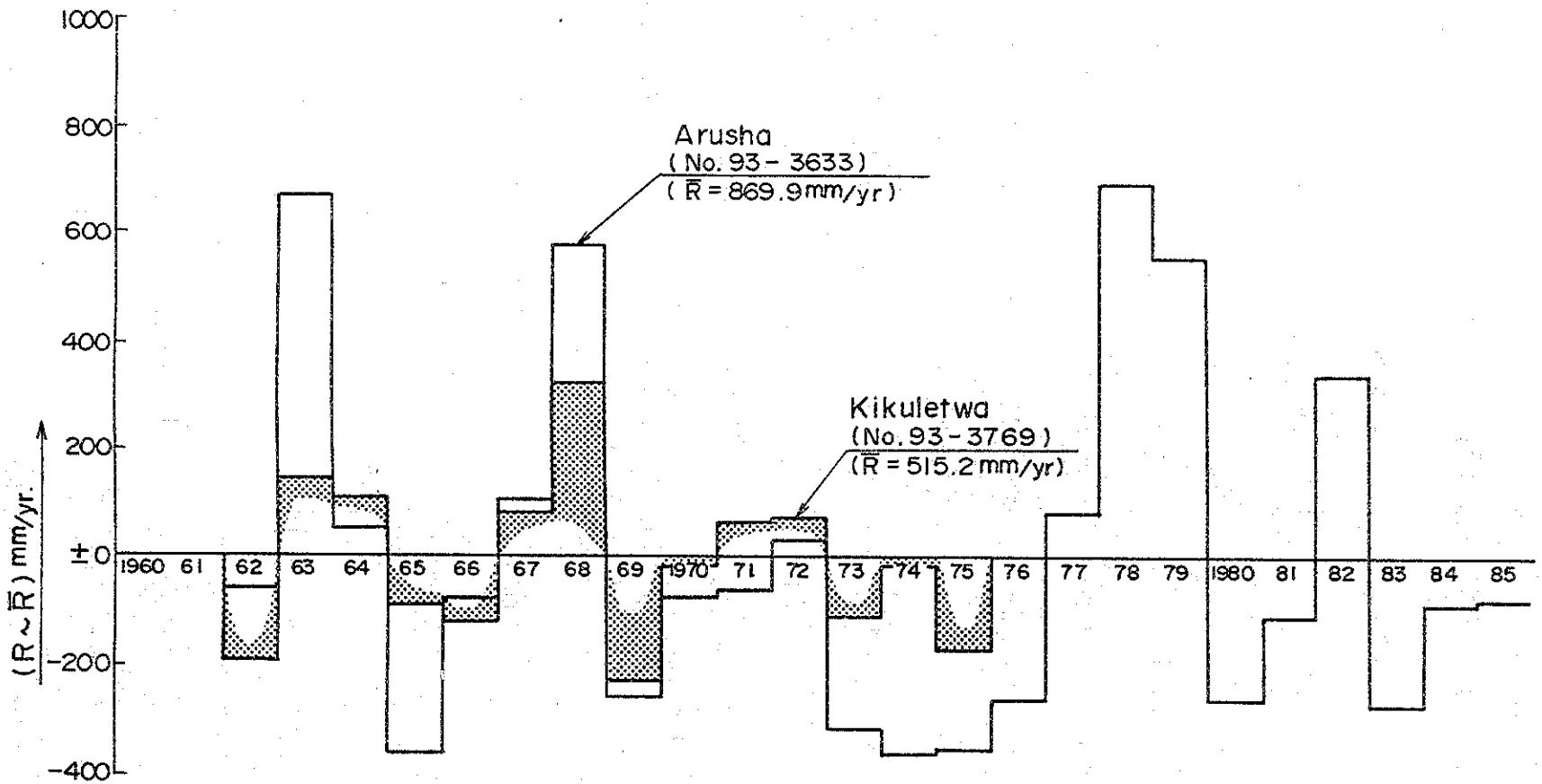


Fig. 5.3.3 ANNUAL HYROLOGY-RAINFALL AT ARUSHA AND KIKULETWA

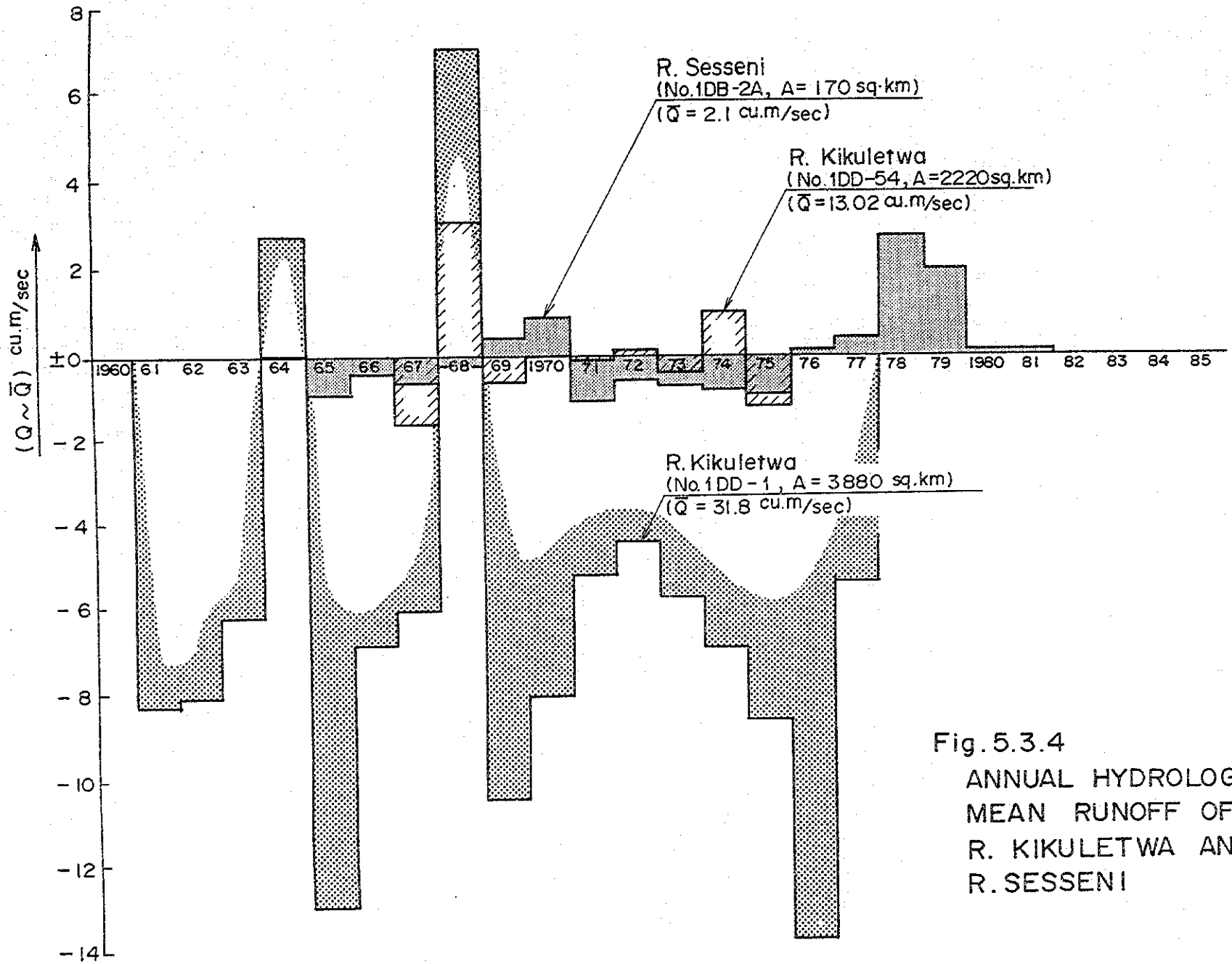


Fig. 5.3.4
ANNUAL HYDROLOGY-
MEAN RUNOFF OF
R. KIKULETWA AND
R. SESSENI

Fig. 5.4.1 MONTHLY MEAN DISCHARGE OF THE KIKULETWA RIVER AT TANESCO POWER STATION
(No. IDD - 54)

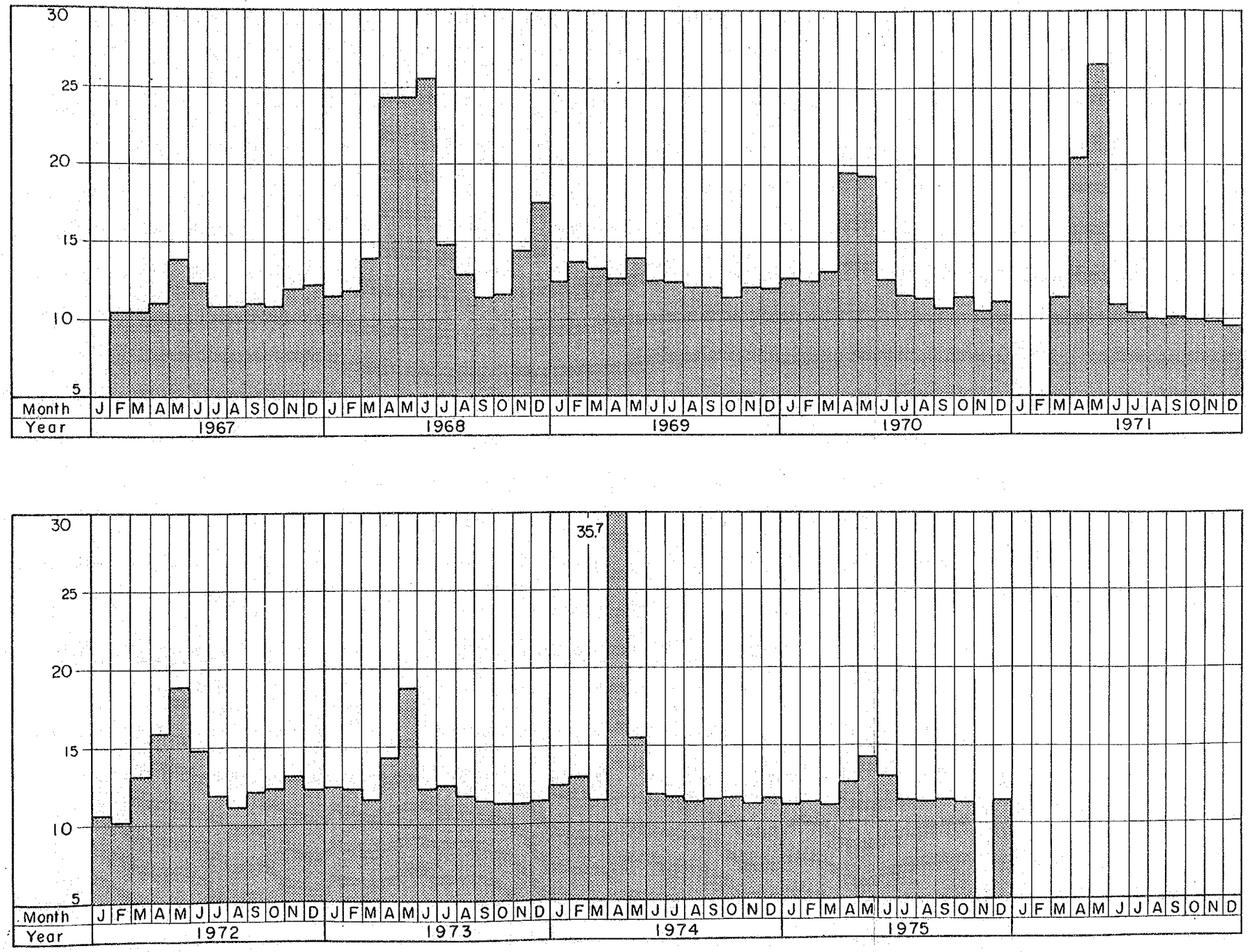
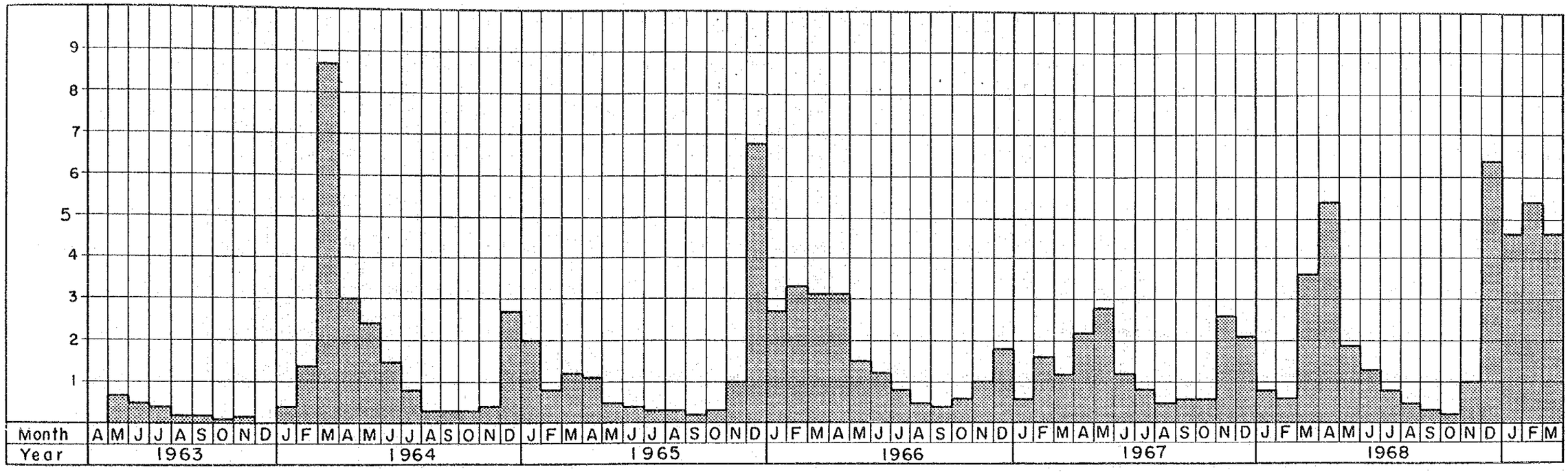


Fig.5.4.2(1) MONTHLY MEAN DISCHARGE OF THE SESSENI RIVER AT GULUTU GAUGING STATION (No. IDB-2A)



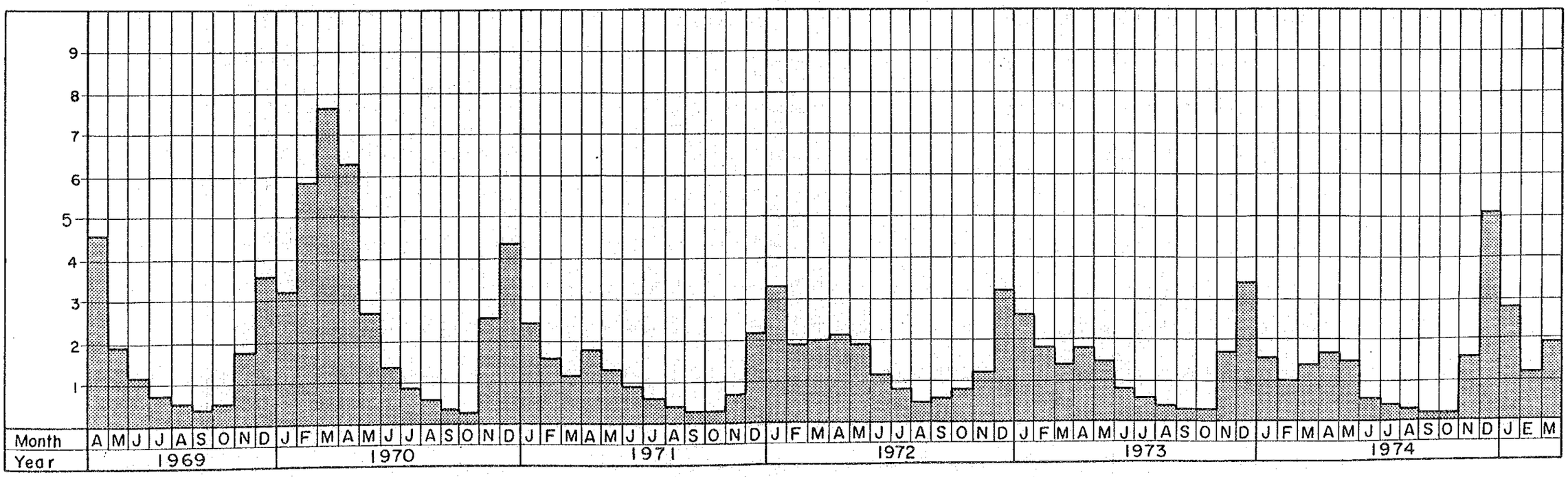


Fig.5.4.2(2) MONTHLY MEAN DISCHARGE OF THE SESSENI RIVER AT GULUTU GAUGING STATION
(No. IDB - 2A)

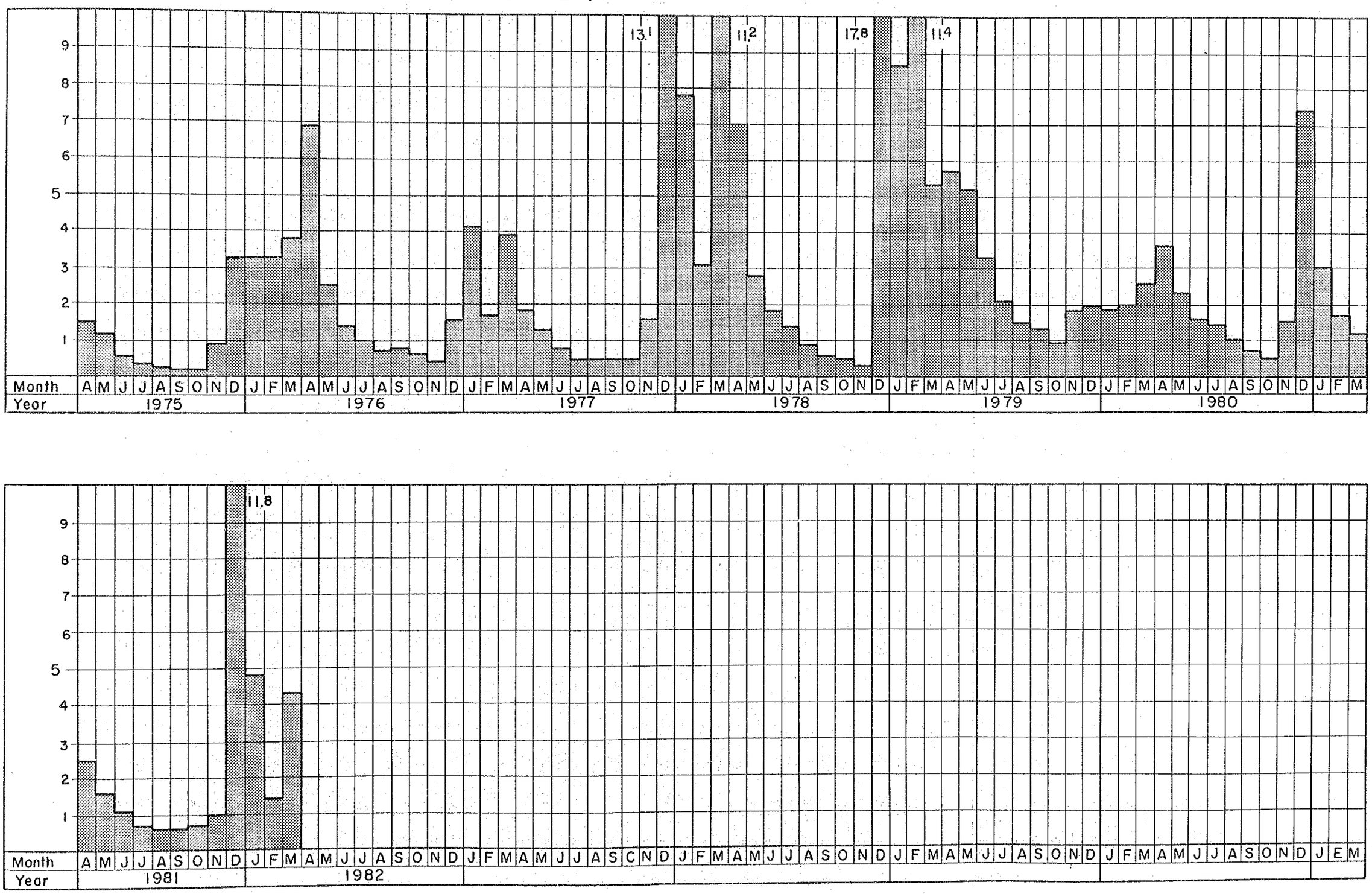


Fig. 5.4.3 (1) DURATION CURVE (Sesseni River in 1964)

GULUTU(1DB2A) <PAPA-DURATION> C.A = 170.0 KM**2 YEAR = 1964

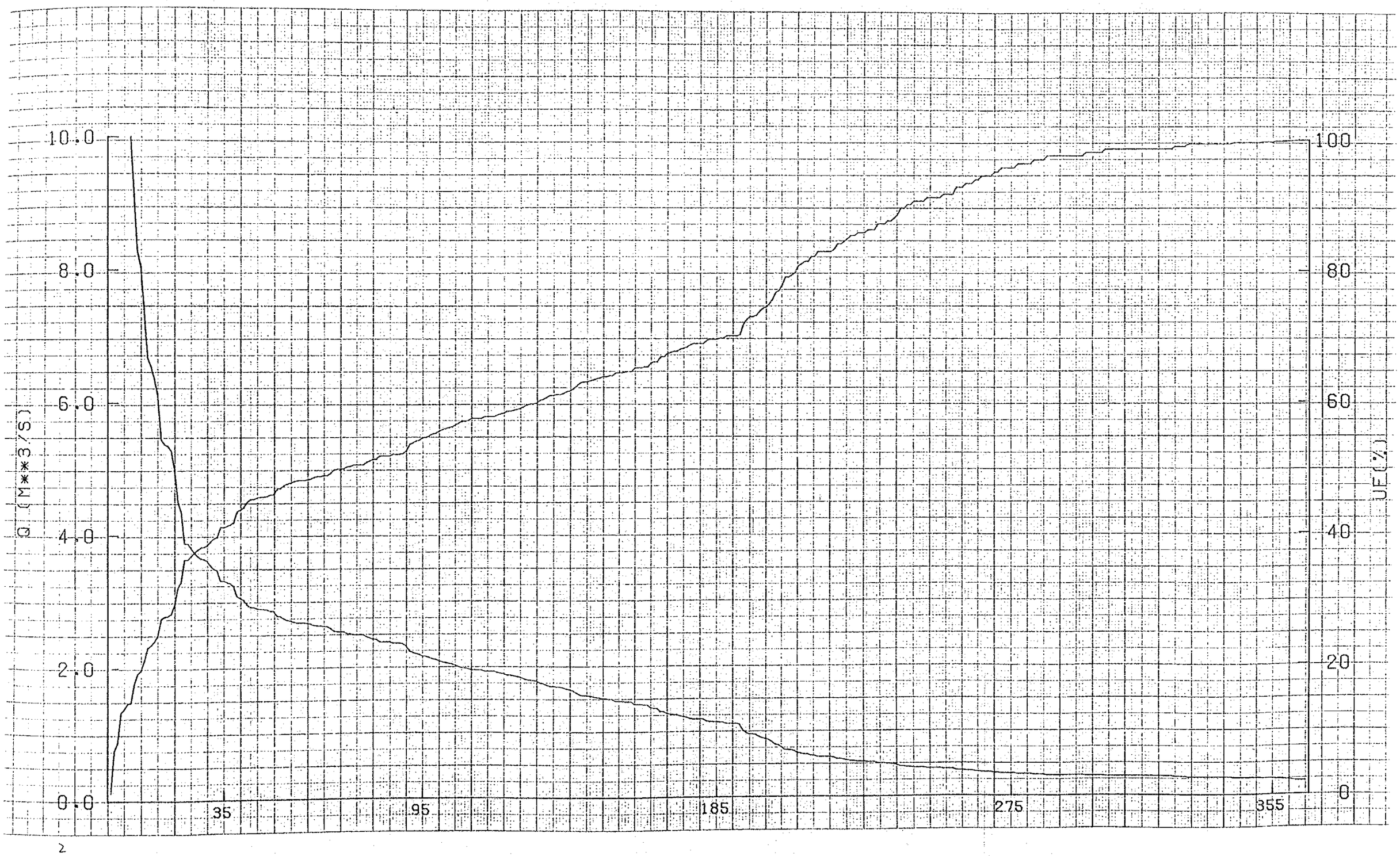


Fig. 5.4.3 (2) DURATION CURVE (Kikuletwa River in 1970)

TANESCO(1DD54) <PAPA-DURATION> C.A = 2220.0 KM**2 YEAR = 1970

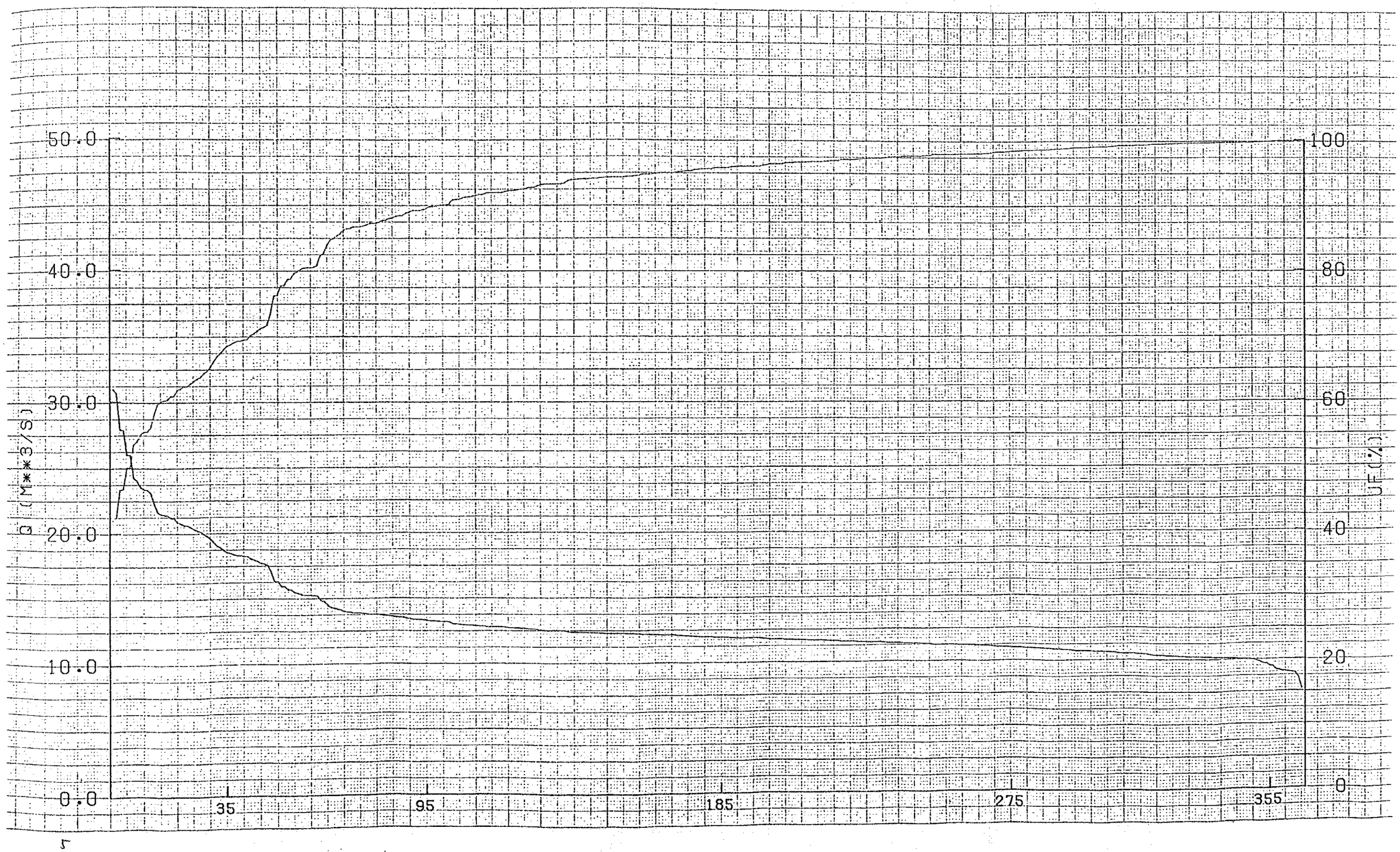
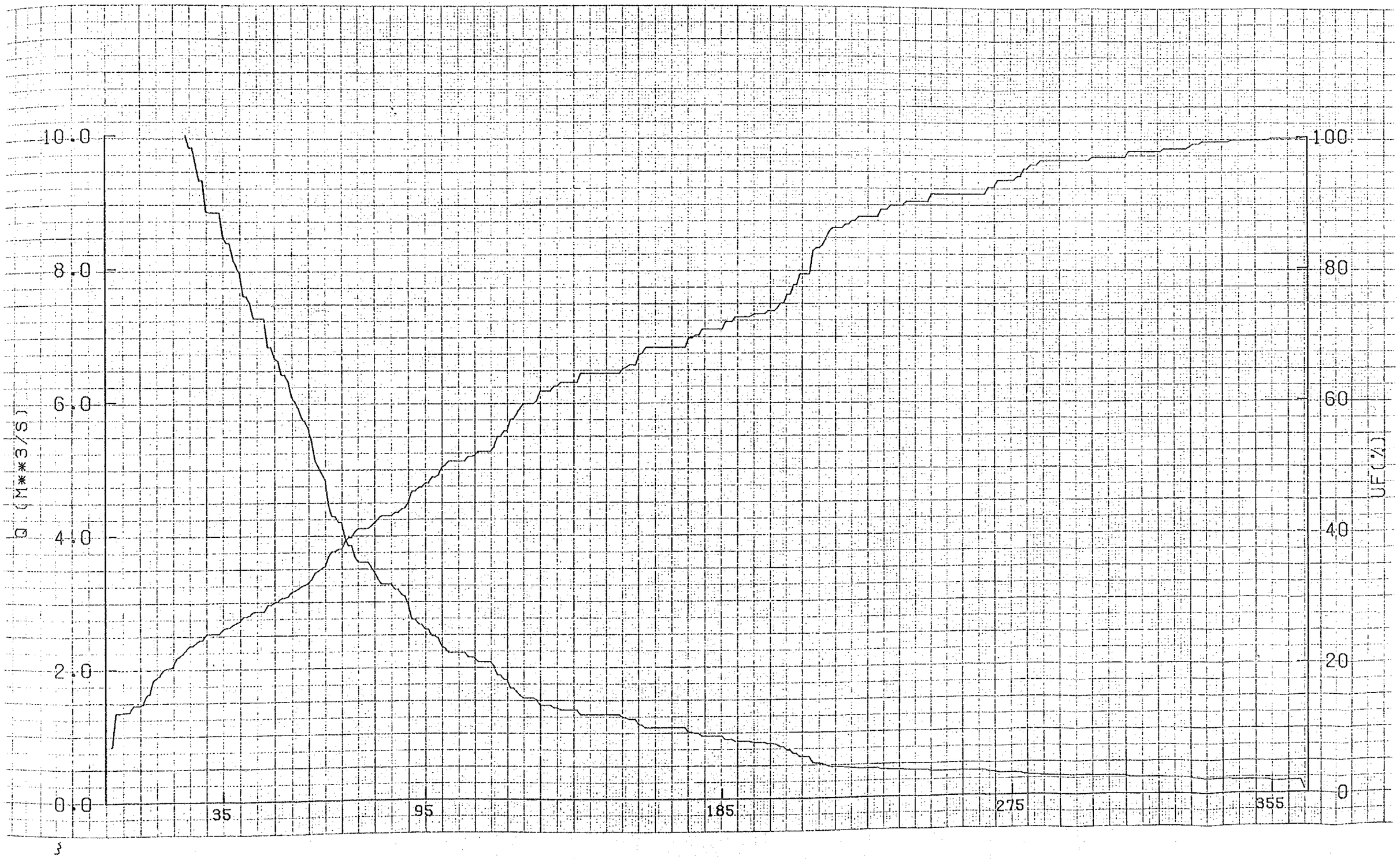


Fig. 5.4.3 (3) DURATION CURVE (Himo River in 1970)

MOSHI TANGA(1DC11A) <PAPA-DURATION> C.A = 264.0 KM**2 YEAR = 1970



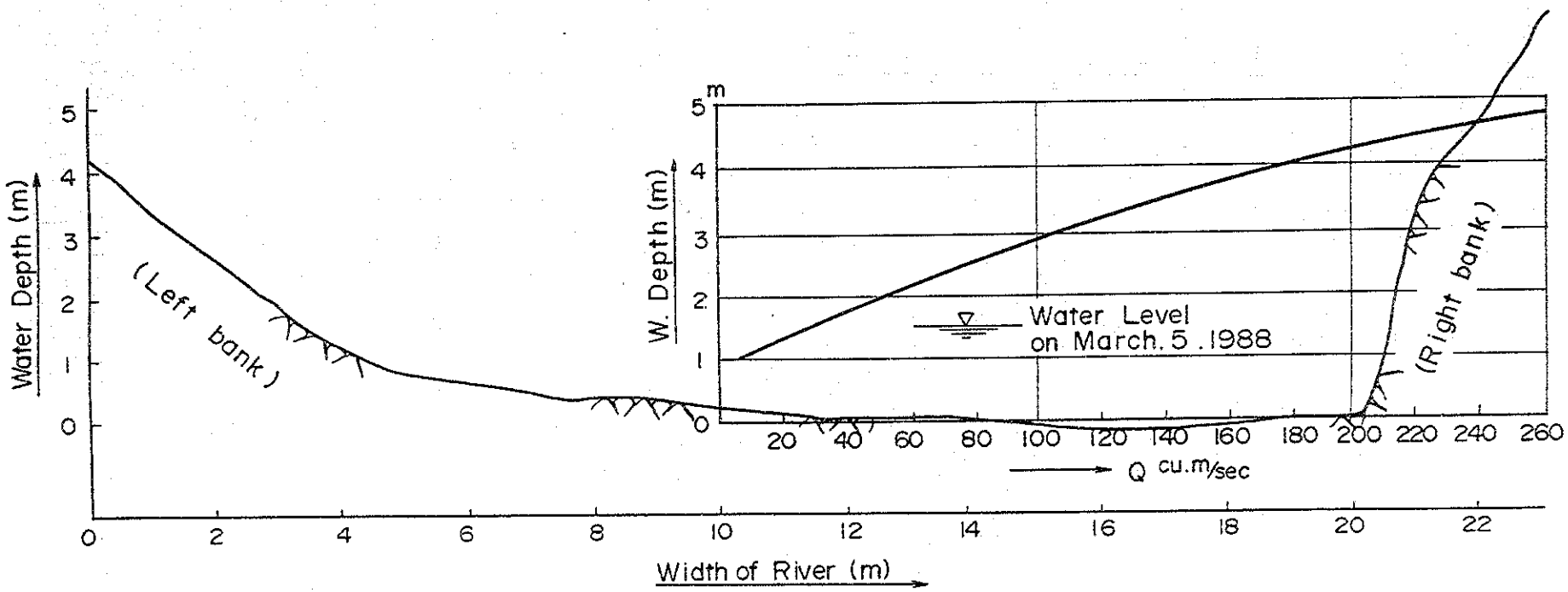


Fig. 5.5.1 CROSS SECTION AND RATING CURVE AT 1DD-54 OF R. KIKULETWA

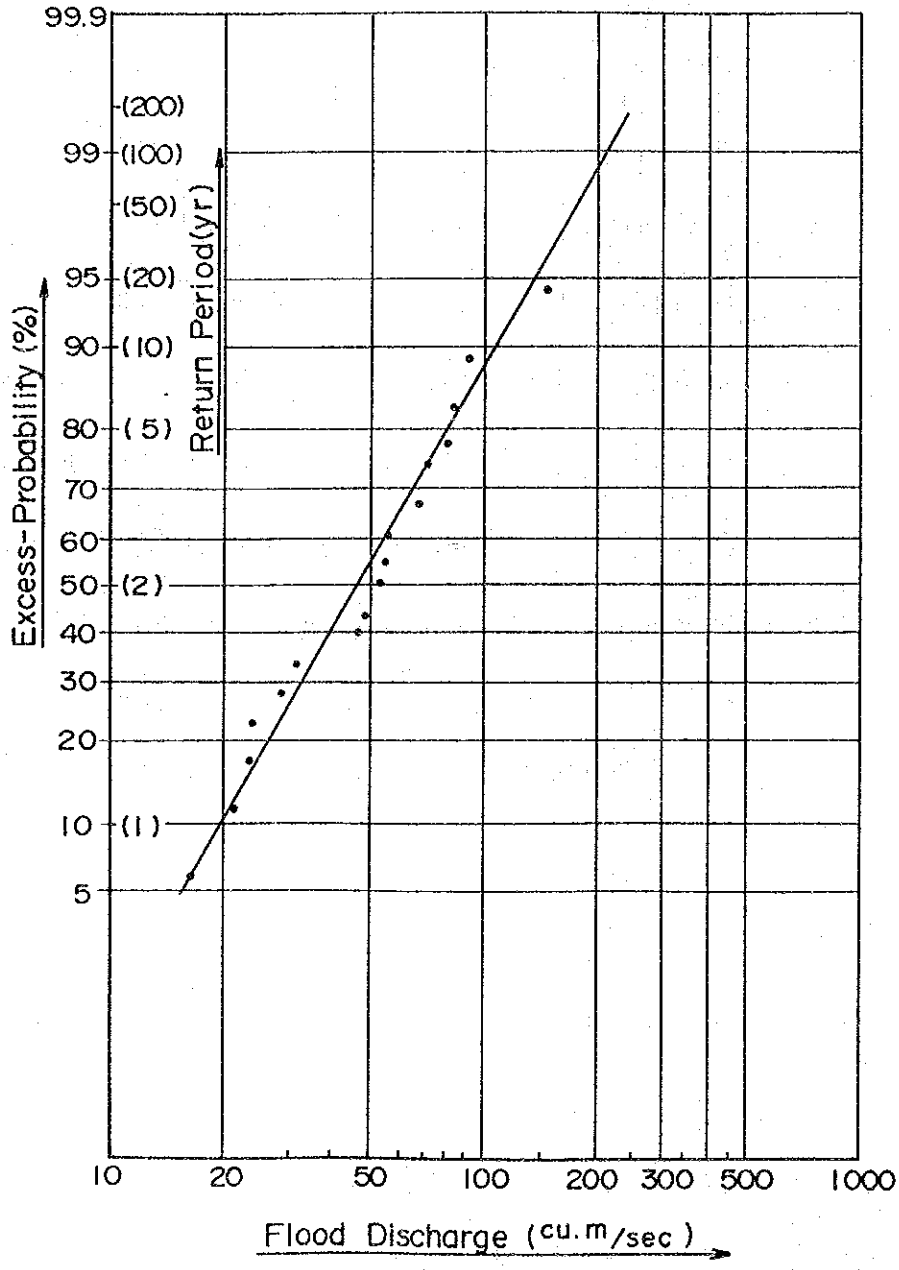


Fig. 5.5.2 PROBABLE FLOOD OF R. KIKULETWA AT GAUGING STATION NO. 1DD-54

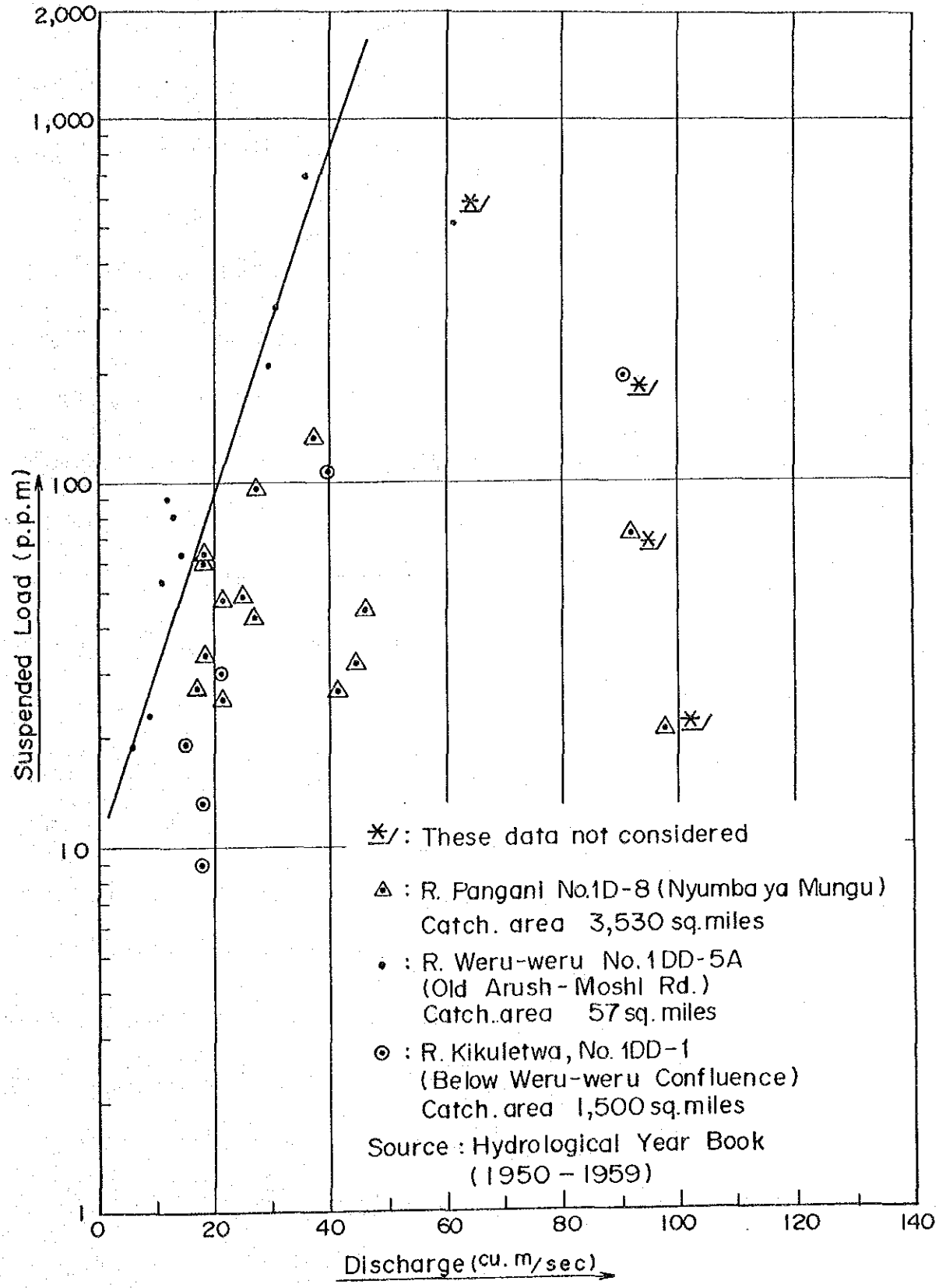


Fig. 5.6.1 SEDIMENTATION – DISCHARGE CURVE

第6章
開発計画

第6章　開発計画

6.1　Kikuletwa 川流域の概況 …… 6－1

6.2　発電計画 …… 6－1

6.2.1　Kikuletwa No.1　水力発電計画（改造計画） …… 6－1

6.2.2　Kikuletwa No.2　水力発電計画 …… 6－4

第6章　開発計画

6.1　Kikuletwa 流域の概況

Kikuletwa 川は，Mt.Meru および Mt.Kilimanjaro の南斜面に源を発する多くの支流を集めながら南東に流れ，Pangani 川に合流され，Tanga の南部でインド洋にそそいでいる。

この間，Kikuletwa 水力発電所(1,160kW),Nyumba Ya Mungu 水力発電所(8,000kW),Hale 水力発電所(21,000kW)および Pangani Falls 水力発電所(17,500kW)が開発されており，タンザニアの主要な電源地帯の一つを形成している。

この河川の特徴は，Mt.Meru や Mt. Kilimanjaro における浸透水や融雪水が，乾期の Kikuletwa 川の流出量に貢献しているため，年間を通して安定した流況を示している。このように安定した流量が前記各発電所の基底流出量となっている。

Kikuletwa No.1およびNo.2水力発電計画は，Moshi から南西約20kmにある，Kikuletwa 川と Kware 川の合流点付近に位置している。計画地域周辺は，Mt. Kilimanjaro の南側斜面に緩やかに広く起伏した標高 700～800mの高原である。Kikuletwa 川は，既設のＴＡＮＥＳＣＯ発電所の下流約２kmから平坦な台地を切れ込む急峻なＶ字谷をなし，この付近より河川勾配は約１/50 の急勾配になっている。台地上の表土は薄く，基盤は凝灰角礫岩からなっており，河川の浸食作用のため，垂直なＶ字谷を形成している。

6.2　発電計画

6.2.1　KikuletwaNo.1水力発電計画（改造計画）

既設のＴＡＮＥＳＣＯ水力発電所は，1935～1936年に運転開始された設備出力1,160kW の自流式発電所である。

ここで発生した電力は，主として Moshi に供給されている。然し，この発電所の保守状況は，取替部品の不足等により，これまで充分な維持管理が行われて

いない。従って，土木施設および電気機器類は非常に老朽化しており，設備出力に対して約40%で運転しており，早急な改修工事が必要である。

取水堰や水路などの土木構造物については，老朽化した部分を補修または補強することによって，長期間の使用に耐えることが出来る。水車，発電機等を含めた電気機器類は，部分的な機器の取替えを行っても，設備全体を完全に再生化できない。そのうえ改修に伴う費用は，新しい機器を設置するに要する費用とほぼ同等の投資を必要とする。

上記のことを勘案して，この KikuletwaNo.1 水力発電計画（改造計画）では取水ダム，導水路等の既設土木構造物を可能な限り補強して使用することとし，既設発電所の敷地内に 1,500kW の発電所を新設する。更に，当地点下流約 2 kmに計画される KikuletwaNo.2 水力発電計画の取水ダムの満水位と，既設 Kikuletwa 発電所の取水口との標高差を有効に活用する。これによって最大使用水量15.4 m^3/s.，有効落差12.7mを利用し最大出力 1,500kW を得るものである。

この発電所の年間可能発生電力量は，10.5×10^6kWh と見積もられ，これらの電力は既設の33kV 送電線により Moshi に送電される。

Kikuletwa No.1 水力発電計画（改造計画）の概要は次のとおりである。

(a) Kikuletwa 川および Kware 川の取水施設

各取水堰前面の法面の崩壊による堆積土砂を除去し，ゲート類の補修を行う。取水ダム，取水口のコンクリート破損個所については，老朽個所はコンクリートで補修する。

(b) Kikuletwa 川および Kware 川よりの水路

各開水路とも現在素掘りのため，法面の崩壊等により，水路底部に相当量の土砂が堆積している。この堆積土砂を除去し，更に水路の底部を整形して新しくコンクリートを打設する。開渠側面も素掘りのため損傷個所が多く，漏水個所もあり，法面の崩壊が更に増大する危険があるので，法面の整形を行った後，コンクリートの吹付けにより法面の安定を計る。

(c) 水　槽

Kikuletwa No.1 水力発電計画においては，既設の水槽を拡張して，この改修計画に使用する。既設水槽のコンクリート擁壁の一部にコンクリートの劣化があり，この劣化部分を補修する。

(d) 水圧管路および発電所

水圧管路のルートおよび発電所の相互の位置関係を検討した結果，発電所は半地下式発電所とし，水圧管路は埋設することとした。

(e) 発電機器

この計画の基本諸元に適応する水車はプロペラ水車である。このプロペラ水車のうち，S型チューブラ水車とカプラン水車について検討した結果，当計画地点の流況は，第5章で述べたとおり，渇水流量と平均流量との差が少ないので，水車効率の変化が非常に小さい。

立軸カプラン水車と，横軸S型チューブラと比較すると，後者の場合発電所の基礎堀さく量が少なくてすむので横軸S型チューブラ型を採用した。発電機は3相交流同期発電機とした。主機の台数については，この計画地点で発生する出力が当地域の送電電力系統の大きさにくらべて小さいので，故障等による脱落時に系統に及ぼす影響が少ないこと，保守運転の容易性等を考慮して1台とした。

(f) 送変電計画

既設TANESCO発電所の下流約 100m に設置されている開閉所に隣接して屋外開閉所を設ける。現状の変圧器・ケーブル類およびターミナルボックス等の油もれの機器は新しく取りかえる。送電線は既設の33kVをそのまま使用する。

(g) 開発時期

Kilimanjaro 地域の供給力の不足が，この地方の過度の母線電圧の低下をもたらしている現状からみて，早急に本計画を進め，若干でも電圧低下を緩和するために，1991年度に本プロジェクトを投入することが望ましい。

(h) 概算工事費および工期

Kikuletwa No.1 水力発電計画の工事費は，現時点で期待される技術水準による予備設計，施工方法および施工材料を適用するものとし，計画地点の地形，地質，地域条件，工事規模等を考慮して積算した。積算時点は，1988年3月とし，工事費は第11章に述べるとおり，7.198×10^6 US$である。

なお，工事工程は上述の諸条件を考慮して，15ヵ月と見積もっている。

(i) 経済性

本プロジェクトの経済性を，内部収益率法によって求めると，ＥＩＲＲは13.30%である。一方割引率10%とすると，便益・費用比率は1.27となる。

(j) 計画諸元

最適開発規模の詳細検討は，第７章で述べる。

6.2.2 Kikuletwa No.2 水力発電計画

本計画地点は，アイデンティフィケーション・ステージでの検討の結果から Kikuletwa No.1 計画についで，経済性が高くかつ，キリマンジャロ地域の電力システムを強化するにたる開発規模が期待しうる地点である。

Kikuletwa 川は，この計画の取水ダム地点より，既設ＴＡＮＥＳＣＯ発電所放水口までの上流側は，比較的に河川勾配がゆるく，約1/500程度である。

一方，取水ダムより下流の河川勾配は，約1/50の急勾配となっている。この部分の3,300mの導水路と 78.2mの落差および最大使用水量17.9m³/s. によって最大出力 11,000kW を得るものである。この発電所の年間可能発生電力量は，67×10^6 kWh と見積もられ，これらの電力量は主として，Arushaおよび Moshiを中心とした北部キリマンジャロ地域に供給される。

発電計画の概要は次のとおりである。

(a) 取水ダムおよび日間調整容量

取水ダム地点は，地形的条件および地質的条件を考慮して選定された。現地調査工事を含む地質調査の結果，基盤の支持力や透水性などについて問題はないと判断される。

選定されたダム地点の地形的条件からみて，ダムの築造可能な高さ，13m の場合，得られる調整池の有効容量は，118,000m³である。この有効容量を利用して，渇水時の流量を補給することが出来る。第７章に述べるように，この容量により，渇水期にも 4.4時間ピーク発電が可能となる17.9m³/s.を確保することができる。

取水ダム前面の堆砂は１門の排砂ゲートを設けて排砂することとする。

洪水は，ダム中央部に設けた自由越流部より放流する。

(b) 導水路・水槽および水圧管路

導水路は，経済性，施工性を考慮して比較的平坦な左岸台地を経過して，水槽まで無圧水路（3,300m長の蓋渠および開渠）で結ぶ計画とする。

水槽は，横越流部を左岸に有する構造とし，溢流水は左岸側の渓流に放流することとする。

発電所位置と水圧管路のルートの位置関係・技術的および経済的な比較検討を行った結果，露出式水圧管路とした。

(c) 発電所

Kikuletwa 川左岸に建設される発電所は，水圧管路のルートを含めて検討した結果，最も経済的な地上式の発電所とした。

(d) 発電機器

Kikuletwa No.2 水力発電計画の基本諸元に適応する水車はフランシス水車である。発電所地点の地形条件を考慮すると立軸フランシス水車が最も適している。主機台数は，当地点で発生する出力と系統運用面からみて，複数台数が望ましい。スケールメリット等機器の経済性を考慮して2台案とした。

(e) 送変電計画

Kikuletwa No.2発電所と Kiyungi 変電所の間に33kV 送電線（2回線）を新設する。

屋外開閉所は，水槽近くの平坦部に設ける。発電所と屋外開閉所の間は11kV架空送電線で接続する。

Kiyungi 変電所には33kV開閉機器（2回線分）を増設する。

(f) 開発時期

ＴＡＮＥＳＣＯの電力部門マスタープラン（1987年に見直し）には，Kikuletwa No.2 水力発電計画は考えられていない。しかし乍ら，Arusha－Kilimanjaro地域の電力需給バランスから判断して，本プロジェクトの運転開始は，1994年頃が妥当と考えられる。さらに電力系統計画の観点からみると，Arusha－Kilimanjaro 地域の電力需要の増大に対処し，且つ，この地域の電圧降下と無効電力の不足を補い，これらの軽減に役立つ為には早急に実現することが望ましい。

(g) 概算工事費および工期

Kikuletwa No 2 発電計画の工事費は，計画地点の地形・地質・地域条件を考慮して積算した。工事費は第11章に述べるとおり，49.4×10^6 ＵＳ＄と見積もられた。

工事工程は諸条件を考慮して48ヵ月と見積もっている。

(h) 経済性

本プロジェクトのＥＩＲＲは 12.03%である。

一方，割引率10%とすると，便益・費用比率は，1.17となる。

(i) 計画諸元

最適開発規模の詳細検討は，第７章で述べる。

第７章
最適開発規模の検討

第７章　最適開発規模の検討

7.1　計画諸元の検討範囲 …… 7－1

7.2　評価手法 …… 7－1

7.2.1　概　要 …… 7－1

7.2.2　供給上での電力および電力量の分類 …… 7－2

7.2.3　電力量計算 …… 7－2

7.2.4　便　益 …… 7－3

7.2.5　費　用 …… 7－3

7.3　最適開発規模 …… 7－4

7.3.1　Kikuletwa No.1 水力発電計画（改造計画）…… 7－4

7.3.2　Kikuletwa No.2 水力発電計画 …… 7－4

第７章　最適開発規模の検討

7.1　計画諸元の検討範囲

水力発電所の出力規模は，落差と流量によって構成される。落差は主にその取水地点および放水地点の地形的要因によって支配される。

第６章で述べたように，Kikuletwa No.１水力発電計画においては，既設の取水施設を利用することが最適であると判断される。Kikuletwa No.２水力発電計画は，既設のＴＡＮＥＳＣＯ発電所の下流2.2km地点に取水ダムを建設することが最適であると判断される。また，この二つの発電所は，地形，地質的に見て開発規模を変えても，基本的レイアウトは変わらない。従って，開発規模を決定する要素は有効落差と最大使用水量である。何れの計画地点の場合も，有効落差は調整池の取水位，水路の損失水頭および放水位によって定められる。開発規模を変化させても，上記有効落差は大きく変わらないので，基本的には最大使用水量を変化させた場合の比較検討をすることとなる。

開発規模の検討のための最大使用水量は次のとおりとする。

Kikuletwa No.１；16.4cu.m/sec.，15.4cu.m/sec.，13.3cu.m/sec.，12.0cu.m/sec.，11.0cu.m/sec.

Kikuletwa No.２；20.6cu.m/sec.，17.9cu.m/sec.，15.1cu.m/sec.，13.8cu.m/sec.

7.2　評価手法

7.2.1　概　要

当該プロジェクトの建設開始時点から，運転開始後の一定年限までに発生する総費用の現在価値と，同期間における代替火力発電所の総費用の現在価値を等しくさせるような等価割引率（所謂，経済的内部収益率－ＥＩＲＲ）をもって評価した。

7.2.2 供給上での電力および電力量の分類

(1) 保証出力 (Firm Output : PFr)

Kikuletwa No.1発電所は，自流式発電所であるため，日別河川流量によって保証出力が定まる。すなわち，保証流量時における保証出力は次式で示される。

$$P_{Fr} = 9.8 \cdot \eta \cdot He \cdot Q_{LL}$$

但し，$P_F \leq P_{max}$

η : Total Generation Efficiency (0.85)

He : Effective Head (m)

Q_{LL} : Firm Discharge (m^3/s)

保証流量 (Firm Discharge : Q_{LL})は，年間を通して保証される流量として，第5章「水文および気象」において算定されたダム地点流量 (Qd) を用いて，1967～1975年の9ヵ年の年間流況の90%流量の平均値 (10.54 cu.m/sec) を保証流量 (Q_{LL}) とした。

(2) 保証尖頭出力 (Firm Peak Output : P_F)

Kikuletwa No.2発電所は日間調整式であるため，電力需要での日負荷の形態と日別河川流量によって保証出力が定まる。すなわち，保証流量時における保証尖頭出力は，次式のとおりである。

$$P_F = 9.8 \cdot \eta \cdot He \cdot Q_{LL} \cdot 24/Tp$$

但し，$P_F \leq P_{max}$

η : Total Generation Efficiency (0.85)

He : Effective Head (m)

Q_{LL} : Firm Discharge (cu.m/s)

Tp : Peak Duration Time (hr.)

(3) 年間発生電力量 (Annual Energy Production : Er)

1967～1975年の9ヵ年の計画ダム地点の日別流量を用いて算定された発電所端における年間の総発生電力量の平均値とした。

7.2.3 電力量計算

前述の7.2.2において定義された電力および電力量を，次の流量資料を用いてFig. 7.2.1に示す計算方法に従って算定し，Tables 7.2.1および7.2.2に示した。

ダム地点流入量（1967年1月1日～1976年12月31日の9ヵ年間）の日別流量は，Tables 7.2.3および7.2.4に示した。

7.2.4 便　益

便益の算定は，Kikuletwa No.1およびNo.2.発電所から発生する電力に伴う，直接便益のみを算定した。

本プロジェクトと同等の代替火力発電所を想定し，この火力発電所の建設費，運転保守費および設備更新費を想定し，この代替火力発電所の諸費用を本プロジェクトの便益とした。

7.2.5 費　用

発電計画の評価に使用した各検討ケースの費用は，建設工事費および運転維持費（O＆M）からなる。

(1) 建設工事費

建設工事費はアクセス道路，準備工事を含む土木設備，水力機器，電気機器，および送変電設備等からなり，これにエンジニアリングおよび管理費，予備費を加えて総工事費とした。建設工事費は，1988年3月時点で積算した。

(2) 運転維持費

運転維持費は，上記の工事費に対して以下の比率で計上した。

土木設備	：	1.0%
水力機器	：	2.0%
電気機器	：	2.0%
送変電設備	：	1.5%

(3) 費　用

各検討ケースに対する費用の内訳を，Table 7.3.2よりTable 7.3.6に示す。

7.3 最適開発規模

7.3.1 Kikuletwa No.1 水力発電計画（改造計画）

(1) 最大使用水量

Table 7.3.1に示すように最大使用水量を11cu.m/sec. ～16.4cu.m/sec. に変化させた場合の5ケースについて比較検討を行った。

Fig.7.3.1および Table7.3.3に最大使用水量を変化させた場合の便益と費用の関係を示す。なお，この場合の Head Tankの水位を830.30mとした。この検討結果，Case2の15.4 cu.m/sec.が最適規模となり，その出力は 1,500kWとなる。

本発電所の改造計画での最大使用水量の規模を決定する要因は，第一に取水ダム地点の流況であり，次に電気機器等の設備費である。

Fig.7.3.1によると，便益曲線は，11cu.m/sec. ～15.4cu.m/sec. 前後のゆるやかな伸びの区間と，それ以上の急激な伸びの区間の2つの曲線に分けられる。この便益曲線は最大使用水量が大きくなると，増分便益が大きくなり，その形は流況曲線に似ている。一方費用は，電気機器と導水路工事費が主な変動要素であるが，15.4cu.m/sec.までは導水路工事費がほぼ一定となるので，機器の容量を変化させた場合の曲線勾配は，ほぼ一定となる。但し，15.4cu.m/sec. 案以上では，電気機器の費用が増加し，そのため曲線勾配が前者と異なる。

以上の便益曲線と費用曲線の関係から，最適規模は 15.4cu.m/sec.となる。

(2) 基準落差

水槽の基準水位については，別途第9章で述べるとおり，現状の施設を活用し得る標高 830.30mとした。

また，一方地形的にもこれ以上の水位での取水は困難である。

放水位については，当地点の下流 2.2km地点で計画されるKikuletwa No.2の取水位の背水影響を考慮して，標高817.40mとした。従って総落差は 12.90mで，有効落差は 12.70mとなる。

(3) 費　用

Kikuletwa No.1水力発電計画の費用をTable7.3.2に示す。

7.3.2 Kikuletwa No.2水力発電計画

(1) 最大使用水量

Table 7.3.4に最大使用水量を 13.8cu.m/sec.～20.6cu.m/sec. に変化させた場合の4ケースについて比較検討した結果を示す。更にFig. 7.3.2とTable7.3.6に，最大使用水量，便益および費用の関係を示す。なお，Head Tankの水位は812.3 mとした。この図よりCase 2の17.9cu.m/sec. 前後の最大使用水量が最適規模となり，その出力は11,000kWとなる。

この発電計画での最大使用水量の規模を決定する主要因は大きく三点から成る。第一は，取水ダム地点の流況であり，第二には導水路工事費，第三には電気機器等の設備費である。

Fig. 7.3.2によると，便益曲線は比較的ゆるやかな伸びを示しており，最大使用水量の増加と共に，便益が増加している。これは，電力の kWh価値とkW価値が寄与している。

一方費用は，この場合電気機器設備費と導水路工事費が主な変動要素であるが，電気機器設備費のkW当たりの費用はほぼ直線的に変化する。

水路工事費については，Case 2を境に2つの曲線に分けられ，kW当たりの工事費の変化はCase 4からCase 2については大きく変化するが，Case 2からCase 1にかけては，その変化量は小さい。

以上の便益曲線と費用曲線の関係から，最大使用水量の最適規模は，17.9 cu m/sec.前後となる。

(2) Kikuletwa No.2水力発電所調整池容量

Kikuletwa No.2水力発電計画の使用水量は，取水地点の流入量によって支配される。Kikuletwa No.2発電所の取水地点において，最大使用水量17.9cu.m/sec.とした場合の月平均取水可能量は，12.38 cu.m/sec.，最大月平均取水可能量が5月で 15.68 cu.m/sec.，最小月平均取水可能量が9月で 11.26cu.m/sec. である。

1967～1975年の9ヵ年間の90%保証流量は，10.54 cu.m/sec. である。

Kikuletwa No.2取水地点で調整池を持たない場合は，電力負荷の変動に対する流量調整が不可能である。この場合，発電所の出力は使用水量の変化に対応して出力が変動し，発電所としての価値が減少するので調整池の設置が必要である。

本計画の調整池容量は，下記事項を検討の結果 117,800cu.mとした。

(i) 電力需要の代表的日負荷曲線よりみた調整容量

Kikuletwa No.2発電所は，渇水時には日負荷曲線のピーク時の需要に対して電力を供給するものとすれば，90%保証水量（10.54 cu.m/sec.）においては次の様な調整容量が必要である。

ピーク継続時間	必要調整容量	
		cu.m/sec. sec.
5時間	132,000 m³	(17.9−10.54)×5 hr×3,600
		cu.m/sec. sec.
4時間	106,000 m³	(17.9−10.54)×4 hr×3,600
		cu.m/sec. sec.
3時間	79,900 m³	(17.9−10.54)×3 hr×3,600

Arusha および Moshi地域の1987年9月24日の日負荷曲線を見ると，ピーク継続時間は4～5時間と推定される。（Fig. 7.3.4 & 7.3.5参照）

Kikuletwa No.2水力発電所の場合は，ピーク時の需要に対して供給するので，4.4 時間ピーク（18 %ピーク）程度の容量が必要と考えられる。

従って，4.4 時間ピークに必要な調整容量は次のとおりである。

(17.9 − 10.54) cu.m/sec. × 4.4hr. × 3,600sec. = 116,600cu.m/sec.

(ii) 調整池の貯水容量

取水地点における水位，貯水容量曲線をFig. 7.3.3に示す。

調整池の常時満水標高 818.00mのとき，総貯水量は 208,800m³である。低水位標高816.00mのとき，91,000m³の貯水量である。

従って，調整池容量は 208,800m³−91,000m³=117,800 m³となる。

(iii) 発電使用水量の変化

Kikuletwa No.2水力発電所の使用水量は，取水地点の流入量によって変動する。

ピーク時間を 4.4時間とした場合

(1) 90%保証水量 10.54cu.m/sec.時のオフピーク時使用水量

----8.89 cu.m/sec.

(2) 最小月平均取水量 11.26cu.m/sec. 時のオフピーク時使用水量

----9.77 cu.m/sec.

(3) 月平均取水量 12.38cu.m/sec. 時のオフピーク時使用水量

----11.14 cu.m/sec.

これらの関係をFig. 7.3.6に示す。

実際には，日負荷は日により相当変化すると思われるので，ピーク時間と流入量によりオフピーク時の使用水量が変化する。

(3) 費　用

Kikuletwa No.2 水力発電計画の費用をTable 7.3.5 に示す。

Table 7.2.1 ANNUAL ENERGY PRODUCTION AT KIKULETWA No.1 HYDROPOWER STATION

(Unit: 10^3kWh)

Year \ Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
1967	769.230	695.194	771.090	785.606	1,016.344	872.872	787.704	787.465	772.782	787.441	854.518	912.965	9,813.211
68	845.317	813.185	1,023.352	1,095.696	1,137.958	1,101.250	1,090.762	932.034	804.770	844.840	900.069	1,094.075	11,683.308
69	898.520	896.112	976.132	899.163	998.800	885.243	907.840	880.595	852.205	837.403	874.802	895.302	10,802.117
70	930.032	835.424	916.302	1,098.247	1,120.081	905.528	852.658	834.805	758.385	845.817	755.739	828.202	10,681.220
71	900.570	839.644	920.259	933.011	1,132.333	781.006	768.110	735.549	731.402	735.716	708.399	692.524	9,878.523
72	783.723	706.063	969.338	1,006.428	1,114.003	1,013.031	880.118	822.767	870.393	919.591	939.185	906.291	10,930.931
73	913.346	826.152	860.572	942.188	839.143	872.609	915.563	871.990	825.365	839.667	811.349	846.270	10,364.214
74	874.111	829.012	845.865	1,087.353	1,004.664	843.243	859.785	831.325	818.524	854.375	796.690	841.527	10,486.474
75	824.436	751.162	816.689	869.940	990.958	902.262	845.293	833.661	818.477	837.713	795.903	840.120	10,126.614
Total	7,739.285	7,191.948	8,099.599	8,717.632	9,354.284	8,177.044	7,907.833	7,530.191	7,252.303	7,502.563	7,436.654	7,857.276	94,766.612
Average	859.921	799.105	899.955	968.626	1,039.365	908.560	878.648	836.688	805.811	833.618	826.295	873.031	10,529.624

Table 7.2.2 ANNUAL ENERGY PRODUCTION AT KIKULETWA No.2 HYDROPOWER STATION

(Unit: 10^6kWh)

Year \ Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
1967	4.793	4.332	4.804	4.895	6.352	5.439	4.908	4.907	4.815	4.906	5.324	5.688	61.163
68	5.267	5.067	6.376	7.740	8.231	7.875	6.826	5.807	5.014	5.264	5.825	7.302	76.594
69	5.598	5.583	6.082	5.602	6.320	5.516	5.657	5.487	5.310	5.218	5.451	5.578	67.402
70	5.795	5.205	5.784	7.664	7.911	5.642	5.313	5.201	4.725	5.270	4.709	5.160	68.379
71	5.611	5.266	5.871	6.229	8.039	4.866	4.786	4.583	4.518	4.584	4.414	4.315	63.082
72	4.883	4.399	6.077	6.607	7.660	6.534	5.484	5.126	5.423	5.730	5.866	5.647	69.436
73	5.714	5.148	5.362	6.171	7.477	5.437	5.705	5.433	5.143	5.232	5.055	5.273	67.150
74	5.595	5.396	5.270	7.815	6.520	5.254	5.357	5.180	5.100	5.323	4.964	5.243	67.017
75	5.137	4.680	5.089	5.478	6.479	5.751	5.267	5.194	5.100	5.220	4.959	5.235	63.589
Total	48.393	45.076	50.715	58.201	64.989	52.314	49.303	46.918	45.148	46.747	46.567	49.441	603.812
Average	5.377	5.008	5.635	6.467	7.221	5.813	5.478	5.213	5.016	5.194	5.174	5.493	67.090

Table 7.2.3 AVAILABLE DISCHARGE FOR KIKULETWA No.1 HYDROPOWER STATION

(Unit: cu.m/sec-day)

Year \ Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
1967	322.71	291.65	323.49	329.58	426.38	366.19	330.46	330.36	324.20	330.35	358.49	383.01	4,116.87
68	354.63	341.15	429.32	459.67	477.40	462.00	457.60	391.01	337.62	354.43	377.60	458.99	4,901.42
69	376.95	375.94	409.51	377.22	419.02	371.38	380.86	369.43	357.52	351.31	367.00	375.60	4,531.74
70	390.17	350.48	384.41	460.74	469.90	379.89	357.71	350.22	318.16	354.84	317.05	347.45	4,481.02
71	377.81	352.25	386.07	391.42	475.04	327.65	322.24	308.58	301.84	308.65	297.19	290.53	4,139.27
72	328.79	296.21	406.66	422.22	467.35	424.99	369.23	345.17	365.15	385.79	394.01	380.21	4,585.78
73	383.17	346.59	361.03	395.27	352.04	366.08	384.10	365.82	346.26	352.26	340.38	355.03	4,348.03
74	366.71	347.79	354.86	456.17	421.48	353.76	360.70	348.76	343.39	358.43	334.23	353.04	4,399.32
75	345.87	315.13	342.62	364.96	415.73	378.52	354.62	349.74	343.37	351.44	333.90	352.45	4,248.35
Total	3,246.81	3,017.19	3,397.97	3,657.25	3,924.34	3,430.46	3,317.52	3,159.09	3,037.51	3,147.50	3,119.85	3,296.31	39,751.80
Average	360.76	335.24	377.55	406.36	436.04	381.16	368.61	351.01	337.50	349.72	346.65	366.26	4,416.87

Table 7.2 4 AVAILABLE DISCHARGE FOR KIKULETWA No.2 HYDROPOWER STATION

(Unit: cu.m/sec-day)

Year \ Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
1967	322.71	291.65	323.49	329.58	427.68	366.19	330.46	330.36	324.20	330.35	358.49	383.01	4,118.17
68	354.63	341.15	429.32	521.16	554.20	530.25	459.63	391.01	337.62	354.43	392.17	491.65	5,157.22
69	376.95	375.94	409.51	377.22	425.52	371.38	380.86	369.43	357.52	351.31	367.00	375.60	4,538.24
70	390.17	350.48	389.41	516.04	532.62	379.89	357.71	350.22	318.16	354.84	317.05	347.45	4,604.04
71	377.81	354.57	395.29	419.43	541.24	327.65	322.24	308.58	304.18	308.65	297.19	290.53	4,247.36
72	328.79	296.21	409.16	444.84	515.73	439.96	369.23	345.17	365.15	385.79	394.97	380.21	4,675.21
73	384.74	346.59	361.03	415.49	503.44	366.08	384.10	365.82	346.26	352.26	340.38	355.03	4,521.22
74	376.71	363.29	354.86	526.17	438.97	353.76	360.70	348.76	343.39	358.43	334.23	353.04	4,512.31
75	345.87	315.13	342.62	368.87	436.22	387.22	354.62	349.74	343.37	351.44	333.90	352.45	4,281.45
Total	3,258.38	3,035.01	3,414.69	3,918.80	4,375.62	3,522.38	3,319.55	3,159.09	3,039.85	3,147.50	3,135.38	3,328.97	40,655.22
Average	362.04	337.22	379.41	435.42	486.18	391.38	368.84	351.01	337.76	349.72	348.38	369.89	4,517.25

Table 7.3.1 STUDY OF DEVELOPMENT SCALE (Maxmimum Discharge)
KIKULETWA NO. 1 HYDROPOWER PROJECT

(Unit: 10^3 US$)

Case	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 5
Catchment Area (km^2)	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200
Intake Water level (m)	830.47	830.47	830.47	830.47	830.47
Maximum Discharge (m^3/s)	16.4	15.4	13.3	12.0	11.0
Power Facilities					
Dam Height	Existing	Existing	Existing	Existing	Existing
Canal B x L (m, km)					
Penstock D x L (m, m)	2.6 x 20	2.5 x 20	2.4 x 20	2.4 x 20	2.2. x 20
Turbine Unit No.	1	1	1	1	1
Power Generating Plan					
Head Tank Water Level (m)	830.30	830.30	830.30	830.30	830.30
Tail Water Level (m)	817.40	817.40	817.40	817.40	817.40
Effective Head (m)	12.70	12.70	12.70	12.70	12.70
Max. Discharge (m^3/s)	16.40	15.40	13.30	12.00	11.00
Installed Capacity (MW)	1.74	1.50	1.32	1.19	1.09
Annual Energy (GWh)	11.54	10.53	10.25	9.91	9.36
Firm Energy (GWh)	9.19	9.19	9.19	9.19	9.19
Construction Cost (10^6US$)	8.425	7.198	7.090	6.888	6.766
Economic Evaluation					
Present Value of Benefit ($10^6$$)	8.321	7.756	7.599	7.409	7.101
Present Value of Cost (10^6US$)	7.168	6.124	6.032	5.86	5.756
B-C	1.153	1.632	1.567	1.549	1.345
B/C	1.160	1.267	1.260	1.264	1.233
EIRR	12.03	13.30	13.28	13.29	13.00

Table 7.3.2 CONSTRUCTION COST OF KIKULETWA NO. 1 HYDROPOWER PROJECT

(Unit 10^3US$)

Case	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 5
Installed Capacity (MW)	1.74	1.50	1.32	1.19	1.09
1. Civil Works	2,556	2,446	2,422	2,403	2,344
1-1 Prepatory Works	81	81	81	81	81
1-2 Headrace	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230
1-3 Head Tank	296	296	296	296	196
1-4 Penstock & Powerhouse	932	822	798	779	720
1-5 Miscellaneous Works	17	17	17	17	17
2. Hydraulic Equipment	238	210	187	182	168
3. Electromechanical Facilities	4,045	3,168	3,126	2,983	2,955
4. Transmission Line & Substation	125	125	125	125	125
5. Total Cost (1+2+3+4)	6,964	5,949	5,860	5,693	5,592
6. Engineering & Administration (5 x 10%)	696	595	586	569	559
7. Physical Contingency (5+6) x 10%	765	654	644	626	615
Grand Total (5+6+7)	8,425	7,198	7,090	6,888	6,766

Table 7.3.3 CALCULATION OF BENEFIT/COST RATIO
KIKULETWA NO. 1 HYDROPOWER PROJECT (REHABILITATION)

Item	Case 1 (Qmax=16.4m^3/s)	Case 2 (Qmax=15.4m^3/s)	Case 3 (Qmax=13.3m^3/s)	Case 4 (Qmax=12.0m^3/s)	Case 5 (Qmax=11.0m^3/s)
Firm capacity (MW)	1.055	1.055	1.055	1.055	1.055
Energy generation (GWh)	11.540	10.53	10.25	9.91	9.360
Investment cost:					
Power station (10^3US$)	8.300	7.073	6.965	6.763	6.641
Transmission line (10^3US$)	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125
Cost of alternative diesel power plant (US$/kw)	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
Diesel oil price (US$/barrel)	42.94	42.94	42.94	42.94	42.94
Lubrication price (US$/kg)	2.433	2.433	2.433	2.433	2.433
Cost of alternative diesel (10^3US$)					
- Investment cost	1.357	1.357	1.357	1.357	1.357
- O and M cost	0.506	0.506	0.506	0.506	0.506
- Fuel cost	6.459	5.893	5.736	5.546	5.238
Total (B)	8.321	7.756	7.599	7.409	7.101
Cost of the project (10^3US$)					
- Investment cost	6.109	5.218	5.140	4.993	4.905
- O and M cost	1.059	0.906	0.892	0.867	0.851
Total (C)	7.168	6.124	6.032	5.860	5.756
Benefit/Cost Ratio:(B)/(C)	1.153	1.267	1.260	1.264	1.233
EIRR (%)	12.03	13.30	13.28	13.29	13.00

Table 7.3.4 STUDY OF DEVELOPMENT SCALE (Maxmimum Discharge)
KIKULETWA NO. 2 HYDROPOWER PROJECT

(Unit: 10^3US$)

Case	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4
Catchment Area (km^2)	2,280	2,280	2,280	2,280
Intake Water level (m)	818	818	818	818
Maximum Discharge (m^3/s)	20.6	17.9	15.1	13.8
Pondage				
High Water level (m)	818	818	818	818
Low Water Level (m)	816	816	816	816
Total Storage Capacity (10^3m^3)	208.9	208.9	208.9	208.9
Effective Storage Capacity (10^3m^3)	117.9	117.9	117.9	117.9
	(Concrete Gravity)			
Dam (H x L)	13 x 103.5	13 x 103.5	13 x 103.5	13 x 103.5
Head Race (B x H x L)	3x2.8x3.250	3x2.8x3.250	3x2.8x3.250	3x2.8x3.250
Power Generating				
Head Tank Water Level (m)	812.30	812.30	812.30	812.30
Tail Water Level (m)	730.90	730.90	730.90	730.90
Effective Head (m)	78.2	78.3	78.2	78.2
Maximum Discharge (m^3/s)	20.6	17.9	15.1	13.8
Installed Capacity (KW)	12,700	11,000	9,300	8,500
Annual Energy Production (10^3kWh)	67,300	67,090	63,360	63,290
Construction Cost (10^6US$)	52.84	49.4	46.7	45.17
Economic Evaluation				
Present Value of Benefit ($10^6$$)	45.802	43.74	40.578	39.094
Present Value of Cost (10^6US$)	39.846	37.248	35.209	34.054
B-C	5.956	6.492	5.369	5.040
B/C	1.149	1.174	1.152	1.148
EIRR	11.79	12.03	11.75	11.68

Table 7.3.5 CONSTRUCTION COST OF KIKULETWA NO. 2 HYDROPOWER PROJECT

(Unit 10^3US$)

Case	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4
Installed Capacity (MW)	12.7	11.0	9.3	8.5
1. Civil Works	28,292	26,791	26,091	25,606
1-1 Preparatory Works	8,450	8,450	8,450	8,450
1-2 Dam & Intake	1,472	1,472	1,472	1,472
1-3 Headrace	12,641	11,616	11,141	10,852
1-4 Head Tank	820	820	820	820
1-5 Penstock	1,752	1,617	1,563	1,509
1-6 Powerhouse	2,157	1,816	1,645	1,503
1-7 Miscellaneous Works	1,000	1,000	1,000	1,000
2. Hydraulic Equipment	2,657	2,505	2,273	2,000
3. Electromechanical Facilities	11,920	10,730	9,430	8,930
4. Transmission Line & Substation	800	800	800	800
5. Total Cost (1+2+3+4)	43,669	40,826	38,594	37,336
6. Engineering & Administration (5 x 10%)	4,367	4,083	3,860	3,728
7. Physical Contingency (5+6) x 10%	4,804	4,491	4,246	4,106
Grand Total (5+6+7)	52,840	49,400	46,700	45,170

Table 7.3.6 CALCULATION OF BENEFIT/COST RATIO
KIKULETWA NO. 2 HYDROPOWER PROJECT

Item	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4
Firm capacity (MW)	12.7	11	9.3	8.5
Energy generation (GWh)	67.3	67.09	64.5	63.29
Investment cost:				
Power station (10^6US$)	52.04	48.6	45.9	44.37
Transmission line (10^6US$)	0.8	0.8	0.8	0.8
Cost of alternative diesel power plant (US$/kw)	950	950	950	950
Diesel oil price (US$/barrel)	42.94	42.94	42.94	42.94
Lubrication price (US$/kg)	2.433	2.433	2.433	2.433
Calculation of Benefit/Cost ratio at 10% discount rate:				
- Investment cost	10.691	9.260	7.829	7.155
- O and M cost	3.986	3.452	2.919	2.668
- Fuel cost	31.125	31.028	29.830	29.271
Total (B)	45.802	43.740	40.578	39.094
Cost of the project (10^6US$)				
- Investment cost	34.354	32.112	30.353	29.356
- O and M cost	5.492	5.136	4.856	4.698
Total (C)	39.846	37.248	35.209	34.054
	5.956	6.492	5.369	5.040
Benefit/Cost Ratio:(B)/(C)	1.149	1.174	1.152	1.148
EIRR (%)	11.79	12.03	11.75	11.68

Fig. 7.2.1. CALCULATION PROCEDURE OF SUPPLY CAPACITY AND ENERGY PRODUCTION

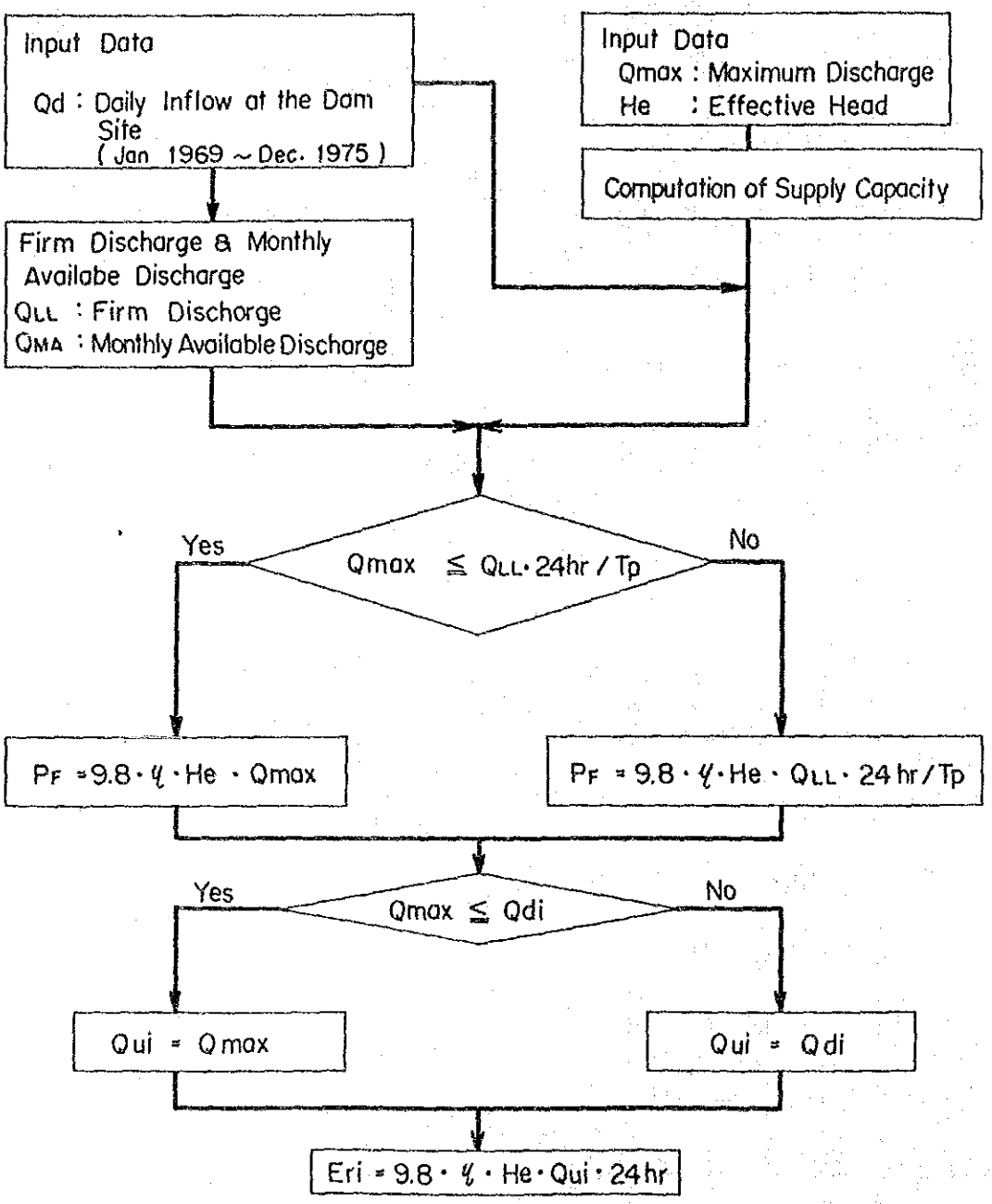


Fig. 7.3.1. STUDY FOR OPTIMUM DEVELOPMENT SCALE
KIKULETWA No.1 PROJECT
(MAXIMUM DISCHARGE)

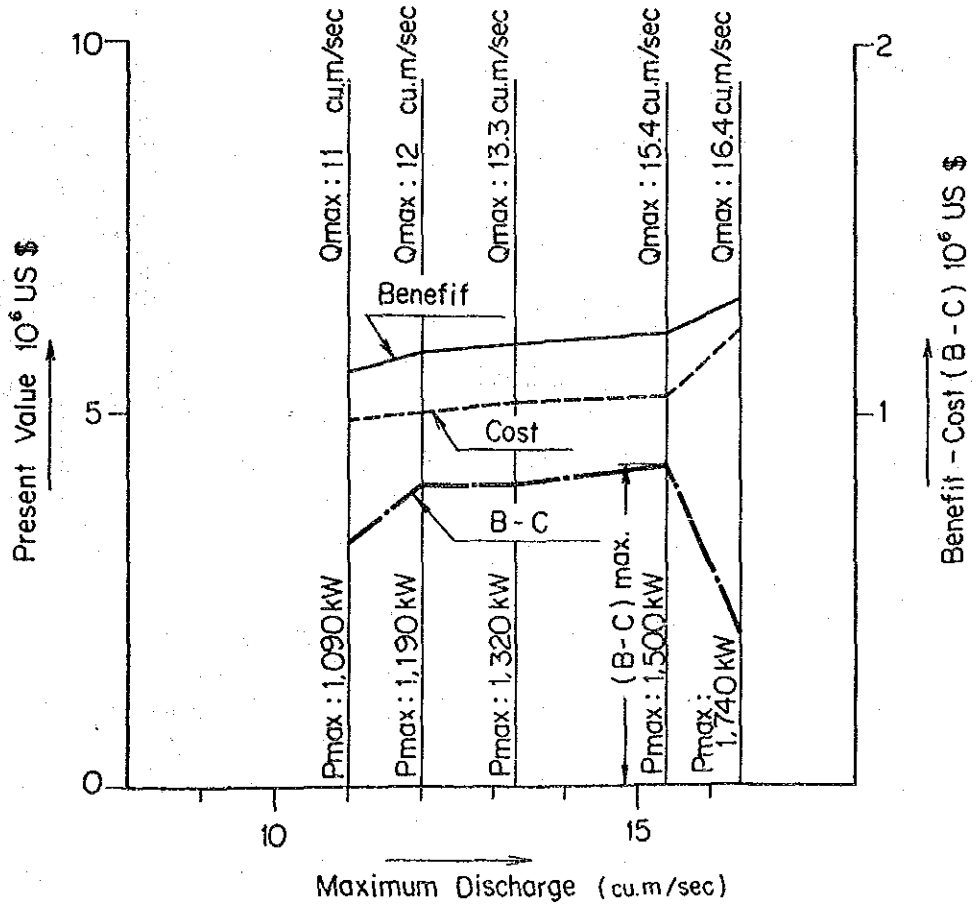


Fig. 7.3.2. STUDY FOR OPTIMUM DEVELOPMENT SCALE
KIKULETWA No. 2 PROJECT
(MAXIMUM DISCHARGE)

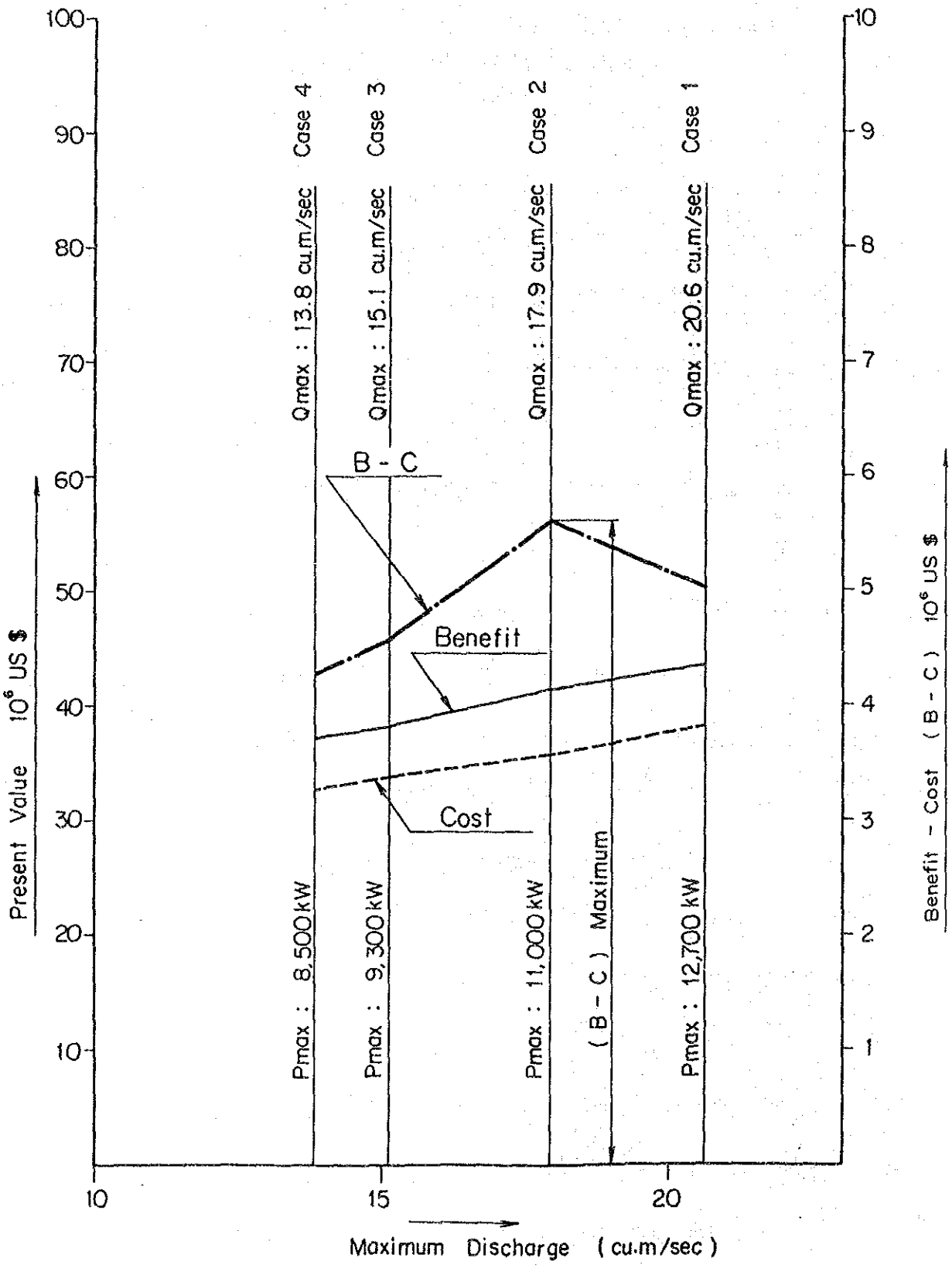
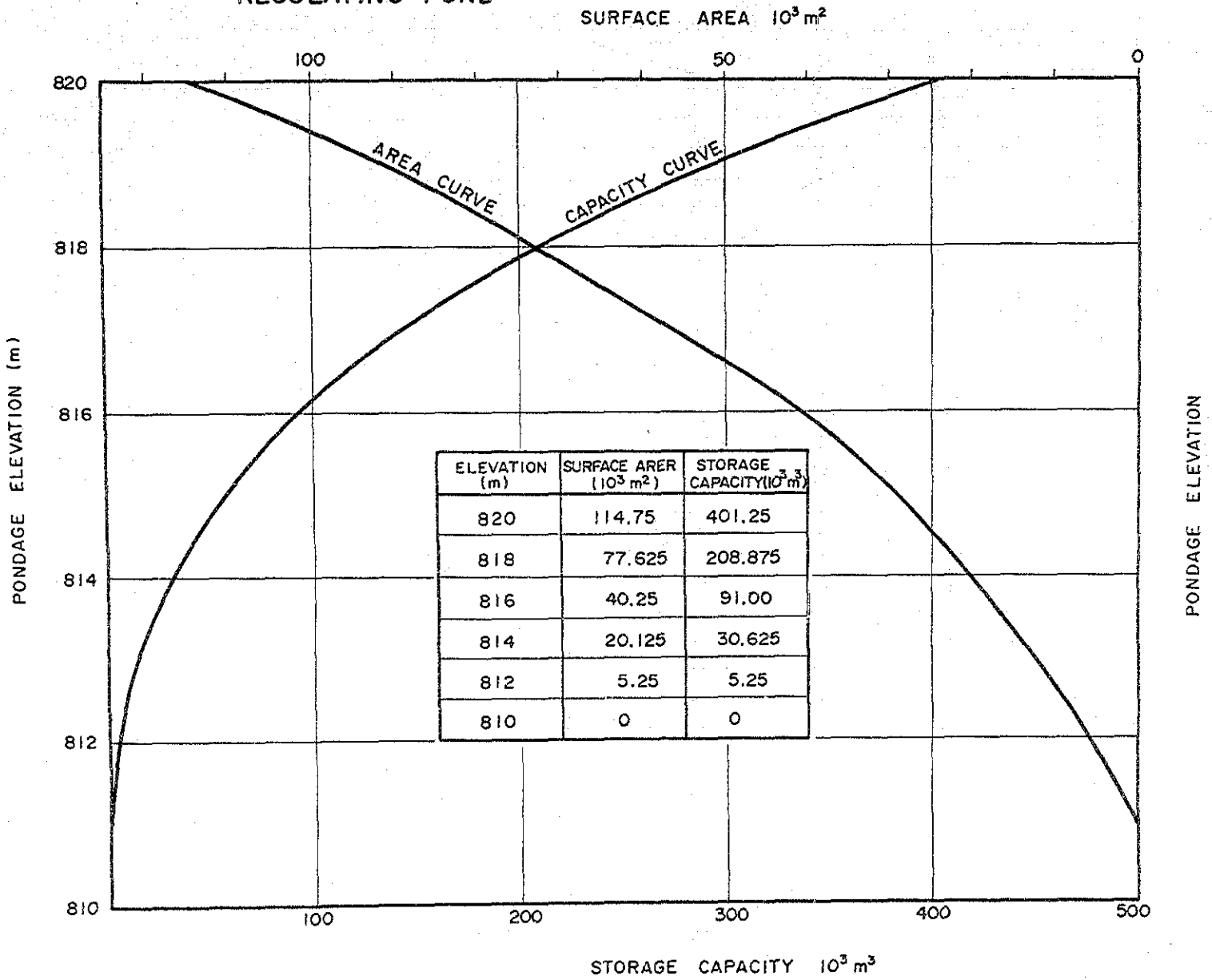


Fig. 7·3·3 STORAGE CAPACITY AND SURFACE AREA CURVE OF KIKULETWA NO.2 REGULATING POND



ELEVATION (m)	SURFACE ARER (10^3 m²)	STORAGE CAPACITY(10^3 m³)
820	114.75	401.25
818	77.625	208.875
816	40.25	91.00
814	20.125	30.625
812	5.25	5.25
810	0	0

Fig. 7.3.4. DAILY LOAD CURVE AT NORTHERN REGION

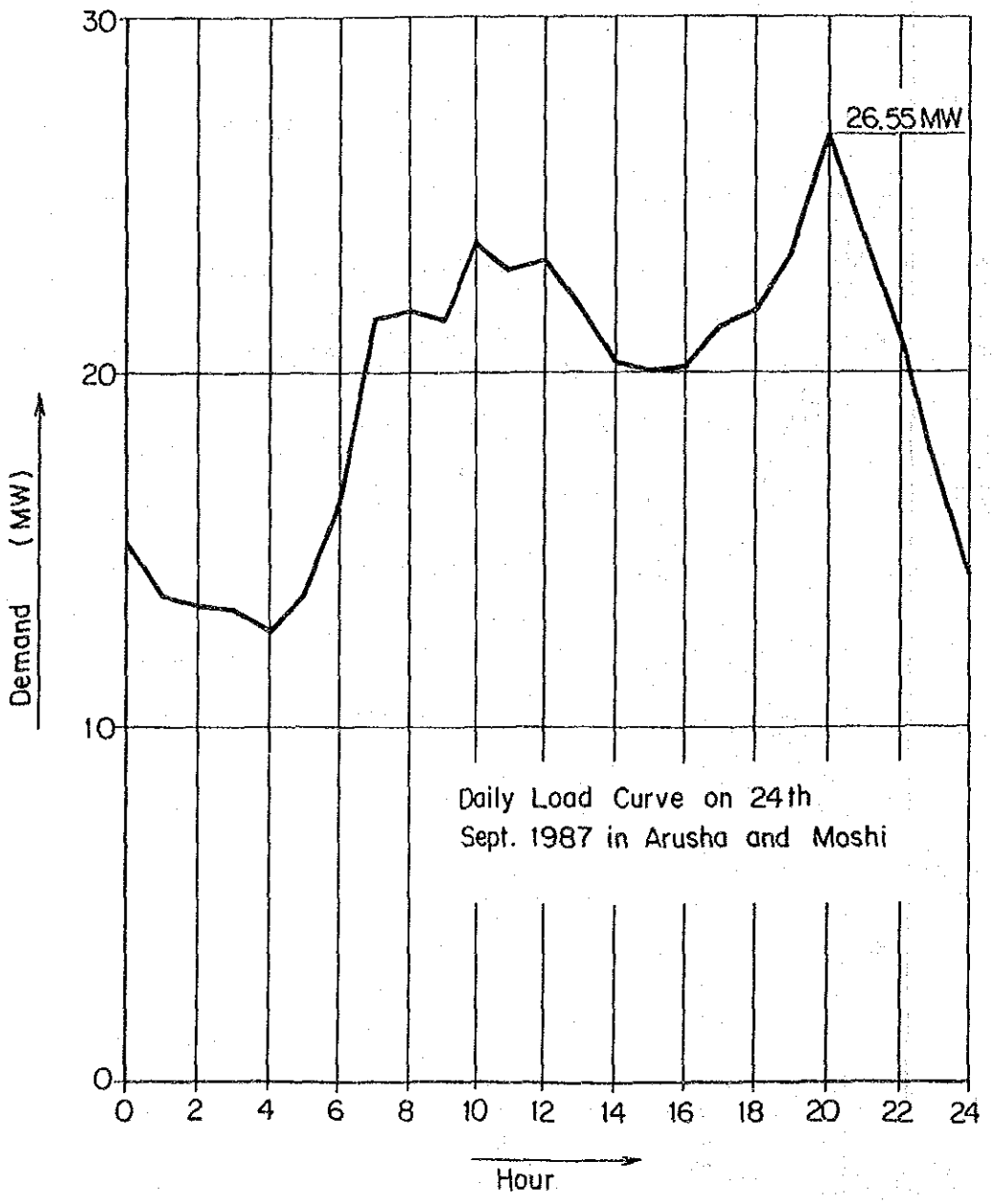
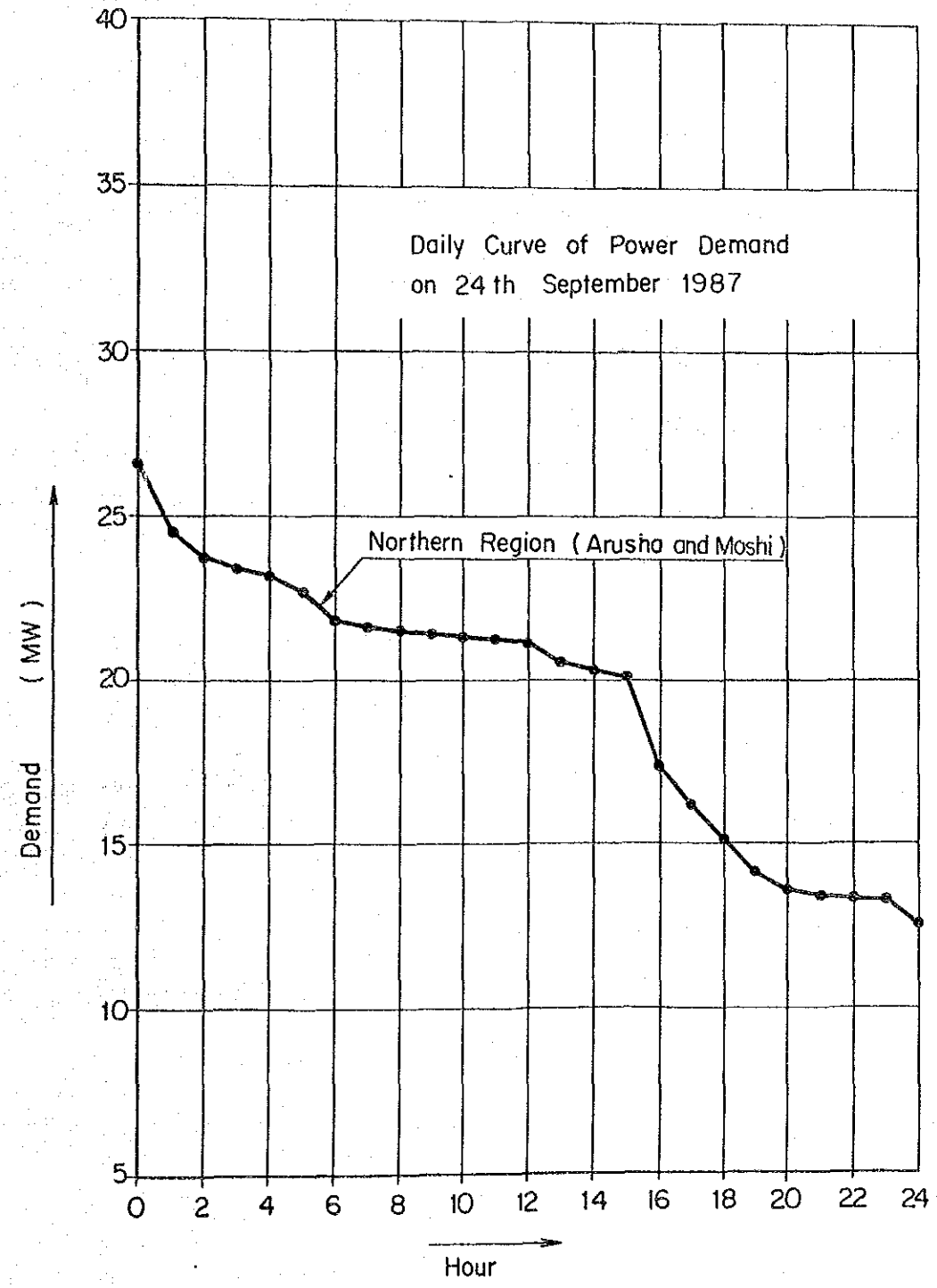
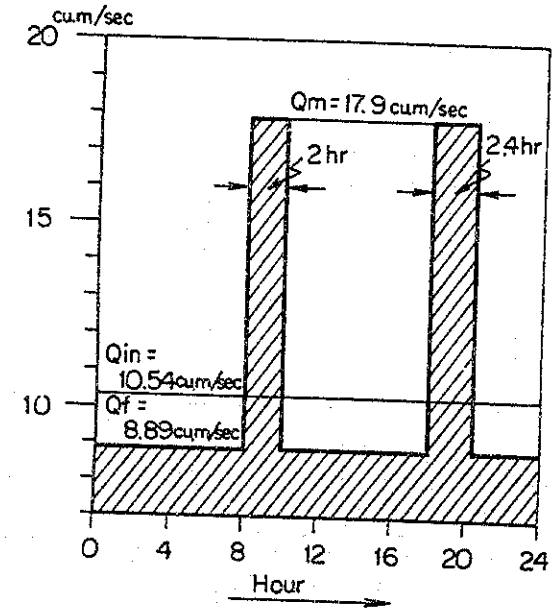
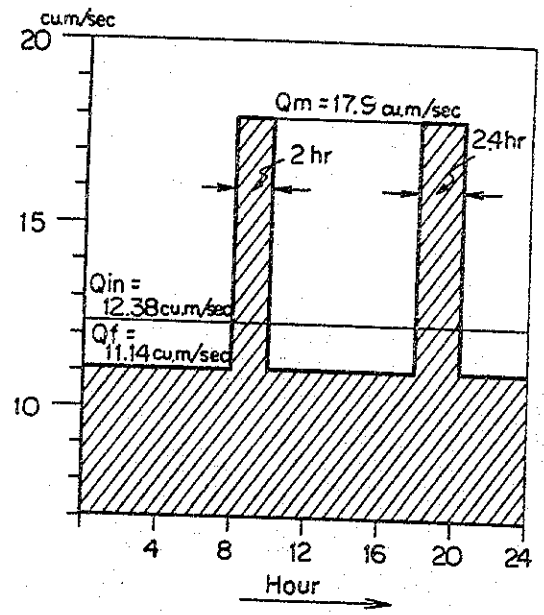


Fig. 7.3.5. TYPICAL DAILY LOAD CURVE







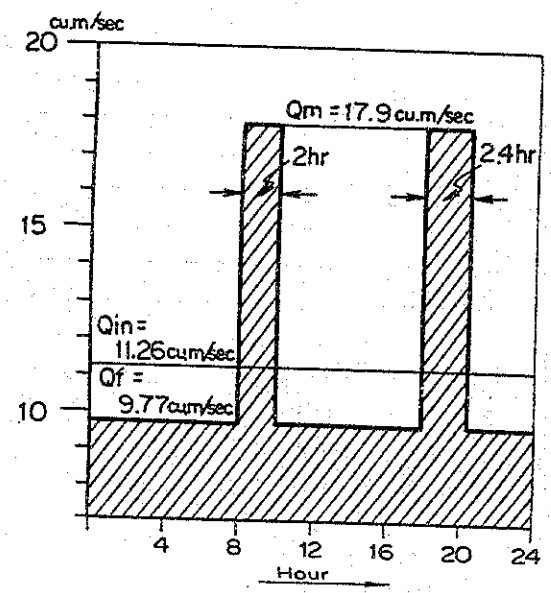


Fig. 7.3.6.

OPERATION RULE OF REGURATING PONDAGE

第8章
送電計画および系統解析

第８章　送電計画および系統解析

8.1　Kikuletwa No.1発電所（改造計画）　……　8－1

8.2　Kikuletwa No.2発電所　……　8－1

8.3　系統解析　……　8－2

8.4　系統解析結果　……　8－3

第８章　送電計画および系統解析

8.1 Kikuletwa No.1発電所（改造計画）

(1) 送電方法

Kikuletwa No.1発電所の発生電力（1.5MW)は，Fig.8.1.1およびFig.8.1.2に示す既設33kV送電線を利用して Kiyungi変電所へ送電される。

(2) 送電線設備

既設送電線の概要は以下のとおりである。

区　　間：Kikuletwa No.1発電所～Kiyungi変電所（15km）

送電々圧　：33kV

回　線　数：1

電線サイズ：ＨＤＣＣ　0.1sq.in（65mm²相当）

送電容量　：310A（17MW／CCT 相当，周囲温度40℃）

既設33kV送電線を利用するに当っては，同送電線の木柱の一部を建替えるか，または補強を行い，設備の信頼度を向上させるための対策を講じる必要がある。

8.2 Kikuletwa No.2発電所

(1) 送電方法

Kikuletwa No.2発電所の発生電力（11MW）は，33kV送電線２回線を新設しKiyungi変電所へ送電される（Fig.8.1.1およびFig.8.1.2参照）。

(2) 送電線設備

新設する送電線の概要は以下のとおりである。

区　　間：Kikuletwa No.1発電所～Kiyungi変電所（14km）

送電々圧　：33kV

回　線　数：2

電線サイズ：Wolf（ACSR 160mm²　相当）

送電容量　：460A（25MW／CCT 相当，周囲温度40℃）

本送電線は1回線でも充分な送電能力を有するが，次の理由により2回線とする。

- 系統の供給信頼度を上げる
- Arusha-Kilimanjaro地域の電圧維持能力を高める

8.3 系統解析

(1) 解析テーマ

新規電源とその送電線計画に伴い，電力系統の諸特性を検証するために系統解析を実施した。解析テーマは以下のとおりである。

- Kikuletwa No.1発電所の改造およびNo.2発電所の開発に伴う電力系統の改善効果
- Kikuletwa No.2発電所の送電方法
- 上記事項を検討するための電力潮流および電圧計算
- 開閉機器の仕様を決めるための短絡電流計算

(2) 系統計算の条件

系統解析のための種々の計算条件を以下のとおりに設定した。

(i) 計算の対象年度と計算項目

発電所および送電線の拡張計画と，これらに必要な系統計算項目をTable 8.3.1に示す。

(ii) 計算の対象範囲

本計算の対象とした電力系統の範囲は連系々統のChalinze変電所から Njiro変電所迄の 132kV，66kVおよび33kV系統である。計算の対象となる電力系統のインピーダンスをFig.8.3.1に示す。