

Nairobi Regionは最大の電力消費地であり、全国の総電力量の54-60%を消費している。なかでも、この地域の最大の消費グループである大工業・商業需要のGroup-2は、1987/88年度には、地域の電力量の55%を消費している。

Coast Regionはケニア第2の電力消費地であり総電力量の23%を消費している。特に、この地域のGroup-1の1979-1987/88年の期間の消費電力の年平均伸び率は8%以上に達している。

Rift Valley Region, Western Region, Mt. Kenya Regionは電力消費量の面からは発展途上中の地域であり、Nairobi, Coast Regionに比し高い伸び率を示している。これ等の地域の消費電力量は政府の地方電化促進政策の下で将来共成長を続けるであろう。

ケニアの一人当たり年間電力消費量は1979年度には91.95kWh、1984年度90.48kWh、1985年度96.41kWhであった。この消費電力量は1979年の人口統計を基に1984年、1985年の人口を推定して求めたものである。

1985年度のケニアの96kWhの消費電力量は、他のアフリカ諸国の電力消費量に比べて少ないが、同年度の東アフリカ地域の国、エチオピアの15kWh、スーダンの46kWh、タンザニアの35kWh マラウイの55kWhより多い。

4.4.3 電化率

本調査中に最新データは入手不可能であったが、ケニアの世帯数を基にした電化率は1983年には4.1%であった。この記録はJICAの“Feasibility Study Report Sondu River Multipurpose Development Project”に比べられている値で、Nairobi Regionは6.8%、Coast Region 11.3%、Western Region 1.5%、Rift Valley Region 6.0%、Mt. Kenya 1.3%となっている。

4.4.4 負荷の状況

ケニアの電力の負荷状態を図4.4に示してあるが、特徴としては下記の通りである。

- (a) 全国的にも地域的にも電力需要の季節変動は著しくない。
- (b) 全国的にも、またWestern RegionのLessos変電所の供給地域に於ても一日の最大負荷は午後8-9時頃に発生している。
- (c) 全国的には、日曜日と週日の電力負荷状態に差が見られるが、Lessos変電所供給地域に於いては、Group-2の負荷が75%を占めているにも拘わらず休日と週日の負荷に余り差が現れていない。
- (d) 年負荷率は68.4%と算定されている。

4.4.5 需要家数

各地域・各需要グループの需要家数の増加は下表の通りである。

地域	グループ	1980	1985	1989	年平均増加率 (%)
<u>Nairobi</u>	Group-1	61,148	82,541	129,507	9.23
	Group-2	687	922	1,156	6.31
	Group-3	77	797	1,023	4.27
	Total	62,552	84,260	131,686	9.15
<u>Coast</u>	Group-1	31,935	38,405	44,559	4.00
	Group-2	244	288	345	4.16
	Group-3	91	53	54	-
	Total	32,270	38,746	44,958	3.98
<u>Rift valley</u>	Group-1	9,398	12,150	15,411	5.99
	Group-2	116	169	251	9.51
	Group-3	50	48	41	-
	Total	9,564	12,367	15,703	6.01
<u>Western</u>	Group-1	15,957	20,781	25,397	5.62
	Group-2	149	209	246	6.08
	Group-3	21	25	19	-
	Total	16,127	21,015	25,662	5.62
<u>Mt. Kenya</u>	Group-1	3,191	11,925	16,335	21.18
	Group-2	65	95	124	7.89
	Group-3	28	27	29	-
	Total	3,284	12,047	16,488	20.90
<u>R. E. F</u>	Group-1	1,427	6,045	15,046	31.95
	Group-2	7	26	65	29.98
	Group-3	0	1	3	-
	Total	1,434	6,072	15,132	31.95
<u>合計</u>	Group-1	123,056	171,847	246,273	8.50
	Group-2	1,268	1,709	2,187	6.62
	Group-3	907	951	1,169	3.03
	Total	125,231	174,504	249,629	8.45

Group-1 の需要家数は全需要家数の99%を占めている。Nairobi Regionの需要家数は全ての需要グループで50%以上のシェアを有している。

1980年以降、需要家数は全国的な統計では8.45%の伸びを示している。一方、Mt. Kenya Region の伸び率はそれよりも高く20.9%である。R. E. F(地方電化促進基金) による需要家数の急速な伸びもまた注目すべき点である。このような伸びはケニア政府の地方電化政策が着実に実施されていることを証明している。

4.4.6 電力料金

現行電力料金は1991年に改訂されたものであり、その概要は下記の通りである。

- (a) Method-Ao: (i) 固定料金: 30 Ksh./月
 - (ii) ・最初の 50kWhに対して69cents/kWh
 - ・次の 50kWhに対して119cents/kWh
 - ・次の 200kWhに対して151cents/kWh
 - ・これ以降の使用電力量 7,000kWh まで 200cents/kWh
- (b) Method-A1: (i) 固定料金: 45 Ksh./月
 - (ii) 使用量に対し 179cents/kWh
- (c) Method-Bo: (i) 固定料金: 120 Ksh./月
 - (ii) 使用量に対し 144cents/kWh
- (d) Method-B1: (i) 固定料金: 120Ksh./月
 - (ii) 使用量に対し 161cents/kWh
 - (iii) 需要電力に対し 50 Ksh./月
- (e) Method-B2: (i) 固定料金: 720 Ksh./月
 - (ii) 使用量に対し 157cents/kWh
 - (iii) 需要電力に対し 45 Ksh./月
- (f) Method-B3: (i) 固定料金: 3,280Ksh./月
 - (ii) 使用量に対し 150cents/kWh
 - (iii) 需要電力に対し 40 Ksh./月
- (g) Method-C1: (i) 固定料金: 120 Ksh./月
 - (ii) 使用量に対し 148cents/kWh
 - (iii) 需要電力に対し 50 Ksh./月
- (h) Method-C2: (i) 固定料金: 720 Ksh./月
 - (ii) 使用量に対し 143ksh./kWh
 - (iii) 需要電力に対し 45 Ksh./月
- (i) Method-C3: (i) 固定料金: 3,280Ksh./月
 - (ii) 使用量に対し 137cents/kWh
 - (iii) 需要電力に対し 40 Ksh./月
- (j) Method-Do: (i) 固定料金: 50 Ksh./月
 - (ii) 使用量に対し 143cents/kWh
- (k) Method-E: (i) 固定料金: 65 Ksh./端子
 - (ii) 使用量に対し 178cents/kWh

4.5 電力需要予測

4.5.1 序 章

Acres International Limited (Acres) は、1987年に“Kenya National Power Development Plan, 1986-2006”のなかでケニアの電力需要予測を行った。この予測は1989年12月に提出された Ewbank Preece Limited (EPL)のフィージビリティ・スタディ“A Geothermal Power Station at North East Olkaria”の中で修正された。本報告書はこれ等需要予測を同国の最新の電力データを反映させながら再検討の上改訂することになる。

この検討は前節4.4.2に述べた需要家グループ別; Group-1, Group-2, Group-3に各地域毎、および全国系統について行った。更に、送配電電力損失、運転・保守に必要な電力量を加えた系統の全需要電力量も予測する。

4.5.2 需要予測のベース

(a) 予測方法

Acres は短期的な地域別詳細分析と総販売電力に対しての経済モデルの適用の組合せによって電力需要予測を実施している。本報告書における需要予測検討はこの Acresの予測法に準じて行った。ケニアの過去の需要の伸びについては前節4.4において地域別および需要種別に検討したが、需要予測も1987/88年までのこれ等の実績値に基づいて地域別・需要家グループ別に検討した。

(b) 需要成長のシナリオ

予測見直しに際しては、Median, Low, High の3種類の成長シナリオを想定した。各シナリオの背景は次の通りである。

Median growth(標準成長)は「新投資資本の効率的な運用と農業・工業部門が過去の実績以上の成長によりケニア経済が改善するであろう」との見通しの上に立っている。この予測は幾分高めな値になるが、電力系統の開発計画に妥当な値を与えるものとなる。

Low growth(低成長)「1979年以來のケニアの電力の伸びがある程度の裕度を以て継続する」との想定に基づく。このシナリオによる需要予測値は電力販売に低めの値を与えるが電力経営の財務分析と電力料金の検討に利用される。

High growth(高成長)は「ケニアの国家経済開発計画が全国的に実現する」という想定に基づいている。このシナリオは高成長値となり、現状下における電力需要の伸びの上限を示すことになる。

(c) 地域および全国の需要予測

地域毎の電力需要の予測はその地域の各需要家グループ別について行った。最大需要電力は地域の年平均負荷率と年間電力需要予測値から算定された。この負荷率はMedian, Low High growthの3シナリオに共通して適用された。

この様にして求められた各地域の予測値の合計が系統全体の需要予測値となる。一方、国全体としての必要発電電力量は、この販売電力需要予測値に送配電網で消費される電力損失と発電所の運転・保守に必要な電力量を加えて求められた。

この需要予測に用いられた送配電網電力損失と発電所に於ける必要電力は過去の実績値からそれぞれ、総販売電力量の16.2%、総販売電力量と送配電網損失電力量の合計の1.4%として算定された。

4.5.3 需要予測の結果

3シナリオに対する需要予測値は表4.9、4.10、4.11に詳細に纏めてあるが下記はそれ等の抜粋である。

(a) Median growth 予測

	1987/88	1989/90	1995/96	2000/01	2005/06	2014/15	年間平均伸率
<u>電力量 (GWh)</u>							(87/88-14/15)
Nairobi	1,303.1	1,423.5	1,845.9	2,312.2	2,879.9	4,263.9	4.49%
Coast	543.8	610.5	785.8	964.4	1,178.2	1,673.3	4.25%
Rift Valley	136.7	160.3	214.3	276.1	355.4	558.8	5.35%
Western	345.5	394.1	593.7	846.7	1,199.4	2,205.7	7.11%
Mt. Kenya	104.3	111.8	188.5	298.9	472.9	1,066.1	8.99%
合 計	2,433.4	2,700.4	3,628.2	4,698.3	6,085.7	9,767.8	5.28
<u>最大電力 (MW)</u>							(87/88-14/15)
Nairobi	231.0	270.8	351.2	439.9	547.9	811.2	4.76%
Coast	107.0	108.9	140.2	172.0	210.2	298.5	3.87%
Rift Valley	30.0	36.6	48.9	63.0	81.1	127.6	5.51%
Western	79.0	86.5	130.3	185.9	263.3	484.2	6.95%
Mt. Kenya	22.0	28.4	47.8	75.8	120.0	270.5	9.74%
合 計	469.0	531.2	718.4	936.7	1,222.5	1,992.0	5.50
<u>系統総需要 (GWh)</u>							
送配電損失	-	437.5	587.8	761.1	985.9	1,582.4	-
所内電力	-	43.9	59.0	76.4	99.0	158.9	-
必要発電 電力量	-	3,181.8	4,275.0	5,535.8	7,170.6	11,509.1	5.28%

(b) Low growth予測

	1987/88	1989/90	1995/96	2000/01	2005/06	2014/15	年間平均伸率
電力量 (GWh)							(87/88-14/15)
Nairobi	1,303.1	1,414.0	1,774.8	2,163.3	2,626.8	3,693.8	3.93%
Coast	543.8	606.9	746.4	1,893.0	1,066.8	1,459.4	3.72%
Rift Valley	136.7	159.3	206.0	258.1	324.5	490.2	4.84%
Western	345.5	389.8	553.2	1,750.4	1,014.2	1,718.2	6.12%
Mt. Kenya	104.3	110.3	174.1	260.4	389.3	2,787.7	7.78%
合 計	2,433.4	2,680.3	3,454.5	4,325.3	5,421.6	8,149.3	4.60%
最大電力 (MW)							(87/88-14/15)
Nairobi	231.0	269.0	337.7	411.6	499.8	702.8	4.12%
Coast	107.0	108.3	133.1	159.3	190.3	260.3	3.34%
Rift Valley	30.0	36.4	47.0	58.9	74.1	111.9	5.00%
Western	79.0	85.6	121.4	164.7	222.7	377.2	5.96%
Mt. Kenya	22.0	28.0	44.2	66.1	98.8	199.8	8.51%
合 計	469.0	527.2	683.5	860.6	1,085.5	1,652.0	4.77%
系統総需要 (GWh)							
送配電損失	-	434.2	559.6	700.7	878.3	1,320.2	-
所内電力	-	43.6	56.2	70.4	88.2	132.6	-
必要発電 電力量	-	3,158.1	4,070.4	5,096.3	6,388.1	9,602.0	4.56%

(c) High growth 予測

	1987/88	1989/90	1995/96	2000/01	2005/06	2014/15	年間平均伸率
電力量 (GWh)							(87/88-14/15)
Nairobi	1,303.1	1,426.9	1,913.0	2,463.5	3,148.0	4,863.3	5.00%
Coast	543.8	618.4	848.1	1,094.9	1,399.2	2,144.3	5.21%
Rift Valley	136.7	162.3	232.0	315.2	425.7	723.5	6.37%
Western	345.5	403.1	682.4	1,072.7	1,674.9	3,655.7	9.13%
Mt. Kenya	104.3	114.7	220.8	395.0	707.0	2,005.9	11.57%
合計	2,433.4	2,725.3	3,896.3	5,341.3	7,354.7	13,392.7	6.52
最大電力 (MW)							(87/88-14/15)
Nairobi	231.0	271.5	364.0	468.7	598.9	925.3	5.27%
Coast	107.0	110.3	151.3	195.3	249.6	382.5	4.83%
Rift Valley	30.0	37.1	53.0	72.0	97.2	165.2	6.52%
Western	79.0	88.5	149.8	235.5	367.7	802.5	8.97%
Mt. Kenya	22.0	29.1	56.0	100.2	179.4	508.8	12.34%
合計	469.0	536.4	774.0	1,071.6	1,492.7	2,784.3	6.82
系統総需要 (GWh)							
送配電損失	-	441.5	631.2	865.3	1,191.5	2,169.6	-
所内電力	-	44.3	63.4	86.9	119.6	217.9	-
必要発電 電力量	-	3,211.2	4,590.9	6,293.4	8,665.9	15,780.2	6.55%

Median growth 予測の結果は次の通りである。

- (1) 1979-1988年の伸び率6.63%に比し、1987/88-2014/15年の期間の全系統の電力量の伸びは年平均5.3%、最大電力の伸びは5.5%であり安定した成長を持続する。
- (2) この需要を充たすためには発電電力量を年平均5.3%で増設する必要がある。
- (3) 過去の実績値とは逆に系統全体のGroup-2の消費電力はGroup-1のそれよりも高い率で成長する。

(4) Group-3 の需要の伸びは過去の傾向と同様に停滞気味である。

(5) 地方電化の促進により Western および Mt. Kenya Region は依然高い需要増を継続する。特に、Western Region の電力量需要は 2005/06 年に Coast Region の需要を追抜くことになる。

(6) 必要な発電電力量は、1995/96 年には 4,275.06GWh、2000/01 年には 5,535.8GWh、2005/06 年には 7,170.66GWh、2014/15 年には 11,509.1GWh に達する。

2014/15 年までの系統全体の需要電力量の年平均伸び率予測は、Median Growth で 5.28%、Low Growth で 4.60%、High Growth で 6.52%、最大電力の伸び率は Median Growth では殆ど同じ予測値であり、Low Growth で 4.77% と予測されている。これ等の予測値を Ewbank の予測値と比較すると、2005/06 年度にて Median、High Growth では殆ど同じ予測値であり、Low Growth ではこの報告書の予測値が 3% 高い値を算出した。各シナリオに対する予測値は図 4.5、4.6、4.7 にグラフで表示してある。

4.6 プロジェクトの送電計画

4.6.1 序 章

本プロジェクトに先行して完成する予定の Sondu/Miriu 水力発電所と、この Magwagwa 水力発電所の合計出力は 180MW となろう。計画地域は現在 Lessos-Muhoroni 間の送電線によって電力供給をうけているが、その最大電力は 2013/14 年頃には両発電所の最大出力に相当する 180MW に達するものと予測される。地域需要が両発電所の最大出力に達するまでは、その余剰電力を既設の Muhoroni 開閉所および Lessos 変電所を通して全国系統の他の地域に供給されることになる（図 4.1 参照）。

計画地域に建設される送電線は、Sondu/Miriu、Magwagwa 両発電所の電力を安定して地域内に供給するように計画されなければならない。そのために既設 Kisumu 変電所—既設 Muhoroni 開閉所—既設 Chemosit 変電所—Magwagwa 発電所—Sondu/Miriu 発電所—Kisumu 変電所の環状送電網の建設が推奨される。既設 Muhoroni-Lessos 132kV 送電線は、ACSR Wolf 1 回線であるが、開発直後の計画地域の余剰電力を Lessos 変電所へ送電するにも、将来、地域の需要が増加した際の Lessos 変電所からの逆送電にも容量が十分でないだろう。従って、この Lessos-Muhoroni 区間には新たに 1 回線の増設が必要となろう。また、Lessos/Miriu-Kisumu 送電線、Sondu/Miriu-Magwagwa 送電線、Magwagwa-Chemosit 送電線に支障が生じた際にも電力を安定して地域需要に供給できるよう、また余剰電力を効率的に Lessos 変電所に送電可能にするべく Magwagwa-Muhoroni 間にも送電線を新設することも推奨される。

4.6.2 送電電圧

1989年の計画地域への電力供給源であるLessos-Muhoroni間送電線の最大電力は34 MWに達した。この最大需要を基に前節4.5で検討したWestern Regionの需要の伸びを考慮すれば計画地域の最大需要は下表の値になるものと予測される。下表には地域の予測最大需要とSondur/Miriu(60MW)およびMagwagwa(120MW)の供給容量とのバランスも併記してある。

	地域最大需要電力(Median)(MW)			両発電所の 合計出力(MW)	Lessos-Muhoroni間最大出力	
	Kisumu	Chemosit	Total		Lessos -Muhoroni	Muhoroni -Lessos
1989/90	18.5	15.2	33.7	-	33.7	-
90/91	19.8	16.2	36.0	-	36.0	-
91/92	21.1	17.4	38.5	-	38.5	-
92/93	22.6	18.6	41.2	-	41.2	-
93/94	24.2	19.9	44.1	-	44.1	-
94/95	26.0	21.4	47.4	-	47.4	-
95/96	27.9	22.9	50.8	-	50.8	-
96/97	29.9	24.6	54.5	60.0	-	5.5
97/98	32.1	26.4	58.5	60.0	-	1.5
98/99	34.4	28.3	62.7	60.0	2.7	-
99/00	37.0	30.4	67.4	60.0	7.4	-
2000/01	39.7	32.7	72.4	60.0	12.4	-
01/02	42.7	35.1	77.8	60.0	17.8	-
02/03	45.9	37.7	83.6	180.0	-	96.4
03/04	49.2	40.4	89.6	180.0	-	90.4
04/05	52.6	43.2	95.8	180.0	-	84.2
05/06	56.3	46.3	102.6	180.0	-	77.4
06/07	60.2	49.5	109.7	180.0	-	70.3
07/08	64.5	53.0	117.5	180.0	-	62.5
08/09	69.0	56.7	125.7	180.0	-	54.3
09/10	73.8	60.6	134.4	180.0	-	45.6
10/11	79.0	64.9	143.9	180.0	-	36.1
11/12	84.5	69.4	153.9	180.0	-	26.1
12/13	90.4	74.3	164.7	180.0	-	15.3
13/14	96.7	79.5	176.2	180.0	-	3.8
14/15	103.5	85.1	188.6	180.0	8.6	-

2013/14年までは地域内の最大電力が両発電所の合計出力に達しない故、その余剰電力は既設 Lessos 変電所を通じて全国系統に供給されることになる。2014/15年以降の計画地域内の不足電力は逆に全国系統から Lessos 変電所を通じて供給されることになる。

現在のケニアの基幹送電系統電圧は220kV, 132kV, 66kVであるが、66kVは主に Nairobi Regionにて使用されているだけである。Western Regionに於いては、1990/91年のTurkwel 発電所 (220kV)の完成までは、132kV が最高電圧である。従って、Magwagwa発電所計画プロジェクトでは132kV または 220kVのいずれかの電圧を用いることになる。

Sondu/Miriu-Kisumu送電線の仕様は技術および経済上の検討の結果、132kV, 1回線が採用されている。Magwagwaプロジェクトにおいても既設電力設備の有効利用、先に完成するSondu/Miriu 計画の設備との関連から132kV が採用されることになろう。

4.6.3 送電線ルートの選定

Magwagwaプロジェクトの進捗報告書(1) に述べた本プロジェクトの送電線ルートは、Sondu/Miriu プロジェクトで建設される予定の送電系統に応じて下記の計画に変更されることになる。尚、Sondu/Miriu プロジェクトの送電線は、同発電所から既設Kisumu変電所間に建設されることになっている。

(a) Sondu/Miriu, Magwagwa 両発電所の間には132kV 送電線を新設する。これは両発電所間の電力融通を便にすると共に、Magwagwaの電力をこのSondu/Miriu-Kisumu送電線に供給することをも計るものである。

(b) Magwagwa発電所と既設Chemosit変電所間に132kV 送電線を新設する。

上記2送電線の新設と既設送電線によりプロジェクト地域内にMagwagwa-Sondu/Miriu-Kisumu-Muhoroni-Chemosit-Magwagwaのルートによる環状送電系統が形成されることになる。この環状送電系統は両発電所からの弾力的な電力供給に寄与することになる。

(c) Magwagwa発電所と既設Muhoroni開閉所間に 132kV送電線を新設する。これは余剰電力をLessos系統へ送電すると共にMagwagwa-Sondu/Miriu送電線または、Magwagwa-Chemosit送電線に重大な事故が発生した際の代替送電線の役割も担うことになる。

(d) Muhoroni開閉所とLessos変電所間に 132kV送電線を新設する。これは、プロジェクト地域の余剰電力のLessos変電所への送電、およびプロジェクト地域の需要が両発電所の出力180MW を超えた際のLessos変電所からプロジェクト地域への電力供給に使用される。

この送電線の必要性はMagwagwaプロジェクトの詳細設計段階にその時点でのKisumuとChemosit発電所の電力需要を再度検討の上決められることになる。上記各送電線の計画ルートは図4.8に示してあるが、概要は下記の通りである。

(1) Magwagwa-Sondu/Miriu送電線

計画ルートはこの区間での最短距離上(22km)にある。ルートは、発電所からSondu川を横断した後 Nyakach村へ直線に向う。この区間には工事に使用できる道路が数本既存する故、建設工事・保守作業にも不便はない。

Nyakach村とSondu/Miriu発電所間は既存の自動車道路に沿ってルートが選定されている。この送電線の用地内の立退き家屋は数軒のみである。ルート沿いの地盤は鉄塔基礎に十分な強度を有していると思われる。また、冠水地帯は全くない。

(2) Magwagwa-Chemosit 送電線

送電線ルートは可能な限りMagwagwa湛水地域、山岳の急斜面を回避しつつ既存の道路に接近して選定されている。但し、ルートは Mindililwet村の南の既存の橋付近で最短距離にて湛水池を横断している。横断径間長は700m程度で送電線標準設計径間の2倍である。この湛水池横断地点の選定に際しては、横断ヵ所を兩岸の高標高の位置に設け鉄塔高の低減を計るべきである。この送電線の巨長は約23kmであり地盤良好である故、特殊鉄塔基礎は不要であると推定される。

(3) Magwagwa-Muhoroni 送電線

この区間については、次の3案が検討された。

- (a) 発電所-Muhoroni開閉所間を直線で結ぶ30kmの最短ルート(代案-1)。このルート沿いには自動車道路が全くない。
- (b) 全長32kmのルートであるが、Muhoroni開閉所付近15kmは自動車道路(乾期のみ)沿いに選定されている。残りの17kmは湿地帯を回避しつつ緩やかな山岳地を通過する。この山岳地には未完成ながらも自動車道路が存在する(代案-2)。
- (c) 全ルート35kmが自動車道路(全天候および乾期のみ)に並行して選定されている(代案-3)。しかしながら、このルート沿いには、多数の立ち退き家屋が存立し、その上架空電話線が並行している。

種々検討の結果、この区間の送電線としては環境、送電線から電話線への誘導障害、立ち退き家屋の補償・土地買収の難易、建設工事・保守作業の難易等を総合的に考慮して代案-2のルートが最適であると判断された。

(4) Muhoroni-Lessos 送電線

建設工事・保守作業の便宜、送電線用地取得の難易を考慮して既設 132kV送電線に並行したルートが妥当である。総亘長は約60kmである。

4.6.4 変電所

(1) Chemosit変電所

この変電所にはMagwagwa発電所からの新設送電線接続のための開閉装置の新設が必要である。Magwagwaプロジェクト開発時のChemosit変電所の変圧器設備容量にもよるが、追加変圧器の有無を検討する必要がある。既設変電所用地・既設変電所建屋のスペースは新開閉装置の増設に十分である。

(2) Muhoroni開閉所

この開閉所はSondul/Miriu プロジェクト開発時に大幅に拡張されることになっている。この改造時にMagwagwa発電所からの 132kV, Lessos変電所への 132kV送電線各1回線の増設スペースを設備することになっている(図4.9参照)。

(3) Lessos変電所

既存の変電所用地に予備敷地がある故、Muhoroni開閉所からの新 132kV送電線用機器はこの敷地に据付けられることになる。しかしながら、同変電所の制御室は既設各フィードの開閉器類・制御盤等により増設のスペースがないため、プロジェクト開発時に同制御室の拡張が必要となる。

4.7 電力潮流の検討

現在、Kisumu, Chemosit変電所への電力供給はLessos変電所からの電力をMuhoroni開閉所にてLessos-Muhoroni 132kV 送電線へT分岐して実施されている。前述のようにMagwagwa発電所はSondul/Miriu 発電所、Chemosit変電所、Muhoroni開閉所に接続される上に、この系統を補強する目的でMagwagwa-Muhoroni 間に 132kV送電線を建設されることになる。これ等の送電線に適用される電線は下記のように想定される。

Magwagwa-Muhoroni-Lessos 送電線 : ACSR Lynx
 Sondu/Miriu-Magwagwa-Chemosit 送電線 : ACSR Wolf

この調査において実施する電力潮流の検討はMagwagwa発電所の投入される時期、即ち第5章で述べるごとく、2002/2003年に想定される系統について実施した。Western Regionの2002/2003年のMedian Growthの予測電力需要は下記のごとく215MWである。

Kisumu	変電所	46 MW
Chemosit	変電所	38 MW
Eldoret	変電所	47 MW
Webuye P.P.M	変電所	24 MW
Lessos	変電所	17 MW
Musaga	変電所	43 MW
合計		215 MW

Western Regionの各発電所の2002/2003年における出力は下記の通りである。

Magwagwa	変電所	120 MW
Sondu/Miriu	変電所	60 MW
Turkwel	変電所	100 MW
Owen's Falls (Uganda)	変電所	30 MW
合計		310 MW

電力潮流の検討に当たっては、負荷の力率を0.95に、機器の定数を標準値に、送電線のインピーダンスは図4.2の電圧・電線・距離により算出した。

Magwagwa発電所の運転開始後のWestern Regionの余剰電力は図4.10に示される如くRift Valley Regionに潮流する。即ち、定常状態に於いて約70MVAがLessos変電所からLanet変電所に流れる。図4.10で明らかな如く、これ等の変電所間の送電線容量は余剰電力の送電にも十分の余裕を有している。

第5章 計画の形成

5.1 序 章

前節1.2で説明したように、マグワグワ、ソンドゥ／ミリウ及びカノーの三つの計画は、ソンドゥ川及びカノー平野を総合的に開発するという意味において一つの計画と考えられる。水力及びかんがいの二開発要素がマグワグワ計画の最適開発規模検討において考慮される。

マグワグワ計画の最適開発規模はマグワグワ水力発電、ソンドゥ／ミリウ水力発電及びカノー平野のかんがい計画から得られる純便益を最大ならしめるものと定義される。

この第5章は、さらにマグワグワ水力発電計画の最適投入時期・規模の検討を、電力需要や代替火力や他の有望な水力発電計画を考慮しながら行う。

マグワグワ貯水池の最適規模及びマグワグワ水力発電所の最適投入時期・規模を求める計画の検討は三段階に分けて行われる。

第一段階は調査地点の地形・地質等を考慮しながら立案されたダム地点及び導水路に対するいくつかの代替案から最適な地点・ルートを選ぶことを検討する。

第二段階はマグワグワ、ソンドゥ／ミリウ及びカノーの三開発要素から構成されるシミュレーションモデルを構築し、マグワグワ貯水池の最適開発規模を求めることを検討する。カノーかんがい計画のかんがい面積及び作付け方法から算定された水需要が発電所の運転方法同様、マグワグワ貯水池の最適規模決定を行うシミュレーションモデルにおいて最も重要な入力要素になっている。貯水池の最適開発規模とは上述した様に純便益最大なる規模とする。マグワグワ貯水池が実現すると約700戸の世帯を移動させる必要がある。この移転問題は貯水池の開発規模決定において十分考慮する必要がある。

第三段階はマグワグワ水力発電計画の最適投入規模・時期の検討を電力・需要の伸び、投入が有望視される代替火力や他のいくつかの水力計画を考慮しながら行う。マグワグワ水力発電計画の最適投入規模・時期は、長期電力投入計画のうち最小費用となる投入計画に現れるマグワグワ計画の投入規模・年として求められる。

5.2 開発代替案

5.2.1 ダム代替案

マグワグワダムは図5.1に示される様に、ソンドゥ村の約10km上流に建設されることがソンドゥ川多目的開発計画（JICA、1985年）において提案されている。

ソンドゥ川の二大支流であるユーリス及びキプソノイ川がダム地点の約4km上流で合流し、貯水池を作るのに適した広い谷を形成している。ソンドゥ川はユーリスとキプソノイ川の合流点より約2km下流で流れの方向をほぼ直角に西から北に変えている。さらに2km流下後、マグワグワダムの建設が提案されている峡谷に入る。その後1/150の勾配をもつ河道を流下して、最終的にはビクトリア湖に流れ込んでいる（図5.2参照）。

マグワグワダム地点近傍のソンドゥ川の地形的概要は、上流域に広い谷が形成されている事、及び狭い峡谷に入った後比較的急峻な河道勾配に特徴づけられる。この事よりダム地点はダム建設費の節約及び水力発電用有効落差を出来るだけ大きくとるという観点より入峡直下点に選ぶのが最適であることを意味している。

図5.3はダム地点の位置図を示す。峡谷に入った直後の狭い範囲でダム軸を選ぶ検討は後節6.2.2でダムサイトの地形・地質を考慮しながら行われる。

5.2.2 導水路代替案

上述通り、ソンドゥ川はマグワグワダム地点の下流から急峻な勾配をもつ峡谷に入る。導水路に関して七つの代替案が図5.4に示す通り、急峻な河道勾配に加え、マグワグワ村近くで大きく曲がる河道の特徴を考慮して提案された。即ち、最適導水路の選択はマグワグワダム地点とソンドゥ川／ミリウ取水地点間の有効落差を有効に使うことにある。

代替案-1は河道沿に3,500m長の導水路を設けて水力発電を行う計画である。発電所は図5.5に示す通り、地形的特徴を利用して地上式が採用されている。

代替案-2は河道沿にさらに導水路を延長する計画であり、導水路長は6,600mである。発電所は図5.6に示される様に地下式で建設される。

代替案-3はソンドゥ村近傍で大きく左に曲がるソンドゥ川の特徴を利用する計画である。即ち、河道をショートカットすることにより相対的に短い導水路で落差を増加させる計画である(図5.4参照)。代替案-3は図5.7に示される様に8,800mの導水路と地上式発電所をもつ。

広い谷を持つリガリ川が代替案-3の発電所の直下でソンドゥ川に合流する(図5.4参照)。リガリ川を越えてさらに導水路を延長させる場合、この地形的特徴から判断して、地下式発電所となる。図5.8から5.12に示される代替案4~7はこの場合に相当する。代替案-7はマグワグワダムとソンドゥ/ミリウ計画の取水地点間の有効落差を最大限利用することを目的とした計画である。

代替案1~7の概要が表5.1に示される。各々の代替案は55MWから135MWの設備容量をもつ。夜間に電力需要のピーク(68%)を持つ高い電力負荷率や系統内における水力発生所の高い負担率を考慮して設備容量の算定には8時間ピーク運転が仮定されている。詳細の最適設備要領の決定は後節5.4において検討されている。

導水路の最適代替案を選択する比較検討は次の条件のもとに行われた。

- (1) 純便益が最大となる代替案を最適案とした。経済的内部収益率(EIRR)や単位発電単価(US\$/kWh)等の経済指標も参考資料として計算された。
- (2) マグワグワダム計画はソンドゥ/ミリウ計画の常時発生電力量の増加や、カノ-平野へのかんがい用水供給の機能を持つが、導水路の最適案選択はマグワグワ水力発電計画から直接得られる純便益が最大となる代替案とした。
- (3) マグワグワダムの常時満水位をソンドゥ川多目的開発計画で選定されたEL.1662.9mとした。
- (4) コア材が近傍にない事を考慮してコンクリート表面しゃ水壁型が(後節6.2.2参照)ダム形式として選定された。
- (5) 24.1m³/secを常時使用水量とした。
- (6) 費用及び便益の現在価値算定基準及び条件は以下の通りである。
 - 評価期間は運開後50年間
 - マグワグワダムの建設期間は5年間。費用配分を0.10、0.25、0.30、0.25及び0.10とした。

- 割引率を10%とした。
 - US\$ 0.0922/kWh と算定された長期限界費用を単位便益とした。
 - 建設費から経済費用への換算率を0.83とした。
- 長期限界費用及び経済費用への換算率の計算根拠は補遺Ⅶに示されている。

七導水路代替案に対する経済比較検討は表5.2に示される様に実施された。代替案-3が純便益US\$30百万を得て純便益最大となった。さらに、代替案-3は12.8%の経済的内部収益率をも得たので、本計画の導水路として代替案-3が選択された。

5.3 計画の規模決定

5.3.1 シミュレーションモデル

マグワグワ、ソンドゥ/ミリウ及びカノー計画（図5.1参照）の三要素から構成されるシミュレーションモデルが導水路代替案-3をもとに最適貯水池開発規模を求めるために構築された。マグワグワ貯水池の最適開発規模を求める基準を上記三計画から得られる純便益を最大ならしめるものとした。

マグワグワ貯水池運用のシミュレーションは次式に示される連続式によって検討された。

$$dS/dt = I - Q - E - M \quad \text{..... (I)}$$

- ここに、
- S : 貯水池内貯留量
 - I : 貯水池への流入量
 - Q : 貯水池からの放流量
 - E : 貯水池水面からの蒸発量
 - M : 下流域への責任放流量
 - t : 時間

貯水池からの放流量（Q）は貯水池水位の変化により若干の調整がなされているが、概念的には発電の為に年間を通じてほぼ一定放流である。開発に対する優先度が発電よりかんがいにおかれ、さらにある月のかんがい水需要が発電用放流量より大きい場合、貯水池からの放流量はかんがい水需要に従って行われる。

一旦貯水池からの放流量が選択されると、有効貯水量は流入量データを(1)式に代入して計算される。マグワグワ貯水池の下流域に位置するソンドゥ／ミリウ発電計画が日調節型流れ込み式であることから、マグワグワからの放流量が流入量とされ、月単位においては発電後コントロールなしに放流される。

5.3.2 シミュレーションモデルにおける条件及び仮定

シミュレーションモデルに用いた条件及び仮定は以下の通りである。

(1) シミュレーションは水力発電に開発の優先度をおいた場合（ケース1）、かんがい開発の優先度（ケース2）をおいた場合の2ケースについて実施された。

かんがい面積（図5.13参照）及び稲作作付面積は、水利用の優先度（発電もしくはかんがい）に従い次の様に仮定された。

開発優先度を水力発電においた場合、開発可能なかんがい面積は、かんがいの最大水需要を発電用の常時放流量に一致させて得られる面積に制限されている。一方、かんがいに開発優先度が与えられた場合、マグワグワダムのある開発規模においてかんがい用水が供給出来る限り最大限までかんがい面積は広げられた。

(2) JICAカノーのかんがい調査団（中間報告書、1991年3月）によると純かんがい可能面積は25,640haであり、次の様に三つのゾーンに区分された（図5.13参照）。

ゾーンA：ケンドゥベイからアワッチカノー川までの7,260ha

ゾーンB：アワッチカノー川からニアンドゥ川までの7,670ha

ゾーンC：ニアンドゥ川の右岸10,710ha

提案された各ゾーンにおける作付方法にもとづいてかんがい水需要を算定した。

（図5.14参照）

(3) 上記作付け方法に基づく25,640haのかんがい面積に対する水需要は以下の通りである。

単位：m³/sec・人

1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
14.6	23.9	24.7	18.8	21.9	20.5	12.4	18.1	24.8	24.6	22.7	16.8

- (4) カノー平野のかんがい計画の水源はソンドゥ川及びニェンドゥ川であり、ソンドゥ川からの転流水が主要水源で自然水を利用するニェンドゥ川は補足的水源である。
- (5) 作物の価格はケニアにおける1990年価格に基づく。
- (6) かんがい計画の経済便益は計画がある場合—ない場合の基準を適用して作付け方法、作物の生産高、作物の経済価格に基づいて算定された（詳細は補遺Ⅶ参照）。一方、かんがい施設の建設に必要な費用はカノーかんがい調査団により下記に示す通り算定された。

	地 区		
	A (7,260ha)	A + B (14,930ha)	A + B + C (25,640ha)
経済価格 (US百万円)	50.8	104.8	191.7

カノーかんがい計画はマグワグワ水力計画の運転開始に合わせて開発されるものとした。

- (7) マグワグワ貯水池のシミュレーションは1947年から1988年までの1 J G 1 の水文データを用いて実施された。1 J G 1 からダム地質へのデータの移動は0.97の収水面積比によった（1 J G 1 において 3,260km²、ダム地点において 3,160km²）。
- (8) 貯水池からの責任放流量は河川維持流量及び下流域の水道計画を考慮して0.5 m³/secとした。
- (9) 貯水池内堆砂は、100年間の堆砂量に対して水平堆砂とし（53.1百万m³、又は下記に示される貯水池容量曲線からEl. 1,599m）、貯水池最低水位はEl. 1,609mに設定された。
- (10) 貯水池の湖面からの蒸発は上記連続の式において損失とされ、蒸発量は補遺Ⅳにおいて検討された数値を用いた。
- (11) 貯水池面積容量曲線は図5.15に示す通り、新規に作成された1/5,000の地形図に基づいて作成された。
- (12) シミュレーションにおける初期水位は常時満水位とした。
- (13) 貯水池の有効貯水量は、1947年から1990年までのシミュレーションにおいて発電用常時放流量を100%補償するのに必要な貯水量として定義された。選定された常時放流量(Q)の実際の放流は貯水池水位の変化に伴い次式により調整された。

$$Q = Q_r (H / H_r)^{1/2} \quad \dots\dots\dots (2)$$

ここに、 Q_r : 選定された常時放流量に対応する定格流量
 H_r : 定格落差
 H : 落 差

常時出力は最低水位 (MOL) における放流量と落差によって算定された。一方、年間常時発生エネルギーは水位がMOLに到達した年の月毎ごとの発生エネルギーを合計して算定された。一方、マグワグワ貯水池からの水供給によりかんがいされる作付面積においては5年に1度の渇水に対して水供給の欠損が認められた。

(14) ダム天端高は常時満水位高に5mの余裕高を持つものとした。一方、発電計算に必要な放水水位はEL. 1,458mに設定された。

(15) マグワグワ発電所の設備容量は8時間ピーク運転として算定された。一方、ソンドゥ／ミリウ発電計画は0.6のプラントファクターを用いて設備容量が算定されている。

(16) タービン及び発電機の総合効率は貯水池水位の変化に伴い78%から88%の範囲で変化させた (例えば、ソンドゥ／ミリウに対して $0.87 = 0.975 \times 0.895$)。

(17) コンクリート表面しゃ水壁型とした本マグワグワダムの基本設計は、今回新規に作成された1/1,000地形図に基づいて行った。一方、ソンドゥ／ミリウの開発案はソンドゥ／ミリウ詳細設計調査団により作成されて基本設計報告書(1991年1月)に基づいている。

(18) 経済便益、費用の現在価値を算定する為の基準及び条件は前節5.2.2で述べた基準・条件を採用して行った。

5.3.3 最適開発案

前節で述べた条件・仮定に基づく三ケースに対するシミュレーションの結果は、図5.16に示される様に純便益の差として比較された。マグワグワ、ソンドゥ／ミリウ及びカノー計画の三要素から得られるすべての便益を考慮し、さらにかんがいに開発の主体がおかれた場合、ダムの天端高をEL. 1,670m (常時満水位EL. 1,665m) に設定した時に純便益が最大となった。

表5.3はダムクレスト高をEL. 1,670mに設定した場合のケース1及び2の詳細な比較を示し、カノー平野におけるかんがいの全体開発は水力開発の犠牲を実質的にしいらなくとも成し遂げられることを示している。すなわち、水力及びかんがい開発はお互い干渉せず独立に開発することが出来ることを意味している。

さらに表5.3は12.6%の高いEIRRによりソンドゥ川とカノー平野の総合開発の実施可能性を示している。表5.4は図5.16に示される結果を得る為の費用・便益の流れ図の一例を示す。マグワグワダムの開発に必要な費用は表5.5に示される。後節5.4で述べられている既存貯水池群の連携運用によって得られる便益はマグワグワダムの開発規模がまだ決定されていない事から、この貯水池最適開発規模決定の検討に含まれていないことを付記しておく。

5.4 設備容量及び投入時期

5.4.1 序 章

マグワグワ計画の貯水池規模は前節において検討された通り、EL.1,670mにダムクレストを設定することにより最適とされた。次に討議すべきことはマグワグワ水力発電計画の最適開発規模及び投入時期の検討である。

マグワグワ水力発電計画の最適開発規模及び投入時期は伸びゆく電力需要を満たしながらケニア電力系統に新規に加えられる発電計画の長期計画のうち最小費用となる長期計画に現れるマグワグワ水力計画の規模及び投入年として定義される。

電力系統に加えられる新規発電計画の最小費用長期投入計画を見出す作業はコンピューターによって実施された。コンピューターを用いる為に作成されたプログラムは、スケジューリングモデル及びシミュレーションモデルから成る。スケジューリングモデルは、既存及び新規に加えられる発電計画の常時電力及び常時エネルギーによって電力需要を満たすことを目指すものである。さらに電力供給の信頼性は負荷確率の損失(LOLP)により確認された。シミュレーションモデルは水力発電所の出力を水文資料のシミュレーションにより求めて、火力発電所の燃料節約を検討して、最小費用長期投入計画を求めるものである。検討手段としてダイナミック・プログラミングが用いられた。

5.4.2 条件及び仮定

マグワグワ水力計画の最適投入規模・時期の検討において次の条件及び仮定が設定された。

(1) 長期投入期間として定義される投資期間は1991年から2010年までの20年間とした。一方、1991年から2040年までの50年間を経済評価を行うための評価期間とした。10%の割引率が資本費及び運転維持費の現在価値算定のために用いられた。

(2) 新規投入計画の最小費用投入計画を求める為の主要制約条件は電力需要である。第

4章で予測された中間予測を電力需要の制約条件とした。

(3) 表5.6は既設及び実施が決定している水力発電計画の一覧表を示す。タークウェル水力発電計画は1991年1月に系統に加わるものとされている。一方、ソンドゥ／ミリウは1997年年頭に60MWの設備容量をもって系統に加わるものとされている。

(4) 既設の火力発電設備は表5.7に示す通りオルカリアの地熱、キベブの石油火力、ナイロビ及びキベブのガスタービンから成る。75MWのディーゼルプラント及び64MWの地熱が1992年及び1993年にそれぞれ系統に加わるものとされている。

(5) 将来系統に加わる可能性がある有望な火力発電設備は表5.8に示される。火力発電所の適正開発規模は30MW及び60MWと仮定されている。

(6) ロウランドフォール及びムトンガが表5.9に示される様に、将来系統に加わる可能性がある水力の有望計画としてマグワグワの他にリストアップされている。これらの二つの水力計画の建設費及び発生電力量はエーカーズ（カナダのコンサルタント）によって求められた数値（1990 Interim Update of National Power Development Plan 1991 to 2010 (Draft), April 1991）を採用している。

(7) マグワグワ計画から得られる年間平均及び年間保証電力量はケニアの既存貯水池群の連携運用によって求められた（表5.9参照）。この検討の目的関数は5つの貯水池式発電所（タナ川系統のマシंगा、カンブル及びキャンベレ、ソンドゥ川系統のマグワグワ及びタークウェル川系統のタークウェル）及び3つの流れ込み式発電所（タナ川系統のギタル及びキングルマ及びソンドゥ川系統のソンドゥ／ミリウ）から構成される電力系統内の発生電力量を最大にするものである。それぞれの河川の下流域に広がるかんがい地域へのかんがい用水供給は目的関数に対する制限要素の一つとして加えられている。貯水池群の連携運用による発生電力量最大化に用いた手法は確率ダイナミックプログラミングである。

(8) マグワグワ水力計画の最適設備容量を求める検討において、67, 100, 120, 133, 140及び200MWの開発規模が候補として取り上げられた。進捗報告書(3)の予備的検討において、最適開発規模は100MWから130MWの範囲内にあるとの結論が得られたので、100, 120及び140MWの設備容量がより詳細に最適開発規模を求めるための候補として残された。各設備容量は100, 120及び140MWに対する最大使用水量は、65.7, 82.0, 90.6m³/secである。マグワグワ貯水池の建設によるソンドゥ／ミリウの常時出力の増加効果は、マグワグワの完成以後に現われると仮定されていることも付記しておく。

(9) マグワグワ計画は水力開発とかんがい開発を目的とした多目的計画である。長期投入計画検討に用いられたマグワグワ水力開発計画の建設費は、コスト・アロケーションによって配分された費用が用いられた。表5.10は分離費用身替わり妥当支出法により求めら

れた水力発電部門の費用分担比を示す。表5.11はマグワグワ計画における水力発電部門のそれぞれの出力に対する経済費用を示す。マグワグワ水力発電計画の経済費用は建設費もしくは配分された費用に0.83の変換率を乗じて算定されている。

(10) マグワグワ水力発電計画の最早の運開は2003年1月とした(第7章参照)。他の投入が有望視される水力計画にはマグワグワ計画より長い建設前の準備期間が必要であるが、最早の投入時期をマグワグワの最早の投入時期に一致させた。

(11) 燃料費は世銀の推定値に基づき石油の原油価格においてUS\$ 19/バレル、石炭価格においてUS\$ 44/トンとした(1990年レベル)。

5.4.3 マグワグワ水力発電計画の最適設備容量及び最適投入時期

マグワグワ水力発電計画の最適設備容量及び最適投入時期を求める長期投入計画の検討は二段階に分けて行われた。第一段階は、マグワグワ水力発電計画の最適投入規模及び時期を他の有望の水力計画を含めずに求めた。第二段階は、第一段階において求められたマグワグワ水力開発計画の最適開発規模の競争力をロウランドフォール及びムトンガ両水力計画と比較検討した。

第一段階における長期投入計画の検討結果は、マグワグワ水力発電計画の設備容量及び投入年を変えることによって得られる現在価値の変化を比較することにより、次表に示す通り得られた。

単位：百万US\$

投入年	マグワグワ水力発電計画					
	100MW		120MW		140MW	
	燃料	合計	燃料	合計	燃料	合計
2003	294.04	894.69	289.50	891.47	288.48	895.84
2004	298.52	893.57	294.17	889.98	293.01	900.93
2005	302.28	897.67	298.16	889.86	296.13	897.88
2006	306.24	896.28	303.13	889.77	302.35	893.28
2007	313.91	896.73	307.04	890.42	306.60	895.33
2008	318.78	898.35	315.44	895.80	314.00	908.11

投入年を変化させても設備容量 120MWに対する現在価値が最小であることから、最適設備容量は120MW と結論づけられた。

一方、120MW を投入した場合の最小現在価値は2006年に現れているが、下記理由によりマグワグワ水力発電計画の投入年を最早の2003年とする。

- (1) マグワグワ計画がソンドゥ／ミリウ発電計画の常時使用水量を増加させる事、又カノーかんがい計画にかんがい用水を供給することからマグワグワ計画の早期投入が望まれる。
- (2) 投入年を変化させても現在価値に大きな差が生じない。即ち、2003年に投入した場合と2006年に投入した場合の現在価値の差はわずかUS\$ 1.70百万である。
- (3) マグワグワ計画の2003年投入を含む長期電力開発計画（図5.17参照）においても地熱開発（表5.7参照）を1993年に行う事に加え、240MW の地熱開発が2002年までに必要である。地熱発電の開発にはかなりの不確定要素が含まれるので、地熱発電の開発の遅れを考慮してマグワグワ発電計画の早期投入が望まれる。
- (4) 240MW の地熱発電開発を含む火力発電計画のみによる長期電力開発計画の現在価値はUS\$ 1,001.10百万であり、マグワグワ水力発電計画を含む長期電力開発計画の現在価値のUS\$ 891.47百万と比べて相対的にマグワグワ水力発電計画の有利性を示している。

ロウランドフォール及びムトンガ水力計画に対するマグワグワ水力計画(120MW)の競争力を見る第二段階の検討において下記の結果を得た。

単位：百万US\$

投入年	水 力 発 電 計 画					
	マグワグワ (120MW)		ロウランドフォール (120MW)		ムトンガ (60MW)	
	燃 料	合 計	燃 料	合 計	燃 料	合 計
2003	289.50	891.47	338.29	939.09	362.06	934.23
2004	294.17	889.98	342.42	937.39	363.92	933.14
2005	298.16	889.86	344.18	934.34	364.82	932.45
2006	303.13	889.77	345.98	932.26	365.14	930.34
2007	307.04	890.42	349.86	934.65	366.25	929.23
2008	315.44	895.80	356.59	936.62	367.07	929.28

マグワグワ計画を含む長期電力開発計画の現在価値は、ロウランドフォール及びムトンガのいずれかを含むそれと比して相対的に小さいので、マグワグワ計画の開発の有利性を示している。二段階に分けて実施した長期投入計画の検討結果から、マグワグワ水力開発計画は2003年に120MWの設備容量をもって開発するのが望ましいと結論づけられる。

表5.12及び5.13は長期電力開発計画における電力及びエネルギーの需給バランスを示している。1990、1991及び1992年の近年においてエネルギー不足を示しているが、新規発電計画の投入が可能である1993年以後において十分バランスがとれている。

5.4.4 感度分析

感度分析は電力長期投入計画に用いた仮定及びコストに含まれる不確定性を考慮して次のケースに対して実施された。

- (1) 割引率の変化；主割引率10%に加え8%及び12%
- (2) 燃料費の変化
- (3) マグワグワ計画の資本費10%上昇
- (4) 高・低電力需要予測

8%及び12%の割引率で実施した感度分析において、マグワグワ計画(120MW)の投入は火力発電計画のみ(1997年のソンドゥ／ミリウ計画を含む)による長期投入計画に対して十分有利性が示された。即ち、マグワグワがある場合及びない場合の現在価値の差が8%に対してUS\$196.24百万及び12%に対してUS\$49.22百万であった。

燃料費を変化させる場合の感度分析において、原油価格が現価格を維持(US\$19.00/バレル)するとするならば、マグワグワもしくはロウランドフォール計画の投入の正当性が実証された。さらに、原油価格がUS\$23.50/バレルを超えた場合、両者の投入が必要となる(図5.18参照)。

マグワグワ計画の資本費を10%上昇させた場合の感度分析の結果、火力発電計画のみ(1997年のソンドゥ／ミリウ計画の開発を含む)による長期投入計画より多くの純便益(US\$92百万)を得たので、マグワグワ計画(120MW)の投入の正当性が示された。

需要予測の変化は長期投入計画に実質的变化を与えなかった。即ち、長期投入計画上マグワグワの投入(120MW)が必要である。

第6章 基本設計

6.1 序 章

本章は、マグワグワプロジェクトの主要構造物（図面1参照）の基本設計方針と諸元を記述する。設計は、マグワグワプロジェクト計画のフィジビリティを検討するのに必要な建設費用を合理的に推定できる精度で行った。

前章に記述された計画規模の比較検討および最適化の結果、下記の主要諸元が選定された。

- | | |
|--------------------|---------------------------|
| (1) 常時満水位 (F S L) | : 標高1,665.00m |
| (2) 最低運転水位 (M O L) | : 標高1,609.00m |
| (3) 設備容量 | : 120MW (60MW×2台) |
| (4) 最大使用水量 | : 82.0m ³ /sec |
| (5) 放水位 | : 標高1,458.00m |

なお、当設計業務を通じて掘削量、盛土量、コンクリート量等を算出するために、3次元CADシステムを最大限に利用した。参考までにCADシステムにて作成されたダムサイトの鳥瞰図を当レポートの初ページに掲載した。

6.2 主要構造物の設計

6.2.1 仮排水路

(1) 設計条件

主ダム建設期間中の河川転流のために仮排水路と仮締切ダムを設計した。図面2に示したように、ダムサイトの地形を考慮して仮排水路はダム左岸に設置された。

仮排水路トンネルは2条から成り、維持用水の放流、初期湛水時の貯水位調整、およびダム本体に関する非常事態時の貯水位の低下を目的に、河川放流設備をNo.2仮排水路トンネルに設置した（図面9参照）。

25年確率洪水 $641\text{m}^3/\text{sec}$ を仮排水施設の設計洪水とした。この設計においては貯水池が小さいため貯水池の貯留効果は考慮しないこととした。図6.1に示す水位一流量曲線より、この設計洪水に対する下流水位を標高 $1,561.0\text{m}$ と推定した。また、仮排水路トンネルの設計において、鉄筋コンクリート覆工に対する最大流速を $15\text{m}/\text{sec}$ に制限した。

(2) 仮排水路計画

コンクリート表面しゃ水型ロックフィルダムの場合、上流仮締切ダムは主ダムより離れて施工されるため、最適仮排水路計画は上流仮締切ダムと仮排水路トンネルの建設費合計を最小にする案にて決定される。また、仮排水路トンネルの内径代替案は貯水池水位とトンネル内流速を考慮して決定する。

図6.1に示された水位一流量曲線より、設計洪水量 $641\text{m}^3/\text{sec}$ に対するダム下流水位は標高 $1,561.00\text{m}$ と推定される。上流仮締切ダムの天端標高は25年確率洪水に対する貯水池位に 1.0m の余裕高を加えたものとした。

上記仮定に基づき最適仮排水路計画を決定するために、仮排水路トンネルと上流仮締切ダムの建設費を各種組合せにて推定しその結果を図6.2に示した。最終的に決定した仮排水路計画の諸元を下記に示す。

- 仮排水路トンネル内径 : 6.20m (円形断面)
- 仮排水路トンネルの総延長 : $1,291\text{m}$ (No.1 : 628m 、No. : 663m)
- 上流仮締切ダムの天端標高 : 標高 $1,580.00\text{m}$

上記案において仮排水路トンネル内の最大流速は $10.6\text{m}^3/\text{sec}$ と推定され制限流速内におさまる。

6.2.2 主ダム

(1) ダム軸

ダム候補地の地形および地質条件を考慮して、図6.3に示すような3本のダム軸代替案について検討した。図6.4と図6.5に上流ダム軸案(A-軸)の一般平面図および縦・横断面図をそれぞれ示す。また、図6.6と図6.7は中間ダム軸案(B-軸)の、また

図6.8と図6.9には下流軸案（C-軸）の一般平面図および縦・横断面図をそれぞれ示す。なお、ダム軸の比較検討は最適ダム型式と予想されるコンクリート表面しゃ水型ロックフィルダムにて行った。

最適ダム軸選定のためにコンクリート表面しゃ水型ロックフィルダムにて建設費を算出し比較検討した。その結果、表6.1に示すごとくB-軸案が最小コストとなったため、マグワグワダムの最適ダム軸としてB-軸を選択した。

(2) ダム型式

提案されたダムサイトにおいて、地形上および地質条件からコンクリート重力ダムおよびフィルタイプダムの建設が可能である。したがって、下記の4ダム型式について技術面および経済面から評価を行った。

- (a) 重力式コンクリート重力ダム
- (b) RCD工法によるコンクリートダム
- (c) 中央土質しゃ水壁型ロックフィルダム
- (d) コンクリート表面しゃ水壁型ロックフィルダム

今回の現場踏査において必要量の不透水コア材を供給できる土取場がダムサイトから10から20km以内に存在しないことが判明した。これが中央しゃ水壁型ロックフィルダムの建設費増加に起因した。アスファルト表面しゃ水壁型ロックフィルダムはダム型式の代替案の一つとして考えられるが、本ダムの高さ110m及びコンクリート表面しゃ水型と比して上流側法面をより緩やかにしなければならないこと（結果として堤体体積の増加になる）を考慮して代替案の一つに含めなかったが、詳細設計時に行われるダム型式の選定作業においては含める必要がある。

上記4つのダム型式代替案の一般平面図を図6.10、6.11及び6.12に示す。この検討においてフィルタイプダムの天端標高は1,670.00mに、コンクリートダムの天端標高は1,669.00mに設定した。一方、ダム型式代替案の各断面図は図6.12に示される。最適ダム型式を選定するために行った建設費比較の詳細は表6.2に示したが、そのまとめを下記する。

ダム型式	推定建設費用（百万US\$）
重力式コンクリートダム	147.1 (139.7%)
RCD工法によるコンクリートダム	141.1 (134.0%)
中央土質しゃ水壁型ロックフィルダム	144.1 (136.9%)
コンクリート表面しゃ水壁型ロックフィルダム	105.3 (100.0%)

最終的にマグワグワの最適ダム型式として、下記理由からコンクリート表面しゃ水壁型ロックフィルダムを選定した。

- (a) 4つのダム型式の中で最も建設費用が安い。
- (b) ロックフィルゾーンの盛立てはいつでも可能であるため、施工が雨の影響を受けにくい。そのため、施工期間が4つのダム型式案の中で最短となる。
- (c) 他の型式に比べ工事用仮設備が少なくすむ。
- (d) 基礎処理が少なくすむ。

(3) ダム天端標高

第5章に記述されたように、提案された貯水池の常時満水位（FSL）は標高1,665.00m、最低運転水位は標高1,609.00mである。ICOLDの基準に従ってダムの天端標高は洪水時のサーチャージ水位、風や地震による波浪高および余裕を考慮して、ダムが十分に安全であるように決定した。最終的にダム天端標高は下記に示す余裕高5.00mを常時満水位標高1,665.00mに加え標高1,670.00mに決定した。

—常時満水位標高上の設計洪水による水位上昇	2.97m
—風による波浪高	1.00m
—フィルダムであることに対する余裕	1.00m
合計（余裕高）	4.97m ≒ 5.00m

なお上記の設計洪水による水位上昇は、1,000年確率洪水を貯水池の貯留効果を考慮せずに流下させた場合のものである。又、1mの風による波浪高は30m/secの風速と1.6kmの吹送距離（貯水池の対岸までの距離）に基づいて計算されている。

(4) ゾーニング

主ダムの最終レイアウトおよび最終断面を図面2と図面3に示すごとく提案する。提案されているダムは最大断面において上流側基盤から110mの高さであり、堤頂長620m、堤頂幅10mである。また堤体斜面上・下流勾配は共に1:1.40である。ダムの断面は4種の異なる盛土材から構成されており、それぞれの特徴を下記に述べる。

(a) コンクリートしゃ水壁

しゃ水壁版の厚さは水深に比例して変化し、経験に基づいて得られた下記の式によった。

$$t = 0.3 + 0.003 \cdot H$$

ここに

t : コンクリート表面しゃ水壁版の厚さ

H : 常時満水位以下の水深

コンクリート打設後貯水池湛水前に日照による温度変化を受け、あるいはコンクリート自身の発熱、乾燥収縮などによるコンクリートひびわれ防止のために鉄筋の配置を要する。コンクリートしゃ水壁版には15m間隔にて鉛直方向継目が設けられるが、それら継目には銅製止水板を設置する。

(b) ロックゾーン

ロックゾーンは経済性および入手可能盛土材料を考慮して、上・下流の2層に分別される。上流側ロックゾーンの一部は選別された洪水吐の掘削硝りを転用して盛立てられ、入手可能量は必要量 3,911,000m³ に対して 300,000m³ 程度である。

下流側ロックゾーンはダムサイトの直下流に位置する採石場より入手されたロック材で盛立てられるが、この材料はロック盛土材として十分な強度を有していることが現場踏査より判明している。必要入手量は 3,611,000m³ である。

(c) フィルターゾーン

コンクリートしゃ水壁からの漏水が生じた場合に浸透水を制限するためにコンクリート表面しゃ水壁とロックゾーンの間にはフィルターゾーンを設ける。さらに、このゾーンはコンクリートしゃ水壁を打設する際の基盤として、また上流側斜面を正確に整地させることをも目的としている。この盛土材料は採石場の岩を破砕して作成される。設計厚はダム天端パラベット壁の基礎における2.0mから河床部のコンクリート表面しゃ水壁の基盤標高1,560.0mにおける7.325mまで線形に増加する。

このゾーンの上流側斜面はアスファルト・エマルジョンを吹き付けて保護され、振動ローラによって上方に締固めが行われる。

(d) パラベット壁

ロックゾーン盛土量の削減と、比較的スムーズなコンクリート表面しゃ水壁上の波浪がダム天端を越流しないことを目的として、4.5m高のパラベット壁をダム天端に設計した。

(e) 上流アースフィル

コンクリート表面しゃ水壁の上流に、追加不透水ゾーンとして天端標高1,580.00m、上流側勾配1:2.0にてアースフィルを締固める設計とした。

上記各ゾーンの盛立て材量および数量のまとめを下記に示す。

ゾーン	盛土量 (m ³)	材 料
(1) 主ダム		
-コンクリート表面しゃ水壁	37,400	鉄筋コンクリート
-フィルター	143,600	採石場の岩を碎石処理
-ロック	3,611,000	採石場のロック材
-ロック	300,000	洪水吐の掘削硝り
-パラペット壁	2,700	鉄筋コンクリート
-上流アースフィル	68,600	風化赤土
小 計	4,163,300	
(2) 仮締切ダム		
-コア	22,900	風化赤土
-フィルター	7,600	採石場の岩を碎石処理
-ロック	178,600	採石場のロック材
-リップラップ	15,500	採石場のロック材
小 計	224,600	
合 計	4,387,900	

(5) 基礎処理

グラウト工事は上流端のコンクリート表面しゃ水壁基盤（プリンス）から施工され、その際プリンスはグラウトキャップの役目をも兼ねる。ダムサイトの地質条件を考慮してカーテングラウトは0.5m間隔2列、穴間隔3.0mで配置した。リムグラウトはカーテングラウトと連続して横越流堰下とダムの両岸に遂行される。

コンソリデーショングラウトは、プリンスの岩着部をより堅固にするためにカーテングラウト工の上下流側にそれぞれ1列ずつ3m間隔にて施工される。この深さは5mである。上記のグラウト工事の配置図を図面3に示す。

(6) ダムの観測設備

適切なダム建設の監理だけでなく、有用な参考資料としてダムの安全性の監視のために種々の観測装置を主ダムとその周囲に配置する必要がある。設置される装置は下記の通りである。

- (a) ロックフィルの沈下計
- (b) ダム天端の表面沈下測定装置
- (c) コンクリート表面しゃ水壁の傾斜計
- (d) コンクリート表面しゃ水壁の継目計
- (e) コンクリート表面しゃ水壁の応力計
- (f) ダム両岸の傾斜計
- (g) ダム基盤での間隙水圧計
- (h) ダム両岸の観測井
- (i) ダム下流での浸透流測定装置

この装置の配置計画は建設開始前の詳細設計時に十分検討する必要がある。

6.2.3 洪水吐

(1) 設計条件

洪水吐は、前節6.2.2に述べたように、1,000年確率洪水 $1,634\text{m}^3/\text{sec}$ を貯水池の貯留効果を考慮せずに流下できるように設計した。将来の維持操作を考慮して無ゲートの型洪水吐を提案した。洪水吐の位置は図面2に示すように左岸に配置した。洪水吐は、無ゲート横越流堰、開水路型シュート、スキージャンプ式減勢工から構成される。

(2) 最適案の検討

(a) 横越流堰長

横越流型洪水吐は主ダムの余裕高が大きくなれば横越流堰長が短くなり、またその逆もあるという特徴を有する。したがって最適横越流堰長を決定するために越流堰長を変化させて建設費用を算出した。この検討では下記の4ケースにおいて越流堰長決定要素である主ダムと洪水吐の建設費用を算出した。

	横越流堰長 (m)			
	105.0	125.0	160.0	210.0
主ダム天端標高 (EL. m)	1,671.00	1,670.50	1,670.00	1,669.50
建設費用 (百万US\$)				
主ダム	84.5	83.0	79.1	78.6
洪水吐	11.5	12.3	13.7	15.6
合計	96.0	95.3	92.8	94.2

上記より、主ダム天端標高1,670.00mの案が最低の建設費用であることから最適横越流堰長は160.0mと決定した。この場合洪水位は標高1,667.94mである。

(b) 減勢工の型式

当プロジェクトの減勢工はスキージャンプ式を採用した。理由は一般的に跳水式減勢工より建設費が安いこと、および洪水放流によって支障を受ける重要構造物がダム下流にないことである。

(3) 水理および構造設計

洪水吐の設計洪水は1,000年確率洪水1,634m³/secを貯水池の貯留効果を考慮せずに流下するものとした。しかしながら、可能最大洪水(PMF)の継続時間が非常に長いこと及び洪水量の多さを考慮してPMFに対する貯水池の貯留計算を行った。結果は図6.13に示すが、先に決定したダムの余裕高内で十分安全に流下できる。

さらに、10,000年確率洪水2,535m³/secについても、主ダムの安全性の観点から検討を行った。その結果、提案した洪水吐は、貯水池の貯留効果を考慮せずに、同洪水を安全に流下できる。その際の貯水池水位は1,668.97mで、ダム天端標高より1.03mの余裕がある。

波浪による水位上昇はこの地区の記録最大風速7.2 m/secからするとわずかであり、1.03 mの余裕高におさまる。

洪水吐シュートは地形を考慮して上流側勾配1:5.5、下流側勾配1:2.5の2段階の勾配を持つように設計した。その幅は不等流計算から20mと決定した。設計洪水流下時における洪水吐シュートでの水面形状を図6.14に示す。設計洪水(1,000年確率洪水)に対する最大流速は最下流端で38.2m/secである。

減勢工は100年確率洪水958m³/secを対象として設計した。これよりプランジプールの長さを100mと決定した。

6.2.4 水路

(1) 概要

発電用の水路は、後節6.2.5で発電所型式として地下発型が選ばれているので、取水口、取水ゲート立坑、取水トンネル、導水路トンネル、導水路サージタンク、水圧鉄管路、放水路サージタンク、放水路トンネルおよび放流水路からなりたっている。

水路は取水口から放流水路まで、地下発電所を経由するルートで左岸に配置した。そのルートおよび縦断形状は最短距離で、かつ導水路トンネルが十分な土被りを確保するよう選定した。その縦断図を図面4に示す。

(2) 取水口

取水口は洪水吐から約300m上流の左岸に位置する。この位置は将来地すべりの可能性がある地域を避け、また導水路長が最短となるように選定した。取水口の敷高は100年貯水池堆砂量を考慮して標高1,598.00mとした。

取水口は幅7.5m、高さ7.5mの2条の呑口を持ち、設計流量82.0m³/secの時、流入速度は0.73m/secである。また流木等が導水路内に混入しないように取水口の前面にトラッシュラックを設置する。

(3) 取水ゲート立坑

取水口より約500m下流に導水路を閉鎖するために高さ65.8mの取水ゲート立坑を設計した。同立坑はダムサイトとマグワグワ村とを結ぶ取付道路途中に位置することからアプローチが容易である。

導水路の点検や補修は取水ゲート立坑内のゲートスロット直下流の空気口を通じて実施される計画である。図面5に取水口と取水ゲート立坑の詳細を示す。

(4) 導水路トンネル

ルート選定

最適導水路トンネルのルートを選定するために、図6.15に示すごとく3ルートの代替案について比較検討を行った。その中で、下記理由によりルートBを導水路トンネルの最適ルートとして選定した。

- (i) 作業坑を含む導水路トンネルの建設費用が3案の中で最も安い。
- (ii) ルートAにおける取水口は断層近くに位置するため、将来地すべりによって被害を受ける可能性がある。

最適内径

導水路トンネルの最適内径は、トンネル内の摩擦等による損失水頭による便益低下分と導水路トンネル建設の年等価費用の合計が最小になる案として決定される。検討の結果、内径5.4mが導水路トンネルの最適内径と決定した。

基本設計

導水路トンネルは内径5.4 mの円形断面であり、取水口から導水路サージタンクまでの距離は7,190mである。トンネルは摩擦損失を小さくするために全長にわたりコンクリート覆工する。トンネルの支保工は岩盤条件に応じてNATM工法と鋼製支保工を組合わせて行うように計画した。

型式	支保工型式	巻厚 (cm)	推定延長
I	NATM工法	30cm	4,490 m
II	鋼製支保工	30cm	1,000 m
III	鋼製支保工	40cm	500 m
IV	鋼製支保工	50cm	1,200 m

トンネル掘削数量およびコンクリート数量算出において、設計巻厚外に10cmの余掘を考慮した。また、建設費用算出において導水路トンネル全延長の30%は支保工無しで掘削可能と仮定した。上記4型式の標準断面を図面6に示す。

導水路トンネルの建設のために2本の作業坑(図面1)を配置する計画とした。これらの位置は施工計画、トンネルの作業区間が両切羽から4.0km以内となるように決定した。導水路サージタンク近くに計画したNo.2作業坑は完成後に導水路トンネルの排水トンネルとして使用する。このために内径0.75mの鉄管、保護バルブ、および高圧ゲートをNo.2作業坑のプラグ部分に設置する。

(5) 導水路サージタンク

サージタンクは制水口型を採用した。最高上昇水位は貯水池が常時満水位(FSL)における全負荷しゃ断という条件で、また、最低下降水位は貯水池が最低運転水位(MOL)における半負荷急増という条件で計算した。

その結果、決定されたサージタンクの諸元(図面6)は下記のとおりである。

立坑	: 内径18.0m×高さ93.6m
制水口内径	: 3.0 m
最高上昇水位	: 標高1,682.23m
最低下降水位	: 標高1,591.34m

図6.16に上記サージングの波形を示す。

(6) 水圧鉄管路

鉄管路は、導水路サージタンクを中心線と一致する立坑部と水平トンネル部から成る。立坑部延長は134m、水平トンネル部延長は40mである。水圧鉄管は発電所より20m上流で2条に分岐する。

経済的かつ地質上観点より、水圧鉄管路は水撃圧による水圧上昇とサージングによる水位上昇を含む内水圧のうち、50%を岩盤負担させるように設計した。水撃圧はエイガーの式を適用して解析した。発電機器の費用との組合せを検討した結果、ガバナーの最適閉鎖時間は4秒と決定した。これら検討結果のまとめは下記のとおりである。

(i) 内径

	延長 (m)	内径 (m)
立坑部	134	4.4 - 3.2
球分岐上流水平部	20	3.0
球分岐下流水平部	20	2.1

(ii) 水撃圧

静水頭 : 214.0 m
静水圧を含む圧力上昇 : 279.4 m (30.6%)

(iii) 鉄管総重量 : 380 トン (球分岐を含む)

(7) 放水路サージタンク

放水路トンネルが 1,850m と長い (図面 4)、発電所より 80m 下流に放水路サージタンクを設置する。導水路サージタンクと同型式である制水口型を採用した。

最高上昇水位は半負荷急増時に、また、最低下降水位は常時放水位における全負荷しゃ断時に発生する。放水路トンネルに空気が流入することで発生するエアハンマー現象を避けるため、最低下降水位は標高 1,451.40m 以上とする。

その結果、決定したサージタンクの主要諸元 (図面 6) は下記のとおりである。

立坑 : 内径 23.0m × 高さ 27.1m
制水口内径 : 3.0 m
最高上昇水位 : 標高 1,463.34m
最低下降水位 : 標高 1,452.68m

図 6.17 に上記サージングの波形を示す。

(8) 放水路トンネル

放水路トンネルは、円形断面の圧力トンネルとして設計した。その内径と延長は、それぞれ 5.4 m と 1,850m である。放水路トンネルのレイアウトを図面 7 に示す。

トンネルのレイアウトは地形上の観点から、内径は経済上の観点から導水路トンネルと同断面とした。地下発電所の水車中心標高が1,451.00mであるため、放水路トンネル縦断形状は、放水口に向かって1:154の上り勾配とした。

(9) 放流水路

放水路出口からソンドウ川まで、発電に使用した流量をスムーズに流下させるために放流水路を設計した。この水路は長さ730m、底幅20mである。また、放水路出口に近接して、放水位をコントロールする延長20mの堰を設置する。堰の天端標高は1,456.20mである。

6.2.5 発電所

(1) 概要

選定された発電所はマグワグワダムサイトより河道沿に約17.5km下流のソンドウ川左岸内2,500mの地下に位置する。発電所は、地下発電所、アクセストンネル、ケーブルトンネルおよび屋外開閉所からなりたっている。発電所には2台のフランシス型水車と立軸同期発電機を配置する。主変圧機も同地下空洞に配置され、アクセストンネルおよびケーブルトンネルを通じて屋外開閉所に接続されている。

(2) 発電所型式

屋内式かあるいは地下式発電所型式を選定する検討を、経済的かつ技術的観点から行った。経済比較のために、水撃圧計算とサージング計算を行った。経済比較検討の結果を下記に示す。

(単位：1,000US\$)

項 目	屋 内 式	地 下 式
導水路サージタンク	4,507	4,839
水圧鉄管路(土木工事)	4,882	808
水圧鉄管路(鋼構造物)	18,430	1,628
発 電 所	3,972	4,591
放水路サージタンクおよびゲート室	—	1,340
アクセストンネルおよびケーブルトンネル	—	4,811
放 水 路	5,797	9,484
放 流 水 路	1,772	1,772
開 閉 所	786	473
取付け道路	103	17
発 電 機 器	23,543	20,174
合 計	63,792	49,937
	(100%)	(78.2%)

最終的に、下記理由により地下式発電所を選定した。

- (i) 地下式の建設費用が屋内式より安価である。
- (ii) 完成後の保守管理および保安の観点より、地下式の方が有利である。

(3) 発電所

発電所は地下式であり、60MW発電機2台を配置している。これらの寸法は水車と発電機の規模を考慮に入れ、それらの据え付け時に必要な面積と高さを確保するように設計した。その結果、地下空洞は、幅22m、高さ38m、長さ60mとなった。基本的な機器配置および付属構造物を図面8に示す。

発電所建屋は主機械室、組立室および主変圧器室からなる。主機械室は幅17m、長さ30.5mである。組立室は幅17m、長さ15.5mである。また、主変圧器室は幅17m、長さ10mとして設計した。

主機器の中心間隔は、水車・付属施設や電機機器の設置や配置を考慮に入れ、15.0mとした。水車中心標高は放水位1,458.00mより必要な吸出高7.0mを差し引いて標高1,451.00mと決定した。

(4) 地下発電所周辺の関係施設

図面7に示すような地下構造物が、発電所周囲に配置してある。

建設中の資機材や発電機器の運搬のために、外部の取付け道路と発電所の組立室を結ぶ、延長900mのアクセストンネルを10%勾配にて設計した。また、アクセストンネルは、地下空洞への空気供給と一部ケーブルトンネルとしての機能をも持つこのトンネルは、機器搬入のために幅7.0m、高さ6.0m 'D'形状とした。

主機器の中心から30m下流に、ドラフトゲート2門を設置し、これらのゲート操作のために幅3.0m、高さ3.5m、長さ25mのゲート室を建設する。このゲート室は、幅4.0m、高さ4.0m、長さ150mの'D'型トンネルにてアクセストンネルと連結している。

主変圧器と屋外開閉所を接続すること、および地下空洞への空気供給のために、2本の'D'型ケーブルトンネルを設置する。1本は、幅2.5m、高さ2.5m、長さ120mで屋外開閉所とアクセストンネルを接続する斜坑である。もう1本は、幅4.0m、高さ4.0m、長さ80mで、アクセストンネルから分岐して地下発電所頂部に接続している。このトンネルは、建設中は発電所の作業坑として利用される。

地下発電所の換気は、先述の2本のケーブルトンネルとアクセストンネル頂部につり下げた空気用ダクトを通じて行う。このために、換気室をケーブルトンネル出口に設置する。

(5) 屋外開閉所は地形およびアクセスの簡易性を考慮して、国道ルート1近くに計画した。その寸法は屋外開閉機器と遠隔制御用建物を配置できるよう幅60m、長さ150m、標高は1,566.00mで計画した。基本的に、この建物から地下発電所へ電気関係の遠隔制御が行われる。

6.2.6 河川放流設備

河川放流設備を以下の目的で設置する。

- (a) 初期湛水時の貯水位調整
- (b) 下流の必要性に応じた維持用水の放流
- (c) ダム本体に関する非常事態の貯水位の緊急低下

河川放流設備はNo.2仮排水路の中に設置され、固定式トラッシュラック付取水塔、プラグ内の鉄管、バルブ室およびNo.1仮排水路からの連結トンネルからなる。これらの詳細は図面9に示す。

取水塔呑口の敷高は50年後の堆砂位を考慮に入れ、標高1,592.00mとした。放流設備の容量は、乾期における流入量約30m³/secを放流し、貯水池水位を標高1,592.00mに保つことができる程度とした。

バルブ室には径2.00mのホロージェットバルブと副バルブとしてのリングホローワ―ゲートを設置した。

また、No.1仮排水路出口付近に立坑型入口を設置した。バルブ室への進入はNo.1仮排水路がプラグされた後、この入口と連結トンネルを通じて行われる。

6.2.7 副ダム

マグワグワ村近くに副ダムを建設する(図6.22参照)。副ダムの位置は、マグワグワ村の移転家屋数ができる限り少なくなるように計画した。

ダム型式は均一型アースフィルとし、ダム高約20mを考慮に入れ上・下流勾配はそれぞれ1:3.00と1:2.00と設計した。ダム堤頂長は710mであり、堤長部は完成後付替道路として利用する計画である。この詳細を図面10に示す。

6.2.8 道 路

プロジェクトのために取付け道路、付替道路、運搬道路の建設が必要である。取付け道路と付替道路は恒久施設として舗装するが、運搬道路は仮施設として建設される。

マグワグワダムサイトへの進入は国道A1、マグワグワ村までの地方道C22、そしてマグワグワ村からダムサイトまで新設される取付け道路を通じて行う。地方道C22は建設開始前に多少の改良を必要とする。マグワグワ村からダムサイトまで新設される取付け道路は約3.0 kmである。

当プロジェクトでは下記の恒久取付け道路が必要である。

始点	終点	延長 (km)	幅員 (m)
マグワグワ村	ダムサイト	3.0	6.0
国道 A1	アクセス補入口	0.2	6.0
国道 A1	排水トンネル	0.8	6.0

6.3 鋼構造物

主要な鋼構造物はゲート、トラッシュラック、バルブおよび水圧鉄管であり、下記のような諸元である。

(1) 仮排水路ゲート

型 : ローラーゲート
数量 : 2 門
寸法 : 幅 6.2 m × 高さ 6.2 m

(2) 河川放流設備用バルブ

型 : ホロージェットバルブ (主) およびリングホローゲート (副)
数量 : 1 式ずつ
寸法 : 内径 2.0 m

(3) 河川放流設備用トラッシュラック

型 : 固定式スクリーン
数量 : 4組
寸法 : 幅4.0 m×高さ4.0 m

(4) 取水口トラッシュラック

型 : 固定式スクリーン
数量 : 2組
寸法 : 幅7.5 m×高さ9.0 m

(5) 取水立坑ゲート

型 : キャタピラーゲート
数量 : 1門
寸法 : 5.4 m×5.4 m

(6) 導水路トンネル排水バルブ

型 : 保護バルブ付き高圧スルースバルブ
数量 : 1式
寸法 : 内径0.75m

(7) ドラフトチューブゲート

型 : スライドゲート
数量 : 2門
寸法 : 幅3.1 m×高さ3.5 m

(8) 水圧鉄管路

水圧鉄管は発電所より20m上流で分岐し、サージタンク下流端から発電所の入口弁までの総延長は、198 mである。この合計重量は380 トンと推定している。

今回の検討において仮定した使用鋼材と最大管厚を下記のごとくまとめた。

材料品質	許容引張応力 (kg/cm ²)	最大管厚 (mm)
J I S S M 41 B	1,300	21

なお、管厚は水撃圧とサージングによる水位上昇を含む内水圧により変化させている。

6.4 発電設備

発電設備の基本設計条件は下記の通りである。

- 貯水池 満水位 : E.L. 1,665.0m
- 低水位 : E.L. 1,609.0m
- 最大使用水量 : 82m³/s (2台運転時)
- 放水位 : E.L. 1,458.0m (2台運転時)
- 定格落差 : 170.4m

発電機台数は1台案の場合の事故及び修理時の系統運用に対する影響を考慮して2台案を選定した。

水車の型式は落差及び流量よりフランシス型水車とした。水車は直径2.4mの複葉弁型の入口弁を備えている。発電機の型式は準傘型同期発電機を選定した。

発電所単線結線図は図面11に示す通りである。低圧同期方式を採用している。発電機電圧は主変圧器により昇圧し、132kVの1.5CB方式屋外変電所の開閉機器に接続される。ローカルの電力供給のため3000kVAのローカル変圧器を設置した。

発電設備の主な諸元は下記の通りである。

(a) 水車

- 台数 : 2台
- 型式 : 堅軸フランシス
- 定格有効落差 : 170.4m
- 水車最大水量 : 41.0m³/s
- 定格出力 : 61,500kW
- 定格速度 : 333 r.p.m

(b) 発電機

－台数	:	2台
－型式	:	3相、準傘型堅軸同期、静止励磁型
－定格容量	:	66,800 kVA
－電圧	:	11kV
－周波数	:	50Hz
－力率	:	0.9
－出力	:	60,100kW

(c) 主変圧器

－台数	:	2台
－型式	:	3相、油入自冷／油入風冷 (ONAN／ONFA)
－容量	:	66,800 kVA
－電圧比	:	11／145.2-132-118.8 kV

(d) 132kV シャ断器

－定格電圧	:	145 kV
－定格電流	:	1,250 A
－シャ断電流	:	31.5kA

発電所には下記の補機が含まれる。

- －荷役用 150トン天井走行クレーン
- －非常用ジゼル発電機

発電所の一般配置図を図面 8 に示す。

6.5 送電線および変電所

6.5.1 使用電線・架空地線

(1) 電線サイズ

コロナ発生臨界電圧の点から 132kV送電線に適用可能な電線は、14.5mm以上の直径を有する必要がある。ケニア国内で 132kV送電線に使用されている電線は、BSコードの Wolf, Lynx, Goat および Canary であり全て外径は14.5mm以上である。

本プロジェクトに使用する電線はプロジェクトの詳細設計の時点で見直す電力需要予測と各送電線の負荷を考慮した経済比較の上、同国内で使用されているこれ等標準電線から選択することになる。

(2) 架空地線

雷直撃から電力用電線を保護するため架空地線を電線の上に設置する。この架空地線は電力電線の故障電流による電話線への誘導障害を低減する効果も有している。電力線への遮蔽効率を高めるために架空地線は径間中央にて最低温度・無風状態にてその SAG 電力線の SAG の 80% 以下になるよう機械的強度から選択される。

(3) SAG の設計

電力用電線および架空地線の SAG は下記の条件にて設計される。

- (a) 設計用気象状況
 - 最大電線張力 : 最低温度・最大風速
 - 最大たるみ : 最高温度・風なし
- (b) 電線・地線への最大風圧 : 385 N/sq. m
- (c) 周囲の最高温度 : 36.7度
- (d) 周囲の最低温度 : 6.0度
- (e) 電線・地線の設計最高温度 : 75.0度
- (f) 電線・地線の設計最低温度 : 0.0度
- (g) 電線・地線の設計平均温度 : 25.0度
- (h) 電線・地線の安全率 * 破断強度に対する最大使用張力 : 2.5以上
* 破断強度に対する常時使用張力 : 5.0以上
- (i) アルミニウムの弾性係数 : 6,300 kg/sq. mm
鋼線の弾性係数 : 21,000 kg/sq. mm
- (j) 線膨張係数 * アルミニウム : 23×10^{-6} /度
* 鋼 : 1.5×10^{-6} /度

(4) 電線・地線の附属品

微風に起因する繰返し震動による電線・地線の損傷を防止するために、Stockbridge 型ダンパを電線・地線に取付ける。更に、同様の目的のため全ての電線の懸垂ランプ取付け点にアルミニウム製プレフォームド・アーマーロッドを巻付けることとする。

6.5.2 送電線の絶縁

(1) がいし単体

本プロジェクトに適用するがいしの特性は下記の通りである。尚、がいし表面の色は茶とする。

- (a) 寸法 : 254mm×146mm のボール・ソケット型
- (b) 耐電圧特性 : 50Hz, 注水 40 kV
50Hz, 乾燥 70 kV
衝撃 (1.2×50E-6 秒) 110 kV
- (c) 破壊電圧 : 110kV
- (d) 最小破断強度 : 12,000 kg
- (e) 表面カラー : 茶

(2) がいし連

各種がいし連に作用する最大荷重の破断強度に対する安全率が3.0以上であるべく設計する。がいし連の電気的特性は下記の通りである。

	懸垂がいし連	耐張がいし連
(a) 1連のがいし個数	10	11
(b) 商用周波数耐電圧 (注水)	345 kV	365 kV
(c) 衝撃耐電圧 (注水)	375 kV	625 kV

(3) 最小絶縁間隔

充電部 (懸垂がいし連およびジャンパー電線) と鉄塔部材の間の最小絶縁間隔は絶縁強調の面から下記の様に決定する。

(a) 無風状態 (垂直)	1,350 mm
(b) 20度横振れ	1,350 mm
(c) 40度横振れ	1,100 mm
(d) 60度横振れ	830 mm

6.5.3 支持物

(1) 支持物の種類

電線支持物は自立・開脚ベースの亜鉛メッキ格子型鉄塔とし継脚および片継脚を考慮した型とする。鉄塔基礎は一般的には、コンクリート逆T字型基礎を適用するが、地盤の状況次第でロック・アンカー型、パイル、または拡底イカダ型基礎も使用する。

選定された位置での荷重に最適な鉄塔を適用するために、本プロジェクトでは下記種類の鉄塔を設計することになる。

- (a) S-型鉄塔 : 懸垂がいし連を用い、ルートの上またはルートの上標準水平角度2度までに適用可能な鉄塔
- (b) L-型鉄塔 : 耐張がいし連を用い、ルートの上標準水平角度15度までの位置に適用可能な鉄塔
- (c) H-型鉄塔 : 耐張がいし連を用い、ルートの上標準水平角度30度までの位置に適用可能な鉄塔
- (d) L-型鉄塔 : 耐張がいし連を用い、ルートの上標準水平角度60度までの位置に適用可能な鉄塔
- (e) L-型鉄塔 : 耐張がいし連を用い、ルートの上標準水平角度60度までの位置にまたは電線・地線の引留地点に適用可能な鉄塔

電力電線の地上高さは最低下記とする。

- (a) 一般の地域 : 6.7 m
- (b) 主要道路 : 7.5 m (路面上)
- (c) 他の電力線横断 : 3.2 m (電力線よりの間隔)
- (d) 電話線横断 : 3.2 m (電話線よりの間隔)
- (e) 鉄道横断 : 8.5 m (レール上)

(2) 設計条件

鉄塔は下記の条件で設計される。

- (a) 鉄塔部材の実質受風面積あたりの風圧は 690 N/sq.m を採用する。
- (b) 設計標準径間は 350mとする。
- (c) 断線条件は、最大風圧を受け、電線・地線の最大張力の発生する状態において電線または地線のいずれか1本が断線すると仮定する。
- (d) 機械的強度は次の安全率を考慮して設定する。
 - 平常時設計条件の下での鉄塔総合荷重に対して2.5以上。
 - 断線時設計条件の下での鉄塔総合荷重に対して1.25以上。

6.5.4 変電所

(1) Chemosit変電所

Magwagwa発電所からの新設 132kV送電線用に必要な追加変電機器は、既設変電所敷地内のスペア・ベイに据付ける。既設Muhoroni 132kV送電線は、同変電所のMagwagwa寄りに建設されており、スペア・ベイはこのベイを挟んでMagwagwaと反対側に位置しているため、現在のままでは新送電線はMuhoroniからの送電線と交差することになる。従って、これ等2送電線のChemosit変電所への接続方法は工事のための停電を最小限度にとどめるように配慮する必要がある。

既設変電所建屋は、Magwagwaからの送電線に必要な機器を設備するのに十分なスペースを有している故拡張工事を必要としない。

(2) Muhoroni開閉所

Sondu/Miriu プロジェクトにて既設 Muhoroni 開閉所は大幅に改造されることになっている。その際、Magwagwa発電所からの新 132kV送電線およびLessos変電所への追加 132kV送電線用のベイ配置を考慮すると共に用地も確保することになっている。所内に開閉所専用 132/33 kV降圧変圧器はソンドゥプロジェクトで既に設備されている。従って、本プロジェクト実施段階ではこれ等のベイに必要な変電機器を追加するのみである。

(3) Lessos変電所

前章4.6.3にて述べた如く新 132kV送電線がLessos変電所 - Muhoroni 開閉所間に必要になった場合には、送電線引込み変電施設がLessos変電所にも新たに建設される。既設変電所敷地内に 132kVの母線と共にスペア・ベイが確保されているので、Muhoroniからの送電線用追加機器は、このベイに設置されることになろう。現状では変電所敷地の拡張は必要ない。一方、コントロール室はSCADA (Supervisory Control and Data Aquisition) を入れる為に拡張が必要であろう。

(4) 設計基準

本プロジェクトで建設される 132kVの変電機器の絶縁レベルは、定格雷インパルス電圧を 650kV、商用周波数1分間耐電圧を 275kVとして機器の設計を行う。これは、IEC基準およびケニアの現状の基準に一致している。

一方、遮断器の定格遮断電流、断路器の定格短時間耐電流値およびそれ等の定格電流は関連 IEC基準に定めている標準値を使用する。これ等との設計電流値は本プロジェクト実施時に再度検討する系統解析の結果に基づいて最終的に決定されることになる。

高速単相再閉路装置が事故時の潮流が送電線容量を越さないように、Muhoroni - Lessos 間に設けられる。一方、三相低速再閉路装置が、Sondur - Magwagwa, Magwawa - Muhoroni 及び、Magwagwa - Chemosit 間に設けられる。その理由は上記三送電線がSondur - Kisumu 及び Kisumu - Muhoroni線を含めて環状線を構成し、事故時にも環状線が潮流を安全に流しうる容量を有していることによる。

第7章 工事実施計画と工事費の積算

7.1 工事実施計画と工事工程

7.1.1 序 章

工事実施計画は、基本設計に基づいてプロジェクト実施方法、施工順序、工事遂行のための施工方法および建設機械等について概略検討した。工事は入札参加資格制限付国際競争入札により選定された請負業者によって実施され、また、下記の工事実施形態によって行うものとして計画した。エンジニアリング・サービスに関しては、詳細設計、工事監理の段階でコンサルタントが実施するものとした。

(a) 土木工事

仮設工事、仮排水路トンネル、仮締切ダム、主ダム、副ダム、洪水吐き、河川放流設備、水路、発電所、放流水路、建築工事、取付道路、ベースキャンプ等工事を含む。

(b) 水門・鉄管工事

仮排水路トンネルゲート、河川放流バルブ、河川放流用取水口トラッシュラック、取水口トラッシュラック、取水ゲート、排水バルブ、水圧鉄管、放水口バルブ、放水路ゲート等工事を含む。

(c) 発電設備工事

水車、発電機器、変圧器、開閉機器および制御機器、監視装置、補機類、雑資機材、送電線保護装置、電力搬送通信機器等設置工事を含む。

(d) 送電線・変電設備工事

マグワグワースドゥ／ミリウ、マグワグワーチェモシット、マグワグワームホロニおよびムホロニーレス間の送電線工事及びチェモシット、ムホロニおよびレススの変電設備工事を含む。

7.1.2 工事実施計画

(1) 基本条件

本プロジェクトの工事計画を、前述の工事実施形態および工事工程の中に示す主要工事の完了期日を踏まえて計画した。また、ケニヤ国内の建設事情、気象条件、地質、地形条件等を考慮して、機械化施工により工事を実施するよう計画した。本工事実施に必要な主要施工機械を表7.1に示す。

工事契約締結後、工事着工を1997年7月として計画した。全工事は現在活用出来るデータ及び情報を基に2002年12月には完了するものとし、全体工事期間を5.5年間(66ヵ月)として工事実施計画を作成した。より詳細な施工計画の作成は詳細設計時に作成される構造図に基づいて行われる。

施工計画にあたっては、コンクリート表面遮水壁工事および掘削・盛立工事の稼働日数を年間260日とした。また、コンクリート工事、グラウト工事、トンネル工事等については、年間290日の稼働日数で計画した。主要工事の施工方法の概要を以下に述べる。

(2) 準備工事・仮設備

(a) 取付道路

プロジェクトサイト内のダム、発電所、水路トンネルの作業坑、サージタンク等へのアクセスのために、取付道路を国道C-22から新たに建設する。取付道路延長は計4,000mである。取付道路の他に、工事遂行上必要な仮設工事用道路を前述取付道路および国道C-22から適宜建設する。

(b) 仮設建物

工事実施にあたり、仮設建物をプロジェクトサイト条件を考慮してダムサイトおよび発電所サイトの2ヵ所に建設するよう計画した。仮設建物には請負業者の事務所、宿舍、修理工場、水門・鉄管工場、倉庫、労務宿舍等を含む。仮設建物としては、建屋面積で約15,000㎡が必要であろう。

(c) 給水設備

工事施工上かつベースキャンプに必要な工事用水および飲料水はソンドゥ川およびその支流から給水するものとした。給水設備も、またダムサイトおよび発電所サイトの2ヵ所に分けて計画するものとした。必要水量はダムサイトで約5 m³/min、発電所サイトで約4.5 m³/minであろう。

(d) 工事用電力設備

工事用電力は、ディーゼルエンジン駆動発電機により供給するものとして計画した。ダムサイトでは約1,600kWの発電容量が工事期間中必要であろう。発電所サイトでは、水路トンネル、水門・鉄管、発電設備等の工事のため、約3,300kWの発電容量が必要であろう。一方、ベースキャンプへの電力は既設33kV配電線を延長して供給するものとした。工事用電力供給の検討は詳細設計時にその時における系統内の電力供給力を考慮して再検討する必要がある。

(c) 通信設備

プロジェクトサイトの施工条件、立地条件を考慮して、電線ケーブルによる電話設備を工事期間中設置する。電話回線数としては約50回線とし、親局を請負業者の事務所に設置する。

(3) 河川転流・仮締切ダム

ダム工事に必要な河川転流を2本の仮排水路トンネルで実施するよう計画した。仮排水路トンネルおよび仮締切ダム工事は全体工事工程の中でクリティカル・パスとなる。仮排水路トンネルは内径6.2 m、総延長1,291m (No.1トンネル628m、No.2トンネル663m)のコンクリートライニングトンネルで、8ヵ月間でトンネル掘削を完了する。トンネル掘削は全断面掘削工法で施工し、掘進速度を月進80mとして計画した。掘削作業は、9ブーム・ドリルジャンボで削孔し、0.6 m³サイドバケット礫積機、8 ton ダンプトラックにて礫出し作業を行う。

コンクリートライニングは、アーチコンクリート覆工後、インバートコンクリートを打設するものとし、ライニング速度を月進126m (10.5mスライドセントル)で計画した。コンクリートは、0.75m³×2コンクリートプラントで製造し、3.2 m³アジテータトラックで坑内まで運搬後、60m³/時コンクリートポンプ車で10.5mスライドセントル内に打設する。

仮排水トンネルの完成に引続き、仮堰堤構築後直ちに河川水をNo.1およびNo.2仮排水路トンネルに転流する。

放流設備工事の開始前に第2回目の河川転流をNo.2仮排水路トンネルゲート締切りにより乾期の2001年8月に計画した。No.2仮排水路トンネル内に計画されている閉塞コンクリート、鉄管、バルブ等の工事を2002年5月までに完了する。No.1仮排水路トンネルの閉塞コンクリートは、No.1ゲート締切り後連絡トンネルが完了してから打設するよう計画した。

ゾーンタイプ仮締切ダム(堤体積224,600m³)はダム本体の上流に予備締切りにより仮排水トンネルに河川水が転流された後建設される。仮締切ダムはダム本体工事およびコンクリート遮水壁のトースラブのコンクリート打設の前には完了するよう工程を計画した。不透水性盛立材は、土取場から11トンダンプトラックで運搬し、13.5トンタンピングローラで締固める。ロック材およびリップラップ材は、採石場から32トンダンプトラックで運搬する。

(4) 主 ダ ム

ダム工事は、1999年から2002年の4年間にわたって建設するものとして計画した。ダムはコンクリート表面遮水壁ロックフィルダムとして計画されており、下記の施工方法により工事を行う。

(a) 基礎掘削

ダム基礎掘削工事は工程表に示すように、ロックフィル盛立およびトースラブコンクリート打設と平行作業で行う。土砂・軟岩掘削作業は、32トンリッパ付ブルドーザ、5.0m³ホイールローダ、32トンダンプトラックで行う。トースラブコンクリートの溝部の岩掘削は10m³/分クローラドリル、30kgジャックハンマー、0.6m³バックホー、11トンダンプトラックで行う。岩表面は、人力施工にて処理清掃を行う。

(b) 盛立

ロックフィル盛立工事は、1999年7月から2000年12月までの18ヵ月間で完了するよう計画した。盛立土量3,911,000m³のうち、3,611,000m³を採石場から採取し、残りの300,000m³は掘削岩から流用するものとした。採石計画では、7.5mから10m高ベンチカット工法で、15m³/分クローラドリル、5.0m³ホイールローダ、32トンダンプトラックの組合せで行う。ロック材盛立は、21トンブルドーザで敷均した後、15トン振動ローラーにて締固める。

ロックゾーンとコンクリート遮水壁の間には、最大150mmの碎石トランジションゾーンを計画した。トランジション材(143,600m³)は全て、採石場の岩で100トン/時碎石プラントにより製造する。盛立は、11トンブルドーザで敷均した後10トン振動ローラーで締固める。斜面転圧は、0.6m³バックホーで法面整形処理後30トンクローラクレーンで吊下げられた10トン振動ローラーで行う。その後2トンウインチで吊下げられた1000リットルディストリビュータでアスファルト乳剤を散布して、表面を保護する。

リップラップ材も、ロック材と同様採石場から採取し、ロックフィル斜面上で0.6m³バックホーおよび人力で整形する。リップラップの間隙は小径の岩礫で充填する。

不透水性盛立材(68,600m³)からなる遮水ゾーンを、トースラブコンクリートおよびメインスラブコンクリート上に計画している。盛立工事は、232,000m³の裏込め盛立と併行作業で2001年12月から2002年5月までの6ヵ月間で行う。不透水性盛立材は土取場から採取し、裏込め盛立材は土捨場からの流用土とした。

EL.1,665m以上のロックフィル盛立工事は、パラペット擁壁の完成後2002年5月から8月までに行う。最終ロック盛立に引続いて、道路舗装工事を開始する。

(c) 基礎岩盤処理

基礎岩盤のコンソリデーション・グラウト (2,800 m) とカーテン・グラウト (41,200m) は、トースラブコンクリート工事と重複して18ヵ月間にわたって行う。コンソリデーション・グラウト注入孔の穿孔は、7 m³/分クローラドリルおよび5.5 kWボーリングマシンで行う。カーテングラウト孔に関しては、5.5 kW、11kWボーリングマシンで穿孔する。セメントグラウトは、ダム天端アバットに設置された中央グラウト混合プラントで製造後、各作業スポットに配置された200リットル×2基グラウトミキサーに搬送し、7.5 kW、11kWグラウトポンプで注入を行う。

(d) コンクリート表面遮水壁

トースラブコンクリートは、ロックフィル盛立に先行して実施される。コンクリートは、0.75m³×2基コンクリートプラントで製造後、3.2 m³アジテータトラックで運搬し、60m³/時コンクリートポンプ車で打設する。

メインスラブのコンクリート打設工事着工前には、フィラスラブコンクリートが完了しているものとして計画し、工程表に示すように2000年11月から2001年2月までの4ヵ月間でフィラスラブ工事を完了する。フィラスラブの鉄筋マットの敷設およびコンクリートの運搬打設作業用として、ダム敷アバット部に仮設工事用道路を造成する。7.5 m×6 m鉄筋マットは、30トンクローラクレーンで、フィラスラブ位置まで運搬セット後、60m³/時コンクリートポンプ車でコンクリートを圧送する。コンクリートはトランジション斜面上に設置した7.5 mスリップフォームで連続打設する。スリップフォームは、ダム天端のウインチ・トラックでけん引する。

フィラスラブの打設完了後、2001年3月から2002年2月までの12ヵ月間で15m幅のメインスラブ工事を計画した。メインスラブコンクリートは、トースラブ位置から天端標高1665.50mまでの斜面上に連続して打設を行う。メインスラブの継目位置にスチール製止水板を設置するために、600mm幅のモルタルパッドを斜面上に設ける。15m×6 m鉄筋マットは、レール鉄筋布設台車で斜面上を搬送後、底部から順次設置していく。コンクリートは、15mスラブ幅のスリップフォームにより連続打設方法で行う。コンクリート打設作業は数日にわたり昼夜連続作業となるため、コンクリート表面遮水壁工事用として専用のコンクリートプラントの設置を計画する。コンクリートは、ダム天端アバットに設置された0.75m³×2基コンクリートプラントで製造し、4.5 m³アジテータトラックで天端まで運搬する。その後斜面上のシュートを通じてスリップフォーム位置まで搬送する。レール鉄筋布設台車およびスリップフォームの次ブロックへの移動は、天端に設置されたレール鉄筋台車移動トrolleyおよびスリップフォーム移動トrolleyで行う。

メインスラブコンクリート工事の完了後、バラベット擁壁をメインスラブブロックに連続して2002年1月から6月までの6ヵ月間で建設する。コンクリート打設は、60m³/時コンクリートポンプ車で行う。

コンクリート細・粗骨材は、ダム取付道路沿いに配置された 100トン/時砕石プラントで製造する。砕石原料はトンネル礫ストックパイルから供給するものとして計画した。

(5) 副ダム

副ダムは、均一型アースフィルタイプダムで、盛立量 409,900 m^3 である。基礎掘削工事を含めた全体工事期間は、2000年3月から2001年4月までの14ヵ月とした計画した。不透水性盛立材は、土取場から21トンプルドーザ、2.3 m^3 トラクタショベル、11トンダンプトラックで採取する。盛立材は、11トンプルドーザで敷均した後、13.5トンタンピングローラで締固める。

(6) 洪水吐

洪水吐掘削土量982,700 m^3 は、ダム基礎掘削工事と同時に1991年に実施するものとした。掘削土のうち岩はストックパイルに運搬し、ロックフィル盛立材に流用するものとして計画した。掘削作業は、10 m^3 /分クローラドリル、32トンリッパー付ブルドーザ、5.0 m^3 ホイールローダ、32トンダンプトラックで行う。

コンクリート量46,300 m^3 の打設は、1999年9月から2001年8月までの2年間にわたって実施するよう計画した。コンクリート製造は、コンクリート遮水壁工事用のコンクリートプラントとは別に、0.75 m^3 ×2基コンクリートプラントで行う。当プラントは、取水トンネル、導水路トンネル、取水塔立坑等のコンクリート工事にも使用する。コンクリート作業は、3.2 m^3 アジテータトラック、60 m^3 /時コンクリートポンプ車、1.0 m^3 コンクリートバケット、30トントラッククレーンで行う。

(7) 河川放流設備

ホロジェットバルブ、鉄管等の放流設備は、No.2 仮排水路トンネルの中央部に設置するよう計画した。No.2 仮排水路トンネルゲート締切りに引続き、取水口部の閉塞コンクリート、取水塔構造物等工事を2001年に計画した。また、バルブ室、鉄管布設、その回りの閉塞コンクリート、ホロジェットバルブの設置等工事は、2002年5月までに完了するように計画した。

No.1 仮排水路トンネルゲート締切りを2002年6月に行う。また閉塞コンクリート工事開始前に、No.1 トンネルからバルブ室への取付トンネルの建設を行う。

扇体、戸当り、ホロジェットバルブ、鉄管、トラッシュラック等据付工事は、関連土木工事の進捗に合わせて、2001年8月から2002年5月までの10ヵ月間で計画した。

(8) 取水口及び取水トンネル

導水路トンネル上流側に、延長 500mの取水トンネルを計画した。トンネル掘削、コンクリートライニング作業は、導水路トンネル工事の一部として扱う。明り掘削工事は、トンネル掘削開始前2ヵ月間で行う。

(9) 導水路トンネル

導水路トンネルは、内径 5.4 m、延長 6,690mのコンクリートライニングトンネルである。導水路トンネル工事施工上、2本の作業坑を1998年中旬までに準備する。No.1作業坑は斜坑トンネルとし、取水トンネル上口から 4,000m地点に計画した。また、No.2作業坑は、導水路トンネル下流端から40m地点で、かつ排水トンネルとして供用する。

取水トンネルを含む導水路トンネル掘削工事は、1998年7月から2000年6月までの2年間で完了するよう計画した。トンネル掘削は全断面掘削工法とし、礫出し作業はレー尔工法で行う。掘削作業にあたっては、3切羽同時掘削となるため、掘削関連機械設備が3セット必要となる。各切羽での掘進速度を月進 110mとして計画した。掘削作業は、7ブームドリルジャンボ、0.4 m³礫積機、6 m³鋼車、10トンバッテリー機関車の組合せで行う。坑外二次搬土は、1.2 m³トラクタショベル、8トンドンプトラックにより行う。

コンクリートライニングは、2000年4月から23ヵ月間で完了するよう計画した。コンクリートライニングは、全断面コンクリート覆工で行い、ニードルビームタイプスライドセントルが3セット必要となる。各コンクリートライニング速度を、10.5mスライドセントルを使用するとして、月進 126mで計画した。コンクリートは2ヵ所のコンクリートプラントで製造後、各坑口まで運搬する。コンクリートプラントは、ダムサイトに0.75m²×2基プラント、発電所サイトに1.0 m²×2基プラントを準備する。コンクリートライニング作業は、3.2 m³アジテータトラックで坑口まで運搬後、6 m³空気式ブレーサー、8トンバッテリー機関車の組合せで打設する。

各工区のコンクリートライニング作業完了後、裏込めグラウト、コンソリデーショングラウト、カーテングラウト等注入工事を継続して、2001年4月から2002年3月まで行う。裏込めグラウト注入は、11kWグラウトポンプで行う。グラウト孔の削孔は、2.7 m³/分レグドリル、5.5 kWボーリングマシンで、注入工事は 200リットル×2基グラウトミキサー、7.5 kWグラウトポンプの組合せで行う。

00 取水ゲート立坑

取水ゲート立坑は、内径8.4m、高さ65.8mの立坑で、取水トンネル上口から500m下流側の地点である。導水路トンネル掘削完了後、立坑掘削は、2000年4月から8月までの5ヵ月間で行うよう計画した。断面2m×2mの導坑を立坑下部よりレーズクライマー機で切上がり掘削し、導坑掘削完了後下方に切上げ掘削を行う。導坑削孔には、2.7m³/分ストーパードリルを用い、立坑全断面の切上げを7m³/分クローラドリル、2.4m³/分ジャックハンマーで行う。爆破後の礫は、0.4m³トラクターショベルで導坑内に集積投入し、取水トンネル内で0.4m³礫積機、6m³鋼車で行う。

一次コンクリートライニングおよび構造物コンクリート工事は、2000年9月から2001年4月までの8ヵ月間で施工するよう計画した。立坑コンクリート作業は、立坑下部から順次行う。コンクリート打設は、3.2m³アジテータトラック、1m³コンクリートバケット、30トントラッククレーン、ホッパー、シュートで行う。コンクリート工事は、取水ゲート据付け開始前には完了するよう計画した。扇体、戸当り、トラッシュラック、ホイスト等取水ゲート設備は、請負業者の製作工場にて、部分的に組立てる。その部分完成品を現地搬入後、サイト仮工場より据付け箇所まで20トントレーラーにて運搬し、30トントラッククレーンにて据付ける。

01 サージタンク

サージタンクは、内径18m、高さ95.6mの立坑で、導水路トンネル下流端に位置する。導坑、切り上げ、底部トンネルを含み立坑掘削工事は、2000年7月から2001年5月までの11ヵ月間で完了するよう計画した。掘削に引き続き、立坑コンクリート、底部トンネルコンクリートライニングを、2001年に入ってから7ヵ月間で行う。

サージタンク頂部の明り掘削工事は、10m³/分クローラドリル、21トンリッパ付ブルドーザ、2.3m³トラクタショベル、11トンダンプトラックで行う。2m×2mの導坑をサージタンク断面の中央部に掘削する。導坑掘削は、2.7m³/分ストーパードリル、レーズクライマー機により、立坑下部より切上がる。導坑掘削完了後、立坑全断面の切り上げを7m³/分クローラドリル、2.4m³/分ジャックハンマーで行う。爆破後の礫は、0.6m³バックホーで導坑内に投入し、0.4m³礫積機、6m³鋼車、1.2m³トラクターショベル、8トンダンプトラックにより搬出する。

コンクリートライニングは、立坑切り上げ完了後、立坑下部より打設する。コンクリートは1.2mリフトで打設する。コンクリート打設作業は、1m³コンクリートバケット、30トントラッククレーン、ホッパー、シュートにより行う。

02 水圧鉄管路

水圧管路は、内径4.4m-2.1m、延長198mで、そのうち上部水平トンネル部分24m、立坑部分134m、下部水平トンネル部分40mである。トンネルおよび立坑掘削は、1999年4月から8ヵ月間で完了するよう計画した。トンネルコンクリートライニング、鉄管の回りの埋戻しコンクリート等、コンクリート工事を2001年に計画した。

上部水平トンネルの掘削およびコンクリート工事は導水路トンネル工事と同様に行う。立坑工事は2m×2mの導坑掘削と切り抜げに分けて行う。導坑掘削は、2.7m³/分、ストーパドリル、レーズクライマー機により、下部水平トンネルより切上がる。導坑掘削完了後、立坑全断面の切り抜げを2.4m³/分、ジャックハンマーで行う。爆破後の礫は、下部水平トンネル部で0.6m³、サイドバケット礫積機により4トンダンプトラックに積込み、分岐部へのアクセストンネル、発電所アクセストンネルを経て坑外に搬出する。

鉄管の回りの埋戻しコンクリートは、鉄管の据付け作業と併行作業で下部水平トンネル部分から上方に打設する。コンクリートは、導水路トンネルを通過して3m³アジテータで搬入後、1m³コンクリートバケットに積換え、200kWウィンチで立坑内におろして打設する。下部水平トンネル、鉄管分岐部、分岐鉄管等のコンクリート打設は、コンクリートをアクセストンネルより3.2m³アジテータトラックで運搬後、45m³/時コンクリートポンプで打設する。

水圧鉄管路は、2001年5月から2002年1月までの9ヵ月間で完了するよう計画した。水門・鉄管工事の開始前に、3ヵ月間の準備・段取り期間が必要である。

水圧鉄管は、請負業者の製作工場にて、部分品および半完成品を製作する。現地搬入後、その鋼板セグメントをサイト仮工場にて溶接し、6m長さの鉄管を製作する。鉄管のサイト内運搬は20トントレーラーにて行う。トンネル内の鉄管据付け作業は、レール式運搬台車で行い、立坑内の据付け作業は200kWウィンチで吊おろして行う。

03 発電所

発電所は、60MWフランス式タービンおよび66.8MVA発電機2台を収容する長さ60m、幅22m、高さ38mの地下式の鉄筋コンクリート構造物である。発電所工事はアクセストンネル、ケーブルトンネル、地下発電所、ゲート室、放水路サージタンクおよび屋外開閉所を含み、下記の施工方法により工事を行う。

(a) アクセストンネル

発電所の発電機器フロアに連絡するために長さ900m、勾配10%、幅7m、高さ

6 mの搬入トンネルを計画した。当搬入トンネルから分岐して、各種アクセストンネルを地下発電所建設工事のために配置している。アクセストンネルとしては、ゲート室への連絡(130m)、発電所天井アーチ部への連絡用(80m)、放水路サージタンク天井部への連絡用(80m)、水圧管路分岐部への連絡用(250m)等であり、トンネル内空断面幅4 m、勾配10%で計画した。

搬入トンネルおよびアクセストンネルは、地下発電所関連構造物の施工工程に合わせて、1998年、1999年にわたって建設するものとした。アクセストンネル掘削工事は全断面掘削工法で、かつダンプトラックによる礫出し工法とした。掘進速度を月進80mで計画した。掘削作業は、トラック搭載7ブームドリルジャンボ、0.6 m³ サイドバケット礫積機、8トンダンプトラックにより行う。

(b) ケーブルトンネル

ケーブルトンネルは、搬入トンネル坑口から350m地点と屋外開閉所を結ぶ、延長120m、勾配30%の斜坑トンネルで計画した。ケーブルトンネルは、半円断面で幅2.5 m、高さ2.5 mのコンクリートライニングトンネルである。コンクリートライニングを含むトンネル工事は、1999年6月から4ヵ月間で完了するよう計画した。トンネル掘削は全断面掘削工法で、礫出し作業はウィンチ巻き上げによるレール工法とした。掘削・礫出し作業は、2.7 m³/分レックドリル、0.2 m³ 斜坑用礫積機、3 m³ 鋼車、100kWウィンチの組合せで行う。コンクリートライニング作業は、45m³/時コンクリートポンプ車を坑口および搬入トンネル内に配置して、両サイドより打設する。

(c) 地下発電所

発電所コンクリート構造物は、天井クレーン据付け開始前2000年12月までには完了するよう計画した。地下発電所建設工事は2段階に分けて行う。第一段階工事としては、地下空洞掘削、基礎構造物コンクリート、ドラフトチューブ据付けおよびその二次コンクリート等である。第二段階工事としては、建築工事、天井クレーン、ケーシングおよびその二次コンクリート、タービン、発電機等である。

地下空洞掘削は、1997年12月から1999年11月までの11ヵ月間で、基礎構造物コンクリート工事開始前に完了するよう計画した。空洞掘削は、搬入トンネルから分岐した天井アーチ部アクセストンネル部分から、盤下げにより行う。

発電所天井アーチ部センターに、長さ56m、幅6 m、高さ7 mの頂設導坑を掘削する。この導坑から直角にサイドのアーチ部分を3 m掘削幅で、空洞天井アーチ部を3ヶ月状に切り抜ける。掘削作業は、2ブームクローラジャンボ、1.4 m³ サイドバケットトラックショベル、8トンダンプトラックにより行う。天井アーチ部掘削後、直ちにロックボ

ルト、コンクリート吹付け、PC鋼棒等により、壁面安定を行う。

天井アーチ部空洞の掘削完了後、空洞壁面にプレスプリット工法で自由面を確保してから、空洞本体を盤下げ発破で順次掘削する。盤下げは、1.5 mベンチ高で、10m³/分クローラドリル、21トンリッパ付ブルドーザ、0.6 m³ バックホー、1.4 m³ サイドバケットトラクタショベル、8トンドンプトラックの組合せで行う。各盤下げ発破後、空洞壁面にはロックボルト、コンクリート吹付け、PC鋼棒等を継続して行う。

EL.1,472.00 mからEL.1,457.00 m間の盤下げも同様工法で行うが、礫出しは搬入トンネルを利用して行う。

EL.1,457.00 m以深の掘削は、立坑の導坑切り上げ工法により行い、掘削礫を放水路トンネルより搬出する。導坑掘削および切り上げは、サージタンクの立坑掘削と同様に実施する。

基礎構造物コンクリート作業は、3.2 m³ アジテータトラック、60m³/時コンクリートポンプ車、1 m³ コンクリートバケット、10トン天井走行クレーンで行う。コンクリート運搬は、搬入トンネルを利用する。発電所構造物のコンクリート工事を含め、導水路トンネル、水圧鉄管路サージタンク、放水路トンネル等工事のために、1.0 m³ × 2基コンクリートプラントを準備する。

基礎構造物コンクリート、ドラフトチューブ据付け、その他コンクリート構造物、ドラフトチューブ回りの2次コンクリート等の工事完了後、ケーシング、タービン、発電機等の据付け工事工程を考慮して、天井クレーンを2001年1月に準備するように計画した。発電所の建築仕上げ工事、給水、給電、換気設備等工事は、タービン、発電機の据付け工事と併行して行う。

(d) ゲート室

地下発電所と放水路サージタンクの間、幅3 m、高さ3.5 m、長さ25 mのコンクリートライニングのゲート室および2本の立坑(4 m × 1 m、高さ20 m)を計画した。ゲート室および立坑の掘削は、1999年8月中旬から2ヵ月間で完了するよう計画した。一方、コンクリート工事は、1999年12月から3ヵ月間にわたって行う。掘削作業は2.7 m³/分レックドリルおよび2.4 m³/分ストーパドリルにて行う。ゲート室の掘削礫は、1.4 m³ サイドバケットトラクタショベルにより積込み運搬し、アクセルトンネルで8トンドンプトラックに積込む。立坑掘削礫は、放水路トンネル掘削工事と同様に実施する。コンクリートは、3.2 m³ アジテータトラックでアクセルトンネル内を運搬後、45m³/時コンクリートポンプで打設する。

(c) 放水路サージタンク

内径23m、高さ26mの地下式放水路サージタンクはゲート室の下流50mに設けられる。空洞天井部、パイロット立杭及び立杭拡大を含む掘削工は1999年5月から2ヵ月間で行うよう計画した。トンネル底部でのライニングを含むコンクリートライニングは1999年12月から3ヵ月間で行うよう計画されている。

サージタンク天井部へのアクセストンネルは主アクセストンネルに結びつけられている。上部空洞部は発電所空洞部に対して行われた掘削と同様の方法によって行われる。パイロット立杭の拡大も導水路サージタンクに対して実施された方法で行われ、礫は放水路トンネルを経て坑外に搬出される。

(d) 放水路サージタンク

放水路トンネルは、内径5.4m、延長1,850mのコンクリートライニングトンネルである。トンネル掘削工事は、1998年1月から1999年5月までの約1.5年間で完了するよう計画した。トンネル掘削は全断面掘削工法とし、礫出し作業はレール工法で行う。掘削作業にあたっては、下流放水口からの片押し掘削とした。トンネル掘削作業は導水路トンネルと同じ施工方法で行う。

コンクリートライニングは、ゲート室コンクリート工事完了後、2000年6月から2001年8月までの15ヵ月間で完了するよう計画した。コンクリートライニングは、全断面コンクリート覆工で行い、ニードルビームタイプスライドセントル1セットを準備する。コンクリートライニングおよびグラウト作業は、導水路トンネルでの施工方法と同じとする。

7.1.3 工事工程

(I) プロジェクトの実施工程

発電所の運転開始時期を2003年1月初旬として工事実施工程を計画した。プロジェクトの本体工事は、1997年7月に着工してから2002年12月に完了するとして、建設工事実施期間を5.5年間とした。図7.1に示すように、本プロジェクトの工事実施期間は、フィービリティ・スタディ完了後、11年間として計画した。プロジェクト資金の調達を、詳細設計および建設工事実施段階の2回に分けて行う必要がある。その資金調達に関しては、ケニヤ電力会社が担当するものとした。プロジェクトの工事実施にあたっては、次の工事完了期日を目標として、工事工程を計画した。

(a) プロジェクト資金の調達(詳細設計) : 1991年11月から1992年8月までの10ヵ月

(b) コンサルタント契約(詳細設計) : 1992年9月から1992年11月までの3ヵ月

- (c) 詳細設計および契約書類の作成 : 1992年12月から1994年11月までの12ヵ月
- (d) プロジェクト資金の調達(建設工事) : 1994年12月から1995年11月までの12ヵ月
- (e) コンサルタント契約(工事監理) : 1995年12月から1996年5月までの6ヵ月
- (f) 入札および工事契約 : 1997年6月末完了
- (g) 建設工事 : 1997年7月から2002年12月までの66ヵ月
- (h) 発電所運転開始 : 2003年1月初旬

(2) 工事工程

全体工事工程を図7.1に示す。プロジェクトの工事実施に必要な土地収用は、工事着工前にケニヤ電力会社により実施されるものとした。各施工年次の主要工事を下記する。

1997

- (a) 土木工事の工事契約
- (b) 建設資機材の搬入および仮設備の準備
- (c) ベースキャンプおよび取付道路
- (d) 仮排水路トンネル掘削、作業坑
- (e) 放水路トンネルの掘削、地下発電所のアクセストンネル掘削

1998

- (a) 仮排水路トンネルの掘削、コンクリートライニング
- (b) 取水トンネル、導水路トンネルの掘削
- (c) 作業坑の掘削、コンクリートライニング
- (d) 放水路トンネルの掘削
- (e) 地下発電所のアクセストンネルの掘削
- (f) ケーブルトンネルの掘削
- (g) 地下発電所の空洞掘削
- (h) ベースキャンプ、取付道路

1999

- (a) 水門・鉄管工事・発電設備工事・送電線・変電設備工事の工事契約
- (b) 河川転流
- (c) 仮締切ダムの基礎掘削、盛立
- (d) 主ダムの基礎掘削、盛立、グラウト、トースラブコンクリート
- (e) 洪水吐の掘削、コンクリート
- (f) 導水路トンネルの掘削
- (g) 水圧鉄管路のトンネル、立坑の掘削
- (h) 放水路トンネルの掘削

- (i) 地下発電所のアクセストンネルの掘削
- (j) ケーブルトンネルの掘削、コンクリートライニング
- (k) 地下発電所の空洞掘削、コンクリート
- (l) ゲート室の掘削
- (m) 放水路サージタンクの掘削、コンクリート

2000

- (a) 主ダムの盛立、グラウト
- (b) トースラブコンクリート、フィラー slab コンクリート
- (c) 副ダムの基礎掘削、盛立
- (d) 洪水吐の掘削、コンクリート
- (e) 導水路トンネルの掘削、コンクリートライニング
- (f) 取水ゲート立坑の掘削、コンクリート
- (g) サージタンクの明り部掘削、立坑掘削
- (h) 放水路トンネルのコンクリートライニング
- (i) 発電所のコンクリート、二次コンクリート
- (j) ゲート室のコンクリート
- (k) 放水路サージタンクのコンクリート
- (l) 開閉所の明り部掘削
- (m) 発電所の建築工事
- (n) ドラフトチューブの据付け
- (o) 送電線の土木・鉄塔工事

2001

- (a) 仮排水路トンネルNo.2のゲート締切り
- (b) 主ダムのメインスラブコンクリート
- (c) 副ダムの盛立
- (d) 洪水吐のコンクリート
- (e) 河川放流設備
- (f) 導水路トンネルのコンクリートライニング、グラウト
- (g) 取水ゲート立坑のコンクリート
- (h) サージタンクの立坑掘削、コンクリート
- (i) 水圧鉄管の据付け、埋戻しコンクリート
- (j) 放水路トンネルのコンクリートライニング、グラウト
- (k) 発電所の二次コンクリート
- (l) 開閉所の基礎コンクリート
- (m) 放流水路の掘削、コンクリート
- (n) 建築工事
- (o) 取水設備、河川放流設備の水門・鉄管工事

- (p) 天井クレーン・ケーシングの据付け
- (q) 発電設備、開閉機器の据付け
- (r) 送電線の架線工事
- (s) 変電設備の据付け

2002

- (a) 仮排水路トンネルNo.1のゲート締切り、閉塞コンクリート、ダム湛水開始
- (b) 主ダム上流側の土砂盛立
- (c) 主ダムのメインスラブコンクリート
- (d) 主ダムのパラペット擁壁
- (e) 河川放流設備
- (f) 導水路トンネルのコンクリートライニング、グラウト
- (g) 作業坑の閉塞コンクリート
- (h) 建築工事
- (i) 河川放流設備
- (j) 水圧鉄管の据付け
- (k) 発電設備、開閉機器の据付け
- (l) 送電線の架線工事
- (m) 変電設備の据付け
- (n) 発電所の運転試験
- (o) 建設資機材の搬出

7.2 工事費の算定

7.2.1 序 章

本プロジェクトの工事費を、発電水力施設の基本設計、工事施工計画および工事工程に基づいて積算した。各工種の単価は、現地情勢、施工機械、資材、施工方法、類似プロジェクト例等を考慮して、算定した。

工事費の外貨分および内貨分を、各々米ドルおよびケニヤシリングで算定し、その後ケニヤシリングに換算した。工事費の積算は、以下の前提条件により行った。

- (a) 基準価格 : 労務費、資材費および機械費の基準価格は、1990年11月の価格とした。
- (b) 為替交換比率 : 為替交換比率は、1米ドル=23ケニヤシリング=140円(1ケニヤシリング=6.09円)とした。
- (c) 工事数量 : 工事数量および項目を表7.9工事費内訳に示す。工事数量を、基本設計に基づいて算定した。

本プロジェクトは、国際競争入札により選定された請負業者によって実施されるものとして、上記工事費を算定した。

工事費のうち、直接工事費(請負工事費)は仮設工事費、土木工事費、水門・鉄管工事費、発電設備工事費、および送電線・変電設備工事費から構成されている。一方、間接工事費には、用地費、実施機関の工事経費、技術管理費および予備費を含む。

7.2.2 仮設工事費

仮設工事費には、工事保険、仮設建物、給水設備、給電設備、通信設備、医療設備、医者・看護婦等経費、内陸輸送費、試験器具、工事用道路等を含む。仮設工事費は、土木工事費の10%として算定した。

7.2.3 土木工事費

土木工事費には、労務費、資材費および機械費(直接工事費)および請負業者の管理費・利益(間接工事費)を含む。

(1) 労務費

労務費は、1日8時間労働の賃金である。労務費は、キスム市、ナイロビ市での調査より算定した。労務賃金を表7.2に示す。

(2) 建設資材

建設資材はケニア国内の市場より調達するものとした。資材費は、キスム市、ナイロビ市での調査より算定したが、積算では外貨分および内貨分に分けている。内貨分には、基準価格、内陸輸送費、関税および付加価値税を含む。資材費はプロジェクトサイト着の価格とした。ケニア国内市場で調達不可能の資材については、関税および税金を除いた価格とした。建設資材費を表7.3に示す。

(3) 機械費

機械費算定にあたっては、建設機械が請負業者持ちの機械であることを前提とした。機械の基準価格は、1990年11月の日本価格をベースとして、ケニアC I F価格とした。関税および税金は、機械費から除外した。機械費のうち、償却費、スペアパーツおよび消耗資材等整備修理費を外貨分で算定した。一方、整備修理費のうちの整備工事の人件費、維持管理費を内貨分で算定した。機械費を表7.4に示す。

(4) 請負業者の間接経費

請負業者の管理費および利益に関しては、各工種の単価に割りふった。間接経費率を、労務費、資材費および機械費等直接工事費分の総計に対し25%として算定した。

(5) 単 価

本土木工事で適用した単価は、前述条件を踏まえて算定した。各単価を表7.9建設費の内訳に示す。

(6) 土木工事の工事項目

- 仮排水路トンネル
- 仮締切ダム
- 主ダム
- 副ダム
- 洪水吐
- 河川放流設備

- 水路（取水および取水トンネル、導水路トンネル、取水ゲート立坑、サージタンク、作業坑、水圧鉄管路、放水路トンネル）
- 発電所（アクセストンネル、ケーブルトンネル、地下発電所、ゲート室、放水路サージタンク、開閉所）
- 放流水路
- 建築工事
- 取付道路
- ベースキャンプ

7.2.4 水門・鉄管工事費

水門・鉄管工事費は、最近の工事入札価格に基づいて算定した。基準価格をケニヤCIF価格とし、関税および税金を除外した。外貨分には、本体価格、海上運賃および貨物海上保険を含めた。ケニヤ・モンバサ港での貨物荷卸費用、港湾使用料、内陸運送費を内貨分にて算定した。据付け工事費は、外貨分および内貨分に分けて算定した。水門・鉄管工事費を、下記工事項目について算定した。

- 仮排水路トンネルゲート
- 河川放流バルブ
- 河川放流用取水口トラッシュラック
- 取水口トラッシュラック
- 取水ゲート
- 排水バルブ
- 水圧鉄管
- 放水口ゲート
- 放水路ゲート

7.2.5 発電設備工事費

発電設備工事費は、最近の工事入札価格に基づいて算定した。基準価格をケニヤCIF価格とし、関税および税金を除外した。外貨分には、本体機器価格、海上運賃および貨物海上保険を含めた。ケニヤ・モンバサ港での貨物荷卸費用、港湾使用料、内陸輸送費を内貨分にて算定した。据付け工事費は、外貨分および内貨分に分けて算定した。発電設備工事費を、下記工事項目について算定した。

- 水車
- 発電機器
- 変圧器
- 開閉機器および制御機器

- 監視装置
- 補機類
- 雑資機材
- 送電線保護装置
- 電力搬送通信機器

7.2.6 送電線および変電設備等工事費

送電線工事、変電設備等に係る鉄塔、電線、変電機器等の基準価格をケニヤC I F 価格とした。送電線工事費には、サイトの伐開、土木工事および基礎工事等の費用を含む。その他の積算条件は、外貨・内貨分に関しても、前述発電設備工事費の場合と同様である。送電線および変電設備等工事費を、下記工事項目について算定した。

- 送電線工事
 - マグワグワーソンドウ／ミリウ
 - マグワグワーチェモシット
 - マグワグワームホロニ
 - ムホロニーレソス
- 変電設備工事
 - チェモシット変電所
 - ムホロニ変電所
 - レソス変電所

7.2.7 土地収用費

工事実施に必要な土地収用は、工事実施スケジュールに従って、工事着工前にケニヤ電力会社によって実施されるものとした。土地収用に要する用地費には、湛水エリアおよび建設用地、送電線ルートでの必要な用地および取付道路等の用地費を含む。用地費を表7.5に示す。

7.2.8 実施機関の工事経費

当該プロジェクトの実施機関の工事経費は、直接工事費（請負工事費）の0.5%として算定した。本工事経費は、内貨分に計上されている。

7.2.9 技術管理費

詳細設計および契約書類の作成に関する技術管理費を、人・月ベースで積算した（外貨分238M/M、内貨分116M/M）。工事監理段階の技術管理費は、直接工事費（請負工事

費)の7%として算定した。そのうち、85%を外貨分に、15%を内貨分として算定した。

7.2.10 予備費

予備費を、工事に対する予備費と物価上昇による予備費に分ける。工事に対する予備費は、仮設工事費、土木工事費、実施機関の工事経費および技術管理費については総計の10%として算定した。水門・鉄管工事、発電設備工事および送電線・変電設備工事に関する予備費は、直接工事費の5%として算定した。物価上昇による予備費は、物価上昇率を外貨分に対して2%、内貨分に対して10%として、1992年から2002年の11年間にわたって年次別工事費支出表から算定した。

7.2.11 工事費

本プロジェクトの工事費総額は、物価上昇による予備費を除いて、7,555百万ケニアシリング(換算328.48百万米ドル)で、そのうち外貨分は4,963百万ケニアシリング(換算215.78百万米ドル、外貨分比率65.7%)、内貨分は2,592百万ケニアシリング(内貨分比率34.3%)である。

また、11年間にわたる物価上昇分を含めた工事費総額は、11,478百万ケニアシリング(換算499.03百万米ドル)で、そのうち外貨分は5,921百万ケニアシリング(換算257.45百万米ドル、外貨分比率51.6%)、内貨分は5,556百万ケニアシリング(内貨分比率48.4%)である。

工事費総括を次表にとりまとめた。工事費およびその詳細を表7.6、表7.7に示す。また工事費内訳を表7.9に示す。

	外貨分 (1,000米ドル)	内貨分 (1,000ケニアシリング)	合計 (1,000ケニアシリング)
直接工事費	176,999.24	1,542,713	5,613,696
土地収用	0	804,000	804,000
実施機関の工事経費	0	28,068	28,068
技術管理費	21,477.00	63,048	557,019
工事に対する予備費	17,307.98	154,135	552,219
計	215,784.22	2,591,964	7,555,001 (US\$328.48百万)
物価上昇による予備費	41,662.07	2,964,499	3,922,727
合計	257,446.29	5,556,463	11,477,728 (US\$499.03百万)

7.2.12 工事費の年次別支出

総工事費の年次別支出を、外貨分、内貨分に対して工事実施工程に基づいて算定した。年次別工事費支出を表7.8および次表にとりまとめた。

工事年次	外貨分 (1,000米ドル)	内貨分 (1,000ケニアシリング)	合計 (1,000ケニアシリング)
1992	788.72	522	18,663
1993	4,018.99	2,868	95,305
1994	3,279.92	2,524	77,962
1995	0	494,396	494,396
1996	0	815,738	815,738
1997	27,837.86	478,604	1,118,875
1998	24,497.32	485,876	1,049,314
1999	55,095.76	758,533	2,048,736
2000	56,897.22	1,060,239	2,368,875
2001	68,412.71	1,109,614	2,683,106
2002	15,617.79	347,549	706,758
Total	257,446.29	5,556,463	11,477,728

第8章 プロジェクト評価

8.1 序 論

本章は、8.2節において水力計画としてのマグワグワ計画の経済評価を行うのみならず、マグワグワ、ソンドゥ／ミリウ及びカノー計画を組合わせた総合計画とマグワグワとソンドゥ／ミリウを組合わせたソンドゥ川の水力ポテンシャル開発計画の経済評価も行う。8.3節において財務評価を行い、8.4節においてプロジェクトの総合評価を述べる。

8.2 経済評価

8.2.1 ソンドゥ川及びカノー平野総合開発の多目的評価

マグワグワ及びソンドゥ／ミリウ発電計画及びカノーかんがい計画によるソンドゥ川及びカノー平野の総合開発における経済評価は、マグワグワ貯水池の最適開発規模を求める検討の一部として実施された（5.3節参照）。その結果高い収益性が得られた。

最適開発規模に引き続いて、本計画の基本設計及び工事費の算定がフィージビリティレベルで実施された。工事費の算定は、2003年に120MWの規模で運転開始する条件で作られた施工計画に基づいて工事費の年次別支出も検討している。長期電力投入計画に用いられたマグワグワ計画からの電力量は貯水池運用計画によって求められていることを付言しておく。

マグワグワ、ソンドゥ／ミリウ及びカノーの三要素から成る計画の経済的実施可能性は上述の通り、最適開発規模検討以後に実施された検討結果をふまえて再評価された。その結果、US\$ 135.00百万の純便益（割引率10%）及び13.54%の経済的内部収益率が得られた。評価の為のキャッシュ流れ図は表8.1に与えられている。上記経済評価に用いられた条件及び仮定は5.2節に示されている。

感度分析は将来の建設費、石油価格に含まれる不確実性を考慮して次のケースに対して実施された。

- (1) 3計画の建設費10%及び20%増加
- (2) 3計画の便益10%及び20%減少
- (3) 建設費10%増加と便益10%減少を組み合わせした場合と、各増加、減少率を20%にした場合

感度分析の結果は下記の通り。

ケース	純便益 (百万米ドル)	経済的 内部収益率 (%)
(1) 建設費10%増加	100.85	12.46
(2) 建設費20%増加	66.71	11.53
(3) 便益10%減少	87.35	12.35
(4) 便益20%減少	39.71	11.10
(5) 建設費10%増加+便益10%減少	53.21	11.34
(6) 建設費20%増加+便益20%減少	-28.59	9.31

建設費20%増加+便益20%減少の条件においてさえ本計画は9.31%の経済的内部収益率を保持しているため、本計画は経済的に実施可能であるといえる。

8.2.2 マグワグワ水力発電計画の単独評価

マグワグワプロジェクトはソンドゥ川及びカノー平野の総合開発の一構成要素であるが、本計画は水力発電を目的とした単独単目的プロジェクトとして開発することも考えられる。この意味において、マグワグワプロジェクトは本計画の投入によるソンドゥ/ミリウ発電所からの発電量の増加を考慮せず、マグワグワから発電されるエネルギーのみが便益として考慮され、さらにマグワグワダムは建設費がすべてマグワグワ発電計画によって負担される条件によって評価された。その結果、10%の割引率においてUS\$ 23.56の純便益、11.29%の経済的内部収益率(EIRR)を得た。よって、マグワグワ計画は単独水力計画としても実施可能であると結論づけられる。

感度分析は水力発電の単独単目的計画としての健全性を評価するために次の2ケースに対して実施された。

- (1) 建設費10%増加
- (2) 便益10%減少

感度分析の結果は下記の通り。

ケース	純便益 (百万米ドル)	経済的 内部収益率 (%)
(1) 建設費10%増加	8.09	10.42
(2) 便益10%減少	5.74	10.32

感度分析の結果、マグワグワ計画は発電を目的とした単独プロジェクトとしても経済的にいって実施可能であると結論づけられた。

8.2.3 ソンドゥ／ミリウとマグワグワ水力発電計画の連続開発

マグワグワプロジェクトは8.2.3節において単独開発計画としても実施可能性があると結論を得た。ソンドゥ／ミリウ計画が現在詳細設計の段階にあることから、ソンドゥ／ミリウがマグワグワに先立って開発されるとするのがより現実的である。よって、ソンドゥ／ミリウ及びマグワグワの連続開発の実施可能性の検討を行うことも興味あることである。

ソンドゥ／ミリウ及びマグワグワの連続開発における純便益（割引率10%）はUS\$ 91.64百万、経済的内部収益率（EIRR）においては13.52%の数値を得たので、ソンドゥ／ミリウ及びマグワグワの連続開発は経済的に実施可能であると結論づけられる。本評価の計算条件としてソンドゥ／ミリウからの発電量の増加はマグワグワの投入後に便益として加算された。又、マグワグワダム建設費がすべてマグワグワ発電計画によって負担されるものとした。

感度分析は次のケースに対して実施された。

- (1) 2計画の建設費10%及び20%増加
- (2) 2計画の便益10%及び20%減少
- (3) 建設費10%増加と便益10%減少を組み合わせた場合と、各増加、減少率を20%にした場合

感度分析の結果は下記の通り。

ケース	純 便 益 (百万米ドル)	経 済 的 内部収益率 (%)
(1) 建設費10%増加	79.10	12.52
(2) 建設費20%増加	55.22	11.65
(3) 便 益10%減少	68.80	12.42
(4) 便 益20%減少	34.62	11.26
(5) 建設費10%増加 + 便益10%減少	44.92	11.47
(6) 建設費20%増加 + 便益20%減少	-13.14	9.58

上記感度分析の結果、ソンドゥ／ミリウとマグワグワの連続投入によるソンドゥ川の水力ポテンシャル開発は実施可能であるといえる。又、さらに8.2.1節と本節の結果の比較により、カノー農業計画も経済的内部収益率において13.5%前後の数値が得られるであろうと推定される。

8.3 財務評価

財務評価は、その主目的をマグワグワ水力発電計画の財務的实施可能性及び建設費の借款によって賄われる部分における実施機関（KPC）の返済能力に置く。財務的实施可能性の評価は、プロジェクトが実施される時に必要とされるすべての資源の財務的収益性に注目し、投資費用及び予想歳入の現在価値を等しくする割引率である財務的内部収益率（FIRR）によって行う。実施機関の財務的实施能力については、分析の主眼はプロジェクトが与える実施機関への財務的負担の検討に置かれる。

8.3.1 財務的内部収益率

マグワグワプロジェクトの財務費用は7章で検討された通り、1990年11月レベル価格で算定されている。物価上昇による予備費は財務費用の年次別支出に年物価上昇率（外貨分2%及び内貨物10%）をかけることにより求められた。一方、プロジェクトの運転維持費は直接建設費の1%と仮定された。

歳入は売電によって得られる。発生電力量同様、財務評価における最も重要な要素である電力料金は1990年11月の水準において平均価格でUS\$ 0.060/kWh (KShs1.38/kWh) と推定されている。マグワグワ投入後のソンドゥ／ミリウからのエネルギー増加量(158.4

GWh/年) はマグワグワ自身からの発生電力量に加えて便益として算定されている。

表 8.2 に示される様に、便益及びコストの両方において物価上昇を考慮しない場合、11.14 % の F I R R を得たので、本計画は財務的に実施可能であると判断される。

感度分析は将来におけるコスト及び電力料金を考慮して下記ケースについて実施された。

ケース 1 : 物価上昇 (7.2.12 節参照) はコストには考えるが、歳入には考慮しない。

ケース 2 : 物価上昇はコスト及び歳入の両方に考慮する。即ち、電気料金は過去の実績において年率 12% で上昇しているが、本計画が投入される年まで年率 5% で上昇させる。

感度分析の結果は下記に示される。

	FIRR, %
ケース 1	7.61
ケース 2	13.95

本計画にとって最も厳しい条件、即ちケース 1 においてさえ、本計画は F I R R において 7.6 % の収益性が期待出来るので、本計画は財務的に実施可能であると判断される。

8.3.2 借款返済能力

(1) 借款条件

本計画の借款返済能力検討のための借款条件は下記の通りである。

(a) 外国からの借款

- 借款額 : 全コストの 85%
- 金利 : 2.5%
- 返済期間 : 30 年
- 猶予期間 : 10 年

土地収用費、税金等は借款の対象にはならない。借款の返済は建設中の金利を含め

平均等分割払いである。

(a) 借款返済

上記仮定に基づく借款返済の検討結果は表8.3に示される様に、本計画の歳入と支出間の残高は本計画の収入が初めて期待できる12年目からプラスに転じ、その年から累加された債務を徐々に減らしてゆき、29年目にすべての債務がなくなる。借款返済条件として平均電力料金は1990年11月現在価格であるUS\$ 0.060/kWh に固定され、マグワグワの投入後発生するソンドゥ／ミリウからのエネルギー増加量はマグワグワの便益として算定された。

ケニア政府は収入のない期間（1年目から11年目まで）の出費に見合うべく資金を確保しなければならない。11年間に必要となる資金はUS\$ 146百万程度であり、単年度ベースにおいては、必要となる年間最大資金はUS\$ 35百万程度である。

8.4 プロジェクトの総合評価

前節において検討された通り、本計画は経済的にも財務的にも実施可能であると評価された。一方、本計画は26kmにも及ぶ面積を水没させ、約700戸の家屋を（約4,300人）移転させる問題を起こす。この移転問題は本計画にとって処置すべき最も重要な問題であろう。技術的、経済的及び財務的実施可能性のみならず、社会・自然環境的見地からも本計画の健全性を得るために、強制的に移転させられる4,300人の住民からも受け入れられる対策が立案される必要があるであろう。

貯水池に水没する土地の取得はキプシギス及びキシイ部族の血族、社会文化的要素を考慮しつつ、代替地を提供する代替地補償方式により行われることが望まれる。本計画の初期調査において6ヶ所の地点が移転先候補地点として確認されたが、現地住民の聴き取り調査を含め、もっと詳細な検討が必要であろう。

本移転計画を出来るだけ早い時期に処置する為に行政府内に委員会の設立が望まれる。ケニア電力会社（KPC）は基軸行政府として役割を果たすことが望まれ、調査が順調に実施される様に移転住民への広報活動や関連各省との調整業務等が主要業務である。

付 表

表 2.1 国内総生産

	(Unit: K£ million)							Annual Ave.	
	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	Growth Rate	
Non-monetary Economy	164.58	170.35	178.40	192.90	191.15	197.34	204.27	3.70%	
Monetary Economy	2780.04	2864.60	2969.58	3109.84	3293.01	3452.18	3634.18	4.57%	
Agriculture	907.17	945.65	941.05	975.59	1023.39	1062.50	1109.26	3.42%	
Manufacturing	372.32	389.07	405.84	424.07	448.67	474.34	502.80	5.54%	
Services & Others	1500.55	1529.88	1622.69	1710.18	1820.95	1915.51	2022.12	5.11%	
Total GDP	2944.62	3034.95	3147.98	3302.70	3484.16	3649.76	3838.45	4.52%	

Sources: Economic Survey 1986, 1988 and 1989

表 2. 2 部門別目標成長率
(% per year at factor cost)

	1989-93	1988-2000
Non-monetary GDP	3.6	3.5
Agriculture	4.5	5.3
Manufacturing	6.4	7.5
Trade, restaurant & hotels	7	5.5
Government services	5	5.4
Other sectors	5.2	6.7
GDP at market prices	5.4	5.9
Population	3.7	3.7
GDP per capita	1.6	2.1

Sources: (1) Session Paper No.1 of 1986
(2) Development Plan, 1989-93

表 3. 1 ソンドウ川流域における年平均降雨量 (1 / 3)

ID.No.	9034024	9035001	9035003	9035013	9035067	9035075	9035079	9035129	9035233	9035253	9035260	9035261	9035292
ST.	Craigmore	Jamji	Kericho	Sotik	Reginget	Kaisuge	Kenwik	Marindas	Teret	Cheplelwa	Kotwa	Ngoina	Ndoinet
Name	Sotik	Estate	DC.	Monien	Estate	House	Mission	Farm	Forest St.	S. Scheme	Estate	Estate	Forest St.
LAT.	0°49'S	0°28'S	0°23'S	0°40'S	0°25'S	0°20'S	0°45'S	0°21'S	0°27'S	0°49'S	0°37'S	0°33'S	0°25'S
LONG.	34°59'E	35°12'E	35°17'E	35°04'E	35°41'E	35°23'E	35°20'E	35°42'E	35°37'E	35°06'E	35°19'E	35°03'E	35°33'E
ALT.	El.1951m	El.1829m	El.1981m	El.1813m	El.2697m	El.2195m	El.2012m	El.2804m	El.2438m	El.1829m	El.2256m	El.2012m	El.2439m
1905			2237										
1906			1804										
1907			1515										
1908			2058										
1909			1379										
1910			1849										
1911			1633										
1912			1813										
1913			1647										
1914			1928										
1915			2032										
1916			2079										
1917			2152				1625						
1918			1167				911						
1919			1940				1630						
1920			1678				1414						
1921			1364				1303						
1922			1950				1645						
1923			2178				1305						
1924		1405	1672				1287						
1925		1540	1727				1358						
1926		1961	2267				1443						
1927		1220	1668				1133						
1928	1478	1645	1739				1251						
1929	1156	1338	1471				1281						
1930	1650	1829	2044				1659						
1931	1488	1828	1937				1404						
1932	1390	1608	1766				1279						
1933	1256	1327	1637				1189						

表 3.1 ソンドウ川流域における年平均降雨量 (2 / 3)

ID.No.	'9034024	'9035001	'9035003	'9035013	'9035067	'9035075	'9035079	'9035129	'9035233	'9035253	'9035260	'9035261	'9035292		
ST.	Craigmore	Jamji	Kentho	Sotik	Reringet	Kaisuge	Kenwik	Marindas	Teret	Cheplelewa	Koiwa	Ngoina	Ndoinet		
Name	Sotik	Estate	DC	Moneri	Estate	House	Mission	Farm	Forest SL	S. Scheme	Estate	Estate	Forest SL	Basin	
1934	1086	1343	1505	1308											
1935	1283	1832	1875												
1936	1380	1783	1917	1458											
1937	1844	2082	2294	1398											
1938	1209	1715	1856	1209	1096										
1939	1234	1272	1456	910	861	1211									
1940	1393	1630	1843	1373	1156	1851	1201								
1941	1655	1907	2223	1459	1479	2183	1522								
1942	1566	1586	1814	1312	1429	1606	1376								
1943	1267	1290	1386	1240		1242	1069								
1944	1588	1752	1455	1343	1049	1622	1571								
1945	1249	1285	1713	1362	985	1808	1021								
1946	1448	1451	1672	1254	1218	1608	1356								
1947	1735	1852	2342	1621	1165	2182									
1948	1312	1610	1914	1366	1056	1478	1151								
1949	1248	1044	1906	1082	1016	1397	1128								
1950	1402	1557	1941	1304	885	1518	1148								
1951	1756	2048	2456	1789	1469	2121	1752	1510							
1952	1421	1779	1858	1376	934	1423	1392								
1953	1085	1292	1562	1057	764	1292	1415								
1954	1192	1485	1764	1214	1187	1863	1399								
1955	1719	1565	1781	1366	1248	1693	1051	1435							
1956	1283	1675	1764	1270	1369	2238	1186	1556							
1957		1657	1682	1518	1164	1772	1452	1779							
1958	1369	1624	1803	1552	1234	1633	1271	1071							
1959	1355	1593	1850	1265	987	1883	1179	1084							
1960	1557	1559	2125	1247		1929	1270	1073							
1961	1710	2060	2632	1646	1487	2126		1192							
1962	1767	1833	2273	1517	1227	2010	1712	1434	1564						
1963	1838	1935	2097	1581	1324	2170	1635		1075						
1964	1419	1833	2002	1322	1229	1826	1161	1208	1379						
1965		1571	1665	1232	834	1526	1531	714	1243						
1966		1810	1753	1410	1141	1611	1568	1127	584	1195					
									859	1394					
															1408

表 3.1 ソンドウ川流域における年平均降雨量 (3/3)

ID.No. ST. Name	'9034024 Craigmore Sotik	'9035001 Jamji Estate	'9035003 Kericho DC.	'9035013 Sotik Mominri	'9035067 Reginget Estate	'9035075 Kausage House	'9035079 Kenwik Mission	'9035129 Marindas Fam	'9035233 Teret Forest SL	'9035253 Cheplelwa S. Scheme	'9035260 Kotwa Estate	'9035261 Ngoina Estate	'9035292 Ndoinet Forest SL	Basin Rainfall
1967		1829	1986	1536	1453	2119	1267	1180	1105	1156		1537		1517
1968		1997	2388	2021	1504	1753	1545	1270		1693		1847		1780
1969		1413	1380	1227	930	1405	1278	766	1062	1164		1396		1202
1970		2033	2373	1644	1691	2146	1760	1335	1557			1708		1805
1971		1447	1773	1220	1399	1855	1277	1244	1194		1599	1330		1434
1972		1539	1957	1232	924	1695	1366	814	903	1267	1973	1435		1373
1973		1666	1903	1346	1184	1576		822	675	1466	1769	1705		1411
1974		1519	1785	1496	1208	1840			1017					1478
1975		1692	1643	1391	1255	1878	1505		1158	1647				1521
1976		1545	1691	1446	857	1358	1138		767					1248
1977		1745	2120	1702		2041	1429	1485	1473		2252		1180	1808
1978		2345	2433	1591		2171	1625	1576	1281		2098		2028	1892
1979		1736	1638	1321		1581	1384		1407		1628		1905	1892
1980		1482	1369	1244		1436		982	805		1683		1456	1519
1981		1865	1887	1555		1819	1500	1302	943				1368	1296
1982		1812	2435	1573		1855	1563	1344	1140		2042		1785	1582
1983		1440	2017	1421		2094	1332	1505	1095		1852		1938	1745
1984		1434	1699	1228		1468	1205	605	530				1479	1582
1985		1462	1960	1652		1692	1488	1272	1120				1043	1152
1986		1256	1407	1174		1433	1174	1125	1002		1721			1521
1987		1306	1407	1171		1943	1485	1125	884		1809		1291	1287
1988		1978		1421		2113			1186		2317		1341	1420
Sample	36	65	82	71	37	50	43	29	27	7	13	7		1803
Mean	1439	1639	1858	1382	1173	1762	1368	1212	1074	1334	1876	1565	11	49
Min.	1085	1044	1167	910	764	1211	1021	605	530	1156	1599	1330	1529	1505
Max.	1844	2345	2632	2021	1691	2238	1760	1779	1564	1693	2317	1847	1043	1152
													2028	1892

表 3. 2 ソンドウ川流域における確率降雨

									Unit: mm/day
ID.No.	9035001	9035003	9035013	9035067	9035075	9035079	9035129	9035233	
ST.	Jamji	Kericho	Sotik	Reringet	Kaisuge	Kenwik	Marindas	Teret	
Name	Estate	DC.	Monieri	Estate	House	Mission	Farm	Forest St.	
LAT.	0°28'S	0°23'S	0°40'S	0°25'S	0°20'S	0°45'S	0°21'S	0°27'S	
LONG.	35°12'E	35°17'E	35°04'E	35°41'E	35°23'E	35°20'E	35°42'E	35°37'E	
ALT.	El.1829m	El.1981m	El.1813m	El.2697m	El.2195m	El.2012m	El.2804m	El.2438m	
Sample No.	64	74	65	36	43	64	28	26	
Return Period (yr.)									
1.01	34	34	27	20	26	34	29	26	
1.05	39	39	33	25	32	39	33	31	
1.11	42	43	37	27	36	42	35	34	
1.25	46	48	42	21	41	46	38	37	
1.5	51	52	47	36	47	51	41	41	
2	56	58	54	41	53	56	45	46	
5	69	73	70	53	70	69	55	58	
10	78	83	81	62	81	78	62	66	
20	86	92	92	70	92	86	68	73	
30	91	98	98	74	98	91	71	78	
40	95	102	102	77	102	95	74	81	
50	97	105	105	80	105	97	76	83	
80	103	111	112	85	112	103	80	88	
100	105	114	115	88	115	105	82	91	
200	113	123	125	95	126	113	88	98	
500	124	135	139	105	139	124	96	107	
1000	132	144	149	113	149	132	102	115	

表 3.3 1 G J 1 地点における月別流量

River Name : Sonda/Miritu
 ID.Number : 1JG1
 Catchment Area : 3260 km²
 Latitude : 0°23'35"S
 Longitude : 35°00'30"E

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANNUAL
1946					14.1	48.3	37.5	83.1	82.5	33.2	16.9	9.9	40.7
1947	13.2	11.8	15.6	99.6	265.0	79.8	52.1	56.3	59.9	53.4	13.4	8.5	60.7
1948	5.3	3.5	2.8	5.2	9.6	25.4	26.6	57.3	64.4	19.0	10.3	5.9	19.6
1949	3.5	2.8	1.7	4.2	5.5	13.5	15.8	36.1	57.6	23.5	10.8	9.3	15.4
1950	6.6	3.9	5.7	14.1	20.9	22.6	35.4	44.8	57.9	24.2	10.5	7.0	21.1
1951	4.5	4.7	4.2	110.5	92.0	87.6	35.2	45.1	28.5	31.4	45.8	123.5	51.1
1952	60.4	14.7	8.7	44.8	201.5	66.5	29.0	52.9	46.6	25.7	15.7	10.6	48.1
1953	5.6	3.2	2.3	6.2	9.9	10.7	9.9	12.0	9.7	7.0	6.7	6.4	7.5
1954	3.3	1.7	1.6	5.9	45.8	75.3	39.0	34.1	56.1	25.9	13.3	11.0	26.1
1955	5.9	5.5	3.1	6.8	16.3	10.2	16.5	45.2	86.0	63.4	25.0	19.2	25.3
1956	41.6	31.6	14.5	36.8	104.1	75.3	48.2	54.0	86.6	40.6	27.7	16.7	48.1
1957	8.6	7.0	6.5	47.7	114.0	149.8	63.3	53.4	45.5	15.3	10.6	9.4	44.2
1958	6.5	9.7	9.7	9.8	67.0	33.8	34.7	32.8	45.3	27.8	13.9	11.5	25.2
1959	8.6	6.6	11.7	37.0	69.8	35.2	16.1	18.2	28.6	22.8	23.3	14.5	24.4
1960	9.7	6.2	17.9	70.1	62.6	55.4	36.6	40.1	78.8	43.5	23.2	13.1	38.1
1961	6.8	4.5	4.3	9.7	24.1	15.5	12.9	33.0	46.3	56.6	258.9	227.2	58.3
1962	85.6	26.7	12.7	32.7	182.6	111.7	88.5	45.8	86.2	73.2	31.1	18.0	66.2
1963	32.0	25.0	21.5	74.1	265.0	118.4	35.0	51.3	37.6	11.0	12.7	88.1	64.3
1964	33.8	13.4	25.4	186.9	108.5	49.0	69.1	71.9	60.7	75.3	22.1	11.4	60.6
1965	10.0	6.4	4.0	32.5	72.7	23.6	15.4	16.4	17.0	11.8	31.6	22.1	22.0
1966	11.0	11.3	32.4	89.5	80.9	33.3	26.4	24.6	71.0	24.1	22.9	11.9	36.6
1967	6.6	4.3	3.6	19.9	99.1	64.2	75.5	40.1	30.8	17.0	21.2	57.1	36.6
1968	15.3	17.2	51.3	119.6	161.0	92.6	57.3	93.6	46.8	17.7	29.3	93.3	66.3
1969	22.8	48.9	39.5	29.8	37.5	23.7	14.2	16.9	34.9	14.1	9.6	6.9	24.9
1970	14.3	22.6	66.7	126.2	115.6	82.6	42.5	79.9	79.6	59.1	27.1	11.9	60.7
1971	10.5	6.8	4.6	11.2	41.8	66.5	64.1	100.4	93.9	46.2	16.8	10.4	39.4
1972	10.2	9.2	7.4	7.7	32.4	41.4	45.9	44.4	26.7	19.8	74.6	47.2	30.6
1973	43.6	32.6	20.1	12.5	33.2	80.7	31.4	48.7	62.9	36.6	30.0	13.4	37.1
1974	7.1	4.5	5.7	72.2	51.2	56.6	130.9	67.0	55.0	42.8	24.2	11.0	44.0
1975	6.2	4.4	5.5	28.8	33.3	50.5	42.4	94.4	136.6	81.9	36.8	14.4	44.6
1976	8.9	6.2	5.4	8.4	22.8	41.6	58.0	50.9	73.2	21.7	11.3	9.1	26.5
1977	11.6	24.0	13.9	89.5	164.0	81.0	109.9	78.3	55.4	26.1	109.9	78.6	70.2
1978	31.3	28.2	168.1	198.2	153.5	46.5	58.5	55.9	70.5	73.8	40.7	28.6	79.5
1979	21.2	69.6	48.1	69.5	92.7	75.2	56.3	63.4	35.4	15.3	10.1	7.6	47.0
1980	5.9	5.2	7.7	14.8	39.4	55.9	64.6	33.4	32.3	14.0	13.2	10.4	24.7
1981	5.7	6.3	12.5	142.1	93.5	33.4	40.3	79.3	62.3	56.7	22.0	13.1	47.3
1982	7.6	4.5	2.7	4.8	44.0	72.2	36.9	65.1	50.2	35.8	122.3	163.9	50.8
1983	26.8	11.7	7.5	17.0	48.9	50.5	42.8	55.1	107.7	80.2	51.8	24.5	43.7
1984	15.8	8.7	6.2	11.7	14.2	10.2	10.7	29.1	32.3	19.6	15.4	30.5	17.0
1985	9.2	9.4	10.1	104.3	107.7	77.9	46.8	77.7	62.6	22.0	23.0	15.4	47.2
1986	8.4	7.3	7.3	14.2	38.4	36.5	26.0	33.5	32.5	19.2	12.8	15.9	21.0
1987	9.9	7.2	20.9	26.5	68.4	131.5	49.2	24.5	21.0	16.7	35.7	25.6	36.4
1988	15.1	14.4	17.3	82.3	170.9	60.7	52.7	99.3	90.8	82.9	38.8	21.1	62.2
1989	12.2	13.6	14.2	66.7	119.4	54.8	32.1	49.7	80.5	73.4	45.1	47.2	50.7
1990	72.2	26.3	123.6	289.9	114.6	67.5	31.1	38.6			18.7	13.6	79.6
MEAN	17.3	13.5	19.9	56.6	82.9	57.7	43.6	51.7	57.4	36.4	33.0	31.7	42.0
MAX.	85.6	69.6	168.1	289.9	265.0	149.8	130.9	100.4	136.6	82.9	258.9	227.2	79.6
MIN.	3.3	1.7	1.6	4.2	5.5	10.2	9.9	12.0	9.7	7.0	6.7	5.9	7.5