

## 9.7 感度分析

- (1) 初めに代替火力発電所の燃料価格変動に対する感度分析を行った。

Table 9-7 に示すとおり全部で4ケースについて分析を行ったがこの分析には前節すでに説明したようにケース0がベース・ケースとして採用されている。

全ケースに対する分析手法とその結果をTable. 9-7からTable. 9-10に示す。この結果をまたFig. 9-8にプロットした。

これらの結果からNam Mae Ngao No.2 の便益、費用比率(B/C) はベース・ケースの1.22から燃料価格を上昇させた場合のケース3に対する1.34まで増加する。

Nam Mae Ngao No.2 + Lower Yuam 一貫開発プロジェクトの便益、費用比率(B/C) は1.35で不変である。

- (2) 次の感度分析は割引率のバリエーションに関するものである。

この分析においては、割引率12% がベース・ケースに適用された。

その他の条件値はすべてベース・ケースと同じとした、分析手法とその結果をTable 9-14からTable 9-24に示す。

これらの表は、Nam Mae Ngao単独開発の場合便益、費用比率(B/C) は1.06であり、また、Nam Mae Ngao + Lower Yuam 一貫開発の場合には1.20の値である事を示す。

この結果は、仮に割引率12%の場合でもプロジェクトは経済的にフィージブルであり、とりわけ一貫開発の場合にはB/C は1.20を超過する値を示す。

- (3) 第3番目の感度分析は、Nam Mae Ngaoプロジェクトの送電線に関してである。ここでは230 kV2回線の送電線が、プロジェクトサイトから直接 Lamphun 2変電所まで(亘長 197 km) 建設されるものとする。

これは、送電線はプロジェクトサイトからLower Yuamまで建設されるとした原計画(第7章参照)に対応するものである。

分析結果は Table9-26-1および9-26-2に示されている。

これらの表より、Nam Mae NgaoプロジェクトのB/C の値は、燃料価格が最低のベースケースの場合1.08で最高のケース3の場合で1.18になることがわかる。

これらの値はどれもこのプロジェクトの経済性がなおすぐれていることを示すものである。

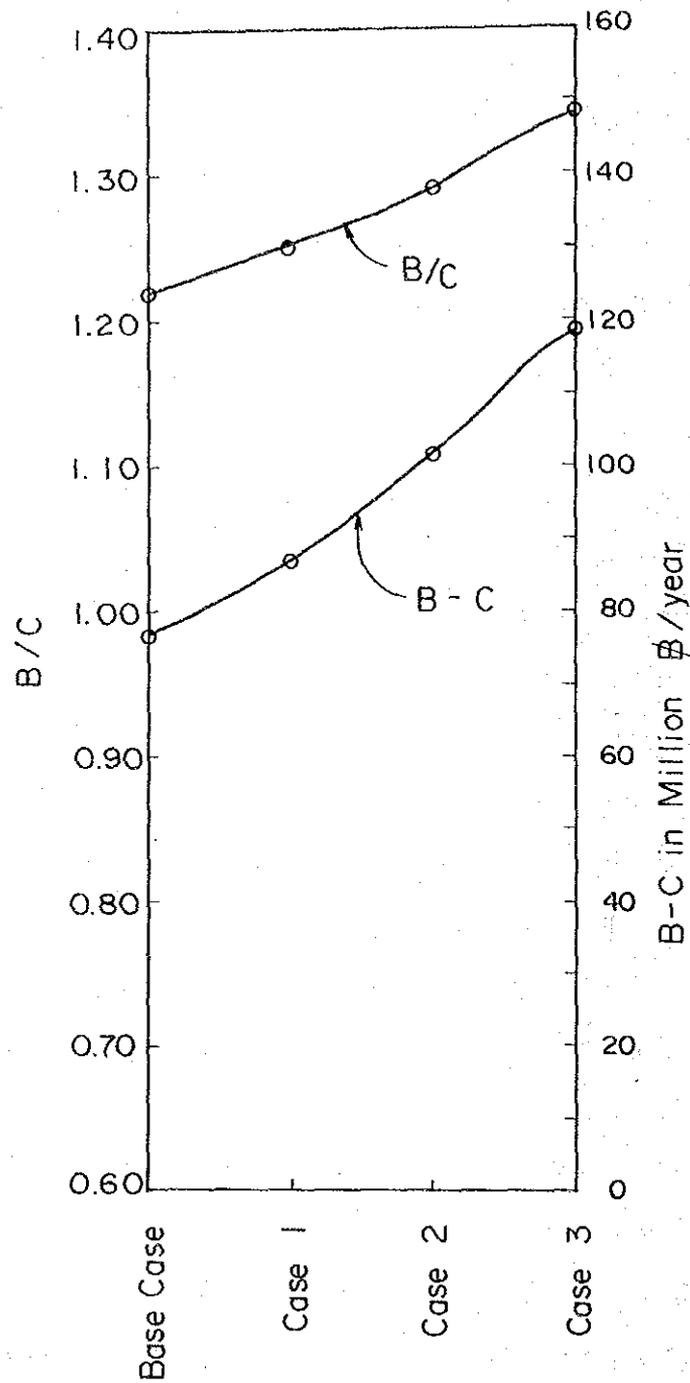


Fig. 9-8 Variation of B-C & B/C for Nam Mae Ngao Individual Development

Table 9-14 Additional Study, Economic Criteria and Basic Costs of Thermal Power Plants  
Case 0 (Base Case)

	Additional study	Unit	Hydro Power Plant	Gas turbine			Thermal		Lignite (50 years)	
				Natural gas (1st 25 years)	Diesel Oil (2nd 25 years)	Natural Gas (1st 25 years)	Imported coal (2nd 25 years)			
a	Installed capacity	MW	H	G	G	T	T	L	EGAT data given on Oct. 7, 1985	
b	Standard unit capacity	MW		25	25	600	600	600	- ditto -	
c	Standard capacity factor	%		$Xg \leq 5$	$Xg \leq 5$	$40 \leq X_t \leq 85$	$40 \leq X_t \leq 85$	$40 \leq X_t \leq 85$		
d	Economic life length adopted	years	50	10	10	20	25	25		
e	Station service rate	%	1	2	2	7	7	7		
f	Scheduled outage rate	%		2	2	13	13	13		
g	Forced outage rate	%		4	4	4	4	4		
h	Annual fixed O&M rate	%	1	3	3	2.5	2.5	2.5		
i	Unit construction cost	\$/KW		320	320	580	957	957	1 US\$ = 27 B	
j	w/o IDC	B/KW		8640	8640	15660	25839	25839		
k	ditto									
l	(Fuel) Fuel calorific value	%		Natural gas 1000Btu/cu.ft	Diesel oil 8959.6Kcal/Lit = 35558Btu/Lit	Natural Gas 1000Btu/Cu.ft	Imported coal 5796Kcal/kg	Lignite 2648.8Kcal/kg	EGAT data given on July 3, 1986	
m	Thermal efficiency	%		25	25	36	36	36		
n	Energy equivalence	Kcal/KWH		3440Kcal/KWH	3440Kcal/KWH	9479.7Btu/KWH	2388.9Kcal/KWH	2388.9Kcal/KWH	- ditto -	
o	Plant heat value	Btu/KWH		13650.8Btu/KWH						
p	Fuel consumption	B/KWH		19.6508cu.ft/KWH	0.3839Lit/KWH	9.4797cu.ft/KWH	0.4122kg/KWH	0.9019kg/KWH	- ditto -	
q	Unit fuel price	B/KWH		71.0947B/Btu	3.68B/Lit	71.0947B/Btu	1.484B/kg	0.5332B/kg	- ditto -	
r	Unit fuel cost	B/KWH		0.9705	1.4128	0.6740	0.6117	0.4809	- ditto - (Base case)	
s	Effective capacity	MW	0.99H	0.94G	0.94G	0.83T	0.83T	0.83L	(1-(e+f)/100) x installed capacity	
t	Send-out capacity	MW		0.92G	0.92G	0.77T	0.77T	0.77L	q x (1-a/100)	
u	Energy production	MWH		GxHr	GxHr	TxHr	TxHr	LxHr		
v	Send-out energy	MWH		0.98GxHr	0.98GxHr	0.93TxHr	0.93TxHr	0.93LxHr		
w	Capital investment cost	B		8640G	8640G	15660T	25839T	25839L	b x installed capacity	
x	Annual O&M cost	B		259.2G	259.2G	391.5T	646.0T	646.0L	u x g	
y	Daily O&M cost	B		0.7101G	0.7101G	1.0726T	1.7698T	2.1238L	v/365	
z	Fuel cost	B		0.9705GxHr	1.4128GxHr	0.6740TxHr	0.6117TxHr	0.4809LxHr	s x p	

Table 9-15 Additional Study, Sensitivity Analysis for Discount Rate = 12%  
 Cost Stream of Alternative Gas Turbine (Natural Gas - Diesel Oil)

Case 0 (Base Case)

Year	Additional study	Capital investment cost					O&M	Fuel Cost	
		Plant 1	Plant 2	Plant 3	Plant 4	Plant 5		Total	for the 1st 25 years
0	Single payment worth factor 1)	8640G							
1	$i = 12\%$		8640G						
10							259.2G	0.9705GXG <sub>Hr</sub>	
20			8640G						1.4128GXG <sub>Hr</sub>
30				8640G					
40					8640G				
50						8640G			
	Present value factor	1.000	0.321973	0.103667	0.033378	0.010747		7.8431393	0.4613594
	Present value	8640G	2781.8G	895.7G	288.4G	92.9C	12698.8G	7.6117664GXG <sub>Hr</sub>	0.651808GXG <sub>Hr</sub>
	Capital recovery factor	0.1204167							
	Annuitized cost						1529.1G	259.2G	
									0.9951GXG <sub>Hr</sub>

Cost	Unit	Fixed	Variable	Unit	Cost
Capital investment	₤	1529.1G		₤/KW	1943.8
O&M	₤	259.2G			1788.3G/0.92G
Fuel	₤		0.9951GXG <sub>Hr</sub>	₤/KW	1.0154
Total	₤	1788.3G	0.9951GXG <sub>Hr</sub>		0.9951GXG <sub>Hr</sub> /0.98GXG <sub>Hr</sub>

- 1) Present worth factor  $1/(1+i)^n$
- 2) Annuity cost factor  $= \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}$   
 $i = 0.12 \quad n = 25 \quad 7.843139$
- 3)  $\frac{(1+i)^{50} - 1}{i(1+i)^{50}} - \frac{(1+i)^{25} - 1}{i(1+i)^{25}}$   
 $= 8.304498 - 7.843139 = 0.461359$
- 4) Annuity factor  $\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$   
 $= 1943.8/365 + 1.0154 \times 24 \times 8$   
 $= 5.3255 + 24.3696XG$

Total annuitized fixed & variable cost in ₤/KW: Annual cost ..... Yg = 1943.8 + 1.0154 x 8760 Xg  
 Daily cost ..... Yg = 5.3255 + 24.3696Xg

Table 9-16 Additional Study, Sensitivity Analysis for Discount Rate = 12%  
 Cost Stream of Alternative Steam Thermal (Natural Gas - Imported Coal)

Case 0 (Base Case)

Year	Single payment worth factor $i = 12\%$	Capital investment cost			O&M cost			Fuel cost		
		Plant 1 Natural gas	Plant 2 Natural gas	Plant 3 Imported coal	Plant 1 & Plant 2	Plant 3	Total	For the 1st 25 years	For the 2nd 25 years	Total
0	1.000	T MW 15660T	T MW 15660T	T MW	391.5T			0.674TX <sub>c</sub> Hr		
20	0.103667		15660T							
25	0.058823		$\frac{15}{20} 15660T$	25839T		646.0T			0.6117TX <sub>c</sub> Hr	
50	0.003460									
Present value factor $i = 12\%$		1.000	0.103667 0.058823	0.058823	7.8431393	0.4613594		7.8431393	0.4613594	
Present value		15660T	1623.4T -690.9T	1519.9T	3070.6T	298.0T		5.286TX <sub>c</sub> Hr	0.282TX <sub>c</sub> Hr	5.568TX <sub>c</sub> Hr
Capital recovery factor		0.12041675								
Annuitized cost					2181.0T			405.6T		0.6705TX <sub>c</sub> Hr

Cost	Unit	Fixed	Variable
Capital investment	\$	2181.0T	
O&M	\$	405.6T	
Fuel	\$		0.6705TX <sub>c</sub> Hr
Total	\$	2586.6T	0.6705TX <sub>c</sub> Hr

Cost	Unit	Fixed	Variable
KW-benefit	\$/KW	3359.2	2586.6T/0.77T
KWH-benefit	\$/KWH	0.7210	0.6705TX <sub>c</sub> Hr/0.93TX <sub>c</sub> Hr

Total annuitized fixed & variable cost in \$/KW: Annual cost .....  $Y_t = 3359.2 + 0.7210 \times 8760X_c = 3359.2 + 6316.0X_c$

Daily cost .....  $Y_t = 3359.2/365 + 0.7210 \times 24X_c = 9.203 + 17.304X_c$

Table 9-17 Additional Study, Sensitivity Analysis for Discount Rate = 12%  
 Cost Stream of Alternative Steam Thermal (Lignite)

Case 0 (Base Case)

Additional study		Capital investment cost			O&M cost			Fuel cost	
Year	Single payment worth factor 1)	Plant 1	Plant 2	Total	Plant 1	Plant 2	Total	for the 1st for the 2nd 25 years	Total
n	i = 12%	L MW	L MW					lignite	
0	1.0	25839L						lignite	
1								lignite	
25	0.058823		25839L		646.0L	646.0L	646.0L	0.4809LX <sub>1</sub> H <sub>r</sub>	0.4809LX <sub>1</sub> H <sub>r</sub>
50	0.003460								
Present value factor i = 12%		1.0	0.058823					7.8431393	0.4613594
Present value		25839L	1519.9L	27358.9L					
Capital recovery factor		0.12041675							
Annuitized cost				3294.5L			646.0L		0.4809LX <sub>1</sub> H <sub>r</sub>

Cost	Unit	Fixed	Variable	Unit	Cost
Capital investment O&M	₹	3294.5L		₹/KW	5117.5
Fuel	₹	646.0L	0.4809LX <sub>1</sub> H <sub>r</sub>	₹/KWH	0.5171
Total	₹	3940.5L	0.4809LX <sub>1</sub> H <sub>r</sub>		

Total annuitized fixed & variable cost in ₹/KW: Annual cost ..... Y<sub>1</sub> = 5117.5 + 0.5171 x 8760Y<sub>1</sub>  
 Daily cost ..... Y<sub>1</sub> = 5117.5/365 + 0.5171 x 24X<sub>1</sub> = 14.0205 + 12.4104X<sub>1</sub>

Table 9-18 Sensitivity Test for Discount Rate  
Nam Mae Ngao Individual Development

Nam Mae Ngao individual development

	Unit	Case B1 Discount rate = 12%	
Simulation Case No.		NO2A260.25b	
a) Project features			
Catchment area	km <sup>2</sup>	835	
Annual flow	MCM	1272	
HWL	m	260	
NIWL	m	248.4	
LWL	m	235	
TWL	m	163	
Effective head	m	82.5	
Daily plant factor at max. demand day	%	15	
Capacity factor	%	23.9	
Firm discharge (95% probability)	cms	24.9	
Max. turbine discharge	cms	166.2	
Installed capacity	MW	116.9	
Firm capacity	MW	97.9	
Annual energy production	GWH	245.2	
Annual firm energy	GWH	128.6	
Annual secondary energy (97%)	GWH	116.5	
b) Project economy			
Construction cost			
for generating facilities	M฿	3081.3	
for transmission facilities	M฿	89.5	
Annual cost			
for generating facilities	M฿	401.8	0.1304
for transmission facilities	M฿	11.8	0.1313
for transmission loss	M฿	0.8	
Total annual cost, C	M฿	414.4	
Annual benefit			
for firm capacity	M฿	@1943.8	
		190.3	
for firm energy	M฿	@1.0154	
		130.6	
for secondary energy	M฿	@1.0154	
		118.3	
Total annual benefit, B	M฿	439.2	
c) B - C	M฿	24.8	
B/C		1.06	
Annual energy cost	฿/KWH	1.690	

Table 9-19 Sensitivity Test for Discount Rate  
Transmission Loss for Nam Mae Ngao Individual Development

Transmission loss for Nam Mae Ngao individual development

	Unit	Case B1 Discount rate = 12%
Capacity loss (A)	MW	0.311
Average capacity cost (B)	฿/KW	1943.8
(A) x (B)	M฿	0.605
Annual energy loss (C)	MWH	165.6
Average energy cost (D)	฿/KWH	1.0154
(C) x (D)	M฿	0.168
Total transmission loss	M฿	0.773 ÷ 0.8

Table 9--20 Sensitivity Test for Discount Rate  
Lower Yuam Individual Development

Lower Nam Yuam individual development

	Unit	Case B2 Discount rate = 12%	
Simulation Case No.		YOV170.20o	
a) Project features			
Catchment area	km <sup>2</sup>	5920	
Annual flow	MCM	2818	
HWL	m	170	
NIWL	m	161.7	
LWL	m	150	
TWL	m	73.2	
Effective head	m	85.6	
Daily plant factor at max. demand day	%	14.8	
Capacity factor	%	38.0	
Firm discharge (95% probability)	cms	32.5	
Max. turbine discharge	cms	219.5	
Installed capacity	MW	162.0	
Firm capacity	MW	139.9	
Annual energy production	GWH	538.9	
Annual firm energy	GWH	181.6	
Annual secondary energy (97%)	GWH	357.3	
b) Project economy			
Construction cost			
for generating facilities	M฿	4352	
for transmission facilities	M฿	550	
Annual cost			
for generating facilities	M฿	567.5	0.1304
for transmission facilities	M฿	72.2	0.1313
for transmission loss	M฿	8.8	
Total annual cost, C	M฿	648.5	
Annual benefit			
for firm capacity	M฿	@1943.8	
		271.9	
for firm energy	M฿	@1.0154	
		184.4	
for secondary energy	M฿	@0.9666	
		345.3	
Total annual benefit, B	M฿	801.6	
c) B - C	M฿	153.1	
B/C		1.24	
Annual energy cost	฿/KWH	1.203	

Table 9-21 Sensitivity Test for Discount Rate  
Transmission Loss for Lower Yuam Individual Development

Transmission loss for Lower Nam Yuam Individual development

	Unit	Case B2 Discount rate = 12%
Capacity loss (A)	MW	3.55
Average capacity cost (B)	฿/KW	1943.8
(A) x (B)	M฿	6.900
Annual energy loss (C)	MWH	1888
Average energy cost (D)	฿/KWH	0.9829
(C) x (D)	M฿	1.856
Total transmission loss	M฿	8.756 ≈ 8.8

**Table 9-22 Sensitivity Test for Discount Rate**  
**Nam Mae Ngao + Lower Yuam Integrated Development**

Nam Mae Ngao + Lower Nam Yuam integrated development

	Unit	Case B3 Discount rate = 12%	
Simulation Case No.		NO2A260.25b+YOA170.20C	
a) Project features			
Catchment area	km <sup>2</sup>	5920	
Annual flow	MCM	2825	
HWL	m	260 & 170	
NIWL	m	248.4 & 161.4	
LWL	m	235 & 150	
TWL	m	163 & 73.2	
Effective head	m	82.5 & 85.3	
Daily plant factor at max. demand day	%	15	
Capacity factor	%	23.9 & 24.8	
Firm discharge (95% probability)	cms	24.9 & 52.4	
Max. turbine discharge	cms	166.2 & 349.3	
Installed capacity	MW	116.9+257.1 = 374.0	
Firm capacity	MW	97.9+222.6 = 320.5	
Annual energy production	GWH	245.1+559.3 = 804.4	
Annual firm energy	GWH	128.6+292.5 = 421.1	
Annual secondary energy (97%)	GWH	116.5+266.8 = 383.3	
b) Project economy			
Construction cost			
for generating facilities	M฿	8250.1	
for transmission facilities	M฿	660	
Annual cost			
for generating facilities	M฿	1075.8	0.1304
for transmission facilities	M฿	86.7	0.1313
for transmission loss	M฿	23.0	
Total annual cost, C	M฿	1185.5	
Annual benefit			
for firm capacity	M฿	@1943.8	
for firm energy	M฿	623.0	
for secondary energy	M฿	@1.0154	
for secondary energy	M฿	427.7	
for secondary energy	M฿	@0.9712	
for secondary energy	M฿	372.2	
Total annual benefit, B	M฿	1422.9	
c) B - C	M฿	237.4	
B/C		1.20	
Annual energy cost	฿/KWH	1.474	

Table 9-23 Sensitivity Test for Discount Rate  
Transmission Loss for Nam Mae Ngao + Lower Yuam Integrated Development

Transmission loss for Nam Mae Ngao + Lower Nam Yuam integrated development

	Unit	Case B3 Discount rate = 12%
Capacity loss (A)	MW	9.3
Average capacity cost (B)	฿/KW	1943.8
(A) x (B)	M฿	18.077
Annual energy loss (C)	MWH	4924
Average energy cost (D)	฿/KWH	0.9944
(C) x (D)	M฿	4.896
Total transmission loss	M฿	22.973 ÷ 23.0

Table 9-24 Sensitivity Test for Discount Rate (=12%)  
Incremental Benefit of Lower Yuam

fuel price: base case

		Individual development			Integrated development Nam Mae Ngao & Lower Yuam Case VI	Increase (4) - (3)
		Nam Mae Ngao 3 NO2A260.25b	Lower Yuam 1 YOY170.20b	Total (1) + (2)		
Simulation Case No.	Unit	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Installed capacity	MW	116.9	162.0	278.9	374.0	95.1
Firm capacity	MW	97.9	139.9	237.8	320.5	82.7
Annual energy product						
Firm energy	GWH	128.6	181.6	310.2	421.1	110.9
Secondary energy	GWH	116.5	357.3	473.8	383.3	-90.5
Total	GWH	245.1	538.9	784.0	804.4	20.4
Construction cost						
Generating f.	M฿	3081.3	4352	7433.3	8250.1	816.8
Transmission f.	M฿	89.5	550	639.5	660.0	20.5
Total	M฿	3170.8	4902	8072.8	8910.1	837.3
Annual cost						
for generating f.	M฿	401.8	567.5	969.3	1075.8	106.5
for transmission f.	M฿	11.8	72.2	84.0	86.7	2.7
for transmission loss	M฿	0.8	8.8	9.6	23.0	13.4
Total	M฿	414.4	648.5	1062.9	1185.5	122.6
Annual benefit						
for firm capacity	M฿	190.3	271.9	462.2	623.0	160.8
for firm energy	M฿	130.6	184.4	315.0	427.7	112.7
for secondary energy	M฿	118.3	345.3	463.6	372.2	-91.4
Total	M฿	439.2	801.6	1240.8	1422.9	182.1
B - C	M฿	24.8	153.1	177.9	237.4	59.5
B/C		1.06	1.24	-	1.20	-
Energy cost	฿/KWH	1.690	1.203		1.474	
Incremental benefit	M฿					59.5

**Table 9-25 Cost and Benefit Stream of Nam Mae Ngao Individual Development**

Equalizing discount rate 11.13(%)  
(with shadow price factor) 1.000

Case: 0  
unit: Mill Bahts

Serial Number	Number After Completion	C o s t s				B e n e f i t s				
		Investment Cost	O & N Cost	Total	Discounted Cost Flow	Investment Cost	O & M Cost	Fuel Cost	Total	Discounted Benefit Flow
1		0.00		0.00	0.00				0.00	0.00
2		314.70		314.70	254.82				0.00	0.00
3		708.70		708.70	516.37				0.00	0.00
4		904.20		904.20	592.84	396.00			396.00	259.63
5		996.00		996.00	587.62	495.20			495.20	292.16
6		254.20		254.20	134.95	99.00			99.00	52.55
7	1		31.80	31.80	15.19		29.70	240.20	269.90	128.93
8	2		31.80	31.80	13.67		29.70	240.20	269.90	116.02
9	3		31.80	31.80	12.30		29.70	240.20	269.90	104.40
10	4		31.80	31.80	11.06		29.70	240.20	269.90	93.94
11	5		31.80	31.80	9.96		29.70	240.20	269.90	84.53
12	6		31.80	31.80	8.96		29.70	240.20	269.90	76.07
13	7		31.80	31.80	8.06		29.70	240.20	269.90	68.45
14	8		31.80	31.80	7.25	396.00	29.70	240.20	665.90	151.97
15	9		31.80	31.80	6.53	495.20	29.70	240.20	765.10	157.12
16	10		31.80	31.80	5.87	99.00	29.70	240.20	368.90	68.17
17	11		31.80	31.80	5.28		29.70	240.20	269.90	44.89
18	12		31.80	31.80	4.75		29.70	240.20	269.90	40.38
19	13		31.80	31.80	4.28		29.70	240.20	269.90	36.34
20	14		31.80	31.80	3.85		29.70	240.20	269.90	32.70
21	15		31.80	31.80	3.46		29.70	240.20	269.90	29.42
22	16		31.80	31.80	3.11		29.70	240.20	269.90	26.47
23	17		31.80	31.80	2.80		29.70	240.20	269.90	23.82
24	18		31.80	31.80	2.52	396.00	29.70	240.20	665.90	52.90
25	19		31.80	31.80	2.27	495.20	29.70	240.20	765.10	54.69
26	20		31.80	31.80	2.04	99.00	29.70	240.20	368.90	23.72
27	21		31.80	31.80	1.84		29.70	240.20	269.90	15.62
28	22		31.80	31.80	1.65		29.70	240.20	269.90	14.05
29	23		31.80	31.80	1.49		29.70	240.20	269.90	12.65
30	24		31.80	31.80	1.34		29.70	240.20	269.90	11.38
31	25		31.80	31.80	1.20		29.70	240.20	269.90	10.24
32	26		31.80	31.80	1.08		29.70	349.70	379.40	12.95
33	27		31.80	31.80	0.97		29.70	349.70	379.40	11.65
34	28		31.80	31.80	0.87	396.00	29.70	349.70	775.40	21.44
35	29		31.80	31.80	0.79	495.20	29.70	349.70	874.60	21.76
36	30		31.80	31.80	0.71	99.00	29.70	349.70	478.40	10.71
37	31		31.80	31.80	0.64		29.70	349.70	379.40	7.64
38	32		31.80	31.80	0.57		29.70	349.70	379.40	6.87
39	33		31.80	31.80	0.51		29.70	349.70	379.40	6.18
40	34		31.80	31.80	0.46		29.70	349.70	379.40	5.56
41	35		31.80	31.80	0.42		29.70	349.70	379.40	5.01
42	36		31.80	31.80	0.37		29.70	349.70	379.40	4.51
43	37		31.80	31.80	0.34		29.70	349.70	379.40	4.05
44	38		31.80	31.80	0.30	396.00	29.70	349.70	775.40	7.46
45	39		31.80	31.80	0.27	495.20	29.70	349.70	874.60	7.57
46	40	23.00	31.80	54.80	0.42	99.00	29.70	349.70	478.40	3.72
47	41		31.80	31.80	0.22		29.70	349.70	379.40	2.66
48	42		31.80	31.80	0.20		29.70	349.70	379.40	2.39
49	43		31.80	31.80	0.18		29.70	349.70	379.40	2.15
50	44		31.80	31.80	0.16		29.70	349.70	379.40	1.93
51	45		31.80	31.80	0.14		29.70	349.70	379.40	1.74
52	46		31.80	31.80	0.13		29.70	349.70	379.40	1.56
53	47		31.80	31.80	0.11		29.70	349.70	379.40	1.41
54	48		31.80	31.80	0.10		29.70	349.70	379.40	1.27
55	49		31.80	31.80	0.09		29.70	349.70	379.40	1.14
56	50		31.80	31.80	0.08		29.70	349.70	379.40	1.02
		3200.80	1590.00	4790.80	2237.71	4951.00	1485.00	14747.50	21183.50	2237.82

**Table 9-26-1 Economic Evaluation of Nam Mae Ngao Individual Development  
for Various Cases of Fuel Costs Sensitivity Test  
(Transmission Line from Nam Mae Ngao to Lamphun 2 included)**

Discount rate = 10%

Simulation Case No.	Unit	Case 0	Case 1	Case 2	Case 3
NO2A260.25b					
a) Project features					
Catchment area	km <sup>2</sup>	3081.3	3081.3	3081.3	3081.3
Annual flow	MCM	476.0	476.0	476.0	476.0
HWL	m	342.0	342.0	342.0	342.0
NWL	m	53.3	53.3	53.3	53.3
LWL	m	3.4	3.3	3.2	3.2
TWL	m	398.7	398.6	398.5	398.5
Effective head	m	119.8	131.6	143.5	155.0
Daily plant factor at max. demand day	%	429.3	439.6	454.4	471.6
Capacity factor	%	30.6	41.0	55.9	73.1
Firm discharge (95% probability)	cms	1.08	1.10	1.14	1.18
Max. turbine discharge	cms	1.626	1.626	1.625	1.625
Installed capacity	MW				
Firm capacity	MW				
Annual energy production	GWH				
Annual firm energy	GWH				
Annual secondary energy (97%)	GWH				
b) Project economy					
Construction Cost	M\$	3081.3	3081.3	3081.3	3081.3
for generating facilities	M\$	476.0	476.0	476.0	476.0
for transmission facilities	M\$				
Annual cost	M\$				
for generating facilities, n=50, O&M 1%	M\$	177.2	162.6	152.5	145.1
for transmission facilities, n=40, O&M 1%	M\$	132.3	145.4	158.4	171.5
for transmission loss, see next page	M\$	119.8	131.6	143.5	155.0
Total annual cost, C	M\$	429.3	439.6	454.4	471.6
Annual benefit	M\$				
for firm capacity	M\$	@1810.1	@1660.7	@1557.9	@1482.6
for firm energy	M\$	@1.0285	@1.1300	@1.2315	@1.333
for secondary energy	M\$	@1.0285	@1.1300	@1.2315	@1.331
Total annual benefit, B	M\$				
B-C	M\$				
B/C					
Annual energy cost	P/KWH				

Table 9-26-2 Transmission Loss for Nam Mae Ngao Individual Development  
 (116.9 MW) Sensitivity Test (Transmission Line from Nam Mae  
 Ngao to Lamphun 2 included)

	Unit	Case 0	Case 1	Case 2	Case 3
Capacity loss (A)	MW	1.45	1.45	1.45	1.45
Average capacity cost (B)	B/KW	1810.1	1660.7	1557.9	1482.2
(A) x (B)	M\$	2.62	2.41	2.26	2.15
Annual energy loss (C)	MWH	772	772	772	772
Average energy cost (D)	B/KWH	1.0285	1.1300	1.2315	1.332
(C) x (D)	M\$	0.79	0.87	0.95	1.03
Total transmission loss	M\$	3.41 = 3.4	3.28 = 3.3	3.21 = 3.2	3.18 = 3.2

## 第10章 灌漑プロジェクトへの影響



## 第10章 灌漑プロジェクトへの影響

10.1	現地調査の目的	10-1
10.2	調査結果	10-1
10.3	R I DのYuan川流域灌漑プロジェクト（既設）の概要	10-2
10.4	増加便益	10-2



## Figure List

	Page
Fig. 10-1 Location Map of Existing Irrigation Projects .....	10-5



## 第10章 灌漑プロジェクトへの影響

### 10.1 現地調査の目的

Upper Mae Yuam 1プロジェクトはYuam川の上流域に計画されており、そのプロジェクトサイトは、1984年3月にJICAによってフィージビリティ・スタディが終了しているLower Yuam水力発電計画（下流計画）の上流に位置している。

Upper Mae Yuam 1サイトとLower Yuamの貯水池末端部の間に展開する調査地域には、Yuam川本流・支流の水を使用している灌漑プロジェクトが点在している。従って、Upper Mae Yuam 1の検討には、これら調査地域内の現在および将来にわたる灌漑プロジェクトを考慮して、本発電計画を検討する必要がある。

今回の現地調査ではUpper Mae Yuam 1が完成した場合、下流の灌漑プロジェクトに与えるインパクトを調査することを目的とし、下記のごとく要約される主要項目につき現地調査を実施した。

- (1) Royal Irrigation Department (RID) および Rural Acceleration Development (内務省 RAD) により建設・運営されている調査地域内の既設灌漑プロジェクトの現況調査
- (2) Mae Sariang 平野内における将来の灌漑プロジェクトの可能性の調査
- (3) Mae Sariang 平野における既設の RID 灌漑プロジェクト地域内の栽培作物・収量・価格・営農状況などの現地調査および関連資料の収集

### 10.2 調査結果

現地踏査による地勢・農業現況の把握とあわせ、関係諸官庁（RID 事務所および Mae Sariang 農業事務所等）や農村での聞きとり調査・資料収集を通じて下記のように要約される調査結果を得た。

- (1) 調査地域のうち、Mae Sariang 平野の右岸耕地 12,500 RaiはRID によって1976年に完成した大規模灌漑プロジェクトとして、Yuam川本流の河川水を使用して年間を通じて灌漑されている。
- (2) 地形的制約から Yuam 川本流の河川水を利用して経済的に開発しうる新規の灌漑耕地は見込めない。
- (3) 既存の RID Yuam 川流域灌漑プロジェクトの取水計画量は現在・将来とも最高

2.94m<sup>3</sup>/sec である。

- (4) Upper Mae Yuam 1によってYuam川の乾期流況が改善される場合には、既存のRID Yuam川流域灌漑プロジェクト地域内で、乾期作物の作付率を拡大することが可能となり、それによって年間5.4 Million Bahtの純収益の増加が期待しうる。
- (5) RID および RADによってすでに建設されている小規模な灌漑プロジェクトは、いずれもYuam川支流の河川水を利用しているので、Upper Mae Yuam 1の完成後も影響を受けることはない。

### 1 0.3 RID のYuam川流域灌漑プロジェクト（既設）の概要

このプロジェクトはRID によって1976年に完成したもので、現在RID により運営されている。このプロジェクトはUpper Mae Yuam 1の下流約25kmのYuam川本流に取水堰を設けて灌漑用水を取水している。プロジェクトの概要は下記のとおりである。

灌 漑 面 積： 右岸 12,500 Rai  
左岸 4,500 Rai （未完）

計 画 取 水 量： 最大 2.94 m<sup>3</sup>/sec

取 水 堰： コンクリート部堤長110m、堤高 2.5m  
盛土部堤長 870m

幹 線 用 水 路： コンクリート舗装 22.58 km

農 家 戸 数： 約5,000 戸

主 要 作 目： 雨期： 水稲（作付率約 100%）  
乾期： 大豆（作付率約 60%）

### 1 0.4 増加便益

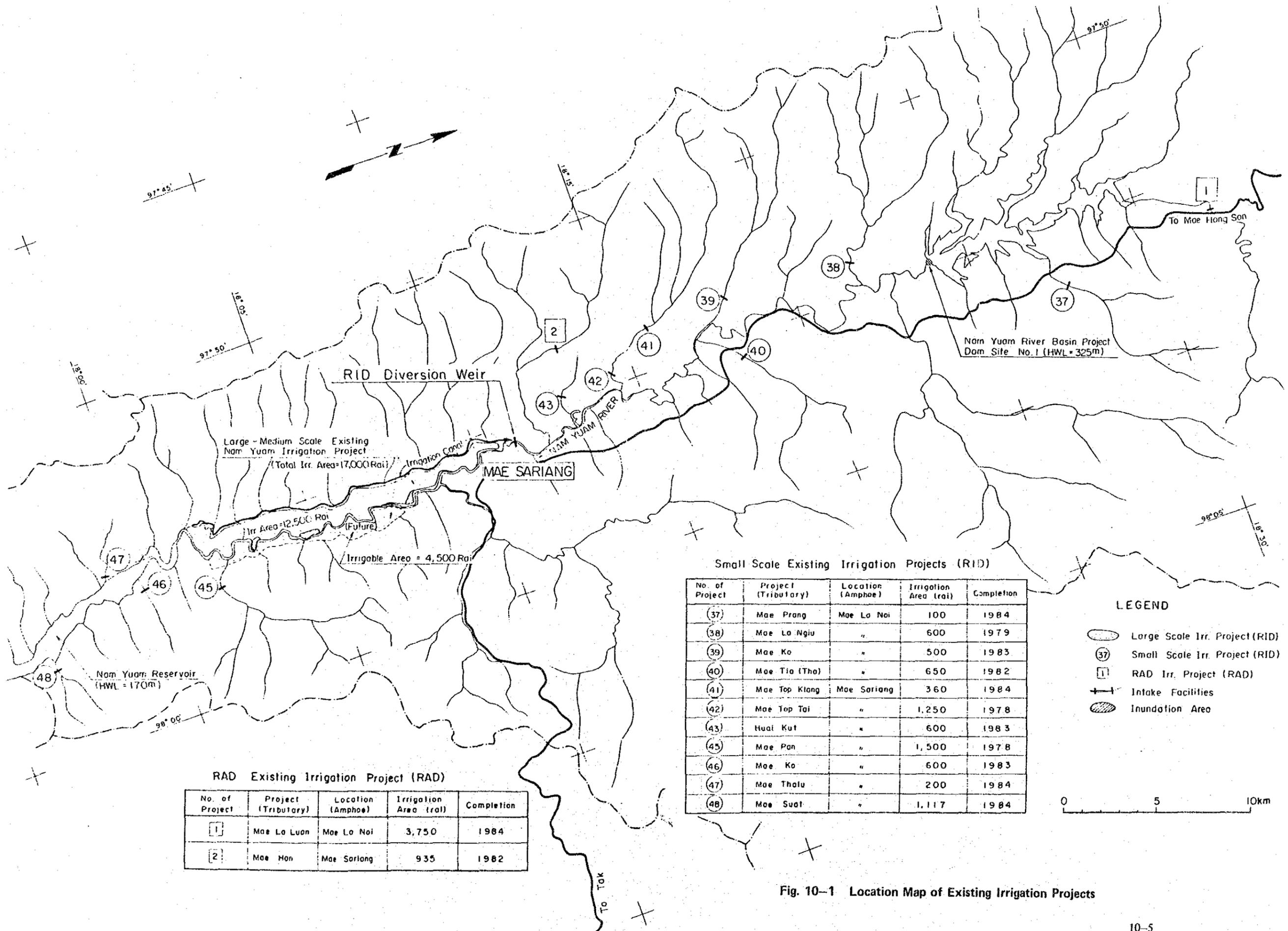
Upper Mae Yuam 1地点における最小放流量は約12m<sup>3</sup>/secと試算されており、したがって 乾期のYuam川の流況の改善に役立つものと考えられる。

このことにより RIDの灌漑プロジェクト地域内では乾期の土地利用率を現況の60% (7,500Rai)から 100% (12,500Rai) に増加させることが可能となり、これによって農業便益の増加が期待しうる。

この便益を下記のごとく乾期の主要作物である大豆の収量および価格をもって評価すれば年間5.4 Million Bahtの増加純収益が得られることとなる。

大豆の単位収量:	300 kg/ Rai
農家庭先価格:	6 Baht/kg
Rai 当たり粗収益:	1,800 Baht/kg
Rai 当たり純収益:	1,080 Baht/kg
土地利用の増加:	5,000 Rai
増加純収益:	5.4 million Baht





RID Diversion Weir

Large-Medium Scale Existing  
Nam Yuam Irrigation Project  
(Total Irr. Area=17,000 Rai)

Irr. Area=12,500 Rai (Future)

Irrigable Area = 4,500 Rai

MAE SARIANG

Nam Yuam River Basin Project  
Dam Site No. 1 (HWL = 325m)

Nam Yuam Reservoir  
(HWL = 170m)

Small Scale Existing Irrigation Projects (RID)

No. of Project	Project (Tributary)	Location (Amphoe)	Irrigation Area (rai)	Completion
(37)	Mae Prang	Mae Lo Noi	100	1984
(38)	Mae Lo Ngiu	"	600	1979
(39)	Mae Ko	"	500	1983
(40)	Mae Tia (Tho)	"	650	1982
(41)	Mae Top Klang	Mae Sariang	360	1984
(42)	Mae Top Tai	"	1,250	1978
(43)	Huai Kut	"	600	1983
(45)	Mae Pan	"	1,500	1978
(46)	Mae Ko	"	600	1983
(47)	Mae Thalu	"	200	1984
(48)	Mae Sud	"	1,117	1984

LEGEND

- Large Scale Irr. Project (RID)
- Small Scale Irr. Project (RID)
- RAD Irr. Project (RAD)
- Intake Facilities
- Inundation Area

RAD Existing Irrigation Project (RAD)

No. of Project	Project (Tributary)	Location (Amphoe)	Irrigation Area (rai)	Completion
[1]	Mae Lo Luon	Mae Lo Noi	3,750	1984
[2]	Mae Han	Mae Sariang	935	1982

Fig. 10-1 Location Map of Existing Irrigation Projects



## 第11章 環 境 問 題



## 第11章 環境問題

11.1 環境の背景	11- 1
11.1.1 自然	11- 1
11.1.2 生態系	11- 1
11.1.3 使用価値 (Human Uses Value)	11- 2
11.1.4 社会生活 (Quality of Life)	11- 2
11.2 環境問題	11- 4
11.2.1 土地の特徴と使用	11- 4
11.2.2 大気	11- 4
11.2.3 水	11- 4
11.2.4 種と生態系	11- 4
11.2.5 社会経済	11- 4



**Table List**

	Page
Table 11-1    Resettlement and Evaluation of Structural Property ..... Compensation Cost and Fruit Tree Compensation Cost	11-6



## 第11章 環境問題

### 1.1.1. 環境の背景

#### 1.1.1. 自然

##### 1) 気象

Mae Sariang における30年間の平均年間雨量は 1,245.3mmである。記録された平均最大月別雨量は8月の 253.4mmであり、また平均最小月別雨量は2月の 5.1mmである。

年平均相対湿度は30年間で74%である。年間平均気温は26.2℃である。

##### 2) 地表水

Yuam川にはBan Tha RuaとSop Hanの2つの測水所がある。計画地点への平均年間流入量はつきのごとく想定される。すなわちLower Yuamで2,816MCM、Nam Mae Ritで395MCM、Nam Mae Ngaoで1,292MCM、そしてUpper Mae Yuam 1で570MCMである。

##### 3) 水質

Yuam、Rit、および Ngao 川の水質の物理的、化学的性状は水中の生態系 (aquatic ecosystem) に適していることを分析の結果は示している。

溶存酸素濃度 (concentration of dissolved oxygen)は 5.5から 8.8mg / ℓ の範囲である。P.H 値は 7.0から7.7 である。Ban Nam Rit における水のアルカリ性度 (Alkalinity)142mg / ℓ は、他地点のアルカリ性度74から 100mg / ℓ に比し高いと思われる。

水の硬度値 (hardness)は76から 108mg / ℓ の範囲であるがBan Nam Rit では 122 mg / ℓ と最高値を示している。Solids値の合計は 115から 292.5mg / ℓ と変動する。

##### 4) 地質

Yuam川流域の地質層序は先カンブリア紀 (pre-cambrian) から第4紀 (quaternary) までの地層からなり約6億年にまたがる。

### 1.1.1.2 生態系

#### 1) 森林と野生生物

Yuam川流域水力発電開発プロジェクトの計画貯水池地域は3つのタイプの森林で構成されている。すなわち落葉樹 (deciduous) の混生林、熱帯常緑樹林、およ

びフタバガキ科の熱帯樹林(dry dipterocarpus)である。

計画地域内には多くの野生動物が住む。例えば、ほえジカ(Common Barking Deer)、大ジカ(Sambar deer) 野豚、豚シカ(Hog deer)、象等、多種類の鳥類や虫類もせい息している。

現在の食糧用としての狩猟は野生生物減少の一因となっている。

## 2) 漁業

一般的にYuam川の魚種はStriped snake-head fish(Pla Chon)、Climbing fish(Pla Mor)、Walking catfish(Pla Duk Dan)、common silver barb(Pla Ta Pien)等である。

### 1.1.1.3 使用価値(Human Uses Value)

#### 1) 土壌と土地利用

計画地域における土壌性状と土地利用についてのスタディではつぎのようなことが明らかとなっている。つまり、農業に適する地域は少なくMae Sariang 郡や Mae La Noi郡では河岸の平地に限定される。農耕に使用できる地方はTambon Mae La Luang、Tambon Mae Yuam およびTambon Mae Ka Tuanでその面積はそれぞれ 70,529 Rai、32,593Rai および25,695Rai である。

#### 2) 水利用

計画地域内のYuam川からの水利用はつぎのごとく分類される。

a. 農業および灌漑

b. Mae Sariang およびMae La Noiへの給水

#### 3) 鉱物資源

Mae Sariang とMae La Noi地域にはいくつかの経済的に採掘可能な鉱物資源が存在している。タングステン、錫、ホタル石、鉄鉱石、マンガン等が発見されている。Mae Sariang の重要な鉱物資源は郡の南方でTha Song Yang 郡の領域に近い地域とMae La Noiの東方にあって9種類の鉱物資源がある。

### 1.1.1.4 社会生活(Quality of Life)

#### 1) 社会経済

Mae Sariang とMae La Noiにおける住民の民族構成は多種にわたっている。

例えば北部の住民は、Thai Yaiと山岳民族とで65%を占める。

平均人口密度は1家族当たり 5.5人という家族規模から見て1 km<sup>2</sup>当たり 16.24人である。

Mae Sariang と Mae La Noiの住民の大多数は小学校レベルの教育を受けており、Urban 居住者はさらに高い水準の教育を受けている。住民の主な職業は農業であり、米、大豆、ピーナッツ、ガーリック、タバコ等を栽培している。大多数の者がこれから収入を得ていると考えられる。

土地所有権 (Land holding document) がまれに Yuam川の河岸で発生することがある。1家族当たり 5 Rai の平均規模で法律上の権利 (Legal document) を有しているのは10,000以下である。

計画地域への重要な既設の陸上輸送路は Chiang Maiから Mae Hong Sonにいたる国道 108号線と Mae Sariang から Mae Sod にいたる国道1085号線である。

## 2) 補償

Lower Yuamプロジェクトでは 846家族 3,962人の移転を要することとなろう。

## 3) 保健 (Public health)

計画地域の保健業務については、住民の要望に応じ得る十分な数の保健センターがある。しかし医者と人口の比率は十分ではない。地域内の伝染病は胃腸系の疾病 (gastro-intestinal tract disease)、呼吸器の疾病 (respiratory tract disease) およびマラリアである。この地域の疾病はほぼコントロールし得るものである。

## 4) 考古学的問題

Preliminary の検討では計画貯水池地域には考古学的あるいは史学的に意味のある重要なものはないようである。しかし、そこには2つの僧院がある。 Mae La Noi 郡の Ban Mae Suにある Wat Mae Su僧院は Upper Mae Yuam I からの影響をまた Mae Sariang 郡 Ban Maeiにある Wat Ban Maei僧院は Lower Yuamの影響を受ける可能性がある。

## 5) 観光

一般的に、重要な観光の対象物が Yuam川流域水力電源開発計画により失われることはないだろう。むしろ計画貯水池により観光開発の重要な便益は増加するであろう。

## 1 1.2 環境問題

### 1 1.2.1 土地の特徴と使用

Yuam川流域の水力資源は、国内資源から得られる便益を最大にするという前提に立てば、1つのシステムまたはパッケージとして一貫開発するべきものと考えられる。しかし、Lower YuamとUpper Mae Yuam Iの実施はYuam川河岸の平地に大きな影響をおよぼすこととなろう。肥沃な農地であるこの地域の一部はLower Yuamの影響を受けMae Sariang住民の農地から一部水没地へとなる。Nam Mac RitとNam Mac Ngao計画では地域の大部分が山と急峻な地域であるため、その影響は微々たるものである。

### 1 1.2.2 大気

Yuam川流域の水力電源開発により計画地域の大気の質が変化することはないであろう。

工事計画地域は約70.6km<sup>2</sup>であり比較的小さい面積であると考えられる。したがってプロジェクトの建設と運転が気象におよぼす影響は大きくはないであろう。

### 1 1.2.3 水

Upper Mae Yuam Iプロジェクトの建設は下流地域の流水に大きな変化をもたらすこととなろう。Mae La NoiとMae Sariangの人々はこの水を農業、その他利水に使用している。水質は工事期間中に限り一時変化するかも知れない。

### 1 1.2.4 種と生態系

森林は貯水池内の伐採、清掃、湛水により一部変化するであろう。プロジェクトに起因する環境の変化は森林の生態系や淡水の生態系内の自然の植生や動物の数を一時的に減少させるかも知れない。種の多様性、植生と動物の密度は変化するであろう。

### 1 1.2.5 社会経済

Lower Yuamプロジェクトは計画貯水池地域内の移住を含めYuam川流域の社会経済に影響を与えるであろう。

両岸の肥沃な農地はLower YuamおよびUpper Mae Yuam 1 貯水池により一部失われる。

国道1085線は Mae Sariang郡の Tambon Sop MoieとTambon Mae Ta Cuan地点が水没するであろう。

Table 11-1 Resettlement and Evaluation of Structural Property  
Compensation Cost and Fruit Tree Compensation Cost

	<u>Nam Yuam Sub-project</u>	<u>Nam Yuam 1 Sub-project</u>	<u>Nam Ngao Sub-project</u>	<u>Mae Rit Sub-project</u>
Normal High Water	170	325	240	332
Level (m. MSL)				
Effectuated area	A.Mae Sariang T.Sob Moie T.Mae Ka Cuan T.Mae Yuam	A.Mae La Noi T.Mae La Noi T.Mae La Luang	A.Mae Sariang T.Mae Yuam	- -
Resettled Household (Households)	506	365	15	-
Resettler (persons)	2,305	1,582	75	-
Structural Property Compensation Cost (Baht)	8,296,000	5,339,550	189,050	-
Fruit Tree Compensation Cost (Baht)	705,364	453,050	20,910	-
Total Compensation Cost	9,001,364	5,792,600	209,960	-
Except Land Compensation (Baht)				

---

Average fruit-tree compensation cost per household = 1394 Baht







JICA