No. 6

国際協力事業団

ラオス人民民主共和国
工業手工芸省

ラオス人民民主共和国

セコン川流域水力発電開発計画調査

最終報告書

要　約　版

1995年3月

電源開発株式会社
㈱ニュージェック
㈱パスコ・インターナショナル

鉱調資
CR(1)
95 − 108

国際協力事業団

ラオス人民民主共和国
工業手工芸省

ラオス人民民主共和国

セコン川流域水力発電開発計画調査

最終報告書

要約版

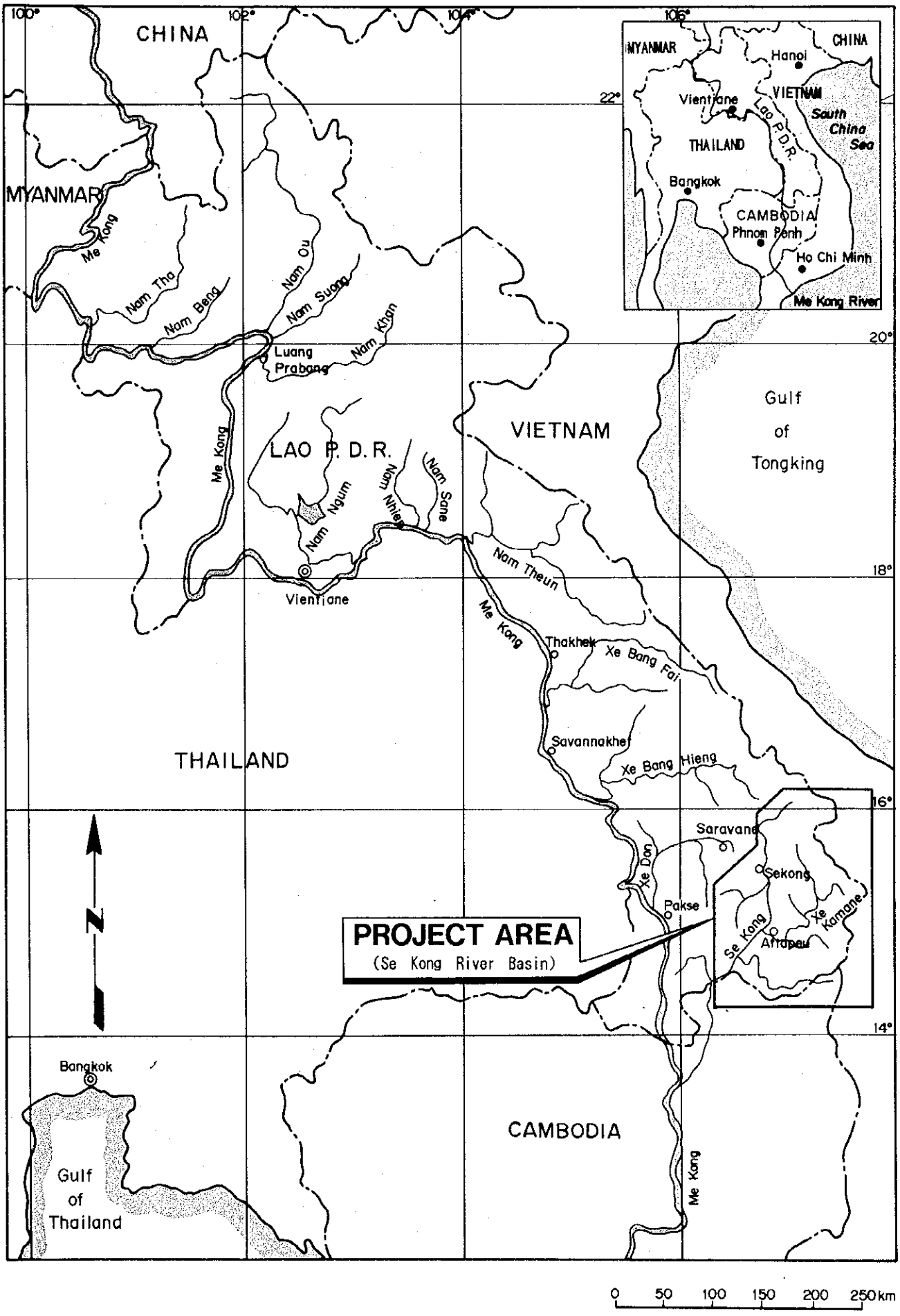
JICA LIBRARY
1118614[5]

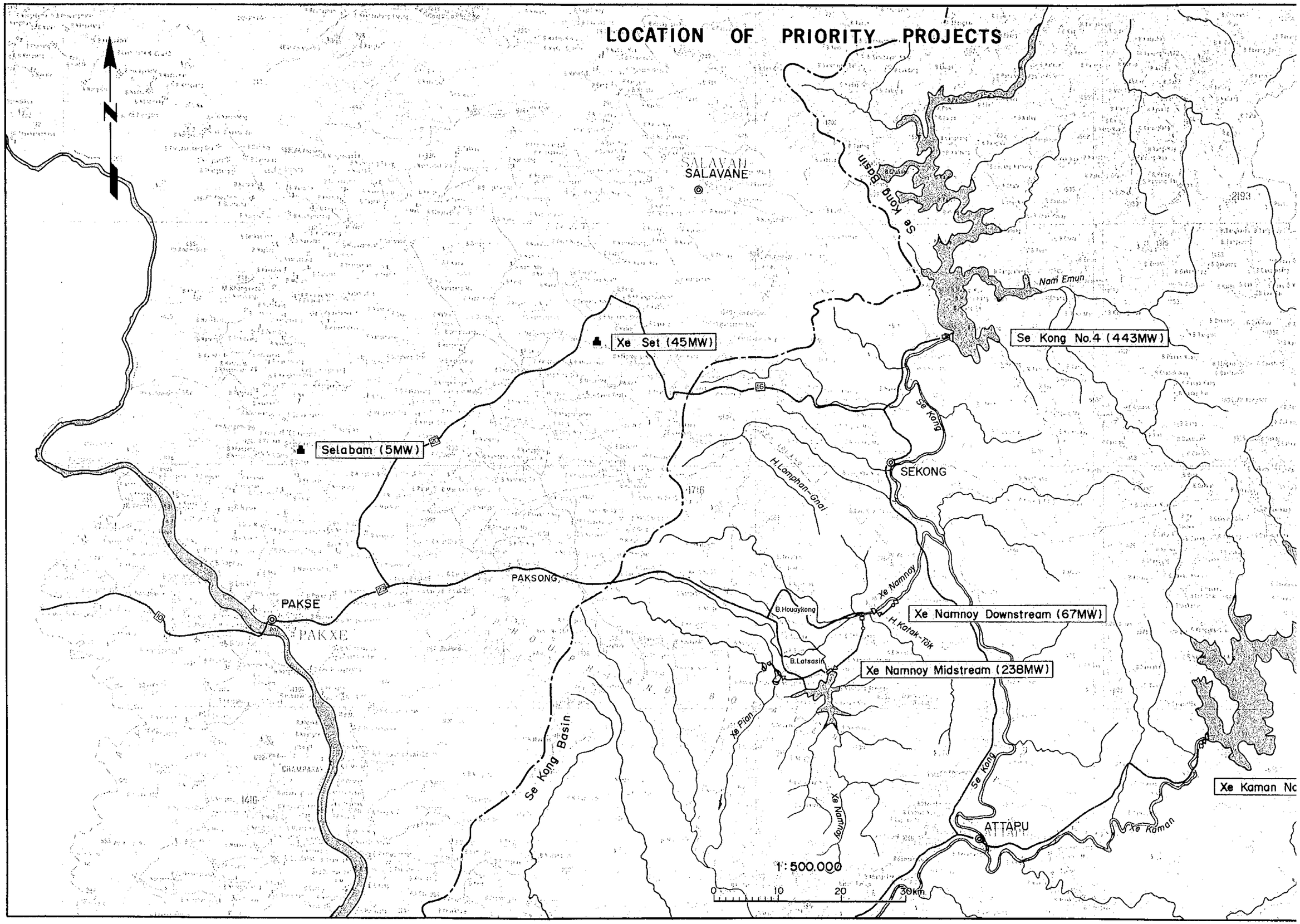
1995年3月

電源開発株式会社
㈱ニュージェック
㈱パスコ・インターナショナル

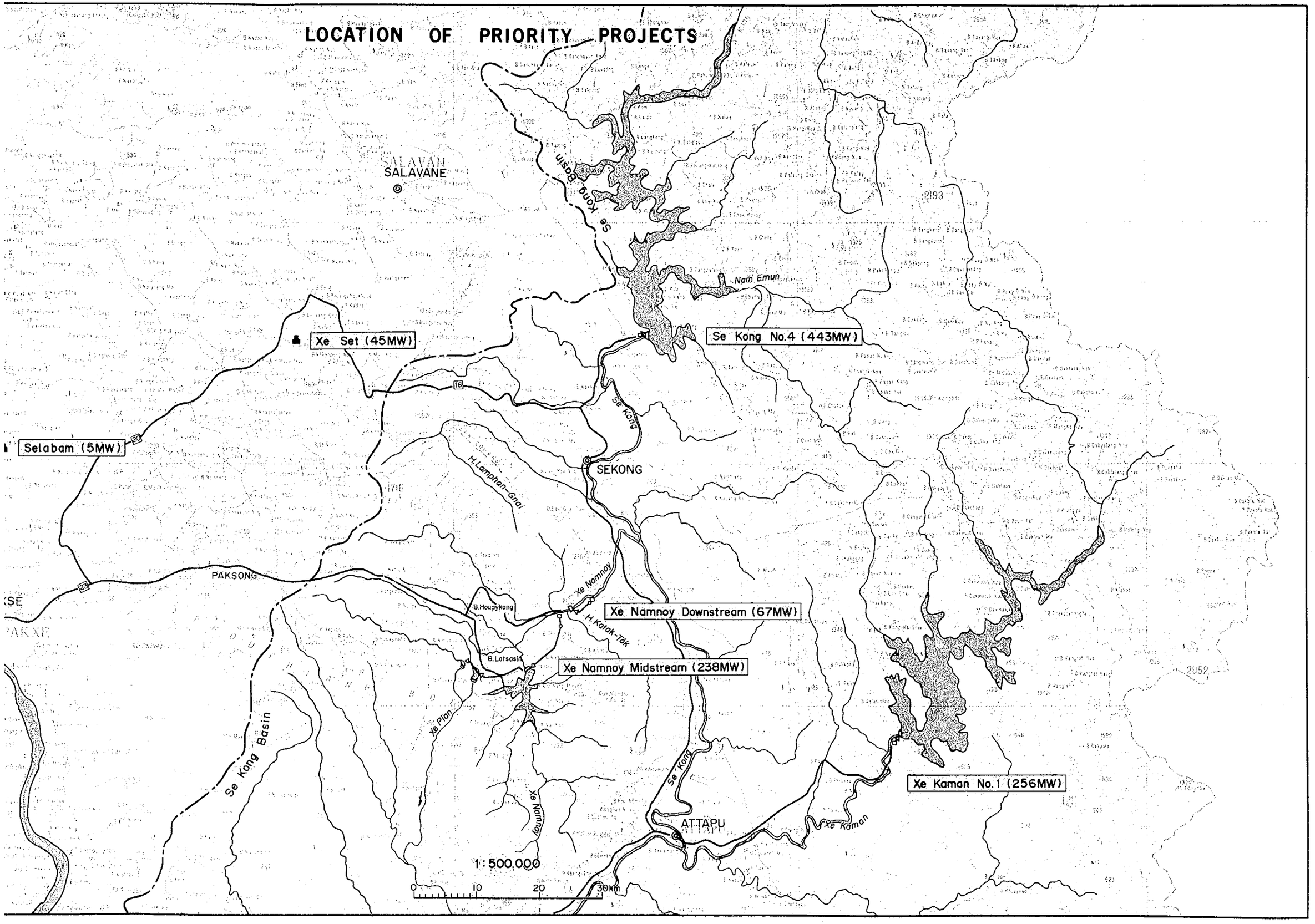
国際協力事業団
27323

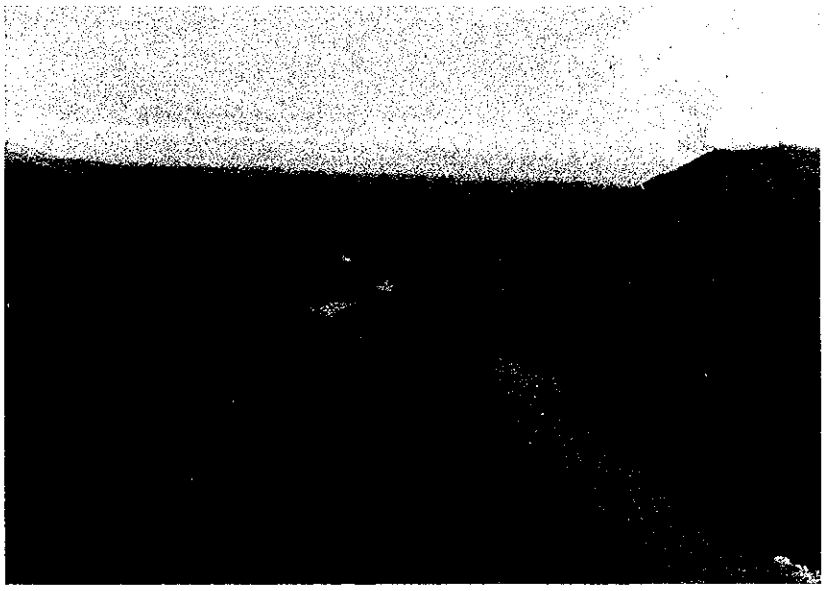
LOCATION OF PROJECT AREA




LOCATION OF PRIORITY PROJECTS
N
SALAVANE
Se Kong Basin
Nam Emun
Se Kong No.4 (443MW)
Xe Set (45MW)
Selabam (5MW)
Se Kong
SEKONG
H.Lamphan-Gnai
PAKSONG
PAKSE
PAKXE
Xe Namnoy
B.Houaykong
Xe Namnoy Downstream (67MW)
H.Katak-Tok
B.Latsasin
Xe Namnoy Midstream (238MW)
Xe Pian
Se Kong Basin
Xe Namnoy
Se Kong
ATTAPU
Xe Kaman
Xe Kaman No
1:500.000
0
10
20
30km

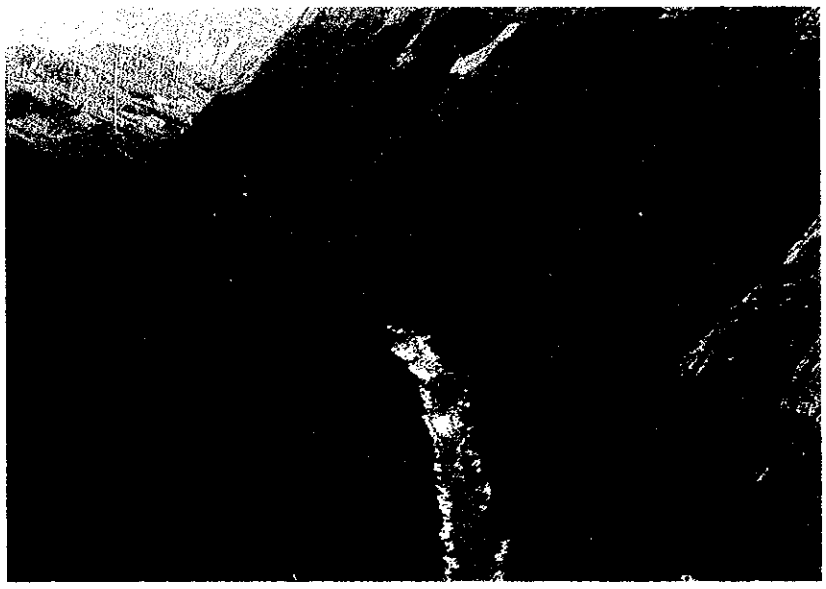
LOCATION OF PRIORITY PROJECTS





(1) Se Kong No. 3 Site
(View from upstream)

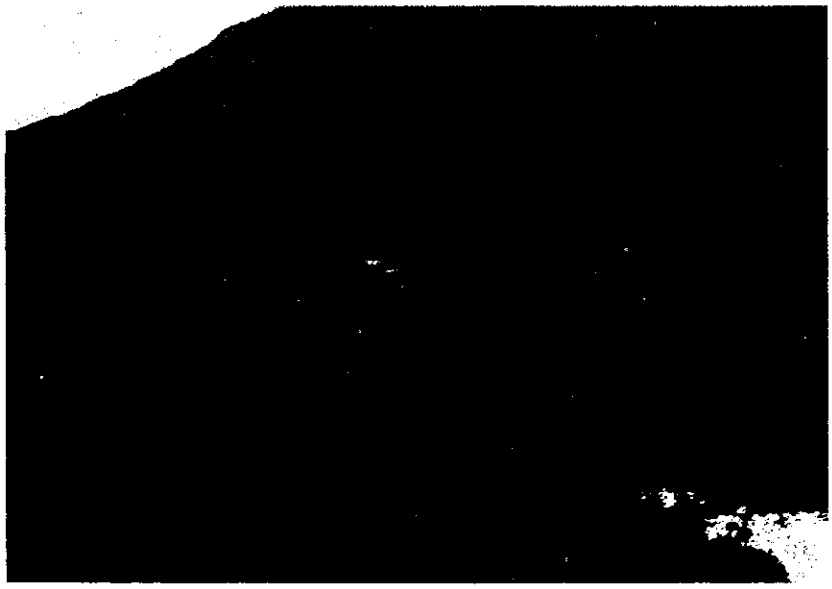
(2) Se Kong No. 4 Site
(View from downstream)



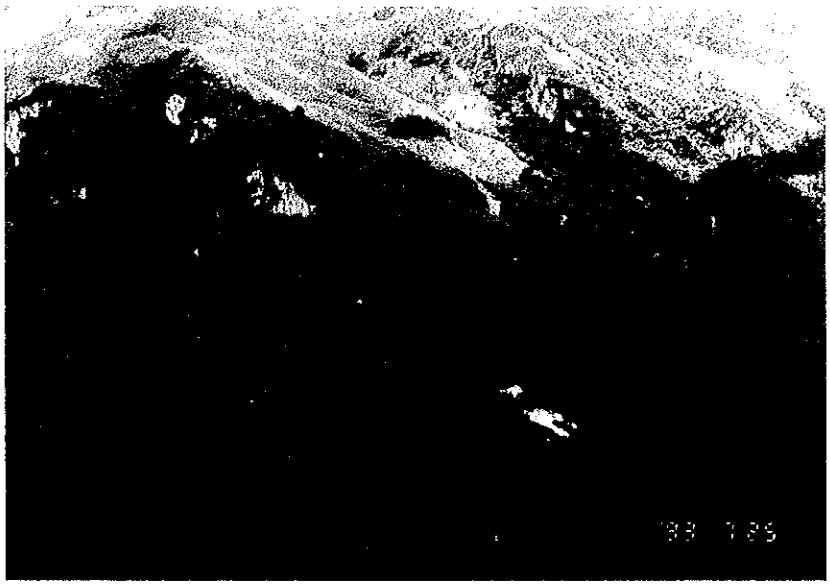
(3) Se Kong No. 5 Site
(View from downstream)

Photo A-1 Se Kong River Main Stream

(1) Downstream of
Xe Kaman No. 1 Site
(View from upstream)

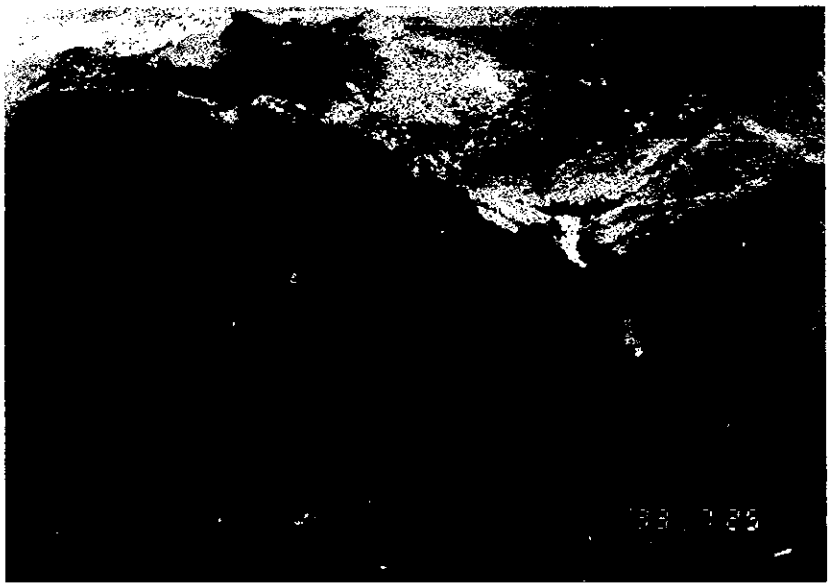


(2) Xe Kaman No. 1 Site
Mid-stream Site
(View from upstream)

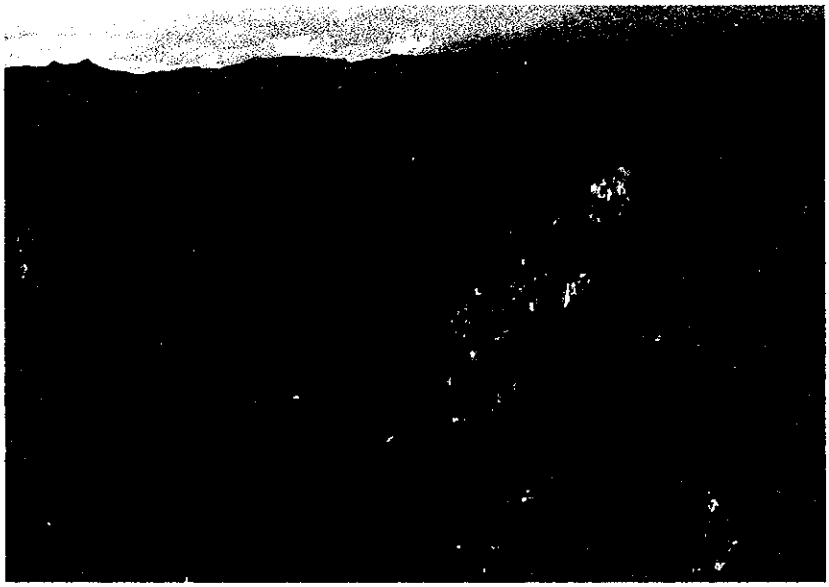


(3) Xe Kaman No. 2 Site
(View from downstream)

Photo A-2 Xe Kaman River (1)



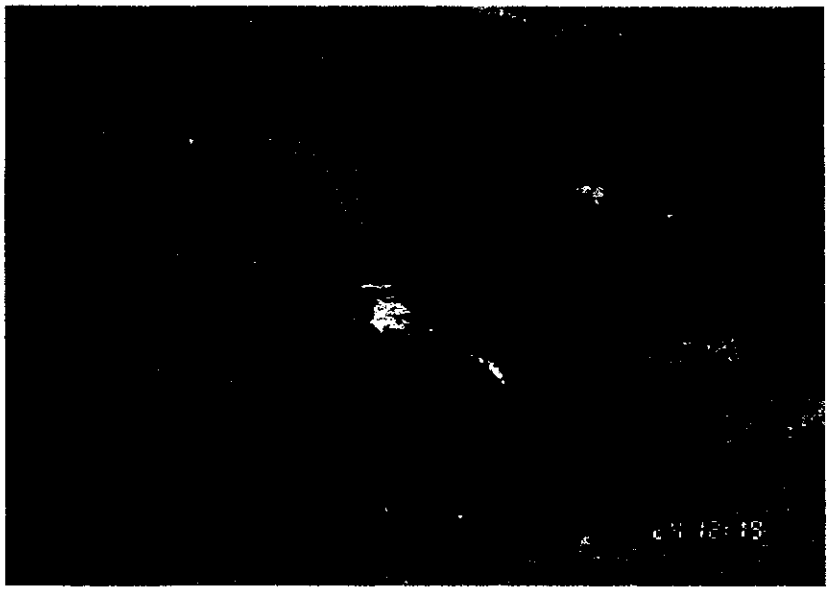
(1) Xe Kaman No. 3 Site
(View from downstream)



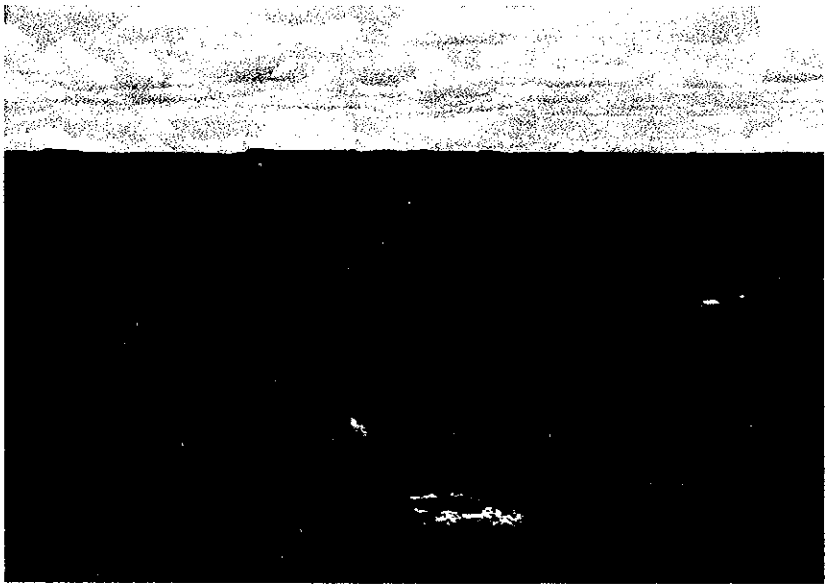
(2) Xe Kaman No. 4 Site
(View from downstream)

(3) Xe Kaman No. 4 Site
(View from downstream)

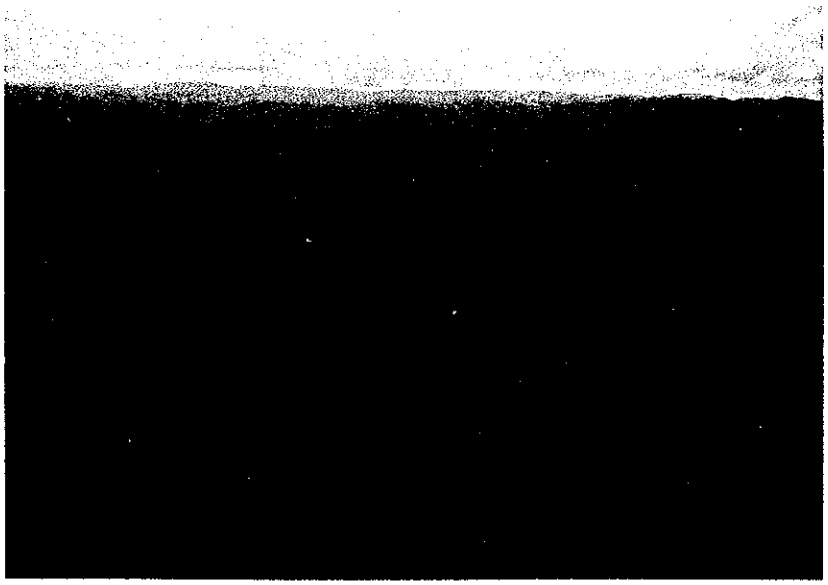
Photo A-3 Xe Kaman River (2)



(1) Xe Namnoy Midstream Site
(View from downstream)

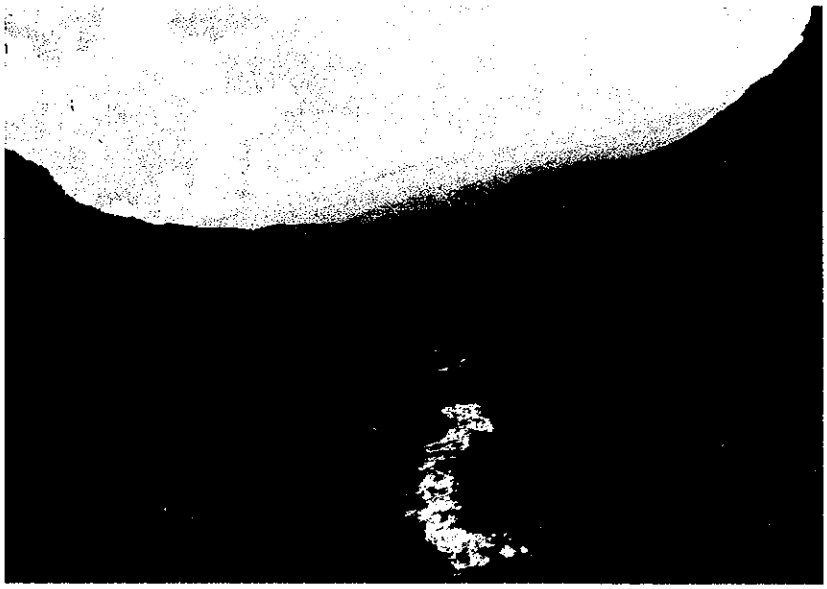


(2) Xe Namnoy Midstream Site
(View from downstream)

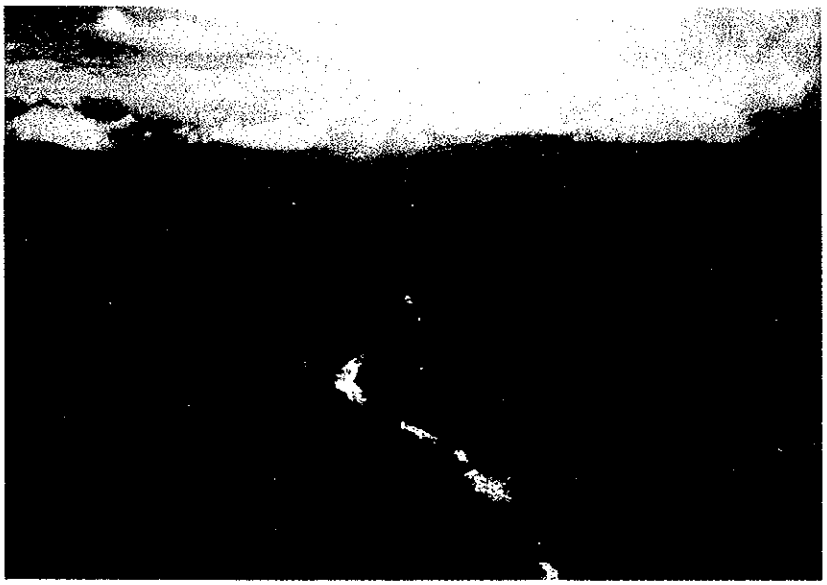


(3) Xe Namnoy Midstream Site
(View of reservoir area)

Photo A-4 Xe Namnoy River (1)

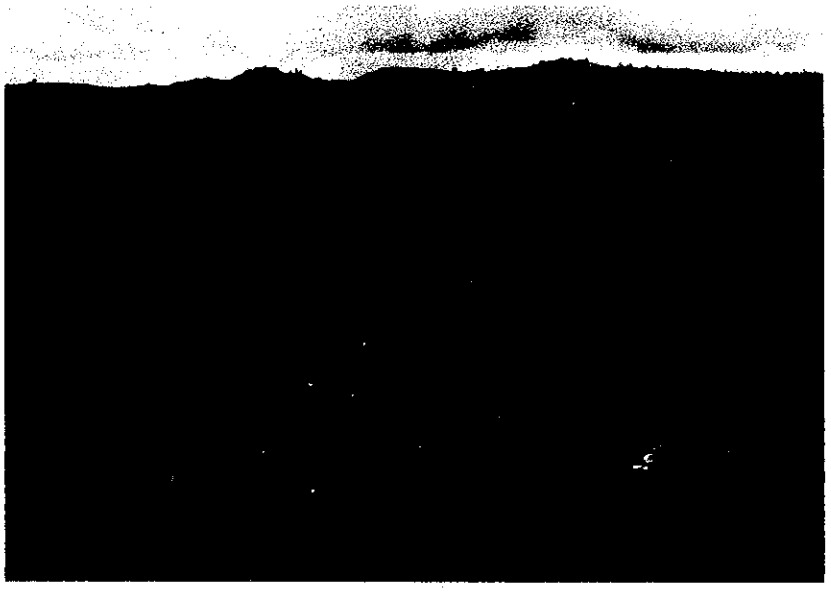


(1) Xe Namnoy Downstream Area
(View from upstream)



(2) Xe Namnoy Downstream Site
(View from upstream)

Photo A-5 Xe Namnoy River (2)



(1) Downstream of
Xe Pian Site
(View from downstream)

(2) H. Katak Tok Site
(View from downstream)

(3) H. Katak Tok Site
(View from downstream)

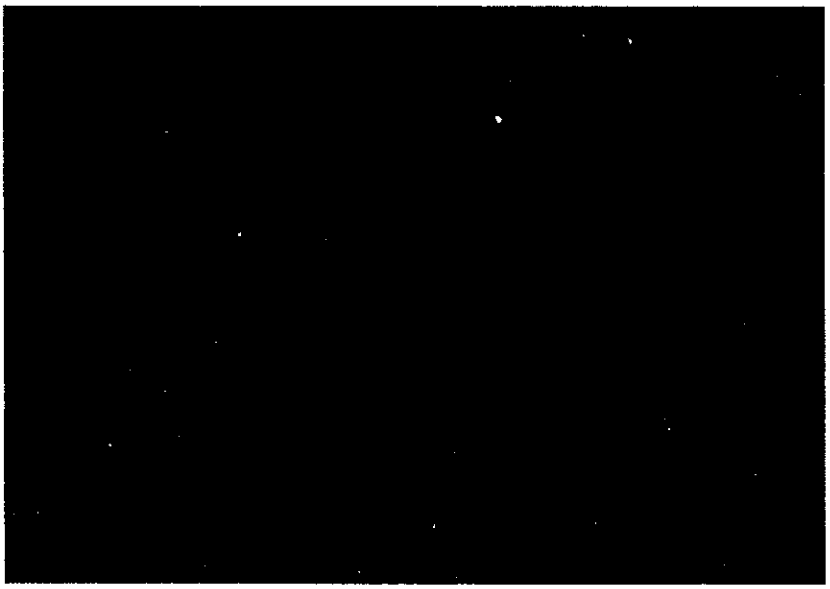
Photo A-6 Xe Pian, H. Katak Tok Rivers

(1) Nam Kong No. 1 Site
(View from downstream)

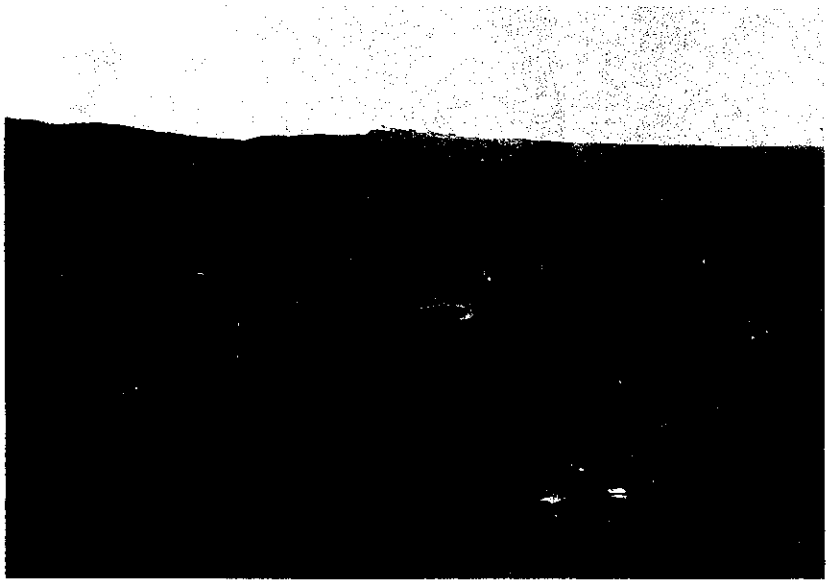
(2) Xe Xou Reservoir Area
(View from downstream)

Photo A-7 Nam Kong, Xe Xou Rivers

(1) Dak E Meule Site
(View from downstream)



(2) Dak E Meule Site
(View from downstream)

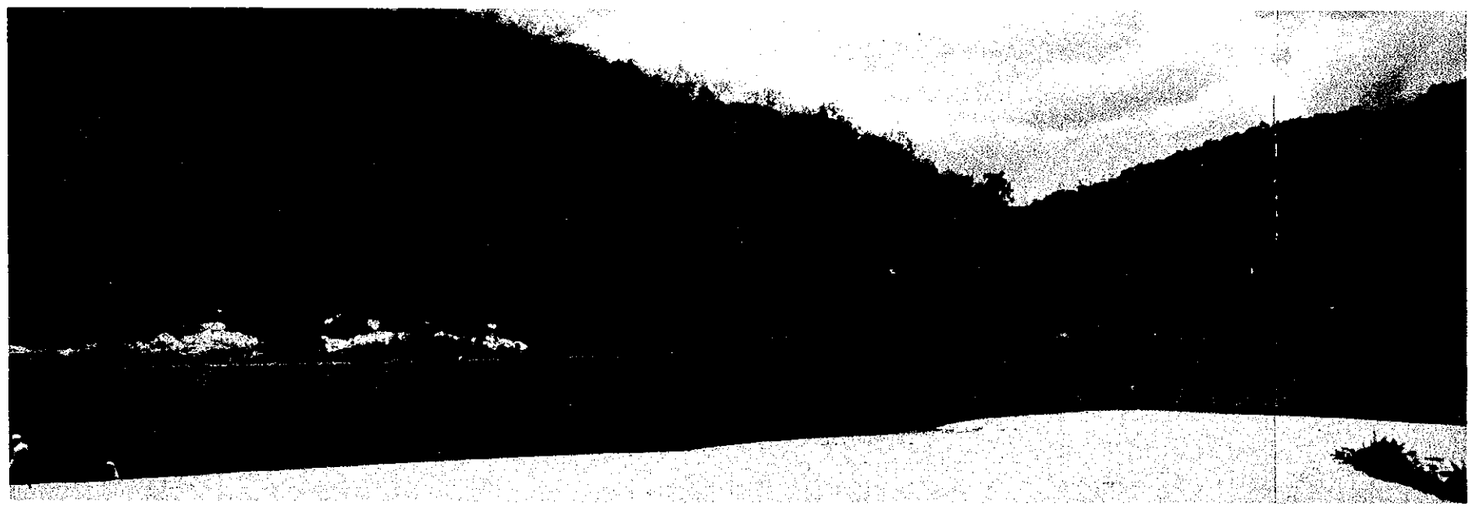


(3) H. Lamphan Gnai Site
(View from downstream)

Photo A-8 Dak E Meule, H. Lamphan Gnai Rivers

(1) View from Right Bank

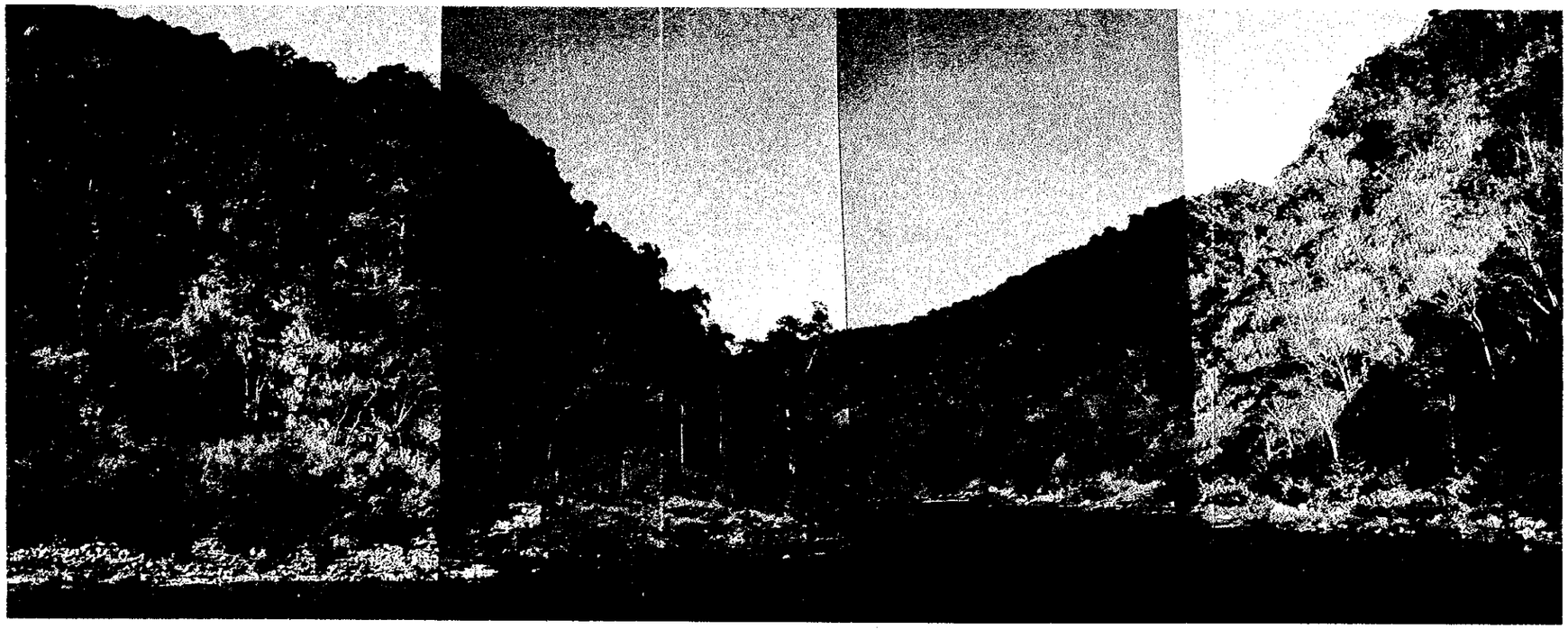
(2) View from Upstream



(3) View from Downstream

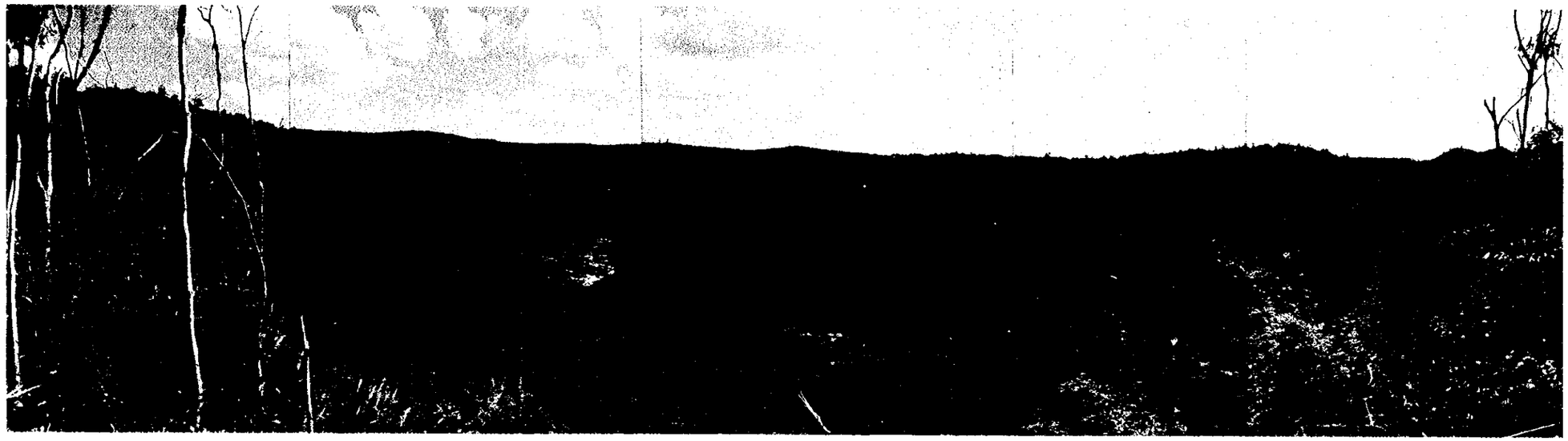
Photo B-1 Se Kong No.4 Dam Site

(1) View from Downstream



(2) View from Upstr

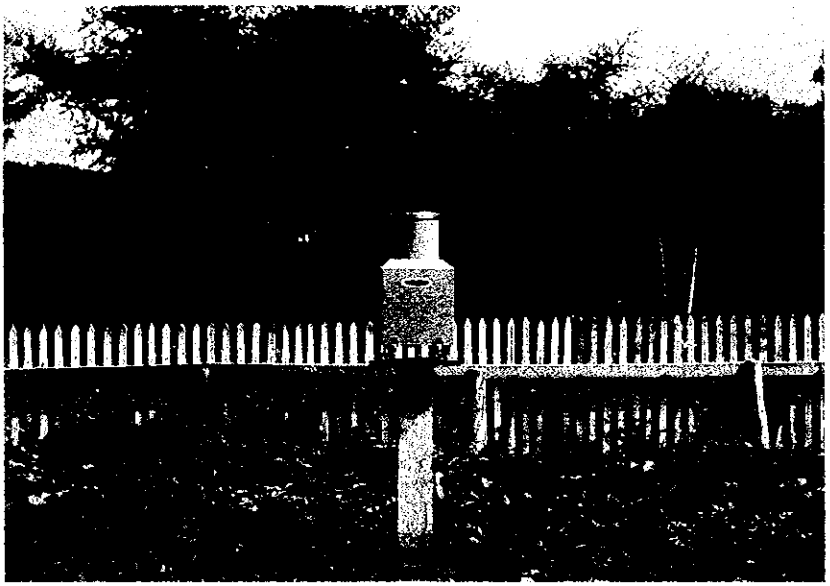
Photo B-2 Xe Kaman No.1 Dam Site



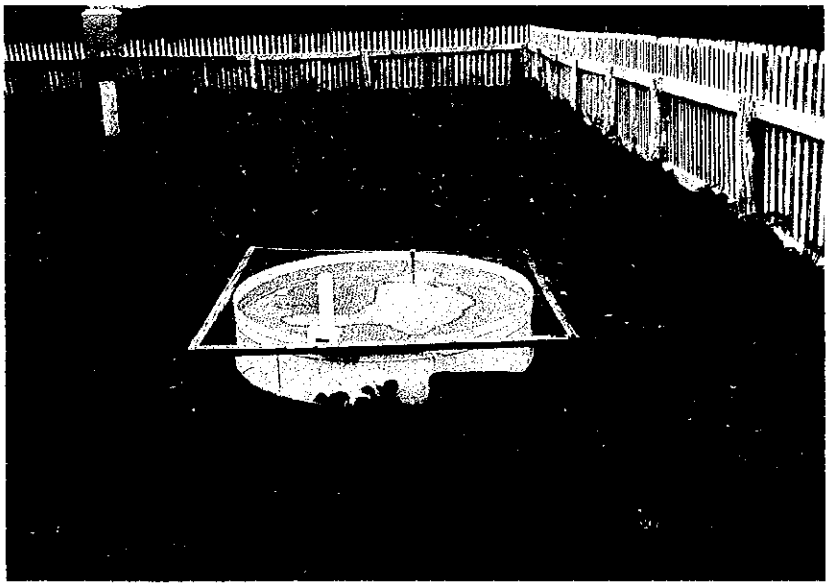
(1) View from Right Bank

(2) View from Downstream Left Bank

Photo B-3 Xe Namnoy Midstream Dam Site



(1) Rain Gauge



(2) Evaporation Pan

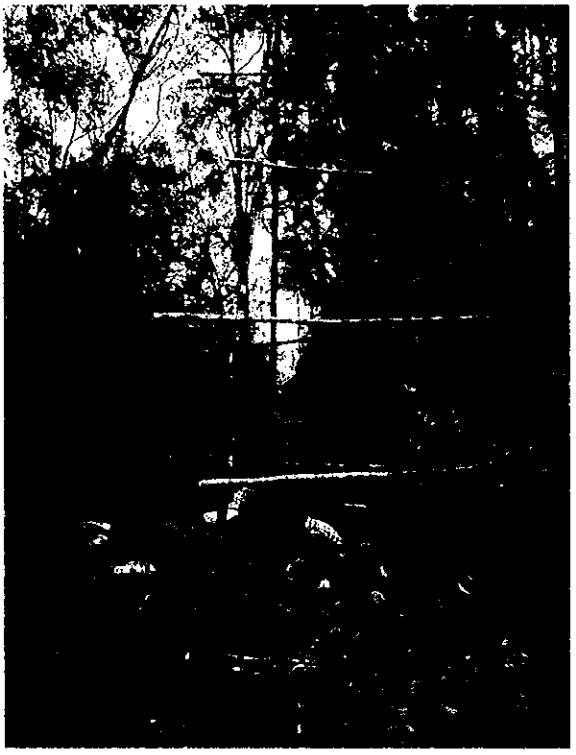
Photo C-1 Meteorological Gauging Station (Sekong Town)

(1) Water Level Gauging Station

(2) Gondla and Winch for Cableway

Photo C-2 Discharge Measurement (B. Latsasin)

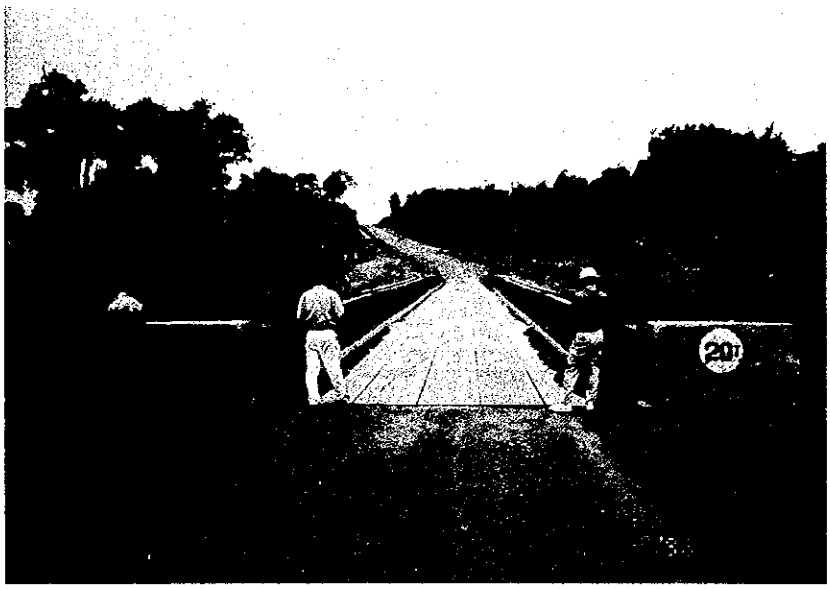
(1) Aerial Photogrammetry



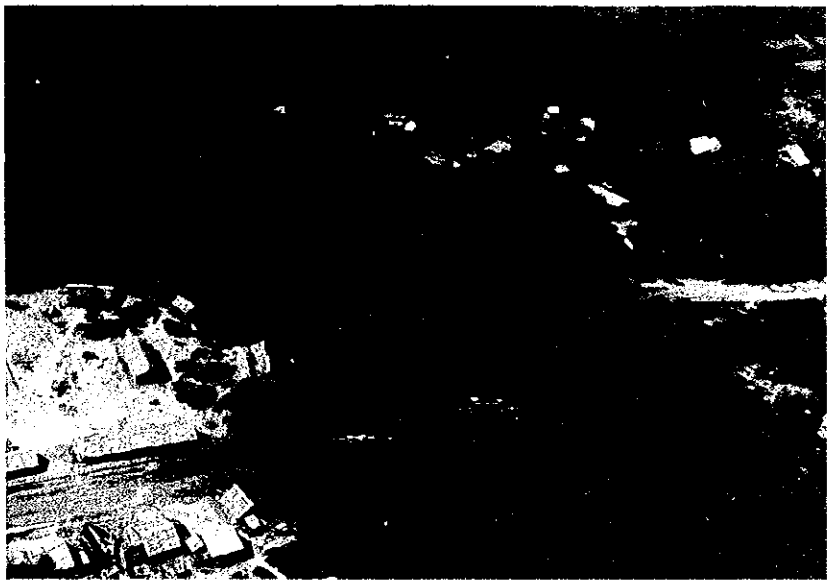
(2) Seismic Prospecting Survey

(3) Core Drilling Work

Photo C-3 Field Investigation



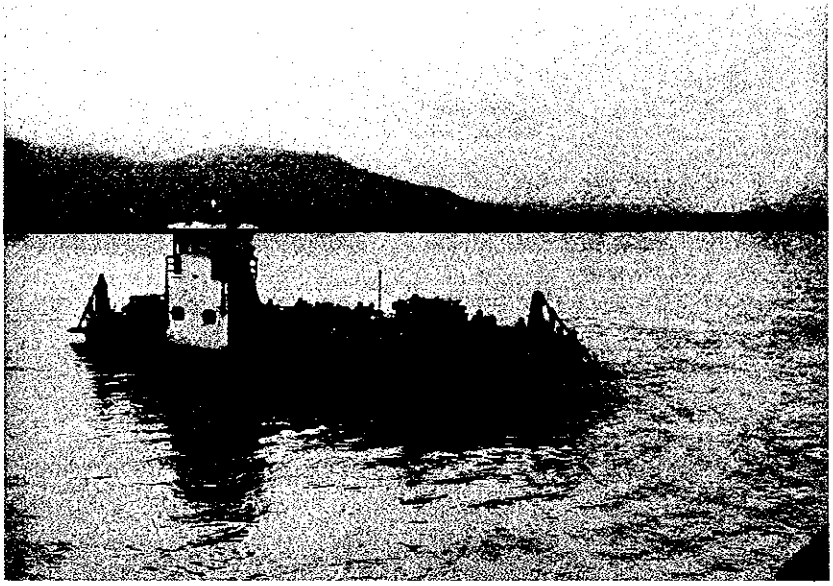
(1) Route 20
(at H. Champi)



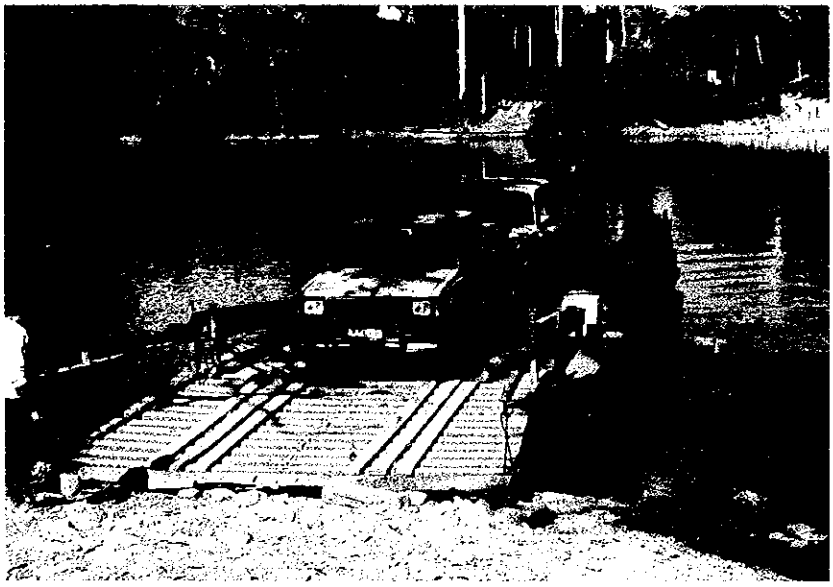
(2) Route 16 B
(at Xe Khampho)

(3) Access to Se Kong No. 4
(by boat)

Photo C-4 Access Survey (1)



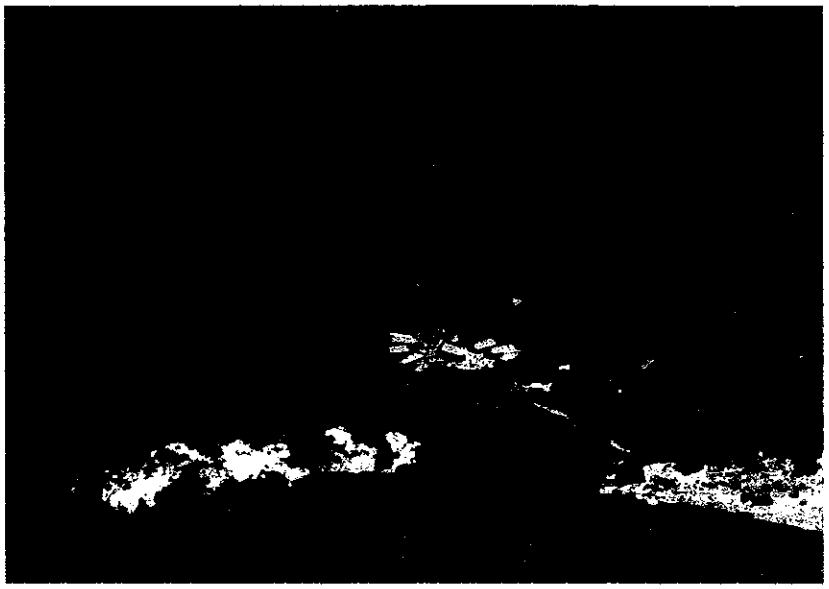
(1) Ferry Boat at Mekong River
(Route 13, Pakse)



(2) Ferry Boat at Xe Namnoy
River
(Route 16 A)

(3) Ferry Boat at Se Kong River
(Local road, Attapu)

Photo C-5 Access Survey (2)



(1) Small Village along
Se Kong River

(2) Small Village along
Xe Kaman River

Photo C-6 Environment (1)

(1) Sekong Town

(2) Xe Katam Fall

Photo C-7 Environment (2)

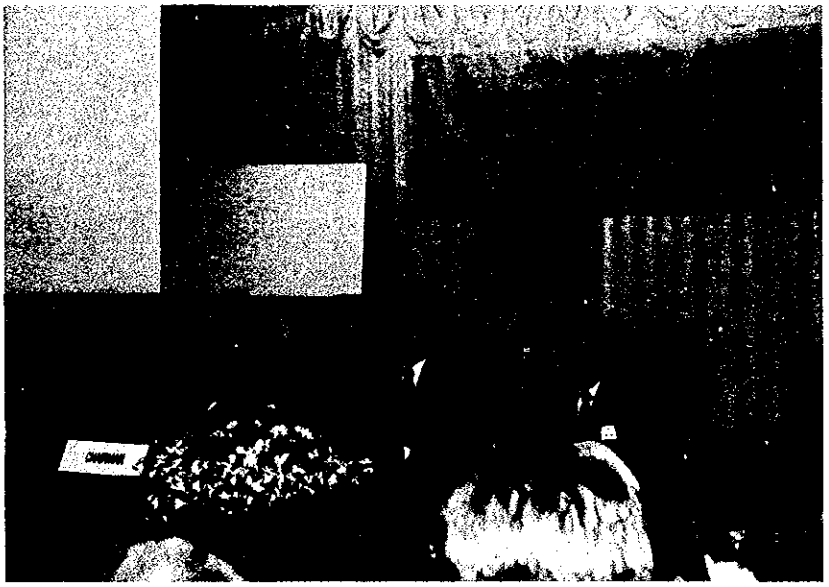


Photo C-8 Technical Transfer
(Seminar on Hydropower Development)

目　次

頁

要　約

1．序　論 …… S－1

2．電力調査 …… S－2

3．Se Kong 川流域包蔵水力調査結果 …… S－3

4．プレ・フィージビリティ調査結果 …… S－5

結　論

1．Se Kong 川流域包蔵水力調査 …… C－1

2．プレ・フィージビリティ調査 …… C－1

勧　告

1．Se Kong川流域包蔵水力調査 …… R－1

2．プレ・フィージビリティ調査 …… R－2

ABBREVIATION

1. Countries

Lao P.D.R. or Laos	Lao People's Democratic Republic
Cambodia or Kampuchea	Cambodia
China	People's Republic of China
Myanmar	The Union of Myanmar
Thailand	Kingdom of Thailand
Vietnam	Socialist Republic of Viet Nam

2. Domestic Organizations of Lao P.D.R.

MIH	Ministry of Industry and Handicraft
EDL	Electricite du Laos
MCTPC	Ministry of Communication, Transportation, Post and Construction
DGM	Department of Geology and Mines, Ministry of Industry and Handicraft
NGD	National Geographic Department
DHM	Department of Hydrology and Meteorology, Ministry of Agriculture and Forestry
HEC	Hydropower Engineering Consultants

3. International and Foreign Organizations

JICA	Japan International Cooperation Agency
IBRD	International Bank for Reconstruction and Development
ADB	Asian Development Bank
OECF	Overseas Economic Cooperation Fund, Japan
ESCAP	Economic and Social Commission for Asia and the Pacific
Mekong Committee	Mekong Secretariat, or Interim Committee for Coordination of Investigations of the Lower Mekong Basin
UNDP	United Nations Development Programme
EGAT	Electricity Generating Authority of Thailand

3. Technical Terms

C.A.	Catchment area
PMF	Probable Maximum Flood
EL	Elevation(m) above sea level

HWL	High water level
LWL	Low water level
IWL	Intake water level
TWL	Tailrace water level
AC	Alternating current
DC	Direct current
cct	Circuit
GIS	Gas insulated switchgear
EHV	Extra high voltage
HVDC	High voltage direct currency
ACSR	Aluminum conductor steel reinforced
GPS	Global positioning system

4. Economic Terms

GDP	Gross domestic production
B/C	Benefit cost ratio
B-C	Net benefit
EIRR	Economic internal rate of return
FIRR	Financial internal rate of return
ARI	Accounting rate of interest
DSC	Debt service coverage ratio
IDC	Interest during construction
F/C	Foreign currency
L/C	Local currency
BOT	Built operate and transfer

5. Other Terms

S/W	Scope of Work
F/S	Feasibility Study
Pre-F/S	Pre-feasibility Study
PS	Power station
T/G	Turbine and generator
T/L	Transmission line
T/D	Transmission and distribution
O&M	Operation and maintenance

6. Measurement

<u>Length</u>	
mm	Millimeter
cm	Centimeter
m	Meter
km	Kilometer
ft	Foot
<u>Area</u>	
cm^2	Square centimeter
m^2	Square meter
ha	Hectare
km^2	Square kilometer
<u>Volume</u>	
cm^3	Cubic centimeter
l	Liter
kl	Kiloliter
m^3	Cubic meter
MCM	Million cubic meter
m^3/s-d	Cubic meter per second-day (86,400 m^3)
<u>Weight</u>	
g	Gram
kg	Kilogram
t /ton	Metric ton
<u>Time</u>	
s	Second
min	Minute
h	Hour
d	Day
M	Month
yr	Year
<u>Meteorology</u>	
°C	Degree in centigrade
mb	millibar
°K	Degree in kelvin-grade (thermodynamic unit)

Electrical Measures

V	Volt
kV	Kilovolt
A	Ampere
Hz	Hertz (cycle)
W	Watt
kW	Kilowatt (10^3 W)
MW	Megawatt (10^6 W)
GW	Gigawatt (10^9 W)
kWh	Kilowatt hour
MWh	Megawatt hour
GWh	Gigawatt hour
kVA	Kilovolt ampere
MVA	Megavolt ampere
MCM	Mil circular mils

Others

Btu.	British thermal unit
rpm	Round per minute
%	Percent
Lu	Lugeon

7. Currencies

US$ or $	US dollar
M.US$ or M.$	Million US dollar
US¢	US cent
kip	Lao kip
M.kip	Million kip
Baht	Thai baht
¥	Japanese yen

要　約

要　　約

目　次

頁

1．序　論 …… S－1

2．電力調査 …… S－2

2.1　電気事業の現状 …… S－2

2.2　電源開発計画および電力輸出計画 …… S－2

3．Se Kong 川流域包蔵水力調査結果 …… S－3

3.1　現地調査 …… S－3

3.2　開発計画地点インベントリーの検討 …… S－3

3.3　プレ・フィージビリティ調査対象開発計画地点の選定 …… S－4

4．プレ・フィージビリティ調査結果 …… S－5

4.1　現地調査工事 …… S－5

4.2　気象および水文解析 …… S－7

4.3　各地点の地質 …… S－8

4.4　環境影響および補償 …… S－10

4.5　運用計画 …… S－13

4.6　最適開発規模の選定 …… S－15

4.7　主要構造物の予備設計 …… S－19

4.8　工事計画および工事工程 …… S－24

4.9　工事費 …… S－26

4.10　経済評価 …… S－28

4.11　財務分析 …… S－31

4.12　各地点の計画概要 …… S－36

List of Tables

Tables	Description
Table 1	Summary of Development Plan Inventory of Se Kong Basin
Table 2	Profile of Candidate Projects
Table 3	Common Conditions for Economic Analysis
Table 4	Common Conditions for Financial Analysis (Case-A)
Table 5	Common Conditions for Financial Analysis (Case-B)

List of Figures

Figures	Description
Fig. 1	Location Map of Hydrological and Meteorological Stations
Fig. 2	Location of Projects in Development Plan Inventory
Fig. 3	Construction Schedule of Se Kong No. 4 Project
Fig. 4	Construction Schedule of Xe Kaman No. 1 Project
Fig. 5	Construction Schedule of Xe Namnoy Midstream and Downstream Projects

List of Drawings

Drawings	Description
DWG. 1	Se Kong No. 4 Project, General Plan
DWG. 2	Se Kong No. 4 Project, Dam, Elevation and Sections
DWG. 3	Xe Kaman No. 1 Project, General Plan
DWG. 4	Xe Kaman No. 1 Project, Dam, Elevation and Sections
DWG. 5	Xe Namnoy Midstream Project, General Plan
DWG. 6	Xe Namnoy Midstream Project, Waterway Profile and Sections
DWG. 7	Xe Namnoy Downstream Project, General Plan
DWG. 8	Xe Namnoy Downstream Project, Dam, Elevation and Sections

1. 序 論

本調査はラオス国のSe Kong川流域の水力開発マスタープランを作成することを目的として1993年6月より1995年3月に亘って実施された。調査の内容はSe Kong川流域の包蔵水力調査と、その結果選定された優良開発地点である3地点に対するプレ・フィージビリティ調査に大別される。

本調査はラオス政府から日本政府への要請に応じて実施されたものである。本調査のためのScope of Workはラオス国工業手工芸省（Ministry of Industry and Handicraft：MIH）と国際協力事業団（Japan International Cooperation Agency：JICA）との間で1993年3月11日に合意し、調印された。

JICAは本調査を実施することとし、電源開発株式会社を幹事会社とする（株）ニュージェック、（株）パスコインターナショナルからなる共同企業体にその業務を委託した。本業務を実施するため、手塚徳治（電源開発）を総括とするJICA調査団は1993年6月に国内作業を開始した。調査団は最初にインセプションレポートを作成し1993年7月、MIHに提出した。このインセプションレポートには調査の方針、方法、MIH側とJICA側の業務分担区分が含まれている。このインセプションレポートで調査団は調査業務の期間を包蔵水力調査ステージとプレ・フィージビリティスタディステージの2ステージに区分した。第二に、調査団は開発計画地点を選定するため現地調査を実施し、包蔵水力調査を行い優先開発計画地点として3地点を選定した。それらの結果は中間報告書に纏められて1993年11月、MIHに提出された。第三に、選定された3地点に対して水文.気象調査、航空写真による地形図作成、地質調査、環境影響調査等の現地調査工事を実施した。これらの結果はプログレスレポートに纏められて1994年7月、MIHに提出された。最後に、選定された優先開発計画3地点に対してプレ・フィージビリティ調査を実施した。

本調査の現地調査業務はMIHの協力を得て、MIHのカウンターパートと共に実施された。調査団は現地での調査業務期間を通じてMIHの技術者に対して技術移転を実施した。さらにJICAは二名の技術者を日本に招聘し技術研修を実施した。その間、1994年7月には現地Vientianeで調査団によるテクニカルセミナーが実施された。

すべての調査業務は1995年3月に完了した。

2．電力調査

2.1　電気事業の現状

(1)　ラオス国の電気事業は、主にラオス電力公社（Electricite' du Laos：EDL）によって行われている。EDLは工業手工芸省（Ministry of Industry and Handicraft：MIH）の管轄下におかれ、送配電からタイ国への電力輸出迄一貫した経営が行われている。

(2)　ラオス国における発電設備は1994年現在で設備容量 210MWであり、その94%が水力発電設備である。主要な発電所としてはNam Ngum水力発電所（150MW）とXe Set水力発電所（45MW）である。

(3)　主要な電力系統としては、Nam Ngum発電所を電源とするVientiane地区の系統、Xe Set発電所とSelabam発電所を電源とする南部のPakseとSaravaneを中心とする地域の系統およびタイ国から電力を輸入しているTakhek地区の系統とSavannakhet地区の系統があり、それぞれ独立した系統として運用されている。

2.2　電源開発計画および電力輸出計画

(1)　EDLの需要想定によれば、ラオス国の電力需要は1993年で 195GWh, 2000年で398GWh、2003年で 502GWhと推定されている。この国内需要だけにスポットを当てるならば現状の設備とタイ国から電力輸入の組み合わせで供給していくことも可能である。

(2)　一方、隣国タイは電力需要の伸びは年間８～９％であり。ラオス国の電源開発への期待が大きくなってきている。すでに1993年６月両国の政府間で、ラオス国が2000年までに 1,500MWを開発しタイ国に電力融通を行う目標が合意されている。これを背景にラオスではタイ国への電力輸出を目的とした民間資金による水力開発の調査、開発が最近盛んに進行している。

(3)　ラオス国の電源開発計画は基本的には国内需要とはリンクせず、大半の電力は輸出される。建設が計画通り進められれば2000年で 2,255MW（8,451GWh), 2010年で6,279MW（30,797GWh）の電力が開発される。

(4) Se Kong川流域は水力資源が豊富であり、近隣諸国への電力輸出を目的とした水力発電の開発地域として注目されている。

3. Se Kong川流域包蔵水力調査結果

3.1 現地調査

調査団は調査期間中6回に亘りラオス国内で現地調査を実施した。現地調査はVientianeおよびSe Kong川流域のサイトで実施した。VientianeではMIHとの業務打ち合わせ、資料収集および調査結果の報告等を行った。サイト調査ではヘリコプターによる流域全般調査、進入可能な計画地点における地形踏査および地質踏査等を実施した。さらに、流域周辺の気象および流量観測所の整備を行い、観測方法の指導を実施した。

一方、調査団はタイ国内でメコン委員会（Mekong Committee）およびタイ発電公社（EGAT）でも資料収集を行った。

3.2 開発計画地点インベントリーの検討

(1) 包蔵水力調査検討の基本条件

— Se Kong川流域のうちラオス国領内に属する全流域を調査の対象とする。

— 主として近隣国への電力輸出を目的とする水力開発計画を前提として検討を行う。

— 設備出力10MW以上の中～大規模水力開発計画を前提として検討を行う。

— 開発計画インベントリーの検討に当たっては流域の水力ポテンシャルを評価するために各プロジェクトの純便益の合計が最大となるように開発計画の配置を検討する。ただし、各プロジェクトはお互いに独立した単独開発計画として検討する。

— 各開発計画の開発規模（設備出力）は設備利用率が60%程度となるような規模を前提として検討する。

(2) 検討に用いた基礎資料

— 既存の地形図の中で最大の縮尺である1／50,000地形図を使用する。

— Se Kong流域内で利用できる水文データは極めて少ないため、広範囲の各地点の流量を正確に把握することは事実上不可能である。本調査では既存の流量、雨量データを用いて各計画地点の1988年8月から1993年7月までの5ヵ年間の月単位の流量を推定し、これを用いて検討を行った。気象および流量観測所の位置はFig.1に示すとおりである。

(3) 既往調査によって提案された開発計画のレビュー

インベントリーの検討に先立ち、1970年にメコン委員会によって提案されているSe Kong川流域の開発計画並びに1992年にJICAがとりまとめたXe Katam小水力発電開発計画調査の中で提案されているXe Namnoy川の開発計画のレビューを行った。

(4) 開発計画地点の選定

既往開発計画地点を基本としてSe Kong川流域の水力ポテンシャルをほぼ網羅する以下の15の開発計画地点を選定した。各地点の位置はFig.2に示す。

Se Kong 川本流	3計画地点
Xe Kaman 川（支流を含む）	4計画地点
Xe Namnoy 川（Xe Pian 川を含む）	2計画地点（3発電所）
Nam Kong 川	3計画地点
Xe Xou 川	1計画地点
Nam Emun 川	1計画地点（2発電所）
Houay Lamphan Gnai 川	1計画地点

(5) 開発計画インベントリーの作成

上記開発計画地点について地形、地質、環境影響等を考慮してケーススタディを実施した。その検討結果から Table 1 に示すような開発計画インベントリーを作成した。

3.3 プレ・フィージビリティ調査対象開発計画地点の選定

(1) 開発計画インベントリーで計上された15地点の開発計画案について以下の指標毎にランキング付けをした。

開発規模（MW）
年間発生電力量（kWh）
総建設費（送電線建設を含む）
B-C, B/C
kWh当たり発電コスト（US$/kWh）
KW当たりの建設費　　（US$/kW）

その中から優先開発候補地点として Table 2 に示す5地点を選定した。

(2) 選定された優先開発計画

5つの優先開発候補地点について総合的に比較検討を行った結果、プレ・フィージビリティ調査の対象地点として以下の3地点を選定した。

Se Kong No.4計画
Xe Kaman No.1計画
Xe Namnoy （Midstream 計画とDownstream 計画の2段階開発）

4. プレ・フィージビリティ調査結果

4.1 現地調査工事

包蔵水力調査で選定された3地点のプレ・フィージビリティ調査を実施するため、以下の現地調査工事を実施した。

(1) 地形図作成

地形図は航空写真により作成した。航空写真は選定された3地点の貯水池を含む全域を撮影した。この写真からプレ・フィージビリティ調査に必要な範囲について縮尺1／10,000の地形図を作成した。地形図の作成範囲および数量は以下の通りである。

Se Kong No.4 地点	80 km^2	ダムサイトおよび貯水池の一部
Xe Kaman No.1 地点	80 km^2	ダムサイトおよび貯水池の一部
Xe Namnoy Midstream 地点（Downstreamを含む）	170 km^2	ダムサイト、水路および貯水池

(2) 弾性波探査

ダム地点の地層の変化を把握するため、選定された3地点のダム軸に沿って以下の通り弾性波探査を実施した。

Se Kong No.4 地点	1,000m (1 測線)
Xe Kaman No.1 地点	1,000m (2 測線)
Xe Namnoy Midstream 地点	1,000m (1 測線)

(3) コアボーリング

ダム地点の地質状況を把握するため、選定された3地点のダム軸に沿ってコアボーリング調査および透水試験を以下の通り実施した。

Se Kong No.4	260m	(3 holes)
Xe Kaman No.1	260m	(3 holes)
Xe Namnoy Midstream	380m	(6 holes)

弾性波探査およびコアボーリングを含む各ダム地点の地質状況の要約は3.3で述べる。

(4) 環境影響調査および補償調査

選定された3地点について環境影響および補償の予備調査を実施した。環境影響調査では現状および社会環境・自然環境に及ぼす影響につて、補償調査ではダム建設によって生じる住民移転、森林等の補償費について予備的調査を実施した。さらに今後必要と考えられる調査等について検討した。

(5) アクセス調査

選定された3地点に通じる港、既設道路、フェリーボート等の現状について現地調査を実施した。

4.2 気象および水文解析

(1) 既設の観測所および包蔵水力調査時に新設した観測所の1994年７月までの観測記録を使用してSe Kong No.4，Xe Kaman No.1およびXe Namnoyプロジェクト地点の月流量、洪水量、蒸発量、堆砂量等を解析した。各観測所とも観測記録が少ないため解析には推定値も含まれている。今後、観測を継続し数値の見直しが必要である。

(2) 月流量は原則としてプロジェクト近傍の観測地点の日流量から月流量を求め、流域面積比により各プロジェクト地点の月流量を求めた。なを、Se Kong川流域内での観測期間が短いため、近接する他の河川の流量との相関関係を求め検討に用いる流量データの期間を1984年８月から1994年７月までの10年に引き延ばした。

a）Se Kong No.4の月流量

Sekong町、Attapu町およびXe Done川の観測所の実測水位記録から日流量を求めかつ、相関関係を調査してSekong町での10年間の流量を推定し、流域面積比によりSe Kong No.4地点の月流量を求めた。

b）Xe Kaman No.1の月流量

Xe Kaman川のB.Fangdeng, B.Hatsaykhao, およびSe Kong川のAttapu観測所の水位記録から流量を求め、相関関係を調べてB.Fangdengでの10年間の流量を推定し、流域面積比によりXe Kaman No.1地点の月流量を求めた。

c）Xe Namnoy Midstream の月流量

B.Latsasin観測所の水位記録から求めた流量を基本に、一部Xe Set、B.Fangdengの流量を用いてこれを補完してB.Latsasinでの10年間の月流量を推定し、流域比によりXe Namnoy Midstream 地点の月流量を求めた。

d）Xe Namnoy Downstreamの月流量

Xe Namnoy Downstream地点の流量はMidstream地点の貯水池運用後の発電放流およびダム放流量と下流の残流域の合計となる。残流域はXe Namnoy Midstramの下流域、Xe Katam川流域およびHouay Katak Tok地点下流域からなる。残流域の

月流量はB. LatsasinおよびXe Katam川のB. Nonghin観測所の観測記録から推定した両地点の10年間の流量を用いて流域面積比で求めた。

e）Xe Pian川分岐点の月流量

Xe Pian川には観測所が無いため、流域が隣接するXe Katam川のB. Nonghin観測所の観測記録から推定した10年間の月流量から流域面積比で求めた。

(3) 各プロジェクト地点の設計洪水量は観測記録が少ないため、ラオス国内および近隣諸国観測所の記録およびプロジェクトの設計洪水量(PMF) を包括するクリューガーカーブを使って、各プロジェクトダム地点の設計洪水量を以下のとおり求めた。

Se Kong No.4	16,400m³/s
Xe Kaman No.1	14,300m³/s
Xe Namnoy Midstream	6,000m³/s
Xe Namnoy Downstream	9,000m³/s

4.3 各地点の地質

(1) Se Kong No.4 地点

a）ダム地点は標高 500m前後の山地がSe Kong川を横断し、Se Kong 川が北西から西へ向きを変える付近に位置している。ダム地点の地形は河床標高 140m、川幅約 100m、満水位標高における谷幅は約 900mであり、両岸の斜面は比較的緩い。

b）ダム地点の基礎地盤は砂岩、頁岩および安山岩質凝灰岩より構成されている。砂岩、頁岩は河床付近および上流に分布する。凝灰岩は主に右岸側に分布している。この凝灰岩には石灰岩塊や礫が含まれる部分があるが連続性はない。河床堆積物の厚さについては河床中央部のデータが無いが、ダム軸付近の河床に露岩が多いことから最大でも10m程度であろう。ダム地点は表層堆積物や風化部は全般に浅く、透水性も低く土木地質的に大きな問題はない。

c）貯水池地域の上流部は谷幅が狭く、急斜面が多い。中下流部は谷幅も広く、斜面なだらかである。周辺斜面は地滑りや大規模な崩壊地形は認められない。貯水池内の地質は頁岩、砂岩を主体とし、一部に石灰岩や石炭層が狭在する。石炭層はB.Chakeui付近に分布するが詳細な位置関係は不明である。貯水池地域においては、斜面の安定性および地山の保水性に関して問題はなさそうである。

(2) Xe Kaman No.1 地点

a）ダム地点はXe Kaman川の下流から2番目の狭谷に位置し、川幅約80mで満水位標高における谷幅は約500mである。両岸は標高240mより下段は急傾斜、上段は緩い斜面となっている。

b）ダム地点の基礎岩盤は砂岩を主体とし、一部に礫岩、頁岩が狭在する。砂岩は堅硬で所々に礫岩が狭在する。表層堆積物には崖錐堆積物と河床堆積物がある。崖錐堆積物は左岸上部に認められる。河床付近には新鮮、堅硬な岩盤が露出している。ダム軸上流右岸は周囲に比べて緩傾斜であり、岩盤の露頭は認められない。基礎岩盤はコンクリートダムの地点として十分であると思われる。

c）貯水池地域の上流部はV字谷が多いが、下流部は盆地状に広くなっている部分が狭谷部と交互に見られる。貯水池周辺斜面には地滑り地形や大規模崩壊は認められない。上流部には切り立った断崖が多く、石灰岩の分布が予想される。貯水池地域の地質は主に頁岩、砂岩が分布していて全体として保水性がある。

(3) Xe Namnoy Midstream 地点

a）Xe Namnoy中流計画地点はBolaven高原上に位置し、標高 800m前後の山地である。ダム地点の地形は河床幅約80m、満水位標高の谷幅は約 900mである。ダム地点より下流 600mからXe Namnoy川は早瀬や滝の連続となり、H.MakchanやXe Katam川を合流して標高 300mの発電所地点付近で河床勾配を緩めている。

b）ダム地点の基礎岩盤は砂岩、頁岩、玄武岩より構成されている。砂岩、頁岩は右岸、河床部および左岸高標高部に分布している。玄武岩は左岸に分布する。玄武岩の底は現河床より低く、部分的に気泡が多く全体に冷却節理が発達している。この玄武岩の下部ではボーリングでも孔内水位が低く、透水性が高い結果を示している。層堆積物としては崖錐堆積物、河床堆積物が分布しているが共に浅い。

c）貯水池地域は標高約 1,000mの山に囲まれている。貯水池地域は大半が砂岩、頁岩が分布する。玄武岩はダムサイトに近い左岸にのみ分布する。この玄武岩は透水性が高いがその延長経路はダム地点を通って下流側のみであり、ダム地点で止水することで漏水の問題は解決できる。

d）水路経過地の地層はダム地点と同じ砂岩、頁岩であり、共に良好な岩質である。

4.4 環境影響および補償

(1) 概　要

環境影響および補償の予備調査は、1993年11月５日から1994年３月20日までラオス国内業者であるHydropower Engineering Consultants (HEC) に委託して実施した。

調査方法は既存資料の収集を主とし、必要に応じ地元住民や行政からの聞き取り調査を中心とした現地調査を実施する方法を用いた。調査結果の詳細は、「Report on Environmental Impact and Compensation」に述べられている。

(2) 環境影響調査結果の要約

本調査はPre-feasibility Study Stageにおける予備調査であるため、環境現況の把握等が充分でなく今後の調査を待たなければならない点はあるが、現在までの調査結果等を総合的に勘案すると、適切な影響軽減対策を講じることにより本プロジェクトの実施上支障となるような環境影響は生じないものと想定される。

調査結果の主要な点および今後重点的な調査が必要と思われる事項は次のとおりである。

a）水没移転が地域社会、住民生活、農業等に与える影響

ダム建設による水没人口は、Se Kong No.4 約 3,500人、Xe Namnoy約 900人、Xe Kaman No.1約 600人と推定される。本プロジェクトがこれら住民および地域社会にあたえる影響の最大のものは、当然のことながら住居等の生活基盤の水没・移転であると考えられる。これら住民のほとんどは焼畑農業を営み、いまだに伝統的な生活様式を保ち、疎らに分散した小集落に住むことを好むと言われている。一方、これら住民の移住に当たっての政府の方針は、森林保護の観点から定地農耕を推進し焼畑農業を止めさせることであるが、この方針に沿いかつある程度の社会基盤を整備しようとすれば、移住地は自ずと平地におけるある程度規模の大きな集約的なものになり、住民の生活様式は従前に比べ大きく変わるものと予想される。

今後水没地域とその周辺部において、住民の移転に関する意識・希望、地域交流の実情等についての詳細な調査、住民への負担を極力少なくする様な移転計画等の検討が必要である。

b）水域関連の疫病

貯水池の開発は、蚊等の病原体媒介者の生息域となりうる停滞水域を新たにつくり出し、水域関連の疫病発生の可能性をもたらす。

今後地域の保健・衛生状況、過去の疫病発生事例等に関する詳細調査を行うとともに、疫病の予防、工事中の衛生環境の維持や工事関係者に対する衛生指導等、影響軽減対策について充分な検討が必要であろう。Nam Ngumの例が参考になる。

c）貯水池の出現や流況変化が舟運、水域利用、魚類等に与える影響

Se Kong No.4、Xe Kaman No.1計画地点上流域の集落と、下流の中心地であるSekong町またはAttapu町とを結ぶ交通手段は小舟を使った舟運のみであるが、プロジェクト完成後も上流域には多くの住民が残留すると考えられるので、上下流を結ぶ交通は依然非常に重要である。しかしながらダムの築造によってこの舟運は阻害されることとなるので、代替交通手段の検討が必要である。

貯水池の開発により、乾期には下流域における河川流量の増加、雨期においては洪水量の減少等の好影響が期待出来る。一方日々運転・停止を繰り返すピーク

運用が行われる場合、運転開始時および出力変動時における下流河川の水位上昇が舟運、漁、水浴、洗濯等をしている人々に対し危険となる可能性がある。今後所要の調査・検討を実施の上、危険が予想されるときには放流警報装置の設置等の対策が必要となる可能性もある。

また貯水池の開発は、水深、流速等の流況変化、水質、底質等の変化をもたらし、水生生物の生息に影響を与える可能性がある。この影響が具体的にどの様なものであるかを明確に予測することは困難であるが、回遊性の魚類等に対してはダムが溯河・降河の際の障害となって産卵行動等に影響を及ぼし、生息数の低下を招く恐れがある。同じくダムにより影響を受ける可能性のある動物の一つに、ごくまれにSe Kong川で目撃される河イルカがいるが、貴重動物の一種でもあり今後その生態等について可能な限り調査の上、慎重な影響評価を行う必要がある。

一方では、Nam Ngum発電所のようにダムの築造によって貯水池内の魚の生息数が大幅に増大した例もある。

d）森林の水没が野性動物等に与える影響

プロジェクト地域には、まれに見られるもの、過去にのみ見られたものを含めて、多くの種類の貴重動物が生息していると報告されている。プロジェクトの実施による動物への影響としては、その生息地および餌場としての森林等の水没、貯水池による移動経路の遮断等が考えられる。生息地の水没に対する代償措置として、貯水池周辺に動植物保護区域を設定することは有効であろう。動植物の現況や貴重種の有無については、今後さらに詳細調査が必要である。

e）流域変更および減水区間の出現による影響

Se Kong No.4，Xe Kaman No.1およびXe Namnoy計画はピーク発電により、下流河川が増減水することがある。また、Xe Namnoy計画はXe Pianからの取水を行う計画であり、取水地点下流の流量が減少することになる。3地点の開発計画ではダムまたは発電所から一定の流量を常時下流に放流することを考慮している。

今後これらの点に関し適正な河川維持流量の放流量や水位変動への対策、詳細な調査・検討を行う必要がある。

(3) 補償調査の要約

水没住居・農地等に対する補償は移転先における現物補償とし、1プロジェクト・1移転地の集団移転計画とすることを基本方針とするとともに、次の事項を前提条件として補償費を算定した。

— 移転先の土地は政府供与とし、無償とする。

— 世帯当たり1haを所有地として準備する。

— 世帯当たり平均1haの農地を準備する。

— 移転直後2年間の生活費および食料補助として、一世帯当たり平均 75万kipを計上する。

— 次の基本的社会資本を整備するものとする。現在の水没区域内集落は、これら社会資本のほとんどを持っていないと見られるが、集団移転により移転先が大規模化するためおよび住民に対し移転へのインセンティブを与えるために、整備するものとした。

集会所、寺院、学校、医療施設、役場、市場、井戸、電気、灌漑施設、道路（無舗装、移転地は既存道路に近接しているものとし、移転地内の道路のみを計上した。）

以上により算出した補償費はあくまで多くの想定を含む概算額であるので、今後周辺を含む水没地域すべての集落の人口、家屋・農地等の資産、社会資本、民族種別等についての実地による調査、および移転に関する住民の意識、希望等の調査を実施するとともに、中央および地元政府の意見等も取り入れた上見直す必要がある。

また、現在は移転対象として水没区域内集落のみを対象としているが、今後集落間の交流状況等地域の実情を調査の上、場合によっては周辺の集落をも対象とする必要がある。

4.5 運用計画

運用計画では電源開発プログラムのレビューと検討、送電計画、貯水池および発電設備の運用計画について検討を行った。

(1) 電源開発プログラムのレビューと検討

— ラオス国内にはMekong河の支流に豊富な水力資源があるが、人口が少ないことや、一次産業主体の産業構造であることから国内の電力需要は供給力に比べて非常に小さい。従って、ラオスにおける大ー中規模の水力開発は国内への電力供給だけを考えた場合には成立せず、近隣諸国への電力輸出を主目的とする開発が前提となる。

— Se Kong川流域における大ー中規模の水力開発は当面はタイへの電力輸出が主目的となる。しかし、将来的にはベトナム、カンボジアへの電力輸出も考えられる。さらに、ラオス国南部地域に対して電力供給を行う。

— Se Kong川流域の水力開発計画について国内供給力としての位置付けと、輸出用電力としての位置付けについて検討を行った。

(2) 送電計画

— ラオスにおける送電線拡張計画の現状を調査した。

— Se Kong川流域の各プロジェクトで開発される電力は、Bolaven高原に位置するB.Houaykongに設ける変電所に接続し、ここより国際連系送電線により近隣諸国に送電する計画とした。

— 比較検討として以下のケースについてタイ国境までの送電線計画を行った。

Case-1：B.Houaykong変電所およびタイ国境までの送電線を含む送電線計画

Case-2：発電所からタイ国境まで単独送電線計画

— 各計画の送電線のルートおよび国際連系線計画についての予備調査を実施した。

(3) 貯水池および発電設備の運用計画

— Se Kong川流域の水力開発計画は、安定した電力供給能力を確保するため十分な貯水池容量を設定し、更に、単位発電量当たりの発電コストを最小化することを優先して最適運用計画を設定した。

— Se Kong川流域は豊水期と渇水期の河川流量の差が非常に大きい。また、年毎の年間流量の変化も大きい。この流量を有効に活用するような貯水池運用を考慮した。

— プレ・フィージビリティを実施したプロジェクトの発電計画は、タイにおける日負荷曲線を参考にして等価ピーク継続時間を8時間に設定し、貯水池を運用する計画とした。

— 社会、自然環境影響を考慮した、ダム下流河川機能維持のため、ダム地点での最渇水月平均流量の３分の２程度を常時（24時間）下流へ放流することを発電運用の条件として設定した。

4.6 最適開発規模の選定

(1) 包蔵水力調査で選定された3地点について最適開発規模の選定を実施した。

最適開発規模の選定では以下の基本的な条件を設定した。

a）基礎資料

— 地形図は１／10,000および１／50,000を使用した。

— 流量資料は1984年から1994年までの10年間の推定月平均流量を使用した。

— 貯水池蒸発量、設計洪水量、貯水池堆砂量等を算定し、基礎資料として使用した。

b）貯水池運用条件

— 貯水池式発電計画は複数年にわたって流量調整行う貯水池運用（キャリーオーバー運用）を適用した。

— 発電計画に用いる保証流量は有効貯水容量に対して10年間の流量データによるマスカーブ運用計算を行って算定した。

c）発電運用条件

— 貯水池式の開発計画ではピーク継続時間を８時間とした。

— 計画地点下流の河川利用の維持を図るため、原則としてダムまたは発電所から終日（24時間）放流を行う条件を設定した。放流量は最渇水月平均流量の３分の２の流量とした。

d）建設工事費算定条件

— 建設工事費には準備工事費、土木工事費、ゲート鉄管、電気機器費、補償費、技術経費、管理費その他を計上したが、送電線コストはこの段階では含めない。

— 工事数量および単価は概算値を使用した。

e）経済性評価指標

— 経済性の評価は年間発生電力量(E)を年経費(C)で除した単位電力量(kWh)当たりの発電コスト(E/C)を重視した。

— この他、年便益(B)について便益費用率(B/C)、純便益(B-C)、kW当たりの建設費を算定し、適宜評価指標として使用した。

(2) Se Kong No.4計画

a）基本レイアウトの選定

— 開発インベントリーで選定されたダムサイトを1／10,000の地形図を用いてレビューを行い選定した。

— ダム形式はダムの規模、地形等を考慮してコンクリート表面遮水壁型ロックフィルダムを選定した。

— 水路および発電所レイアウトは右岸側に取水口を設け、水路トンネル、水圧鉄管によってダム直下の発電所に導水する計画とした。

b）最適開発規模の選定

上記の基本的条件および基本レイアウトに基づいて貯水池満水位、有効貯水容量を変えてケーススタデーを実施した結果、Se Kong No.4の最適開発規模として以下の計画案を選定した。

貯水池満水位（HWL）	290.0 m
貯水池低水位（LWL）	275.4 m
有効貯水容量	1,700 MCM
保証流量	143 m^3/s
河川維持流量	30 m^3/s
ピーク継続時間	8 hours
最大使用水量	370 m^3/s
基準取水位	285.1m
基準放水位	145.0m
基準有効落差	137.0m
設備出力	443 MW
保障ピーク出力	406 MW
年間発生電力量	1,816 GWh

(3) Xe Kaman No.1計画

a）基本レイアウトの選定

— 1/10,000の地形図を用いて地形条件をレビューし、ダムサイトを選定した。

— ダム形式はダムサイトの地形が比較的急峻であることおよび地質条件が良好であること等からコンクリート重力式ダムを選定した。

— 水路および発電所は取水口をダム上流左岸に設け、水路トンネル、水圧鉄管によってダム直下流左岸の発電所へ導水する案を選定した。

b）最適開発規模の選定

上記の基本条件および基本レイアウトに基づいて貯水池満水位、有効貯水容量についてケーススタデーを実施した結果、Xe Kaman No.1の最適開発規模として以下の計画案を選定した。

貯水池満水位（HWL）	260.0 m
貯水池低水位（LWL）	253.2 m
有効貯水容量	1,270 MCM
保証流量	89 m^3/s
ピーク継続時間	8 hours
最大使用水量	228 m^3/s
河川維持流量	20 m^3/s
基準取水位	257.7 m
基準放水位	125.0 m
基準有効落差	129.9 m
設備出力	256 MW
保障ピーク出力	245 MW
年間発生電力量	1,137 GWh

(4) Xe Namnoy 計画

Xe Namnoy 川では中流部の急流区間を利用して落差 500mの発電計画が可能である。更にこの下流地点も含めて2段階で開発する計画として立案した。

a）基本レイアウトの選定

a-1) Xe Namnoy中流計画

— Xe Namnoy 中流計画のダムサイトは開発インベントリーで選定されたダムサイトを1／10,000の地形図でレビューし、代案を含めて比較検討した結果、地形的、地質的に最も適している地点を選定した。

— ダム形式はダムサイトの谷幅が広いため、中央土質遮水壁型ロックフィルダムを選定した。

— 中流計画ではXe Namnoy川の西側に隣接するXe Pian 川流域からも取水する計画である。そのため、Xe Pian川とその支流に2箇所に取水堰を設け、開水路でXe Namnoy中流計画の貯水池まで導水するルートを選定した。

— 水路および発電所は地形、河川勾配からダム上流右岸の沢部に取水口を、下流の河川標高265 m地点の右岸に発電所を計画し、その間を導水路トンネルで連絡する案を計画した。

a-2) Xe Namnoy下流計画

— Xe Namnoy下流計画のダムサイトは中流計画の発電所地点の下流、Houay Katak Tok川との合流地点の下流地点、河床標高245 m地点を選定した。このダムはXe Namnoy 中流計画の発電所地点との間に日間流量調整が可能な計画とした。

— ダム形式は地形、ダムの規模、洪水量を考慮してコンクリート重力式ダムを選定した。

b）最適開発規模の選定

上記の基本条件および基本レイアウトに基づいてXe Namnoy 中流計画では貯水池満水位を変えた場合、Xe Pian 川からの取水を含む場合または含まない場合等のケーススタディを実施した。その結果、Xe Namnoy計画の最適開発規模として

以下の計画案を選定した。

	中流計画	下流計画
貯水池満水位(HWL)	765.0 m	270.0 m
貯水池低水位(LWL)	747.7 m	266.7 m
有効貯水容量	250 MCM	2.0 MCM
保証流量	20.8㎥/s	24 ㎥/s
河川維持流量	1 ㎥/s	—
ピーク継続時間	8 hours	6 hours
最大使用水量	60 ㎥/s	96 ㎥/s
基準取水位	758.6 m	268.4 m
基準放水位	270.0 m	180.0 m
基準有効落差	463.0 m	81.0 m
設備出力	238 MW	67 MW
保障ピーク出力	230 MW	66 MW
年間発生電力量	1,052 GWh	332 GWh

4.7 主要構造物の予備設計

(1) Se Kong No.4計画

a) 4.6 (2) で述べた最適開発規模に基づいて主要構造物の予備設計を実施した。

b) 土木構造物

— ダム地点の川幅は約 160m、両岸の斜面は比較的緩く、予想されるダム堤長は約900mにも及ぶ。この地形条件からダム形式としてフィルダムが適当と判断される。さらに、堤体容積を少なくし施工が容易な形式が求められる。これらを満足するダムとしてコンクリート表面遮水壁型ロックフィルダムを採用した。

— ダム地点の設計洪水量は水文解析から16,400㎥/sと計算されている。この洪水量を安全に放流するための洪水吐はダム左岸の山腹を開削して設置する案を採用した。洪水吐は幅 136m、大型ゲート8門を有する大規模となる。なを、この洪水吐開削部の掘削岩はダム本体の盛立てに使用できる。

— 水路は右岸に取水口を設け、直径 6.2mの導水路トンネル2条でダム直下流に導き、直径 5.4mの水圧鉄管2条を斜面に計画した。この水圧鉄管は末端でそれぞれ分岐し、管径を縮小して各水車に接続される。

— 発電所は地形条件から半地下式を採用した。

— Se Kong No.4のダムサイトまでのアクセス道路として既設道路の終点からダムサイトまで15kmの改修と新設を計画した。

c）発電機器

— Se Kong No.4の発電所は出力 443MWで計画されている。

— 主機台数の選定には下流河川への維持流量 30m³/sを発電放流出来ることを条件とした。

— 比較検討の結果、水車台数は4台とし、フランシス型の大水車（125m³/s）2台と小水車（60m³/s）2台の組み合わせを採用した。これにより、河川維持流量は小水車最大使用水量の50%となり、安全な運転が可能となる。

— 発電機は水車に直結する立軸3相交流同期発電機を採用した。

— 開閉所には従来型開閉機器を採用した。

d）送電設備

— Se Kong No.4発電所からB.Houaykong変電所までの送電線ルートを選定し、亘長80km、230kV、1回線を計画した。さらにタイ国境までの送電線計画を検討した。

— 国内電力供給として発電所からSekong町まで22kV、2回線を計画した。

e）主要構造物の諸元は 4.12 に示す。DWG.1,2に計画概要を示す。

(2) Xe Kaman No.1

a）4.6 (3) で述べた最適開発規模について主要構造物の予備設計を実施した。

b）土木構造物

— Xe Kaman No.1のダムサイトは川幅約60mで両岸は比較的急峻な斜面となっており、ダム地点として適した地形である。地質条件も良好でコンクリートダムに適している。ダムの規模は高さ 143m, 堤長 440mが計画されており、比較検討の結果RCCダム（ローラーコンパクテッド・コンクリートダム）を選定した。

— ダム地点の設計洪水量は水文解析から 14,300m³/sと推定されている。この洪水量を安全に放流するための洪水吐はダム中央越流方式とし、ダム越流部に大型ゲート7門を設け洪水を処理する計画とした。

— 水路は左岸に取水口を設け、直径 4.8mの短い導水路トンネル2条でダム直下流に導き、直径 4.2mの水圧鉄管2条を斜面に計画した。

— 発電所は地形条件から半地下式を採用した。

— Xe Kaman No.1のダムサイトはAttapu町から約50km上流に位置しており地方道が通じているが、その大半は重車両の通行が不可能である。そのため、45kmの道路新設および改修が必要である。

c）発電機器

— Xe Kaman No.1発電所は出力 256MWで計画されている。

— 主機台数の選定には下流河川へ維持流量 20m³/sを発電放流することを条件とした。

— 比較検討の結果、主機台数を中型4台とし、フランシス型水車を採用した。これにより1台当たりの使用水量は57m³/sとなり、河川維持流量を発電放流することが可能となる。

— 発電機は水車に直結する立軸3相交流同期発電機を採用した。

— 開閉所には従来型開閉器を採用した。

d）送電設備

— Xe Kaman No.1発電所からB.Houaykong変電所までの送電線ルートを選定し、亘長 140km, 230kV, 1回線を計画した。さらにタイ国境までの送電線計画を検討した。

— 国内電力供給として発電所からAttapu町まで22kV、2回線を計画した。

e）主要構造物の諸元は 4.12 に示す。DWG. 3～4に計画概要を示す。

(3) Xe Namnoy

a）4.6 (4) で述べた最適開発規模に基づいて主要構造物の予備設計を実施した。

b）土木構造物

Xe Namnoy 中流計画

— ダム地点は川幅約80m、両岸の斜面は緩やかである。本計画ではダムの高さが69m、ダム堤長は780mである。ダムサイトの地形、地質条件から中央土質遮水壁型ロックフィルダムを計画した。

— ダム地点左岸には透水性の高い玄武岩溶岩が分布している。従って、左岸のダム基礎処理の方法、範囲について今後詳細な調査が必要である。

— ダム地点の設計洪水量は水文解析から 6,000㎥/sと推定されている。この洪水量を処理するため、ダム左岸の地山を開削して幅 114m，長さ 550mの洪水吐を計画した。

— 水路はダム上流左岸の沢部に取水口を設け、直径 4.5m，延長 9,000mの導水路トンネル、サージタンク、水圧鉄管により発電所に接続する。

— 発電所は地形条件から掘削量の少ない半地下式を採用した。

— 下流河川への維持流量 1 ㎥/sを確保するため、ダムに放流設備を計画した。

— Xe Namnoy中流計画のダム地点および発電所地点に通じるアクセス道路として約60kmの道路改修、新設を計画した。

Xe Pian 分水工

— Xe Namnoy中流計画を有効開発するため、隣接のXe Pian 川から取水し、上流計画の貯水池に導水する分水工を計画した。

— Xe Pian川およびその支流に高さ17m，10mのコンクリート取水堰を設ける。

— 取水堰からXe Namnoy貯水池まで全長 8 kmの開水路を計画し、最大20㎥/sを取水する。

— Xe Pian分水工の工事用道路として 6 kmの新設を計画した。

Xe Namnoy 下流計画

— Xe Namnoy下流計画ダム地点は中流計画の発電所地点下流 2 kmに位置する。

— ダムサイトは新たに作成した 1 ／10,000の地形図から選定した。地形条件からダムは高さ33m，堤長 350mのコンクリート重力式ダムを選定した。

— ダム地点の設計洪水量は 9,000㎥/sと推定され、ダム中央越流式洪水吐を計画した。

— 水路はダム上流右岸に取水口を設け、直径 5.8m，延長 3,670mの導水路トンネルでサージタンク、水圧鉄管により発電所に接続される。この水路は最大使用水量96㎥/sで設計した。

— 発電所は半地下式でXe Namnoy川右岸に計画した。

c）発電機器

Xe Namnoy 中流計画

— Xe Namnoy中流計画の発電所は設備出力 238MWで計画されている。

— 本計画は河川維持のための発電放流を考慮しないが、水車台数は技術的信頼性、経済性を配慮して2台案を採用した。水車は高落差のためペルトン水車も適用可能な領域であるが、単機の最大使用水量が 30m³/sの 2 台案であることからフランシス水車を採用した。

— 発電機は立軸3相交流同期発電機とした。

— 開閉所には従来型開閉機器を採用した。

Xe Namnoy下流計画

— Xe namnoy下流計画の発電所は設備出力67 MWで計画されている。

— 水車台数は中流計画と同じ理由で 2 台を採用した。水車はフランシス水車を採用したが、有効落差が81mと低落差であるため、デリア水車、発電機の採用も可能である。

— 発電機は立軸 3 相交流同期発電機を採用した。

— 開閉所には従来型開閉機器を採用した。

d）送電設備

Xe Namnoy 中流計画

— 発電所からB.Houaykong変電所までの送電線ルートを選定し、亘長10km, 230kV, 1 回線を計画した。さらにタイ国境までの送電線計画を検討した。

— 国内電力供給用として22kV, 2 回線を計画した。

Xe Namnoy下流計画

— 発電所からXe Namnoy中流計画の発電所までの送電線として亘長10km, 230kV, 1 回線分を計画した。

e）主要構造物の諸元は 4.12 に示す。DWG. 5 ～ 8 に計画概要を示す。

4.8 工事計画および工事工程

(1) 工事計画

a）各地点共通事項

— 各地点の建設工事に必要な建設機械、資材の輸送はタイ国経由で輸送され、ラオス南部の中心都市Pakseが輸送基地となる。Pakseから各サイトへは国道が利用できるが現状では一部既設道路の改修、河川部には運搬船（バージ）が必要である。地方道は全区間の改修が必要である。また、地方道の終点からダムサイトまでは新設道路が必要である。

— 工事計画には工事用道路、仮設備等の準備工事を見込む。

— 明かり工事は月間作業日数を20日、トンネル工事は25日とする。

— 工事用電力は十分な容量をもつ発電所が付近にないため、ディーゼル発電設備を各地点に設置する。

— 各地点のコンクリート使用量に見合うコンクリート製造、打設設備を配置する。

— 建設現場と中継基地間にはラジオ無線等の通信設備が必要である。

— その他給気設備、給水設備、排気設備等が必要である。

b）各地点の主要構造物の工事計画

— 河流処理工事では仮排水路トンネル、仮締切ダムの工事方法、工事期間を計画した。

— ダムは掘削、コンクリートまたは盛立て数量を算出し、工事方法、工事期間を決めた。

— 洪水吐、取水口、導水路トンネル、水圧鉄管、発電所等の土木工事の工事方法、工事期間を計画した。

— 水力機器、発電機器、送電設備についても現地据付け工事期間を計画した。

(2) 各計画の工事工程

a）Se Kong No.4（Fig. 3参照）

— Se Kong No.4のダム工事期間はアクセス道路等の準備工事、河流処理工事、洪水吐工事を含めて約8年を計画した。

— 水路、発電所等の土木工事は約4.5 年要するが、ダム工事の期間内で完了する。

— 水力機器、電気機器、送電線設備等の工事はダム工事の期間内で完成できる。

— 貯水池の湛水には約 8 ヶ月計画した。

— 発電所の試運転を含む全体工期は 8 年 3 ヶ月（99ヶ月）計画した。

b）Xe Kaman No.1（Fig. 4 参照）

— Xe Kaman No.1のダム工事期間ははアクセス道路等の準備工事、河流処理工事を含めて約5.5年を計画した。

— 水路、発電所等の土木工事は約3.5年要するが、ダム工事の期間内で完成できる。

— 水力機器、電気機器等の工事はダム工事の期間内で完成できる。

— 送電線設備工事は約 4 年を計画した。

— 貯水池の湛水には30ヶ月計画した。

— 発電所の試運転を含む全体工期は 6 年 3 ヶ月（75ヶ月）と計画した。

c）Xe Namnoy（Fig. 5 参照）

c-1）Xe Namnoy 中流計画

— Xe Namnoy中流計画のダム工事期間ははアクセス道路等の準備工事、河流処理工事、洪水吐工事を含めて約4年を計画した。

— 導水路トンネル等の水路工事は 3 年 8 ヶ月要し、ダム工事よりも完成が遅れる。

— 発電所、Xe Pian分水工事はダム工事の期間内に完成できる。

— 水力機器、電気機器、送電線設備等の工事は水路工事の期間内に完成できる。

— 発電所の試運転を含む全体工期は約 5 年（59ヶ月）と計画した。

c-2）Xe Namnoy下流計画

— Xe Namnoy下流計画は中流計画と同時着工し、中流計画の工期内に完成する工程を立案した。

— 下流計画の全体工期は発電所の試運転を含めて40ヶ月と計画した。

4.9 工事費

(1) 積算方針

— 工事費はプレ・フィージビリティスタディを実施した3プロジェクトについて積算した。

— 3プロジェクト共プレ・フィージビリティスタディの段階であるため、工事費は概算値を示す。

— 工事数量は予備設計で算出した主要工種の数量を使用した。

— 土木工事の工事単価はラオス国内の類似プロジェクトの単価を一部参考にして設定した。

— 水力機器、発電機器、送電線等の工事費は東南アジア近隣諸国の資料を参考にして設定した。

— 工事費は1994年の時点単価とし、将来の物価上昇は含まない。

— 工事期間中の金利は含まない。

(2) 工事費の構成

工事費は各プロジェクト共、以下の費用を計上し、それぞれ外貨、内貨に配分した。

	外貨分(%)	内貨分(%)
準備工事費	0	100
土木工事費	85	15
水力機器費	90	10
電気機器費	90	10
送電線工事費	90	10
補償費	0	100
ｴﾝｼﾞﾆｱﾘﾝｸﾞ	90	10
管理費	0	100
予備費	90	10

(3) 各プロジェクトの総工事費

a) Se Kong No.4計画

1) Base Case (B. Houaykong中継変電所までの送電線建設費を含む)

外貨分	US$	542,516,000
内貨分	US$	101,393,000
合計	US$	643,609,000

2）Case 1　（Base Case にB. Houaykong中継変電所およびタイ国境までの送電線建設費のプロジェクト分担分を含む）

外貨分	US$	586,174,000
内貨分	US$	107,378,000
合計	US$	693,552,000

3）Case 2　（発電所からタイ国境まで単独送電線建設費を含む）

外貨分	US$	583,283,000
内貨分	US$	106,986,000
合計	US$	690,269,000

b）Xe Kaman No.1 計画

1）Base Case　（B. Houaykong中継変電所までの送電線建設費を含む）

外貨分	US$	342,443,000
内貨分	US$	61,607,000
合計	US$	404,050,000

2）Case 1　（Base Case にB. Houaykong中継変電所およびタイ国境までの送電線建設費のプロジェクト分担分を含む）

外貨分	US$	367,861,000
内貨分	US$	65,069,000
合計	US$	432,930,000

3）Case 2　（発電所からタイ国境まで単独送電線建設費を含む）

外貨分	US$	375,934,000
内貨分	US$	66,168,000
合計	US$	442,102,000

c）Xe Namnoy 計画

c-1）Xe Namnoy Midstream with Xe Pian Diversion

1）Base Case　（B. Houaykong中継変電所までの送電線建設費を含む）

外貨分	US$	237,578,000
内貨分	US$	44,229,000
合計	US$	281,807,000

2）Case 1　（Base Case にB. Houaykong中継変電所およびタイ国境までの送電線建設費のプロジェクト分担分を含む）

外貨分	US$	267,880,000
内貨分	US$	48,355,000
合計	US$	316,235,000

3）Case 2　（発電所からタイ国境まで単独送電線建設費を含む）

外貨分	US$	262,996,000
内貨分	US$	47,690,000
合計	US$	310,686,000

c-2) Xe Namnoy Downstream

Xe Namnoy Downstreamプロジェクトの場合、Xe Namnoy Midstream プロジェクトと同時開発かまたは Xe Namnoy Midstream プロジェクト完成後に建設されるので、送電線建設費は、両発電所間の連結線のみで3ケース全て同じである。

外貨分	US$	129,514,000
内貨分	US$	21,903,000
合計	US$	151,417,000

4.10 経済分析

(1) 経済分析の手法

経済分析は"with and without"方法で行う。"With"は当該プロジェクトを意味し、"Without"はセンディングーアウト（発電所出口）においてプロジェクトと等価なkWとkWhを持つ代替発電プラントを意味する。工業手工芸省(MIH)との打ち合わせの結果、プロジェクトの経済性を代替案と比較評価するために複合発電プラントを代替案として選定した。プロジェクトの経済的優位性は経済的内部収益率(EIRR)で評価される。経済分析に使用した共通条件は Table 3 に示す。

現在の送電線は B. Houaykong の変電所までしか建設費を見ていないので、タイ国の国境までの送電線を伸ばした場合として、Case 1（配分送電線システム）Case 2（単独送電線）の2ケースも取り上げている。

(2) Se Kong No.4計画

a）基本的条件

このプロジェクトは以下の特性を有する。

— 設備出力 …… 443 MW

— 常時出力 …… 406 MW

— 発電所出口電力量 …… 1,797.8 GWh

— プロジェクトコスト …… 643.61 M.US$

b）経済分析の結果

基本条件時のEIRRは10.81%という結果であった。EIRRがARI(10%)を上回っているので、プロジェクトは経済的に実行可能と判断されるが、3地点(4計画案)の中では、最低の値となっている。

Transmission Line up to the Thai Border

Case	Construction Cost	EIRR (%)
Base Case	1,585 $/kW (643.6 M.US$)	10.81
Case 1 (Allocated)	1,704 $/kW (691.6 M.US$)	10.01
Case 2 (Independent)	1,700 $/kW (690.3 M.US$)	10.03

(3) Xe Kaman No.1計画

a）基本的条件

このプロジェクトは以下の特性を有する。

— 設備出力 …… 256 MW

— 常時出力 …… 245 MW

— 発電所出口電力量 …… 1,125.6 GWh

— プロジェクトコスト …… 404.05 M.US$

b）経済分析の結果

基本条件時のEIRRは11.78%という結果であった。 Xe Kaman No.1は経済的に実行可能である。

Transmission Line up to the Thai Border

Case	Construction Cost	EIRR (%)
Base Case	1,649 $/kW (404.1 M.US$)	11.78
Case 1 (Allocated)	1,780 $/kW (436.2 M.US$)	10.74
Case 2 (Independent)	1,805 $/kW (442.1 M.US$)	10.57

(4) Xe Namnoy計画

(4.1) Xe Namnoy (Midstream + Downstream)

a) 基本的条件

このプロジェクトは以下の特性を有する。

— 設備出力 ····· 305 MW

— 常時出力 ····· 296 MW

— 発電所出口電力量 ····· 1,370.2 GWh

— プロジェクトコスト ····· 433.22 M.US$

b) 経済分析の結果

基本条件時のEIRRは16.67%という結果であった。Xe Namnoy (Mid + Down)は高い収益率が期待できる。

Transmission Line up to the Thai Border

Case	Construction Cost	EIRR (%)
Base Case	1,464 $/kW (433.2 M.US$)	16.67
Case 1 (Allocated)	1,575 $/kW (466.3 M.US$)	14.89
Case 2 (Independent)	1,561 $/kW (462.1 M.US$)	15.10

(4.2) Xe Namnoy (Midstream)

a) 基本的条件

このプロジェクトは以下の特性を有する。

— 設備出力 ····· 238 MW

— 常時出力 ····· 230 MW

— 発電所出口電力量 ····· 1,041.5 GWh

— プロジェクトコスト ····· 281.81 M.US$

b）経済分析の結果

基本条件時のEIRRは21.83%という結果であった。EIRRは3地点（4計画案）の中で最高の値となった。本プロジェクトは卓越した収益率が期待できる。

Transmission Line up to the Thai Border

Case	Construction Cost	EIRR (%)
Base Case	1,225 GWh (281.8 M.US$)	21.83
Case 1 (Allocated)	1,369 GWh (314.9 M.US$)	18.18
Case 2 (Independent)	1,351 GWh (310.7 M.US$)	18.58

4.11 財務分析

(1) 財務分析の手法と条件

a）手法

本章では債務返済率(DSC)をプロジェクトの財務の健全性を判断する指標として使用する。この他、投資の回収率を評価するために財務的内部収益率(FIRR)も計算する。

世界銀行の指針によれば、DSCは1.5以上が望ましいとされている。

b）条件

i）プロジェクトの実現化方法

プロジェクトの実現化は以下の２つの方法を仮定した。

ラオス政府による実現化(Case-A)

— ラオス政府(EDL)自己調達資金とアジア開発銀行、世界銀行、海外経済協力基金等などの公的融資を使ってプロジェクトを実現化する。

— 財務分析で使用した財務条件は Table 4 に示す。

BOT (Build-Operate-Transfer) による実現化 (Case-B)

— ラオス政府が子会社 (LAO PDR) を設立する。

— 民間会社がプロジェクトに参加する。

— 両者は新たに新電力会社を設立する。

— 財務分析で使用した財務条件は Table 5 に示す。

ii）送電線

タイ国の国境まで送電線を伸ばした場合を追加案として Case 1（配分送電線システム）および Case 2（単独送電線）の2ケースも考慮している。

(2) Se Kong No.4計画

a）基本条件

このプロジェクトは以下の特性を有する。

— 販売電力量 …… 1,1616.2 GWh

— 建設費 …… 643.61 M.US$

b）財務分析の結果と感度分析

Case A

下表に結果を示す。

Case	DSC	FIRR	Levelized Financial Generation Cost *
Base	1.61	24.55 %	56.93 $/MWh
Case 1	1.46	22.75 %	61.33 $/MWh
Case 2	1.47	22.86 %	61.04 $/MWh

DSIとFIRRはほぼ実行可能な条件、即ち、1.5以上のDSCと6％以上のFIRRを満足しており、プロジェクトはかなりの収益を期待できる。

Case B

Case	DSC	FIRR	Levelized Financial Generation Cost *	FIRR for BOT Period (25 years)
Base	0.85	- 9.85 %	78.15 $/MWh	8.03 %
Case 1	0.78	-19.25 %	83.79 $/MWh	6.88 %
Case 2	0.78	-18.26 %	83.42 $/MWh	6.96 %

DSCとFIRRはBOT方法でプロジェクトが進められた場合、財務的に健全な経営が期待できないことを示している。

BOTの方法についての議論の余地はMIHから提示された条件では極めて乏しいと考えられる。

(3) Xe Kaman No.1計画

a）基本条件

このプロジェクトは以下の特性を有する。

— 販売電力量 …… 1,011.9 GWh

— 建設費 …… 404.05 M.US$

b）財務分析の結果と感度分析

Case A

Case	DSC	FIRR	Levelized Financial Generation Cost *
Base	1.55	27.49 %	54.95 $/MWh
Case 1	1.42	25.37 %	58.85 $/MWh
Case 2	1.38	24.73 %	60.10 $/MWh

FIRRはSe Kong No.1より高めの値を示しているにも拘わらず、DSCはSe Kong No.4より若干低めの値となっている。Base Case についてはプロジェクトはかなりの収益を期待できる。

Case B

下表に結果を示す。

Case	DSC	FIRR	Levelized Financial Generation Cost *	FIRR for BOT Period (25 years)
Base	0.83	-13.68 %	74.67 $/MWh	7.97 %
Case 1	0.76	-31.25 %	79.61 $/MWh	6.83 %
Case 2	0.74	N/A	81.19 $/MWh	6.48 %

BOTの方法についての議論の余地はSe Kong No.4 と同様MIHから提示された条件では極めて乏しいと思われる。

(4) Xe Namnoy計画

(4.1) Xe Namnoy (Midstream + Downstream)

a）基本条件

このプロジェクトは以下の特性を有する。

— 販売電力量 …… 1,231.8 GWh

— 建設費 …… 433.22 M.US$

b）財務分析の結果と感度分析

Case A

下表に結果を示す。

Case	DSC	FIRR	Levelized Financial Generation Cost *
Base	1.75	37.28 %	46.51 $/MWh
Case 1	1.59	34.12 %	50.19 $/MWh
Case 2	1.61	34.62 %	49.60 $/MWh

DSCとFIRRはプロジェクトが財務的に健全に運営されるであろうことを示している。

Case B

下表に結果を示す。

Case	DSC	FIRR	Levelized Financial Generation Cost *	FIRR for BOT Period (25 years)
Base	0.93	- 6.58 %	63.06 $/MWh	10.33 %
Case 1	0.85	-13.31 %	67.64 $/MWh	8.84 %
Case 2	0.86	-12.06 %	66.90 $/MWh	9.07 %

DSCとFIRRは、今までの２地点と比べると財務状態はかなり改善されているがDSCとFIRRは依然1.5と財務費用(10%)を下回っている。BOT期間中のFIRRは財務費用(10%)をわずかに上回っている。財務面からの立場としては、BOTによる実現化は難しいと思われる。

(4.2) Xe Namnoy (Midstream)

a）基本条件

このプロジェクトは以下の特性を有する。

— 販売電力量 …… 936.3 GWh

— 建設費 …… 281.81 M.US$

b）財務分析の結果と感度分析

Case A

下表に結果を示す。

Case	DSC	FIRR	Levelized Financial Generation Cost *
Base	2.12	43.45 %	39.86 $/MWh
Case 1	1.84	38.75 %	44.71 $/MWh
Case 2	1.88	39.46 %	43.92 $/MWh

DSCとFIRRは、3地点（4計画）の中で最高の値を示しており、このプロジェクトはすばらしい収益が期待できる。

Case B

下表に結果を示す。

Case	DSC	FIRR	Levelized Financial Generation Cost *	FIRR for BOT Period (25 years)
Base	1.11	2.76 %	54.80 $/MWh	13.60 %
Case 1	0.97	- 3.73 %	60.83 $/MWh	11.15 %
Case 2	0.99	- 2.62 %	59.86 $/MWh	11.51 %

DSCとFIRRは全プロジェクトの中で最高の数値を示しているが、依然として実行可能な条件を下回っている。MIHが提示した条件下でBOT方式が可能かどうか結論を下すのは難しい。