12.3 貯水池および発電設備の運用計画

12.3.1 貯水池運用計画の基本条件

(1) 流域の水文特性からの貯水池運用条件

アジアの熱帯モンスーン気候地域に属する流域の河川流況は、一般的に、渇水期と豊水期の流量差が非常に大きく、さらに毎年の年間総流量の変化も大きいという特性をもっている。第9章での検討の結果によれば、Se Kong川流域の河川流況も同様な特性が見られ、、このような流量変化の大きい河川の水力ポテンシャルを有効に利用するためには、十分な容量を持つ貯水池を設け、自然流量を調整する必要がある。

このために必要な貯水池容量は流量変化の状況によって異なるが、第9章の検討で推定された各計画地点の10ヶ年間の流入量のマスカーブによれば、複数年を跨いでの流量調整（キャリーオーバー運用）を行うことができる規模の貯水池容量を設定すればその効果が大きいことが期待される。したがって、第13章での最適開発規模を決定するための検討では、キャリーオーバー運用を適用して、貯水池の有効容量を決定する。

(2) 電力輸出のための運用計画の条件

Se Kong川の水力開発は電力輸出を主目的とするプロジェクトであることから、発電の運用計画は、電力輸出に求められる条件を前提として検討する必要がある。

ラオスからタイへの電力輸出については、これまでにも既設Nam Ngum発電所とXe Set発電所で実施されている例がある。このうち、Xe Set発電所は流れ込み式であり、発電量が毎日の河川流量に依存し、特に乾期の発電能力が著しく低下する。このため、安定した供給力として期待できず、雨期に増加する発電量も2次電力として扱われ、輸出電力料金は低く押さえられている。一方、Nam Ngum発電所は大規模貯水池を有する年間調整式の発電所で、タイの電力系統から見ても安定した供給力として期待できる電源となっている。このため、時間帯別の料金体系が採用されており、ピーク負荷の時間帯にはオフピーク帯の2倍近い料金が設定されている。ただし、ピーク料金の範囲は3時間のみであり、全体の電力量に占めるピーク供給電力量の割合は小さい。

上記のことを考慮した場合、Se Kong川流域の水力開発においては、安定した電

力供給能力を確保するために十分な貯水池容量を設定し、さらに、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する。

(3) 国内電力供給のための運用条件

国内向けの電力供給対象地域となるラオス南部地域の電力需要は、3地点の優先開発計画の開発規模に比較して極めて小さい。このため、3地点のうちXe Kong No. 4計画、Xe Kaman No.1計画については、渇水期の自然流量だけでも南部地域の全需要を賄うことができる。また、Xe Namnoy計画については渇水期流量が小さいため、安定的に電力を供給するためには年間の流量調整が必要であるが、この場合でも比較的小規模な貯水池を設けることによって容易に所要の発電能力を確保することができる。

このように、いずれの開発計画地点についても、国内への電力供給は貯水池運用計画に関する制約条件とはならない。このため、最適開発規模の検討にあたっては、国内供給の条件は考慮しない。

12.3.2 発電設備運用計画の基本条件

(1) 電力輸出のための運用条件

12.1.1 で述べたように、Se Kong川流域の水力開発における当面の現実的な電力輸出の相手国はタイであり、ここではタイへの電力輸出を前提として運用計画を検討する。

タイの系統における近年の日負荷曲線の変化をみると、経済成長とともにオフィスの需要を含む昼間の産業用電力需要が急速に伸びを見せており、従来の夜間ピーク型から昼間ピーク型へ徐々に移行しつつある。この過程において、当面は負荷率が上昇しピーク負荷の継続時間が延びることが予想される。また、タイにおいては現在ピーク供給力として揚水式発電所の開発計画が進んでいる。

このような状況を考慮すると、ラオスからタイへの輸出電力においては、貯水池式の水力と言えども、ピーク供給型の電源として運用計画を設定することは適当でない。近年のタイにおける日負荷曲線を検討した結果、ここでは、貯水池式水力発電の等価ピーク継続時間を8時間に設定し、これを基本として最適開発計画の検討を行う。

(2) 国内電力供給のための運用条件

現在の南部4県に於ける電力供給体制をみると、Pakse市を中心とする系統ではXe Set発電所（45MW）およびSelabam発電所（5MW）によって24時間の電力供給が行われているが、Attapu町、Sekong町を含めそれ以外の地域ではディーゼル発電やマイクロ水力発電等の独立電源によって夜間3時間程度の時間供給が行われているに過ぎない。

プレ・フィージビリティ調査対象地点はSe Kong川流域における大規模水力開発であり、ラオス南部の地域電源としても主要な位置を占めることになる。これらの開発が実施され、上記のような独立電源地域が系統に接続されていけば、24時間の電力供給が可能となり、現在は潜在化している電力需要を賄うことができるようになる。

このような国内向けの電力供給体制については、Se Kong川の水力発電開発計画の運用を24時間発電運転として計画することも考えられる。しかし、電力供給対象地域の電力需要は大規模水力の開発規模に比べて極めて小さいために、国内供給専用の発電設備を設けることは効率的でなく計画の経済性を下げることになる。

これに対して、Xe Set発電所やSelabam発電所等の既設発電所は流れ込み式で24時間運転を前提としており、オフピーク時の国内電力需要を賄うことが可能である。最渇水期でこれらの発電所の供給力が不足する場合や、将来、南部地域のオフピーク時の電力需要が増大した場合には、新たな国内向けの供給電源を確保することが望ましいが、この場合でもタイからの電力輸入によって国内供給力の不足を補うことが可能である。

一方、ピーク時の国内向け電力供給については、Se Kong川流域の大－中規模水力発電所が重要な役割を果たすことになる。このため、南部系統の供給信頼度を確保できるような発電運用を行うことを条件として、各開発計画の発電機器の構成を設定する必要がある。

以上のことから、フィージビリティ調査で取り上げるSe Kong川流域の3地点の発電運用計画に対して下記の方針を適用する。

a）国内供給専用の小規模発電ユニットは設けない。

b）主変圧器とは別に国内ローカル系統に接続・配電するための変圧器設備を設ける。

c）国内電力需要は南部系統全体で供給することとし、オフピーク時を含めた24時間発電運転は発電運用計画の制約条件としない。

d）ピーク時の国内需要に対する供給安定性を考慮して、最低でも２ユニット以上のユニット構成とする。

(3) ダム下流の河川機能維持のための運用条件

自然・社会環境に対する影響面に関しては、ダム地点下流での魚類等の河川生物が生息可能な河川環境の維持と、舟運、かんがい等の用水の取水、漁業等の社会活動上の河川利用が可能な状況の維持が、水力開発における発電運用上の制約条件となる。このために必要なダムからの放流の条件については、最終的には河川利用状況調査によって現状を把握し、環境影響調査を実施した上で詳細な検討を行う必要がある。しかし、現時点では詳細な調査は実施されていないため、諸条件が不明である。そこで、ここでは原則として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する。

この場合、第９章の水文解析によって推定された各地点の10年間の流量データから算定されるダム下流への放流量は下記のようになる。なお、下記の流量のダム下流への放流方法については、それぞれの開発地点の特性を考慮してする必要があり、第13章で検討する。

計画地点		最渇水月平均流量	ダム下流放流量
Se Kong No.4 地点	(5,400 km²)	45 m³/s	30 m³/s
Xe Kaman No.1 地点	(3,800 km²)	30 m³/s	20 m³/s
Xe Namnoy中流地点	(531 km²)	1.5 m³/s	1.0 m³/s
Xe Namnoy下流地点	(1,252 km²)	5.0 m³/s	3.3 m³/s

第13章　最適開発規模の選定

第13章　最適開発規模の選定

頁

13.1　最適開発規模選定の基本方針 …… 13－1

13.2　Se Kong No.4 計画 …… 13－7

13.2.1　基本レイアウトの選定 …… 13－8

13.2.2　基本条件の設定 …… 13－8

13.2.3　最適開発規模の選定 …… 13－11

13.2.4　開発計画の課題 …… 13－12

13.3　Xe Kaman No.1 計画 …… 13－20

13.3.1　基本レイアウトの選定 …… 13－20

13.3.2　基本条件の設定 …… 13－21

13.3.3　最適開発規模の選定 …… 13－24

13.3.4　開発計画の課題 …… 13－25

13.4　Xe Namnoy 計画 …… 13－34

13.4.1　基本レイアウトの選定 …… 13－34

13.4.2　基本条件の設定 …… 13－37

13.4.3　最適開発規模の選定 …… 13－42

13.4.4　開発計画の課題 …… 13－45

13.5　開発計画インベントリーの取り扱い …… 13－65

13.5.1　Se Kong No.4 計画 …… 13－65

13.5.2　Xe Kaman No.1 計画 …… 13－66

13.5.3　Xe Namnoy 計画 …… 13－68

13.5.4　検討結果の概要 …… 13－68

List of Table

Tables	Description
Table 13.1-1	Project Cost Parameters for Optimization Study
Table 13.1-2	Project Evaluation Parameters for Optimization Study
Table 13.2-1	Study on Reservoir HWL (Se Kong No.4)
Table 13.2-2	Study on Effective Storage Capacity (Se Kong No.4)
Table 13.3-1	Study on Reservoir HWL (Xe Kaman No.1)
Table 13.3-2	Study on Effective Storage Capacity (Xe Kaman No.1)
Table 13.4-1	Study on Reservoir HWL (Xe Namnoy Midstream) (1/2) and (2/2)
Table 13.4-2	Study on Maximum Diversion Discharge (Xe Pian Diversion)
Table 13.4-3	Study on Reservoir HWL (Xe Namnoy Downstream)
Table 13.4-4	Study on Reservoir HWL (Xe Namnoy Downstream) - Integrated Study with Xe Namnoy Midstream -
Table 13.4-5	Study on Maximum Discharge (Xe Namnoy Downstream)
Table 13.5-1	Summary of Projects Proposed in Hydropower Potential Study and Pre-feasibility Study

List of Figures

Figures	Description
Fig. 13.2-1	Basic Layout of Se Kong No.4 Project
Fig. 13.2-2	Area and Storage Capacity Curve of Se Kong No.4 Reservoir
Fig. 13.2-3	Mass-curves at Se Kong No.4 Dam Site
Fig. 13.2-4	Firm Discharges provided by Se Kong No.4 Reservoir
Fig. 13.3-1	Basic Layout of Xe Kaman No.1 Project
Fig. 13.3-2	Area and Storage Capacity Curve of Xe Kaman No.1 Reservoir
Fig. 13.3-3	Mass-curves at Xe Kaman No.1 Dam Site
Fig. 13.3-4	Firm Discharges provided by Xe Kaman No.1 Reservoir
Fig. 13.4-1	Basic Layout of Xe Namnoy Midstream Project (Dam, Waterway, Powerhouse)
Fig. 13.4-2	Basic Layout of Xe Namnoy Midstream Project (Xe Pian Diversion Scheme)
Fig. 13.4-3	Alternative Diversion Scheme of Xe Namnoy Project
Fig. 13.4-4	Basic Layout of Xe Namnoy Downstream Project
Fig. 13.4-5	Area and Storage Capacity Curve of Xe Namnoy Midstream Reservoir
Fig. 13.4-6	Mass-curves at Xe Namnoy Midstream Dam Site
Fig. 13.4-7	Firm Discharges provided by Xe Namnoy Midstream Reservoir
Fig. 13.4-8	Area and Storage Capacity Curve of Xe Namnoy Downstream Reservoir

第13章　最適開発規模の選定

13.1　最適開発規模選定の基本方針

ここでは、各開発計画の最適規模の選定に当たって適用される、以下の項目についての基本的な検討条件を設定する。

・基礎資料（地形図・流量資料・貯水池蒸発量・貯水池堆砂量）

・貯水池運用条件

・発電運用条件

・建設費算定条件（建設費の範囲・工事費単価・総建設費算定条件）

・経済性評価指標

これらの条件は、第１２章で定めた貯水池運用計画と発電運用計画に関するいくつかの方針に従って設定される。以下に、それぞれの検討条件の内容を述べる。

(1)　基礎資料

a）地形図

主要構造物のレイアウトの検討には、本調査で作成した1/10,000地形図を用いる。

ただし、Se Kong No.4計画および Xe Kaman No.1計画の貯水池流量曲線は、開発計画インベントリーで用いた1/50,000地形図による計測値を用いる。これらの計画は貯水池の規模が非常に大きく、貯水容量が発電運用上の制約とはならないことから、1/50,000地形図を用いても特に問題はない。

b）流量資料・貯水池蒸発量・設計洪水量・貯水池堆砂量

これらについては、第９章で各計画地点について推定された以下の値を用いる。

・流量資料　　：1984年８月－1994年７月の10年間の月平均流量

・貯水池蒸発量：各月の平均貯水池面蒸発量

・設計洪水量　：各ダムサイトについて推定された設計洪水量

・貯水池堆砂量：100年間の貯水池堆砂量を用いる。

(2)　貯水池運用条件

a）貯水池運用基準

上記のように10年間の流量データが利用できることから、貯水池式の発電計画に

ついては複数年にわたって流量調整を行う貯水池運用（キャリーオーバー運用）を適用する。また、調整池式の発電計画については日間運用を適用する。

b）有効貯水容量および保証流量

保証流量は、与えられた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する。ここでは、保証確率として90%を適用する。

各発電計画の電力量計算では、保証流量を最低放流量とする貯水池運用を適用する。

c）下流放流条件

計画地点下流の河川利用の維持を図るために、原則としてダムまたは発電所から終日（24時間）放流を行うことを条件とする。ここでは、第12章で定めた基準によって当該地点の最渇水月平均流量の３分の２の流量を放流量とする。この放流量は保証流量の一部を当てて供給する。

(3) 発電運用条件

a）ピーク継続時間

貯水池式の開発計画については第12章での検討結果により、ピーク継続時間を８時間とする。

また、調整池式の開発計画（Xe Namnoy下流計画）については、最適規模の検討の中でピーク継続時間を選定する。

b）発電放流条件

上記の(2)c）の終日放流を発電放流によって行う場合には、その条件に従う。

(4) 建設工事費算定条件

a）総建設費の構成

建設工事費は、準備工事費（工事用道路を含む）、土木工事費、ゲート鉄管工事費、電気機器工事費、工事数量予備費、補償費、技術経費、および管理費を含み、最適規模の検討段階の工事費には送電線コストは含めない。

b）建設工事数量の算定

主要土木構造物およびゲート鉄管については、1/10,000地形図を用いて基本設備諸元を定め、これに基づいて工事数量を概算する。

電気機器については、最大使用水量、基準有効落差および発電運用条件に基づいて水車形式、ユニット構成を定める。

工事用道路については、第8章8.5での検討結果に基づいて既設の主要道路から開発地点までのアクセス道路を計上する。

c）工事費単価

土木工事費およびゲート鉄管工事費については、Table 13.1-1 に示す主要工種の単価を適用する。

電気機器費については、上記の水車形式、ユニット構成に基づいて個別に費用を算定する。

d）補償費

補償費については、本調査で実施した環境調査の結果に基づいて第11章11.3で算定された補償費を用いる。

e）その他

その他の項目については下記の基準を適用する。

— 数量予備費：土木工事費の10%
— 技術経費　：土木、ゲート鉄管、電気機器工事費計の5%
— 管理費　　：土木、ゲート鉄管、電気機器工事費計の5%

(5) 経済性評価指標

最適開発規模の検討における各検討ケースの経済性の評価に当たっては、開発の目的が電力輸出であることから、年間発電電力量（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（C／E）を重視する。この他、便益費用比率（B／C）、純便益（B－C）、kW当たり建設費を算定し、適宜評価指標として用いる。

以下に、年経費（C）および年便益（B）の算定方法を示す。

a）年経費（C）

開発計画の年経費の算定には、総建設費に対して年経費率を乗じる方法を適用する。ここでは、Table 13.1-2 に示した条件を適用して算定される年経費率11%を用いる。

b）年間便益（B）

開発計画の便益の算定には代替火力法を用いる。代替火力発電所には、ガスコンバインドサイクル発電所を適用する。ここでは、Table 13.1-2 に示す条件によって算定される下記の便益単価を用いる。

KW当たり年便益	135	US$/kW
KWh当たり便益	0.0192	US$/kWh

各検討ケースの10年間の貯水池運用電力量計算を行って求めた発電端の90%保証ピーク出力および年間発電電力量に、それぞれ上記の便益単価を乗じて開発計画の年便益を算定する。

以上の検討条件を適用して、各開発計画の最適規模の検討を行う。以下に、それぞれ、Se Kong No.4、Xe Kaman No.1、Xe Namnoy (Midstream and Downstream) 計画の最適開発規模の検討の内容を述べる。

Table 13.1-1 Project Cost Parameters for Optimization Study

Unit: US$

Item	Description	Unit	Unit Rate 1993
Excavation	Earth (Open)	m^3	4
	Rock (Open)	m^3	9
	Tunnel	m^3	50
	Shaft	m^3	100
	Underground	m^3	50
Embankment	Dam (Xe Namnoy Mid.)	m^3	7
	Dam (Others)	m^3	6
	Others	m^3	3
Concrete	Dam	m^3	100
	Facing	m^3	270
	Structure	m^3	150
	Lining	m^3	200
	Base	m^3	150
	Backfill	m^3	150
Reinforcement Bar		t	900
Hydro-mechanical Equipment	Gates	t	5,000
	Penstock	t	4,000
	Trashrack	t	5,000
Construction Road	Plain (unpaved)	km	50,000
	Mountainous (unpaved)	km	70,000
	Improvement	km	30,000
Concrete Bridge	W = 7 m, L = 25 m	m	5,000
	W = 7 m, L = 40 m	m	8,000
	W = 7 m, L = 80 m	m	11,000
	W = 7 m, L = 130 m	m	9,000

Table 13.1-2 Project Evaluation Parameters for Optimization Study

	Description		Conditions of Alternative Thermal		Conditions of Hydropower Projects	
(1)	Plant Type	-	Gas Combined Cycle		Hydropower Plant	
(2)	Plant Capacity	kW	1		by case	
(3)	Plant Factor	%	40.0%		by case	
(4)	Annual Energy Production	kWh	3468		by case	
(5)	Investment Cost	$/kW	772.5		by case	
(6)	Plant Service Life	years	25		50	
(7)	Construction Period	years	3		by case	
(8)	Discount Rate	%	10.0%		10.0%	
(9)	Capital Recovery Factor	%	11.0%		10.1%	
(10)	Average O & M Cost Rate	%	2.5%		0.9%	
(11)	Fueal Cost	$/M.Btu	2.427		-	
(12)	Fuel Heat Rate	Btu/kWh	7595.2		-	
	Fixed Cost					
(13)	Capital Cost	$/kW	85.10		by case	
(14)	O & M Cost	$/kW	19.31		by case	
(15)	Total Fixed Cost	$/kW	104.42		by case	
	Annual Coat Rate	%	13.5%		11.0%	
	Variable Cost					
(16)	Energy Cost	$/MWh	18.43		-	
	Adjustment Factor		kW	kWh	kW	kWh
(17)	Scheduled Outage Rate	-	0.173	0.000	0.020	0.000
(18)	Forced Outage Rate	-	0.090	0.000	0.005	0.000
(19)	Station Service Rate	-	0.050	0.050	0.003	0.003
(20)	Transmission Line Loss	-	0.020	0.010	0.030	0.015
(21)	Adjustment Factor	-	1.369	1.061	1.059	1.018
(22)	Net Adjustment Factor of Hydropower Plant	-			1.293	1.042
					$/kW	$/MWh
(23)	Unit Benefit of Hydropower Plant	-	-	-	134.97	19.20

13.2 Se Kong No.4 計画

13.2.1 基本レイアウトの選定（Fig.13.2-1 ）

(1) ダムサイトの選定

第７章の開発計画インベントリーの検討で選定された Se Kong No.4 計画のダムサイトは、Se Kong 川が Bolaven 高原の東側に南北に細長く広がる平野部にさしかかる地点に位置している。この地点の河床標高は 140m、流域面積は 5,400㎢である。上流の Se Kong No.5 計画地点下流の河床標高 300m地点までの区間は河川勾配が緩く、この区間に大規模な貯水池が得られる。

1/10,000の地形図を用いて、ダムサイト案のレビューを行った。この結果、谷の形状と左右岸の標高等の地形条件から見て、1/50,000地形図を用いて第７章で選定したダムサイトの他には適当な地点がないことが確認された。

ダムサイト付近は主として砂岩、礫岩等の堆積岩から成り、一部に石灰岩の分布が見られるが河床付近は堅硬な砂岩が露頭しており、地質調査の結果でもダムの建設に支障を来すような大きな問題点は指摘されていない。

ただし、ダムサイト上流の左岸側に鞍部がある。この部分の地質によっては貯水池安全性に問題が生じる可能性がある。これについては、1/10,000地形図によって鞍部底面の標高は約335mであることが確認されたことから、貯水池満水位が300mの場合には、貯水池の保水性の問題はないと考えられる。

以上のことから、Se Kong No.4 計画のダムサイトは Fig.13.2-1 に示す地点に選定する。

(2) ダムタイプ

ダムのタイプについては、地形および地質的には、コンクリート重力ダムまたはロックフィルダムが考えられるが、1/10,000地形図によれば、HWL 300mの場合で堤高170m，堤頂長960mに達する大規模なダムになることから、コスト的には明らかにロックフィルダムの方が有利である。しかし、ロックフィルダムを採用する場合には、堤体積が大きくなるため築堤材料の確保が問題となる。特に、ダムサイト周辺の地質状況から見て、粘土コアタイプの遮水壁を採用する場合のコア材料に不安がある。これに対しては、コンクリート表面遮水壁やアスファルト表面遮水壁を採用することも可能である。遮水方式については、選定された最適開発規模に対して14章の主要構

造物の予備設計の中で再度検討を行うが、本章での最適規模の検討の段階ではコンクリート表面遮水壁型のロックフィルダムを選定しておく。

(3) 水路および発電所のレイアウト

Se Kong No.4 計画のダムサイトの下流では河川勾配が緩く、水路によって落差を得ることは期待できない。したがって、Se Kong No.4 計画にはダム式の開発計画以外の代替案はなく、発電所はダムの直下流に設けられることになる。

ダムサイト付近には構造物設置上の地質的な制約はない。1/10,000地形図によって主要構造物のレイアウトを検討した結果、最適規模の検討の段階では、Fig.13.2-1に示すように、ダム上流右岸に取水口、水路トンネル、水圧管路および発電所を設けるレイアウトを選定し、これを基本として各ケースの比較検討を行う。

13.2.2 基本条件の設定

(1) 貯水池運用条件

a）貯水池運用基準

貯水池の運用に関しては、13.1で述べたように、キャリーオーバー運用を適用する。

b）有効貯水容量

13.2.1で選定された Se Kong No.4 計画のダム地点における貯水池容量曲線を Fig.13.2-2 に示す。第9章で算定されたダム地点の平均年間流入量 5,721MCM に対して、HWL 300mでの総貯水容量は 7,776MCM と非常に大きい。さらにHWLを下げた場合でも、堆砂容量や取水口設置のための水深を考慮した上で十分な有効貯水容量を確保できる。このため、有効貯水容量の上限が貯水池運用の制約となることはない。

最適有効貯水容量については、13.2.2で行う比較検討によって決定する。

c）保証流量

10年間の流量データを用いて作成した流入量マスカーブを Fig.13.2-3 に示す。このマスカーブを使用して、キャリーオーバー運用の条件で求めた有効貯水容量と

保証流量の関係を Fig.13.2-4 に示す。この結果、有効貯水容量が年間流入量の20%に当たる約1,100MCMで保証流量の増加は緩やかになる。ただし、キャリーオーバーの運用条件を用いているため、貯水用量が年間流入量の20%を越えても保証流量は漸増する。

d）河川維持流量

ダム式の発電計画である Se Kong No.4 計画地点については、発電所がダム直下流に位置するため減水区間は生じない。したがって、下流の河川維持放流のための貯水池運用条件は設定されない。

(2) 発電運用条件

a）等価ピーク継続時間

等価ピーク継続時間については、13.1で述べたように8時間を基本として検討を行う。

b）河川維持流量

Se Kong No.4 地点の下流では舟運や漁業などの社会活動が行われている。しかし、Se Kong No.4 計画では下流への放流は殆どが発電放流によって行われるため、需要のオフピーク時に運転を停止する場合に発電所下流に流量が流れない状態になる。そこで、下流の活動のための河川の機能を維持するために、オフピーク時にも河川維持流量としてある程度の流量をダム下流へ放流することを前提に計画する。

この場合の放流量には13.1で述べた基準を適用し30㎥/sとする。

c）最大使用水量

発電の最大使用水量(Qmax)は、上記の条件を適用して各検討ケース毎に下式によって設定する。

$$Qmax = (Qf - 30) * 24 / 8 + 30 \quad (m^3/s)$$

d）発電機器のユニット構成

上記b）の基準によって設定した放流量をダムから直接放流した場合、発電量の減少が大きい。このため、オフピーク時間帯もこの放流量を利用して部分負荷運転を行い、発電放流によって下流の河川維持流量を供給する方法とする。

この場合、部分負荷運転が可能なユニット構成とする必要がある。最適規模の検討の段階では、フランシス水車の場合一般的に30%程度の使用水量での部分負荷運転が可能であることから、河川維持放流量30㎥/sに対して1ユニットの最大使用水量の上限を90㎥/sとし、各検討ケースは同一規模のユニットの構成としてユニット台数を設定する。

(3) 建設費の算定条件

a）アクセス道路

Se Kong No.4 計画地点までの資機材輸送経路は、8.5で述べたように、タイとの国境から Pakse を経由して Sekong 町の北約10kmの Ban Phon 地点までは、部分的な道路補修等は必要であるが、一応国道が整備されている。したがって、Se Kong No.4 計画の建設工事専用道路となるのは、Ban Phon 地点から建設地点までの約14km区間であり、この区間の道路新設あるいは既設地方道路の全面改修が必要である。

最適規模の検討の段階では、この18km区間の工事用アクセス道路の工事費を計上する。なお、各ケースについて一律の工事費を計上する。

b）補償費

本調査の中で実施した補償調査の結果をもとに算定したHWL毎の補償費を下記に示す。

HWL (m)	補償費 (M.US$)
280	4.57
300	4.72
320	4.72

このように、Se Kong No.4 地点については、HWLによる補償費の差は殆どない。したがって、補償費については検討ケースのHWLによらず、各ケースとも一定の金

額を計上する。ここでは、HWL 300mの場合の補償費、4.72M$を計上する。

13.2.3 最適開発規模の選定

13.2.1で選定された基本レイアウトと、13.2.2で設定した基本条件にしたがって、Se Kong No.4 計画の規模検討を行う。ここでは、貯水池満水位（HWL）、有効貯水容量について各ケースの比較検討を行って、最適開発規模を決定する。

(1) 貯水池満水位の検討

13.2.2(1)で述べたように、Se Kong No.4 計画地点での10年間の年間流入量の平均値は5,720MCMと推定され、年間流入量の20%程度以上の有効貯水容量があれば、流量の年間調整が十分可能である。これに対して、Se Kong No.4 計画の貯水池は、Fig.13.2-2 に示したようにHWL 300m前後では十分大きな容量を持っているため、有効貯水容量の確保に対する制約はない。

そこで、ピーク時間を8時間、有効貯水容量を平均年間流入量の30%に当たる1,700MCMに固定して、HWLを変化させた場合の比較検討を行う。この場合、保証流量は各ケースとも 143m³/s となる。

上記の条件で、HWL 260mから320mまでについて比較検討を行った。この結果、Table 13.2-1 に示すように、HWL 290mのケースでkWh当たりの発電コスト、kW当たり建設費、B／Cとも最適となる。したがって、Se Kong No.4 計画の貯水池満水位としてとして、HWL 290mを選定する。

(2) 有効貯水容量の検討

貯水池規模についてはHWL 290mの条件で、有効貯水容量が年間流入量のそれぞれ25、30、35、40、45%のケースについて比較検討を行った。この場合の保証流量はそれぞれ、137、143、149、155、161m³/s となるため（Fig.13.2-4 参照）、ピーク継続時間を8時間として設定される最大使用水量が、各ケース毎に変化する。

この検討の結果、Table 13.2-2 に示すように、B／Cでは年間流入量の40%のケースが僅かに有利であるが、kWh当たりの発電コストの面からみた経済性は30%（1,700MCM）のケースが最適となる。これにより、Se Kong No.4 計画の有効貯水容量として、1,700MCM を選定する。この場合、低水位（LWL）以下の貯水容量は

4,699MCMとなるが、 100年間の堆砂容量は226MCMと推定されており十分な余裕がある。

(3) 最適開発規模

上述したHWLおよび有効貯水容量の検討の結果、Se Kong No.4 計画の最適開発規模は、以下に示す計画案となった。

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
河川維持放流	30	m^3/s （発電放流）
ピーク継続時間	8	hours
最大使用水量	370	m^3/s
基準取水位	285.1	m
基準放水位	145.0	m
基準有効落差	137.0	m
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

13.2.4 開発計画の課題

Se Kong No.4 計画については、現時点で利用可能な情報による技術的な検討によれば上記のような最適計画が提案される。しかしながら、次の段階で解明すべき事項として、以下のような内容が指摘される。

- 技術面では、地質的には特に問題はないが、ダムの規模が大きいため築堤材料の量的な調査が必要となる。
- 社会環境面では、水没人口が約3,500人と見積もられており、この住民移転に対する適切な対応方法が問題となる。
- 自然環境面では、水没面積が約130km²と大きいことから、生態系への影響についての調査検討が必要である。
- 貯水池地域に石炭の鉱床がある可能性があり、この場合、その開発との調整が問題となる。

Table 13.2-1 Study on Reservoir HWL (Se Kong No.4)

Description	Unit	Case-1	Case-2	Case-3	Case-4	Case-5	Case-6	Case-7
Reservoir HWL	m	260.0	270.0	280.0	290.0	300.0	310.0	320.0
Dam Crest Length	m	810	850	895	925	960	995	1,030
Dam Height	m	130	140	150	160	170	180	190
Reservoir Area	km²	82	103	114	130	145	160.4	180.5
Gross Storage Capa.	MCM	3,217	4,142	5,180	6,399	7,776	9,305	11,035
Sediment Capa.	MCM	226	226	226	226	226	226	226
Net Storage Capa.	MCM	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700
Reservoir LWL	m	233.9	249.6	262.9	275.4	287.4	298.8	310.2
Firm Discharge	m³/s	143	143	143	143	143	143	143
River Maint.Release	m³/s	0	0	0	0	0	0	0
Base Power Discharge	m³/s	30	30	30	30	30	30	30
Max. Power Discharge	m³/s	370	370	370	370	370	370	370
Rated IWL	m	251.3	263.2	274.3	285.1	295.8	306.3	316.7
Rated TWL	m	145.0	145.0	145.0	145.0	145.0	145.0	145.0
Gross Head	m	106.3	118.2	129.3	140.1	150.8	161.3	171.7
Effective Head	m	103.1	115.0	126.1	137.0	147.6	158.1	168.6
Installed Capacity	MW	336	374	409	443	477	510	543
Annual Inflow	MCM	5,721	5,721	5,721	5,721	5,721	5,721	5,721
Annual Evaporation	MCM	70	87	105	119	134	149	167
Annual Dam Outflow	MCM	152	113	78	26	21	21	21
Annual Turbine Out.	MCM	5,500	5,522	5,538	5,577	5,567	5,551	5,533
Firm Peak Capacity	MW	287	331	366	406	428	463	501
Annual Energy	GWh	1,358	1,522	1,660	1,816	1,934	2,066	2,246
Plant Factor	%	46	46	46	47	46	46	47
Construction Cost	M.US$	493.5	538.1	586.2	634.4	686.5	741.9	800.8
Annual Cost	M.US$	54.3	59.2	64.5	69.8	75.5	81.6	88.1
Annual Benefit	M.US$	64.8	73.8	81.3	89.7	94.9	102.2	110.7
Unit Energy Cost	$/MWh	40.0	38.9	38.8	38.4	39.0	39.5	39.2
B-C	M.US$	10.5	14.6	16.9	19.9	19.4	20.6	22.6
B/C	-	1.19	1.25	1.26	1.29	1.26	1.25	1.26
Const.Cost/kW	M.US$	1,468	1,440	1,434	1,432	1,440	1,455	1,475
Selected Case	-				*			

Table 13.2-2 Study on Effective Storage Capacity (Se Kong No.4)

Description	Unit	Case-1	Case-2	Case-3	Case-4	Case-5
Regulation Ratio	%	25	30	35	40	45
Reservoir HWL	m	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0
Dam Crest Length	m	925	925	925	925	925
Dam Height	m	160	160	160	160	160
Reservoir Area	km²	130	130	130	130	130
Gross Storage Capa.	MCM	6,399	6,399	6,399	6,399	6,399
Sediment Capa.	MCM	226	226	226	226	226
Net Storage Capa.	MCM	1,410	1,700	1,980	2,260	2,550
Reservoir LWL	m	278.1	275.4	272.7	270.0	266.9
Firm Discharge	m³/s	137	143	149	155	161
River Maint.Release	m³/s	0	0	0	0	0
Base Power Discharge	m³/s	30	30	30	30	30
Max. Power Discharge	m³/s	352	370	388	406	424
Rated IWL	m	286.0	285.1	284.2	283.3	282.3
Rated TWL	m	145.0	145.0	145.0	145.0	145.0
Gross Head	m	141.0	140.1	139.2	138.3	137.3
Effective Head	m	137.9	137.0	136.1	135.3	134.3
Installed Capacity	MW	424	443	462	480	498
Annual Inflow	MCM	5,721	5,721	5,721	5,721	5,721
Annual Evaporation	MCM	120	119	117	115	113
Annual Dam Outflow	MCM	80	26	16	0	0
Annual Turbine Out.	MCM	5,522	5,577	5,588	5,606	5,608
Firm Peak Capacity	MW	377	406	418	423	427
Annual Energy	GWh	1,781	1,816	1,818	1,807	1,794
Plant Factor	%	48	47	45	43	41
Construction Cost	M.US$	630.8	634.7	645.8	653.2	660.5
Annual Cost	M.US$	69.4	69.8	71.0	71.8	72.7
Annual Benefit	M.US$	85.0	89.7	91.4	91.8	92.1
Unit Energy Cost	$/MWh	39.0	38.4	39.1	39.8	40.5
B-C	M.US$	15.7	19.9	20.4	20.0	19.5
B/C	-	1.23	1.28	1.29	1.28	1.27
Const.Cost/kW	M.US$	1,487	1,432	1,399	1,361	1,327
Selected Case	-			*		

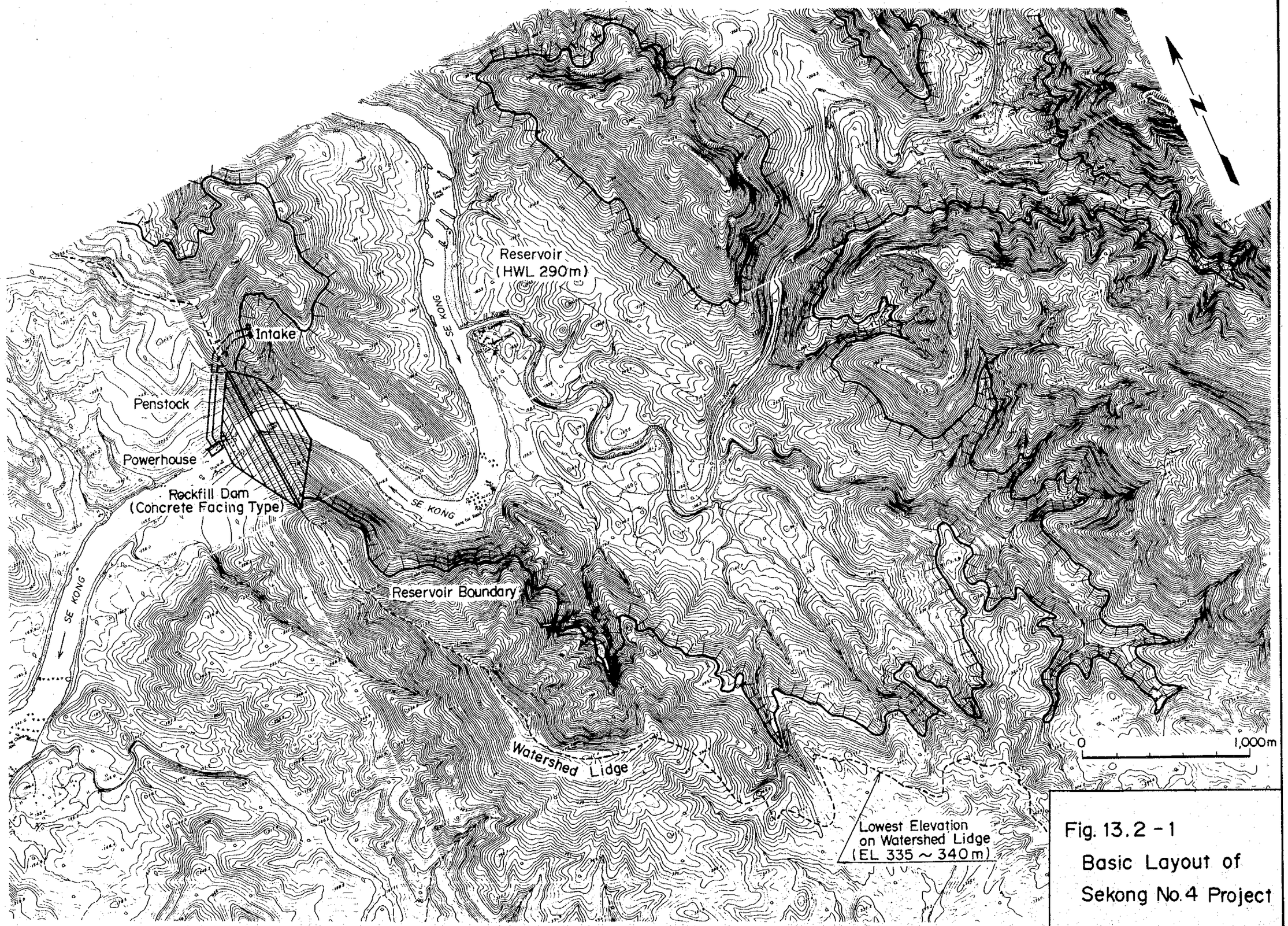
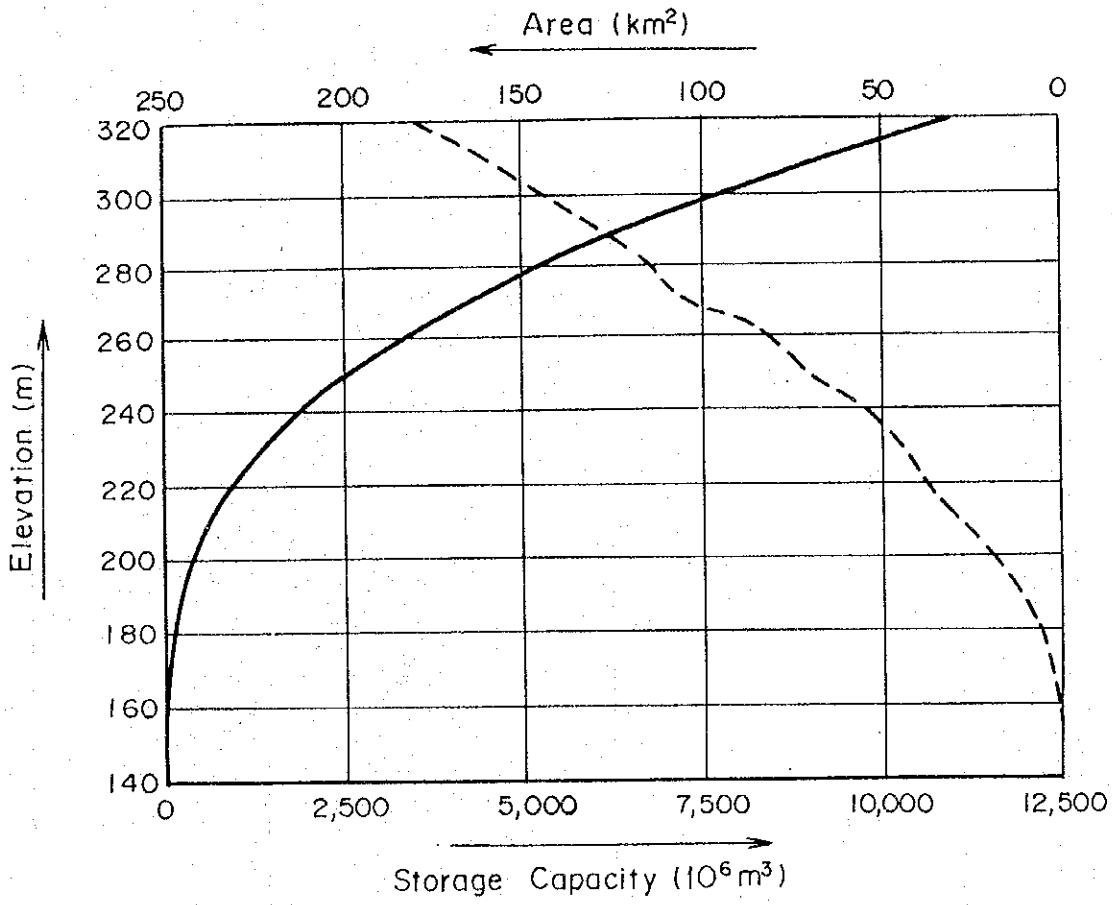


Fig. 13.2 - 1
Basic Layout of
Sekong No.4 Project

Fig. 13.2-2 Area and Storage Capacity Curve of Se Kong No. 4 Reservoir



Elevation (m)	* Area (km^2)	Storage Capacity (10^6 m^3)
320	180.5	11,035
310	160.4	9,305
300	145.4	7,776
290	129.6	6,399
280	114.2	5,180
270	103.0	4,142
260	82.1	3,217
250	70.3	2,471
240	55.4	1,843
220	37.0	920
200	19.7	353
180	7.1	86
160	1.2	3
140	0	0

* measured using 1/50,000 scale topographic maps

Fig. 13.2 – 3 Mass-curves at Se Kong No.4 Dam Site

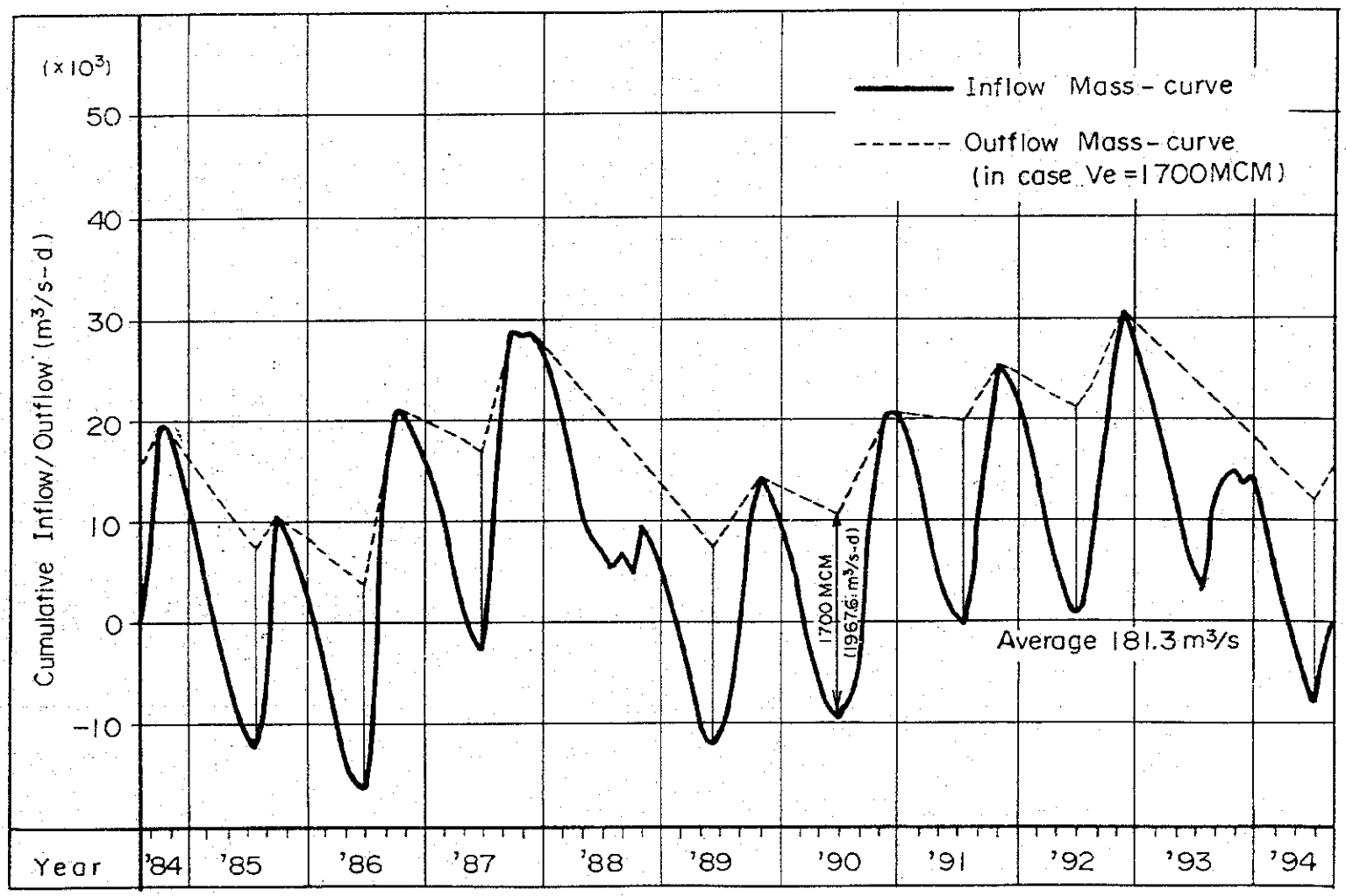
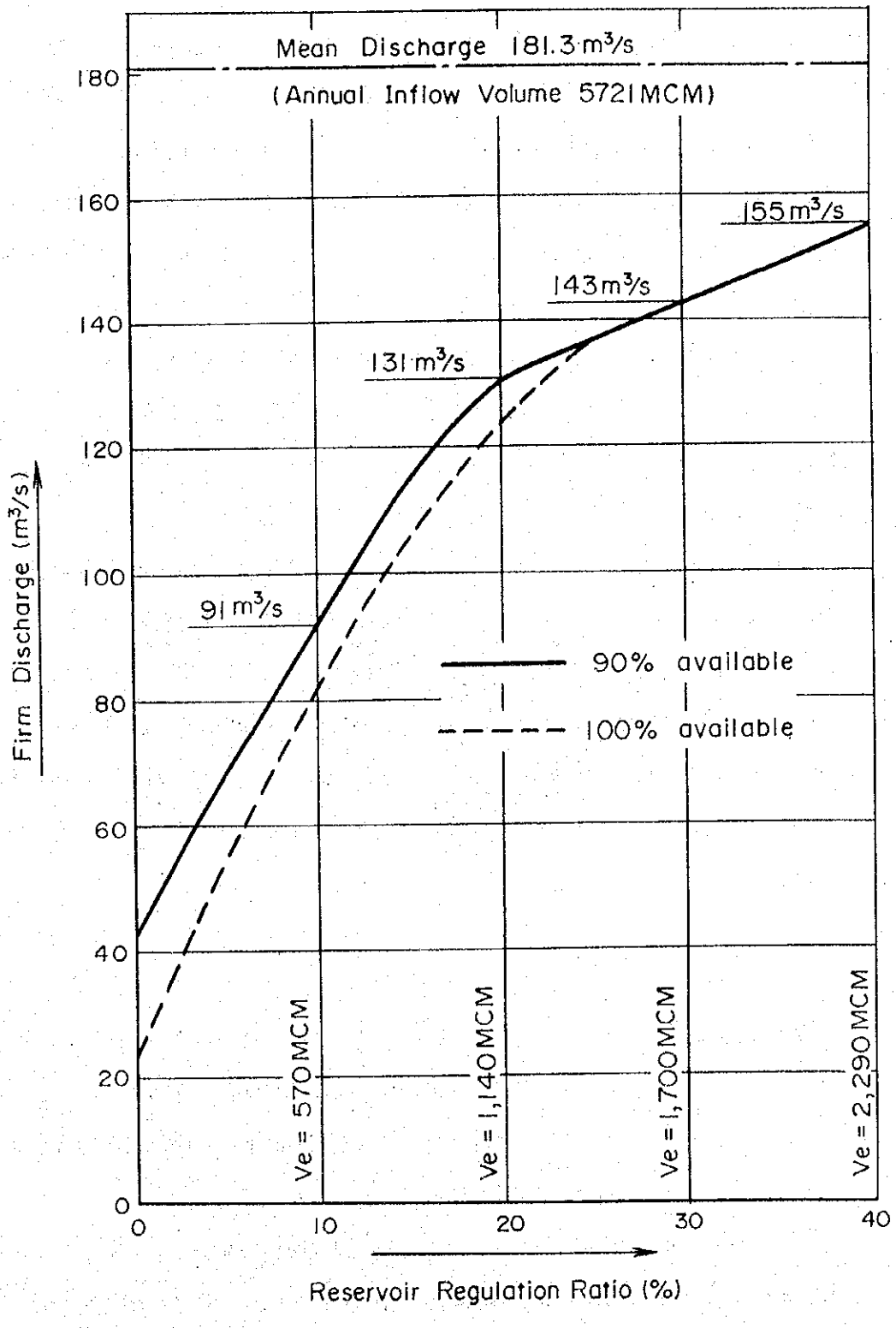


Fig. 13.2-4 Firm Discharges provided by Se Kong No. 4 Reservoir



Note) This figure is based on the mass-curve calculation for 10 years period with carry-over reservoir operation rule.

13.3 Xe Kaman No.1 計画

13.3.1 基本レイアウトの選定 (Fig.13.3-1)

(1) ダムサイトの選定

第7章の開発計画インベントリーの検討で選定された Xe Kaman No.1 計画のダムサイトは、Xe Kaman 川が Bolaven 高原の東側に南北に細長く広がる平野部にさしかかる地点の上流約12km地点に位置している。この地点の河床標高は120m，流域面積は3,800km²である。上流の Xe Kaman No.2 計画地点下流の河床標高280m地点までの区間は河川勾配が緩く開けた地形を呈しており、この区間に大規模な貯水池が得られる。

本章の検討では、新しく作成された1/10,000の地形図を用いて、ダムサイトのレビューを行った。この結果、インベントリー計画案の貯水池満水位（HWL）280mを前提とすれば、谷の形状と左右岸の標高等の地形条件から見て、1/50,000地形図で選定した地点がダムサイトとして最も適していることが確認された。

ダムサイト付近は主として堅硬な頁岩から成り、右岸は切り立った崖状の地形に岩盤が露頭しており、左岸も比較的急な斜面で土被りは薄い。地質調査の結果でもダムの建設に支障を来すような大きな問題点は指摘されていない。貯水池末端付近には一部に石灰岩の分布が見られるが、これについては今回の調査で得られた情報だけでは判断できないが、貯水池の保水性にとって決定的な問題とはならないと思われる。

以上のことから、Xe Kaman No.1 計画のダムサイトは Fig.13.3-1 に示す地点に選定する。

(2) ダムタイプ

1/10,000地形図によれば、ダムの規模はHWL 280mの場合で堤高170m，堤頂長540mになる。地質的にはいずれのタイプのダムも建設可能と判断される。ダムタイプの選定に当たっては、ダムの建設材料、ダム地点の直下流左岸側にある沢や洪水吐との関係でのレイアウト等が問題となる。

ロックフィルダムの場合には、ダムサイト周辺の地質状況から見て粘土コアタイプの遮水壁を採用する場合のコア材料に不安がある。コンクリート表面遮水壁やアスファルト表面遮水壁を採用することも可能であるが、この場合でも下流の沢との関係でダム軸を尾根軸より上流側にレイアウトせざるを得ず、ダムの堤頂長と体積が大き

くなる。一方、コンクリートダムの場合は、セメントの調達が問題となるが、レイアウト面での問題はない。

このように、Xe Kaman No.1 計画の場合にはダムタイプの選定が難しいが、最適計画のダムタイプについては14章の主要構造物の予備設計の中で検討を行い、本章での最適規模の検討の段階ではコンクリート重力式ダムを選定しておく。

(3) 水路および発電所のレイアウト

Xe Kaman No.1 計画のダムサイトの下流では河川勾配が緩く、水路によって落差を得ることは期待できない。したがって、Xe Kaman No.1 計画にはダム式の開発計画以外の代替案はなく、発電所はダムの直下流に設けられることになる。

ダムサイト付近の地質には特に問題となるようなものは指摘されておらず、構造物設置上の地質的な制約はない。コンクリート重力式ダムを前提として1/10,000地形図によって主要構造物のレイアウトを検討した結果、最適規模の検討の段階では、ダム上流左岸に取水口を設け、水路トンネルと明かり水圧管路によってダム直下流左岸の発電所へ導水するレイアウトを選定し、これを基本として各ケースの比較検討を行う。

13.3.2 基本条件の設定

(1) 貯水池運用条件

a）貯水池運用基準

貯水池の運用に関しては、13.1で述べたようにキャリーオーバー運用を適用する。

b）有効貯水容量

13.3.1で選定された Xe Kaman No.1 計画のダム地点における貯水池容量曲線を Fig.13.3-2 に示す。第9章で算定されたダム地点の平均年間流入量 4,245MCM に対して、HWL 280mでの総貯水容量は 16,208MCM と非常に大きい。

さらにHWLを下げた場合でも、堆砂容量や取水口設置のための水深を考慮した上で十分な有効貯水容量を確保できる。このため、有効貯水容量の上限が貯水池運用の制約となることはない。

最適有効貯水容量については、13.3.3 で行う比較検討によって決定する。

c）保証流量

10年間の流量データを用いて作成した流入量マスカーブを Fig.13.3-3 に示す。このマスカーブを使用して、キャリーオーバー運用の条件で求めた有効貯水容量と保証流量の関係を Fig.13.3-4 に示す。この結果、有効貯水容量が年間流入量の20%程度以上では保証流量の増加は緩やかになる。ただし、キャリーオーバーの運用条件を用いているため、貯水用量が年間流入量の20%を越えても保証流量は漸増する。

d）河川維持流量

ダム式の発電計画である Xe Kaman No.1 計画地点については、発電所がダム直下流に位置するため減水区間は生じない。したがって、下流の河川維持放流のための貯水池運用条件は設定されない。

(2) 発電運用条件

a）等価ピーク継続時間

等価ピーク継続時間については、13.1で述べたように8時間を基本として検討を行う。

b）河川維持流量

Xe Kaman No.1地点の下流では舟運や漁業などの社会活動が行われている。しかし、Xe Kaman No.1計画では下流への放流は殆どが発電放流によって行われるため、需要のオフピーク時に運転を停止する場合に発電所下流に流量が流れない状態になる。そこで、下流の活動のための河川の機能を維持するために、オフピーク時にも河川維持流量としてある程度の流量をダム下流へ放流することを前提に計画する。

この場合の放流量は13.2で述べた基準を適用し20㎥/s とする。

c）最大使用水量

発電最大使用水量(Qmax)は、上記の条件から各検討ケース毎に下式によって設定する。

$$Qmax = (Qf - 20) * 24 / 8 + 20 \quad (m^3/s)$$

d）発電機器のユニット構成

上記b）の基準によって設定した放流量をダムから直接放流した場合、発電量の減少が大きい。このため、オフピーク時間帯もこの放流量を利用して部分負荷運転を行い、発電放流によって下流の河川維持流量を供給する方法とする。

この場合、部分負荷運転が可能なユニット構成とする必要がある。最適規模の検討の段階では、フランシス水車の場合一般的に30%程度の使用水量での部分負荷運転が可能であることから、河川維持放流量20㎥/sに対して1ユニットの最大使用水量の上限を60㎥/sとし、各検討ケースは同一規模ユニットの構成としてユニット台数を設定する。

(3) 建設費の算定条件

a）アクセス道路

Xe Kaman No.1 計画地点までの資機材輸送経路は、8.5で述べたように、Bolaven 高原の北側から Sekong町および Attapu町を経由するルートが現実的である。タイとの国境から Sekong 町までは、部分的な道路補修等は必要であるが、一応国道が整備されている。また、Se Kong町からAttapu町までは国道が整備される計画がある。したがって、Xe Kaman No.1 計画の建設工事専用道路となるのは、Attapu町から建設地点までの約50km区間であり、この区間の道路新設あるいは既設地方道路の全面改修が必要である。

最適規模の検討の段階では、この50km区間の工事用アクセス道路の工事費を計上する。なお、各ケースについて一律の工事費を計上する。

b）補償費

本調査の中で実施した補償調査の結果をもとに算定したHWL毎の補償費を下記に示す。

HWL (m)	補償費 (M.US$)
260	0.90
280	0.90
300	0.90

このように、Xe Kaman No.1 地点については、HWLによる補償費の差はない。したがって、補償費については検討ケースのHWLによらず、各ケースとも0.9 Million US$を計上する。

13.3.3 最適開発規模の選定

13.3.1で選定された基本レイアウトと、13.3.2で設定した基本条件にしたがって、Xe Kaman No.1 計画の規模検討を行う。ここでは、貯水池満水位（HWL）、有効貯水容量について各ケースの比較検討を行って、最適開発規模を決定する。

(1) 貯水池満水位の検討

13.3.2(1)で述べたように、Xe Kaman No.1 計画地点での10年間の年間流入量の平均値は4,245MCMと推定され、年間流入量の20%程度以上の有効貯水容量があれば、流量の年間調整が十分可能である。これに対して、Xe Kaman No.1 計画の貯水池は、Fig.13.3-2 に示したようにHWL 280m前後では十分大きな容量を持っているため、有効貯水容量の確保に対する制約はない。

そこで、ピーク時間を8時間、有効貯水容量を平均年間流入量の30%に当たる1,270MCMに固定して、HWLを変化させた場合の比較検討を行う。この場合、保証流量は各ケースとも89m³/s となる。

上記の条件で、HWL 250mから280mまでについて比較検討を行った。この結果、Table 13.3-1 に示すように、HWL 260mのケースでKWH当たりの発電コスト、KW当たり建設費、B／Cとも最適となる。したがって、Xe Kaman No.1 計画の貯水池満水位としてとして、HWL 260mを選定する。

(2) 有効貯水容量の検討

貯水池規模についてはHWL 260mの条件で、有効貯水容量が年間流入量のそれぞれ20、25、30、35、40%のケースについて比較検討を行った。この場合の保証流量はそれぞれ、83、86、89、92、95m³/s となる（Fig.13.3-4 参照）ため、ピーク継続時間を8時間として設定される最大使用水量が、各ケース毎に変化する。

この検討の結果、Table 13.3-2 に示すように、B／Cでは年間流入量の35%および40%のケースが僅かに有利であるが、KWH当たりの発電コストの面からみた経済性

は30%（1,270 MCM）のケースが最適となる。これにより、Xe Kaman No.1 計画の有効貯水容量として、1,270MCM を選定する。この場合、低水位（LWL）以下でも貯水容量は10,791MCMあり、100年間の推定堆砂容量160MCMは無視できる程度である。

(3) 最適開発規模

上述したHWLおよび有効貯水容量の検討の結果、Xe Kaman No.1 計画の最適開発規模は、以下に示す計画案となった。

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	
最低使用水量	20	m^3/s	（河川維持発電放流）
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	

13.3.4 開発計画の課題

Xe Kaman No.1 計画については、現時点で利用可能な情報による技術的な検討によれば上記のような最適計画が提案される。しかしながら、次の段階で解明すべき事項として、以下のような内容が指摘される。

a）技術的事項

ダムサイトについては、地質的には特に指摘されている問題はないが、ダム地点の地形特性と築堤材料の面からダムタイプにいくつかの代替案が考えられる。

貯水池末端付近に石灰岩の分布が見られ、貯水池の保水性の確認のために、この分布状況の調査が必要である。

b）環境影響関連事項

環境への影響面では、水没人口は約600人で Se Kong No.4 計画に比べると少ないが、水没面積が約193km²と極めて大きいことから、自然環境への影響についての調査検討が必要である。

Table 13.3-1 Study on Reservoir HWL (Xe Kaman No.1)

Description	Unit	Case-1	Case-2	Case-3	Case-4
Reservoir HWL	m	250.0	260.0	270.0	280.0
Dam Crest Length	m	410	440	480	540
Dam Height	m	140	150	160	170
Reservoir Area	km^2	177	193	210	222
Gross Storage Capa.	MCM	10,195	12,061	14,074	16,208
Sediment Capa.	MCM	160	160	160	160
Net Storage Capa.	MCM	1,270	1,270	1,270	1,270
Reservoir LWL	m	242.5	253.2	263.7	274.0
Firm Discharge	m^3/s	89	89	89	89
River Maint.Release	m^3/s	0	0	0	0
Base Power Discharge	m^3/s	20	20	20	20
Max. Power Discharge	m^3/s	228	228	228	228
Rated IWL	m	247.5	257.7	267.9	278.0
Rated TWL	m	125.0	125.0	125.0	125.0
Gross Head	m	122.5	132.7	142.9	153.0
Effective Head	m	119.7	129.9	140.1	150.2
Installed Capacity	MW	236	256	276	296
Annual Inflow	MCM	4,245	4,245	4,245	4,245
Annual Evaporation	MCM	188	207	224	239
Annual Dam Outflow	MCM	335	316	299	284
Annual Turbine Out.	MCM	3,722	3,722	3,722	3,722
Firm Peak Capacity	MW	224	245	265	286
Annual Energy	GWh	1,045	1,137	1,227	1,318
Plant Factor	%	51	51	51	51
Construction Cost	M.US$	361.1	387.7	424.1	470.3
Annual Cost	M.US$	39.7	42.6	46.6	51.7
Annual Benefit	M.US$	50.4	54.9	59.4	63.9
Unit Energy Cost	$/MWh	38.0	37.5	38.0	39.2
B-C	M.US$	10.6	12.3	12.8	12.2
B/C	-	1.27	1.29	1.27	1.24
Const.Cost/kW	M.US$	1,531	1,514	1,536	1,589
Selected Case	-		*		

Table 13.3-2 Study on Effective Storage Capacity (Xe Kaman No.1)

Description	Unit	Case-1	Case-2	Case-3	Case-4	Case-5
Reguration Ratio	%	20	25	30	35	40
Reservoir HWL	m	260.0	260.0	260.0	260.0	260.0
Dam Crest Length	m	440	440	440	440	440
Dam Height	m	150	150	150	150	150
Reservoir Area	km²	193	193	193	193	193
Gross Storage Capa.	MCM	12,061	12,061	12,061	12,061	12,061
Sediment Capa.	MCM	160	160	160	160	160
Net Storage Capa.	MCM	850	1,060	1,270	1,490	1,700
Reservoir LWL	m	255.5	254.3	253.2	252.0	250.9
Firm Discharge	m³/s	83	86	89	92	95
River Maint.Release	m³/s	0	0	0	0	0
Base Power Discharge	m³/s	20	20	20	20	20
Max. Power Discharge	m³/s	209	220	228	236	245
Rated IWL	m	258.5	258.1	257.7	257.3	257.0
Rated TWL	m	125.0	125.0	125.0	125.0	125.0
Gross Head	m	133.5	133.1	132.7	132.3	132.0
Effective Head	m	130.6	130.3	129.9	129.6	129.2
Installed Capacity	MW	236	248	256	265	273
Annual Inflow	MCM	4,245	4,245	4,245	4,245	4,245
Annual Evaporation	MCM	208	207	206	205	204
Annual Dam Outflow	MCM	485	377	317	261	324
Annual Turbine Out.	MCM	3,552	3,661	3,722	3,780	3,718
Firm Peak Capacity	MW	229	238	245	252	258
Annual Energy	GWh	1,095	1,124	1,137	1,149	1,139
Plant Factor	%	53	52	51	50	48
Construction Cost	M.US$	379.6	384.2	387.7	392.5	396.9
Annual Cost	M.US$	41.8	42.3	42.6	43.2	43.7
Annual Benefit	M.US$	51.9	53.7	54.9	56.0	56.7
Unit Energy Cost	$/MWh	38.1	37.6	37.5	37.6	38.3
B-C	M.US$	10.1	11.5	12.3	12.9	13.1
B/C	-	1.24	1.27	1.29	1.30	1.30
Const.Cost/kW	M.US$	1,606	1,552	1,512	1,482	1,452
Selected Case	-			*		

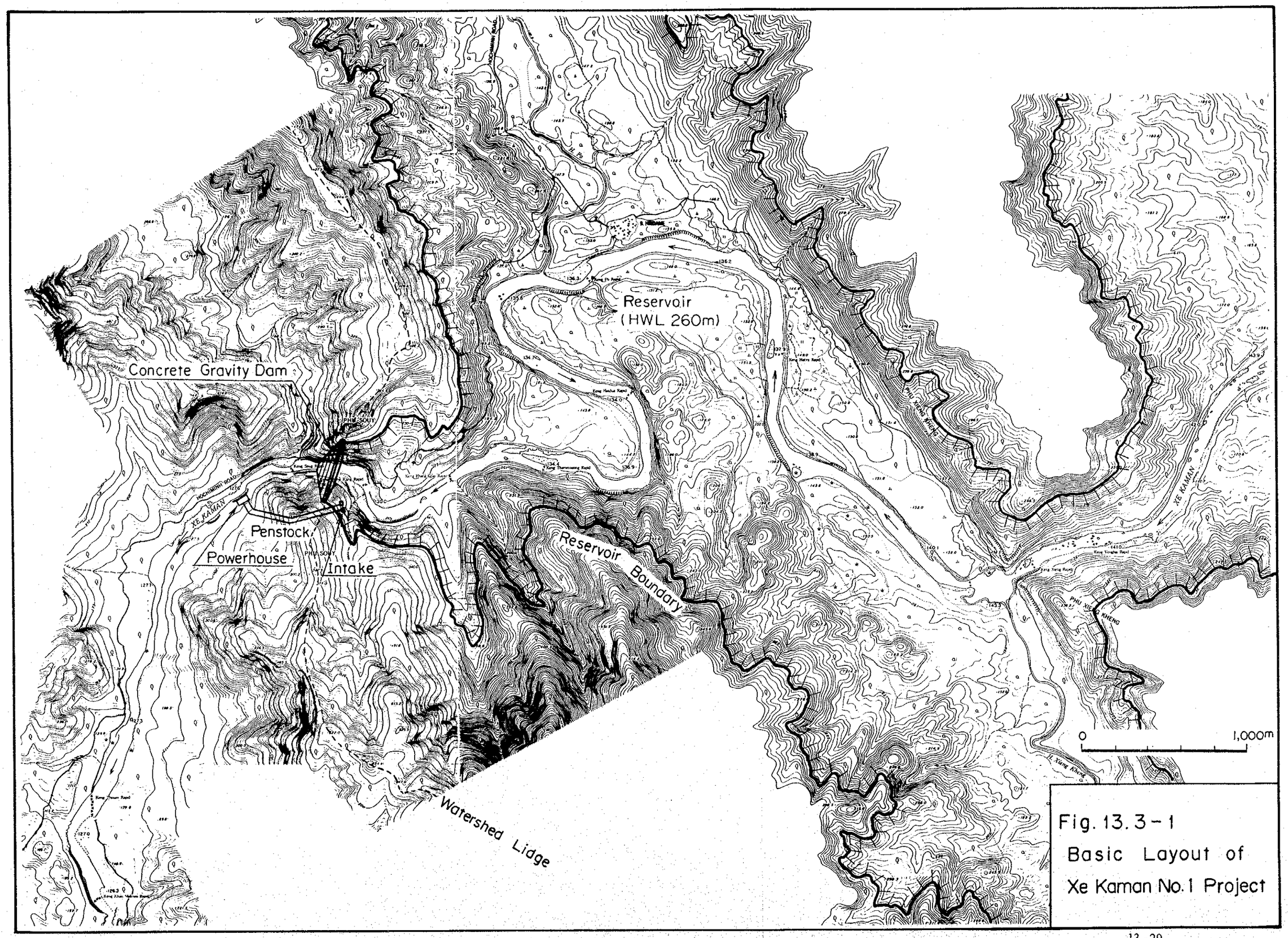
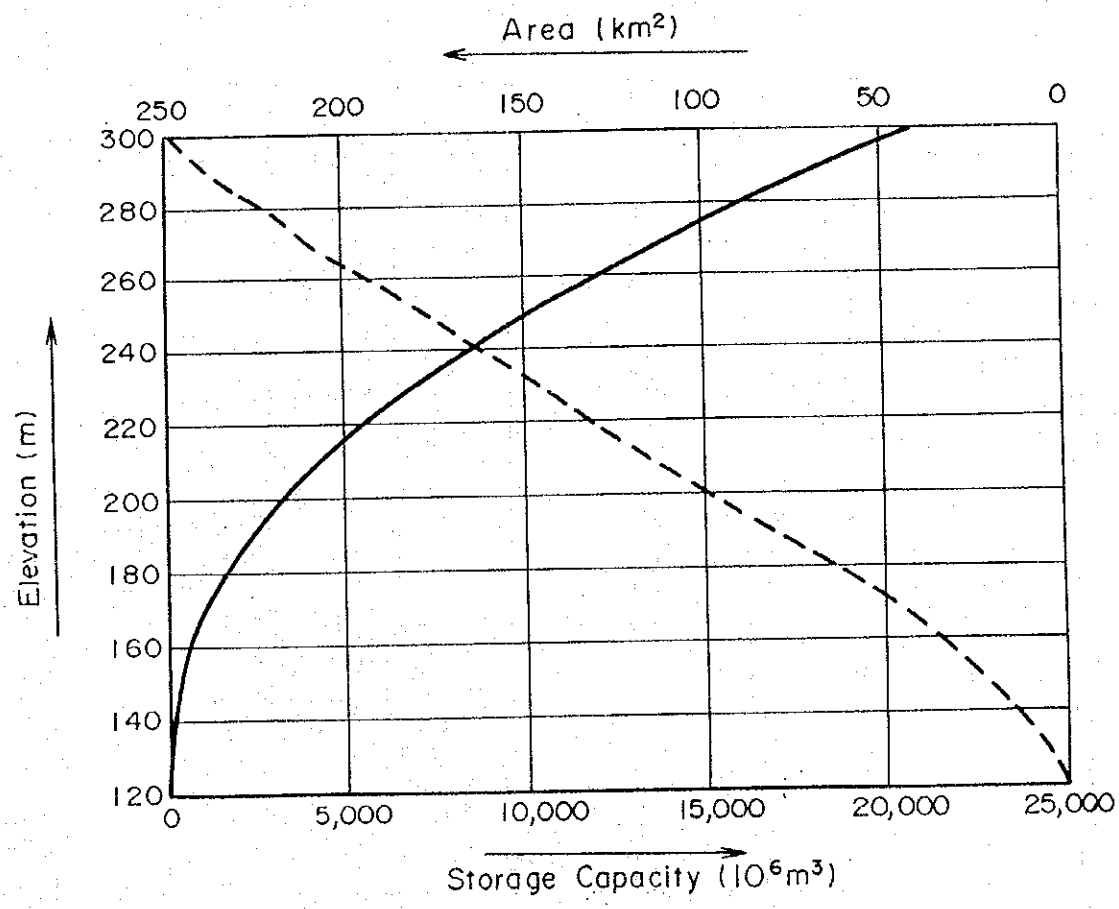


Fig. 13.3-1
Basic Layout of
Xe Kaman No.1 Project

Fig. 13.3-2 Area and Storage Capacity Curve of Xe Kaman No. 1 Reservoir



Elevation (m)	* Area (km^2)	Storage Capacity (10^6 m^3)
300	248.3	20,905
290	236.9	18,500
280	221.5	16,208
270	209.5	14,074
260	193.2	12,061
250	176.9	10,195
240	163.9	8,490
230	145.7	6,916
220	132.8	5,523
200	99.0	3,205
180	64.0	1,575
160	33.9	596
140	11.6	141
120	0	0

* measured using 1/50,000 scale topographic maps

Fig. 13.3 – 3 Mass-curves at Xe Kaman No.1 Dam Site

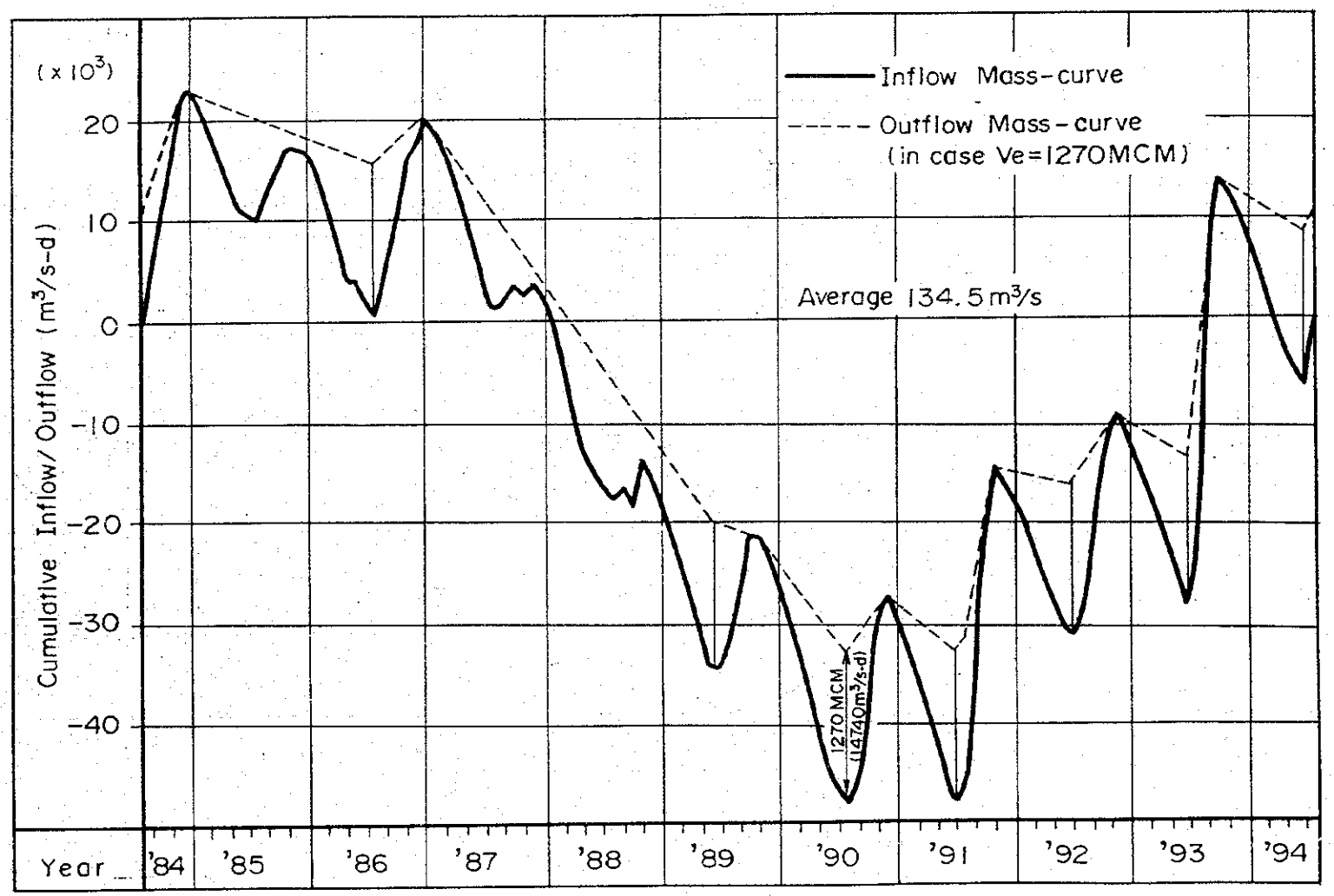
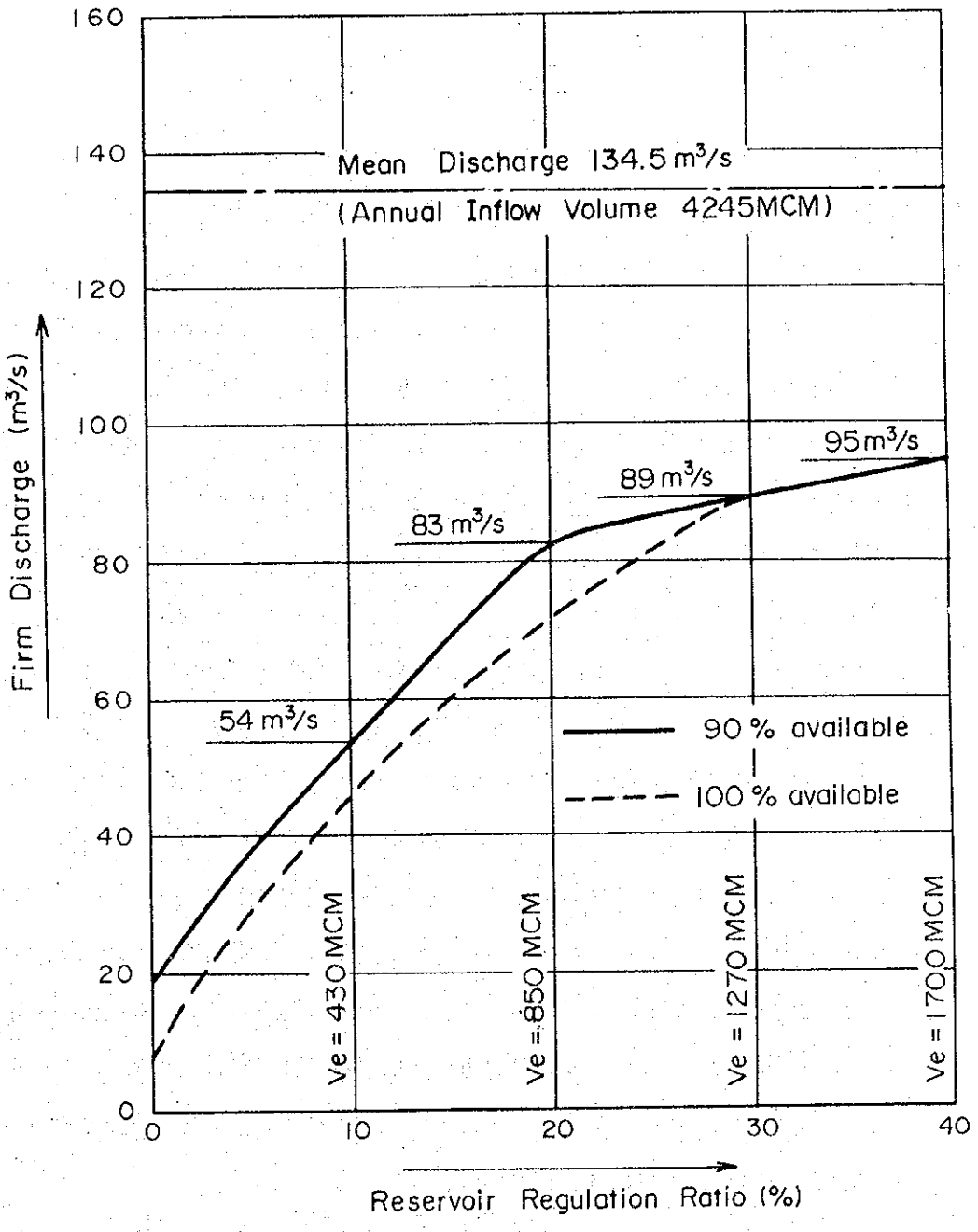


Fig. 13.3-4 Firm Discharges provided by Xe Kaman No. 1 Reservoir



Note) This figure is based on the mass-curve calculation for 10 years period with carry-over reservoir operation rule.

13.4 Xe Namnoy 計画

Xe Namnoy 川では、中流部の河床標高約700mから200mの区間が急流を成しており、この間の落差約500mを利用する発電計画が可能である。開発計画インベントリーの Xe Namnoy計画は、この落差を Xe Namnoy中流計画と Xe Namnoy下流計画の2段階で開発する計画案として立案されている。本章でもこの開発スキームを前提として最適開発計画の検討を行う。

13.4.1 基本レイアウトの選定 (Fig.13.4-1, 2, 3 および 4)

(1) Xe Namnoy 中流計画のレイアウトの選定 (Fig.13.4-1, 2 および 3)

(1.1) ダムサイトの選定 (Fig.13.4-1)

第7章の開発計画インベントリーの検討で選定された Xe Namnoy中流計画のダムサイトは、Xe Namnoy川が中流部の急流区間にさしかかる地点の上流に位置している。この地点の河床標高は約720m、流域面積は531km²である。この地点の上流はBolaven高原上のなだらかな地形をなす地域を流れており、河川勾配が緩く、流量の季節的な変化を調整できる容量をもつ貯水池を設けることが可能である。

新しく作成された1/10,000の地形図を用いて、ダムサイト案のレビューを行った。この結果、インベントリー計画案の貯水池満水位 (HWL) 760mを前提とすれば、谷幅や左右岸の標高等の地形条件と取水口および水路のレイアウトから見て、1/50,000地形図で選定したダムサイト付近が最も適していることが確認された。

ダムサイト付近は主として砂岩、礫岩等の堆積岩から成り、河床付近は堅硬な砂岩の露頭が見られるが、河床付近から左岸側では堆積岩の上に透水性の高い玄武岩溶岩が分布している。このため、ダムの建設に当たって基礎岩盤および貯水池の保水性が問題となる。これについては、これまでの地質調査の結果、玄武岩の分布範囲は Xe Namnoy川の左岸側の平坦部付近だけに限定され、ダム軸断面でのグラウトによって処理できるとの見通しが得られている。この他にはダムの建設に支障を来すような大きな問題点は指摘されていない。

以上のことを考慮した上で、ダム体積を極力小さくする観点から Fig.13.4-1 に示すダムのレイアウトを選定した。 このほか、ダム軸の代替案として、Fig.13.4-1 に破線でしめした下流ダム軸案が考えられるが、これについては、地質調査の結果から玄武岩溶岩の分布範囲が広くこの処理の面で不利になる判断されるこ

とに加え、Ban Latsasin の集落の殆どが水没することになることから採用しない。

(1.2) ダム形式の選定

ダム形式については、地形的には谷幅が広くロックフィルダムが適していると考えられる。1/10,000地形図によれば、HWL 760mの場合で堤高55m，堤頂長740mのダムになる。ロックフィルダムを採用する場合には、築堤材料の確保が問題となるが、ダムサイト周辺の地質状況とダムの規模から見て、粘土コアタイプの遮水壁を採用する場合のコア材料も確保可能と考えられる。遮水方式については、選定された最適開発規模に対して14章の主要構造物の予備設計の中で再度検討を行うが、本章での最適規模の検討の段階では中央粘土コア遮水壁型のロックフィルダムを選定しておく。

(1.3) 水路および発電所のレイアウトの選定 (Fig.13.4-1)

導水路、水圧管路、発電所が設置可能で、かつできるだけ効率的に落差が得られることを条件として、1/10,000地形図を用いて水路構造物および発電所のレイアウトを検討した。この結果、水路ルートの地形および河川勾配の状況から、ダムサイト上流右岸の沢部に取水口、Xe Namnoy川の河床標高約265m地点の右岸に発電所を設け、これらを水路で結ぶ、Fig.13.4-1 に示すレイアウトを選定した。Xe Namnoy下流計画との関係からこの他に有力な代替案はなく、最適規模の検討の段階ではこの案を基本として各ケースの比較検討を行う。

(1.4) 隣接河川からの取水計画のレイアウト (Fig.13.4-2 および 3)

開発計画インベントリーの Xe Namnoy中流計画は、西側に隣接する Xe Pian川の流域から取水する計画となっている。ここでは、1/10,000地形図を用いてこの取水計画のレイアウトの検討を行った。この結果、基本的には開発計画インベントリーのときと同じく、Xe Pian川の本流と支流 Houay Liang川の 2 ヶ所に取水堰を設け、開水路で Xe Namnoy中流計画の貯水池まで導水する、Fig.13.4-2に示すルートとなる。この他に有力な代替案はなく、最適規模の検討の段階では、これを基本として各ケースの比較検討を行う。

なお、ダム地点下流で Xe Namnoy 川に合流する Houay Makchan川から Houay

Liang川を経由して取水する案についても検討を行った。この結果、Fig.13.4-3に示すように、河床標高と周辺の地形の関係から、かなり大規模な開水路の開削が必要であり、周辺地域の土地利用や環境への影響を考慮して、Houay Makchan川からの取水は行わない計画とする。

(2) Xe Namnoy 下流計画のレイアウトの選定 (Fig.13.4-4)

第7章の開発計画インベントリーの検討で選定されたXe Namnoy下流計画は、Xe Namnoy川中流部の急流区間のうち、Xe Namnoy中流発電所地点から下流の落差を利用する計画となる。下流計画地点では地形的に大規模な貯水池を設けることは難しく、調整池式の発電計画となる。しかし、下流計画のダムサイトでの流域面積は Xe Pian川の間接流域223km²を含めて1,475km²であり、その内の約50%が中流計画の流域面積754km²（Xe Pian川流域を含む）で占められるため、流入量の50%以上が中流計画の貯水池で調整された流量であり、大規模な貯水池を設けることなく安定した発電を行うことが可能である。

以上の特性を考慮して、Xe Namnoy下流計画のレイアウトを検討する。

(2.1) ダムサイトの選定

Xe Namnoy下流計画のダムサイトは、インベントリーの検討で提案されているように、Xe Namnoy中流計画の発電所地点の下流約1km地点に流入している支流Houay Katak Tok川からの流入量を利用するために、この合流点の下流に設けることになる。この条件で1/10,000地形図を用いて検討した結果、Fig.13.4-4 に示すように、地形的にダム規模が最も小さくできる河床標高約245mの地点が選定される。この場合、Xe Namnoy中流計画の発電所地点との間に日間の流量調整が可能な容量を持つ調整池を設けることが可能である。

ダムタイプについては、ダム規模と洪水量の関係からコンクリート重力タイプが選定される。

(2.2) 水路および発電所レイアウトの選定

Xe Namnoy下流計画の水路および発電所のレイアウトについては、上記のダムサイトの下流の急流区間を利用して、最も効率的に落差が得られるように選定される。

1/10,000地形図を用いて検討した結果、Fig.13.4-4 に示すように、Xe Namnoy川の河床標高１８０ｍ地点付近の左岸側に発電所を設け、ダム地点左岸の取水口からXe Namnoy川の右岸側を導水路トンネルで導水するレイアウトが選定される。

13.4.2 基本条件の設定

(1) 貯水池運用条件

(1.1) Xe Namnoy 中流計画

a）貯水池運用基準

貯水池式発電計画である Xe Namnoy中流計画に関しては、13.1で述べたように、キャリーオーバー運用を適用する。

b）有効貯水容量

13.4.1で選定された Xe Namnoy中流計画のダム地点に於ける貯水池容量曲線を、Fig.13.4-5 に示す。1/10,000地形図による貯水池容量は、開発計画インベントリーの検討に用いた1/50,000地形図による貯水池容量よりも若干小さくなっている。この貯水容量曲線を用いると、ダム地点の平均年間流入量761MCM（Xe Pian川からの取水分を除く）に対してHWL 760mでの総貯水容量は 237MCMとなる。これに堆砂容量23MCMと取水口設置のための水深を確保すれば、HWL 760mの場合、確保可能な有効貯水容量（調整率）は年間流入量の20%程度が限度となる。Xe Pian川からの流入量を含めた貯水池流入量に対する調整率はさらに小さくなる。

一方、Xe Namnoy中流計画はダム水路式の発電計画であり、ダムによって得られる落差は総落差約475mのうちの約40mに過ぎない。したがって、発電能力にする貯水池水位の低下の影響は小さい。

以上のことから、次に述べる保証流量の条件も考慮して、Xe Namnoy中流計画の検討では、各検討ケースについて物理的に確保可能な最大の有効貯水容量を設定する。

c）保証流量

10年間の流量データを用いて作成した直接流域からの流入量のマスカーブをFig.13.4-6 に示す。このマスカーブを使用して、キャリーオーバー運用の条件

求めた有効貯水容量と保証流量の関係を Fig.13.4-7 に示す。この結果、有効貯水容量が年間流入量の30%に当たる約230MCMまでは保証流量が確実に増加する。有効貯水容量の検討では、それぞれのケースでの保証流量を適用して最大使用水量を設定する。

d）河川維持流量

ダム水路式の開発計画であるXe Namnoy中流計画地点については、ダム地点から発電所地点までの約20kmの減水区間が生じる。したがって、この区間の河川流量を補給する必要がある。ここでは、13.1で述べた基準を適用して設定される放流量1.0 m^3/s を、ダムに設ける放流バルブから直接下流へ放流する方法を採用する。この放流量は上記の保証流量の一部によって賄われる。

上記の放流量は小さいが、ダム地点のすぐ下流にある集落の Ban Latsasin では、Xe Namnoy 川本流からの取水等の河川利用は殆ど行われておらず、僅かに衣類の洗濯や水浴での利用がある程度であり、問題はないと思われる。また、ダム地点下流約5kmで支流のHouay Makchan 川が流入しており、この地点より下流では、流量が補給される。

一方、Xe Pian川の取水堰下流への維持流量については、同様な基準に従えば1 m^3/s程度の放流が必要になる。しかし、取水堰の下流には殆ど民家がないことから、ここでは、河川維持流量は設定しない条件で検討する。この問題については、自然環境への影響への配慮も必要であり、次の段階の調査で再度検討される必要がある。

(1.2) Xe Namnoy 下流計画

a）貯水池運用基準

Xe Namnoy下流計画は、その地点特性から調整池式の発電計画となる。したがって、貯水池の年間運用は行わず、ここでは日流入量を調整する運用を適用する。

b）有効貯水容量

日間調整に必要な有効容量を設定する。

13.4.1で選定された Xe Namnoy下流計画のダム地点について、1/10,000地形図で計測した貯水池容量曲線を Fig.13.4-8 に示す。

c）流入量データ

Xe Namnoy下流計画地点の流入量は、中流計画の発電放流量、ダム放流管および洪水吐放流量と、中流計画ダム地点およびHouay Katak Tok計画ダム地点の下流の残流域流量の合計からなる。なおここでは、Houay Katak Tok計画のダム流入量はすべて Se Kong川本流に直接放流されるものとする。

したがって、下流計画のダム地点流入量は、第9章で推定された上記の残流域自然流量と、中流計画の運用計算の結果を用いて計算される。

d）保証流量

Xe Namnoy下流計画の保証流量は、上記の流入量データに基づいて計算される最渇水月の平均流量を適用する。

e）河川維持流量

ダム水路式の開発計画であるXe Namnoy下流計画については、ダム地点から発電所地点までの約4kmの減水区間が生じる。したがって、この区間の河川流量を補給する必要がある。しかし、この区間では河川の利用が行われていないため、ここでは河川維持流量を放流しない計画として検討する。

(2) 発電運用条件

(2.1) Xe Namnoy 中流計画の発電運用条件

a）等価ピーク継続時間

等価ピーク継続時間については、13.1で述べたように8時間を基本として検討を行う。

b）河川維持流量

Xe Namnoy中流計画の河川維持流量については、(1.1)で設定した放流量1.0 m^3/s をダムに設ける放流バルブから直接下流へ放流される。この放流量は保証流量の一部によって賄われる。

c）最大使用水量

発電の最大使用水量(Qmax)は、貯水池運用計算で求められた保証流量(Qf)および上記の河川維持量の条件を適用して、各検討ケース毎に下式によって設定する。

$$Qmax = (Qf - 1.0) * 24 / 8 \quad (m^3/s)$$

d）発電機器のユニット構成

Xe Namnoy中流計画では減水区間のための河川維持放流量はダムに設ける放流バルブから直接下流へ放流される。また、発電使用水量は Xe Namnoy下流計画の調整池へ直接放流されるため、発電所下流での河川利用に対する発電運用上の制約はない。したがって、発電ユニットに関する発電放流条件の制約は特になく、上記の最大使用水量に対して13.1で設定した条件を適用して発電機のユニット構成を設定する。

(2.2) Xe Namnoy 下流計画

a）等価ピーク継続時間

Xe Namnoy下流計画は日間調整式の発電計画であることから、ピーク供給力として位置付け、経済性の評価に当たっては、最大使用水量と保証流量の比率によって各ケース毎に等価ピーク継続時間を設定して便益の算定を行う。

b）河川維持流量

発電所地点から Se Kong 川本流との合流点までの約20km区間の流量がオフピークの発電停止時に減少することになる。この区間の両岸にも大きな集落はなく、河川利用は殆ど行われていない状況であり、さらに、一部を除いて河川勾配は緩く川幅も広いため、継続的な放流を行わなくても大きな影響はないと判断される。

このため、ここでは、オフピーク時の部分負荷運転による下流放流も行わないものとして検討する。この問題については、次の段階の調査で再度検討される必要がある。

c）最大使用水量

Xe Namnoy下流計画の場合、発電の最大使用水量(Qmax)は、保証流量とピーク継続時間の関係によらず、比較検討を行って最適な最大使用水量を設定する。

d）発電機器のユニット構成

Xe Namnoy下流計画では減水区間のための河川維持放流量は設定されず、また、発電放流に対する運用制約もない。したがって、各ケースの最大使用水量に対して13.1で設定した条件を適用して発電機のユニット構成を設定する。

(3) 建設費の算定条件

a）アクセス道路

Xe Namnoy中流および下流計画の工事用道路については、8.5で述べたように、中流計画ダム地点下流のBan Latsasin地点までは、部分的な道路補修等は必要であるが、一応車両の通行が可能な道路が整備されている。したがって、Ban Latsasin地点から中流計画および下流計画の主要構造物の建設地点に通じる合計約57km区間で道路新設41kmと既設地方道路の全面改修16kmが必要となる。

中流計画の発電所地点と下流計画の各構造物地点は隣接していることから、最適規模の検討の段階では、中流計画の工事費に、上記の57km区間の工事用アクセス道路の工事費を計上する。なお、各ケースについて一律の工事費を計上する。

b）補償費

本調査の中で実施した補償調査の結果をもとに算定したXe Namnoy中流計画についてのHWL毎の補償費を下記に示す。

HWL (m)	補償費 (M.US$)
740	0.9
760	1.5
780	1.8

Xe Namnoy中流計画の補償費については、上記のHWLのうち、各検討ケースのHWLに最も近いHWLでの補償費の金額を計上する。

また、Xe Namnoy下流計画については、補償対象物件が特にないことから、補償費は計上しない。

13.4.3 最適開発規模の選定

13.4.1で選定された基本レイアウトと、13.4.2で設定した基本条件にしたがって、Xe Namnoy中流計画およびXe Namnoy下流計画の規模検討を行う。

(1) Xe Namnoy 中流計画の貯水池満水位の検討

Xe Namnoy中流計画では、ダム地点とその上流域の地形特性と流入量の季節変化が大きいという特性から、貯水池の有効容量を十分確保できるかどうかが問題となる。13.4.2で述べたように、Xe Namnoy 中流計画はダム水路式であり利用水深の総落差に対する比率が小さく、また、総貯水容量も比較的小さいことから、HWLの各ケースで物理的に確保可能な最大の有効貯水容量を設定する。（したがって、有効貯水容量をパラメータとする検討は省略される。）

上記の条件で、Xe Pian川からの取水を行わない場合と行う場合（最大取水量15m³/sのケース）のそれぞれについて、貯水池満水位（HWL）750、755、760、765、770mの各ケースで比較検討を行った。なお、Xe Pian取水を行う場合には、Xe Pian 川取水地点付近の標高の関係から、Xe Namnoy中流計画の貯水池水位は765mが限界となる。

この結果、Table 13.4-1 (1/2) に示すように、Xe Pian取水なしのケースでは、HWL 760でkWh当たり発電コストとB／Cが最適となった。一方、Xe Pian取水ありのケースでは、kWh当たり発電コストでは Table 13.4-1 (2/2) に示すようにHWL 760案が最適となるが、B／C、B－Cについては貯水池容量を大きくできるHWL 765案の方が良い結果となった。また、Xe Pilan取水なしの最適ケースのB／C，B－CよりもXe Pian取水ありの HWL 765案のB／C，B－Cの方が良い結果となった。

Xe Namnoy 中流計画については、kWh当たり発電コストのレベルが Se Kong No.4計画および Xe Kaman No.1計画に比較してかなり低く、約0.03$/kWhのレベルとなっている。したがって、ここではB／CとB－Cを優先することとし、Xe Pian取水ありのケースで貯水池水位765mを最適開発規模として選定する。

(2) Xe Pian 川からの最大取水量の検討

上記の検討に加えて、HWL 765の場合について最大取水量10、15、20、25㎥/sのそれぞれの場合を比較した。この結果、Table 13.4-2 に示すように、15、20、25㎥/s の3ケースの経済性の差は殆どないが、ここではB／Cで僅かに有利な最大取水量20㎥/sの案を採用する。

なお、Xe Pian 川の流量データの信頼性は低く、さらに、流れ込み式の取水であるため日単位流量での計算が必要であるが、ここでは10年間の日単位流量がないため月平均流量を用いて検討している。（本検討では2年間の日単位流量データから求めた取水量と月平均流量の関係を用いて補正を行っている。）

(3) Xe Namnoy 下流計画の開発規模の検討

Xe Namnoy下流計画については、中流計画の検討結果に基づいて、以下の条件を設定して検討を行った。

a）ダム地点流入量

上記の(2)で選定された Xe Namnoy中流計画案の貯水池運用を行った場合の条件で算定した流入量を用いる。

b）保証流量

上記の流入量データに基づいて計算された、最渇水月の平均流入量24㎥/sを保証流量とする。

c）調整池有効容量

調整池の有効容量は上記の保証流量を日間調整できる容量に余裕をみて2.0MCM（一定）とする。

(3.1) 調整池満水位の検討

上記の条件で、ピーク継続時間6時間のケースについて、有効貯水容量を一定として、HWL 265、270、275、280mの各ケースについて比較検討を行った。この結果、下流案単独で評価した場合には Table 13.4-3 に示すように、HWL 270mの

ケースでkWh当たり発電コストとB／Cが最適となる。

さらに、中流計画と併せて両発電計画を総合評価した結果、Table 13.4-4 に示すように、HWL 265mと270mの両ケースがほぼ同等の経済性となった。ここでは、B／Cが僅かに有利で発電量の大きいHWL 270m案を採用する。

なお、中流計画の放水位は下流計画の満水位に合わせて変化させている。ただし、中流計画の発電所地点の河床標高から中流計画の放水位は270mを下限としている。

(3.2) 最大使用水量の検討

調整池満水位270mのケースについて、最大使用水量が保証流量24㎥/sに対して、それぞれ2.4倍、3倍、4倍、5倍、6倍のケースについて検討した。この場合の経済性評価に当たっての便益算定には、それぞれのケースに対応するピーク継続時間（それぞれ10、8、6、4.8、4時間）を用いている。

この結果、Table 13.4-5 に示すように、最大使用水量が保証流量の5倍（4.8時間ピーク）のケースでB／Cが最大となるが、kWh当たり発電コストが高くなる。また、kWh当たり発電コストは保証流量の3倍（8時間ピーク）のケースで最適となるが、B／Cが1.0を下回る。以上によりここではkWh当たり発電コストの小さいピーク時間6時間のケースを採用する。

(4) Xe Namnoy 計画の最適開発規模

上記の検討の結果、Xe Namnoy中流計画および Xe Namnoy下流計画の最適開発規模は、それぞれ以下に示す計画案となった。

	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	24.0	㎥/s
河川維持放流量	1.0	㎥/s	-	㎥/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