

### (3) 開発優先度評価

JN3, JN5, JS6 の 3 地点を対象として、開発優先度の評価を実施した。

評価にあたっては、

- ・ 環境面の影響評価（社会／自然環境）
- ・ 建設工事費（発電所建設費／送電線建設費）

の 2 項目を評価項目とし、それぞれの項目毎に順位を付けた後に総合的な順位を決めた。

なお、社会環境影響については、移転等補償費として建設工事費に含めたため、項目毎の順位付けは行わない。

また、系統安定に対する貢献度は評価項目の 1 つと考えられるが、各計画とも 500kV 新設送電線により 500kV 変電所直結する計画であることから、系統安定に対する貢献度に差はない。従って、評価は新設する送電線の建設費で代替することとし、建設工事費の評価に含めた。

また、環境面の影響評価は、次の条件に基づいて評価した。

#### i) 社会環境

社会環境への影響については定量的に評価することもできる場合がある。今回定量的な評価を試みたが、下記にはおおよその数字を示してあり、さらに詳細な調査が必要であることを喚起しておく。

今回は直接的な影響を受ける人々だけを対象とした。影響には移転、土地収用（例えば田圃の収用）、その他（例えば移住者による社会不安）が含まれる。また、JN5 地点で直接影響を受ける村落の 1 つは Hoa Binh ダム建設時に現在の場所に移転してきたことを勘案しなければならない。これは当該村民の「心情」と密接に関係するので慎重に扱う必要がある。

今回は時間的制限から二次的な影響を受ける人々を対象とした調査をほとんどしていないので、そのような人々は評価対象となっていない。次のステージ（例えば F/S）では二次的影響を受ける人々も対象とした詳細調査も実施する必要がある。

#### ii) 自然環境

自然環境への影響を定量的に評価することは難しい。詳細で包括的な調査を実施した上で、定量評価ができる場合がある。しかし、そのような調査には少なくとも 1 年以上（数年）必要であり、しかも定量的な評価ができるようなデータが収集できない場合もある。

今回の場合、時間が制限され、情報を十分に収集することができなかった。そのため、影響の大きさを定量的に評価することは不適切である。今回は各地点の直接的な影響を他の地点と比較しながら記述することにとどめた。

総合評価結果を取りまとめて、表 4-2-13 に示す。

表 4-2-13 揚水優先開発候補地点の総合評価

評価項目		Phu Yen East (JN3)	Phu Yen West (JN5)	Bac Ai (JS6)
環境面	社会環境	直接影響を受ける世帯数：74 戸 (385 人)	直接影響を受ける世帯数：約 300 戸 (1,700 人)	直接影響を受ける世帯数：63 戸 (330 人)
	自然環境	自然環境に対する直接的な影響は限定的なものである。 Mua 川の一支流が下部ダムによって大きな影響を受けるが、流域が小さいので影響は限定的なものであると考えられる。上部貯水池は農業地に予定されている。	水系生態系に対する直接的な影響は甚大である可能性がある。 下部ダムが Sap 川の水系生態系に影響を与える。同川の流域は大きいいため、その影響は甚大である可能性がある。	水系生態系に対する直接的な影響は甚大である。 Cai 川にはまだダムがなく、下部ダムは同川を分断することになるので水系生態系に甚大な影響を及ぼす。陸上生態系への直接的な影響は限定的であると考えられるが、同地域が世界的に重要な地域の一部であることを認識する必要がある。
建設事業費	発電所建設費	US\$ 630 / kW	US\$ 700 / kW	US\$ 660 / kW
	送電線建設費	US \$ 40 mln.	US\$ 45 mln.	US\$ 50 mln.
	距離	70 km	80 km	90 km
自然環境優先順位		①	②	③
経済性優先順位		①	③	②
総合評価		①	②	②

注) 環境評価に関する補足事項：JN3：影響を受ける村落は Thung Land と Manh 村。Lan 村も影響を受ける可能性があるが、今回の調査では情報が収集できなかったため除外した。

JN5：影響を受ける村落は Keo Lan、Xa、Na Nay および Phiang Luong 村。

JS6：影響を受ける村落は Ta Lot 村。

### 4.3 優先揚水発電開発施設の概念設計

前項 4.2.6 で選定された優先揚水発電所開発候補地点のうち、最も開発優先度の高い Phu Yen East 地点について、1/50,000 地形図に基づき最適開発規模の検討、設備概念設計を行い、概算事業費を算出する。また、作業は 1/50,000 地形図に基づき実施する。

なお、その他の優先開発候補地点である Phu Yen West, Bac Ai 地点については、Phu Yen East 地点に準じて、設備出力を 1,050MW として施設概念設計を行い、概算工事費を算出する。

#### 4.3.1 最適開発規模の検討

最も開発優先度の高い Phu Yen East 地点について、概念設計のベースとなる最適開発規模の検討を行った。

##### (1) 最適開発規模の評価手法

Phu Yen East 地点の最適開発規模の評価は、ガスタービン(GT)火力を代替電源とした経済計算 (B/C 手法) により行った。

B/C 手法は、揚水水力発電所開発に要する総費用を Cost (C)と、代替電源のガスタービン火力発電所を開発した場合に要する総費用を Benefit (B)として、その比率 (B/C)を経済的な指標とするものである。今回の Cost 及び Benefit 算出には、下記の式を適用した。

$$C = C1 + C2$$

$$= I_p \times a_p + P_p \times H \times F_p / \eta_p$$

ここに、C1 ; 揚水発電所の発電経費

C2 ; 揚水動力費

$I_p$  ; 揚水発電所の kW 当たり建設単価

$a_p$  ; 年経費率

$P_p$  ; 最大出力

H ; 年間等価ピーク運転継続時間 (800hr)

$F_p$  ; 揚水動力に要す燃料単価 (石炭, 一般水力)

$\eta_p$  ; 揚水発電総合効率 (70%)

$$B = B1 + B2$$

$$= Y_A \times I_A \times a_A + P_p \times H \times F_A$$

ここに、B1 ; 代替電源の kW 価値

B2 ; 代替電源の kWh 価値

$Y_A$  ; 有効出力 (設備出力 - 潜在出力)

- $I_A$  ; 代替電源の kW 当たり建設単価  
 $a_A$  ; 代替電源の年経費率  
 $H$  ; 等価ピーク運転継続時間 (800hr)  
 $F_A$  ; 代替電源の燃料単価

## (2) 潜在出力

揚水発電所の日運用は、ピーク運転時間や揚水動力に使用するオフピーク時の発電能力の影響を受け、常時最大出力で稼働出来るとは限らない。従って、設備出力に余裕があっても限界日量不足の場合は、最大出力で運転したのでは需給上必要な運転時間を満足させることが出来ず、部分負荷運転を行うことになる。一般に、この場合の出力低下を潜在出力と呼び、この潜在出力を考慮して経済性の比較検討を実施する必要がある。

潜在出力は、系統運用上に必要なピーク継続時間ならびに池時間（最大出力で継続して運転できる時間）に大きく依存する。したがって、6.2.4 で詳述する運用シミュレーションにより求めた、系統運用上必要なピーク継続時間 7 時間を用いて、以下の式により有効出力を算出する。

$$Y_A = P_p \times h / (\text{ピーク継続時間} = 7 \text{ hr}) \quad (h < 7 \text{ hr})$$

$$= P_p \quad (h \geq 7 \text{ hr})$$

ここに、 $Y_A$  ; 有効出力（設備出力－潜在出力）

$P_p$  ; 最大出力

$h$  ; 池時間 (6, 7, 8 hr)

## (3) 入力条件

最適開発規模の経済比較にあたっては、固定費として金利、減価償却費および O&M コスト、可変費としては燃料費(2020 年価格)を使用した。また、燃料費の算定に当たっては、代替電源のガスタービン火力発電所、揚水動力として使用する石炭火力発電所の利用率毎の熱効率を考慮した。検討に使用した設定条件を表 4-3-1 に示す。

表 4-3-1 設定条件

電源	建設単価	耐用年数	O&M 年経費率	燃料費	
				水力 0 ¢ /kWh	石炭 2.1 ¢ /kWh
揚水	650US\$/kW	40	1.0%		
ガスタービン	400US\$/kW	20	5.0%	3.9 ¢ /kWh	
石炭	938US\$/kW	30	3.5%	1.5 ¢ /kWh	

## (4) 検討ケースと解析結果

## a. 開発規模の検討ケースと建設コスト

揚水発電所の規模決定は、特に設備出力と池時間が重要なファクターとなることから、設備出力および池時間をパラメータとして、表 4-3-2 に示す 12 ケースの検討を行った。

表 4-3-2 最適規模の比較検討ケース (Phu Yen East)

Max. Capacity (MW)	Operation Hour (hr)	Active Storage (1,000m <sup>3</sup> )	Effective Head (m)	Turbine Discharge (m <sup>3</sup> /s)	Upper Dam		Lower Dam		Underground Structure		
					HWL LWL (El. m)	Height (m)	HWL LWL (El. m)	Height (m)	Tunnel Dia. (m)	Penstock Dia. (m)	Power Station (m, m <sup>3</sup> )
750 (250*3)	6	3,700	563	168	880 867	13.0	274 270	72.0	5.8	4.7	B=21 H=44 L=125m V=116,000
	7	4,300	563	168	880 863	17.0	275 270	73.0			
	8	4,900	563	168	880 860	20.0	275.5 270	73.5			
900 (300*3)	6	4,400	561	203	880 860	20.0	275 270	73.0	6.4	5.1	B=25 H=47 L=140m V=116,000
	7	5,200	561	203	880 858	22.0	275.5 270	73.5			
	8	5,900	561	203	880 856	24.0	276 270	74.0			
1,050 (350*3)	6	5,200	560	237	880 858	22.0	275.5 270	73.5	6.9	5.5	B=27 H=50 L=155m V=147,000
	7	6,000	560	237	880 856	24.0	276 270	74.0			
	8	6,900	560	237	880 850	30.0	277 270	75.0			
1,200 (400*3)	6	5,900	559	271	880 856	24.0	276 270	74.0	7.3	5.9	B=30 H=51 L=170m V=182,000
	7	6,900	559	271	880 850	30.0	277 270	75.0			
	8 <sup>)</sup>	7,800	559	271	880 840	40.0	278 270	76.0			

\* ) 1,200MW, 8hr のケースは、地形条件より、上ダムの有効貯水量が確保出来ない。

各検討ケースの kW 当たりの建設コストを表 4-3-3, 図 4-3-1 に示す。

kW 当たりの建設コストは、582US\$から 742US\$の間を変化し、スケールメリットにより開発規模が大きくなれば小さくなる。また、池時間による差は開発規模によらず、5～25US\$と小さい。

表 4-3-3 kW 当たりの建設コスト検討結果

Operating hr	6hr				7hr				8hr		
	750	900	1,050	1,200	750	900	1,050	1,200	750	900	1,050
Total project cost (×10 <sup>6</sup> US\$)	534.7	591.7	642.8	698.8	553.8	602.0	656.3	721.9	556.2	614.1	676.8
Construction unit cost (US\$/kW)	713	657	612	582	738	669	625	602	742	682	645

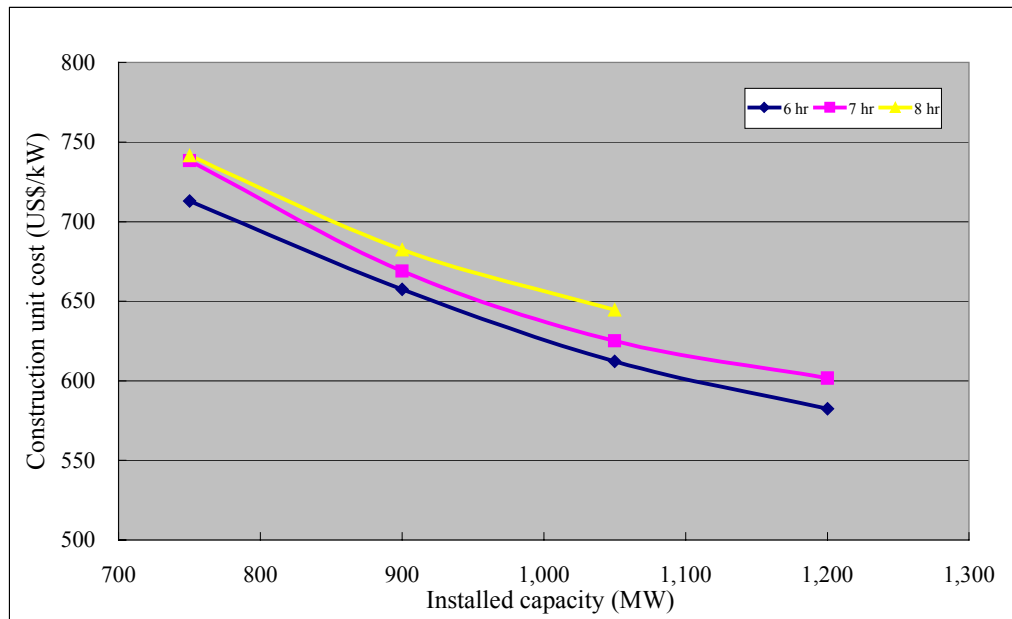


図 4-3-1 設備出力と kW 当たりの建設単価の関係

#### b. 最適開発規模の検討結果

各検討ケースにおける B/C および B-C を表 4-3-4, 図 4-3-2 に示す。

また、経済性の比較は、揚水原資を石炭と一般水力の 2 通りについて行ったが、当然のことながら、燃料費の高い石炭の方が B/C の値は小さくなっている。

表 4-3-4 最適開発規模の検討結果

(mil. US\$)

Operating hr	Output (MW)	6hr				7hr				8hr		
		750	900	1,050	1,200	750	900	1,050	1,200	750	900	1,050
	Effective Output (MW)	645	770	900	1,030	750	900	1,050	1,200	750	900	1,050
Coal	Benefit (B)	66.4	79.7	93.0	106.3	73.6	88.4	103.1	117.8	73.6	88.4	103.1
	Cost (C)	72.1	81.0	89.2	98.0	74.2	82.2	90.8	100.7	74.5	83.5	93.1
	B/C	0.92	0.98	1.04	1.08	0.99	1.08	1.14	1.17	0.99	1.06	1.11
	B-C	-5.7	-1.3	3.8	8.3	-0.6	6.2	12.3	17.1	-0.9	4.9	10.0
Hydro	Benefit (B)	66.4	79.7	93.0	106.3	73.6	88.4	103.1	117.8	73.6	88.4	103.1
	Cost (C)	59.3	65.6	71.2	77.4	61.4	66.7	72.8	80.1	61.7	68.0	75.1
	B/C	1.12	1.21	1.31	1.37	1.20	1.33	1.42	1.47	1.19	1.30	1.37
	B-C	7.1	14.1	21.8	28.9	12.2	21.7	30.3	37.7	11.9	20.4	28.0

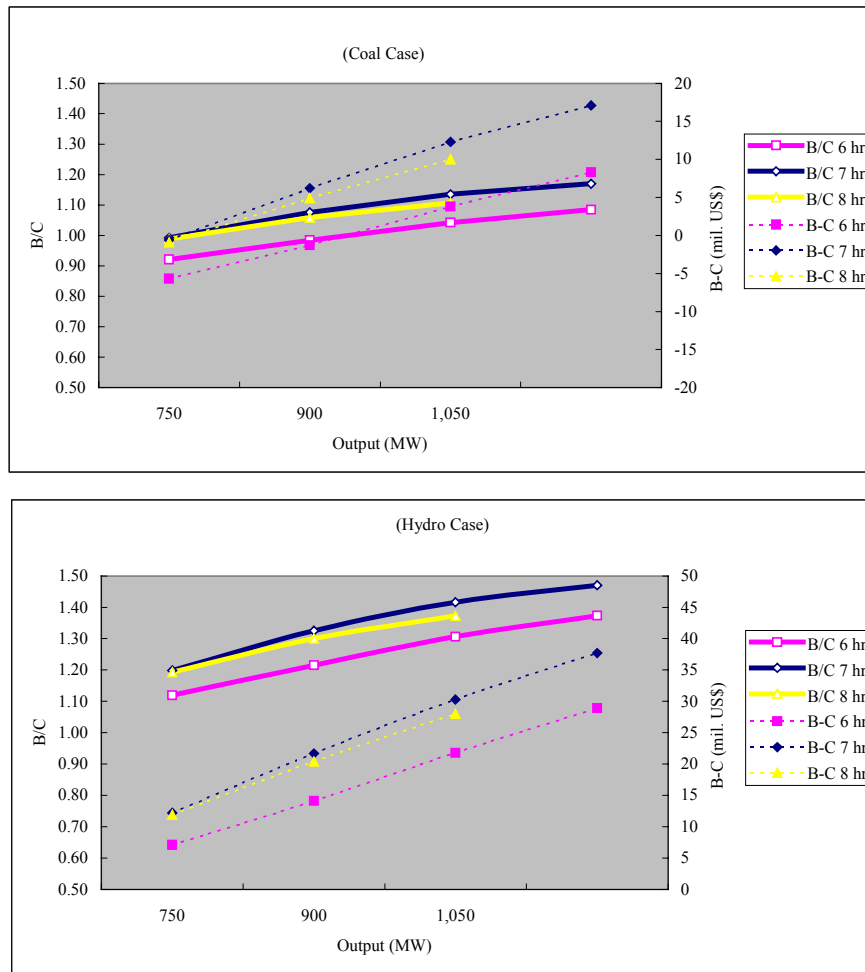


図 4-3-2 最適開発規模の検討結果 (Coal Case, Hydro Case)

上記の結果、Phu Yen East 地点においては、設備出力 1,200MW(400MW\*3 台)、池時間 7hr のケースが、B/C が 1.17(揚水原資；石炭)、1.47(揚水原資；一般水力)で最も経済的であることから、最適開発規模となった。

#### 4.3.2 優先揚水発電所開発候補地点の概念設計

Phu Yen East 地点について、概念設計を実施した結果の計画諸元を表 4-3-5 に、また計画平面図および縦断図を図 4-3-3、図 4-3-4 に示す(詳細図は添付資料 4-7(1)参照)。

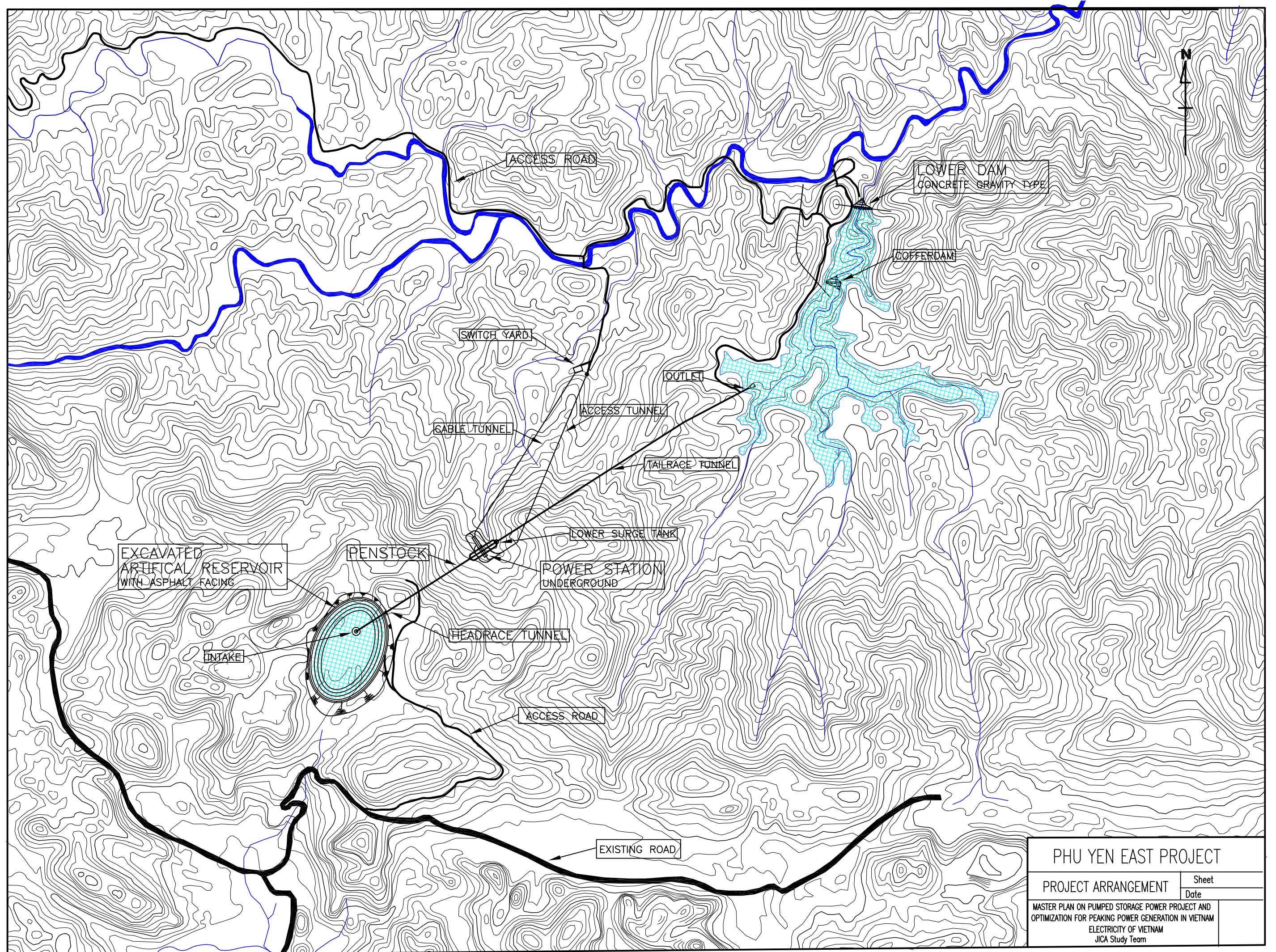
概念設計における前回との相違点は、上部調整池と下部調整池を結ぶ水路が最短になるように一直線に見直したこと。また、地下発電所は地山被りが極力小さくなるように上流側へ移動させたこと。さらに、これに伴い、水圧鉄管も短くしたことである。

概念設計の詳細は、以下のとおりである。

表 4-3-5 Phu Yen East 地点の計画諸元

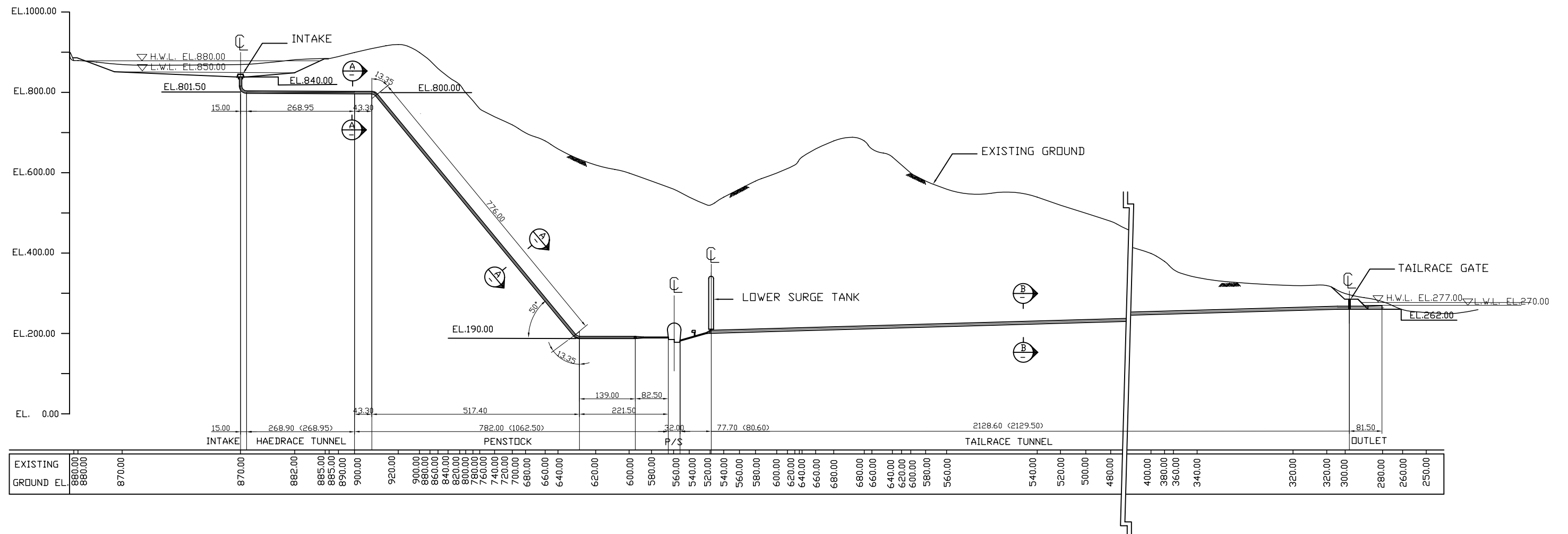
Description		Unit	Phu Yen East PSPP	
General	Installed Capacity	P	MW	1,200
	Designed Discharge	Qd	m <sup>3</sup> /s	271
	Effective Head	Hd	m	559
	Peak Duration Time		hrs	7
Upper Reservoir	Type		—	Full Face Pond (Asphalt)
	Height	H	m	35
	Crest Length	L	m	2,000
	Dam (Bank) Volume	V	m <sup>3</sup>	4,500,000
	Excavation Volume	Ve	m <sup>3</sup>	4,800,000
	Reservoir Area	Ra	km <sup>2</sup>	0.3
	Catchment Area	Ca	km <sup>2</sup>	0.3
	H.W.L.		m	880
	L.W.L.		m	850
	Usable Water Depth		m	30
Effective Reservoir Capacity		mln. m <sup>3</sup>	6.9	
Lower Dam and Reservoir	Type		—	Concrete Gravity
	Height	H	m	80
	Crest Length	L	m	150
	Dam (Bank) Volume	V	m <sup>3</sup>	200,000
	Reservoir Area	Ra	km <sup>2</sup>	1.1
	Catchment Area	Ca	km <sup>2</sup>	16.0
	H.W.L.		m	277
	L.W.L.		m	270
	Usable Water Depth		m	7
	Effective Reservoir Capacity		mln. m <sup>3</sup>	6.9
Waterway	Penstock	L (m) × n	m	5.9 × 1,400 × 1
	Tailrace	L (m) × n	m	7.3 × 2,300 × 1
	Total Length	Lt	m	3,700
Powerhouse	Type		—	Egg-shape (Underground)
	Overburden		m	350
	Height		m	49
	Width		m	32
	Length		m	165
Cavern Volume		m <sup>3</sup>	185,000	
Turbine	Type		—	Single-Stage Francis
	Number		unit	3
	Unit generating capacity		MW	400
Lt / Hd				6.6



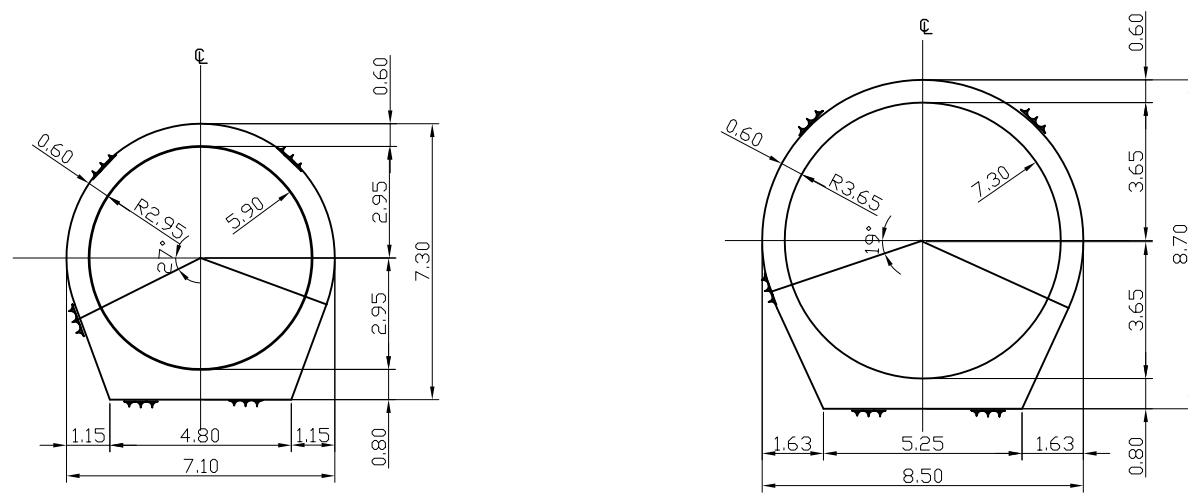


PHU YEN EAST PROJECT	
PROJECT ARRANGEMENT	Sheet
	Date
MASTER PLAN ON PUMPED STORAGE POWER PROJECT AND OPTIMIZATION FOR PEAKING POWER GENERATION IN VIETNAM	
ELECTRICITY OF VIETNAM	
JICA Study Team	

図 4-3-3 Phu Yen East地点の計画平面図



LONGITUDINAL SECTION (SCALE A)

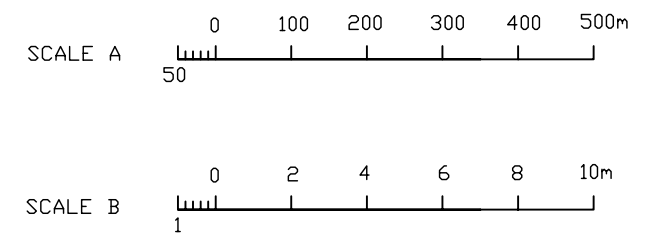


HEADRACE TUNNEL, PENSTOCK

SECTION A  
SCALE B

TAILRACE TUNNEL

SECTION B  
SCALE B



PHU YEN EAST PROJECT

WATERWAY SECTION

Sheet

Date

MASTER PLAN ON PUMPED STORAGE POWER PROJECT AND OPTIMIZATION FOR PEAKING POWER GENERATION IN VIETNAM  
ELECTRICITY OF VIETNAM  
JICA Study Team

### (1) 発電計画の設計

発電計画は、各種の揚水発電所設備の設計条件にあたる重要な検討事項であるが、構造物の設計によって発電所計画諸元も変わることから、最適計画とするためには常に見直しをかけながら進める必要がある。

本概念設計に当たっては、図 4-3-5 に示すフローに従い、1/50,000 地形図を基に実施し、表 4-3-5 に示す計画諸元を決定した。

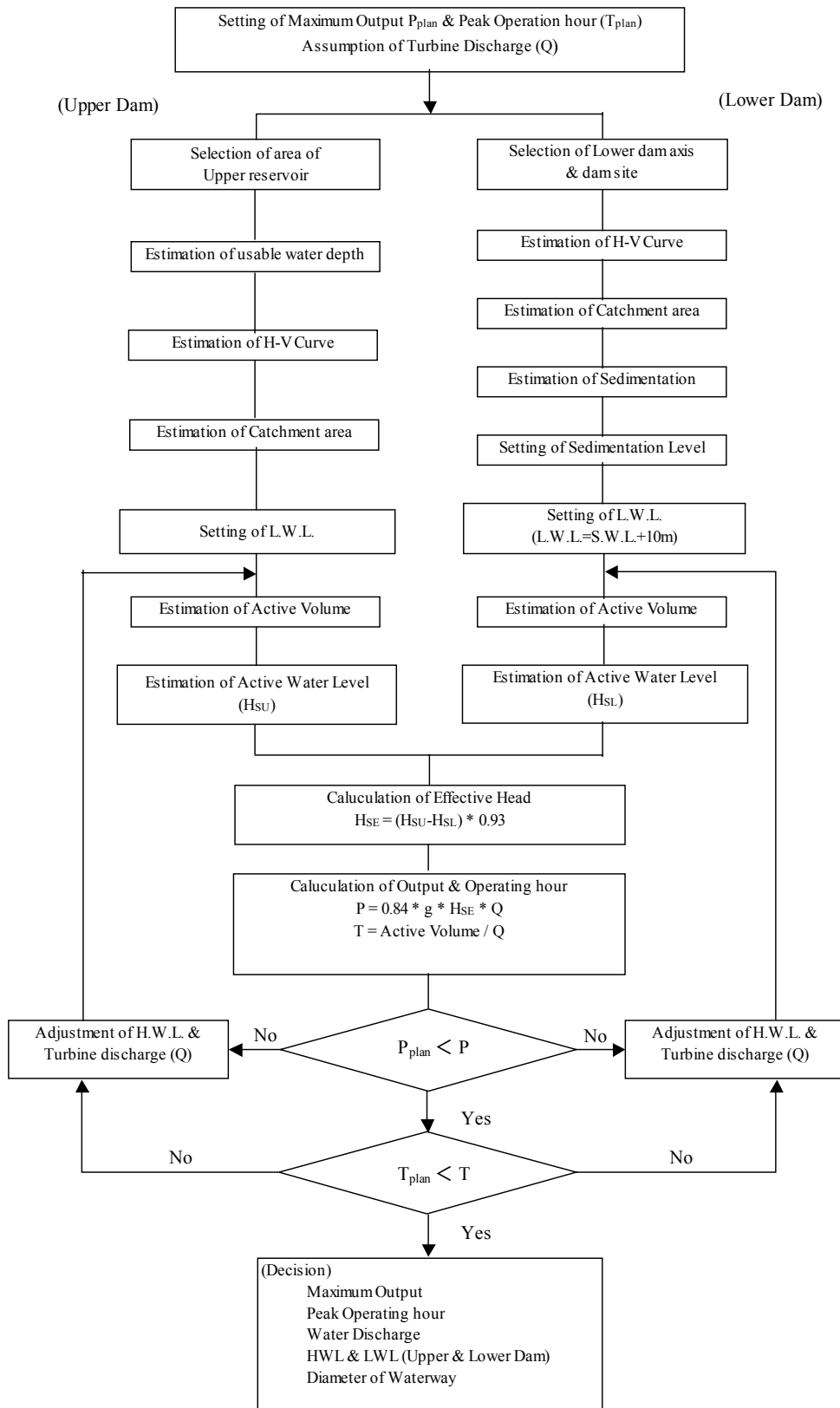


図 4-3-5 発電計画の検討フロー

## (2) 発電設備主要構造物の設計

### a. 土木構造物の設計

#### 1) 上部ダムおよび貯水池

##### (上部ダム, 貯水池)

調整池周辺の地質は、頁岩および石灰岩(D2mt, D2ebn, D2g-D3bc)からなり、平坦な地形の割には堅硬な岩盤が見られ、風化層は5~10m程度である。

上ダムの形式は、地形状況から H.W.L.880m として掘込み式全面フェーシングタイプが妥当である。調整池の西側には急峻な石灰岩の山があり、極力山の安定性に影響を与えぬよう、山裾を保護しながら盛立によりバンクを建設する必要がある。一方、調整池の東側には EL.870m 付近に小さな丘形状が存在することから、これをバンクとして利用出来る。

調整池の容量は、必要有効貯水量が  $6.9 \times 10^6 \text{ m}^3$  であることから、H.W.L.880m とし利用水深を 30m で計画した。調整池の水位標高と有効貯水量の関係を図 4-3-6 に示す。

現時点での実績から、調整池はアスファルト遮水構造とし、施工性の観点からバンクの傾斜を 1:2.5 とした。また、調整池底部は水溜まりを回避するため、取水口にむかって緩傾斜をつけることとした。

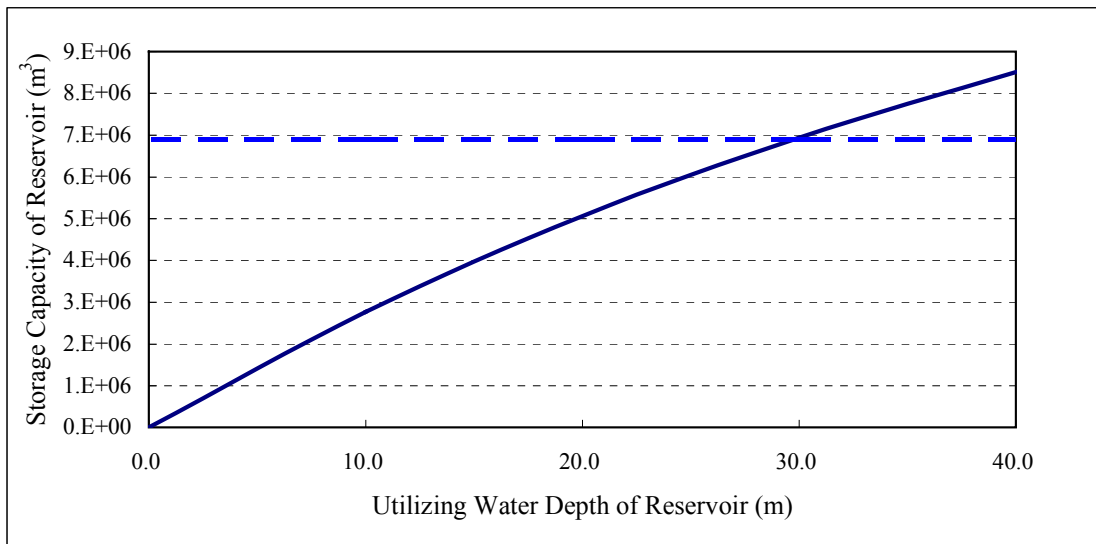


図 4-3-6 上部調整池の水位容量曲線

##### (取水口)

取水口は調整池が掘込式であることから、貯水効率を高めるため、調整池底部に設

置する。このため、取水口の形式は、鉄筋コンクリート構造のモーニンググローリ型を採用し、トンネル部分については鉄管構造として、水圧管路とジョイントする。

モーニンググローリ型の天端部標高はL.W.L.より3m下げ、取水口周辺の渦発生を抑制し、水路内に空気を巻き込まないようにした。また、貯水池底部の浸食を防止するため、半径30mの範囲にはコンクリート構造とする。

## 2) 地下構造物

一般的に、水路ルートは地形や地質条件を基に、上ダムと下部ダムを最短ルートで結ぶことが重要である。また、圧力トンネルとなることから、応力的に有利な円形水路とする。

### (水圧管路)

水圧管路は取水口から地下発電所を最短で結ぶこととし、また掘削ずりの安息角を考慮し、斜坑の傾斜角は50度とする。

水圧管路内の平均最大流速は、日本での実績を踏まえ10.0m/sとした。

詳細については、以下のとおりである。

- ・ 水圧管路トンネル延長は約1,500mで、平均掘削断面は7.1mの馬蹄形である。
- ・ 水圧管路の平均内径は5.9mであり、水圧鉄管と岩盤との空隙をコンクリートにて充填する。
- ・ 地下発電所直上流の水平部で、水圧管路1条から3条に分岐し、3機の水車発電機へ接続する。

### (地下発電所)

原則的に、地下発電所空洞の位置および方向は、調査坑により地質状況を詳細調査した後に決定されるが、本検討では1/50,000の地形図および既刊地質図により、水路延長が最短となり、かつ地山被りが実績最大の500mを越えないことを条件に、空洞位置を選定した。

空洞形状については日本での実績から、空洞周辺地山の安定上、力学的に優位な卵型とした。空洞規模については、東京電力の1,000MW級揚水発電所の実績に基づき、設定した。諸元は以下のとおりである。

Width	:	32.0 m
Height	:	49.0 m
Length	:	165.0 m
Volume	:	185,000 m <sup>3</sup>

また、地下発電所に必要な恒久トンネルとして、機器搬入坑(1,500m)、ケーブル坑(1,250m)およびドレーン坑(1,700m)を 1/50,000 地形図上にに基づき計画した。

### (放水路水槽)

放水路水槽は、放水路が延長 2,300m の圧力トンネルとなることから、放水庭と放水路との接合部に設置する計画とした。

また、放水路水槽の容量は、最大使用水量および放水路延長から、同規模の実績に基づき、アッパーサージ水位を下部ダム H.W.L.から 50m として決定した。

### (放水路)

放水路の構造は、経済性の観点から鉄筋コンクリート構造とした。また、放水路内の最大流速は、日本での実績を踏まえ 6.5m/s とし、内径 7.3m とした。基本設計では、経済性評価に基づき最適径を決める。

詳細については、以下のとおりである。

- ・ 放水路トンネル延長は約 2,300m で、掘削断面は 8.5m の馬蹄形である。
- ・ 放水路の内径は 7.3m であり、トンネル掘削後、鉄筋コンクリートにより巻立てる。
- ・ トンネル内からの漏水を防止するため、覆工コンクリートへプレストレスを作用させる設計とし、コンソリデーショングラウトを計画する。

### (放水口)

放水口は、放水口中心線が尾根部の等高線と直行する位置とし、対岸距離、堆砂（掃流土砂）および水路延長短縮の 3 条件に基づき設定した。

放水口形状は、日本での既往地点の実績（水理模型実験舎）から、放水路内径×1.1 + 2.5m の側方式とした。（また、堆砂位に対する余裕高 1.0m、渦防止桁高 1.5m）

## 3) 下部ダムおよび貯水池

### (下部ダム, 貯水池)

下部ダムサイト周辺は硬質・塊状の頁岩(D1st)が主体で、下流の河床には一部石灰岩が露頭している。下部ダム計画地の河床標高は 210m で、重力ダムの立地に適した渓谷状を呈している。ダム軸および貯水池周辺には強度の風化状況は見られず、透水性は低いと想定される。

一方、現地調査時（渇水期）の河川流量は、 $0.3\text{m}^3/\text{s}$  程度と少なかったが、下部ダム計画地を本川にした場合、地形状況からダム体積が増え、建設コストが増加すると

ともに、湛水面積がかなりおおきくなり、自然・社会環境的に甚大な影響を及ぼすことから、現計画とした。したがって、次のステップ(F/S)で水文調査を実施し、その調査結果に応じて、本川からのポンプアップ設備の必要性を検討する必要がある。

下部ダム堆砂量は、Hoa Binh 湖の比堆砂量( $\text{m}^3/\text{km}^2/\text{year}$ )を基に、流域面積比とダム耐用年数(100 年)を乗じて求めた。また、調整池の容量は必要有効貯水量が  $6.9 \times 10^6 \text{m}^3$  であることから、堆砂標高(S.D.L.)260m から 10m 上りを L.W.L.270m とし、利用水深を 7m (H.W.L.277m) で調整池を計画した。調整池の標高と有効貯水量の関係を図 4-3-7 に示す。

下部ダム形状は、上流側 1:0.10, 下流側 1:0.80 の重力式ダムとし、ダム高は H.W.L. から 3.0m の余裕を見て 80m とした。

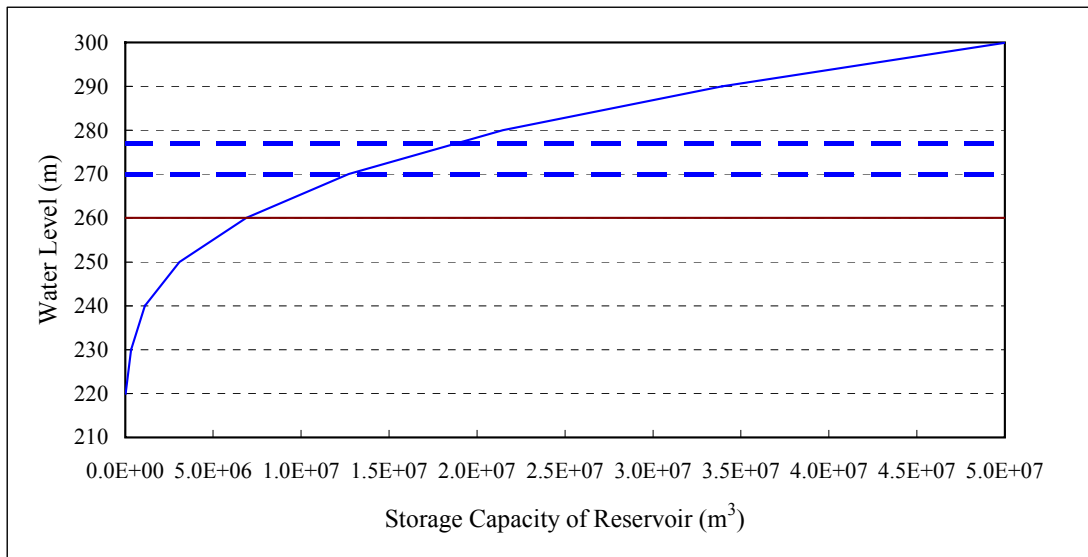


図 4-3-7 下部調整池の水位容量曲線

## b. 発電機器の設計

前項 4.3.1 で実施した最適開発規模決定において、設備出力規模を 750MW(250MW\*3units)から 1,200MW(400MW\*3units)の 4 ケースで検討を行った。

一般的に発電機台数および単機出力の選定については、以下の影響を大きく受ける。

- ・ 初期投資額
- ・ 運開後の運営, 維持管理費
- ・ 発電機の信頼性, 適応能力, 稼働率
- ・ 電力システム上における単機で負担
- ・ 現状の工場製造技術レベル



- ・ 輸送ルート、手段における重量・寸法規制

当該地点は、有効落差約 560m、単機出力 250MW～400MW であることから、水車発電機の形式は、図 4-3-8 より単段フランシス型を採用することとした。

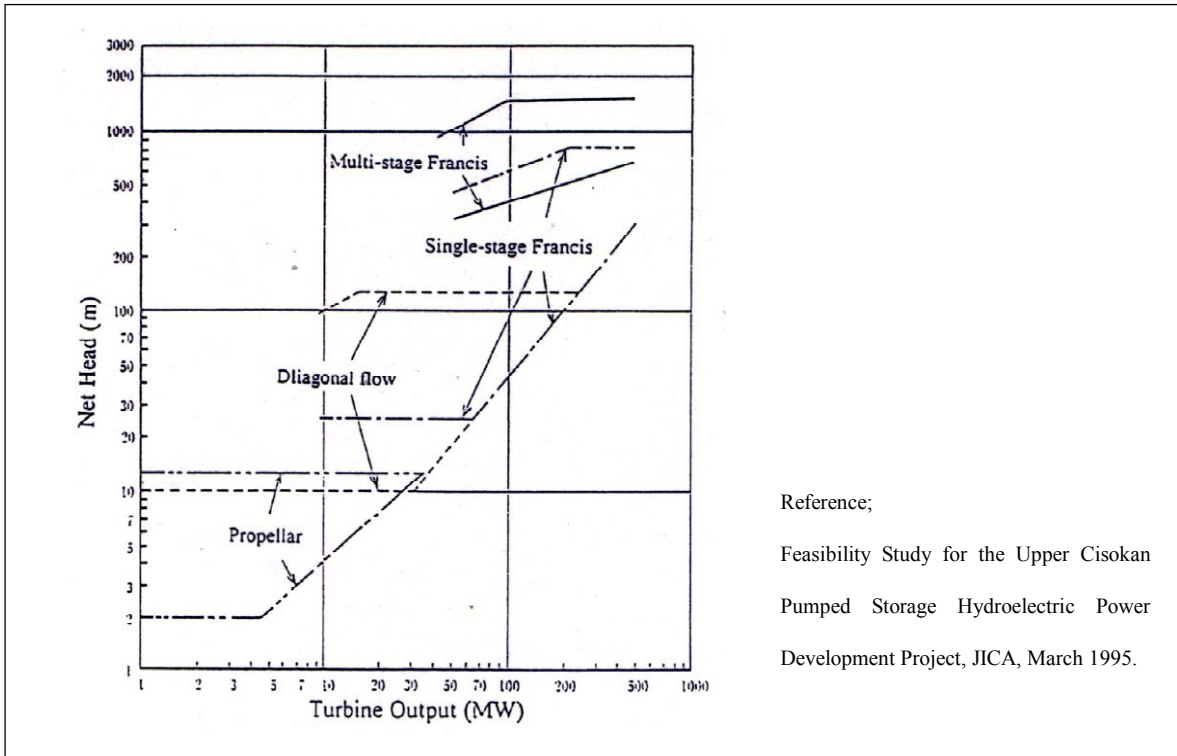


図 4-3-8 発電機の選定基準実績

## c. 鋼構造物（内張管、水圧鉄管、水門）の設計

### 1) 水圧鉄管

水圧鉄管は、取水口から発電所までを繋ぎ、水圧鉄管とトンネル断面との空隙はコンクリートにより充填する。

水圧鉄管の板厚は、以下に示す内水圧が作用した場合の式により算出した。

$$t = P \times D / 2 \sigma_r \times (1 - \lambda)$$

ここに、 $t$  ; 水圧鉄管の板厚

$P$  ; 内水圧

$D$  ; 水圧鉄管の内径

$\sigma_r$  ; 鉄管の許容応力

$\lambda$  ; 岩盤負担率

ただし、現時点では、岩盤負担率を特定することは困難なため、岩盤負担は考慮しない。

## 2) ゲート

ゲートは、放水口に設置する。また、ゲートの形式は、スライドゲートを採用する計画とした。

### d. 工事中道路の設計

工事中道路は、主要構造物の設計の見直し時に恒久的に必要な道路と、工事中の仮設道路の計画を行った。新設するアプローチおよび管理用道路の延長は約 27km であり、今後、仕様や完成時期などの整備計画を検討し、これを踏まえて工事中道路の計画を立案する必要がある。

### (3) 概算事業費の算出

1/50,000 地形図と現地踏査から得られた情報から概念設計を実施し、これを基に工事数量を算定し、概算工事費を算出した。

その結果を表 4-3-6 に示す（詳細は添付資料 4-7-2 参照）。また、それぞれの工事費算出方法を以下に詳述する。

表 4-3-6 Phu Yen East 地点の概算工事費

Cost Items	Cost (1,000US\$)	Note
I .Cnstruction Cost	575,574	
1.1 Preparation Works	17,125	
1.2 Civil Works	259,016	
1.3 Hydromechanical Works	43,123	
1.4 Hydroelectrical Works	256,310	
II .Engineering Service	43,168	
III .Administration Expense	2,878	
IV .Land Compensation and Resettlement	2,898	
V .Others (VAT)	29,943	
VI .Physical Contingency	65,446	
Total Project Cost	719,907	Except transmission line
Unit Cost (US\$/kW)	600	Output; 1,200MW

### a. 建設工事費

#### 1) 仮設備工事

準備工事は、取付道路と橋梁のアクセス、現場事務所、本設工事に必要な電源・水供給等に関する工事費とする。取付道路と橋梁の数量については、1/50,000 地形図および現地踏査結果から算定した。また、雑工事費を考慮して、上記工事費の合計の 5% を計上する。

## 2) 土木工事

土木工事に関わる工種毎の建設単価については、カウンターパート機関である Son La PMB より入手したものを使用した。この建設単価は、ベトナム国における水力発電プロジェクトでの実績が反映されている。なお、ベトナム国内でも実績のない工種については、近隣諸国のマレーシアの事例を調査し、物価補正を加えて設定した。

工事数量は、1/50,000 地形図と現地踏査から得られた情報から実施した概念設計を基に、主構造物毎に掘削(土砂、岩盤、トンネル)、コンクリート、鉄筋等を算定した。また、雑工事費を考慮して、各構造物の合計の10%を計上する。

## 3) 鋼構造物工事

水圧鉄管、ゲート関係のコストについても、カウンターパート機関である Son La PMB より入手したものを使用した。また、据付費を考慮して、上記工事費の合計の16%を計上する。

## 4) 電気・機械工事

前述したように、水車発電機の形式は、日本での揚水発電所に据付けられた実績を踏まえ、単段フランシス型を採用することとし、日本から輸送し現地据え付けとする計画にした。検討ケース毎の発電機器単価は表 4-3-7 に示すとおりで、発電機器代、現地輸送費、付属設備代および据付工事費が含まれた金額である。

表 4-3-7 単機出力毎の発電機器コスト

Total Plant Capacity (MW)	Unit Capacity (MW)	Number of Units	Total Cost (Mil. US\$)
750	250	3	192.54
900	300	3	217.13
1,050	350	3	236.76
1,200	400	3	256.31

### b. エンジニアリングサービス

詳細設計、請負業者・資機材調達および品質・施工管理のため、エンジニアリングサービス費用として、上記に示す建設工事費の7.5%を計上する。

### c. 一般管理費

プロジェクトの発注者となる EVN の一般管理費として、上記に示す建設工事費の0.5%を計上する。

**d. 用地補償費**

発電所構造物の建設用地の補償費は、Son La PMB により入手した 1 世帯当たりの費用を使用した。また、対象世帯数は、第 2 次現地調査結果を反映した。

**e. その他**

前述したとおり電気機器、鋼構造物関係については、他国からの輸入となるため、輸入する製品の関税として、電気・機械工事費の 10%を計上した。

**f. 付加価値税**

本検討では、前述した a. ～e. の合計に対して、10%の付加価値税を考慮する。

#### (4) PSPP プロジェクトの標準開発工程

PSPP プロジェクトの標準開発工程を表 4-3-8 に示す。

これによると、F/S 開始から発電所運転開始まで、最短でも 14 年間必要である。それぞれの工期について、以下に詳述する。

##### a. フィージビリティスタディのための予備調査

フィージビリティスタディのための予備調査は、約 1 年とした。

##### b. フィージビリティスタディ

日本の経験より、地調調査工事期間 1 年、地形・地質調査、水文気候調査等各種調査と、それに基づく技術検討、設計、経済財務分析評価結果の評価期間 1 年の計約 2 年とした。

併行に行われる EIA 調査期間も影響調査 1 年、評価 1 年の計約 2 年とした。

##### c. 資金計画の確立

建設資金を国際援助機関に求めた場合、申請からローンアグリーメントの締結まで、約 1 年とした。

##### d. エンジニアリングサービスのための予備調査

エンジニアリングサービスのための予備調査は、約 1 年とした。

##### e. 詳細設計及び工事入札図書の作成

JBIC 調達ガイドラインに基づき、詳細設計および入札図書の作成（エンジニアリングサービス）の期間は 1.5 年とした。この詳細設計には、地形・地質調査の追加実施を含む。

##### f. 建設資金調達及び請負者の選定

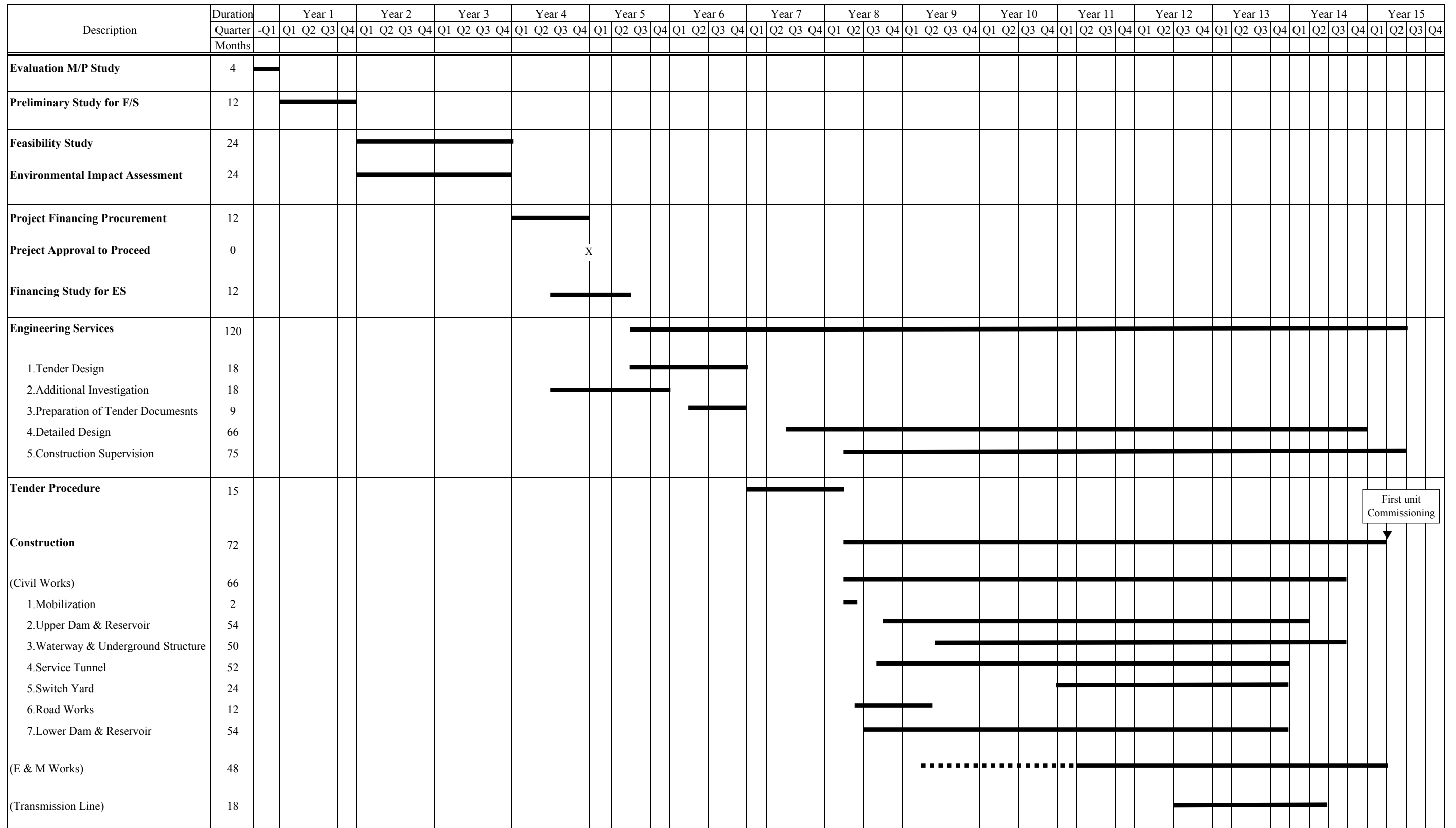
土木・建築工事ならびに電気・機械工事の入札や請負業者の選定は、JBIC 調達ガイドラインに基づき約 1.25 年とした。

##### g. 建設工事

発電機器関連の試験期間を含む、各構造物ごとの全体工事期間は、日本での実績を踏まえ、約 7 年とした。

上記より、本 M/P に引続き、次年度より F/S のためのコンサルタント選定を開始した場合でも、初号機の完成は 2019 年度となる。

表 4-3-8 PSPPの開発標準工程表



First unit Commissioning

■■■■■■■■■■ ; Manufacture/Shipping