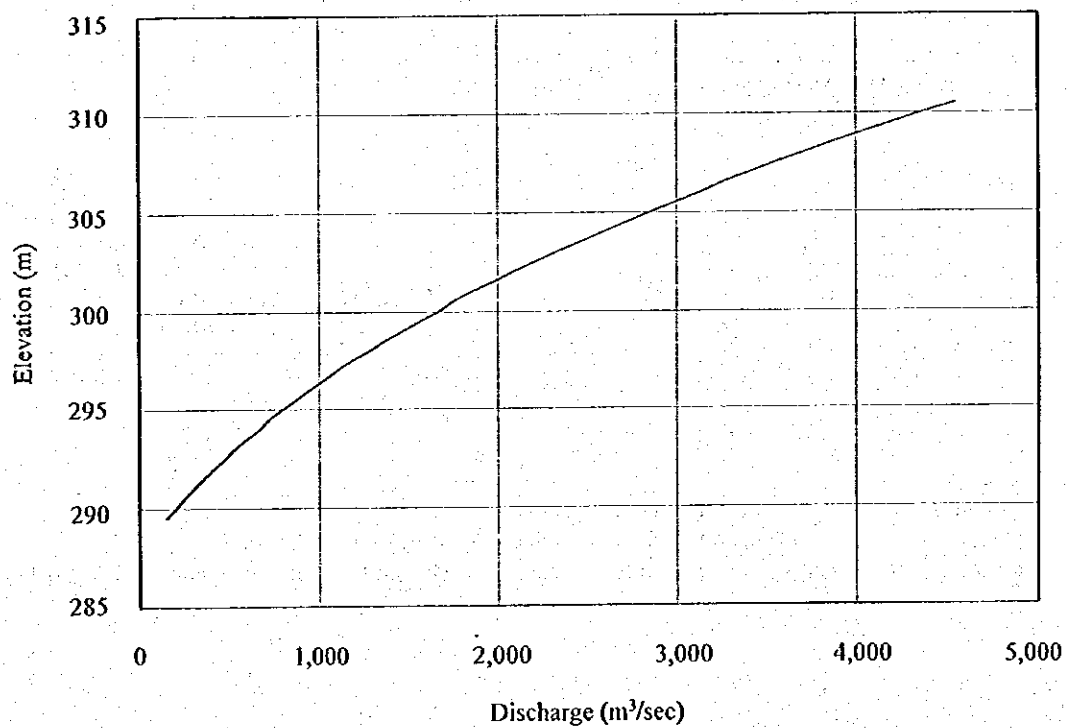
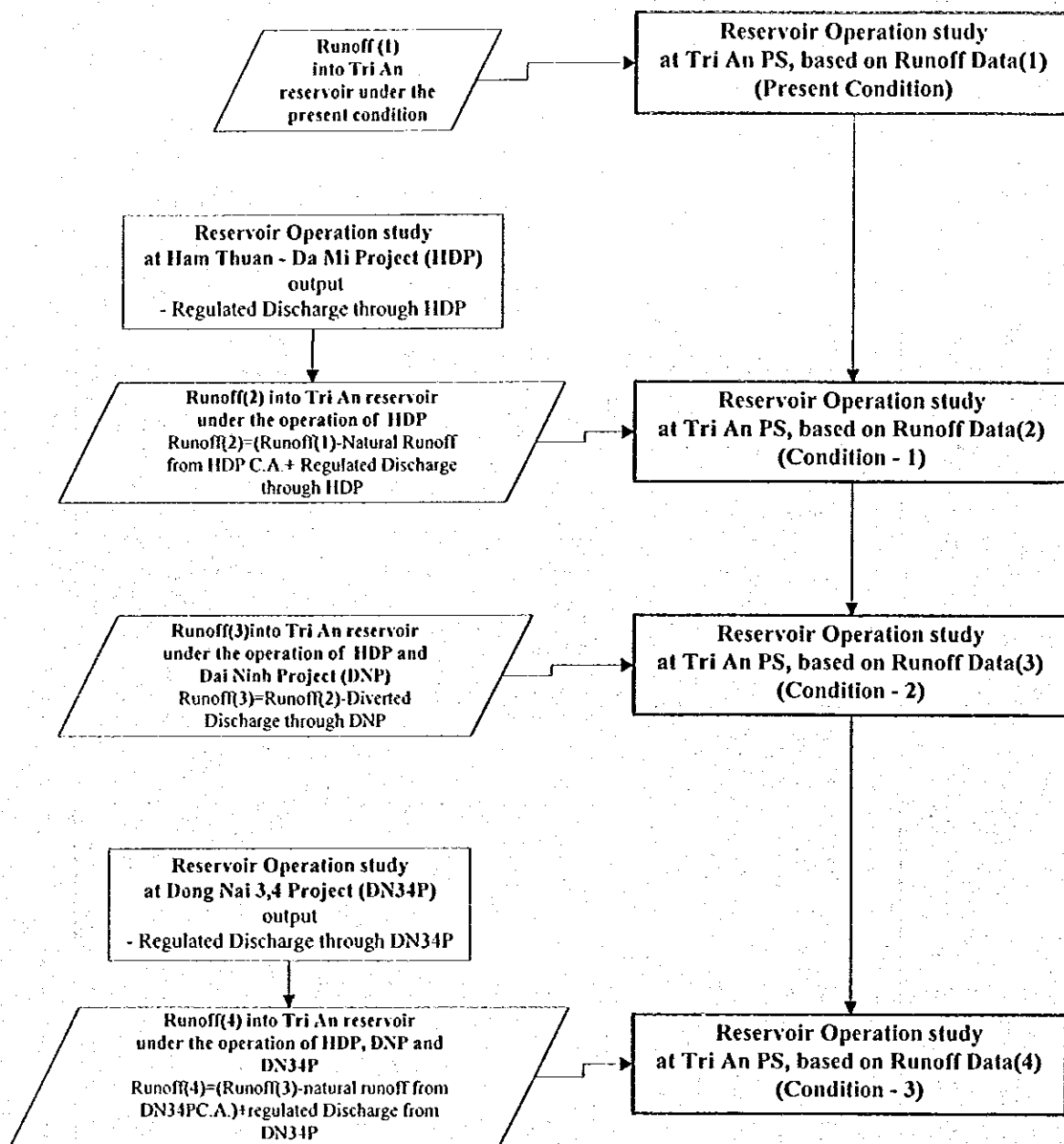


Dong Nai No.3 Power Station Site



Dong Nai No.4 Power Station Site

図 6.7 ドンナイ第3・第4発電所放水口付近における水位-流量曲線



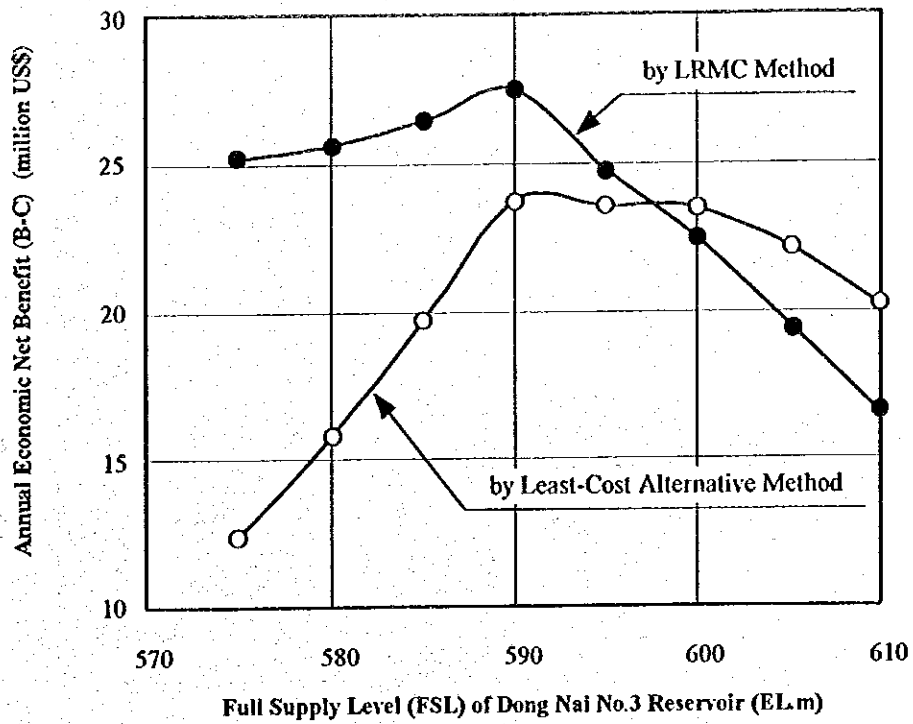
***Remarks**

Condition - 1 : Under the operation of Ham Thuan - Da Mi project

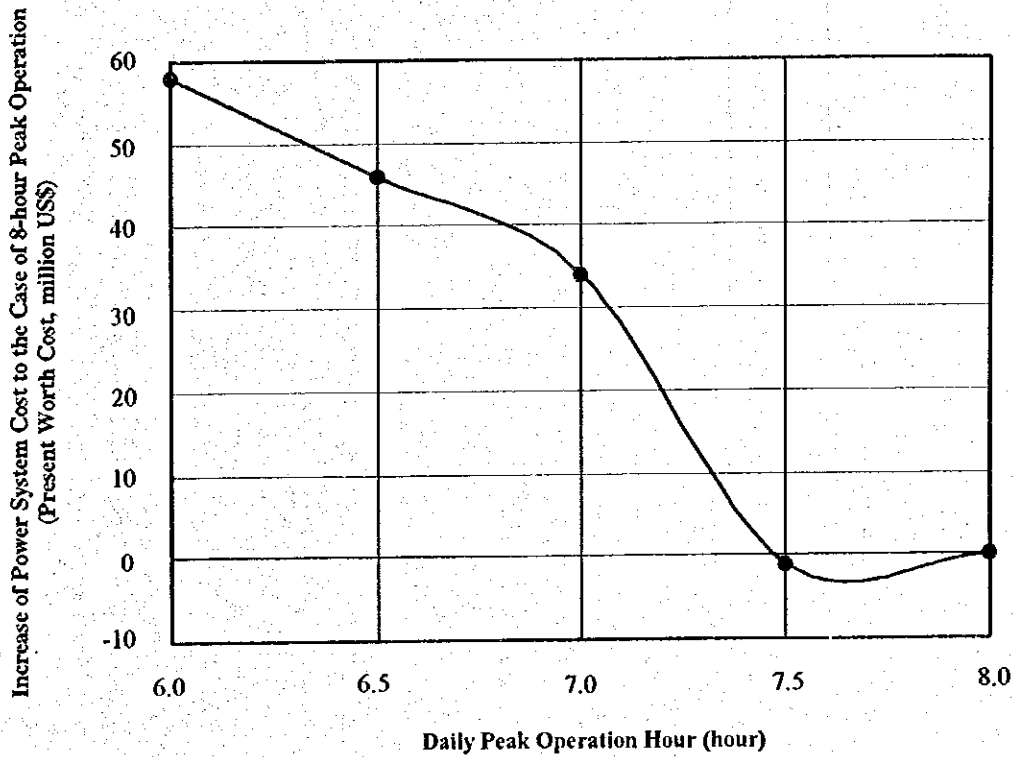
Condition - 2 : Under the operation of Ham Thuan - Da Mi and Dai Ninh project

Condition - 3 : Under the operation of Ham Thuan - Da Mi, Dai Ninh and Dong Nai No.3 & No.4 project

図 6.8 Tri An貯水池に対する貯水池操作シミュレーションの流れ



Optimization of Full Supply Level (FSL) of Dong Nai No.3 Reservoir



Optimization of Daily Minimum Operation Hour

図 6.9 開発規模の最適化検討結果

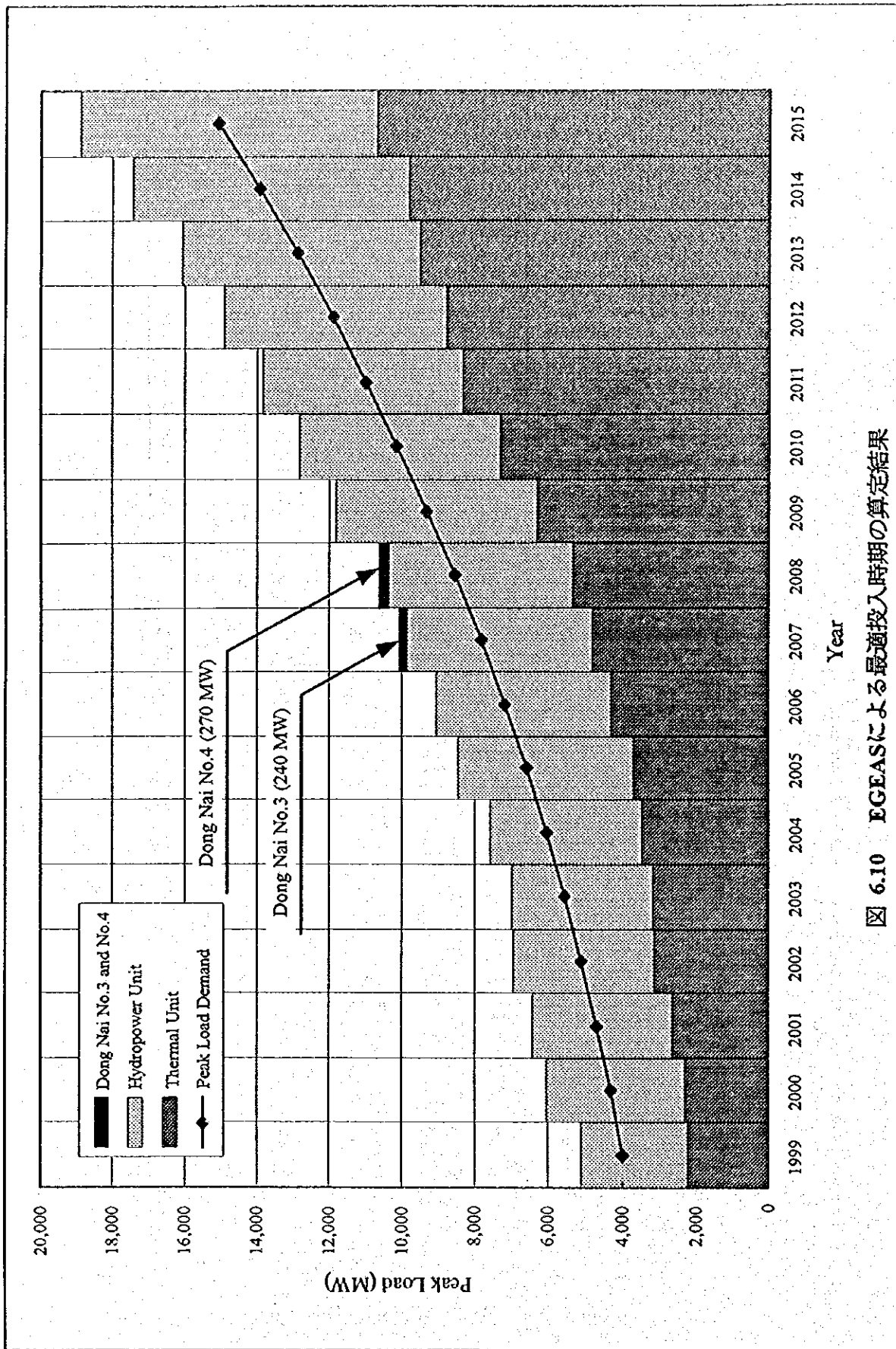


図 6.10 EGEASによる最適投入時期の算定結果

第7章 概略設計

7.1 概要

ドンナイ第3及び第4 連係水力発電計画は、2つの独立した発電開発計画が、その運用の面で連係されたものである。したがって、本計画の概略設計について述べる本章においては、「ドンナイ第3 発電計画」と「ドンナイ第4 発電計画」を独立した計画として記載している。

また本章で述べている概略設計は、本報告書第6章で最適化された発電計画に対して、本主報告書の添付資料に示す「概略設計に関わる設計基準」（以下、設計基準）に基づき実施された。

以下に第6章で最適化された本計画の主要緒元を示す。

項目	単位	ドンナイ第3 発電計画	ドンナイ第4 発電計画
- ダムサイト代替案	-	下流案 (Pre-F/S 提案)	本調査で選定した位置
- 流域面積	km ²	2,441	149*
- 常時満水位 (FSL)	EL.m	590	440
- 最低水位 (MOL)	EL.m	560	430
- 有効貯水用量	10 ⁶ m ³	1,248	37
- 最大総落差	m	150	150
- 最小総落差	m	120	140
- 最大使用水量	m ³ /sec	213	224
- 最大出力	MW	240	270
- 90% 常時出力	MW	218	256
- 1次電力量	GWh/年	636	721
- 2次電力量	GWh/年	100	120
- 合計電力量	GWh/年	736	841

※ドンナイ第3ダムと第4ダム間の残流域の流面積を示す。

7.2 ドンナイ第3発電計画

7.2.1 仮排水路

(1) 設計洪水量

仮排水路計画に対する設計洪水流量は、設計基準に従い、20年確率洪水量を採用している。さらに、洪水に対する安全性を高める目的で、30年確率洪水量に対しても、その洪水流量を適切に処理できるような計画を策定することとした。これら20年及び30年確率洪水量は第3章で算定されており、ピーク流量でそれぞれ、 $2,590\text{m}^3/\text{s}$ 、 $2,800\text{m}^3/\text{s}$ である。

(2) 仮排水路計画

本計画における仮排水路計画は、図7.1に示す通り、2本の仮排水トンネル（いずれも $D=11.5\text{m}$ ）、上流及び下流仮締め切りダムから成る。

仮排水路トンネルの配置に当たっては、第2次、第3次現地調査で行われた地形及び地質調査の成果及び他の構造物との取り合い等を勘案しつつ、その延長が短くなる右岸側のレイアウトを採用した。

上流仮締め切りダムについては、できる限りこの仮締め切りダムの高さを高くすることで、仮排水路工事費の大半を占める仮排水路トンネルの工事費を小さくすることができ、従って全体工事費の削減につながる。この点を考慮した上で、上流仮締め切りダムの緒元を、高さ 30m （提頂標高 519m ）、提体積 $380,000\text{m}^3$ と決定した。この緒元は、ヴィエトナム国の乾期に当たる1月～4月の4ヶ月間で建設可能な規模とすることを根拠としている。この仮締め切りダムの緒元を考慮して、仮排水トンネルの内径は、前述した通り 11.5m と決定した。

上流仮締め切りダムは、その盛り立て工事が限られた期間（4ヶ月間）での工事となることから、盛り立て効率を最大限に高めるため、遮水ゾーンを上流面に持つ傾斜コア型ロックフィルダムを採用している。策定された仮排水路計画における主要緒元を下記に示す。

- 設計洪水流量(20年確率) : $2,590\text{m}^3/\text{s}$
- 確認洪水流量(30年確率) : $2,800\text{m}^3/\text{s}$
- 上流仮締め切りダム提体積 : $380,000\text{m}^3$
- 下流仮締め切りダム提体積 : $47,000\text{m}^3$
- トンネル(2条)延長 : 780m 及び 980m

ダム盛り立て工事の進捗につれて、仮排水路トンネルの最大通水能力は徐々に増加してゆくとともに、当仮排水路計画の洪水対処能力は徐々に増大してゆくこととなる。ダム盛り立て工事開始後約9ヶ月で盛り立て天端標高は 535m に到達し、このとき当仮排水路設備は100年確率洪水量($3,720\text{m}^3/\text{s}$)にも対処できることとなる。

ドンナイ第3発電計画では、第6章に記載されている通り、コンクリート表面遮水壁型ロックフィルダムが選定されている。このタイプのダムは多くの施工実績が報告されており、それらの実績を見る限り、ダム盛り立て工事中でコンクリート表面遮水壁の敷設前であっても、盛り立て天端を越流するような大洪水を除けば、想定され得る規模の洪水に対して、十分な安全性を有していることが確認されている。したがって、中央土質遮水壁型ロックフィルダムよりも、コンクリート表面遮水壁型ロックフィルダムの方が、盛り立て工事の進捗が早いことを考慮すれば、工事の進捗に

伴う洪水対処能力の増加は大きく、従って工事中の洪水に対して、より大きな安全性を有しているものと言える。

7.2.2 ダム提体

(1) ダム提体の盛立て材料

ドンナイ第3発電計画では、第6章に記載されている通り、コンクリート表面遮水壁型ロックフィルダムが選定されている。図7.1及び図7.2にダム提体の平面及び標準断面を示す。

ダム提体の盛立て材料(ロック材)は、主にダムサイトから北西に約1.5kmに位置するドンナイ川右岸側の採石場候補地から採られる、堅硬な玄武岩(室内試験による一軸圧縮強度：400~1,100kgf/cm²)を利用する。また、ダム工事費を出来る限り削減するため、洪水吐き並びに他の構造物の基礎掘削に伴い発生する掘削岩(主に薄い頁岩層が貫入している砂岩)を、出来る限り盛り立て材料として利用することを計画している。ダム盛立て材料については、第3章に詳細に記載している。

(2) ダムの斜面勾配

ダム提体の斜面勾配は、上流側1:1.4、下流側1:1.5とした。この勾配は、同タイプのダムの過去の施工実績から決めている。表7.1にコンクリート表面遮水壁型ロックフィルダムの過去の主な施工事例を示す。

(3) コンクリート表面遮水壁、プリンス、ジョイント

コンクリート表面遮水壁は15m幅毎に敷設され、コンクリートスラブのジョイント部には止水処理が施される。コンクリート表面遮水壁の厚さは、下式により決定した。

$$T=0.3+0.03*h$$

ここに、

T：コンクリート表面遮水壁の厚さ

h：敷設箇所におけるダム提頂からの鉛直方向の距離

またコンクリート表面遮水壁は、トランジションゾーンの上に、スリップフォームを介して敷設される。

ペリメトリックジョイントにおける止水処理は、多くの施工事例があり一般的に採用されている、非粘着性の細粒材料で覆われた銅製及びステンレス鋼製の止水板で構成されている。また、パーティカルジョイントについては、銅製及びハイパロン製の止水板が適用される。

コンクリート表面遮水壁の上流側つま先部と基礎岩盤との接続部に施工されるプリンスは、2つの機能を有しており、それらは、(1)ダム基礎部からの漏水を抑えるために施工されるカーテングラウトのグラウトキャップとしての機能、(2)グラウチングが施された基礎岩盤にコンクリート表面遮水壁のつま先部をしっかりと固定し、かつ止水する機能である。

(4) ダム提頂標高

ダム提頂標高は、次節で説明する通り、ダム設計洪水量(1,000年確率洪水量)と確認洪水量(可能最大洪水量：PMF)に対する洪水処理計算を行い、それにより決定された貯水池洪水位に対して、設計基準で規定している余裕高を加えて決定した。結果として、ダム提頂標高は、597.5mとなる。

7.2.3 洪水吐き

(1) 位置

ダムサイトの地形的な制約を考慮すれば、洪水吐き建設に伴う掘削量を最小限に抑えるために、そのタイプをゲート式にするのが妥当と考えられる。これは、掘削量の削減が洪水吐き工事費の削減に繋がり、経済的な設計となるからである。

このことを考慮して、洪水吐きの配置については、左岸案及び右岸案の比較検討がなされた。その結果を図 7.3 に示す。この比較検討の結果より明らかな通り、洪水吐き開水路部の線形並びに建設コストの両観点において、左岸案がより妥当であることが判明した。

(2) 設計洪水量

洪水吐きの設計洪水流量については、設計基準に規定されている通り、1,000 年確率洪水量を採用した。さらに、設計基準に規定されているように、設計洪水量よりも大規模な洪水に対しても、ダムの安全性を確保することを目的として、可能最大洪水量 (以下 PMF) も検討対象に加えることとし、洪水吐き設備の設計を行った。これら 1,000 年確率洪水量及び PMF は、第 3 章で算定されており、ピーク流量でそれぞれ、7,240m³/s、12,480m³/s である。

(3) 洪水吐き設備の最適化とダム提頂標高

洪水吐き設備は、取水庭、ゲート部、シュート部、フリップバケット及び減勢池から成るが、特に洪水吐きゲートの諸元(高さ、幅及び門数)とダム提体の提頂標高の間には密接な関わりがある。したがって、これらの組み合わせの最適化が、洪水吐き設備の最適化であり、最終的に経済設計(ダム本体及び洪水吐きの合計工事費の最小化)に繋がることとなる。従って洪水吐きゲートの諸元に関して代替案を策定し、洪水処理計算により各代替案での貯水池洪水位を算定した上で、各代替案毎にダム本体及び洪水吐きの合計工事費を算定し、経済性の比較検討を行った。

図 7.4 に示す洪水吐きゲート諸元に対する経済性比較検討の結果、ダム本体提頂標高と洪水吐きゲート諸元の決定においては、PMF が支配要因となり、貯水池洪水位 El.596.8m、幅 15m×高さ 16m のゲート 3 門という構成が、合計工事費を最小にする最適案として選定された。図 7.5 にこの最適案に対する、洪水吐き設備の平面及び縦横断面図を示す。また図 7.6 は、この最適案における、PMF に対する洪水処理計算の結果を示しており、PMF に対する洪水位及び洪水吐き放流量はそれぞれ、標高 596.8m、9,790m³/s である。なお、1,000 年確率洪水流量に対しては、3 門のうち 2 門のゲートで処理が可能であり(洪水吐き放流量：6,430m³/s)、十分な余裕を持った設備構成となっている。

また、ダム提頂標高については、1,000 年確率洪水量及び PMF に対して洪水処理計算を行って算定された洪水位に、設計基準で規定されている余裕高を足して、前述の通り標高 597.5m に決定した(下記参照)。

項目	1,000 年確率洪水量(設計洪水量)	PMF
- 貯水池の初期水位	常時満水位 590m	同左
- 洪水位 (1)	標高 590.99m	標高 596.8m
- 余裕高 (2)	3.02m	0.5m
- ダム提頂標高: (1)+(2)	標高 594.01m	標高 597.3m
- ダム提頂標高の採用値	-	標高 597.5m

(4) 今後の検討課題

本調査で採用した洪水吐き設備の構成については、通常よく用いられるものであり、特に技術的な課題は存在しない。ただし、本調査では、洪水吐き終端のフリップバケット部直下流にある自然河川のたまり水を、減勢池として考えている。これは、洪水吐きからの放流水が河床及び河岸をある程度浸食したとしても、その浸食物が第3発電所に到達し、発電に支障をきたすような恐れはないという理由からである。しかしながら、この減勢池の設計については、詳細設計段階で、洪水吐きの水理模型実験を行った上で決定する必要がある。

以下に洪水吐き設備に関わる主要諸元を示す。

- ・ 最大洪水位(PMF時) : El.596.8m
- ・ ダム堤頂標高 : El. 597.5 m
- ・ 最大洪水位に対するダム堤体の余裕高 : 0.5 m
- ・ 洪水吐きゲートの諸元 : 高さ 16 m、幅 15 m、3門

7.2.4 水路構造物

(1) 水路構造物の構成

図 7.7 に示す通り、ドンナイ川の右岸側に水路構造物は配置されており、それらは、取水口、導水路トンネル(1条)、サージタンク、水圧鉄管路(1条、水平部で2条に分岐)から成る。

(2) 発電取水口

発電取水口設備は、ダム堤体から約 4km 上流の右岸側に位置している。取水口へのアクセスはダム堤体よりなされる予定である。取水口の敷き高は標高 543m であり、これは貯水池の最低水位 El.560m の 17m 下部に位置している。

取水口の型式として3つのタイプ(インクライン型、タワー型及びシャフト型)が選定され、経済性の比較検討がなされた(下記参照)。

取水口型式に関わる経済性比較 (単位: 10³US\$)

項目	インクライン型	タワー型	シャフト型
- 土木工事費	5,122	5,578	4,762
- 機械工事費	4,152	3,293	3,200
合計	9,274	8,871	7,962

上記より明らかな通り、シャフト型が経済的に有利であることが判った。さらにこのシャフト型は、施工性及び運開後の運用・保守面でも他の2タイプより優れている。したがって、本調査ではこのシャフト型を採用する事とした。

(3) 導水路、サージタンク及び水圧鉄管路

導水路内径については数ケースについて経済比較を実施した結果、内径 8.4m で1条の場合が最適となった。トンネル2条案については、維持管理上有利となるが、1条案が特に経済性にすぐれており、かつ維持管理上特別な支障はないと判断し、1条案を採用した。トンネル勾配は通常の掘削設備・機械により問題ないと考えられる勾配を採用した。導水路の延長は約 7km である。また、コンクリートの巻厚は設計基準に規定されている式(0.08*D、D:内径)より、0.7m とした。

サージタンクについては、当発電計画と発電規模が同程度のダム水路式発電計画で一般的に採用されており、水位の振動の軽減速度が速く、かつ単胴型とくらべて約40%近くもコストが削減できる制水口型を採用した。サージタンクの諸元は、シャフト部が内径:20.9m、高さ 85m であり、制水口径は 3.5m である。

水圧鉄管については、サージタンクから発電所までを連結する内径 6.5m のトンネル(1条)を採用した(図 7.7 参照)。その内径については、導水路同様、経済比較の結果に基づいて決定した。この1条の水圧鉄管は、発電所近くで2条に分岐し、2台の水車・発電機に連結する。また、水圧鉄管とトンネル掘削面間隙は、コンクリートで充填される。

7.2.5 発電所

(1) 発電所の型式

発電所はダム下流約 7km、河川右岸側に位置する。発電所の型式として、地上式及び地下式の2つの代替案を選定し、経済性の比較検討を行った。

発電所型式に関わる土木工事費の経済性比較 (単位: 10³US\$)

項目	地上式	地下式 (図 7.8 参照)
- 掘削		
・地上	2,900	—
・地下	—	3,700
- 鉄筋コンクリート	5,700	13,500
- トンネル (アクセス、ケーブル及びドレーン用)	—	1,700
合計	8,600	18,900

上記の経済性比較結果より、地上式が経済的に明らかに有利であることから、本調査では、地上式発電所を採用した。

発電所建屋は、図 7.9 に示すように、建屋の長軸は河川の流下方向とほぼ平行で東西方向に向いている。発電所へのアクセスは比較的州道に近いサージタンク地点を経由する。

(2) 設計洪水量

発電所建屋に対する設計洪水量として、ヴェトナム国の設計基準に従い、200年確率洪水量(ピーク流量: 4,550m³/s)が適用された。この流量に相当する発電所地点の河川水位は El.447m となる。

(3) 発電所設備の概要

発電所の詳細を図 7.6 に示す。発電所の寸法および各階の高さは、発電所に設置または収納される主要設備の諸元によって決定された。発電所は、2つのユニットベイ及び建屋西側に位置するサービスベイからなり、それぞれのユニットにはフランシス水車が設置される。これら水車・発電機と水圧鉄管は、サージタンクから延びる1条の水圧鉄管を、発電所手前で2条に分岐させることで連結している。また、分岐後の水圧鉄管にはバタフライタイプの入口弁が設置され、放水口にはドラフトチューブゲートが設置される。これらの設備は、将来の保守・点検時に利用される。発電所の制御室は地下一階のサービスベイに置き、その階下にはケーブル室を配置した。

発電機フロアーは 200 年確率洪水時(ピーク流量 4,550m³/s)の放水口での河川水位 (El.447m)より幾分標高を高くとり El.447.5m とした。水車中心標高は、河床形状とそれに伴って決まる放水位を考慮して、必要な吸い出し高さを確保でき、かつ発電所掘削量を削減できる El.435.8m とした(図 7.9 参照)。

開閉所はアクセスが容易で、かつ整地にかかる掘削費用が最も少なくなる、サージタンク周辺の広場(標高 730m 程度)を選定することとする(図 7.7 参照)。ただし、最終的な位置は、詳細設計段階で得られる、サージタンク周辺の大きな縮尺の地形図を基に、再度検討し決定する事とする。

7.2.6 常用放流設備

当計画では、下記の理由により、ドンナイ第 3 及び第 4 ダム共、常用放流設備を設置する必要はないものと判断する。

- ・第 3.3.2 節に記載している通り、ドンナイ第 3 及び第 4 貯水池周辺地盤は十分な水密性を有していると同時に、崩壊が想定されるような急峻な斜面はない。従って、貯水池湛水後に、貯水池からの漏水や斜面崩壊等に対する対策工を実施するような状況は想定されない。したがって、貯水池内を空虚にするような必要性が生じる事態はないものと考えられる。
- ・仮排水路の初締め切り後の、ドンナイ第 3 貯水池湛水中における下流河川への放流は、下記の理由により、それほど必要ないものとする。
 - 湛水は雨期間に行われること。
 - ドンナイ第 4 ダムからカッティエン国立公園までの区間においては人口も少なく、ドンナイ川からの利水目的の取水はほとんど行われていない。
 - 一方、カッティエン国立公園下流域は比較的開発が進んでいるため、河川沿いに人が生活している状況にあるが、第 4 ダム～カッティエン国立公園間の残流域面積は約 5,000km² にも及び、ここからの十分な流出量が期待できる。
- ・発電所運転開始後については、第 4 発電所の水車発電機を 3 台にすることで、将来必要に応じて、発電放流により河川維持流量を流すことが可能である。
- ・また、ダムから発電所までの減水区間においては、利水目的の取水はなく、またいくつかの支流がドンナイ川へ流れ込んでおり、これら支流からの流量は、河川環境の維持に役立つと考えられる。

7.2.7 発電機器設備

(1) 水車・発電機の台数

水車・発電機の台数は、下記を考慮して決定した。

- ・ドンナイ第 3 発電計画の最大出力は 240MW であり、主にピーク負荷対応の発電所として運用される(ピーク継続時間：7.5 時間)。
- ・一般的に、発電出力が同一の場合、水車・発電機の台数が少ないほど発電機器関係の工事費は安くなる。当計画の場合、発電運用の利便性の確保を念頭に置いた上で、水車・発電機の台数を 2 台まで減らすことが可能である。

- ・水車・発電機の台数を2台とした場合、単機出力は約120MWであるが、この出力は、当計画の運転開始が見込まれる2007年での電力系統規模(約9,300MW：第5章参照)に比較して十分小さいので、発電所の緊急停止等により電力系統に影響を及ぼすことはない。
- ・また、発電機器の輸送についても、2台案とした場合の1台当たりの発電機器の輸送重量は、アクセス道路の重量制限に抵触するものではない。

以上を考慮して、ドンナイ第3発電計画の水車・発電機の台数は、経済的に最も有利な2台とした。

(2) 通信システム

本調査では、中央給電指令所から発電所に対する出力指令、発電所から中央給電司令所への運転状況情報の送信及び、送電線保護リレーシステム等に必要となる通信システムの通信方式として、有線方式を想定した。しかしながら、通信システムにおける採用方式の最終的な選定は、詳細設計の段階で、発電所運転開始時期における通信網の整備状況を考慮した上で、有線方式、キャリア方式及びマイクロ波方式の3つの代替案の比較検討を行った上で、決定することとする。

(3) 発電機器関係の主要諸元

発電機器関係の主要諸元を下記に示す。

(i) 水車

-型式	: 縦軸フランス水車
-台数	: 2
-水車出力	: 126MW
-比速度	: 200rpm

(ii) 発電機

-型式	: 準傘型
-台数	: 2
-発電機容量	: 137MVA
-周波数	: 50Hz
-力率	: 0.9

(iii) 主変圧器

-型式	: 屋外, 3相式
-台数	: 2
-昇圧比率	: 16.5kV/500kV
-容量	: 140MVA

(iv) 天井クレーン

: 165ton×2台

7.3 ドンナイ第4発電計画

7.3.1 仮排水路

(1) 設計洪水量

洪水時における、ドンナイ第3ダム～ドンナイ第4ダム地点間の残流域流出量のピーク発生時刻は、ドンナイ第3ダム地点におけるそれと一致することはない。このことは、両ダム地点間の流域面積の差異(ドンナイ第3ダム地点：2441km²、残流域：149km²)より明らかである。

従って、ドンナイ第4発電計画に対する仮排水路の設計洪水流量は、ドンナイ第3ダム仮排水路トンネルからの洪水調整がなされた放流量に、残流域流出量を、当該降雨の発生時刻で重ね合わせたものを採用することとした。対象とする洪水規模はドンナイ第3発電計画と同一の20年及び30年確率洪水量とし、これらのピーク流量はそれぞれ、2,630m³/s、2,850m³/sである。

(2) 仮排水路計画の設計

仮排水路の設計は、ドンナイ第3発電計画と同様の考え方で行った。図7.11に仮排水路計画の平面図を示すとともに、策定された仮排水路計画における主要緒元を下記に示す。

- 設計洪水量 (20年確率) : 2,630 m³/s
- 確認洪水量 (30年確率) : 2,850 m³/s
- 上流仮締め切りダム提体積 : 391,000 m³
- 下流仮締め切りダム提体積 : 48,000 m³
- トンネル(2条)延長 : 690 m 及び 800 m
- トンネル内径 : 10.9m

ドンナイ第4発電計画における仮締め切りダムの高さは、ドンナイ第3発電計画のそれよりも高いため、トンネル内径を第3計画の11.5mから10.9mに小さくすることができる。

ダム盛立て工事の進捗につれて、仮排水路トンネルの最大通水能力は徐々に増加してゆくとともに、当仮排水路設備の洪水対処能力は徐々に増大してゆくこととなる。ダム盛立て工事開始後約24ヶ月で盛立て天端標高は419mに到達し、このとき当仮排水路設備は100年確率洪水量(3,800m³/s)にも対処できることとなる。

7.3.2 ダム提体

(a) 盛り立て材料、ゾーンニング

ドンナイ第4発電計画では、第6章に記載されている通り、中央土質遮水壁型ロックフィルダムが採用された。図7.11及び図7.12にダム提体の平面及び標準断面を示す。

ダム提体は、河床部で河川幅が約40m程度の、狭く切り立った谷に配置された。ダム基礎をのせる基盤岩までの掘削深さは、約10～20mであり、ドンナイ第3ダムサイトと比較してかなり浅くなっている。

ダム盛り立て材料は、コア材、ロック材は豊富だが、フィルター材については、原石山から採取した砕石を利用するか、約100kmの輸送で得られる砂を利用するか、2つの代替案による、詳細設計段階における経済性比較が必要である。ロック材につ

いては、ドンナイ第3計画と同様に、右岸側の採石場候補地から採られる堅硬な玄武岩を利用することし、またダム工事費を出来る限り削減するため、洪水吐き並びに他の構造物の基礎掘削に伴い発生する掘削岩(主に薄い頁岩層が貫入している砂岩)についても、出来る限り盛り立て材料として利用することを計画している。

ダム堤体のゾーンニングについては、設計基準に規定されている所要の安全率を確保しつつ、ロック材及び不透水性材料の使用量を最小にするような設計を行った。結果として、ダム堤体の上下流面の傾斜は、それぞれ 1:2.2、1:1.8 と決定した。

(a) 安定性解析

ドンナイ第4ダムについては、設計基準に従い、ダム堤体の安定性解析を実施した。

コア材料の物性値は、本調査で実施した室内試験の結果である、密度 1.8t/m³、内部摩擦角 15° を採用した。一方ロック材については、密度 2.5t/m³、内部摩擦角 40° を採用した。水平方向の地震加速度は 0.1g としている。

安定性解析は、下記の条件下で、常時及び地震時に対して実施した。

- 1) ダム盛り立て工事完了直後(貯水池空虚時)
- 2) 貯水池運用時
 - ・貯水池満水位時(常時満水位及び最大洪水位)
 - ・常時満水位(FSL)からの貯水位急降下時

解析結果を以下に示す。

解析条件	最小安全率(基準値)	最小安全率 (解析結果)
-盛り立て工事完了直後		
・常時	1.25	1.59
・地震時(地震係数 0.05)	1.10	1.26
-貯水池運用時		
・常時	1.25	2.11
・地震時(地震係数 0.10)	1.10	1.60
-貯水位急速低下時		
・常時	1.25	2.10

上記の解析結果より明らかな通り、ダム堤体の安全率にはかなりの余裕があるが、現在の設計レベル(概略設計)を考慮して、この設計を採用することとした。

7.3.3 洪水吐き

ドンナイ第4ダムにおける洪水吐き設備の設計に用いる洪水量についても、前述の仮排水路計画と同様に考え、ドンナイ第3ダム洪水吐きからの洪水調整がなされた放流量に、残流域流出量を、当該降雨の発生時刻で重ね合わせたものを採用することとした。洪水規模についてもドンナイ第3発電計画と同一の 1,000 年及び PMF を対象として設計を行った。

ドンナイ第4ダム貯水池(C.A.: 149km²)は第3貯水池(C.A.: 2,441km²)と比較してかなり小さいため、残流域流出量は小さく、また洪水流量の貯留効果も見込めない。したがって、両地点間の地形・地質条件の差異による若干の変更はあるが、基本的な洪水吐き設備の諸元(ゲート諸元)は、ドンナイ第3ダムと同一とした。図 7.13 に

ドンナイ第4ダム洪水吐き設備の平面及び縦横断面図を示す。

図 7.4 に、ドンナイ第4貯水池の PMF に対する洪水処理計算の結果を示す。その結果、最大洪水水位標高 447.1m、洪水吐き放流量 9,930m³/s となった。なお、設計洪水流量(1,000年確率洪水)に対する洪水吐き放流量は、6,460m³/s である。

以下に主要諸元を示す。

- 最大洪水水位 (PMF) : El.447.1m
- 最大洪水水位からのダム余裕高 : 0.5 m
- ダム堤頂標高 : El. 448.5 m^{*}
- 洪水吐きゲート諸元 : ドンナイ第3発電計画と同一

※中央土質遮水壁型ロックフィルダムの堤頂標高は、最大洪水水位に対して、ダム余裕高(0.5m)とコア材料天端を覆う土(最低厚さ 0.5m)を考慮して決定される。

7.3.4 水路構造物

(1) 水路構造物の構成

図 7.14 に示す通り、ドンナイ川の左岸側に水路構造物は配置されており、それらの構成はドンナイ第3発電計画と同様である。そのルートは、取水口地点から発電所地点まで、河川左岸側約 5km の水路により河川長約 15km をショートカットしており、効率の良いものとなっている。数箇所峡谷を横断するにあたっては、十分な地山被りをとれる最短ルートを選定した。

(2) 発電取水口

発電取水口設備は、ダム堤体から約 0.8km 上流の左岸側に位置している。取水口へのアクセスはダム堤体よりなされる予定である。取水口の敷き高は標高 413m であり、これは貯水池の最低水位標高 430m の 17m 下部に位置している。

取水口の型式として、ドンナイ第3発電取水口と同様に、3つのタイプ(インクライン型、タワー型及びシャフト型)が選定され、経済性の比較検討がなされた。

取水口型式に関わる経済性比較 (単位: 10³US\$)

項目	インクライン型	タワー型	シャフト型
- 土木工事費	3,229	3,615	3,378
- 機械工事費	3,995	2,994	3,096
合計	7,224	6,609	6,474

その結果、シャフト型が経済的に有利であることが判った。従って本調査ではこのシャフト型を採用する事とするが、経済性比較におけるタワー型との差異はわずかであることから、これら2つのタイプについて、さらに詳細な経済性比較を詳細設計段階で行うことが必要と考えられる。

(3) 導水路、サージタンク及び水圧鉄管路

導水路内径については、ドンナイ第3計画と同様に経済比較をした結果、内径 8.6m、1条が最適となった。導水路の延長は約 5.3km である。

導水路掘削工事の効率化のため、取水口から放水口の間には作業坑を建設することが

計画されたが、概略検討の結果、その地形条件により、作業坑があまりにも長くなってしまい、現実的ではないことが判明した。第8章では、このことを考慮した施工計画の策定が行われる。

サージタンクについても、ドンナイ第3計画と同様の考え方により、制水口型を採用した。サージタンクの諸元は、シャフト部の内径：17m、高さ69mであり、制水口径3.5mである。

水圧鉄管についてもドンナイ第3計画と同様に、サージタンクから発電所までを連結する内径6.7mのトンネル(1条：図7.14参照)を採用し、その内径については、導水路同様、経済比較の結果に基づいている。この1条の水圧鉄管は、発電所近くで3分岐し、3台の水車・発電機に連結する。

7.3.5 発電所

(1) 発電所の型式

発電所はダムの下流約15km、河川左岸側に位置する。発電所の型式として、ドンナイ第3計画と同様、地上式及び地下式の2つの代替案を選定し、経済性の比較検討を行った。

発電所型式に関わる土木工事費の経済性比較 (単位: 10³US\$)

項目	地上式	地下式 (図7.15参照)
- 掘削		
・地上	4,100	-
・地下	-	2,500
- 鉄筋コンクリート	7,400	15,600
- トンネル(アクセス、ケーブル及びドレーン用)	-	2,000
合計	11,500	20,100

上記の経済性比較結果より、地上式が経済的に明らかに有利であることから、本調査では、地上式発電所を採用した。

発電所建屋は、図7.16に示すように、建屋の長軸は河川の流下方向とほぼ平行で北東から南西方向に向いている。発電所へのアクセスは左岸側の基点となるバオロックが70kmと遠方にあるので、州道の通る右岸から河川を横断することになる。

(2) 設計洪水量

発電所建屋に対する設計洪水量として、ヴェトナム国の設計基準に従い、200年確率洪水量(ピーク流量：4,620m³/s)が適用された。この流量に相当する発電所地点の河川水位はEl.311mとなる。

(3) 発電所設備の概要

発電所の詳細を図7.17に示す。発電所の寸法および各階の高さは、発電所に設置または収納される主要設備によって決定された。発電所は、3つのユニットベイ及びサービスベイからなり、それぞれのユニットにはフランス水車が設置される。これら水車発電機と水圧鉄管は、サージタンクから延びる1条の水圧鉄管を、発電所手前で3条に分岐させることで連結している。また、ドンナイ第3発電所と同様に、分岐後の水圧鉄管にはバタフライタイプの入口弁が設置され、放水口にはドラフトチューブゲートが設置される。発電所の制御室は地下一階のサービスベイに置き、

その階下にはケーブル室を配置した。

発電機フロアー標高は、El.299.8m に設定した。一方、サービスベイを含む発電機フロアー周辺の標高は、200年確率洪水時(ピーク流量 4,620m³/s)の放水口での河川水位(El.311m)より幾分高い El.311.5m に設定している。従って、発電機フロアーとその周辺部分の標高差は約 12m となるが、この標高差により、洪水時の発電所山側からの雨水を河川に自然排水することが可能となり、発電所周りの排水処理設備の簡略化を図ることが可能となる。

水車中心標高は、河床形状とそれに伴って決まる放水位を考慮しつつ、最小流量での運転時にも必要な吸い出し高さを確保できる El.288.6m に設定した(図 7.16 参照)。

開閉所はアクセスが容易で、かつ整地にかかる掘削費用が最も少なくなるサージタンク周辺の広場(標高 550m 程度)を選定することとする(図 7.14 参照)。ただし、最終的な位置は、詳細設計段階で得られる、サージタンク周辺の大きな縮尺の地形図を基に、再度検討し決定する事とする。

7.3.6 発電機器設備

(1) 水車・発電機の台数

水車・発電機の台数は、下記を考慮して決定した。

- ・ ドンナイ第 4 発電計画の最大出力は 270MW であり、ドンナイ第 3 発電計画と同様、主にピーク負荷対応の発電所として運用される(ピーク継続時間:7.5 時間)。
- ・ 前述した通り、ドンナイ第 4 発電計画においても、最も経済的な台数は 2 台であるが、同発電計画の策定に当たっては、同発電所下流河川における、将来的な自然・社会環境の保全等に対する社会的な要請に、柔軟な対応ができるよう、発電設備構成にある程度の裕度をもたせることが必要と考える。
- ・ 上記の観点から、発電放流に柔軟性を持たせる有効な手段として、水車・発電機を 3 台にすることが挙げられるが(3 台案)、この場合 2 台案と比較して、発電関連機器費用に関わる初期投資額が約 10 百万 US\$ 増加することとなる。

一方、自然環境の側面においても、本報告書の第 4.5.4 節で提言している通り、ドンナイ第 4 発電所下流河川の自然環境を維持するためには、乾期において、なるべく継続的に水を放流することが望ましいことが指摘されている。これを達成するためには、発電放流に柔軟性を持たせること(3 台案の採用)が必要である。

以上を踏まえて、本調査では、水車・発電機 2 台案及び 3 台案に対して、その経済性について概略の比較検討を、下記の通り実施した。

3 台案採用の場合の初期投資額の増加分を年経費に換算すると、約 1.5 百万 US\$(前提条件:耐用年数 50 年、割引率 10%)となる。一方、1日 15 時間以上発電放流を継続して行うには、2 台案を採用した場合、水車使用水量を、当該水車の基準(最適)使用水量よりも絞って放流する必要があり、これは水車・発電機の合成効率の低下を招くこととなり、結果として発電電力量を低下させることとなる。本調査では、ピーク対応水力発電計画において、最小ピーク継続時間としてしばしば採用されてる 4 時間(最大出力で運転)を確保することを前提として、15 時間継続して発電運転するケース(Case-1)及び 24 時間継続して発電運転するケース(Case-2)の 2 つを想定して、2 台案及び 3 台案の年間の発電電力量の低下

量を概算した。その結果を次ページの表に示す。

ドンソイ第4発電所における
2台案、3台案に対する年間発電電力量の減少量概算結果

項目	2台案	3台案
i) Case-0 : 7.5時間/日のピーク運転のみとした場合*		
・水車1台当たりの基準使用水量: Q_{rated} (m ³ /sec)	112.0	71.3
・水車・発電機の合成効率	0.88	0.88
ii) Case-1: 15時間/日の継続運転をした場合 (水車1台当たりの発電必要水量: $Q=71.3$ (m ³ /sec))		
・基準使用水量に対する発電必要水量(Q)の比率 ($=Q/Q_{rated}$)	0.64	1.0
・水車・発電機の合成効率	0.85	0.88
・Case-0に対する発電電力量の減少量 (GWh/year)	10	0
iii) Case-1: 24時間/日の継続運転をした場合 (水車1台当たりの発電必要水量: $Q=39.2$ (m ³ /sec))		
・基準使用水量に対する発電必要水量(Q)の比率 ($=Q/Q_{rated}$)	0.35	0.55
・水車・発電機の合成効率	0.68	0.80
・Case-0に対する発電電力量の減少量 (GWh/year)	67	27

※本調査で想定している発電運用

上表から判る通り、3台案に対する2台案の年間発電電力量の減少量は、Case-1: 10GWh、Case-2: 40GWhと概算される。これらの減少量を、長期限界費用: 7.426US\$を用いて年間便益に換算すると、それぞれ 0.74、2.97 百万 US\$となる。ここで、これら減少量を3台案採用の場合の便益(B)と考え、前述の初期投資額の増分に相当する年経費 (1.5 百万 US\$) を費用(C)と考えた場合、3台案採用の場合の純便益 (B-C) は、Case-1 では△0.76 百万 US\$であるが、Case-2 では 1.47 百万 US\$となる。

以上の検討結果を考慮した上で、将来的な環境保全ニーズの高まりにより、ドンソイ第4発電所に対して24時間継続運転を将来的に要請される可能性等をも考慮し、本調査では、ドンソイ第4発電所の水車・発電機の台数として3台案を採用することとした。

しかしながら、最適な水車・発電機の台数の最終的な決定は、詳細設計段階で得られる、さらに詳細な環境調査結果及びドンソイ第4発電所の発電運用計画に関わる詳細検討結果等を考慮した上で、行うべきである。特に、詳細設計段階では、有望な代替案として、水車・発電機3台の内、1台を24時間運転に対応させる目的で小規模なものを設置するという案も、電力系統に与える影響等を踏まえた上で、詳細に検討する必要がある。

(2) 通信システム

本調査では、中央給電指令所から発電所に対する出力指令、発電所から中央給電司令所への運転状況情報の送信及び、送電線保護リレーシステム等に必要となる通信システムの通信方式として、有線方式を想定した。しかしながら、通信システムにおける採用方式の最終的な選定は、詳細設計の段階で、発電所運転開始時期における通信網の整備状況を考慮した上で、有線方式、キャリア方式及びマイクロ波方式の3つの代替案の比較検討を行った上で、決定することとする。

(3) 発電機器関係の主要諸元

発電機器関係の主要諸元を下記に示す。

(i) 水車

-型式	: 縦軸フランシス水車
-台数	: 3
-水車出力	: 94MW
-比速度	: 214rpm

(ii) 発電機

-型式	: 準傘型
-台数	: 2
-発電機容量	: 101MVA
-周波数	: 50Hz
-力率	: 0.9

(iii) 主変圧器

-型式	: 屋外, 3相式
-台数	: 2
-昇圧比率	: 16.5kV/500kV
-容量	: 110MVA

(iv) 天井クレーン : 250ton×1台

7.4 ドンナイ第3・第4水力発電所の送電方法

7.4.1 送電方法案の比較

ドンナイ第3、第4水力発電所の発生電力を需要地点まで送電する方法としては、次の3案が考えられる(図7.18～図7.21参照)。また、送電線の概略ルート図を図7.22～図7.24に示す。

(1) 第1案

ドンナイ第4発電計画の開閉所からドンナイ第3発電計画の開閉所を經由して500/220kV Di Linh 変電所へ至る1ルートの220kV 2回線送電線を新設する。またDi Linh 変電所に500/220kV 450MVAの変圧器1台を増設する。この案の主要設備は以下の通りである。

ドンナイ第4昇圧変圧器	16.5/220kV 110MVA	3台
ドンナイ第3昇圧変圧器	16.5/220kV 140MVA	2台
Di Linh 変電所変圧器	500/220kV 450MVA	1台
ドンナイ第4～ドンナイ第3	220kV AC500 2回線送電線	18km
ドンナイ第3～Di Linh 変電所	220kV AC500 2回線送電線	48km

(2) 第2案

ドンナイ第4の開閉所にドンナイ第3と第4を一括して220kVから500kVに昇圧する変圧器を設置し、この変電所からPuleikとPhu Lamとの間の既設500kV送電線まで1ルートの500kV 2回線の送電線を新設する。ドンナイ第3とドンナイ第4の間は1ルート2回線220kV送電線で接続する。この案の主要設備は以下の通りである。

ドンナイ第3昇圧変圧器	16.5/220kV 140MVA	2台
ドンナイ第3～ドンナイ第4	220kV AC500 2回線送電線	18km
ドンナイ第4昇圧変圧器	16.5/220kV 110MVA	3台
ドンナイ第4変電所500kV変圧器	500/220kV 580MVA	2台
ドンナイ第4変電所～既設500kV送電線	500kV ACSR330×4 2回線送電線	12km

(3) 第3案

ドンナイ第3、第4ともにそれぞれの発電所で直接500kVに昇圧し、ドンナイ第4からPuleikとPhu Lamとの間の既設500kV送電線まで1ルートの500kV 2回線の送電線を新設する。ドンナイ第3とドンナイ第4の間は1ルート2回線の500kV送電線で接続する。この案の主要設備は以下の通りである。

ドンナイ第3昇圧変圧器	16.5/500kV 140MVA	2台
ドンナイ第3～ドンナイ第4～既設500kV送電線	500kV ACSR330×4 2回線送電線	25km
ドンナイ第4昇圧変圧器	16.5/500kV 110MVA	3台

7.4.2 電力系統解析計算

ドンナイ第3、第4水力発電所を220kV系統へ接続する案(第1案)と500kV系統へ接続する案(第2案および第3案)の2つのケースについて、潮流計算、電圧計算、安

定度計算、電力ロス計算などの電力系統解析計算を行った。なお、計算に使用した電力系統は系統規模、約 14,000MW の 500kV、220kV 全国系統である(IOE の 2010 年系統)。その結果は付録図 E1～図 E12 の通りであり、どちらのケースにおいても潮流、電圧、安定度など技術的な問題はないことが確認された。

電力損失の計算結果は、220kV 送電の場合は 274.8MW、500kV 送電の場合は 251.2MW であり、220kV 送電の方が 23.6MW 多かった。

7.4.3 コスト比較

送電損失を含めて経済比較を行うため、3つの案の建設費を年経費で比較する。送電損失は代替火力の kW 価値および kWh 価値で金額換算する。

(1) 年経費の算定

(a) 送電関連機器の数量

	単位	第1案		第2案		第3案	
		No.3	No.4	No.3	No.4	No.3	No.4
- 開閉所							
遮断器※	set	220kV: 7	220kV: 6	220kV: 5	500kV: 5 220kV: 8	500kV: 5	500kV: 6
昇圧変圧器	台	2	3	2	3	2	3
主要変圧器	台	-	-	-	2	-	-
制御盤及びリレー	Set	1	1	1	1	1	1
その他付属品	set	1	1	1	1	1	1
- Di Linh 変電所							
遮断器※	set		500kV: 1 220kV: 3		-		-
昇圧変圧器	台		1		-		-
制御盤及びリレー	set		1		-		-
その他付属品	set		1		-		-
- 送電線							
500 kV 送電線	km		-		12		25
220 kV 送電線	km		66		18		-

※ 断路器及び母線を含む

(b)建設費

(単位：1,000US\$)

	第1案	第2案	第3案
- 開閉所 (No.3 と No.4 の合計)			
遮断器※	4,827	11,061	15,662
昇圧変圧器	10,848	10,848	14,244
主要変圧器	—	9,626	—
制御盤及びリレー	3,383	4,102	2,860
その付属品	572	1,069	983
小計	19,630	36,706	33,749
- Di Linh 変電所			
遮断器※	2,400	—	—
主要変圧器	3,949	—	—
制御盤及びリレー	823	—	—
その他付属品	97	—	—
小計	7,269	—	—
- 送電線			
500 kV 送電線	—	4,728	9,850
220 kV 送電線	8,118	2,214	—
小計	8,118	6,942	9,850
合計	35,016	43,648	43,599

※ 断路器及び母線を含む

(c)年経費の算定

開閉所の耐用年数を15年、送電線の耐用年数を20年とすると資本回収係数は13.2%、11.8%となり、これに維持管理費(1.5%)を加え年経費率をそれぞれ14.7%、13.3%とする。したがって各案の年経費は、

$$\begin{aligned} \text{第1案} & 26,899 \times 0.147 + 8,118 \times 0.133 = 5,034 \text{ (x10}^3\text{US\$)} \\ \text{第2案} & 36,706 \times 0.147 + 6,942 \times 0.133 = 6,319 \text{ (x10}^3\text{US\$)} \\ \text{第3案} & 33,749 \times 0.147 + 9,850 \times 0.133 = 6,271 \text{ (x10}^3\text{US\$)} \end{aligned}$$

となる。

(2) 送電損失の金額換算

220kV送電と500kV送電の送電損失の差23.6MWを代替火力のkW価値116.3US\$/kWおよびkWh価値2.238US\$/kWhで換算する。

・kW価値

$$23.6 \text{ MW} \times 116.3 \text{ US\$/kW} = 2,745 \text{ x10}^3\text{US\$}$$

・kWh価値

$$\text{年間送電損失量} = \text{最大負荷時の損失} \times 8760 \times \text{損失係数}$$

$$\text{損失係数} = 0.3 \times (\text{負荷率}) + 0.7 \times (\text{負荷率})^2 \cdots \text{Buller-Woodrow の実験式}$$

$$\text{負荷率} = 0.69$$

$$\text{年間送電損失量} = 23.6\text{MW} \times 8760 \times 0.54 = 111,637\text{MWh}$$

これを金額換算すると、

$$111,637\text{MWh} \times 0.02238\text{US\$/kWh} = 2,498 \times 10^3\text{US\$}$$

(3) 合計年経費

送電損失を第1案のみに加え、各案の合計年経費は次の通りとなる。

送電線代替案	合計年経費
第1案	10,277 (10 ³ US\$)
第2案	6,319 (10 ³ US\$)
第3案	6,271 (10 ³ US\$)

したがって第3案が最も経済的であり、続いて第2案、第1案の順となる。なお、耐用年数間にわたる費用展開を付録表 F1 に示す。

(参考)

ベトナム国においては送電損失量の計算をロシア公式で算出しており、その公式で行った場合の結果を以下に記す。

$$\text{年間送電損失量} = \text{最大負荷時の損失} \times 8760 \times (0.124 + T_{\text{max}} \times 10^{-4})^2$$

$$T_{\text{max}} = 4,500 \sim 5,000$$

$$\text{最大負荷時の損失} = 23.6\text{MW}, \quad T_{\text{max}} = 5,000 \text{ の時}$$

$$\text{年間送電損失量} = 23.6\text{MW} \times 3,411 = 80,500\text{MWh}$$

これを金額換算すると

$$80,500\text{MWh} \times 0.02238\text{US\$/kWh} = 1,802 \times 10^3\text{US\$}$$

となる。

したがって、この場合の各案の年経費は

送電線代替案	合計年経費
第1案	9,581 (10 ³ US\$)
第2案	6,319 (10 ³ US\$)
第3案	6,271 (10 ³ US\$)

となり、順位は変わらない。

7.4.4 総合評価

各案の長所、短所を述べると以下の通りとなる。

- 第1案
- 建設工事費は最も少ないが、送電損失を含めた年経費の比較では、最も経済性が悪い。
 - 潮流、電圧、安定度など技術上の問題点は検討した年度断面ではなにもない。ただし、220kV 送電のため、数量的には示せないが定性的には 500kV 送電に比べ送電安定度が低いといえる。
 - 電力系統において最も事故頻度の多い設備は送電線であり、3案の中では最も送電線の亘長が長いため、事故発生の確率が高く信頼度面で最も劣る。
 - 送電損失が最も多い。

- 第2案 a) 経済性は第3案の次に良い。
- b) 送電安定度面では、長距離の 500kV 送電線の中に電圧を支える発電機が接続されること、および発電機間の位相差が 220kV 送電に比べ小さいことからシステムの安定度が高いといえる。
- c) 第1案より 亘長の短い 220kV 送電線と事故発生確率の少ない 500kV 送電線で構成されており、信頼度面では第1案よりは勝るが、第3案よりは劣る。
- d) 送電損失は第1案より少ないが、2段昇圧しているため第3案よりやや多い。

- 第3案 a) 経済性は最も良い。
- b) 送電安定度については第2案と同様のことがいえる。
- c) 事故発生確率のすくない 500kV 送電線のみで構成されており、送電線 亘長も最も短いため事故発生頻度が少なく、信頼度面で最も優れている。
- d) 送電損失は最も少ない。
- e) さらに、コストの面に着目した場合、この第3案の代替案として、図 7.25 に示す第 3-1 案も考えられ、この案では第3案と比較して、約 5 百万 US\$のコストダウンが図れる。

しかしながら、第 3-1 案では、送電線 1 回線の事故時には、その送電線に繋がっている発電機が必ず停止し、送電が不可能となる。一方、第 3 案では同様な事故が起きた場合でも、事故が起きた送電線に繋がった発電機の発電電力を、ドンナイ第 3 開閉所を通じて、もう 1 回線ある送電線を利用して、ドンナイ第 4 開閉所に送電することが可能であり、必ずしも送電が不可能となることはなく、送電信頼度が高い。

以上を考慮して、本調査では、送電信頼度の高い第 3 案を採用する事とするが、詳細設計の段階でこの 2 つの案については、さらに詳細な比較検討を行うこととする。

JICA 調査団は、経済性、送電安定度、信頼度、送電損失等を総合的に評価して、各面において最も優れている第 3 案を、ドンナイ第 3・第 4 の送電方法として推奨する。

7.5 アクセス道路及び付け替え道路

第4章で記載した通り、当発電計画地域における現存の自然環境を維持するためには、当計画の工事による影響ができる限り及ばないよう、アクセス道路のルート選定を含めた綿密な施工計画の策定が不可欠である。特に両ダムサイト間の左岸側に広がる手つかずの森林地帯については、現況の自然環境を維持するために、特別な配慮が必要である。

このことを考慮すれば、工事中のアクセス道路及び発電所運開後の維持・保守道路のルート選定には、基本的に既存の州道28号線を最大限に利用することが妥当である。したがって、ダム及び発電所当へのアクセス道路は州道28号線から、なるべく森林地帯を通らないようなルート選定を実施した。図8.1にアクセス道路のルート図を示す。図に示す通り、工事用アクセス道路は、ダム及び発電所サイト周辺の一部を除いて、右岸側に配置されることとなった。

さらに、ドンナイ第3貯水池の出現により水没する州道の付け替え道路(延長:約50km)についても、図8.1に示すように、2つの移転候補地へのアクセスを考慮してルート選定が行われた。この付け替え道路のルートについては、今後EVNとヴィエトナム国関係機関との間での調整が必要である。

表 7.1 1980年以降に完成した主なコンクリート表面遮水型ロックフィルダム(CFRD)

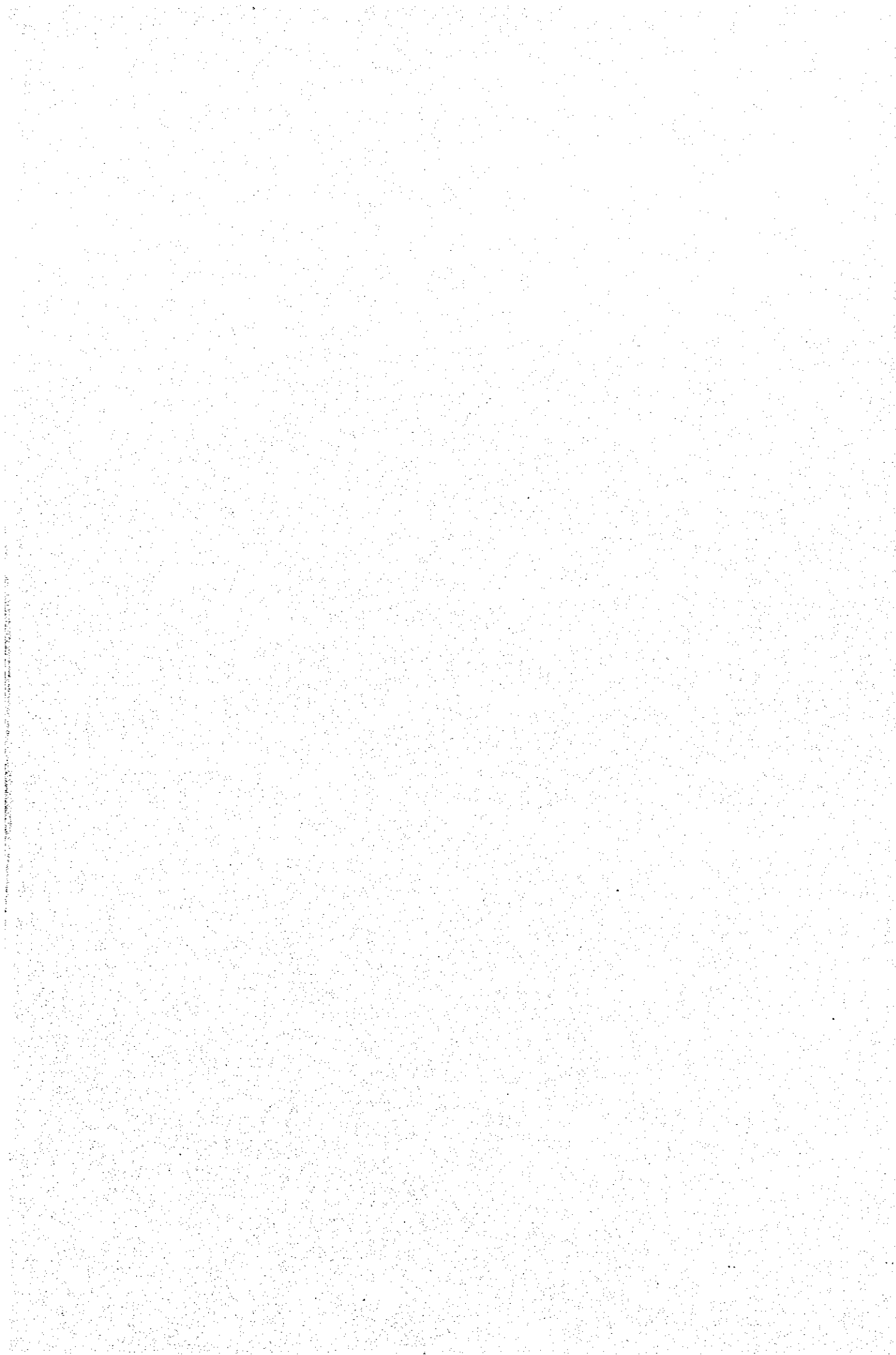
Name	Country	Dam Height (m)	Purpose	Year of Completion	Slopes of Dam Surfaces		Face slab thickness (=m+CH)	Reinf. in. way (%)	Plinth width (m)	Face area (10 ³ m ²)	Rockfill	
					upstream	downstream					Type	Volume (10 ³ m ³)
Areia	Brazil	160	P	1980	1.4	1.4	0.3+0.0034H	0.4	4.55, 5.75	139	Basalt	13000
Neveri (Turimiquire)	Venezuela	115	W	1981	1.4	1.5	0.3+0.002H	0.5	3.5-7.50	53	Limestone	N/A
Salvajina	Colombia	148	N/A	1983	1.5	1.4	0.3+0.0031H	0.4	4.0-8.0	50	Dredger tailings	4100
Fortuna Raised	Panama	105	N/A	1984	1.3	1.4	0.15(shotcrete)	0.25	4.0	N/A	Andesite	N/A
Khao Laem	Thailand	130	P	1984	1.4	1.4	0.3+0.003H	0.5	4.5(Gallery)	140	Limestone	N/A
Pecineagu	Romania	105	W/P/I	1984	1.7	1.7	0.35+0.0065H	0.4	Gallery	30	Quartzite	2400
Shiroro	Nigeria	130	P	1984	1.3	1.3	0.3+0.003H	0.4	6	50	N/A	N/A
Koman	Albania	133	P	1986								
Reece (L. Pieman)	Australia	122	P	1986	1.3	1.3-1.5	0.3-0.001H	0.65	3-9	35	Dolerite	2700
Cirata	Indonesia	125	P	1987	1.3	1.4	0.35+0.003H	0.4	4, 5.7	N/A	Breccia/andesite	N/A
Segredo	Brazil	145	P	1992	1.3	1.2-1.4	0.3+0.0035H	0.3, 0.4	4-6.5	86	Basalt	6700
Aguamilpa	Mexico	187	P	1993	1.5	1.4	0.3+0.003H	0.3, 0.35	4-6	137	Gravel/ignimbrite	4000
Fortuna (Raised)	Panama	105	P	1994	1.3	1.4	0.15	0.25	4	N/A	Andesite	N/A
Siab Bishe (Lower)	Iran	130	P	1994	1.5	1.6	N/A	N/A	N/A	N/A	Limestone, basalt	N/A
Siab Bishe (Upper)	Iran	100	P	1994	1.5	1.6	N/A	N/A	N/A	N/A	Dolomite	N/A
Xingo	Brazil	150	P	1994	1.4	1.3	0.3+0.0029H	0.4	5-7	135	Granite gneiss	12300
Messochora	Greece	135	P/I	1995	1.4	1.4	0.3+0.003H	0.5	0.7	50	Limestone	N/A
Santa Juana	Chile	110	W/I	1995	1.5	1.6	0.3+0.002H	0.3	3-5	N/A	Gravel, panel wall	990
Yacambu	Venezuela	162	W	1996	1.5	1.6	0.3+0.002H	0.4	Concrete	13	Gravel	N/A
Bastonia	N/A	110	N/A	1997	1.5	1.5	0.3+0.003H	0.5	4.6	30	Andesite	N/A
Rastolrta	Romania	105	P/W	1997	1.5	1.5	0.3+0.003H	0.5	4.0-6.0	30	Andesite	3100
Baiyun	China	120	P	1998	1.4	1.4	0.3+0.002H	0.35, 0.4	4-5	15	Limestone	1700
Dehar El Qued	Morocco	101	I/P	1999	1.4	2.1	0.3+0.003H	0.3	4-5	N/A	Rockfill	2000
Ita	Brazil	125	P	1999	1.3	1.3	0.3+0.002H	0.3, 0.4	4-6	110	Basalt	9300
Mohale	Lesotho	145	I/P	2000	1.4	1.4	0.3+0.0035H	0.4	3+H/15	87	Basalt	7400
Puelaro	Chile	100	I	2000	1.5	1.6	0.3-0.45	0.3	3-4	87	Gravel	4780

Note: 1. The above table lists the concrete faced rockfill dams completed after 1980 in the world that have a dam height more than 100m.

2. Abbreviations of Purposes, P; hydropower, W; water supply, I; irrigation

3. "N/A" means that the data are not available.

Data Source: Year Book 1999, Water Power & Dam Construction



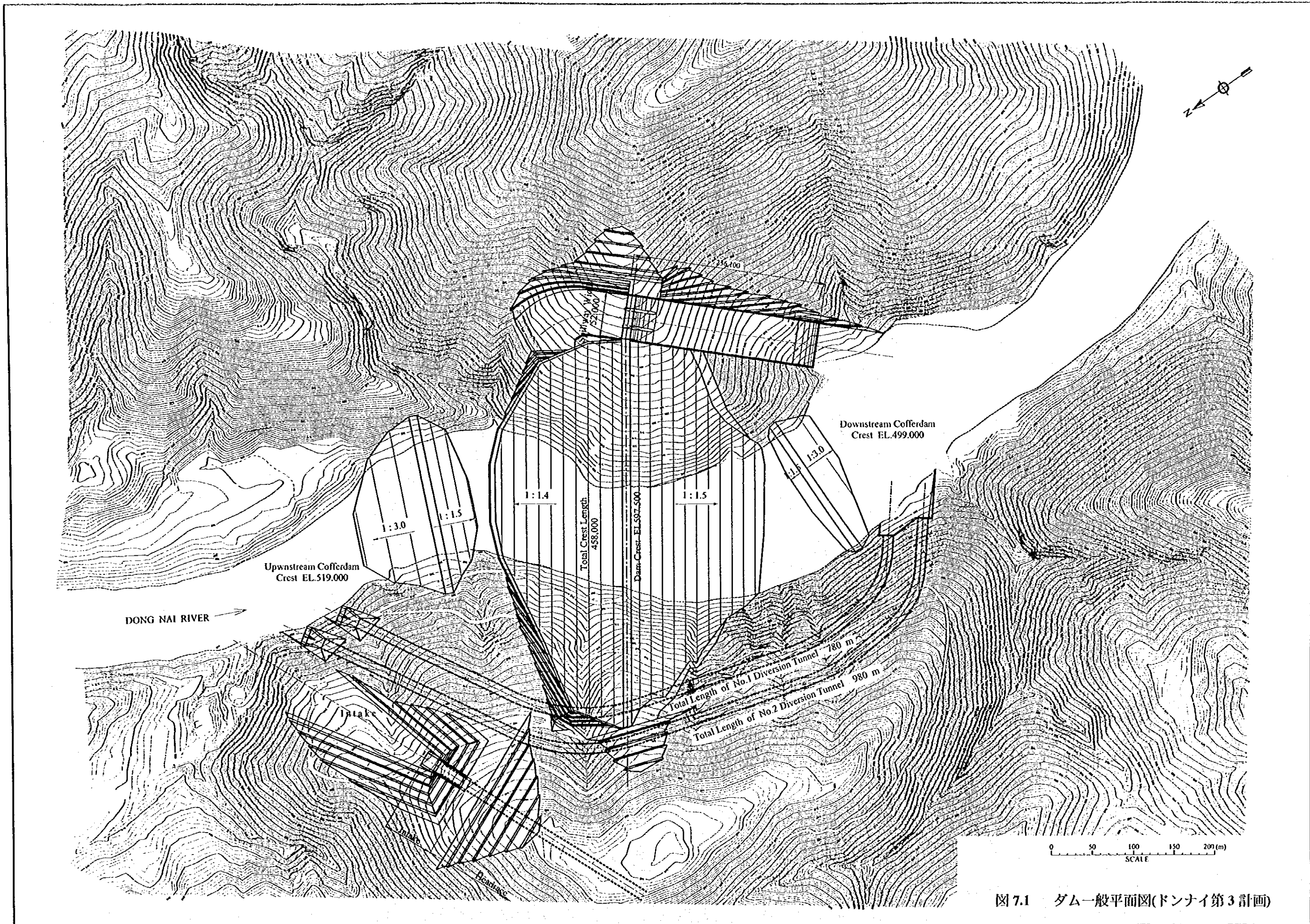
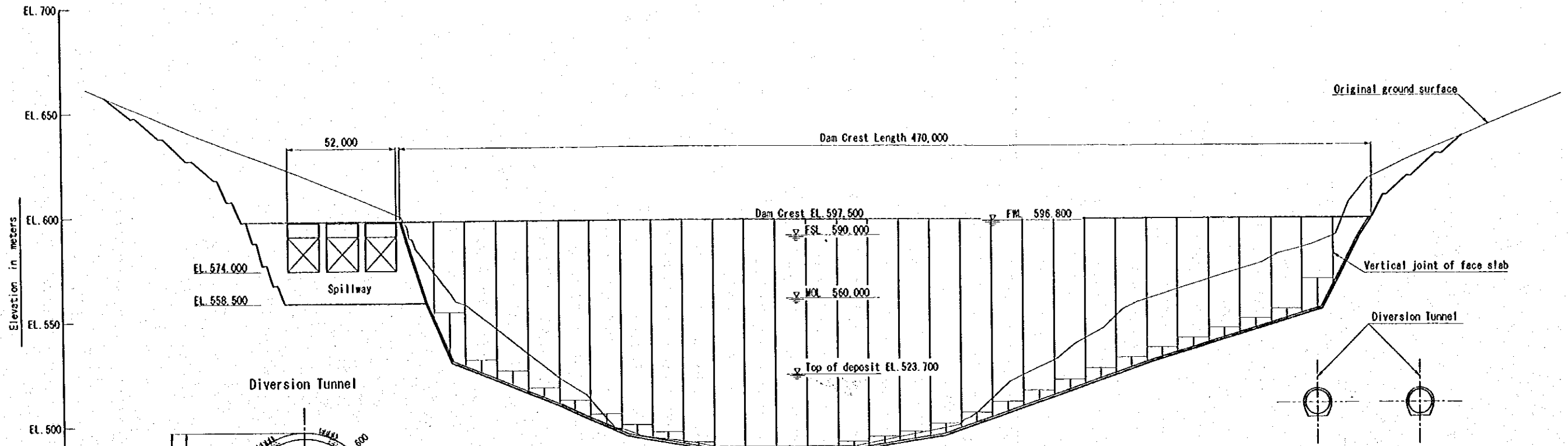


図 7.1 ダム一般平面図(ドンナイ第3計画)



Note: Impervious earthfill and Random fill zone are not shown.

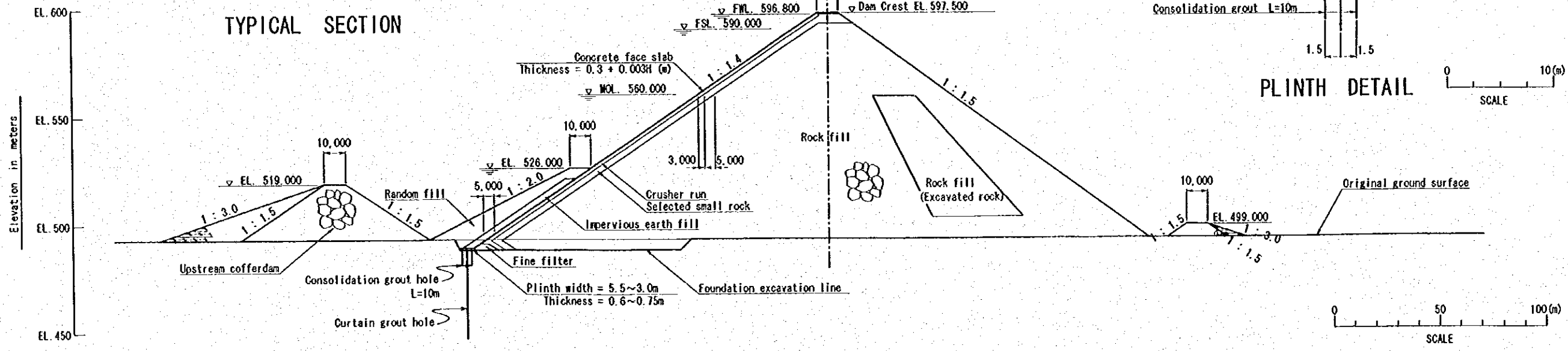
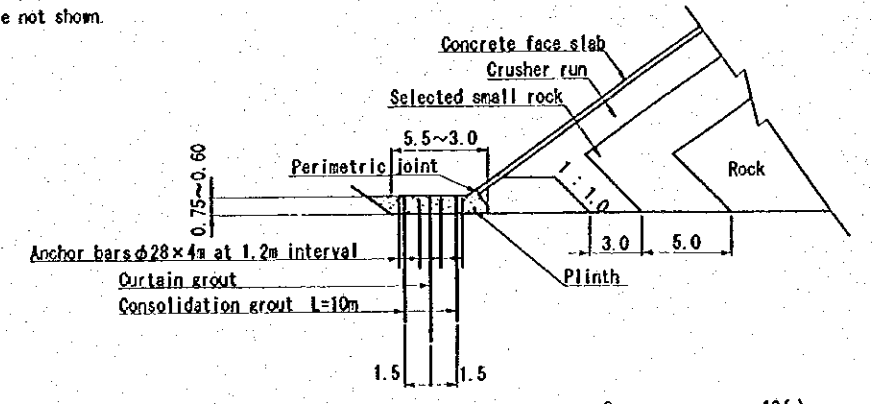
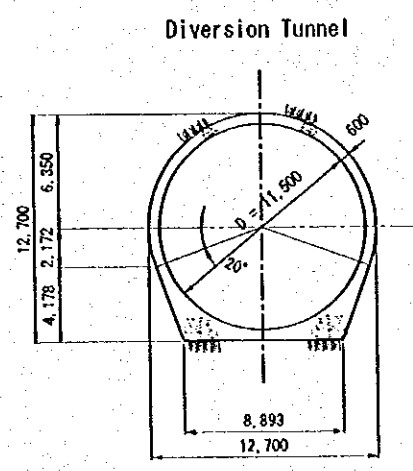
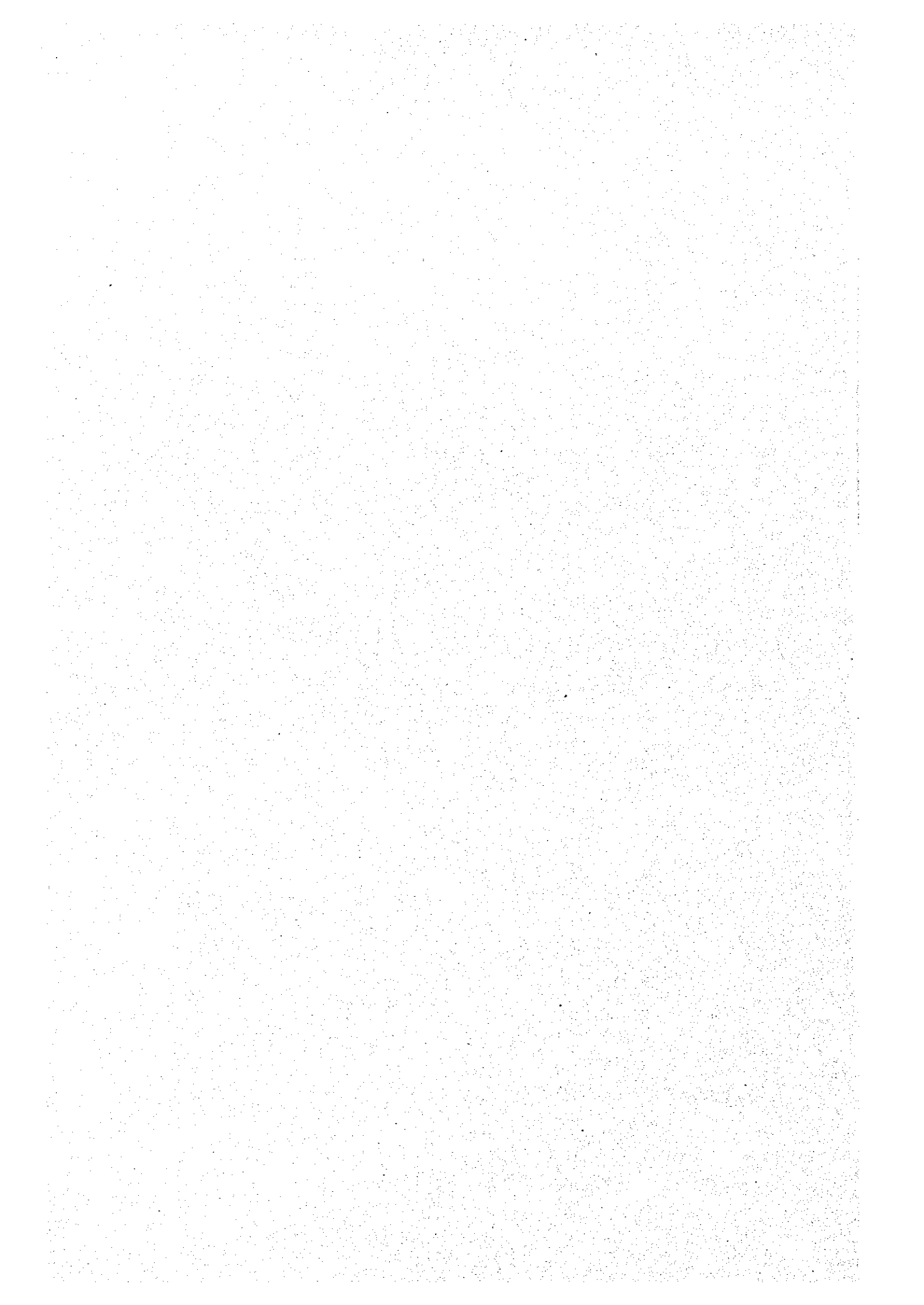
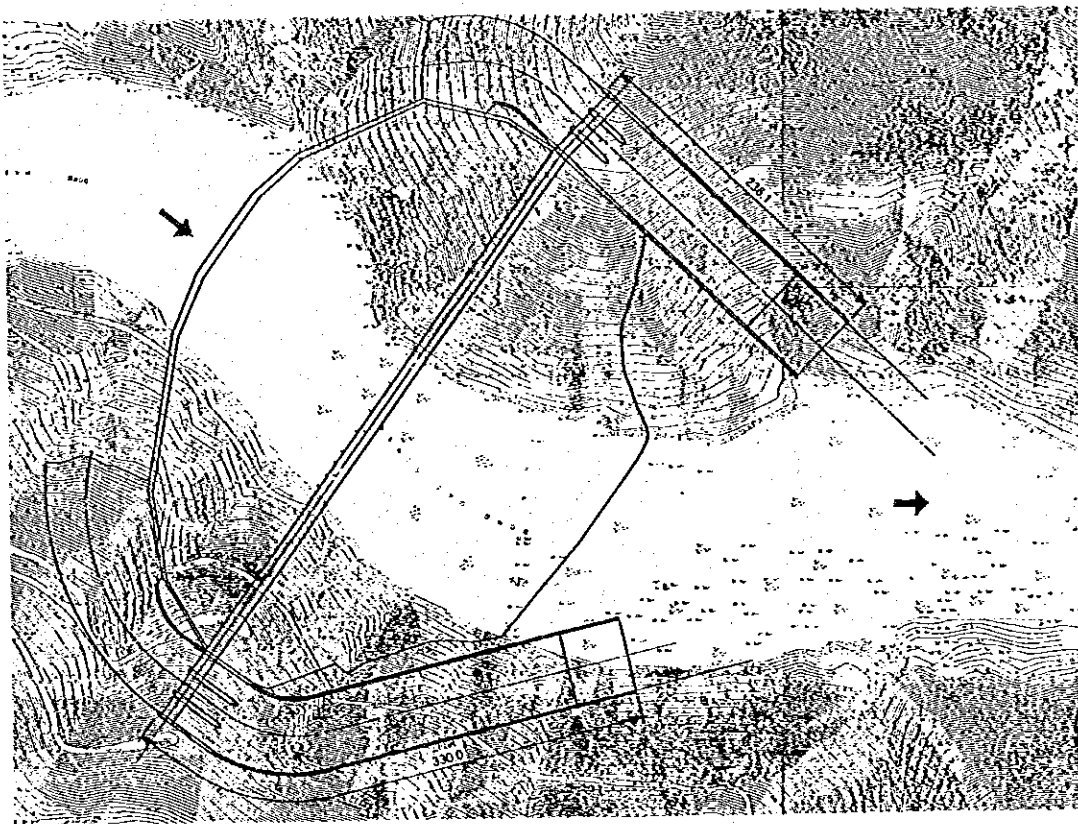
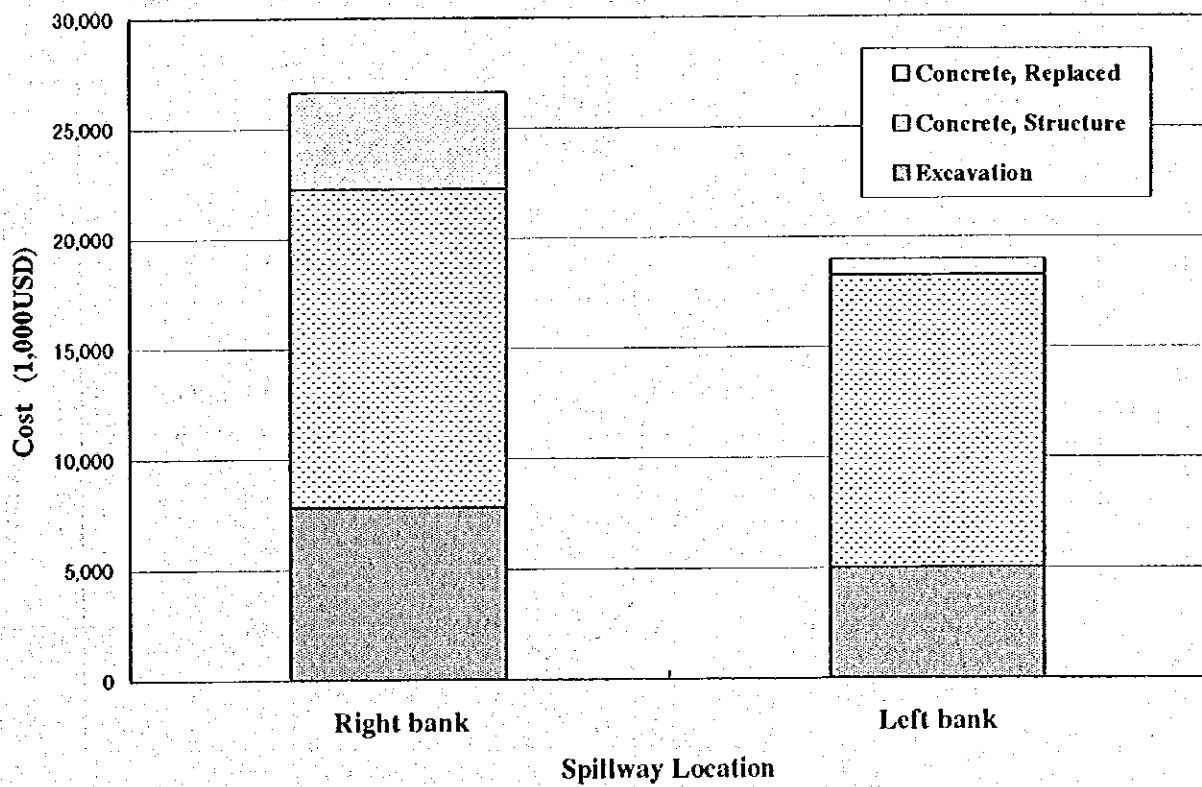


図 7.2 ダム堤体標準縦横断面図(ドンナイ第3計画)



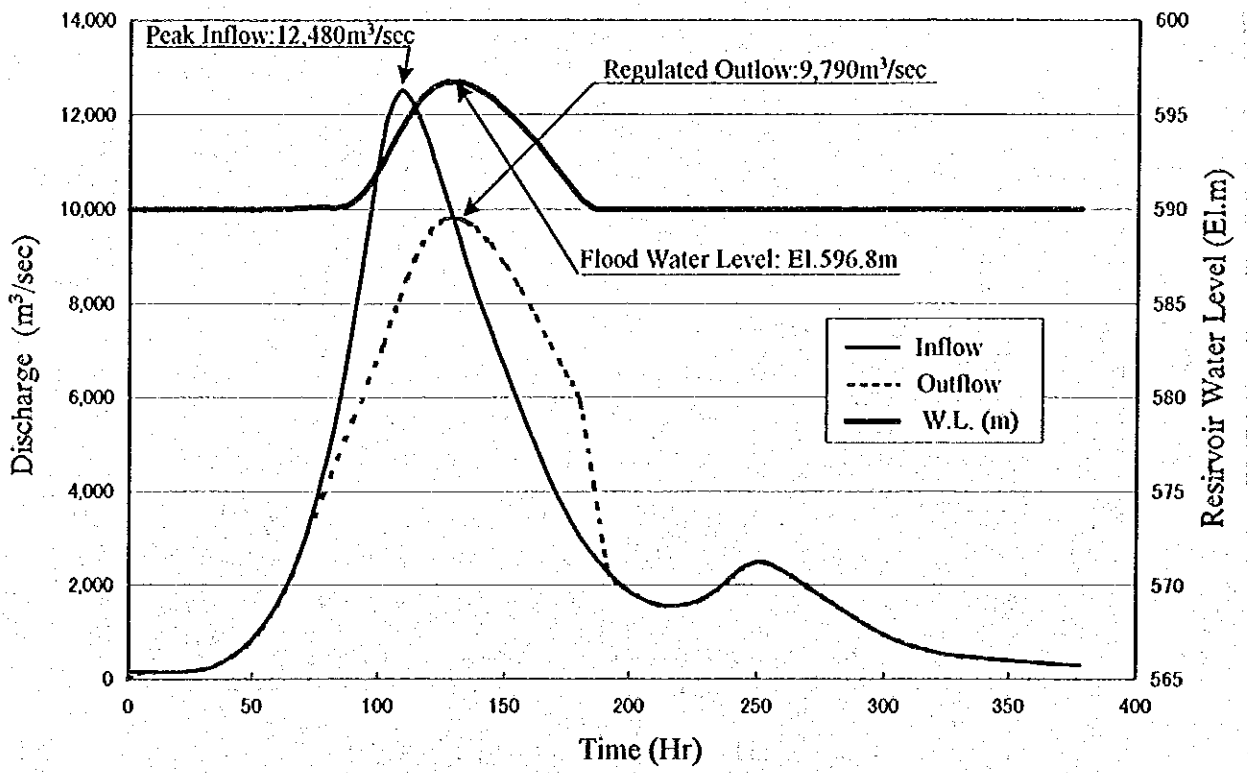


(1) Sketch for Spillway Location

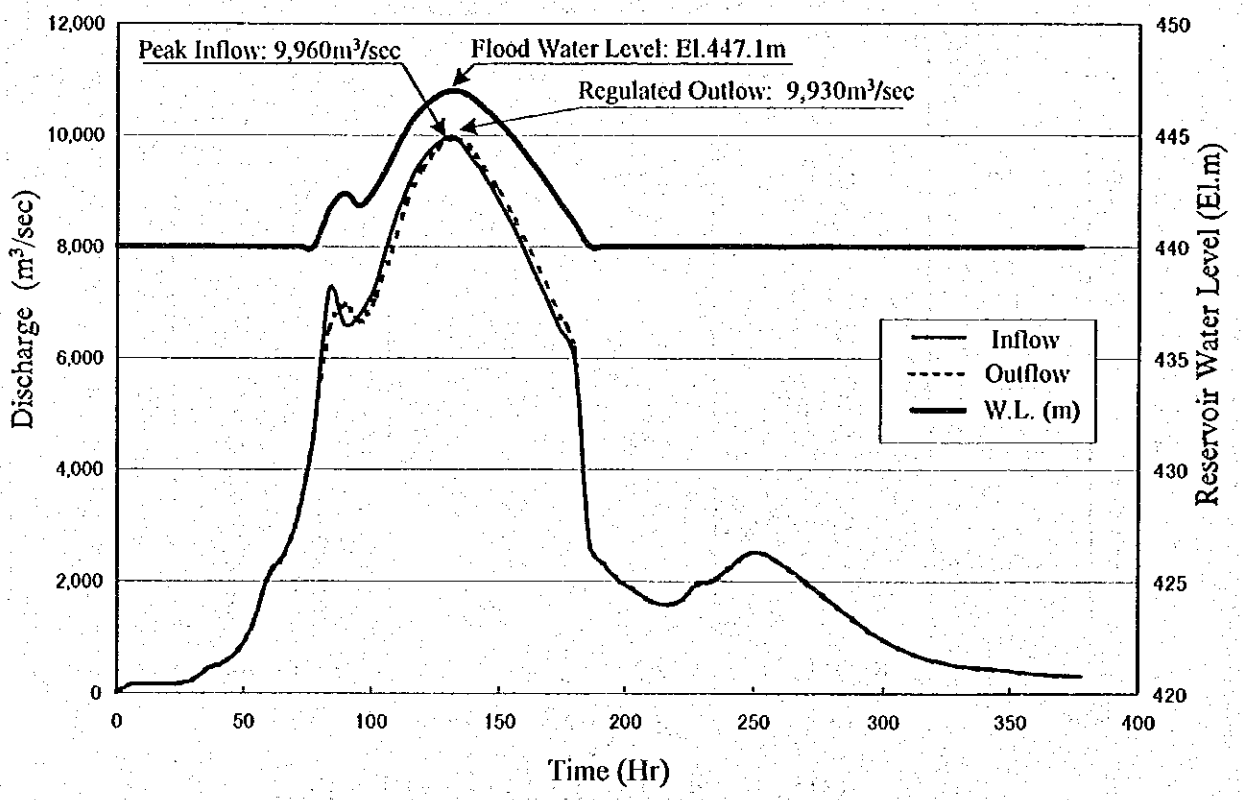


(2) Cost Comparison for Spillway Location

図 7.3 ドンナイ第3ダムにおける洪水吐き設置位置の比較検討

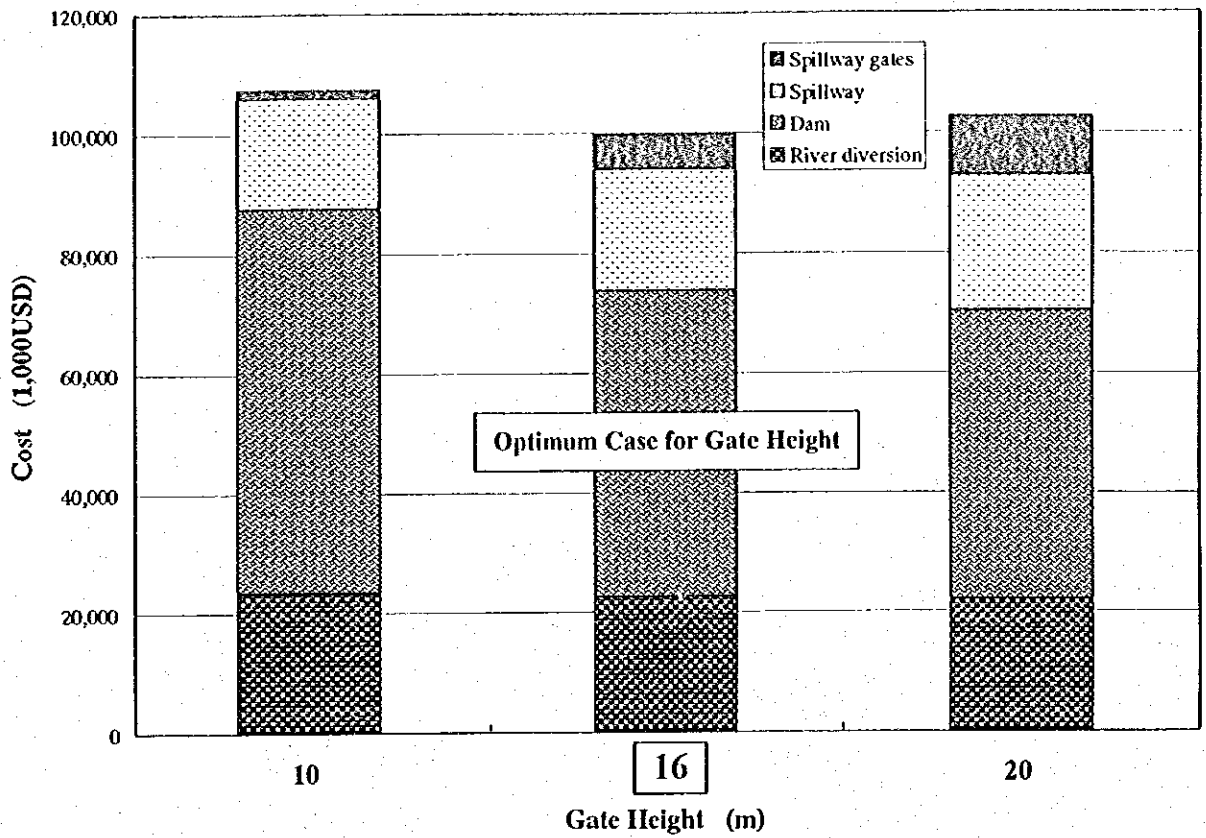


(1) Flood Routing for Dong Nai No.3 Dam

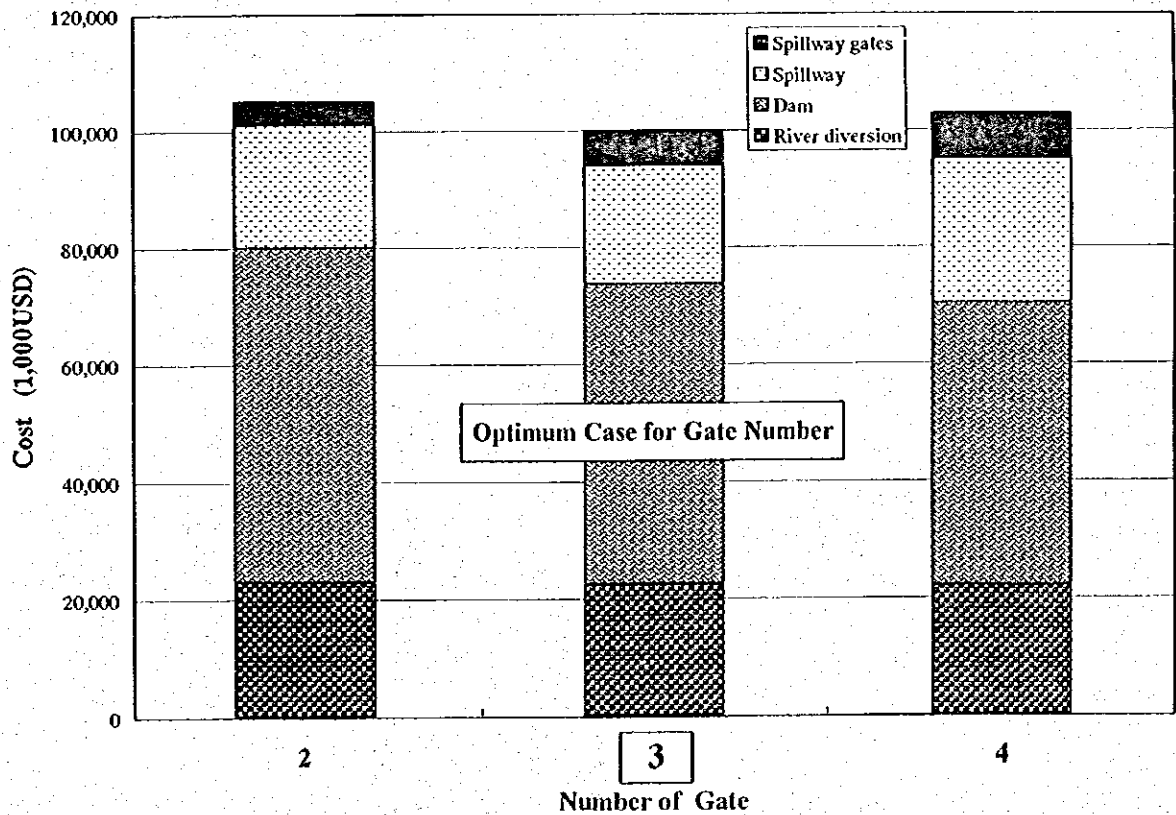


(2) Flood Routing for Dong Nai No.4 Dam

図 7.4 PMFに対する洪水処理計算結果



(1) Optimization for Gate Height



(1) Optimization for Number of Gate (Gate Height = 16.0m)

図 7.5 ドンナイ第3ダムにおける洪水吐きゲート諸元(高さ、門数)の最適化検討

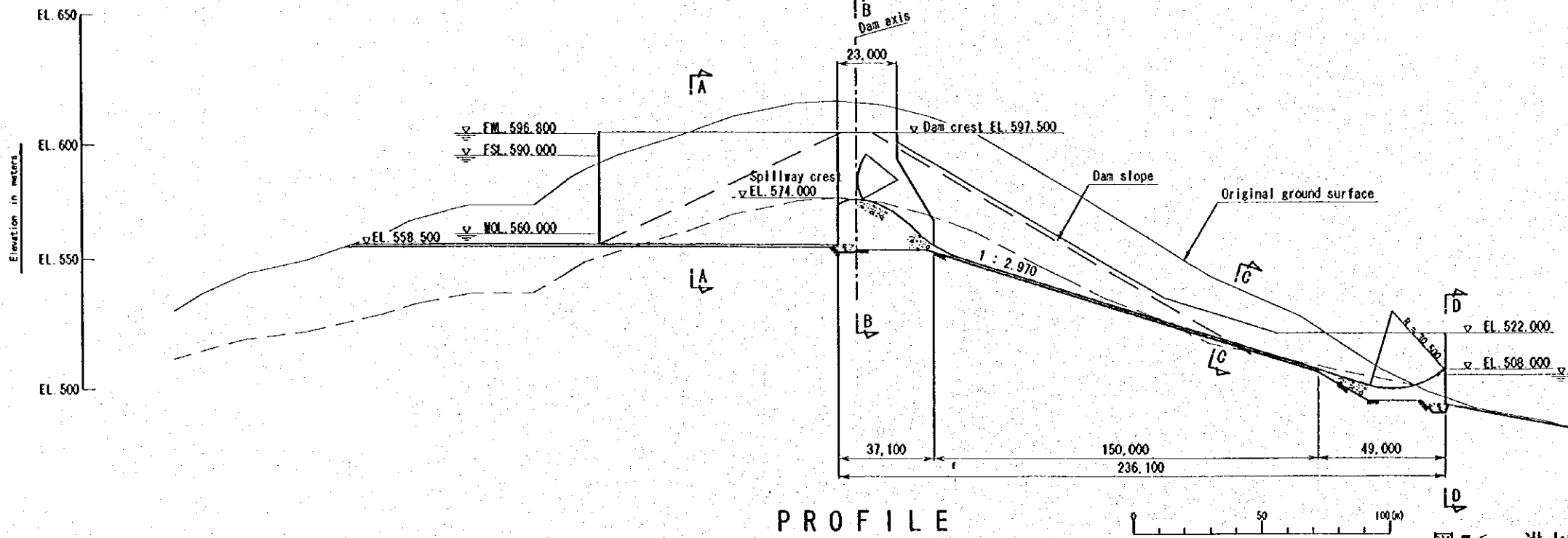
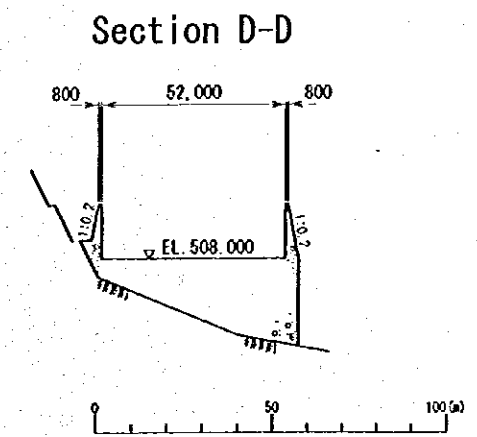
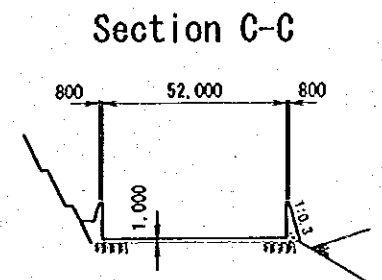
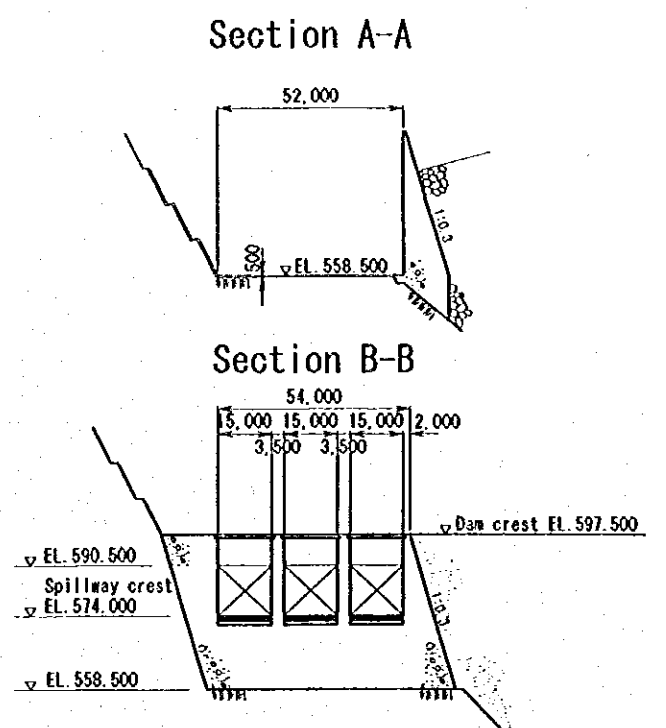
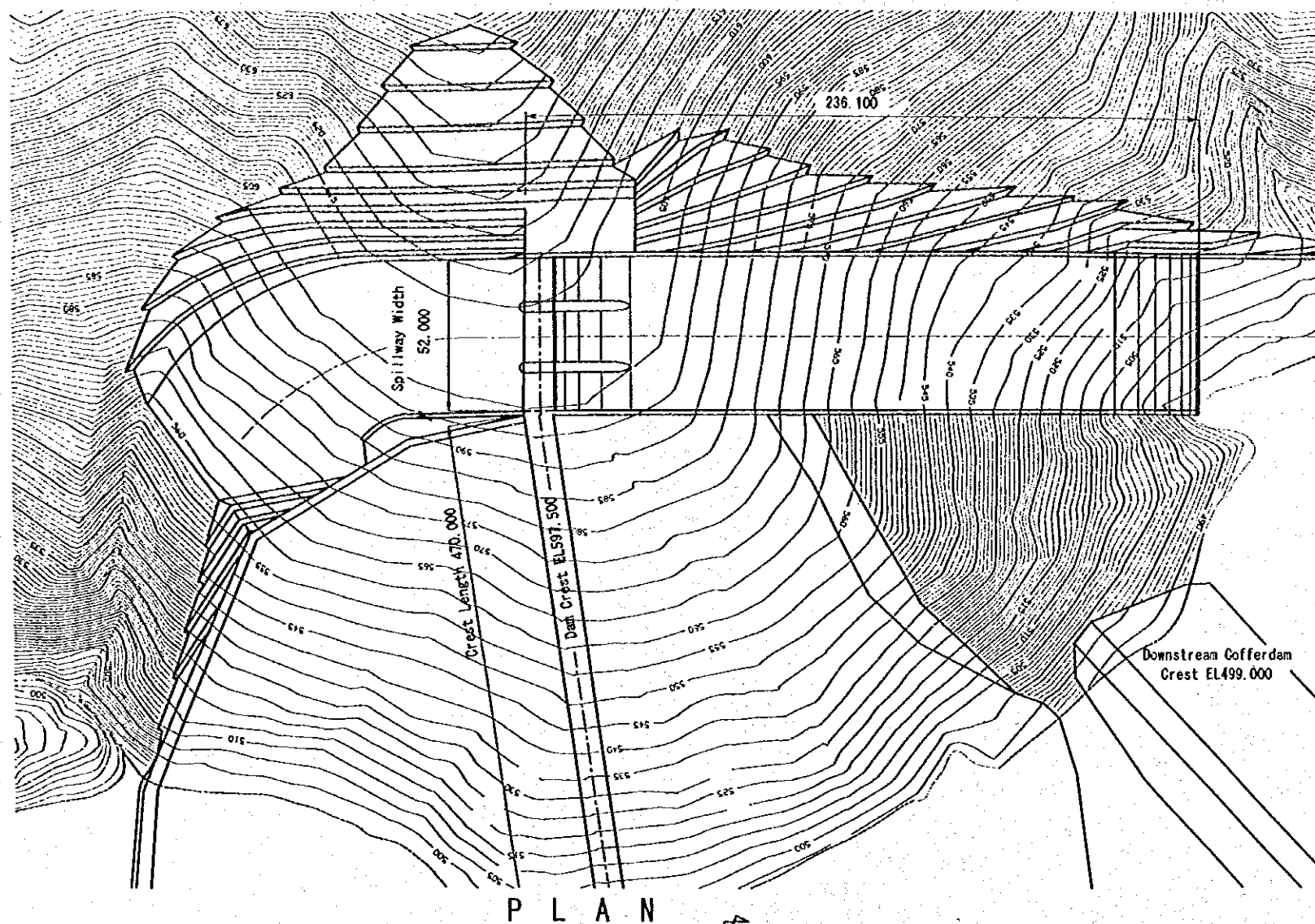


図 7.6 洪水吐き平面・縦横断面図(ドンナイ第3計画)