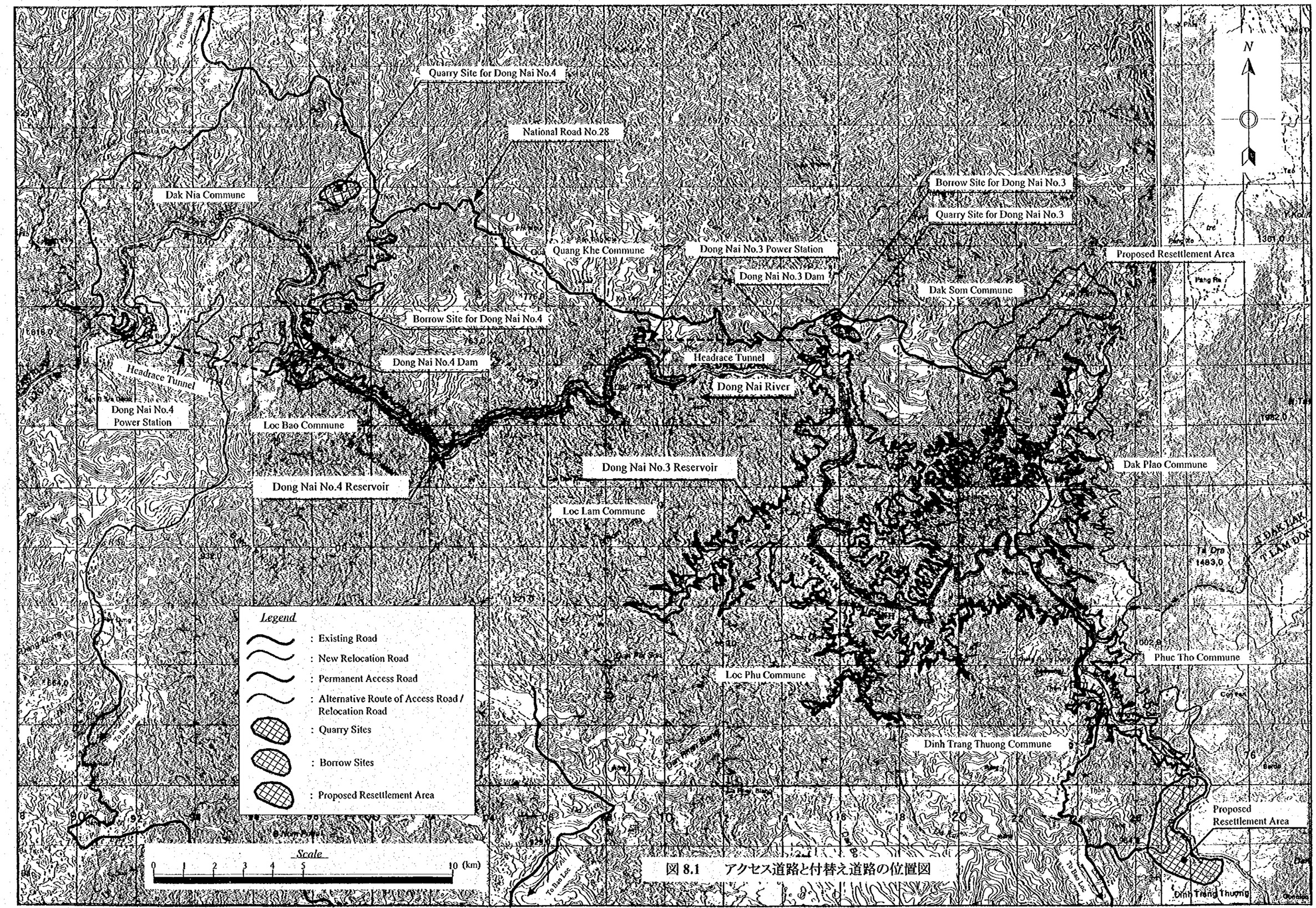


図 8.1　アクセス道路と付替え道路の位置図

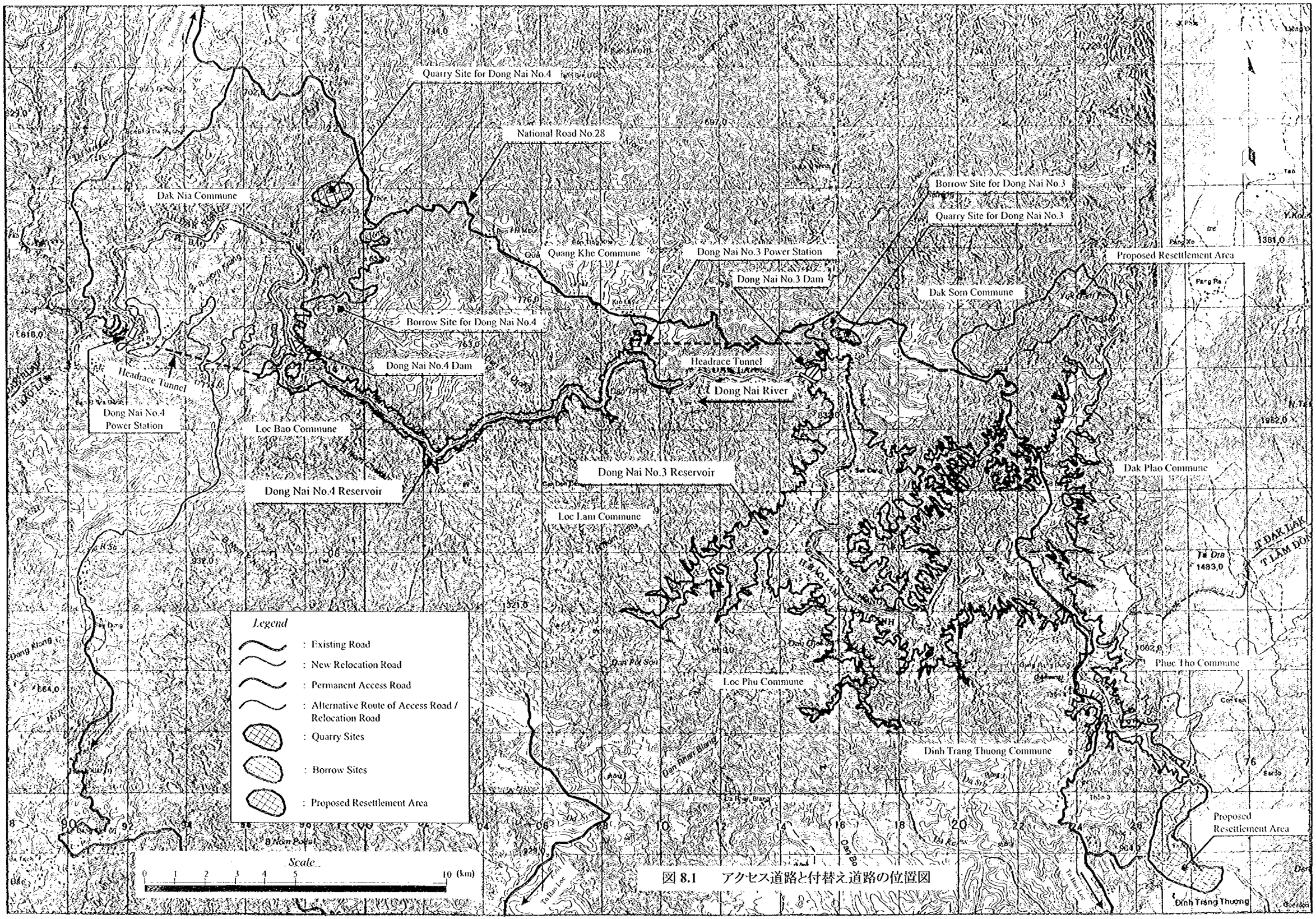
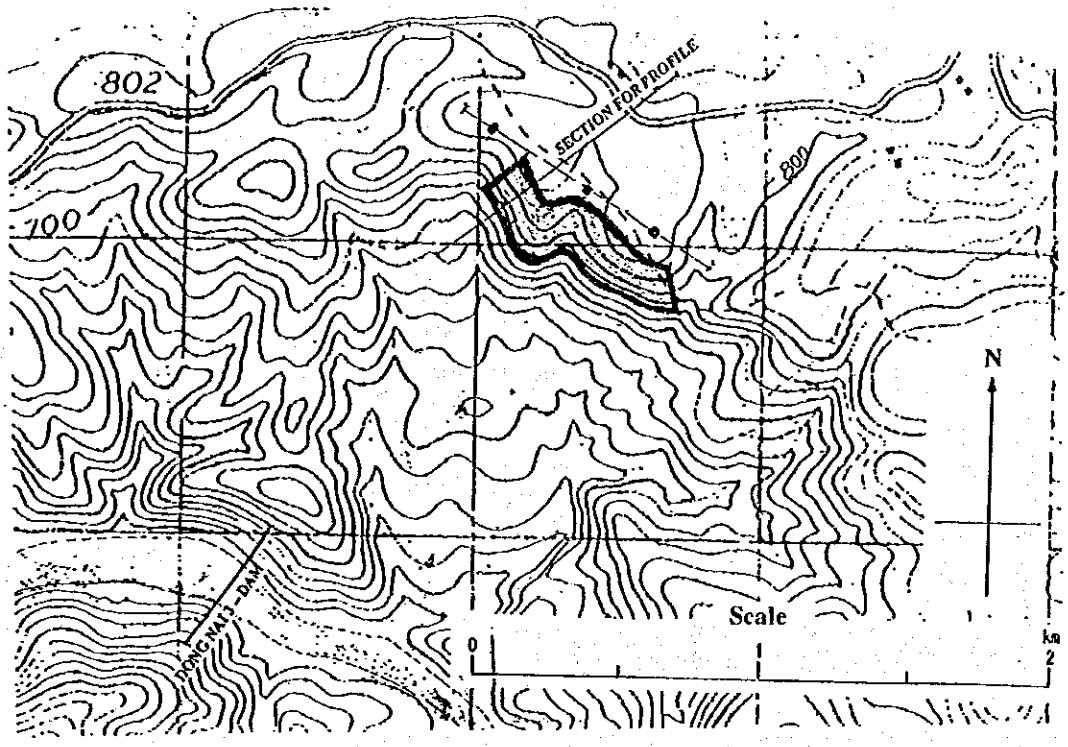


図 8.1　アクセス道路と付替え道路の位置図



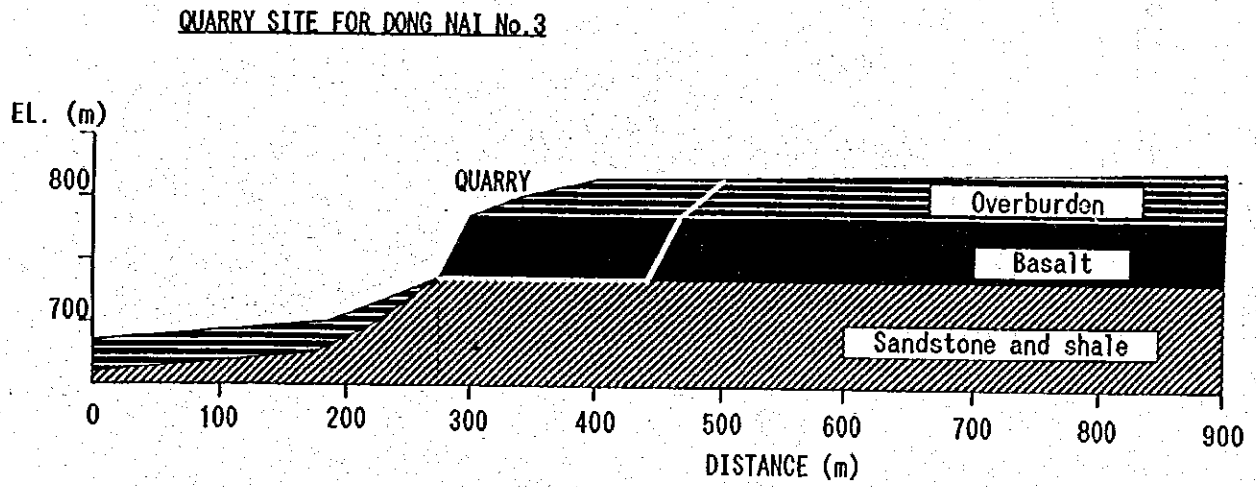
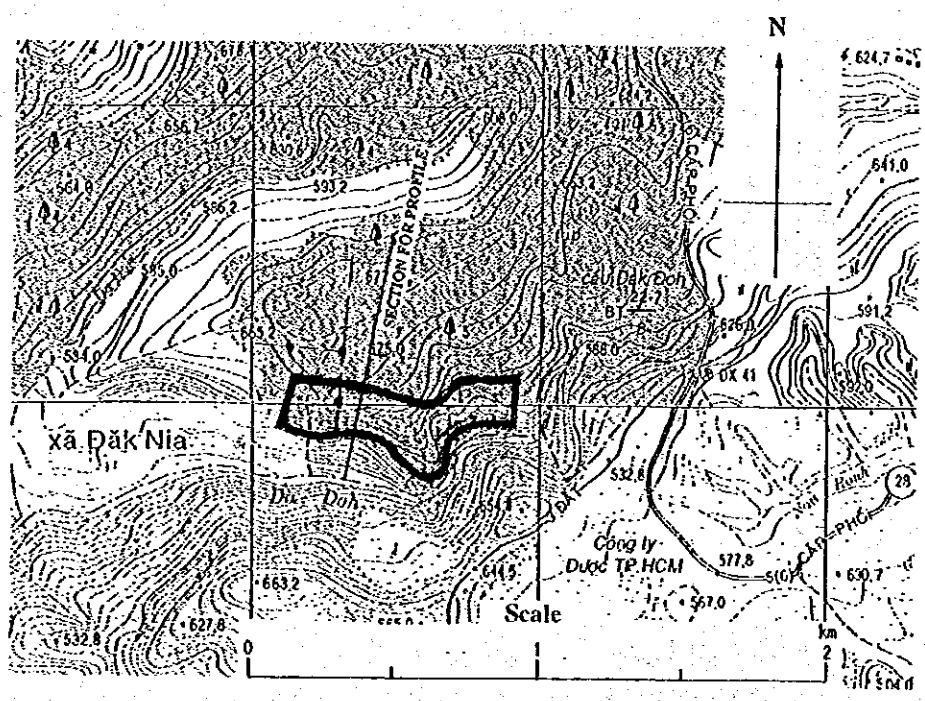


図 8.2　原石山位置図(No.3プロジェクト)



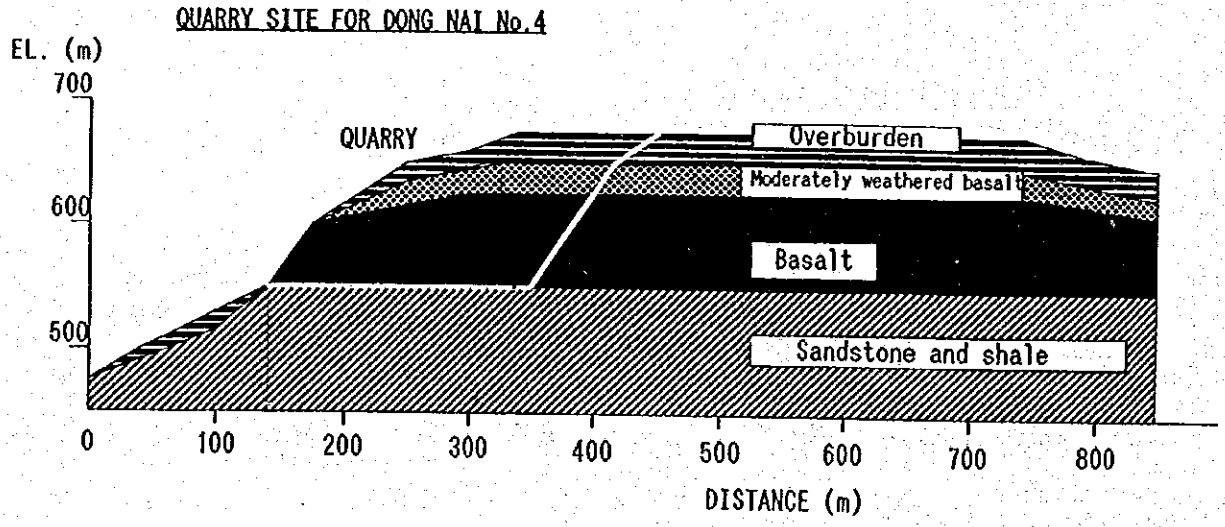
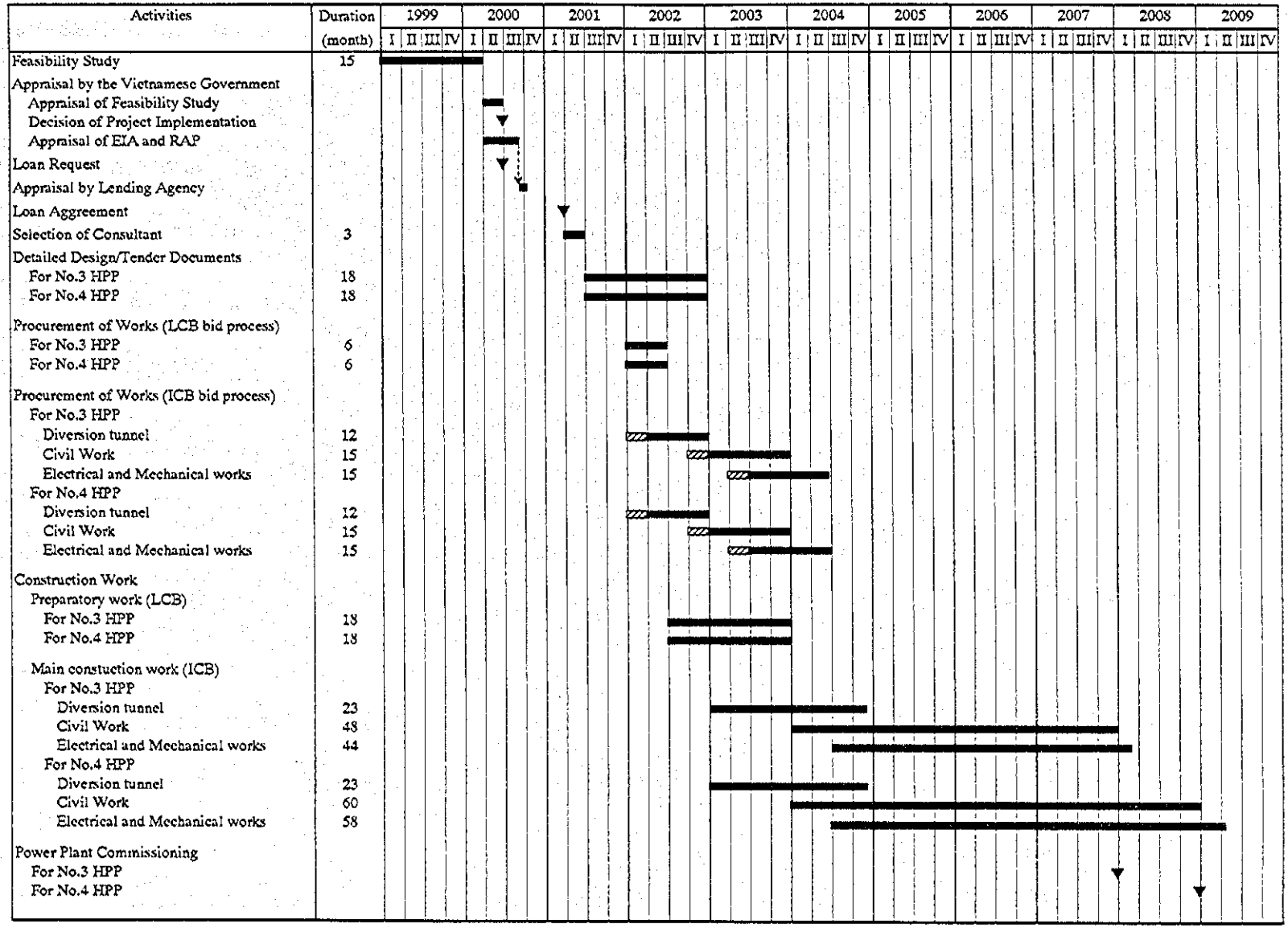


図 8.3　原石山位置図(No.4プロジェクト)

図 8.4 事業工程表



Note: ICB : International Competitive Bid
LCB : Local Competitive Bid
▨ : Pre-qualification process

図 8.5 建設工程表(No.3プロジェクト)

Description	Q'ty	unit
1 Preparatory Works		
Access road	10	km
Base camp		
Construction power supply	30	km
2 Diversion tunnel		
Mobilization		
Excavation, portal		
Excavation, tunnel	880 x 2	m
Concrete, lining	880 x 2	m
Concrete, open		
Plug concrete		
3 Civil Works		
Mobilization		
Site installation		
River diversion work		
Primary cofferdam		
River closure/diversion		
Riservoir impounding		
Main dam (CFRD)		
Excavation, open	793,000	m^3
Embankment, cofferdam	380,000	m^3
Embankment, dam	4,720,000	m^3
Concrete, plinth	2,600	m^3
Concrete, face slab	47,500	m^3
Grouting, blanket	7,700	m
Grouting, curtain	52,600	m
Spillway		
Excavation, open	1,300,000	m^3
Concrete, open	134,500	m^3
Power intake		
Excavation, open	543,000	m^3
Excavation, shaft	63	m
Concrete, open	2,000	m^3
Concrete, shaft	5,500	m^3
Headrace tunnel		
Excavation, portal		
Adit construction	1,200	m
Excavation, tunnel (9.8 m diam.)	6,960	m
Concrete, lining (8.4 m diam.)	6,960	m
Grouting, consolidation		
Concrete, plug in adits		
Surge tank		
Excavation, open	84,000	m^3
Excavation, shaft (22.7 m diam.)	85	m
Concrete, lining (20.7 m diam.)	85	m
Penstock		
Excavation, tunnel, upper holizontal	70	m
Excavation, inclined shaft	135	m
Exavation, tunnel, lower holizontal	130	m
Concrete, backfill	6,300	m^3
Powerhouse and swichyard	63	m
Excavation, open	448,000	m^3
Concrete, substructure	35,000	m^3
Superstructure		
Power outlet		
Excavation, open	10,200	m^3
Concrete, open	4,200	m^3
4 Hydromechanical Works		
Spillway gates	3	set
Intake gates and trashrack	1	set
Steel penstock	340	m
Draft tube gates	2	set
5 Hydroelectical Works		
Draft tube	2	set
O/H traveling crane	2	set
Turbines	2	set
Generators	2	set
Switchyard equipment		
Test and commissioning, No. 1 unit		
Test and commissioning, No. 2 unit		
6 500 kV Transmission Line	13	km

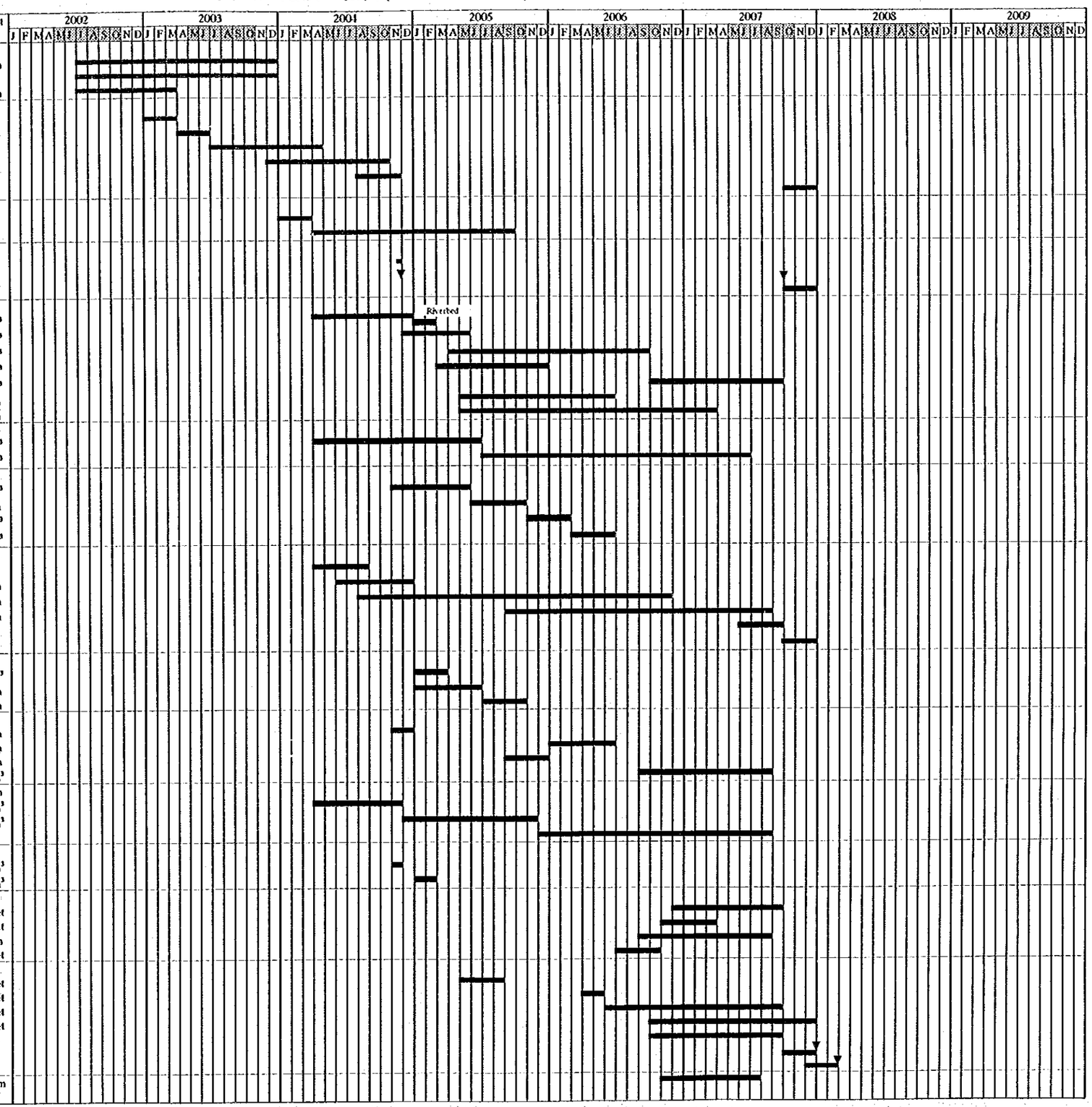
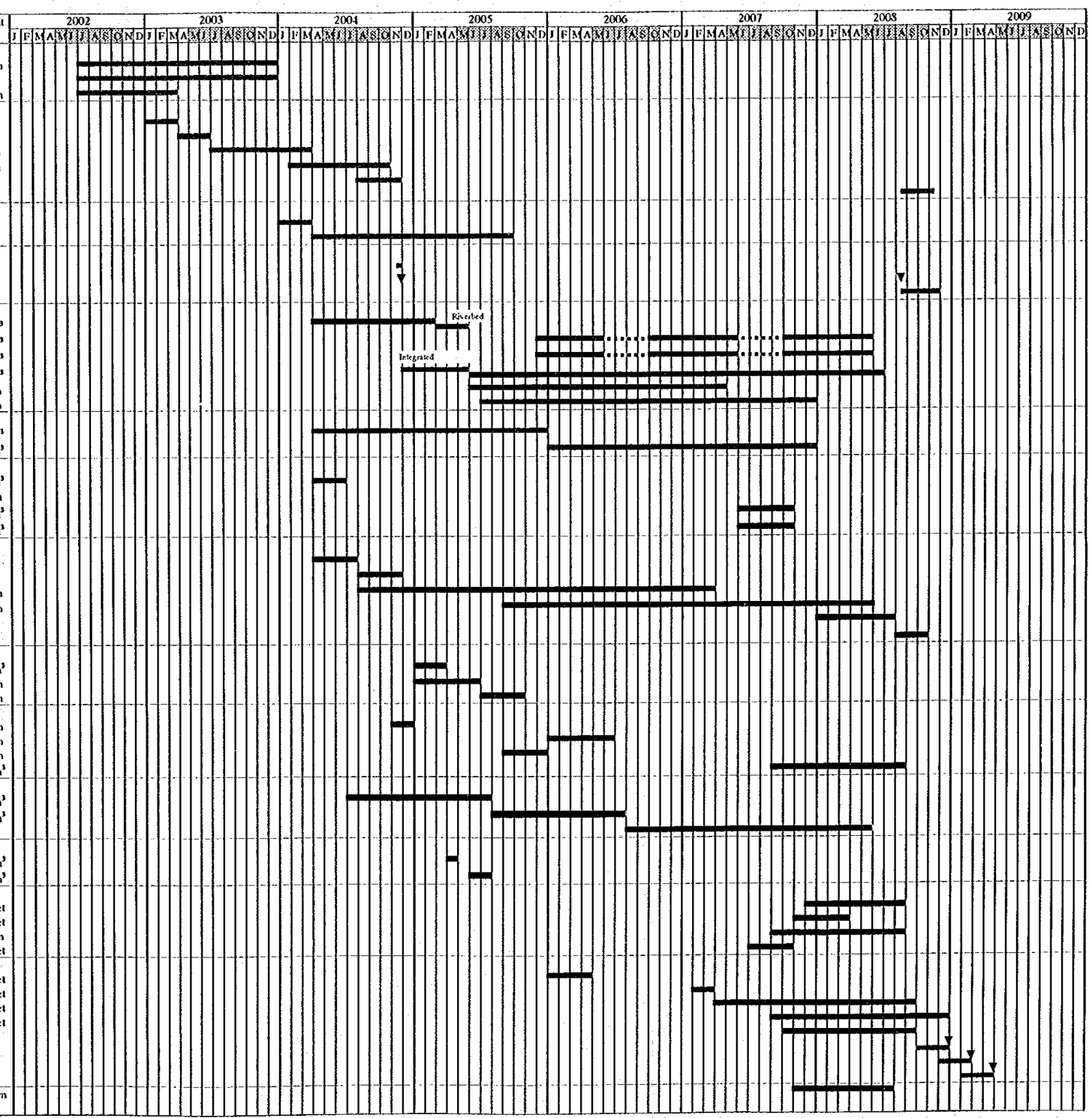


図 8.6 建設工程表(No.4プロジェクト)

Description	Qty	unit
1 Preparatory Works		
Access road	25	km
Base camp		
Construction power supply	8	km
2 Diversion tunnel		
Mobilization		
Excavation, portal		
Excavation, tunnel	745 x 2	m
Concrete, lining	745 x 2	m
Concrete, open		
Plug concrete		
3 Civil Works		
Mobilization		
Site installation		
River diversion work		
Primary cofferdam		
River closure/diversion		
Riservoir impounding		
Main dam (CCRD)		
Excavation, open	291,000	m^3
Embankment, core	370,000	m^3
Embankment, filter	111,000	m^3
Embankment, rock	1,763,000	m^3
Grouting, blanket	7,700	m
Grouting, curtain	25,700	m
Spillway		
Excavation, open	1,585,000	m^3
Concrete, open	201,000	m^3
Power intake		
Excavation, open	263,000	m^3
Excavation, shaft	44	m
Concrete, open	1,800	m^3
Concrete, shaft	4,400	m^3
Headrace tunnel		
Excavation, portal		
Adit construction		
Excavation, tunnel (10 m diam.)	5,320	m
Concrete, lining (8.6 m diam.)	5,320	m
Grouting, consolidation		
Concrete, plug in adits		
Surge tank		
Excavation, open	66,000	m^3
Excavation, shaft (18.1 m diam.)	69	m
Concrete, lining (16.1 m diam.)	69	m
Penstock		
Excavation, tunnel, upper holizontal	174	m
Excavation, inclined shaft	158	m
Exavation, tunnel, lower holizontal	215	m
Concrete, backfill	6,400	m^3
Powerhouse and swichyard		
Excavation, open	760,000	m^3
Concrete, substructure	44,000	m^3
Superstructure		
Power outlet		
Excavation, open	10,000	m^3
Concrete, open	4,400	m^3
4 Hydromechanical Works		
Spillway gates	3	set
Intake gates and trashrack	1	set
Steel penstock	550	m
Draft tube gates	2	set
5 Hydroelectical Works		
Draft tube	3	set
O/H traveling crane	1	set
Turbines	3	set
Generators	3	set
Switchyard equipment		
Test and commissioning, No. 1 unit		
Test and commissioning, No. 2 unit		
Test and commissioning, No. 3 unit		
6 500 kV Transmission Line	12	km



第9章　プロジェクト評価

9.1　まえがき

9.1.1　総論

本章はプロジェクトの実施妥当性を経済面・財務面から確かめることを目的としており、そのために、経済的内部収益率と財務的内部収益率の算定を行ない、プロジェクトローンの返済計画を検討した。

経済評価は社会経済全体の視点から行なわれている。プロジェクトコストは社会経済全体にとっての真のコストとしての経済費用に変換され、その際に移転的支出（税金）を控除しシャドウ・プライシングも行なった。算定された経済的内部収益率は資本の機会費用と比較される。

財務分析はプロジェクトの実施主体—このプロジェクトの場合はヴィエトナム電力—の視点から行なわれた。市場価格に基づいて見積もられた建設費・運転維持費と、本プロジェクト実施による発生電力の販売収入とを比較する。プロジェクトローンの返済計画の検討はローン借入条件と電力料金を想定して行なわれている。

9.1.2　プロジェクト評価の前提条件

プロジェクト評価の前提条件・想定は以下の通り。

i) コストは1999年3月の価格水準で見積もられている（第8章参照）。

ii) コストは米ドルを基に見積もった。公定外貨交換レートは1999年3月1日の1ドル＝13,870ドンを適用している。外貨交換レートに関してはシャドウ・プライシングは行なわなかった。政府の厳格な外為管理によって公定レートがヴィエトナムドンの真の価値に近いと見なし得る為である。

iii) 将来の物価上昇は外貨分・内貨分ともに年率1%を想定した（第8章参照）。内貨分についても米ドルで見積もったことには、将来のヴィエトナムドン外貨交換レートの変動でコストが影響されないようにという狙いがある。

iv) 未熟練労働に対するシャドウ・プライシングのために、未熟練労働を全内貨分の10%と想定した上で未熟練労働の経済費用を市場労賃の50%と見なした。失業率が6%を超える現状では未熟練労働に対するシャドウ・プライシングは必要と思われる。

v) 貯水池建設で水没する土地などを含めて、プロジェクトが占有する土地の経済費用は通常その土地の逸失生産物価値で計測するが、ドンナイ第3および第4貯水池ともに、現在の土地利用は焼き畑農業が主であり、その生産物価値はゼロと見なすのが妥当と判断された。それゆえ、土地の経済費用はゼロとみなしている。

vi) 補償費については市場価格での見積額の半分を経済費用と見なした。これは、道路、建物などおしなべて経済耐用年数の半分を経過しているという想定に基づく。

vii) プロジェクト施設の運転維持費は、土木工事の場合建設費の0.5%、機械・

電機関係は建設費の2.5%で算定した。

viii)経済耐用年数は土木工事50年、機械・電機関係は20年を想定した。後者については20年毎に取替費用を見込んでおり、土木工事の残存価値は50年目にマイナスコストとして計上した。

ix) プロジェクトの評価期間は、2つの内部収益率計算においては運開後50年としたが、ローンの返済計画検討においては外貨ローン返済期間と同じ運開後30年とした。

x) 資本の機会費用はヴィエトナムにおける最近の類似調査実例にしたがって10%と想定した。

上記以外の財務分析に関する想定・条件については9.3節で記述している。

9.2 経済評価

9.2.1 経済費用の算定

市場価格に基づいて見積もったプロジェクトの資本費用は年次別支出と共に第 9.1 表に要約されている。総工事費は 7 億 3,700 万ドル（1999 年 3 月基準価格）と見積もられている。うち外貨分は 4 億 2,340 万ドル、内貨分は 3 億 1,360 万ドル（4 兆 3,496 億ドン相当）である。

財務費用は 9.1 節に記した前提条件・想定に基づいて経済費用に変換された（第 9.2 表）。財務費用に含まれていた税金および価格予備費は控除した。第 9.3 表に経済費用の年次別展開を示す。これが第 9.6 表経済的内部収益率計算の資本費用のベースになっている。

9.2.2 経済便益の算定

経済便益は 2 つの手法で算定されている。すなわち代替火力法（ケース A）と長期限界費用法（ケース B）である。

（1）ケース A：代替火力法

代替火力法は、本プロジェクトが実施されなかった場合、次善の最小コストの代替火力が実施されると想定し、本計画実施によってその代替火力コストが節減されるとみなして、代替火力コストを本プロジェクトの経済便益とする方法である。

第 9.4 表に代替火力のｋW コストとｋWh コストの算定手順を示す。代表的代替火力としては、ヴィエトナムにおける過去のトレンドと将来計画に基づいて、石油火力、石炭火力、ｺﾝﾊﾞｲﾝﾄﾞ・ｻｲｸﾙ・ｶﾞｽ・ﾀｰﾋﾞﾝを採った。ｺﾝﾊﾞｲﾝﾄﾞ・ｻｲｸﾙ・ｶﾞｽ・ﾀｰﾋﾞﾝはヴィエトナムではまだ建設されていないが、ヴィエトナム電力策定の 2020 年を目標年とする第 5 次長期電力開発基本計画（以下「ヴィエトナム電力策定開発計画」と言う）では、特に南部の電力開発で重視されている。コストデータは基本的にはエネルギー研究所で収集した。燃料費は世銀策案の「主要物価見通し」の過去・将来データを基にして 1999 年価格基準に調整した。ｺﾝﾊﾞｲﾝﾄﾞ・ｻｲｸﾙ・ｶﾞｽ・ﾀｰﾋﾞﾝに関してヴィエトナムに無いデータは日本のものを参考にしている。算定されたｋW コストとｋWh コストはロス条件を等しくする為に水力に対する調整係数を乗じている。

3 種の代替火力コストを比較する為に、それぞれのｋW コスト・ｋWh コストにドンナイ水力発電計画の設計出力（MW）と年間発生電力量（GWh）をそれぞれ乗じて、第 9.4 表（4）にまとめてある。結果の示すとおり、3 種の代替火力の中で、ｺﾝﾊﾞｲﾝﾄﾞ・ｻｲｸﾙ・ｶﾞｽ・ﾀｰﾋﾞﾝが費用最小となっている。

しかしながら本調査では代替火力として、ｺﾝﾊﾞｲﾝﾄﾞ・ｻｲｸﾙ・ｶﾞｽ・ﾀｰﾋﾞﾝのみを単独に設定することはせずに、ｺﾝﾊﾞｲﾝﾄﾞ・ｻｲｸﾙ・ｶﾞｽ・ﾀｰﾋﾞﾝと石炭火力とを合成した「仮想合成火力」を想定した。その理由は次の通り。

i) ヴィエトナム政府は水力開発を他の電力資源より優先して開発する政策を採っている。これは未開発の国家資源を優先的に開発するという狙いと共に、火力発電に伴う大気汚染・水質汚染などの環境問題対策でもある。この政策を推進する上で、最小費用代替火力原則は見なおす必要があると思われる。何故ならこの原則が厳格に適用された場合，水力開発の石油，石炭、ガスなどに対する不利は避けがたいからである。

ii) 従来の代替火力法では火力発電が負担すべき環境対策費用・環境保全費用はプロジェクト評価から脱落しており、まったく考慮されていない。このため、火力が水力に比較して不当に有利になっている。この問題解決の為に、本調査ではｺﾝﾊﾞｲﾝﾄﾞ・ｻｲｸﾙ・ｶﾞｽ・ﾀｰﾋﾞﾝと石炭火力との仮想火力を想定した。

iii) この想定はまた、農村開発促進に資すると考えられる。多くの場合、水力資源は地方に存在するゆえ、水力発電所建設は地域経済社会にインパクトを与える。これはプロジェクト評価に加味されない水力の非数値的便益である。ここに提案した仮想火力法は経済的のみならず社会的妥当性をも勘案したものといえる。

iv) 電力供給源はすべて全国グリッドにつながっている。それゆえ、南部の需要は必ずしも南部が供給せねばならないということではない。新設発電所はすべて、北部は石炭火力、南部はｺﾝﾊﾞｲﾝﾄﾞ・ｻｲｸﾙ・ｶﾞｽ・ﾀｰﾋﾞﾝを想定すべきだということはない。

v) 仮想火力は長期限界費用の考え方につながる。長期限界費用算定に当っては、可能性あるすべての電源開発計画を考慮して長期計画が策定されるが、その際、発電の型・種類や発電所立地の地域は問わずに、全体として最小コストの計画が選ばれる。それゆえ経済便益として長期限界費用を採用することと、単一の代替火力の替りにここで提案しているような合成火力を採ることとは軌を一にするものであると考えられる。

vi) ドンナイ水力発電の供給特性はこのｺﾝﾊﾞｲﾝﾄﾞ・ｻｲｸﾙ・ｶﾞｽ・ﾀｰﾋﾞﾝと石炭火力との仮想合成火力に反映されていると思われる。すなわち、前者がピークに対する供給を受け持ち、後者がベースまたは中間需要に対応する。

仮想合成火力のｋW コストとｋWh コストを算定するに当たっては、2020 年までのヴィエトナム電力策定開発計画のなかで計画されているｺﾝﾊﾞｲﾝﾄﾞ・ｻｲｸﾙ・ｶﾞｽ・ﾀｰﾋﾞﾝ対石炭火力の計画出力比率を用いている。このなかでｺﾝﾊﾞｲﾝﾄﾞ・ｻｲｸﾙ・ｶﾞｽ・ﾀｰﾋﾞﾝは5,000MW、石炭火力は8,405MWと計画されている。仮想合成火力の単位コストは182.3ﾄﾞﾙ/kWおよび1.916ｾﾝﾄ/kWhと算定された。

（２）ケースＢ：長期限界費用法

１）長期限界費用の定義と電力の価格決定

長期限界費用は一般的に、将来持続する追加的需要増加に対応するために必要なシステム拡張計画の調整ないしはシステム運転上の調整に必要なすべての追加的費用と定義されている。[1]

この定義から判るとおり、多くの場合、長期限界費用は長期電力開発計画があらた

[1] "Electricity Pricing" A World Bank Publication, 1982

に策定される時に試算される。本調査の場合でもヴィエトナム電力策定開発計画のなかで算定されている。長期限界費用は電力料金算定の最も合理的な手法として広く認められている。ケース B では経済便益は長期限界費用を基に算定されている。言いかえれば、長期限界費用に基づいて決められた電力単価によって便益を評価すると言うことに他ならない。説明の都合上、先ず限界費用による電力の価格決定について述べる。

電力料金を限界費用に基づいて決定する根拠は第 9.1 図の簡単な需要・供給曲線で説明される。需要曲線 $EFGD_0$によって特定時点における特定価格の電力需要 kWh が決められる。AGS は供給曲線であり、出力追加 1 単位の限界費用を示す。

価格 p, 需要 Q における消費便益総計は消費者の支払意志額すなわち需要曲線下の面積 $OEFJ$ で表わされ、供給コストは供給曲線下の面積 $OAHJ$ で表わされる。それゆえ純便益すなわち全便益－供給コストは面積$AEFH$ で表わされる。最大純便益AEG は価格が限界費用に等しい点で得られその点 G (p_0,Q_0) で市場は均衡状態になる。この点 G における消費者の支払意志額は $OEGQ_0$で表わされるが、そのうち $OBGQ_0$ は消費者による電力料金支払であり、三角形 BEG は消費者余剰を示す。

一方、供給能力が決っている短期において需要が増加した時の価格の変化は第 9.2 図に示される。ゼロ年において最大供給能力を Q_1と想定すると、価格・供給の最適点
(p_0,Q_0) は需要曲線 D_0と短期限界費用曲線 $SRMC$ にしたがって広まって行く。$SRMC$ は燃料費、運転・維持費から成り立っている、すなわち供給能力が限られているなかでの供給コストである。

時間が経過して需要が D_0 から D_1 へ増加すると、価格は短期市場では p_1 へ上昇せざるを得ない。何故なら供給能力が限られており、供給曲線は Q_1 で勾配がきわめて急だからである。需要曲線が D_2 へシフトし価格が p_2 になると、プラントが増設されて容量は Q_1 に増える。しかし容量増加が完了して埋没原価になるやいなや $SRMC$ は以前の傾向線に戻る。そして p_3 が需要 D_3 と $SRMC$ 曲線に対応した最適価格になる。一般的には、こういう価格の大幅な変更は現実的ではない。そこで現実にはこういう変更を採らず、長期限界費用の導入によることになる。

SRMC は経済学では、供給能力が限られている場合に追加需要に応じる為の費用と定義される。一方 LRMC は、必要な容量増加が可能な場合に将来の需要増加に対応するための費用である。短期の間に消費増加が起こった場合、システムの運転費用と停電被害（特にピーク時間帯の）は共に限界的に増加する。同様に長期的には、需要増加はそれに対応した運転費用と容量費用の増加を伴う。したがって短期でも長期でも運転費用は同じように増加する。そこでシステムが最適に計画され、運転

されているならば、すなわち容量と信頼性が最適であれば、SRMC と LRMC は同じになるといえる。

2）長期限界費用の計算手法

この調査で採用した長期限界費用は 1999 年 8 月にヴィエトナム電力策定開発計画のなかでヴィエトナム電力（エネルギー研究所）が算定したものである。第 9.5 表はその計算書要約をヴィエトナム語からそのまま直訳したものである。

長期限界費用算定に当っては一般的に次のような手順が取られる。エネルギー研究所算定を例としながら説明する。

i) 先ず、2000 - 2020 年の長期電力需要予測を策定する。その際マクロ社会経済予測が基になるが、その中で人口増加、GDP 成長、特に工業セクターの伸び、電力需要の所得あるいは生産弾力性などが想定される。

ii)この想定された電力需要を充たす為に可能な電力供給源を調査し長期電力供給計画を策定する。この中には水力、各種火力、原子力などの発電計画が含まれる。プロジェクトの熟度に応じて開発順序を決めながら、WASP や EGEAS などのコンピュータープログラムを使って全体として最小費用の開発計画を策定する。

iii)電源開発と並行して送配電網整備計画が策定される。

iv)発電、送配電、消費者関連費用など、すべての費用が今回の例では 1999 年市場価格で積算される。これら費用は主として資本費用と維持運転費から成るキャパシティコストと、主として燃料費から成るエネルギーコストに分けられる。キャパシティコストはピーク時の消費者が負担するのが合理的であるということは広く認められている。一方、エネルギーコストはピーク、オフピーク両消費者が共に負担する。キャパシティコストとエネルギーコストの kWh 当り単価は、ピーク、オフピークへの配分を考慮しつつ、総合されて長期限界費用が算定される。

v)このようにして発電、各電圧別に算定された長期限界費用は、最後に各電圧ごとに、消費電力量で加重平均されて全体としての平均長期限界費用が算定される。

上記の算定手順のうちエネルギー研究所から得た情報は主要点のみであるが、理論的にはこのような手順が必要となる。

3）経済便益としての適用

長期限界費用を適用するに当っては次の諸点に留意すべきである。

i) 長期限界費用法はプロジェクトの経済便益を長期限界費用に基づいて決められた電力単価で評価する。したがって第 9.1 図の消費者支払意志額 $OEGQ_0$のうち消費者余剰すなわち三角形 BEG は経済便益には含まれないことになる。経済便益は支払意志額より小さくなり、算定される便益は経済便益の近似値としか言えない。

ii)　長期限界費用で経済便益を算定する際のメリットとして、複数のプロジェクト評価に共通の尺度を使用できることがあげられる。代替火力法では石炭、石油あるいはガスなどの価格変動によって便益が左右されるため、評価時点によって尺度が

変わるが長期限界費用法ではこういう不便がない。

iii) 長期限界費用算定の際、新規投資コストは長期的には追加的費用（限界費用）とみなされる。したがってキャパシティコストの固定費は燃料費などと同じく変動費として扱われ、kWh で表わされている。

iv) 長期限界費用の性格として、もし厳密に算定された長期限界費用を基に、たとえばピーク、オフピーク区分なども含めて、各消費者グループに応じて異なる料金を適用したならば、将来の増加需要のために必要な追加的費用はすべて電力料金収入で賄うことができるはずである。

v) この表では、2010 年までと 2020 年までの開発計画にしたがって、2 つのケースが算定されている。本調査では 2010 年の方を採用した。何故なら 2020 年の方は原子力や、ラオスからの電力輸入など、長期に伴う不確定要素が含まれているからである。

本調査では長期限界費用として第 9.4 表に基づき 7.426 セント/kWh を採用した。毎年の経済便益はドンナイ水力の年間発生電力量にこの単価を乗じて算定されている。

（3）下流の流量増加効果

ドンナイ第 3、第 4 貯水池建設によって、乾期の下流流量が増加することになり、チアン水力発電所発電量が増加する。これはドンナイプロジェクトの経済便益である。第 6 章の水文解析の結果を基に、年間便益は 190 万ドルと見積もられた。

（4）その他の便益

上記以外の便益は見込まれていない。現在の開発計画では開発された水は発電タービンを通過した後何ら有効利用されることなく海へ流入して行く。将来長期間を考えれば、ドンナイ貯水池で乾期開発される水を利用する計画も当然出てくると思われる。たとえば灌漑・上水供給や塩水遡上防止効果などの可能性、リクリエーションサイトとしての可能性を加味すれば、ドンナイプロジェクトの経済性はより高くなるだろう。

9.2.3 経済的内部収益率の計算

第 6 章の貯水池運用計画からドンナイ第 3 および第 4 発電所の設計出力、発生電力量が決定された。経済便益の算定には両発電所合わせて、90%ピーク出力：474MW および年間発生電力量：1,657GWh （ドンナイ合計 1,577GWh およびチアン 80GWh の計 ）を適用した（第 9.7 表）。運開の時期は、ドンナイ第 3 が 2007 年末、ドンナイ第 4 が 2008 年末であるが、便益発生はドンナイ第 3 が 2008 年に全便益の 92%、ドンナイ第 4 が 2009 年に全便益の 83%と見込み、それ以降はそれぞれ全便益 100%を計上している。運開当初 3 年間の両発電所および下流チアン発電所の各年度別便益算定を第 9.7 表に示す。

経済的内部収益率の計算を第 9.6 表に示す。ケース A は 13.1%、ケース B は 13.5%

という数値が得られた。資本の機会費用は 10%を想定しているので、それ以上の経済的内部収益率を持つ本プロジェクトは経済的に実施妥当性ありと判定される。

内部収益率の高いプロジェクトは低いプロジェクトより優先度が高い、という議論があるが、この点に関して世銀のプロジェクト評価教科書が参考になる。[2]内部収益率は、プロジェクトがすべて借入れによって賄われると仮定した時、そのプロジェクトが支払い得る金利のうちで最高の金利である。それゆえ内部収益率はプロジェクトに充当された資源の収益を測る尺度であるということができる。しばしばプロジェクトの順位を決める尺度と考えられているが、そう考えると間違った投資決定に導く恐れがある。正式な規準で受容されたプロジェクトのなかからの選択は、割引価値法によるプロジェクトの順位付ではなく、もっと他の非経済的根拠、例えばプロジェクト実施能力など、に関係するものである。

ここで言っていることは、経済評価の役割は、算定された内部収益率が一定基準を超えているか否かによって、そのプロジェクトの実施妥当性を判断することにあり、順位決定は別の尺度を用いて行なうべきだということに他ならない。ヴィエトナムの電力不足は周知の事実であり,本レポート第 5 章でも明らかにされている。この現状を改善する為に、すでにヴィエトナム電力策定開発計画ができていて、このドンナイプロジェクトはその 1 候補計画として選ばれている。こうした背景の中で、本調査の経済評価で、ヴィエトナムで今想定されている資本の機会費用10%を超える経済的内部収益率が得られたことは、本事業を推進するうえで強力な支援となるだろう。

9.2.4 経済的内部収益率の感度分析

経済的内部収益率の感度分析をケース A について行なった。便益とコストに影響する要因変化に応じて経済的内部収益率がどう変化するかを 2 通りの方法でチェックした。1 つは総費用と燃料費の増減である。代替火力の燃料費は便益を規定するものだが、同時に国際市場の需給に応じて変動する。ｺﾝﾊﾞｲﾝﾄﾞ・ｻｲｸﾙ・ｶﾞｽ・ﾀｰﾋﾞﾝと石炭火力の両方の燃料費変動を考慮した。他の 1 つは総費用と総便益の全体的な増減に対する経済的内部収益率の増減である。

(1) 総費用と代替火力燃料費の増減

分析結果を下に示す。それぞれ 20%の増減に対して経済的内部収益率の増減をチェックした。

	燃料費+20%	計画	燃料費-20%
総費用-20%	16.3%	15.8%	14.9%
計画	13.5%	13.1%	12.3%
総費用+20%	11.8%	11.5%	10.8%

上表でわかるとおり、燃料費の変化は総費用の変化ほどには経済的内部収益率に影響しない。総費用上昇と燃料費減少に対応して経済的内部収益率は減少するが、総費用上昇 20%、燃料費減少 20%という最悪の場合でも経済的内部収益率は本調査の基準値である 10%を超えている。

[2] "Economic Analysis of Agricultural Projects" J. Price Gittinger, Johns Hopkins University Press, 1982

(2) 総費用と総便益の増減

通常の感度分析がこのケースである。増減は各 10%に設定したが、結果は下記の通り。

	総便益+10%	計画	総便益-10%
総費用-10%	15.6%	14.5%	13.2%
計画	14.3%	13.1%	11.9%
総費用+10%	13.4%	12.3%	11.2%

上表でわかるとおり、総費用上昇 10%、総便益減少 10%という最悪の場合でも経済的内部収益率は本調査の基準値である 10%を超えている。総費用・便益に多少の変動があっても経済的実施妥当性は変わりないことが確認された。

9.3 財務分析

9.3.1 財務費用と財務便益

財務分析の対象となる費用･便益はすべてプロジェクトを実施する際の、プロジェクト実施主体であるヴィエトナム電力にとっての費用･便益である。ただし費用に関しては、ヴィエトナム電力から電力会社への電力引渡しは発電所内の第 1 次変電所で行なわれると想定している為、財務費用は第 9.1 表の建設費から送電線建設費を控除したものとなっている。この結果、財務分析のプロジェクトコストは全体で 7 億 2,720 万ﾄﾞﾙ、内訳は外貨分 4 億 1,750 万ﾄﾞﾙ、内貨分 3 億 970 万ﾄﾞﾙ（4 兆 2,955 億ﾄﾞﾝ相当）となる。したがって電力価格も第 1 次変電所地点でのものであり末端消費者が支払う電力料金ではない。本財務分析ではこの電力価格に基づく販売収入がプロジェクトから入るヴィエトナム電力の唯一の収入源となっている。

9.3.2 財務的内部収益率の計算

第 9.8 表に財務的内部収益率の計算を示す。

財務的収益率には下記の 3 種類がある。

1）使用総資源に対する財務的収益率
　　：金融費用支払前の純収益を基に計算する。

2）資本の税引前における財務的収益率
　　：金融費用支払後の純収益を基に計算する。

3）資本の税引後における財務的収益率
　　：金融費用・税引後の純収益を基に計算する。

上記 1）は企業の視点から、2）は個人投資家の視点から、3）は持分所有者の視点から見た財務的収益率である。ヴィエトナム電力は企業の範疇に属するゆえここでは 1）の財務的内部収益率を計算する。資源税と付加価値税はヴィエトナム電力にとっては費用であるから財務的内部収益率計算でも費用とみなす。法人所得税は費用には含めない。何故なら企業が収益をあげた時にのみ支払義務が生じるものであり、収益の中から支払われる－すなわち収益の構成要素だからである。この財務的内部収益率計算方法は通常世銀で取っているものである（脚注 2 に同じ）。

第 9.8 表では建設期間中のみインフレーションを見込んでおり、プロジェクト運開以降はコスト・便益双方に与える影響は互いに相殺されると想定してインフレは考慮されていない。評価期間 50 年の長期にわたるインフレ率想定は信頼度に欠けるゆえ、この想定は妥当だと言えよう。

第 9.8 表では 2 つの電力価格すなわち、4.5 ｾﾝﾄ/kWh（ｹｰｽ 1）と 5.0 ｾﾝﾄ/kWh（ｹｰｽ 2）に対して財務的内部収益率が計算されている。その結果として、ｹｰｽ 1 では財務的内部収益率 6.5%、ｹｰｽ 2 では 7.4%が得られた。

9.3.3 財務的内部収益率の感度分析

財務的内部収益率の感度分析をプロジェクトの総費用･総便益の増減に対して行なった。総費用･総便益がそれぞれ 10%増減した場合の財務的内部収益率を計算した結果を下に示す。

ケース１（電力価格 4.5 ｾﾝﾄ/kWh）

	総便益+10%	計画	総便益-10%
総費用-10%	8.2%	7.4%	6.5%
計画	7.3%	6.5%	5.7%
総費用+10%	6.5%	5.8%	5.0%

ケース２（電力価格 5.0 ｾﾝﾄ/kWh）

	総便益+10%	計画	総便益-10%
総費用-10%	9.1%	8.3%	7.4%
計画	8.2%	7.4%	6.5%
総費用+10%	7.4%	6.6%	5.8%

上表からわかるとおりケース１では、総費用 10%増加・便益 10%減少という最悪の場合に財務的内部収益率は 5.0%となった。

上表ケース１で判るとおり、計画便益・総費用 10%減少のケースでは財務的内部収益率は 6.5%から 7.4%へと上昇した。この 7.4%はケース２の財務的内部収益率である。言いかえれば、総費用 10%減少は電力価格が 4.5 ｾﾝﾄ/kWh から 5.0 ｾﾝﾄ/kWh へ値上げされたと全く同じ効果を与えている。この意味で将来段階で建設費削減を再検討することは十分価値のあることと言えよう。

9.3.4 ローン返済計画

プロジェクトの財務的健全性は資金調達条件によって大きく左右されるゆえ、金利など融資条件について下記 12 の代替案を作成した。

	外貨：内貨=85:15			外貨：内貨=70:30		
外貨ﾛｰﾝ金利	3.5%	5.0%	8.5%	3.5%	5.0%	8.5%
電力価格 =4.5ｾﾝﾄ/kWh	ｹｰｽ 1-1	ｹｰｽ1-2	ｹｰｽ 1-3	ｹｰｽ2-1	ｹｰｽ2-2	ｹｰｽ2-3
電力価格 =5.0ｾﾝﾄ/kWh	ｹｰｽ3-1	ｹｰｽ3-2	ｹｰｽ3-3	ｹｰｽ4-1	ｹｰｽ4-2	ｹｰｽ4-3

財務的健全性を規定する主要素は１）全体ローンに占める内貨ローン・外貨ローン比率　２）外貨ローン金利　３）ヴィエトナム電力から電力会社への電力価格などである。以下の２パラグラフでは電力料金 4.5 ｾﾝﾄ/kWh のケースを例にして説明する。

全体ローンに占める外貨ローン比率は、ケース１では 85%、ケース２では 70%と想

定した。これ以外の資金需要は内貨ローンで調達する。

外貨ローン金利はケース1およびケース2の各々について、年率3.5%、5.0%、8.5%の3ケースを想定した。これは海外融資機関の金利にヴィエトナム国内の上乗せ金利を加えた想定金利である。プロジェクト実施段階でこの 3.5%より低い金利のローンが利用できるかもしれないが、その場合にはこの検討結果より返済計画は楽になる。
国内ローン金利は一律年率 13%を想定した。建設期間中の返済は行なわず、建中金利は資本化してプロジェクト運開時点から元金とともに返済すると想定した。

既述の通り、電力価格は上記諸ケースに対して 4.5 セント/kWh および 5.0 セント/kWh の2ケースを想定した。その結果、全体では 12 ケースとなっている。

第 9.9 表にプロジェクトローン返済計画のための資金収支計画 12 ケースを示す。資金源は電力販売収入と海外・国内ローンである。支出面のうち元金返済は外貨ローン 30 年、内貨ローンは 10 年を想定した。ローン残高は建設完了年にピークに達し、以降毎年減少して 2039 年には完済する。税金は、売上高に対して資源税 2%、付加価値税 10%を、金融費用支払後の経常利益に対して法人所得税 25%を計上した（経常赤字の場合の法人所得税はゼロとした)。毎年の税引後利益は表最右端の欄に累計表示されている。

12 ケースの検討結果を2表により分析する。
1）累積赤字年数

	外貨：内貨=85:15			外貨：内貨=70:30		
外貨ローン金利	3.5%	5.0%	8.5%	3.5%	5.0%.	8.5%
電力価格=4.5c/kWh	0	0	28	7	12	27
電力価格=5.0c/kWh	0	0	17	0	6	18

表中の売上高は2ケースあり、それぞれ電力価格によって決まる。この一つの売上高は 6 ケースに共通であり、税引後利益における相違は主として金利支払や元金返済などの金融費用によって生じてくる。各年の収支は税引後利益欄に表示されているが、金融費用の多い年には赤字になっている。累積赤字は表最右端に示されているが、上表は各ケースの累積赤字年数を示したものである。

電力価格 4.5 セント/kWh の 6 ケースについて見ると、評価期間を通じて累積赤字が 1 年もないケースが 2 ケースある。累積赤字に対しては、社債発行や資金借入などの措置を講じる必要があり、プロジェクトにとっては追加資金となる。同時に長期にわたる累積赤字は金利支払・元金返済にも影響を及ぼしかねない。その意味では、ケース 1−1 やケース 1−2 は赤字年が全く無く望ましいケースである。一方、ケー

ス 1−3 やケース 2−3 は外貨ローン金利が高いため返済困難があるかもしれない。

電力価格 5.0 セント/kWh の 6 ケースでは当然ながら改善が認められ、累積赤字年ゼロのケースはケース 3−1、ケース 3−2、ケース 4−1 と 3 ケースに増える。

2）債務返済担保比率　（単位：倍）

		外貨：内貨=85:15			外貨：内貨=70:30		
外貨ローン金利：		3.5%	5.0%	8.5%	3.5%	5.0%	8.5%
電力価格 =4.5 c/kWh	2015	0.9	0.8	0.6	0.7	0.6	0.5
	2025	1.7	1.6	1.3	2.2	2.0	1.6
	2035	2.2	2.1	1.9	2.8	2.7	2.4
電力価格 =5.0 c/kWh	2015	1.0	0.9	0.7	0.8	0.7	0.6
	2025	1.9	1.7	1.4	2.4	2.1	1.7
	2035	2.4	2.3	2.1	3.1	2.9	2.7

債務返済担保比率は、税引後利益・減価償却・支払金利合計の支払金利・元金返済合計に対する倍率として定義される。2015、2025、2035 の 3 年について第 9.9 表から計算した結果を上表に示す。ケース 1−1 を例に説明すると、2035 年の債務返済担保比率 2.2 は、税引後利益・減価償却・支払金利の合計が仮にほぼ半分まで減少したとしてもヴィエトナム電力は債務返済を履行することが可能であることを示している。通常の公共事業では債務返済担保比率は 1.5 倍以上あるのが望ましいとされている。2015 年はかなり低く 0.9 であるが、この年近辺は外貨・内貨ローン両方の返済が重なっていることが原因である。2025 年・2035 年にはすでに内貨ローン返済が終了しているため債務返済担保比率は改善する。外貨・内貨ローン両方の返済が重なる最初の 10 年を過ぎれば、上表の債務返済担保比率はローン返済可能性には問題ないと考えて良いだろう。ただし外貨ローンが 8.5%の高金利ケースは他のケースより劣ることは否めない。返済期間 10 年以上の内貨ローンが利用できないか、が次の段階での宿題となろう。

累積赤字年数と債務返済担保比率の 2 指標から返済計画について言えることは：

1）ケース 1−1 が最も望ましい

2）次にはケース 1−1 以外の累積赤字年ゼロの 4 ケースが望ましい

これら 5 ケース以外の場合は、累積赤字年の期間に対して何らかの資金調達対策が必要となることが予想される。

表 9.1 プロジェクトコスト要約と年次別支出

	F.C. (US$ mil.)	L.C. (US$ mil.)	Total (US$ mil.)	Foreign currency portion (US$ mil.)										Local currency portion (US$ mil.)									
				2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Total	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Total
(1) Base Cost																							
(1) Preparatory works		14.0	14.0												5.7	8.3							14.0
(2) Diversion tunnel	22.0	20.2	42.2			11.0	11.0						22.0			10.1	10.1						20.2
(3) Main civil works	154.9	162.2	317.1				19.9	43.2	46.5	38.7	6.6		154.9				20.7	45.0	48.7	40.6	7.3		162.2
(4) Hydromechanical works	35.9	6.4	42.3					3.6	14.4	14.4	3.6		35.9						1.6	3.2	1.6		6.4
(5) Hydroelectric works	114.7	12.8	127.5					10.4	41.7	46.9	12.5	3.1	114.7						3.0	6.3	3.2	0.4	12.8
(6) Transmission line	5.9	3.9	9.8						2.5	2.0	1.4		5.9						0.6	2.4	1.0		3.9
(7) Engineering service	31.1	10.4	41.5	4.7	4.7	3.1	3.1	5.5	5.5	3.1	1.5		31.1	1.6	1.6	1.0	1.0	1.8	1.8	1.0	0.5		10.4
(8) Administration		3.9	3.9											0.6	0.6	0.4	0.4	0.7	0.7	0.4	0.2		3.9
(9) Land compensation and resettlement	3.9	6.7	10.6		1.2	1.2	0.8	0.4	0.4				3.9		2.0	2.0	1.3	0.7	0.7				6.7
(10) Tax		29.8	29.8											0.3	0.6	1.7	3.3	5.5	8.3	7.9	2.0	0.2	29.7
Sub-total	368.4	270.3	638.7	4.7	5.8	15.3	34.8	63.1	110.9	105.1	25.6	3.1	368.4	2.5	10.5	23.5	36.8	53.7	65.4	61.7	15.6	0.5	270.2
(2) Contingency																							
(1) Price contingency	26.0	17.9	43.8	0.1	0.2	0.6	1.8	3.9	8.0	8.7	2.4	0.3	26.0	0.0	0.3	1.0	1.9	3.3	4.7	5.1	1.5	0.1	17.9
(2) Physical contingency	29.0	25.4	54.4	0.5	0.6	1.5	3.5	5.6	8.2	7.3	1.7	0.2	29.0	0.2	1.0	2.3	3.6	5.3	6.2	5.5	1.2	0.0	25.4
Sub-total	55.0	43.3	98.3	0.6	0.8	2.1	5.3	9.5	16.2	16.1	4.1	0.5	55.0	0.3	1.4	3.3	5.5	8.6	10.9	10.6	2.7	0.1	43.3
(3) Total Project cost	423.4	313.6	737.0	5.2	6.6	17.4	40.1	72.6	127.1	121.2	29.6	3.6	423.4	2.7	11.8	26.8	42.4	62.3	76.3	72.3	18.3	0.6	313.6

Note: Estimated based on 1999 constant prices.

表 9.2 財務費用の経済費用変換

(Unit:US$ million)

	Financial cost			Economic cost		
	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total
(1) Base cost						
1) Preparatory works		14.0	14.0		13.3	13.3
2) Diversion tunnel	22.0	20.2	42.2	22.0	19.2	41.2
3) Main civil works	154.9	162.2	317.1	154.9	154.1	309.0
4) Hydromechanical works	35.9	6.4	42.3	35.9	6.1	42.0
5) Hydroelectric works	114.7	12.8	127.5	114.7	12.2	126.9
6) Transmission line	5.9	3.9	9.8	5.9	3.7	9.6
7) Engineering service	31.1	10.4	41.5	31.1	9.9	41.0
8) Administration		3.9	3.9		3.7	3.7
9) Land compensation and resettlemen	3.9	6.7	10.6	3.9	3.1	7.0
10) Tax		29.8	29.8			
Sub-total	368.4	270.3	638.7	368.4	225.2	593.6
(2) Contingency						
1) Price contingency	26.0	17.9	43.9			
2) Physical contingency	29.0	25.4	54.4	29.0	24.1	53.1
Sub-total	55.0	43.3	98.3	29.0	24.1	53.1
(3) Total Project Cost	423.4	313.6	737.0	397.4	249.4	646.8

Note: F.C.: Foreign currency portion
L.C.: Local currency portion

表 9.3 経済費用年次別支出

	F.C. (US$ mil.)	L.C. (US$ mil.)	Total (US$ mil.)	Foreign currency portion (US$ mil.)										Local currency portion (US$ mil.)									
				2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Total	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Total
(1) **Base Cost**																							
(1) Preparatory works		13.3	13.3												5.4	7.9							13.3
(2) Diversion tunnel	22.0	19.2	41.2			11.0	11.0						22.0			9.6	9.6						19.2
(3) Main civil works	154.9	154.1	309.0				19.9	43.2	46.5	38.7	6.6		154.9				19.6	42.8	46.2	38.5	6.9		154.1
(4) Hydromechanical works	35.9	6.1	42.0					3.6	14.4	14.4	3.6		35.9						1.5	3.0	1.5		6.1
(5) Hydroelectric works	114.7	12.2	126.9					10.4	41.7	46.9	12.5	3.1	114.7						2.9	6.0	3.0	0.3	12.2
(6) Transmission line	5.9	3.7	9.6						2.5	2.0	1.4		5.9						0.6	2.2	0.9		3.7
(7) Engineering service	31.1	9.9	41.0	4.7	4.7	3.1	3.1	5.5	5.5	3.1	1.5		31.1	1.5	1.5	1.0	1.0	1.7	1.7	1.0	0.5		9.9
(8) Administration		3.7	3.7											0.6	0.6	0.4	0.4	0.7	0.7	0.4	0.2		3.7
(9) Land compensation and resettlement	3.9	3.1	7.0		1.2	1.2	0.8	0.4	0.4				3.9		0.8	1.0	0.7	0.3	0.3				3.1
(10) Tax																							
Sub-total	368.4	225.2	593.6	4.7	5.8	15.3	34.8	63.1	110.9	105.1	25.6	3.1	368.4	2.0	8.3	19.8	31.3	45.5	53.9	51.1	13.0	0.3	225.2
(2) **Contingency**																							
(1) Price contingency																							
(2) Physical contingency	29.0	24.1	53.1	0.5	0.6	1.5	3.5	5.6	8.2	7.3	1.7	0.2	29.0	0.2	1.0	2.2	3.5	5.0	5.8	5.2	1.2	0.0	24.2
Sub-total	29.0	24.1	53.1	0.5	0.6	1.5	3.5	5.6	8.2	7.3	1.7	0.2	29.0	0.2	1.0	2.2	3.5	5.0	5.8	5.2	1.2	0.0	24.2
(3) **Total Project cost**	397.4	249.4	646.8	5.1	6.4	16.8	38.3	68.7	119.1	112.5	27.3	3.3	397.4	2.3	9.2	22.0	34.7	50.5	59.8	56.3	14.2	0.4	249.4