

7. 開発規模の選定と運用計画及び系統連系

7.1 開発規模の選定及び投入時期

7.1.1 検討条件

紅石揚水発電所の開発規模の検討に当たって、東北電網の電力需給に関わる現状は以下のとおりである。

- (1) 東北地域の経済成長は、第九次五カ年計画の全国平均成長率の目標値である8%を上回る10%前後の高い成長を見込んでいる。
- (2) 反面、人口の伸びは国家目標の1.25%をかなり下回る0.86%となっているが、絶対数は着実に増加するものと見込まれる。
- (3) 第八次五カ年計画までは重工業中心に投資が偏っていたが、九五計画では軽工業やエネルギー基幹産業部門への投資が拡大される。
- (4) 2000年に向けての東北地域の電力需要は6%台の成長が見積もられており、その後も2010年までは年率5%台で推移するものとみられている。
- (5) 最大電力の伸びは需要量の伸びを上回るスピードで成長し、2005年時点での最大電力は3,963万kWとなり、ピーク格差も拡大しおよそ1,800万kWと想定される。
- (6) 一方、供給計画によると2005年時点で5,170万kWを確保することとなっているが、そのうち貯水池式等の一般水力はわずか583万kWで、11%に過ぎない。
- (7) とくに需要が集中する冬季の供給実績(1995年)におけるピーク調整は400万kWを火力発電に頼っている。したがって、2005年でのピーク調整は前項の一般水力約600万kWを除くおよそ1,200万kWを火力発電に依存することとなる。

7.1.2 ピーク格差からみた規模の検討

東北電網における将来のピーク格差は2000年でおおよそ1,400万kWとなり、2005年には1,800万kWに達する可能性がある。

一方、水力発電の最大設備出力は2005年で583万kWと、ピーク格差の3分の1にも満たない。したがって、単純にピーク負荷にのみ着目したときの揚水発電出力は、極論すれば各年におけるピーク格差から水力発電出力を差し引いた値まで必要となる。

7.1.3 揚水原資からみた規模の検討

夜間の揚水原資からみた出力規模を検討した結果、次の結論が得られた。

即ち、2005年の冬季には深夜の比較的負荷の軽い時間帯の負荷と直前の負荷ではおよそ 500万kWの差がある。また、夏期の深夜では 400万kW強の差である。時間は夏冬とも 6時間連続しており、これが東北電網における2005年時点での揚水原資と考えられる。

したがって系統全体でみた場合、揚水用動力として最低 420万kWが確保されることから、導入可能な揚水発電出力は(単機容量 300MWの発電機の揚水動力入力を 330MWとした場合) およそ 380万kWが限界となる。

7.1.4 最適規模

紅石揚水の上池最適地点である炸薬庫での貯水池規模の検討結果によれば、有効貯水容量として1,200万 m^3 、最大出力 150万kWが限界規模であることが分った。

従って揚水発電所の開発規模として最大出力80万kW、100万kW、120万kW、150万kWの4ケースについて経済比較を実施した結果、120万kW案が最も優れた経済性を有することが判明した。比較検討に用いた各ケースの諸元を表7-1に、また1993年度単価を用いたkW当りの工事費を図7-1に示す。

表 7-1 炸薬庫地点最適規模比較検討諸元

最大出力 (MW)		800	1,000	1,200	1,500
上池	集水面積 (km ²)	1.3			
	満水位 (EL. m)	572	576	579	581
	低水位 (EL. m)	540			
	利用水深 (m)	32	36	39	44
	総貯水容量 (m ³)	7,500,000	9,200,000	10,700,000	12,700,000
	有効容量 (m ³)	6,900,000	8,600,000	10,100,000	12,100,000
	死水容量 (m ³)	600,000			
上池ダム	ダム型式	コンクリート表面遮水壁型ロックフィルダム			
	ダム頂標高(EL. m)	576	580	583	588
	堤高 (m)	66	70	73	78
	堤頂長 (m)	434	450	462	482
	堤頂幅 (m)	8.0			
	堤体積 (m ³)	1,700,000	2,000,000	2,300,000	2,800,000
	発電	発電機単機容量	200MW×4	250MW×4	300MW×4
基準落差 (m)		256.5	259.4	261.3	265.1
最大使用水量(m ³ /s)		376	463	552	680
発電所寸法 (m)		144x22x53.5	152x22x53.5	164x22x53.5	202x22x53.5
水路	導水路 (延長 1,190m)	φ 6.4m 2 条	φ 7.0m 2 条	φ 7.6m 2 条	φ 8.5m 2 条
	水圧管路 (延長 520m)	φ 6.4~3.5m 2~4 条	φ 7.0~3.5m 2~4 条	φ 7.6~3.5m 2~4 条	φ 8.5~3.5m 2~6 条
	放水路 (延長 960m)	φ 4.5~6.4m 4~2 条	φ 5.0~7.0m 4~2 条	φ 5.4~7.6m 4~2 条	φ 4.9~8.5m 6~2 条

注) 1/5000地形図による。

炸藥庫地点最適開發規模

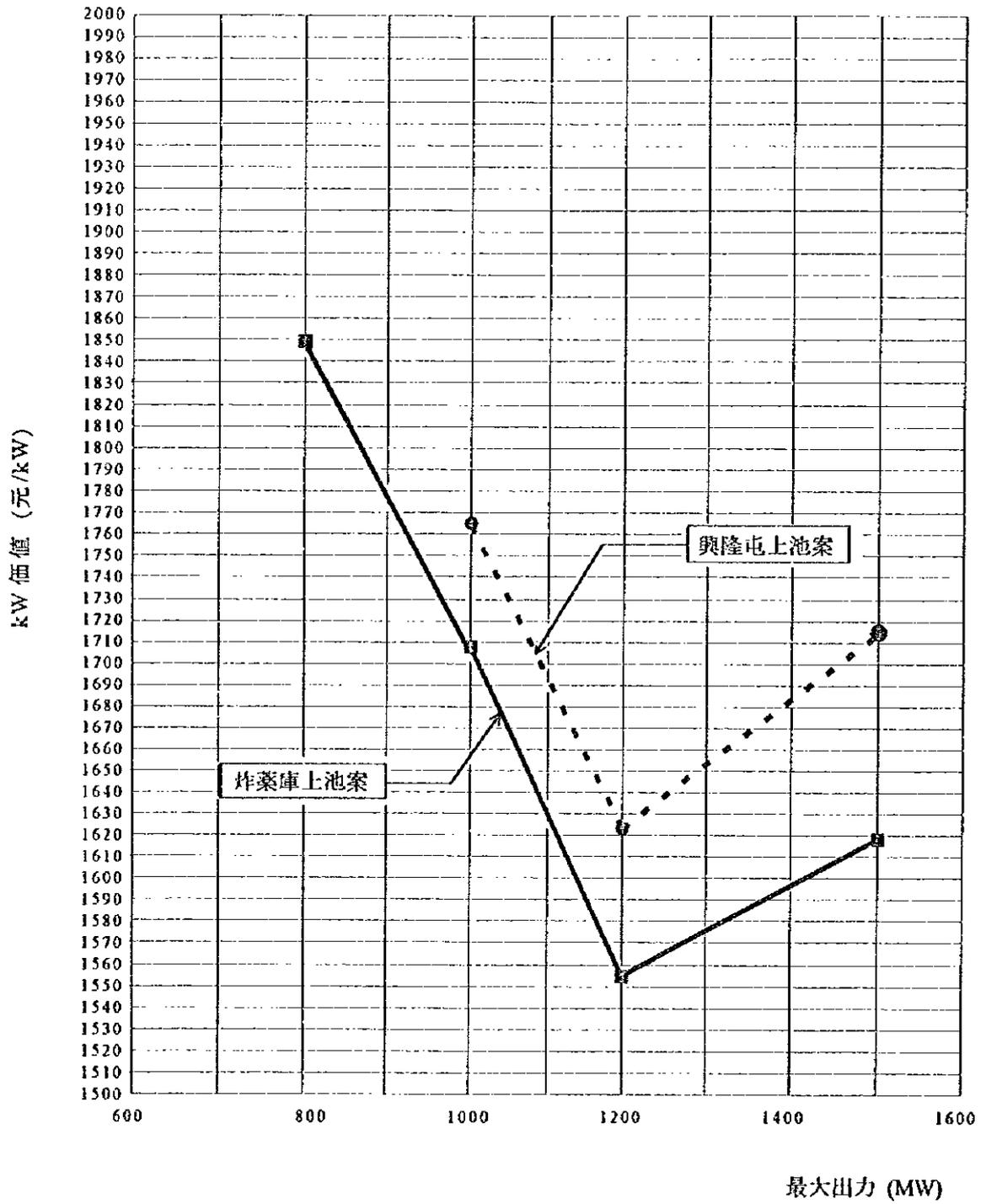


圖 4-2 炸藥庫地点最適開發規模

7.1.5 投入時期

需給調整用電源の必要性は、規模もさることながらその投入時期に関しても、可能な限り早期の開発が望まれる。紅石揚水の投入時期について発電・送変電設備の建設工期をも含め、建設資金の借款手続き等を考慮した結果、2005年が最も早期の投入年次となる。

7.2 運用計画

7.2.1 貯水池の運用

白山発電所および紅石発電所は、紅石貯水池の最低水位がEL. 289.00m、最高水位がEL. 290.00mとして運用されている。

一方、紅石揚水発電所が所定の能力を発揮するために必要な貯水容量は約1,000万 m^3 と算定されており、これは下池（紅石貯水池）の水位中で約60cmに相当し、これが白山発電所及び紅石発電所の出力及び発電量に影響を与えることとなる。紅石揚水発電所の系統における重要性に鑑みれば、如何なる状況においてもこの揚水発電の運用に支障をきたすような下池の運用計画を設定することは得策ではない。

したがって揚水開始時には紅石貯水池の水位はEL. 289.60m以上とし、揚水容量約1,000万 m^3 を常に確保した運用をする必要がある。このため白山及び紅石の既設発電所の運転に支障を来さないよう、最高貯水位を現行より1m高めてEL. 291.00mとする（貯水容量1700万 m^3 増加）。

これによる白山及び紅石発電所への発電の影響は次のとおり極めて微小であり総合的に影響なしと認められる範囲内である。

7.2.2 揚水原資の検討

揚水原資の検討は、負荷曲線を基に、検討対象年での電源構成を加味するなど、具体的な検討条件は下記のとおりである。

- (1) 検討対象年は2005年とする。2005年における最大負荷は3,964万kW、最小負荷は2,259万kWとする。
- (2) 2005年での水力発電設備出力は582万7千kWとし、その運用形態は基本的にはピーク供給対応とし、毎時間については周波数調整程度の出力を確保するものと

する。

- (3) 2005年に稼働する揚水発電所は、紅石の他に90万kW（30万kW×3）が一箇所存在するものとし、紅石の出力を120万kWとする。
- (4) 揚水発電の発電時間はピーク時間帯を中心に5時間以上とするが、必ずしも連続である必要はないものとする。
- (5) 同様に揚水時間は深夜低負荷時の6時間連続とする。また、揚水用電動機入力は1台当たり33万kWとする。
- (6) 負荷調整火力の出力は30万kW単位で出力調整を行うものとする。

図7-2及び図7-3は、これらの前提条件の下に可能な運転パターンの1例を時系列的または最大から最小へ並べ替えて示したものである。

図に示したとおり、ベースロード火力の運転パターンと負荷調整運転火力は明確に区分され、系統全体として経済的な運用が可能であることがわかる。図の赤で示した部分が揚水原資であるが、この部分を分担する火力としては主に黒竜江省、内蒙古自治区の大規模火力発電所群である。

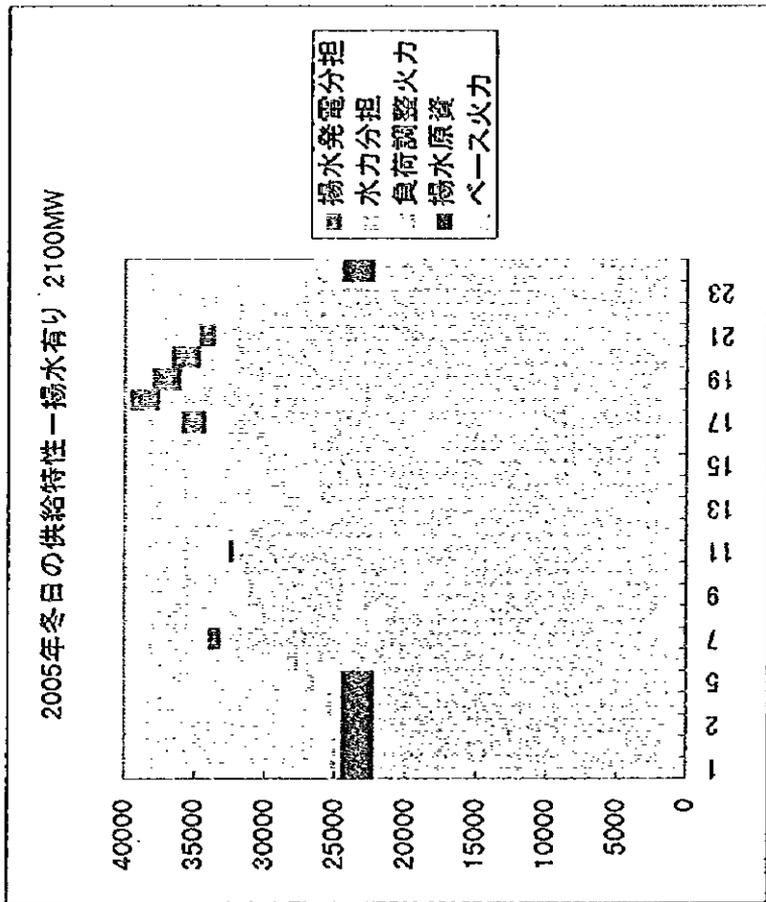


図 7-2 2005年冬日の負荷曲線の例(時系列)

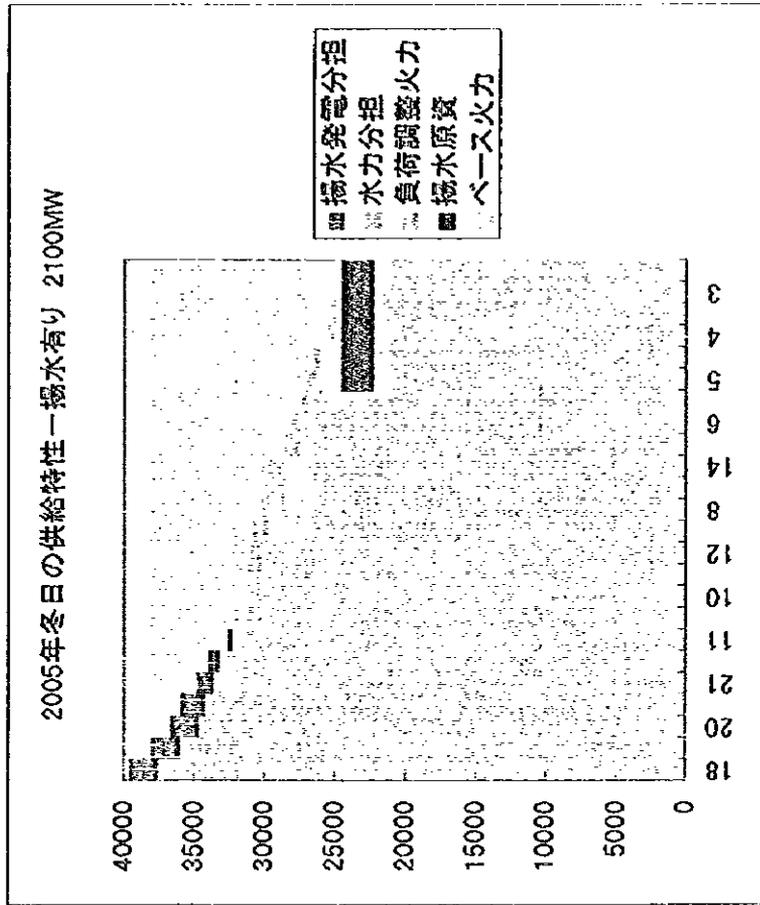


図 7-3 2005年冬日の負荷曲線の例(降順)

7.3 系統及び潮流解析

(1) 系統解析の具体的実施方法

系統解析の具体的な実施方法は、事前調査団の方針とは異なって、中国側で実施することとなり東北電力設計院が担当した。これは、電力系統図をはじめ系統定数等のデータが国家機密に属するため、国外への持ち出しは勿論、調査団への提供自体不可能であったためである。

計算は紅石揚水発電所の出力規模を当初100万kWと想定して行なったが、その後120万kWについても再計算を行い、都合2回にわたって実施された。

(2) 解析結果

系統解析計算の結果、東北電力設計院は下記の提案を行った。

(a) 紅石揚水発電所では500kVの送電線1回線を引き出し、東豊変電所に接続する。

このとき、紅石～東豊間の線路長が155km程度となり、500kV線路の商用周波過電圧の問題を考慮して、500kV紅石～東豊送電線の東豊側に150MVAの高圧分路リアクトルを設置するよう提案する。

(b) 調相電圧計算の結果、季節変動及び発電所の過渡的な運用に対応するために、主要変圧器のタップ範囲について以下のとおりに提案する。

550-2×2.5%、無負荷タップ切替方式

同時に、主変のタップ範囲が円滑に運用できるように揚水運用時の電動機運転では、 $\cos \phi=0.97$ (進相)の機能を備えるよう提案する。

調査団は上記結論並びに添付報告書を詳細に検討した結果、以下の点を指摘する。

(a) 潮流計算結果は、報告書で扱われている範囲についてみれば、計算結果の数値

そのものは適用する電線の導体サイズ等からは合理的なものと判断される。

(b) 安定度計算については、故障条件としては最も過酷なケースを与えて計算した結果、いずれのケースも安定運転が確保されている。

(c) 過電圧計算については、商用周波過電圧及び自励磁過電圧とも既定値以内に収まることが確認されている。

(d) 短絡電流計算は2015年まで計算されており、最大で23kAとなっている。機器設計に当たって、とくに問題となる数値ではない。

8. 環境影響評価および補償

8.1 環境影響評価

8.1.1 建設工事期間インパクトの予測及び評価と対策

(1) 自然環境に与える影響

大気・騒音・振動……工事現場は白山鎮の町の中心部から約2～3km程離れ、峠を隔て人里離れた丘陵山間部の森林地帯になる。そのため、大気質は大変良く、騒音・振動もない。

工事中は、大気汚染物質は分散・降下しやすく、工事現場の大気容量も大きいので、その影響範囲は工事現場だけに限られる。風向き等を考慮して、時々散水して工事を進めれば問題はない。騒音や振動についても、住民の生活と健康に対し、基本的に影響をもたらさない。ただし、工事車両の夜間通行規制及び深夜作業の禁止対策は必要である。

水質……谷間の地下浸透水が流出し、流量の少ない小溪流となって東西に横切っている。水質は中国環境基準値1類を示す清潔水で飲用できる程である。

工事中は、建設用砂石の採掘、篩い分けなど骨材プラントからの濁水、ダムサイトの関連作業に起因する濁水及び貯水池周辺から降雨に起因して発生する濁水などがある。可能な限り水質環境に留意し、モニタリングを行なって濁水対策を行なう必要がある。

なお、プロジェクト地域内には舟運業者や漁民はなく、また、養魚池もないので、直接環境影響を与えることはない。

(2) 社会環境に与える影響

住民移転対象者は25世帯103人である。たとえ住民が移転にこころよく同意したとしても、当初は元の社会構造から離れ、住民の慣れた生活習慣を変えるため、新しい社会のコミュニケーション等に不便をもたらす。移民者の新しい移転地、住居、仕事場等生活環境の確保と就業指導が必要である。

なお、対象地域内には、文化遺産、地域民族遺産あるいは貴重な歴史的建造物や名所・旧跡・重要文化物などの貴重文化財はない。

(3) 生物環境に与える影響

調査対象地域は、生物の種類、量共に少ない。国家保護動・植物或は地域貴重種の動・植物は生息・自生しておらず、広域環境では、当地域のプロジェクト建設が

現有生物種群構造と生物量に直接的影響を与えない。しかし、工事中は価値ある動・植物について可能な限り移動させたり移植したりして保護・保全する。

工事中の破壊樹木については、工事対象区内全体の数量は多くないので、損失には限りがある。できるだけ損失をまぬがれるよう注意し、さらに植林を行ない景観・緑化保護に努める。

8.1.2 運用期間中環境インパクトの予測及び評価と対策

(1) 地形・土壤に与える影響

工事終了後、炸薬庫は上池貯水池として大面積の水域が形成される。原石山は掘削され、位置は後方に移る。運用期間中ダム貯水池の水辺線は風雨・波浪、取水・放水等による水位変動のため、土壤の侵食・流亡が進むので法面保護対策が必要である。

導水路、放水路、発電所及び搬入路トンネル等は地下に設けるため地形にあまり影響を与えない。また、水没する耕作地や林地は多くないので、当地域の林業や農業生産に大きな影響は与えない。

(2) 流況・水位及び水質に与える影響

下池は紅石ダム貯水池の上流末端、第二松花江にある。発電放流時、下池の水位に多少変動はあるが、紅石貯水池の貯水容量 $1.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ に比べて非常に小さいので水位、流況共に影響はない。水質は有機質およびSSの解を下げむしろ正の影響を与える。

(3) 動・植物及び生態系に与える影響

植物は湖沼型の生態系に変わる。ダム貯水池の上流部の山地溪流付近では動・植物に特別な影響は与えない。

貯水池は河谷帯の鳥類を招き、さらに他の水鳥・渡り鳥など集まり賑やかな景観を形成する。

湿度が増大し、植物の生長に有利な面もあるが、植物の種類、数量、群落類型など生物生態系の変化をもたらす程のものではない。

(4) 景観に与える影響

当区域内の景観として、ダム堤体と貯水池、農作物を栽培する畑、付替およびダム管理用道路が残る。環境に与える負の影響はなく、管理次第で景観の質は高められる。

将来は白山鎮の自然公園、憩いの場として地域住民に親しまれる場所として形成される可能性が高い。以上の事情から、貯水池法面、原石山掘削面、新設道路及び土捨場の景観整備、植樹・緑化対策に留意しなければならない。

8.2 補償物件の種類と内容

8.2.1 ダム・貯水池水没地及び建設工事敷地

ダム水没及び建設工事占用各種類別土地は、おおよそダム敷地3.8ha、貯水池水没地38ha、付替道路2ha、工所用道路3ha、その他原石山、開閉所や土捨場などがある。合計面積は55haと概算される。

8.2.2 補償費の種類と内容

(1) 土地補償費

水没地及び建設工事敷地対象地域は、畑10ha、水田0.3ha、菜園2ha、養魚池0.2ha及び宅地2.1ha等が主で土地補償費780千元、配置補助費599千元、土地管理費43千元及び耕地占用税356千元など合計1,778千元である。

(2) 林業補償費

ダム水没・水浸及び建設工事のために影響を受ける林地は37haに及ぶ。皆、自生林であり、樹種はクヌギ、シラカバ、シナノキ、カエデを主とし松類、ポプラ、榆及び柳樹などが混在する。

林業補償費としては樹林補償費940千元、土地補償費1,243千元、配置補助費994千元、樹木伐採運搬費885千元、植物被覆回復費133千元などがあり、その他合計約4,403千元となる。

(3) 水没資産及び工事敷地資産

上池貯水池予定地に11世帯計56人、開閉所建設予定地に14世帯計47人、合計25世帯103人が住民移転しなければならない。また、101森林警察隊検査ステーションの事務所・宿泊所などが水没する。

家屋及び事務所3,800㎡、便所及び家畜飼養舎などの付属建物、井戸5箇所、墓35基及びその他、果樹・庭木などがある。

補償費として家屋1,590千元、付属建物57千元、果樹・庭木67千元、引越し運送費35千元、その他、水道・電気補助費などを含め合計1,784千元となる。

(4) 建設工事が他の施設に与える補償費

4等級線（県道級の地方道）自動車道、延長 1.9kmの補償費 1,140千元、101 森林警察隊から火薬倉庫までの地域道路 220千元、66kV送電線0.9 kmで 108千元、380V動力線 3 kmで 120千元、その他 220V家庭用電線、通信用電線などを含め合計約 1,796千元となる。

(5) 上池ダム・貯水池整理費

ダム水没地以外の貯水池斜面及び底面等の雑木・雑草整理費用として13千元。

(6) その他の費用

その他の費用として予備費 1,964千元など合計 2,380千元である。

(7) 総費用

ダム水没及び工事敷地等の基本補償物件概算総費用は約12,154千元である。

9. 主要構造物の概略設計

9.1 土木設備

9.1.1 一般

紅石ダム揚水式水力発電所は、白山ダム下流約 3kmの紅石貯水池右岸炸薬庫（森景溝）最上流部に築造したコンクリート表面遮水壁型ロックフィルダムによる上池と既設紅石貯水池を利用した下池との間を地下式の水路および発電所で結ぶ、基準有効落差258m、最大使用水量 552m³/s、最大出力 120万kWの純揚水式水力発電所である。

主要構造物は、上池ダム、取水口、導水路、導水路側調圧水槽、水圧管路、発電所、主要変圧器室、放水路、放水路側調圧水槽、放水口および開閉所であり、地形・地質・施工性等を総合的に検討した最も経済的なレイアウトとなっている。

計画一般平面を図9-1に、主要構造物の諸元を表9-1に示す。

9.1.2 上池ダム

コンクリート重力ダムとコンクリート表面遮水壁型ロックフィルダムの経済比較を実施し、コンクリート表面遮水壁型ロックフィルダムを上池ダム形式として選定した。

本ダムの法面勾配は、原石山の地質調査結果より推測したロック材の物性を用いた安定解析を実施し、上下流面ともに 1:1.5とする。

上池ダム平面、上流面および標準断面を図9-2および9-3に示す。

上池ダムロック材の原石山は、貯水容量の確保および自然環境を考慮して、ダムサイト右岸直上流の上池内とする。

左岸鞍部は、最低地表標高582mとダム天端標高より1m低く、更に風化が地表より約8m以深まで及んでいる。したがって、コンクリート重力式の遮水壁（最大高さ9m、延長86m）とカーテングラウチング(L=10m)を用いて遮水を行う。

9.1.3 水路系

水路縦断面および標準断面を図9-4に示す。

(1) 取水口

取水口形式は、取水（発電）時の流入渦防止および放水（揚水）時の水流の均等化等に効果があり、近年、中国や日本の揚水発電所取水・放水口に多く採用されている「渦防止桁付き横型取水口」とする。

(2) 導水路

導水路は、取水口から調圧水槽に至る1,012mと1,067mの2条からなる圧力トンネルであり、断面形状は円形とし、内径は導水路内流速を変化させた経済比較結果より、内径(D)=7.6mを採用する。

(3) 導水路調圧水槽

サージング計算検討結果より、導水路調圧水槽は本体部内径 14.0m、高さ114.2mの減衰性に優れた制水口型とする。

(4) 水圧管路

水圧管路は調圧水槽より発電所に至る延長475mの2条からなる埋設式鋼管で、水路勾配は施工性を考慮して51°とし、内径は導水路調圧水槽下では導水路トンネルの内径と同じくD=7.6m、漸縮後、斜坑部でD=5.9m、下段水平部で2条に分岐して、D=3.5mで水車に接続する。

なお、水圧鉄管の板厚は、水圧管路経過地の岩盤が良好なので内圧の岩盤負担を考慮し、水撃圧計算の結果より決定した。

(5) 放水路調圧水槽

放水路延長が約 1kmと長いので、揚水入力遮断時に発生する放水路内の振動性圧力上昇を緩和するために放水路調圧水槽を放水路合流管下流部に設置する。

サージング計算検討結果より、放水路調圧水槽は本体部内径 10.0m、高さ 59.0mで、上部水室断面20.0×16.0m、高さ 20.0mの上部水室付き制水口型とする。

(6) 放水路

放水路は、放水路調圧水槽から放水口に至る延長995mと1,017mの2条からなり、断面形状は円形とし、内径(D)=8.4mである。

(7) 放水口

放水口は、下記の理由により白山ダム下流約 2kmの既設紅石貯水池右岸に設置する。紅石貯水池右岸には白山発電所までの鉄道が運行しており、揚水発電所建設工事が鉄道に影響を与えることがないように、放水路および放水口はトンネルで鉄道下を通過することとし、また発電時の放水および揚水時の取水がスムーズに行えるように紅石貯水池幅が極力広いところを選定した。

放水口形式は、取水口と同様に「渦防止桁付き横型取水口」とする。

9.1.4 発電所

発電所の断面形状は、地質状況が良好であるので、経済的かつ力学的安定度が高い「弾頭型」を採用し、吹付コンクリート、ロックボルトおよびPSアンカーを永久支保とし、コンクリート覆工を行わないこととする。

地下発電所空洞の規模は高さ 57m、幅 28m、長さ153mで、最大出力30万kWの水車発電機を4台収納する。

発電所平面、断面を図 9-5に示す。

地下発電所の 60m下流側に主要変圧器室およびドラフトゲート室兼用の地下空洞を設ける。この地下空洞の規模は高さ 28m、幅 18.5m、長さ140mで、上部が主要変圧器室、下部がドラフトゲート室である。

搬入路トンネルは水車発電機等の搬入と運開後の主通路とすることを目的として、発電所組立室から放水口下流側の駅構内までを延長1,435mで結ぶものとした。

換気トンネルは、発電所空洞掘削時には作業坑として用い、工事中および運開後は換気トンネルおよび通路とするものであり、発電所アーチ部から放水口下流の紅石貯水池右岸道路へ延長1,065mで連絡する。

ケーブルトンネルは、主要変圧器室と屋外開閉所とを結ぶ500kV 電力ケーブル布設のためのトンネルであり、延長は490mである。なお、インクラインを設備し、屋外開閉所と地下発電所とを接続する人員用通廊としての役割も果たす。

開閉所は従来型の気中絶縁方式で、発電所下流地上部に設置するものとし、敷地寸法は101m×205mである。

表 9-1 主要構造物諸元

上池 / 下池	流域面積	km ²	1.3/20,300	水路	導水路 1号/2号	内径	m	7.6
	満水位	EL.m	579/291		延長	m	1,067/1,012	
	低水位	EL.m	540/289		導水路	内径	m	14.0
	利用水深	m	39/2		調圧水槽	高さ	m	114.2
	総貯水容量	10 ⁶ m ³	11.3/179.5		水圧管路	内径	m	7.6~3.5
	有効貯水容量		10.5/30.4			延長	m	475
	死水容量		0.8/149.1		放水路	内径	m	D10、20X16
上池 ダム	ダム形式	CFRD		発電所	調圧水槽	延長	m	59、20
	天端標高	EL.m	583		放水路 1号/2号	内径	m	6.0~8.4
	堤高	m	78			延長	m	995/1,017
	堤頂長	m	502		形式	地下式弾頭型		
	天端幅	m	8		幅	m	28.0	
	堤体積	m ³	2,200,000		高さ	m	57.0	
	上・下流面勾配	1:1.5			長さ	m	153.0	

※CFRD⇒コンクリート表面遮水壁型ロックフィルダム

9.2 電気機器

紅石発電所の発電設備は、出力30万kWの発電機4台、地下発電所に近接して設置される主要変圧器4バンク、従来形気中絶縁形の屋外開閉所、そして運転制御装置等で構成されている。

発電所は、常時華旬市の運転制御所から遠方制御で運転される。しかし、発電所は、華旬市からの遠方制御ができない場合、発電所の屋外開閉所に近接して設置される運転制御所から、または地下発電所配電盤室から一人制御方式により運転できるものとする。(図9-6～9-10参照)

主機の基本仕様は以下の通りである。

1. ポンプ水車

1)型式 立軸フランス可逆ポンプ水車

2)台数 4

3)定格

・発電	基準有効落差	258.0 m
	最高出力	308,000 kW
	最高流量	138.0 m ³ /s
	回転数	300 rpm
・揚水	最高全揚程	296.0 m
	最高揚水量	119.2 m ³ /s
	最高ポンプ入力	338,000 kW
	回転数	300 rpm

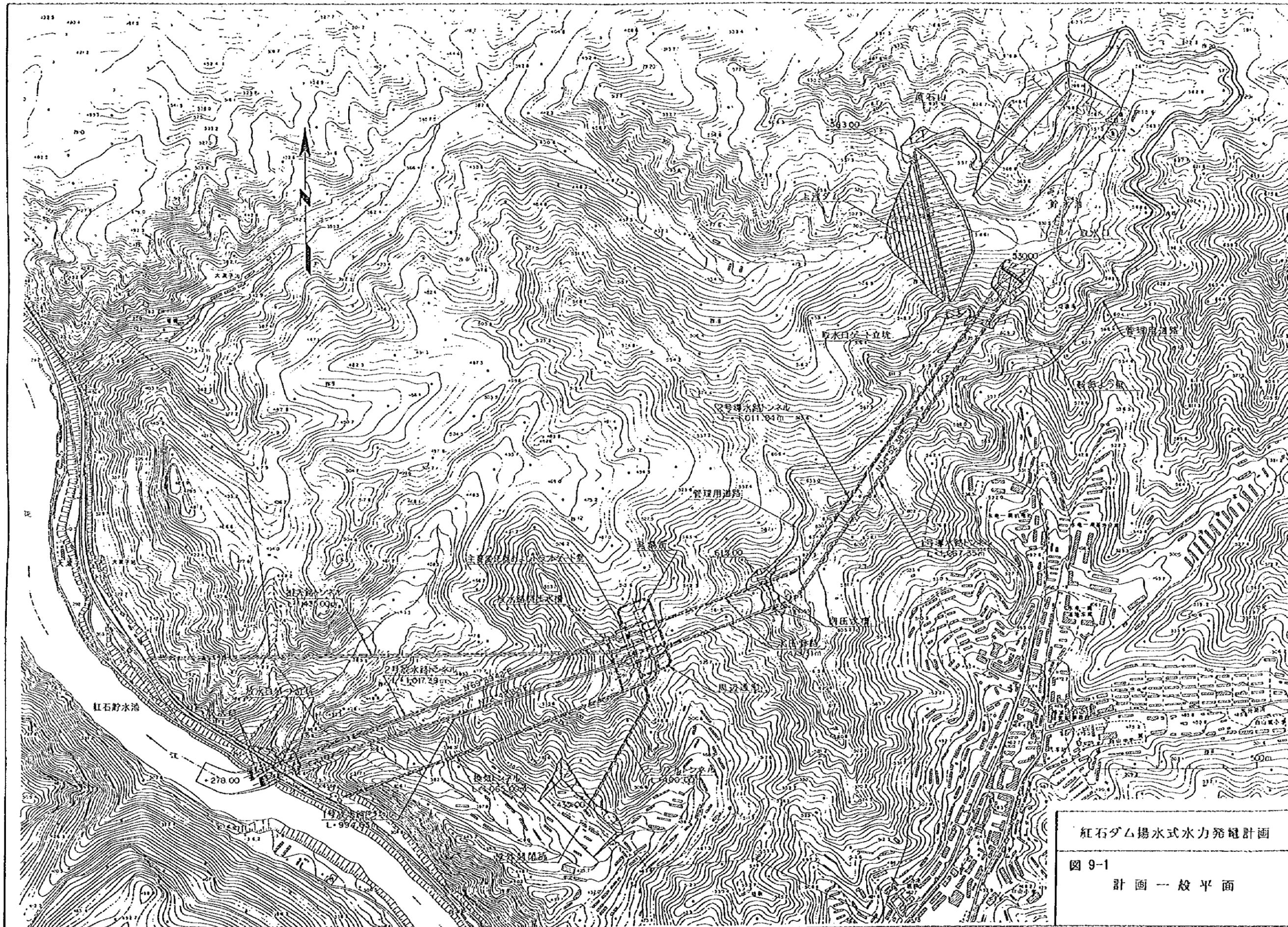
2. 発電電動機

1)型式 三相交流同期発電電動機

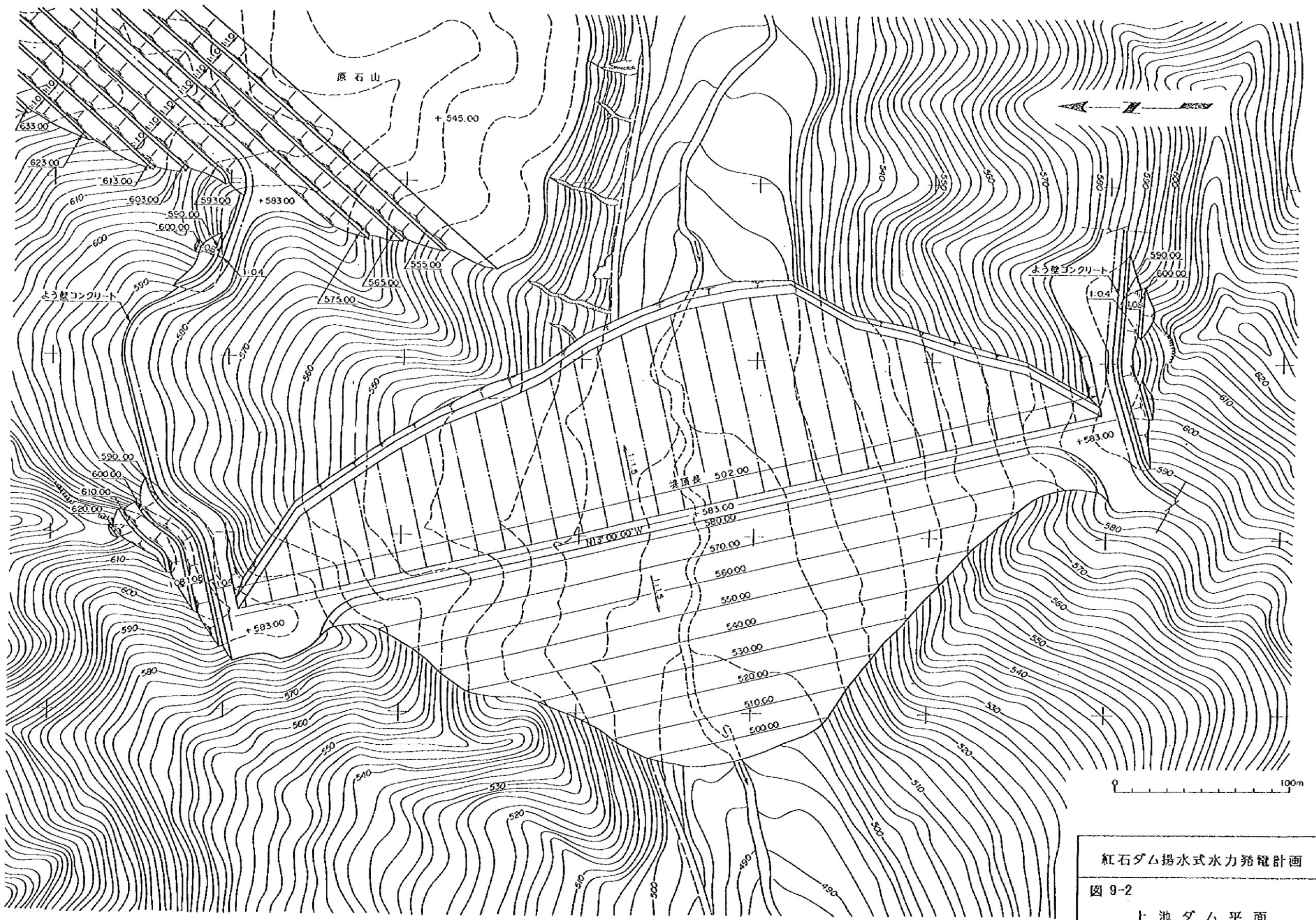
2)台数 4

3)定格

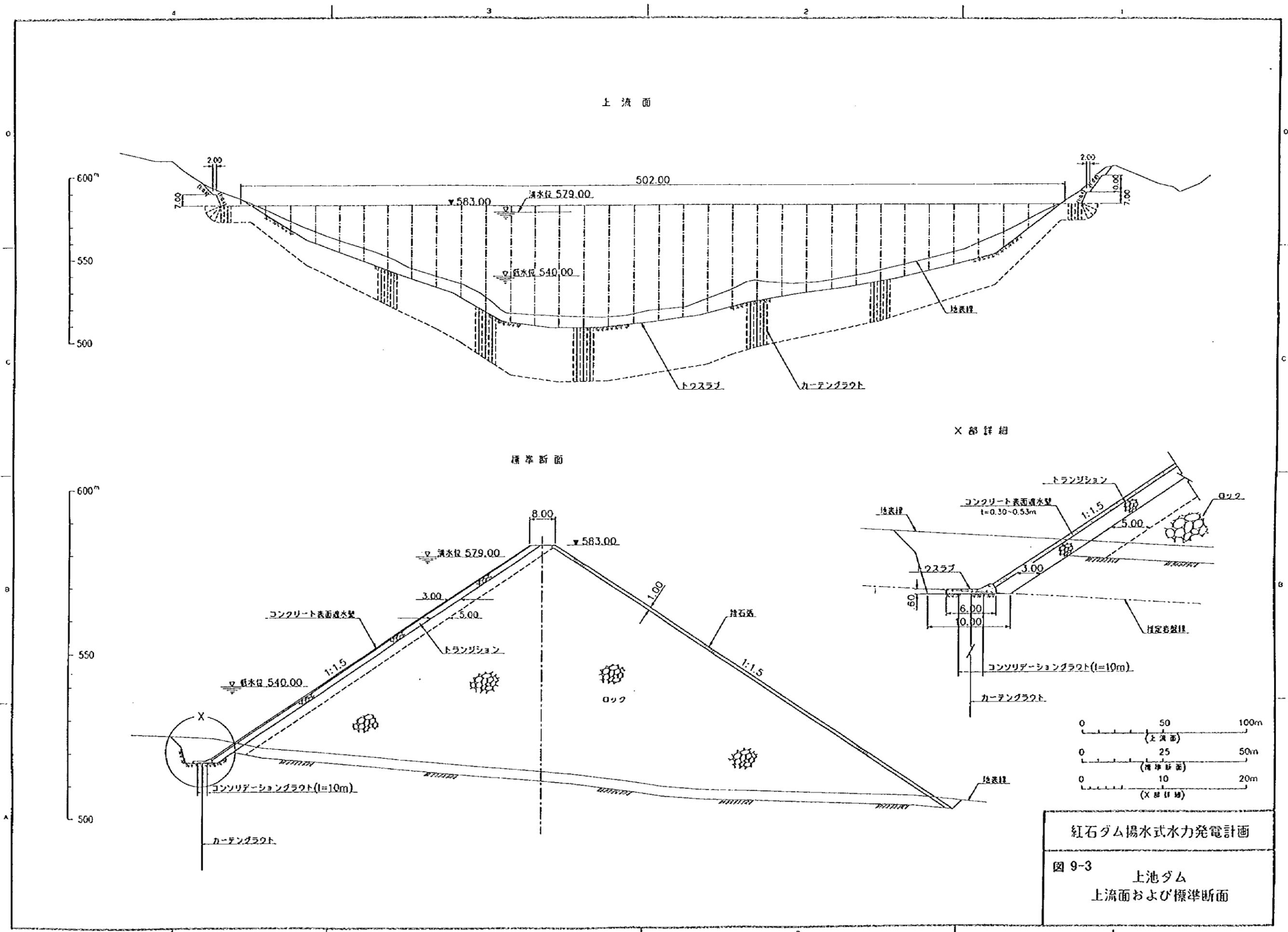
・容量	発電機	334,000 kVA
	電動機	344,000 kW
・電圧		18KV
・周波数		50Hz



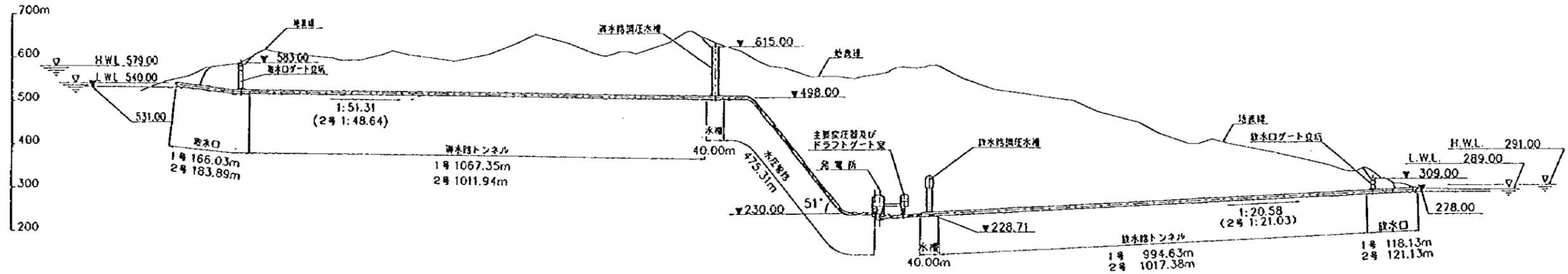
紅石ダム揚水式水力発電計画
 図 9-1
 計画一般平面



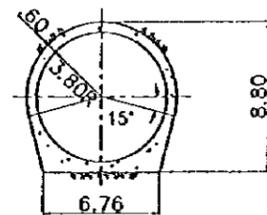
紅石ダム揚水式水力発電計画
 図 9-2
 上池ダム平面



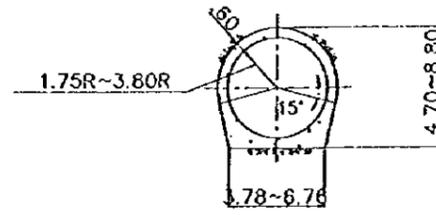
水路縦断面(1号)



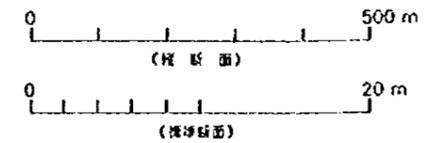
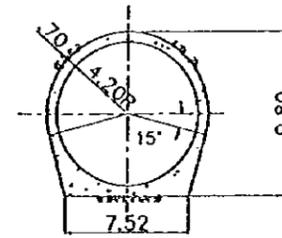
取水路標準断面



水圧管路標準断面

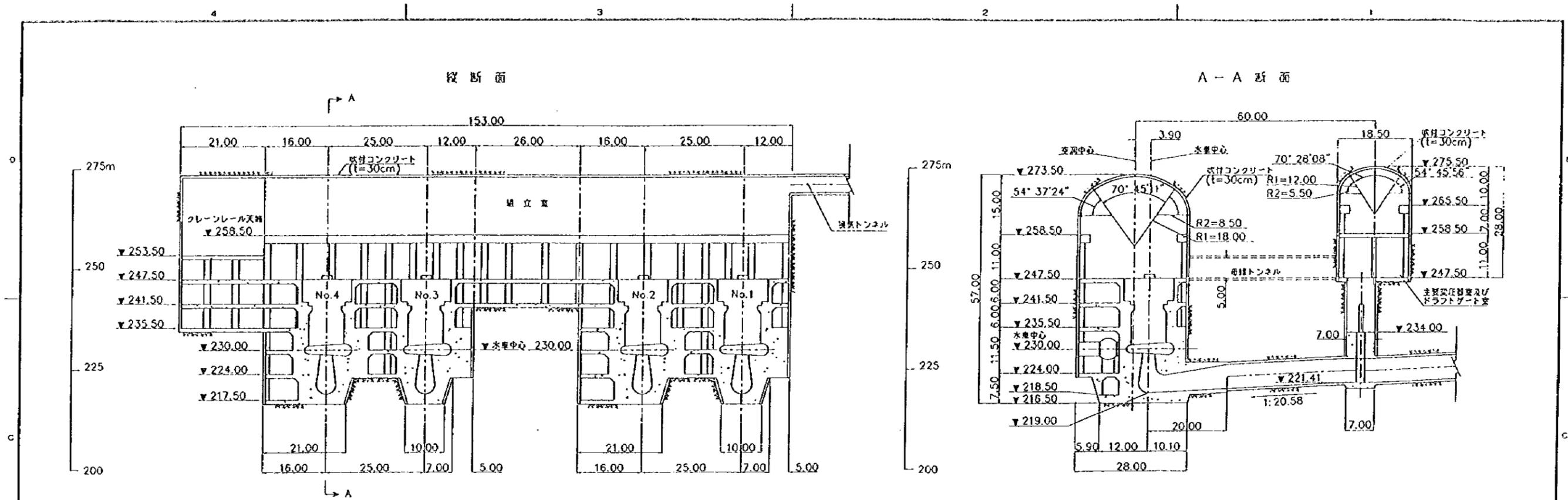


放水路標準断面

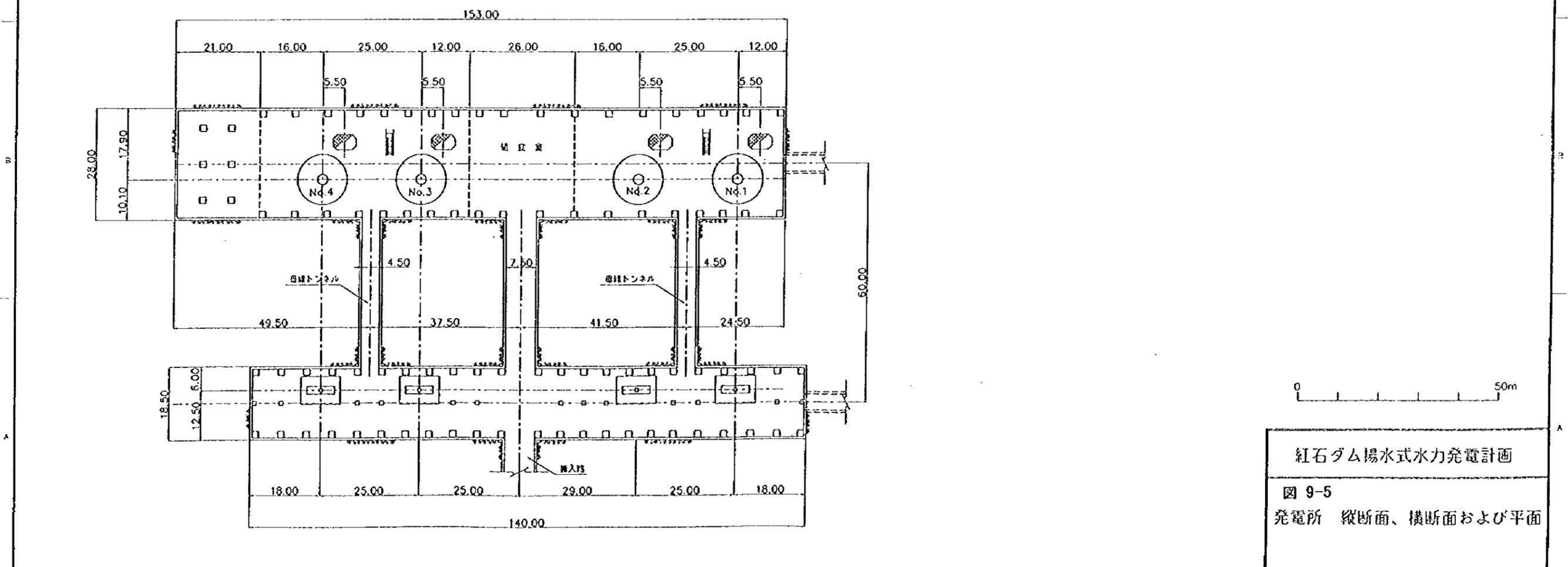


紅石ダム揚水式水力発電計画

図 9-4 水路
縦断面および標準断面



平面 (EL. 247.50m)

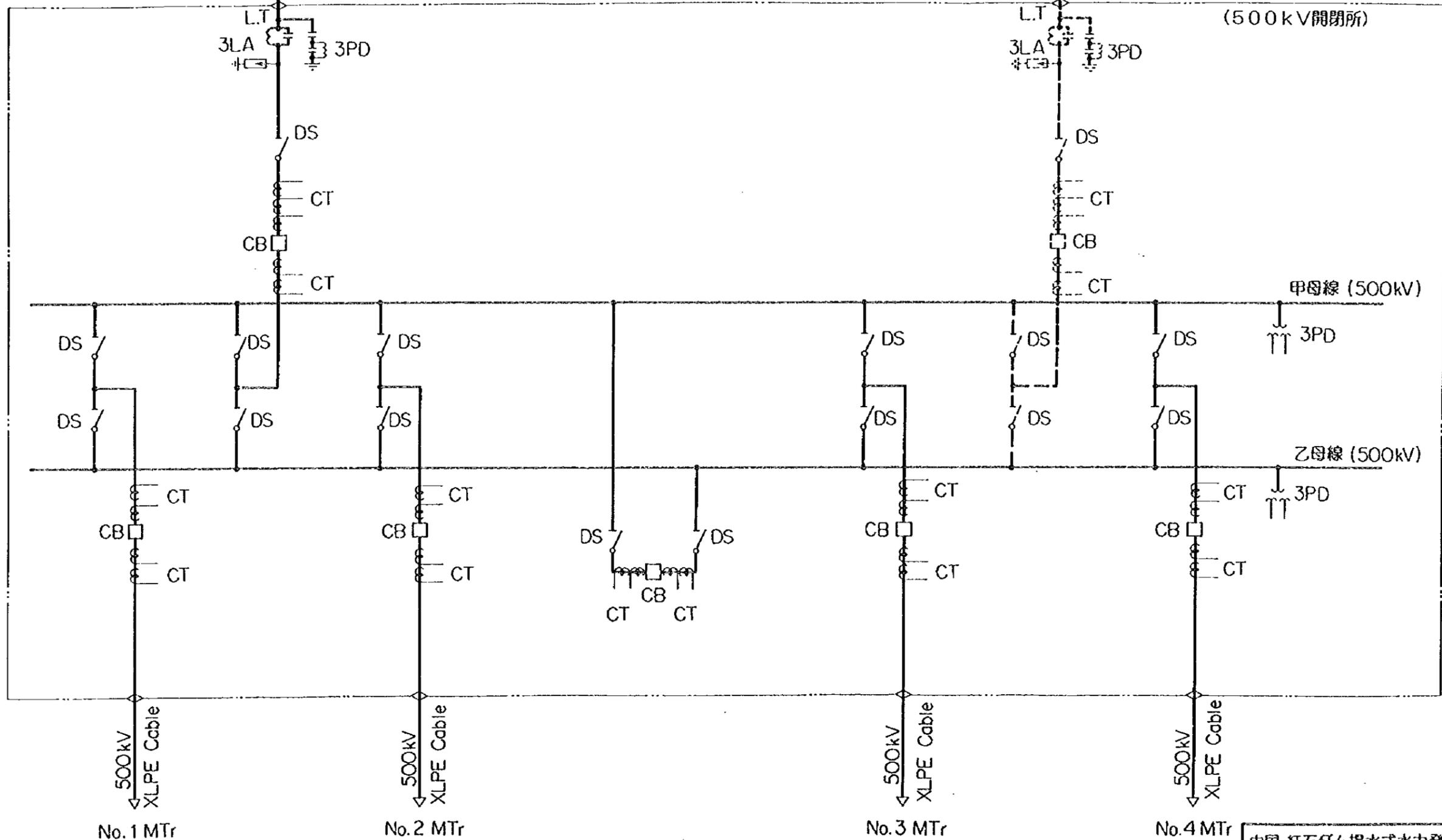


至 500kV東豊変電所

東豊線

将来線

(500kV開閉所)



甲母線 (500kV)

乙母線 (500kV)

No. 1 MTr

No. 2 MTr

No. 3 MTr

No. 4 MTr

凡例

CB : 遮断器
DS : 断路器

PD : 変成器
CT : 変流器

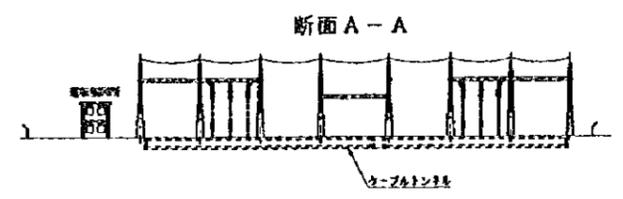
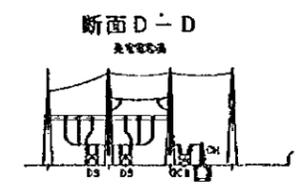
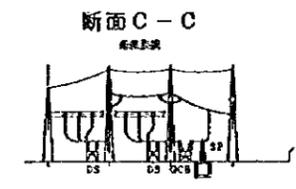
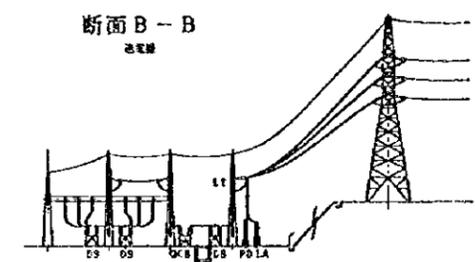
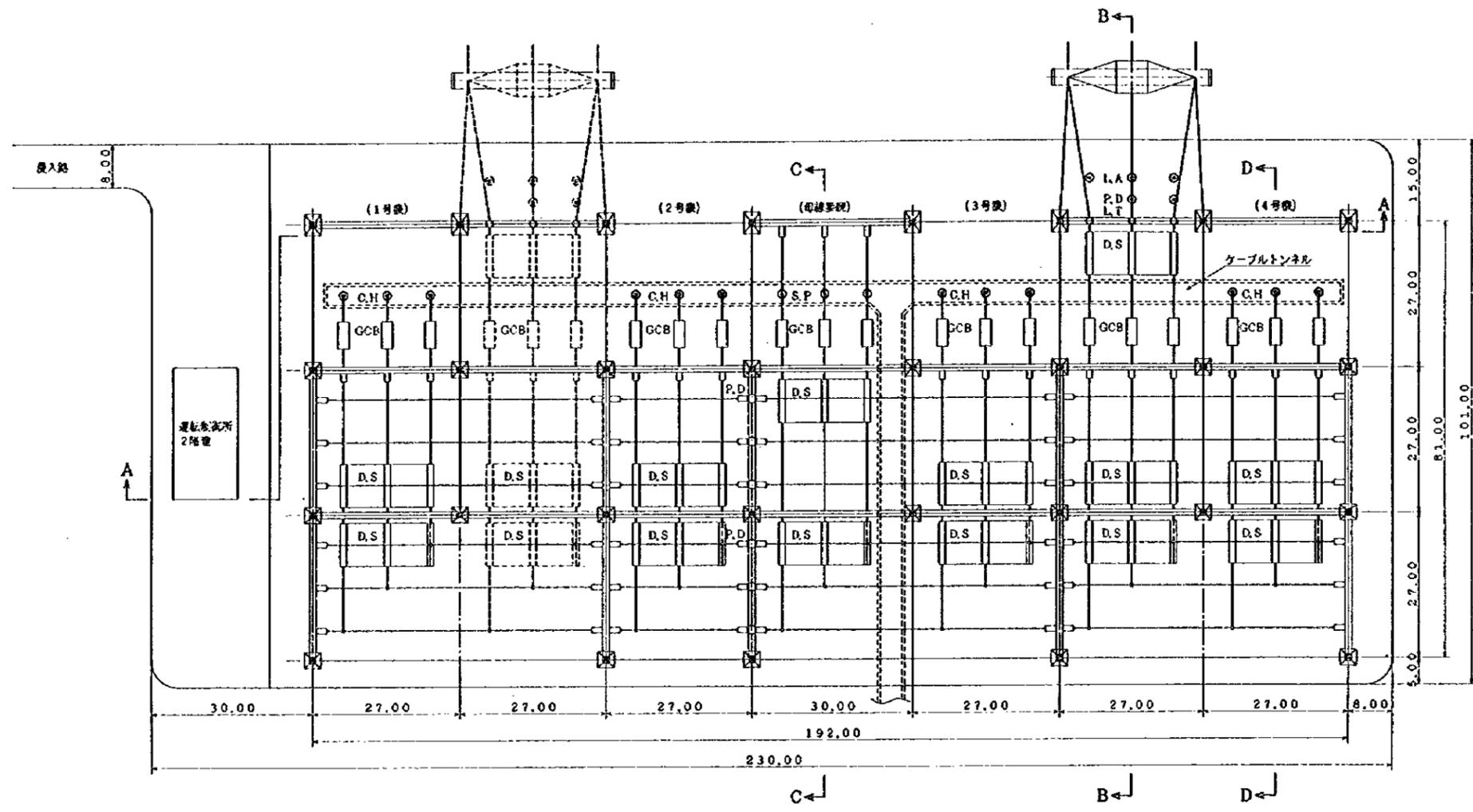
L.T : 濾波器
L.A : 避雷器

中国 紅石ダム揚水式水力発電所計画

主回路単線結線図
(その1)

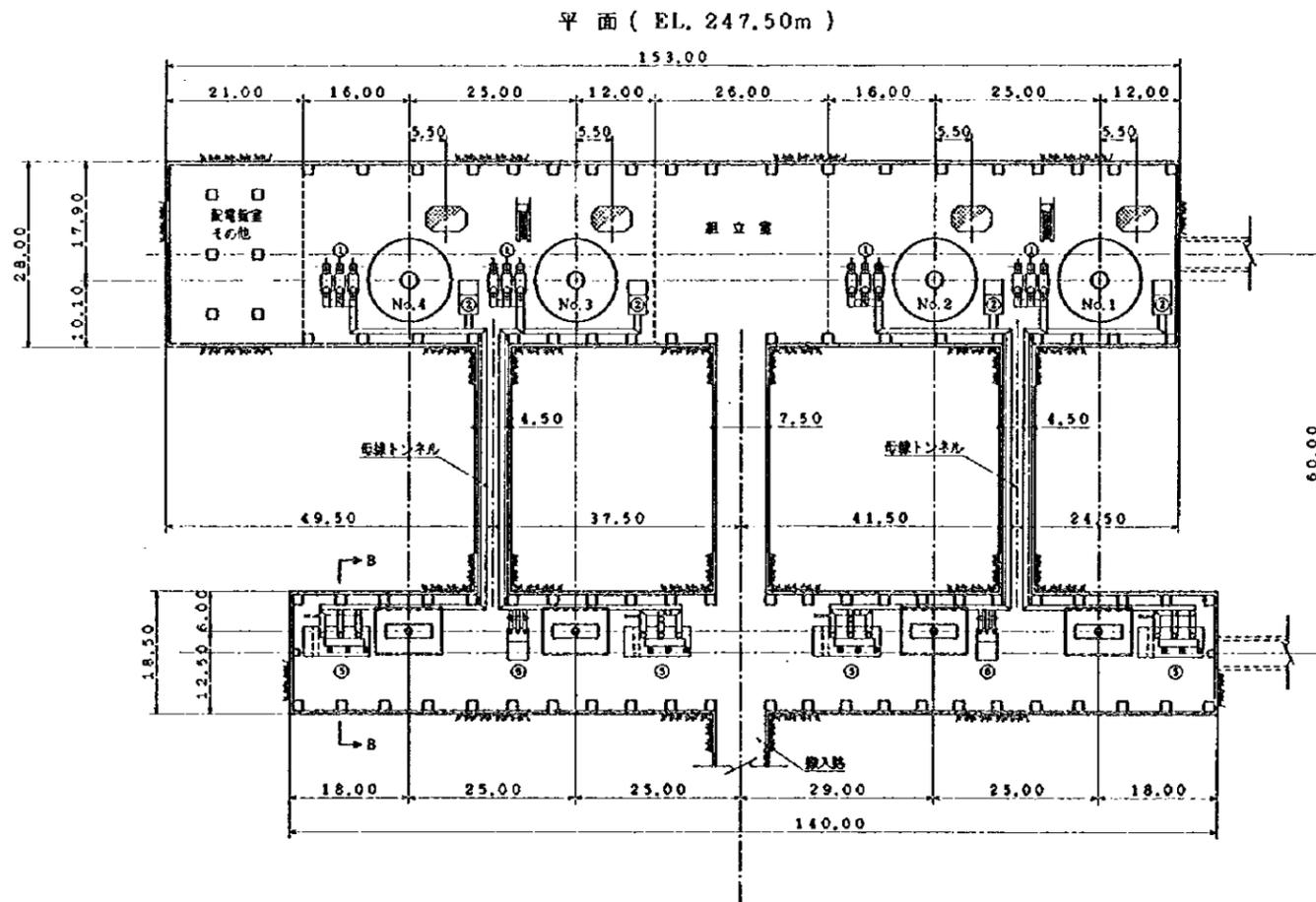
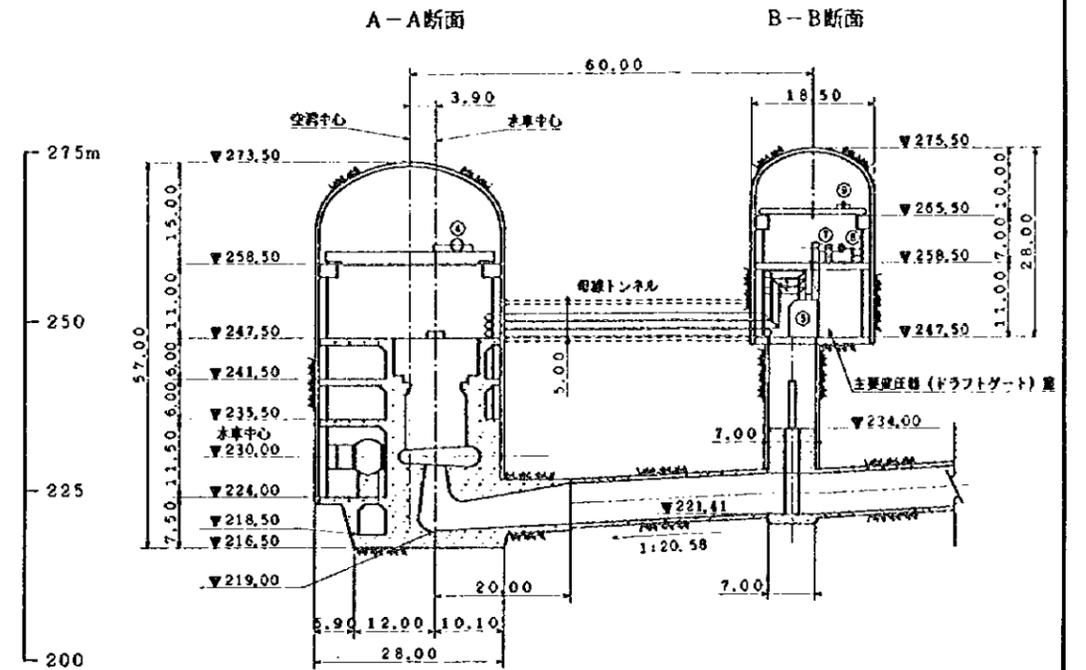
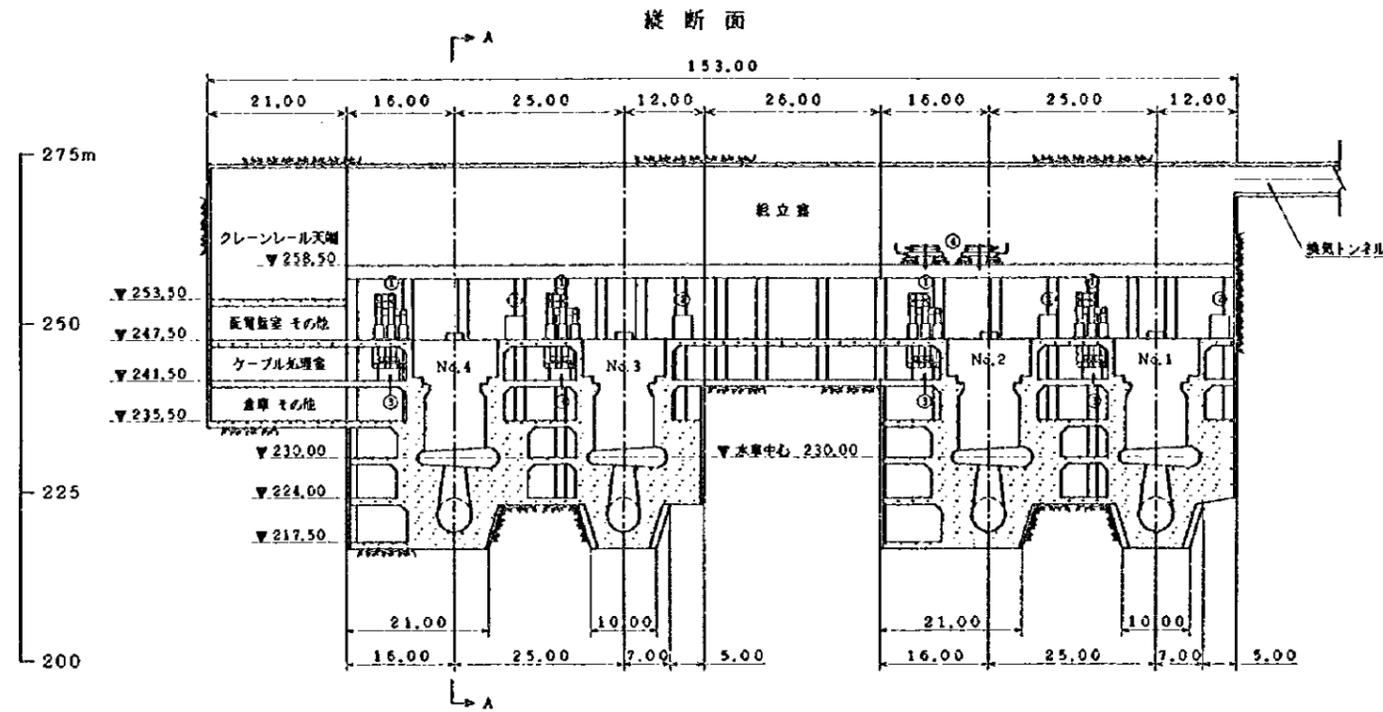
図 9-6

年 月 日



- 凡例
- GCB : SF6 しゃ断器 (計器用変流器付)
 - D.S : 断路器
 - L.A : 避雷器
 - P.D : 計器用変成器
 - L.T : 濾波器 (ブロッキングコイル)
 - C.H : ケーブル接続箱
 - S.P : 架線支持磚子柱

中国 紅石ダム揚水式水力発電計画
 500kV開閉所 機器配置図
 図 9-8



凡例

- ① 発電機・励磁機用用シヤ断線
- ② 励磁変圧器・励磁変圧器用変成器・断線器
- ③ 発電機・励磁機断線器
- ④ 組立天井クレーン
- ⑤ 主要変圧器
- ⑥ 所内変圧器・所内変圧器用断線器
- ⑦ GIS断線器
- ⑧ 電力ケーブル
- ⑨ 変圧器室天井クレーン

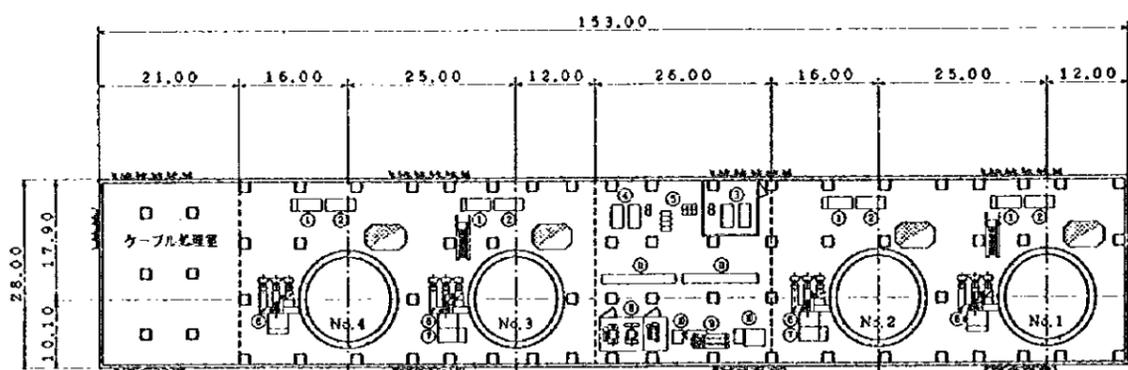


中国 紅石ダム揚水式水力発電計画

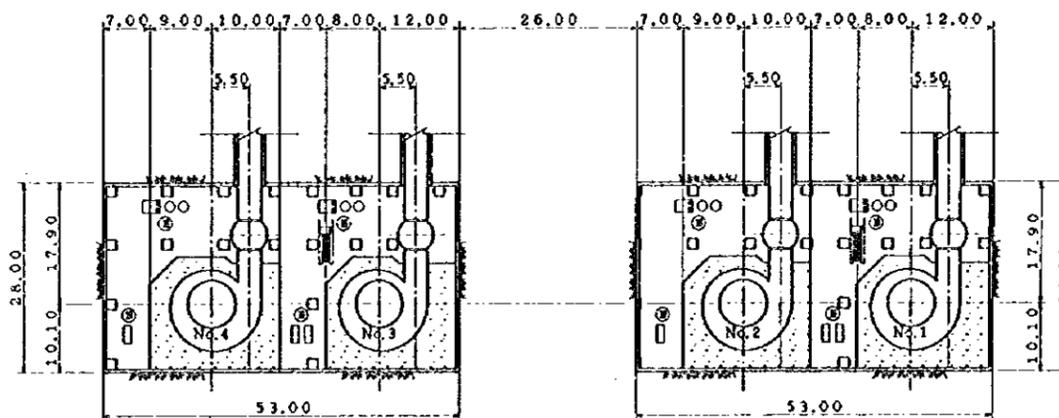
発電所 機器配置図 (1)

図 9-9 年 月 日

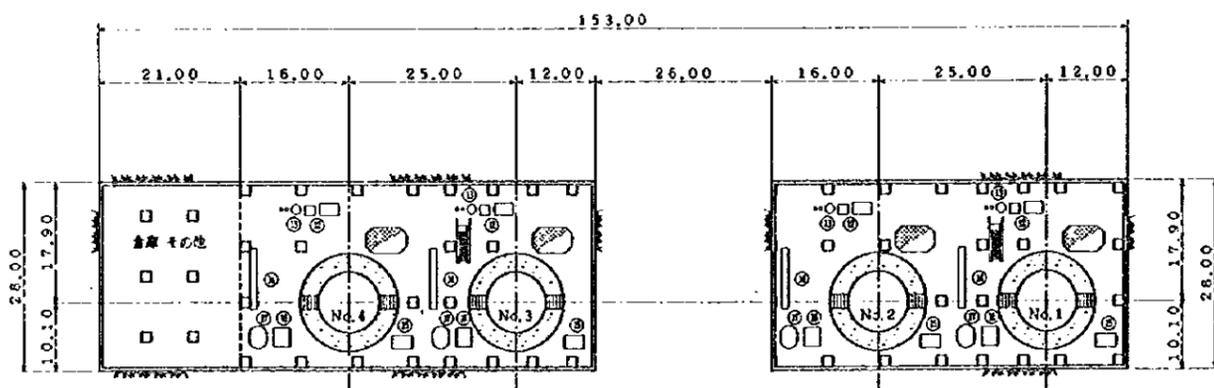
EL. 241, 50



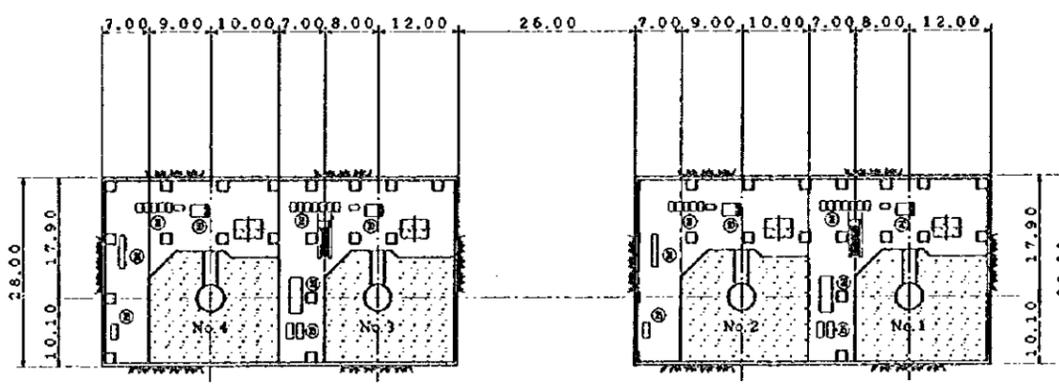
EL. 230, 00



EL. 235, 50



EL. 224, 00



凡例

- | | | |
|-----------------------------|--------------------|-----------------------------|
| ① 発電・電圧調整・制御盤 | ⑨ 揚水発電機 (ACリアクトル) | ⑰ 主圧降空気タンク |
| ② 励磁装置 | ⑩ 揚水発電機シャフト・駆動部 | ⑱ 入口弁用圧降タンク/調圧用汚濁タンク |
| ③ 空気圧降装置・制御盤 | ⑪ 揚水発電機インバータ/コンバータ | ⑲ 給水ストレーナー |
| ④ バンテリ-充電装置 | ⑫ ポンプ水車調圧機 | ⑳ 入口弁用汚濁タンク |
| ⑤ 揚水発電機制御装置 | ⑬ 圧縮/空気タンク | ㉑ 給水ポンプ (主要調圧用・給電装置用・給水装置用) |
| ⑥ 揚水発電機用貯給器 | ⑭ 補給装置 | ㉒ 水圧調整用ポンプ装置 |
| ⑦ 揚水発電機用貯給器 (後備) | ⑮ 注湯力装置 (オイルリフター) | ㉓ 主給水ポンプ装置 |
| ⑧ 揚水発電機 (DC/ACリアクトル・給電用変圧器) | ⑯ 熱交換器 | ㉔ 給水ポンプ装置 |

0 50m

中国 紅石ダム揚水式水力発電計画

発電所 機器配置図 (2)

図 9-10 年 月 日

10. 施工計画と実施工程

10.1 施工計画

(1) 主要工事及び数量

紅石揚水発電計画の概要は、白山鎮の北約 1.5kmの地点に上池を新設し、既設の紅石貯水池を下池として基準有効落差 258m、最大使用水量 552 m³/sをもって最大出力120万kWの発電を行うものである。

工程を検討する上で問題となるのは、2条の水路系トンネル、搬入路トンネル、換気トンネル等の付帯トンネル及び発電所、主要変圧器室、放水路調圧水槽等の地下構造物の施工である。これらの工事量は、トンネルの総延長で約9km、主要構造物の掘削では、発電所約20万m³、主要変圧器室8万m³でこれらの地下工事を如何に効率良く行うかが重要となる。

一方、屋外における工事は堤体工、鞍部よう壁、取水口、放水口、開閉所等の工事であるが、堤体工が主体となる。ダムは、堤高78m、堤頂長502m、堤体積220万m³のコンクリート表面遮水壁型のロックフィルダムで、基礎掘削約30万m³、盛立（堤体積にほぼ同じ）、表面遮水壁コンクリート1万9千m³がその主な工事数量である。

(2) 全体計画

土木の本体工事に先立ち、補償、補償関連工事、工所用道路、準備工を行っておく。骨材及びコンクリートプラントは、森林警察隊の跡地に1ヶ所（上部プラント）、搬入路トンネルの坑口付近の組立ヤードの一部を使用し1ヶ所（下部プラント）、計2ヶ所設ける。

堤体工は、基礎掘削完了後、貯水池右岸の原石山よりロック材を運搬、盛立し、上流面の表面遮水壁コンクリートの打設を行う。貯水池左岸の鞍部よう壁は、バックホウ等で掘削後、グラウチングを行ない、置換コンクリートを打設する。

トンネルの掘削は、地質状況から判断して坑口等を除きNATMを併用した全断面掘削工法を採用する。導水路、放水路トンネル等水圧のかかる部分は、コンクリート巻立を行うが、搬入路トンネル、換気トンネル等水圧のかからない付帯トンネル及び発電所、主要変圧器室は主としてNATMによるコンクリート吹付とする。

また、導水路トンネルは上口を取水口側とし、下口は向陽坡の北斜面より作業坑を入れ両方向から掘削することとした。この作業坑は、掘削完了後、導水路調圧水槽下部の内張管、水圧管路の鉄管の搬入路とし、作業終了後閉塞する。

立坑は取水口、放水口、導水路、放水路の調圧水槽、ドラフトゲート室にあるが、パイロット孔を穿孔後、ズリ出し導坑を掘削、下部のトンネル部にズリを落としながら切拡げ掘削、コンクリート巻立を行う。

放水口は前面に水中コンクリートまたは鋼管矢板で仮締切を行ない、工事を実施する。

10.2 実施工程

1999年、2000年の2年間を実施設計の期間とし、2001年は補償、付替工事（道路、送電線、電話線等）、工事（管理）用道路、各種プラント、建設事務所、作業員宿舎その他本体工事の準備工を行う。本体工事は2002年から2005年までの4年間、発電機の据付は2003年から2006年、送電線は2003年から2004年の2年間となる。運転開始は1-2号機が2005年に3-4号機は2006年となる。表10-1に設計を除く全体工程を示す。

表10-1 全体工程 (設計除く)

工	種	数量	単位	2001					2002					2003					2004					2005					2006												
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2
1.	取付道路・開削除化工	1	式	_____																																					
II. 本体(金属工事含む)・電機、送電線等				_____																																					
1.	短体工	220	7m ²	_____																																					
2.	鞍部よう壁	1	式	_____																																					
3.	取水口	1	式	_____																																					
4.	放水路トンネル	1.067	m	_____																																					
5.	湧水調整圧水槽(立坑)	119	m	_____																																					
6.	水圧管路	475	m	_____																																					
7.	放水路調整水槽	1	式	_____																																					
8.	放水路トンネル	1.017	m	_____																																					
9.	放水口	1	式	_____																																					
10.	地下発電所			_____																																					
	a. 制御コック等	1	式	_____																																					
	b. 機器室付、試験	1	式	_____																																					
	e. 運転開始	1	式	_____																																					
11.	主要圧力器(ドラフトゲート壁)	1	式	_____																																					
12.	流入路トンネル	1.415	m	_____																																					
13.	給気(入り撤出)トンネル	1.065	m	_____																																					
14.	グループトンネル	490	m	_____																																					
15.	圧力通廊	1	式	_____																																					
16.	踏切所	1	式	_____																																					
17.	送電施設	1	式	_____																																					

11. 事業費積算

11.1 本体工事費

(1) 土木工事単価

主要工種については、現地調査による建設単価、工事単価等の収集資料、中国側提供の資料及び既往調査資料等を総合的に評価し工事単価を設定した。

(2) 土木・本体工事費

工事数量に上記の工事単価を乗じて工事費を算出した。これより、綱構造物を含めた本体土木工事の直接費は115,134 万元（外貨：74,985万元、内貨：40,149万元）、取付道路工事の直接費は2,222 万元（外貨：808 万元、内貨：1,414 万元）、準備工事費は9,696 万元（外貨：5,744 万元、内貨：3,952 万元）となる。

(3) 水車・発電機

ポンプ水車、発電電動機、キュービクル、発電機主母線、主要変圧器、500 k V 電力ケーブル、屋外開閉機器（気中絶縁型）、天井走行クレーン等とその据付を含む直接費は180,000 万元（すべて外貨）となる。

(4) 送電設備

紅石から東豊変電所までの送電線（500kV）、東豊変電所の引込み設備、東豊変電所高圧分路リアクトルの直接費は24,400万元（すべて内貨）となる。

(5) 補償費

補償に係わる経費は、1,215 万元とする。

(6) 直接費合計

土木・本体工事費、水車・発電機、送電設備、補償費の合計は332,667 万元（外貨：261,537 万元、内貨：71,131万元）となる。

(7) 間接費

(a) 中国側管理費

中国側管理費は直接費総額の5%とし、送電設備を除く直接費に対する中国側管理費は15,413万元、送電設備については1,220 万元となり、合計で16,633万元となる。これらは全て内貨とした。

(b) 設計・施工管理費

送電設備を除く直接費に対する設計・施工管理費は直接費総額の8%とし、

24,661万元、また送電設備については直接費総額の5%とし1,220万元、合計で25,881万元となった。これらはすべて外貨とした。

(8) 関税

関税は直接費外貨分の17%を計上し、内貨として44,461万元とした。

11.2 予備費

(1) 物理的予備費

地形・地質その他現場調査に対する調査不足・予知されない技術上の問題、気象条件等にそなえるための費用を物理的予備費として、本体工事費の10%を計上した。

送電設備を除く物理的予備費は、39,280万元（外貨：26,620万元、内貨：10,661万元）、送電設備については2,684万元（外貨：122万元、内貨：2,562万元）となり、合計で41,964万元（外貨：28,742万元、内貨：13,223万元）となる。

(2) 価格予備費

原材料、機器、労賃等の一般的な価格変動にそなえる費用を価格予備費として計上した。これは内貨のみで年率7%の複利で計算した。

送電設備を除く価格予備費は、61,995万元（内貨分のみ）、送電設備については15,723万元（内貨分のみ）となり、合計で77,718万元（内貨分のみ）となる。

11.3 事業者経費

東北電業管理局本部の当事業にかかる経費で、建設工事分経費と価格予備費分経費の2つから構成される。これらの経費は本体工事費と予備費の合計の2%を計上した。

(1) 建設工事分経費

送電設備を除く建設工事分経費は、8,642万元（外貨：6,296万元、内貨：2,345万元）、送電設備については590万元（外貨：27万元、内貨：564万元）となり、合計で9,232万元（外貨：6,323万元、内貨：2,909万元）となる。

(2) 価格予備費分経費

送電設備を除く価格予備費分経費は、1,240万元（内貨分のみ）、送電設備については314万元（内貨分のみ）となり、合計で1,554万元（内貨分のみ）となる。

11.4 建設中利子

建設中利子は外貨金利で2.3%、内貨金利で12.5%として計上した。

これより、送電設備を除く建設中利子は、70,103万元（外貨：14,816万元、内貨：55,287万元）、送電設備については8,101万元（外貨：46万元、内貨：8,055万元）となり、合計で78,204万元（外貨：14,862万元、内貨：63,342万元）となる。

11.5 総事業費

以上、事業費の合計は、628,317万元（外貨：337,345万元、内貨：290,971万元）となる。これをまとめて表11-1に示す。

表11-1 紅石揚水発電計画 総事業費

費目	発電設備			送電設備			発電設備、送電設備			計
	外貨	内貨	計	外貨	内貨	計	外貨	内貨	計	
I. 本体工事費	286,198	106,605	392,803	1,220	25,620	26,840	287,418	132,225	419,643	
1 直接費	261,537	46,731	308,267	0	24,400	24,400	261,537	71,131	332,667	
(1)補償費	0	1,215	1,215	-	-	-	0	1,215	1,215	
(2)準備工事費	5,744	3,952	9,696	-	-	-	5,744	3,952	9,696	
(3)取付道路	808	1,414	2,222	-	-	-	808	1,414	2,222	
(4)土木工事費	74,985	40,149	115,134	-	-	-	74,985	40,149	115,134	
(5)水車・発電機	180,000	0	180,000	-	-	-	180,000	0	180,000	
(6)送電設備	-	-	-	0	24,400	24,400	0	24,400	24,400	
2 間接費	24,661	15,413	40,075	1,220	1,220	2,440	25,881	16,633	42,515	
(1)中国側管理費	0	15,413	15,413	0	1,220	1,220	0	16,633	16,633	
(2)設計・施工管理費	24,661	0	24,661	1,220	0	1,220	25,881	0	25,881	
3 関税	0	44,461	44,461	0	0	0	0	44,461	44,461	
II. 予備費	28,620	72,656	101,275	122	18,285	18,407	28,742	90,941	119,682	
(1)物理的予備費	28,620	10,661	39,280	122	2,562	2,684	28,742	13,223	41,964	
(2)価格予備費	0	61,995	61,995	0	15,723	15,723	0	77,718	77,718	
III. 事業者経費	6,296	3,585	9,882	27	878	905	6,323	4,463	10,787	
(1)建設工事分経費	6,296	2,345	8,642	27	564	591	6,323	2,909	9,233	
(2)価格予備費分経費	0	1,240	1,240	0	314	314	0	1,554	1,554	
IV. 小計	321,114	182,846	503,960	1,369	44,783	46,152	322,483	227,629	550,112	
V. 建設中利子	14,816	55,287	70,103	46	8,055	8,101	14,862	63,342	78,204	
VI. 合計	335,931	238,133	574,064	1,415	52,838	54,253	337,346	290,971	628,317	

註) 1. 単位：万元
 2. 1997年価格
 3. 四捨五入の關係で縦横の計が合わない箇所あり

12. 経済・財務分析

12.1 経済分析

12.1.1 経済分析の手法および基本条件

紅石ダム揚水式発電所フィージビリティにおける経済分析の手法としては、この揚水発電所を開発しなかった場合に、その代替発電所として同規模の火力発電所を建設するものとして、両者の総合耐用年数にわたり費用と便益を比較する、いわゆる代替設備アプローチ法を採用した。紅石揚水はピーク供給電源であることから、代替火力としては起動停止が容易なガスタービン火力を対象とした。基本的な条件は以下のとおりである。

- ・代替火力発電所 種類：ガスタービン火力発電所
出力：総合120万kW
- ・設置場所 瀋陽市の東北80kmに位置する鉄嶺市の既設鉄嶺火力発電所構内に増設するものとし、あわせて500kV送電線80kmを新設するものとする。
- ・揚水効率 紅石揚水発電所の揚水効率を70%とする。
- ・割引率 経済評価のための割引率は12%とする。

12.1.2 代替ガスタービン火力発電所との経済分析

割引率を12%としたときの紅石揚水発電所に係る費用（C）は326,593万元となり、一方代替ガスタービン火力の便益（B）は529,401万元が得られる。これらの数値より本プロジェクトの経済的内部収益率（EIRR）、超過便益（B-C）および便益・費用比率（B/C）を求めると以下のとおりとなる。

EIRR	:	27.0 %
B-C	:	202,808 万元（割引率 12 %）
B/C	:	1.62 （割引率 12 %）

したがって、紅石揚水発電所プロジェクトが経済的に十分な妥当性を有するものと判断される。

12.1.3 代替ガスタービン火力発電所との感度分析

本プロジェクトの感度分析を、代替ガスタービン火力の燃料価格の変動を条件とし

て実施した。その結果、割引率12%では燃料油の価格が現在価格の41%まで低下したときB-Cが“0”となり、それまでは紅石揚水発電所が経済的に優位であることが判明した(図12-1)。

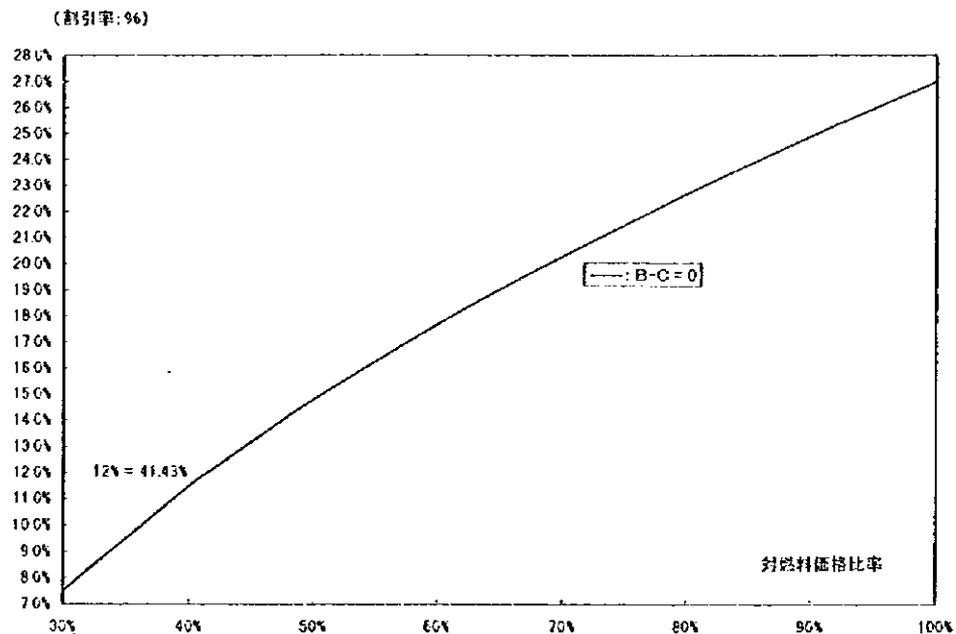


図 12-1 代替ガスタービン火力発電所・燃料価格の変動と感度分析

12.2 財務分析

12.2.1 財務分析の手法および基本条件

本プロジェクトの財務分析は、以下の2つの手法により分析し評価するものとする。

(1) 財務的内部収益率 (FIRR) の算定

年度展開された費用と便益のそれぞれの現在価値換算額が等しくなるような等価割引率 (FIRR: 財務的内部収益率) を算出し、資本の機会費用を反映する社会的割引率と比べて評価する。

(2) 債務返済比率 (Debt Service Ratio) の算定

債務返済比率とは支払い利息と元本返済を合わせた支払い債務に対する営業利益と減価償却費をあわせた内部資金調達率の比率である。

・資金調達条件

外貨分: 利率 2.3% 運開後元利均等20年払い

内貨分: 利率12.5% 運開後元利均等10年払い

・販売電力料金単価

0.35元/kWh

12.2.2 財務的内部収益率 (FIRR) の分析

(1) 分析内容

本プロジェクトは収支がバランスせず、前記の条件下では財務的に成り立たないことを意味する。

F I R R : 3.06%

B - C : -148,829 万元 (割引率12%)

B / C : 0.5782 (割引率12%)

(2) 感度分析

経済分析の結果では、代替ガスタービン火力に比較し、紅石揚水発電所の計画がはるかに優位にあるにもかかわらず、財務分析的には良い結果が得られなかった。その理由は主に販売電力料金の当初の価格設定が低いことによるものと思われる。

販売電力料金単価を変化させたときの感度分析を実施した結果、本プロジェクトを成立させるためには、料金単価を0.605 元/kWhに値上げしたとき $B - C = 0$ となる (図12-2)。ピーク供給用としての揚水式発電所は立ち上がりの速さと負荷追従性の良さ、系統面全体の安定運用と高い信頼性の確保といった特性をもち、他の電源と比較にならない利便性をもっている。

揚水発電の販売電力料金単価については、小売電気料金や卸売電気料金の単価を機械的に適用するのではなく、0.605元/kWhという料金単価を系統全体の中で受け入れるべきであると思われる。つまり、東北内の全販売電力分と合算し、総合的に東北内の合理的料金単価の中で位置付けることが重要であると考えられる。

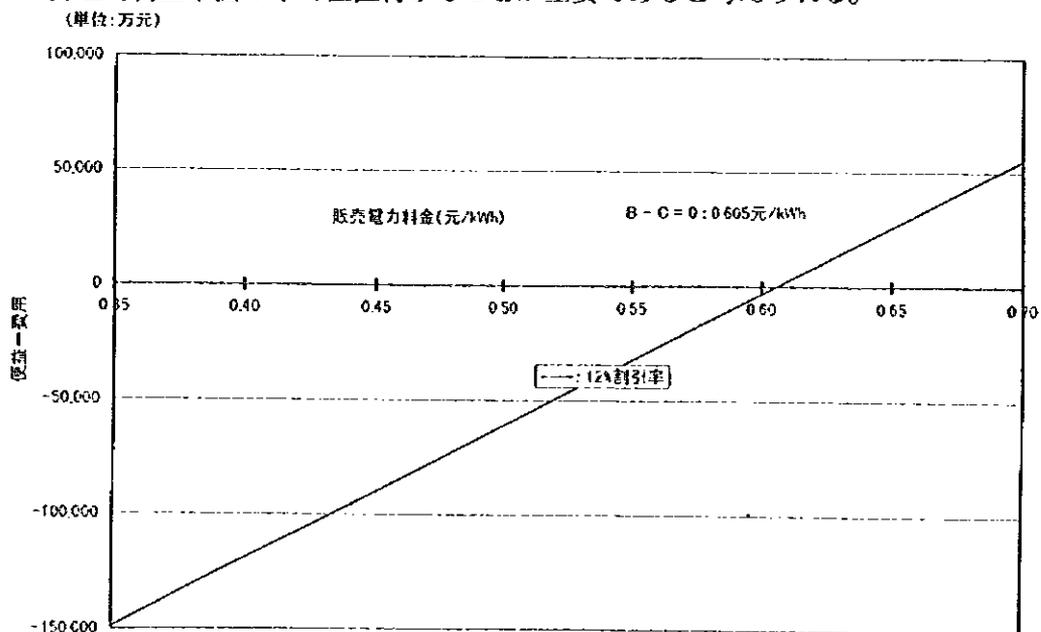


図 12-2 販売電力料金の見直しと感度分析

12.2.3 債務返済比率 (Debt Service Ratio) の分析

販売電力料金 (0.35元/kWh)、揚水用動力費 (0.11元/kWh) 等をベースに価格予備費 (エスカレーション) を考慮した債務返済比率は7.45であり、本プロジェクトは収益性の面において大変優良なものと評価できる。

財務的内部収益率の分析において良い評価が得られなかったのに対し、債務返済比率の分析において好結果が出たのは、販売電力料金と揚水用動力費の価格が年率7% (内貨の価格予備費率) で上昇していったため、価格差が拡大したためである。

なお、図 12-3 に揚水用動力費と販売電力料金の価格の上昇と債務返済比率の感度分析を示す。これによると年率7%の上昇は見込まずとも、3~5%程度の価格上昇が必要であることが判断できる。

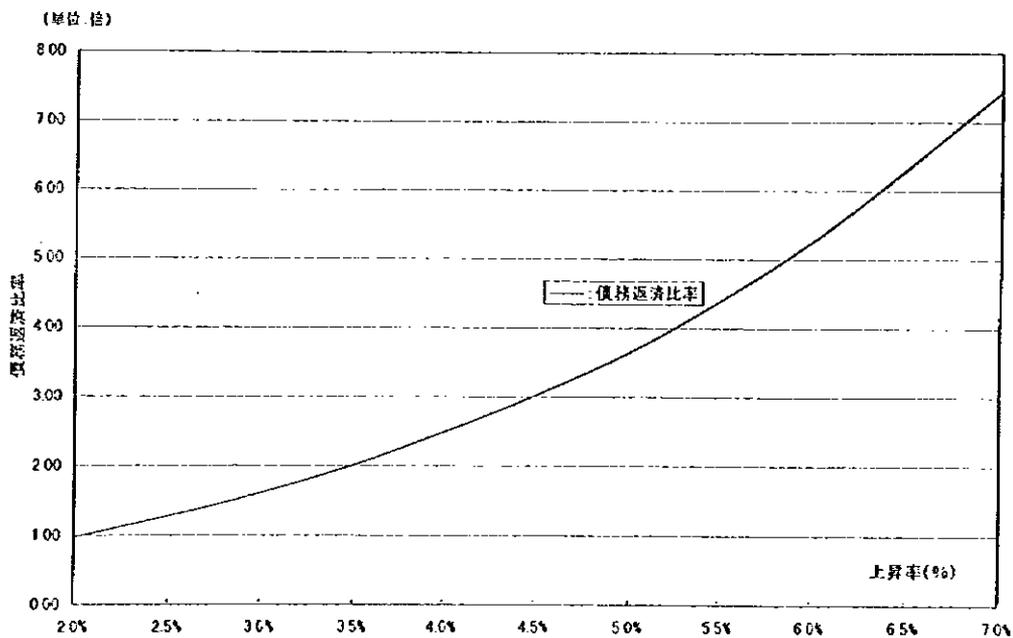


図 12-3 料金の上昇率と債務返済比率感度分析

JICA