

第5章 新技術、ローカル技術導入の可能性評価

5.1 新技術導入の可能性評価

今後開発が促進される流れ込み式水力開発は、低落差から高落差、小使用水量から大使用水量まで種々の組み合わせをカバーした開発となり、発電専用開発から灌漑揚水との抱き合わせによる多目的開発など、その開発形態も多様となることが想定される。

このような状況のなかで流れ込み式水力発電を促進していく上で重要なことは、既存の技術に捕われることなく、新たに開発されたまたは改良を加えられた技術、さらには過去の水力開発で培われてきたインドネシアにおける技術を積極的に採用することが重要である。これは水力発電所の寿命が非常に長く、インドネシア政府のエネルギー政策にも則ったものであるからである。

流れ込み式水力開発の促進を図っていく上で、技術面から重点を置かなければならない事項は、土木関連設備及び電気関連設備に分類するとして以下に考察される。

(1) 土木関連設備に考察

土木関連設備としては2つのカテゴリーに分けられる。一つは水土木設備そのものであり、他の一つは土木設備建設のための施工方法に関するものである。

前者に属するものとして

- a. 取水堰におけるゴムダムまたは他の倒伏ゲートの採用
- b. 上記a.の採用による沈砂池の省略
- c. 流れ込み式発電の余水路省略、水槽小規模化
- d. 水圧管のプラスチック化

一方後者に属するものとして

- e. 水路用小断面トンネルのNATM工法
 - f. 水路用小断面のTBM工法
- 等がある。

a. 取水堰におけるゴムダムまたは他の倒伏ゲートの採用

ゴムダムはコンクリート基礎に固定したゴム袋でこれをふくらませる事により川をせき止めるもので海水浸入防止、水供給、ダム嵩上げ、水力発電に使用する。アメリカでは過去33年の経験があり、高さ5.18 m、長さ609.6 mのものもある。日本でも25年間で1200ヶ所の経験がある。

ゴムダム導入初期には多くのゴムダムが灌漑用であった。しかし発電用取水ダムにも最近広く使用されている。

ゴムダムの特徴をあげれば次のようである。

- i) 柔構造で施工が容易であり、維持管理も容易である。また、操作機構が単純で信頼度が高く操作の無人化が可能となる。
- ii) 洪水時の自動倒伏による土砂排除機能を有している事から、取水機能及び上流河道の河床上昇の防止軽減において優れている。

しかしながら、ゴムダムが河川のもつ多様な条件に適合し、安全かつ確実な機能を発揮するために、具体的な建設に当っては、特に山地河川の急流部に計画される取水堰に対して、堰上流の堆砂や施設の耐久性の問題を十分検討した上で、取水機能が長期かつ安定的に維持される基本的条件を見出す必要がある。

最近アメリカで鋼製倒伏ゲートとゴムダムを組合わせた新型の倒伏ゲートが開発され、アメリカでは可成り普及している。ゴムダムと比較した場合次の特徴がある。

スチールゲートパネルはゴム袋を完全に覆うように撲られ、浮いた丸太、木片、氷からゴム袋を完全に防御する。

Fig. 5-1 にゴムダムの例を Fig. 5-2 に新型倒伏ゲートの例を示す。

b. 上記 a.の採用による沈砂池の省略

ゴムダムによる土砂排除機能により、湛水池は常時ある程度の池容量を有し、通常の流量に対しては沈砂機能を持つと考えられ、沈砂池の省略による工事費削減効果が期待できる。

c. 流れ込み式発電の余水路省略，水槽小規模化

負荷遮断によって生ずる余水を、取水口制水ゲートの段階閉操作によって河川へ放流する場合、取水口下流の地形条件やトンネル空容量の利用による段階放流により、河川水位の上昇を規制値以下にすることができ、かつトンネル内水圧に対するトンネルの安全性が確保できる場合は、土木設備のみの対応で余水路を省略することが可能である。

また、トンネルを補強することにより安全性が確保できる場合には、土木設備のみの対応に加えてトンネル補強することで、同様に余水路が省略できる。

特に最小掘削断面の水路でも、流量が小さく断面に余裕のある場合のトンネル内水圧は、トンネル勾配を可能な限り緩勾配とすることによって軽減することができ、これより、使用水量が比較的少ない地点の場合には、土木設備のみの対応で容易に余水路省略の可能性がある。

なお、余水路を省略する場合には、在来設計に加えて、ヘッドタンクの嵩上げ、トンネル出口付近（ヘッドタンク取付部）の補強やヘッドタンクにおける排砂・排水設備に関する検討を行う必要がある。

更に機械設備との併用によって水車の型式により次の2つの方式がある。

i) フランシス水車地点の場合

フランシス水車地点で使用水量が比較的大きく、土木設備の対応だけでは負荷遮断時の余水放流による河川の水位上昇が規制値を超えるため覆工の補強に費用が嵩む地点にあつては、水圧管下部に設けられる放流バルブからの放流（以下、「バルブ放流」とする）と取水口制水ゲートの段階閉操作とによって余水路を省略することができる。

ii) ペルトン水車地点の場合

ペルトン水車地点にあつては、デフレクタを用いた放流（以下、「デフレクタ放流」とする）と取水口制水ゲートの段階閉操作の併用によって、河川の水位上昇及びトンネル被圧の問題が比較的容易に解決できるため、ほとんどの地点において余水路省略の可能性が大である。

d. 水圧管のプラスチック化

水力発電設備の導水路，水圧管路，余水路等の管材として、FRP 管（強化プラスチック管）及び FRPM 管（強化プラスチック複合管）を使用し、発電原

価の低減を図った実績が増加して来ている。

これは、FRP (Fiberglass Reinforced Pastics: 繊維強化プラスチック) によって製作される水圧管は鉄管に匹敵する強度を持ち、軽量で運搬が容易であり、据付けに高度な技術が必要でなく、耐磨耗性，耐酸性，耐電食性に優れ、管内面の粗度係数が小さく、経年変化も少なく、塗装等の維持補修がほとんど不要な材料特性を有し、また、支持地盤の変形に伴う接合点での角変位に対しても高い水密性を確保しながらある程度の追随が可能なので、掘削規模を縮小して地山の安定性を確保し、経済的かつ安全な水圧管にできる特性を持っているためである。

(2) 電気設備関連の考察

気関連設備から見た場合、下記分類の中に考察することができる。

- 水 車
- 発 電 機
- 水車発電機
- 制 御 機 器
- 水車発電機周辺装置
- ロードガバナによる負荷変動分吸収能力と電圧調整
- 放水管設備

a. 水 車

発地点の流況から決定される落差及び使用流量により適切な水車が選定される。現在ミニ水力，中小水力発電に適用される水車は高落差領域側から見て以下に整理される。

- ペルトン水車 (Pelton turbine)
- フランシス水車 (Francis turbine)
- カプラン水車 (Kaplan turbine)
- チュウブラ水車 (Tubular turbine)
- バルブ水車 (Bulb turbine)

水車はさらに落差と使用水量により縦軸及び横軸水車に分類される。これら水車の落差と使用水量に対する適用範囲は Fig.5-3 “水車選定ダイアグラム”

に示される。今後インドネシアで導入が期待される流れ込み式水力発電は、高落差領域に限定されず低落差領域にも適用されるため、提供される各種水車の特性の理解を高めることが求められる。

1) ペルトン水車

少容量機から大容量機まで製作される。

コンピュータを用いたジェット干渉解析による最適羽根の設計と高比速度化限界の検討、ノズルに対する最適バケット取付け角度等の検討による最適設計の検証、モデルによる効率、キャビテーション、無拘束速度、ジェット干渉、ノズル運転、デフレクタ放流等の総合試験ならびにその評価・検証など改良が続けられている。

適用可能な使用水量の領域が広く、ほぼ 200m 以上の高落差領域に適用でき、適切なノズル数を選択することにより極めて少ない使用水量領域(ガイド弁開度で約 10%)でも効率を低下させることなく運転が可能である。単一ユニットでほとんど全流量域をカバーできるメリットは大きい。

今後開発が計画される水力開発において少ない使用水量で高落差が得られる地点では威力を発揮することが期待される。

2) フランシス水車

少容量機から大容量機まで製作される。また揚水発電所にも適用される。中小水力における適用落差はほぼ 30 ~ 300 m の範囲で適用されるが、高落差領域ではペルトン水車との、低落差領域ではカプラン水車と比較検討され採用される。

中小水力発電用に開発された軽負荷ランナは、従来の使用水量の多い領域で高い効率を得られるように開発された水車に比して、低い使用水量領域でも高い効率を得ることができ、流量変化の大きい流れ込み式水力発電所において年間のエネルギー生産を増加させる効果は大きい。

水車比特性にも依存するが低負荷領域において効率改善効果の著しい軽負荷ランナは、今後中小水力開発に期待されるものである。

水力開発ポテンシャル調査結果にもよるが、流れ込み式水力開発地点は、多くの場合フランシス水車の適用領域が多く、軽負荷ランナが多く採用される余地があることが伺われる。

3) カプラン水車

中落差で比較的使用流量の多い発電に適するのがカプラン水車である。使用水量に応じてランナベーンを角度をかえることにより常に最高効率を維持するように運転可能である。カプラン水車は中小水力開発では機構が複雑であること、高価であること、中落差で使用水量の多い計画はまれであること、フランス及びチュウブラ水車でカバーされること等の理由から使用されない水車であるといえる。

4) チュウブラ水車

発電機が流水路外に置かれるものをチュウブラ水車と呼んでいる。クロスフロー水車、一体型水車発電機の水車はチュウブラ水車に整理される。落差は2m付近から100m近辺まで幅広く適用される。

a) クロスフロー水車

小使用水量でかつ5～100 mの比較的高落差領域に適する水車である。出力規模の上限は約1,200 kWである。

この水車の最大の特徴は、フランス水車のそれに比して部品点数を約半分にすることができることである。さらに軸水力 (axial thrust) の発生もなく中小水力発電では実績の多い水車である。

b) チュウブラ水車

比較的低落差領域で使用水量の多い領域に適する水車である。灌漑計画のように落差を得ることは困難であるが、流量が得易い場合、この種の水車の適用は容易である。

5) バルブ水車

発電機が流水路内におかれるものをバルブ水車と呼んでいる。比較的低落差で使用流量の多い開発に適する水車で、使用流量の大きい大河川にもその実績を残している。

中小水力では水車を流水路内に設けるために構造が複雑になることもあり、チュウブラ水車が多く採用される。

b. 発 電 機

同期発電機及び誘導発電機が適用される。多くのケースで同期発電機が採用されるが、誘導発電機は Fig.5-4 “誘導発電機と同期発電機の比較” に示した

ように、同期発電機にない特徴を持っているため、比較的系統規模が大きい場合採用が検討されるが孤立システムでは採用されない。

c. 水車発電機

一般に水車と発電機はその適用に際して個別に検討されるが、近年水車と発電機を一体化した一体型水車発電機 (package type turbine generator) が開発され、既にフィールドでの実績も有し、約 3 ~ 20 m 程度の低落差領域に適用されている。水車 4) 項に述べたように、本一体型水車発電機の水車はチュウブラ水車である。

本一体型水車発電機は多目的開発例えば灌漑開発計画と組み合わせることにより威力を発揮するとみられる。屋外設置が可能なことも強みである。

d. 制御機器

デジタル技術のプロセス制御システムへの適用は既に確立されたものとなっており、プログラマブルコントローラの水力発電設備への適用も標準化がなされている。代表例がデジタルガバナ及びデジタル自動電圧調整装置であり、水車発電機のシーケンスコントローラである。Fig.5.5-5 “一体型配電盤” に従来型配電盤と一体型配電盤の差異を示す。監視制御盤、補助制御盤にデジタルガバナ、デジタル自動電圧調整装置、水車発電機のシーケンスコントローラ回路を組み込み一体化したもので省スペース化を図ることができる。

現在実用化されていてフィールドでの実績を有し、かつ単独で孤立システムの負荷変動の吸収に対処可能なロードガバナ機能をそなえたミニ水力発電設備が提供されている。

e. 水車発電機周辺装置

水車発電機周辺装置は構造の複雑化、例えば圧油管、空気の省略等为了避免するため種々の方策が採られる。空気冷却軸受け、電磁ブレーキ、電気サーボモータの採用等である。

圧油装置に必要とする圧縮空気の供給設備を簡素化するため、電動コンプレッサに代わって高圧窒素ガスポンプを使用するブラダ型圧油装置も既にフィールドでの実績を有している。

技術進歩の著しい電子機器の採用、計算機プログラムによる解析を進めることにより一層の合理化が進むものと想定される。

f. ロードガバナによる負荷変動分吸収能力と電圧調整

孤立システムに単独発電設備として流れ込み式水力発電による電気供給を行なう場合に、調整池をもたない運転は負荷変動に追従し周波数を一定に維持することは非常に困難となっていた。現在フィールドでの実証試験が進められている、バラスト負荷を抱いた発電機のロードガバナ運転は、流れ込み式の最大の受益要因である“電気エネルギーを最大限生み出す”ことに反することになるが、辺地の電化を進める手段として、薦められる対策のひとつであるといえる。

今後辺地の電化促進は、PLN による系統強化と合わせ孤立系統の解消にも貢献することが期待される。流れ込み式発電は、建設後は非常に長期間の運転が可能であることから、当初はロードガバナによる運転は効率の良くないものといえるが、流れ込み式水力のほかに負荷変動分吸収設備として他の発電設備、例えばディーゼルまたはガス発電設備を併設することを考慮すれば、けっして高価なものとはならないといえる。

現在の技術ではロードガバナを適用する発電設備は、容量に制限があり、大容量（百 kW を超える）を適用することは困難であるが、実用化のメドはついており、期待されるものであるといえる。

流れ込み式水力開発では、年間にわたって設備出力を維持できる期間は限られており、常時出力(firm output)はその地点の流況により変化する。このことは常時出力時、負荷が最大に変化するとして、適正な電圧維持ができることが必要であるが、力率によっては無効電力の供給が制限されるため、ロードガバナを適用するとして、孤立システムの最大負荷と計画した流れ込み式水力開発の常時出力の関係を十分に把握することが必要である。

g. 放水管設備

放水管設備は、取水設備から上水槽までの間に適切な放水設備を構築することができない場合、ペinstockの途中から分岐し放流管を設け、水車発電機が事故でトリップした場合、利用水量があるにもかかわらず負荷減少によりガイドベーンを絞らざるを得ない場合、水槽水位が何らかの原因で上昇す

る場合等の異常時放流管の開度を調節し自然河川水に戻す機能を持つ。

Fig.5-6 は既設発電所における適用例を、**Fig.5-7** は放流管のシステム構成図を示す。システムはデジタル技術を利用し完全に二重化される。

上水槽近辺に適切な放水設備を構築することが不可能な場合、放水管設備は効果的であり、経済的であるが、回路が複雑になり保守上からは“simple is better”の考え方からは離れたものとなる。

5.2. ローカル技術導入の可能性評価

流れ込み式水力開発を促進する上において、インドネシアにおける人材・技術不足の解消（エンジニアの育成）と、ローカル技術の積極採用による国内重電機製作者の育成を図ることは不可欠である。

ここではローカル技術導入の可能性に的を絞り、土木関連設備、電気関連設備について以下に考察する。**Table 5-1** はインドネシア国の代表的な重電設備製作者のひとつである。バラタ(Barata Indoneis)の水力発電プラントの製作実績を示す。本表より、特に外国の提携者(Foreign vendor)との提携状況から判断されるように、他の重電設備製作者もほぼ同様の状況におかれているといえることである。

これら外国の提携者から資材を輸入しインドネシアにおいて組み立てを行なっているものを整理してみると以下のようになる。

- a. Gates and frame
 - 1) Accessories, hoist system
- b. Generator and turbine
 - 1) Turbine shaft
 - 2) Runner
 - 3) Wicket gate
 - 4) Guide bearing
 - 5) Over speed
 - 6) Radiator

c. Hydraulic system

- 1) Gates or gate & hoist or control
- 2) Rack for low head
- 3) Relief valves for penstock setting
- 4) Provision for discharge measurement for flow-measurement equipment

d. Control panel

- 1) Control building

e. Switchyard

- 1) MCB (Molded case Circuit Breaker)

上記から資材を外国の提携者から輸入し工場で組み立てるものとしては特殊材料、特殊技術、耐性を必要とするもの等があげられる。

Table 5-1 はさらにインドネシアで調達可能な資材を利用するものの、組み立てには外国の提携者の技術を必要とするものを多く含んでいる。

今後インドネシアで流れ込み式水力開発を進めていく上で、開発された設備の保守運用を確実に維持していくためには、必要とする保守用品を国内で調達できる素地を築くことは重要である。

(1) 土木関連設備の考察

流れ込み式水力開発の土木関連設備としては、取水堰、取水口沈破池、導水路、水槽、水圧管路、発電所基礎及び建物開閉所造成及び機器の基礎、送電線鉄塔基礎、変電所造成及び機器の基礎等があるが、通常は特殊な基礎処理またはトンネル工事を除けば、掘削とコンクリート（または鉄筋コンクリート）構造物で、既にローカルで施工機械の一部を除いて材料工事共実施可能である。

導水路トンネルについては今後流れ込み式水力発電所の使用水量が小さい事が予想され、必要掘削断面は多くの場合施工可能な掘削断面が支配的となる場合が多いものと予想される。

この場合は小断面掘削用の NATM 法またはトンネルボーリングマシンの導入が不可欠で、これに必要な掘削機器は当分輸入に頼らざるを得ないが、この機器の運転は容易に習得可能である。将来流れ込み式水力発電建設が相当長期にわたって連続的に継続される可能性が大きいのでこれ等機器を順次ローカル化する事が望まれる。

また、土木設備に附帯する水理構造物（ゲート、水圧管等）は将来の水力プロジェクトである程度の技術蓄積があり、将来殆どの流れ込み式水力プロジェクトの水理構造物は国産品の活用が可能である。ゲート捲揚機の電気部品の一部（モーター、制御回路、メーター類）は一部輸入に頼らざるを得ないが、漸次国産化に移行する事はそう困難ではないと予想される。

(2) 電気関連設備の考察

ローカル技術の流れ込み式水力開発に適用するとして、下記分類の中に考察する。

a. 水 車

水車は、主要部分を構成する水車本体、ガイド弁、水車軸、水車軸受け等は原材料を輸入し外国提携業者の協力をもとに組み立てる状況となっている。大容量機でない限り中小水力発電分野への参加は可能であるといえる。

今後インドネシアにおける重電機製作業者を育成するために、インドネシア政府は積極的にこれら業者をフィールドに参加できる素地を準備することにあるといえる。特にフランス水車、チュウブラ水車は今後流れ込み式水力発電に適用できる可能性が高く薦められる。

b. 発 電 機

Table 5-1 からは、発電機の工場組み立てには外国の提携業者の技術が必要とされるものの、製作に関する固定子 (stator) 及び回転子 (rotor) の資材はインドネシア国内で調達可能となっており、製作経験を積み上げることにより自主製作が可能となる。大容量機の製作を除いて中小水力発電分野への参加は可能であるといえる。

c. 変圧器

発電機と同様に変圧器も必要な資材はインドネシア国内で調達可能となっており、製作経験の積み上げが求められるものである。

d. 制御機器

制御機器に関しては、外国提携業者の技術を必要とする。

デジタル技術のこのフィールドでの適用はシーケンスコントロールが代表であるが、もともと中小水力で実績を積み徐々に大容量機に移行させていったものであり、既に十分に field proven されたものである。デジタル技術の適用は調速機、自動電圧調整装置についてもいえることである。今後デジタル技術の採用を積極的に取り入れて実績を積むことが求められる。

e. 水車発電機周辺装置

圧縮空気発生装置、圧油装置についても変圧器と同じ状況となっている。ブラダ式圧油装置を採用することにより、また圧油ブレーキ、電磁ブレーキの採用により圧縮空気装置を省略することができる。電気サーボモータの採用により圧油装置そのものを省略することもできるなど、改良された技術に対応することはそれほど困難を伴わないと想定される。

f. 送配電設備

1) 送電線設備

流れ込み式水力発電開発において、送電線設備を近隣の既設発電所及び変電所まで建設して運転するケースは、開発規模が比較的大きく系統に与える影響が無視できない場合が多い。現在インドネシアにおいて送電線設備を建設するとして、電線及び碍子は国内調達が困難である。

2) 配電線設備

流れ込み式水力発電開発において、配電線設備を必要とするケースは多く、新設される配電線は PLN の場合 20 kV で統一化がすすめられている。送電線設備と異なり硬銅撚線、ポール碍子等資材については材料の調達及び製作は国内調達が可能である。

g. 通信設備

通信設備に関して、PLN のデータ・ヴォイス用として広く採用されている電力線搬送設備については、インドネシア国内の重電機製造業者では既に外国業者との提携を図っており、調達可能としている。

上記のようにインドネシア国内における重電機製作業者は、かなりの分野で発電機器製作に必要な資材を国内で賄うことが可能となっている。しかしながら輸入を必要とする特殊資材もあり、組み立てにあつては外国提携業者の指導・協力を必要とする分野もまだ多い。発電機器製作者の技術の習得にはフィールドでの実績の積み上げが不可欠であり、このために必要とすることは、その習得の場を用意することであり、これにはインドネシア政府の強い後押しなしに実現することは困難である。

特にインドネシア国内の重電機製作業者の育成には、購入側においても寛容な気持ちを持つことが必要であり、機器購入時の入札資格及び納入実績を必要以上に厳しく求めない、工場製作に余裕のある計画を組むなど、前向きに国内業者を育成することが重要であるといえる。重電機製作業者においてもそれに答えることが重要であることはいうまでもない。

Table 5-1 Works Record for Hydroelectric Power Plant

(1/2)

No.	Description of works	Raw material		Barata factory		Local vendor	Foreign vendor
		Local	Import	Fabrlica.	Election		
1	Dam (civil works)	X				X	
2	Gated and frame	X	X	X	X		
1	Intake gates	X	X	X	X		
2	Stop log gates	X	X	X	X		
3	Spillway gates/radial gate	X	X	X	X		
4	Trash rack gates gates	X	X	X	X		
5	Accessories, hoist system	X	X	X	X		X
3	Hollow Jabs	X	X	X	X		
4	Penstock	X	X	X	X		
5	Power house (generator & turbine)						
1	Draft tube core		X	X	X		
2	Turbine shaft		X		X		X
3	Spiral casing	X		X	X		
4	Bottom ring		X	X	X		
5	Stay ring		X	X	X		
6	Runner		X		X		X
7	Wicket gate		X		X		X
8	Head cover	X	X	X	X		
9	Operating mechanism	X		X	X		
10	Turbine shaft sealing	X		X	X		
11	Operating ring	X		X	X		
12	Guide bearing		X		X		X
13	Servomotor	X		X	X		
14	Pit liner		X	X	X		
15	External piping	X	X	X	X		
16	Over speed		X		X		X
17	Turbine walk way	X		X	X		
18	Cooling water	X	X	X	X		
19	Lower/upper bracket	X	X	X	X		
20	Fan NS/DS	X		X	X		
21	Bearing track	X		X	X		
22	Breaker	X		X	X		
23	Expansion bolt	X			X		X
24	Coolers	X	X	X	X		
25	Radiator	X	X		X		X
26	Stator frame	X	X	X	X		
27	Guide bearing	X			X		X
28	Thrust bearing	X			X		X
29	Piping and fitting	X	X	X	X		
30	Exchanger			X	X		
31	Instrument	X					X

No.	Description of works	Raw material		Barata factory		Local vendor	Foreign vendor
		Local	Import	Fabrica.	Election		
32	Hydraulic system:						
1	Gates or gate valves & hoist or control		X		X		X
2	Rack for low head		X		X		X
3	Relief valves for penstock setting		X		X		X
4	Governors:						
-	Oil pumps	X			X		X
-	Pressure system	X			X		X
5	Flow-measurement equipment:						
-	Gages, head and tailwater levels	X			X		X
-	Provision for discharge measurement		X		X		X
6	Sensors	X			X		X
7	Piping system	X		X	X		
33	Electrical equipment:						
1	Generators:						
-	Stator	X			X		X
-	Rotor poles	X			X	X	
2	Exciters, motor operation	X			X		X
3	Transformers:						
-	Transformer	X			X		X
-	Pumps and cooling system	X			X		X
-	Connection/cabling	X			X		X
-	Fire protection system	X			X		X
34	Control panel						
-	Unit control	X			X		X
-	Control building	X	X		X		X
-	Control for hydraulic work	X			X		X
6	Switchyard						
1	Foundation	X		X	X		
2	Construction	X		X	X		
3	MCB	X	X		X	X	X
4	Panel control	X				X	X
5	Cables	X			X		X
7	Transmission line						
1	Foundation	X		X	X		
2	Towers	X		X	X		
3	Stringing						
8	Miscellaneous						
1	Crane	X					
-	Steel structures	X		X	X		
-	Hoist equipment	X		X	X		
-	Control panel	X	X	X	X		
2	Heavy equipment	X		X	X		
3	Shop	X		X	X		
4	Office	X		X	X		

Source : Record of PT. Barata Indonesia

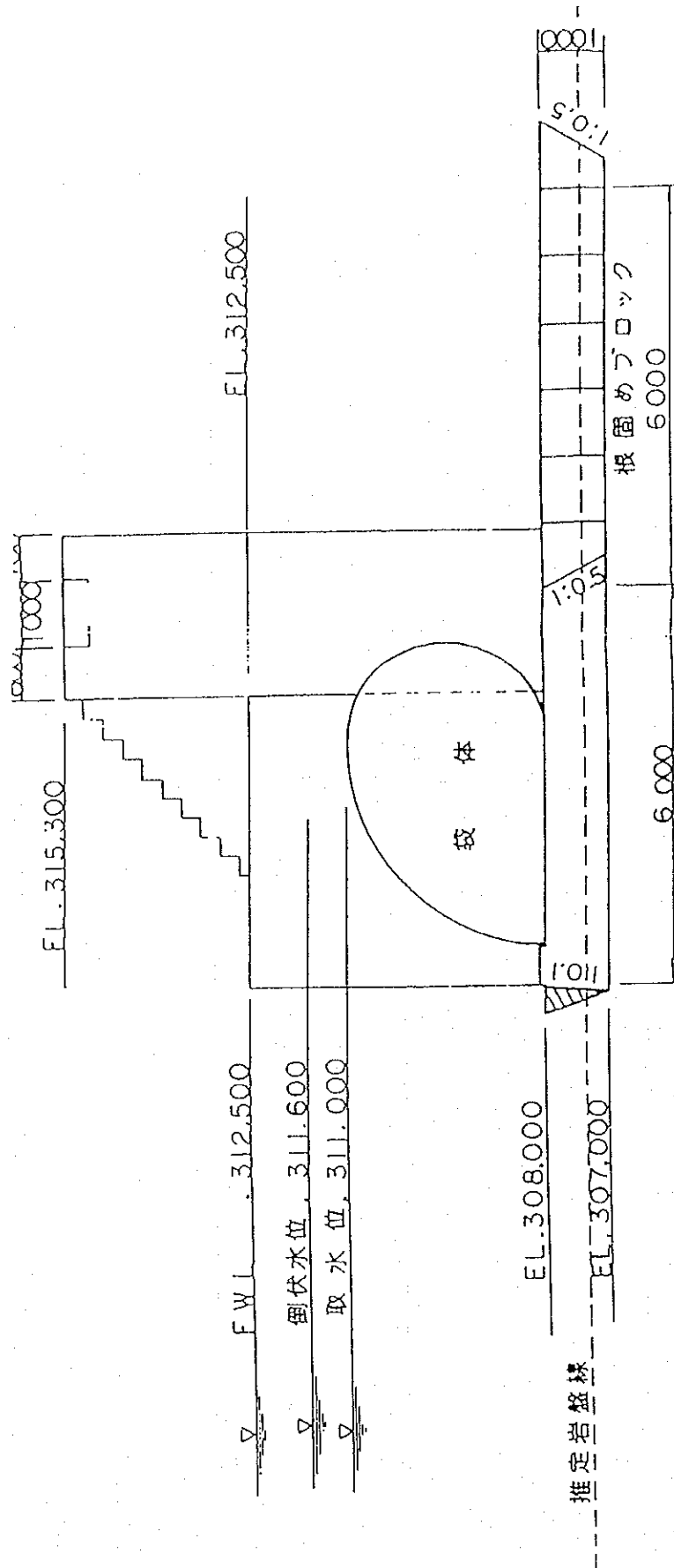


Fig.5-1 Typical Section of Rubber Dam

DRAWING DESCRIPTION		SECTIONAL ELEVATIONS	
DRAWN	DATE	FJE	08/15/97
REVISION	PROPOSAL		

OBERMEYER
 HYDRO, INC.
 SCALE
 ON
 JOB
 K/M
 DWG. NO.
 KA97

THIS DRAWING IS PROPERTY OF OBERMEYER HYDRO, INC. AND IS NOT TO BE USED, DISCLOSED, REPRODUCED OR TRANSMITTED BY ELECTRONIC OR ANY OTHER MEANS WITHOUT PRIOR WRITTEN AUTHORIZATION.

COPYRIGHTED, OBERMEYER HYDRO, INC., 1997

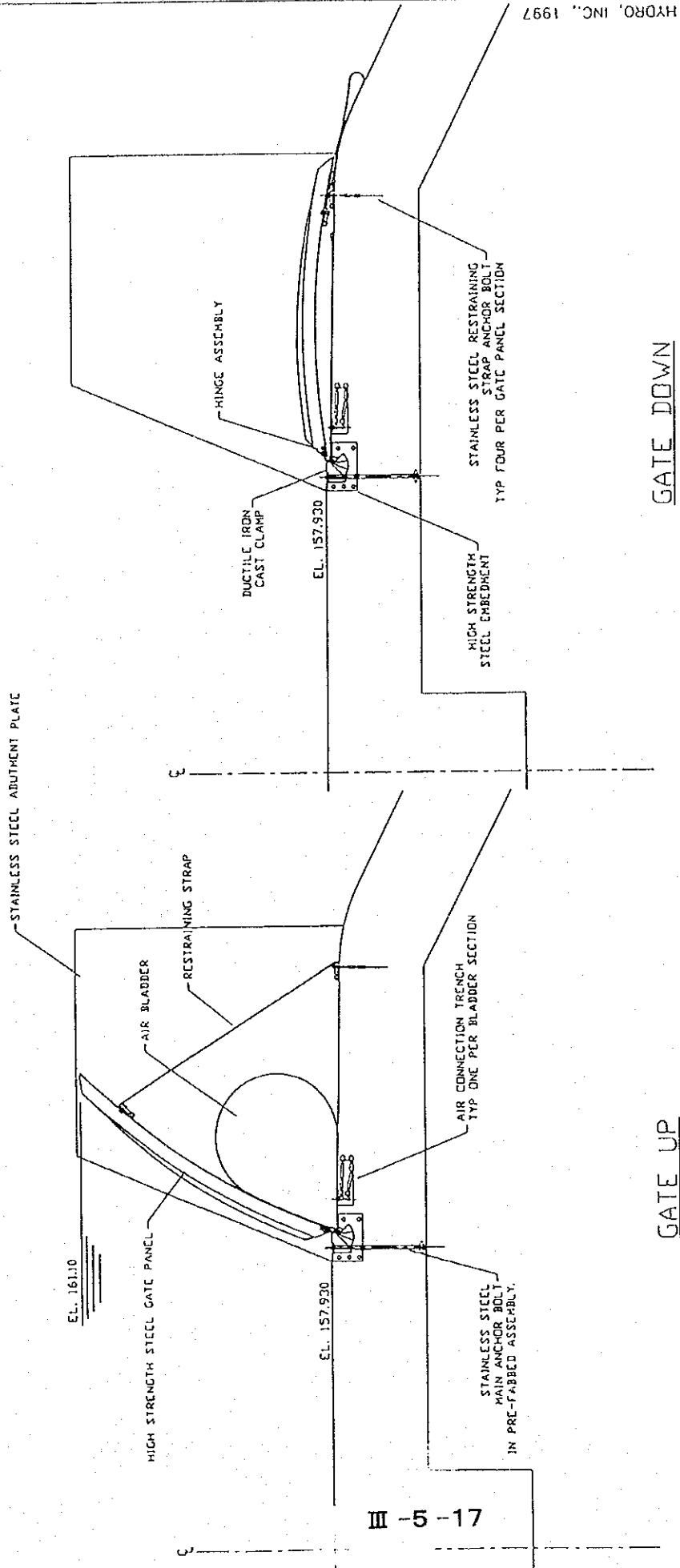


Fig.5-2 Typical Section of Inflatable Gate

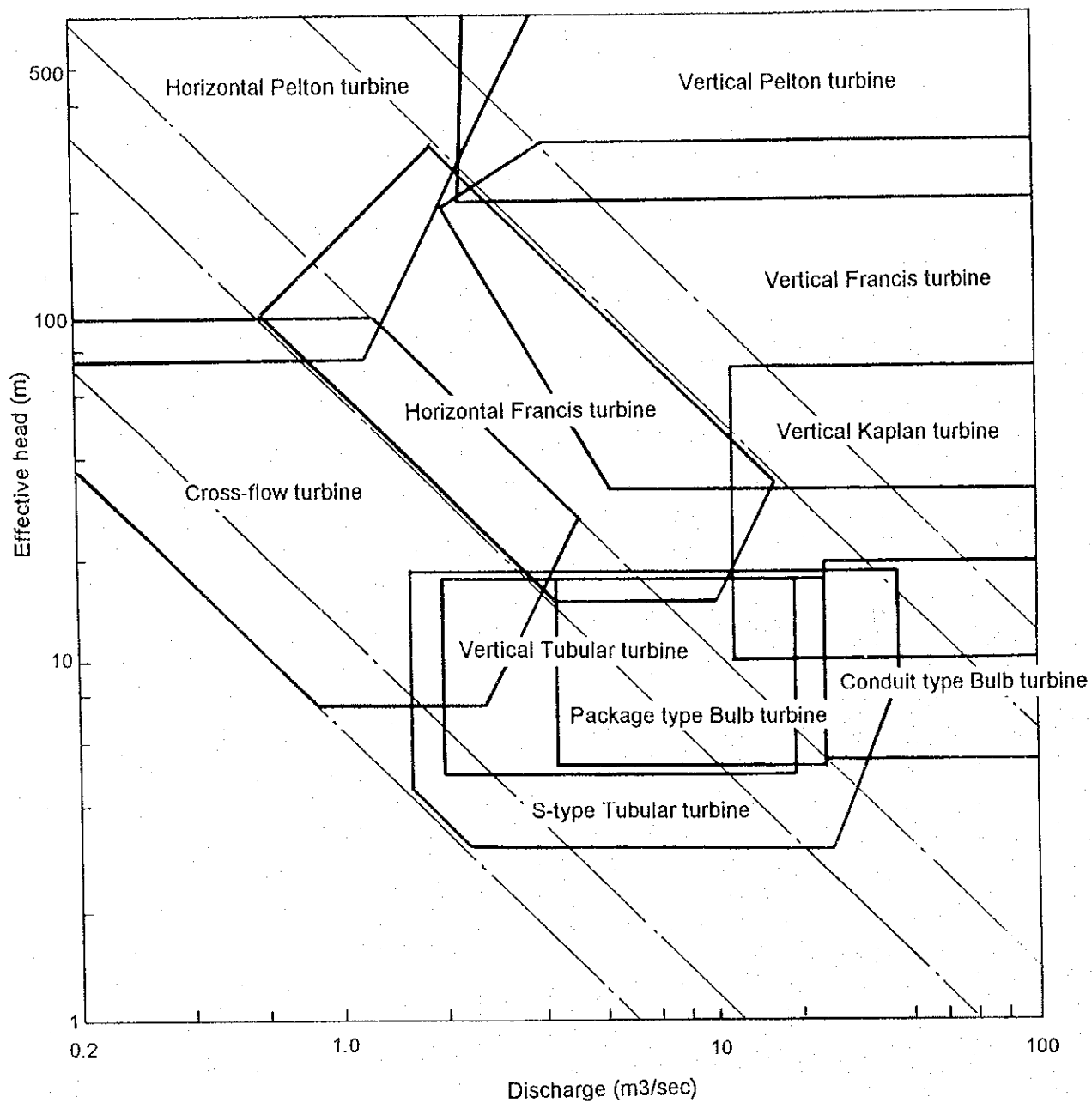


Fig. 5-3 Diagram for Selection of Water Turbine

	Induction generator	Synchronous generator
Power factor and voltage regulating functions	It is not possible to regulate the power factor and voltage of unit because these are exclusively decided with generator output. (Note 1) Power factor, in leading, fluctuates depending on output and power system voltage. An improvement of this situation can expect by installing power factor improvement condenser.	It is easy to regulate the power factor by adjusting the field current.
Operation of isolation system	It is fundamentally impossible to operate in an isolated system because of its necessity of excitation current from the power system.	It is possible to operate in an isolated system because of no necessity of excitation current from the power system.
Efficiency	Low efficiency as compared with that of synchronous generator.	High efficiency as compared with that of induction generator.
Inrush current at the time of parallel-in to power system	A large inrush current occurs in a moment connecting the unit to the power system. (Note 2)	No inrush current because of parallel-in by synchronous detection system.
Voltage drop	Relatively small as compared with that of synchronous generator.	Relatively large as compared with that of induction generator.
Equipment accompanied	No governor is required because the operation of the unit is performed with load limiting device. No automatic voltage regulator (AVR) and exciter are required as the excitation current should be fed from the power system. Also no synchronous detection system is required as the circuit breaker of the unit is forced paralleled-in.	As compared with that of induction generator, governor, automatic voltage regulator (AVR), exciter and synchronous detection device are required.
Damping winding	Required	Required
Dimensions of equipment	Relatively small size as compared with that of synchronous generator because of no excitation system	Relatively large size as compared with that of induction generator because of necessity of excitation system
Maintainability	Relatively less time for maintenance because of no damping winding and excitation system	Much time for maintenance exchange than induction generator because of the generator with field winding and excitation system.

Note 1:

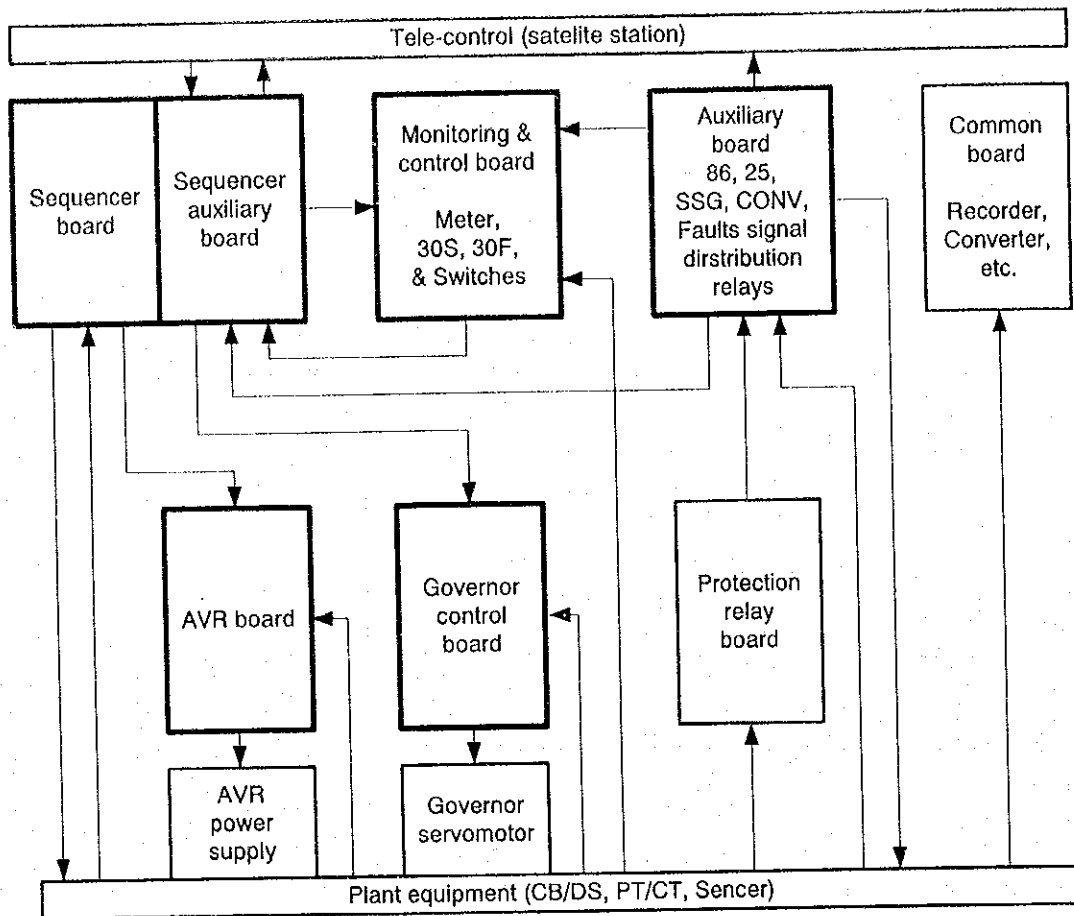
It is possible to improve power factor and voltage to a certain extent by functions of power factor improvement condenser. In case of this, however, voltage drop at the time of load rejection becomes large.

Note 2:

It is possible to improve inrush current to a certain extent by an adoption of starting reactor.

Fig. 5-4 Comparison of Induction Generator and Synchronous Generator

Before Introduction



After Introduction

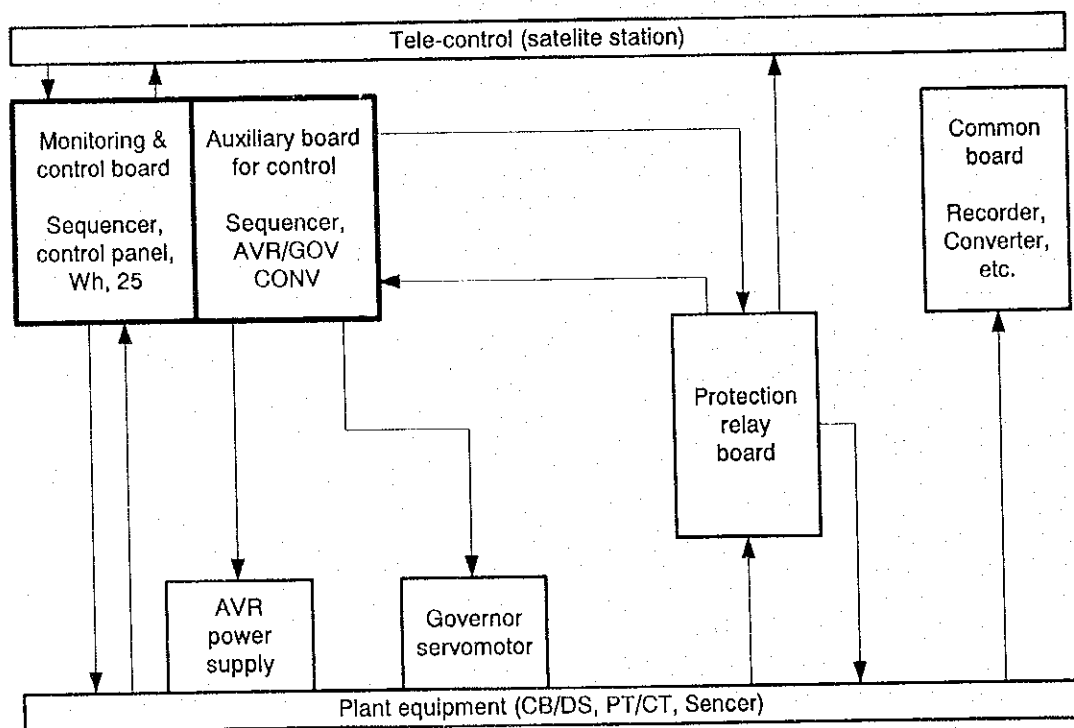


Fig. 5-5 Integrated Switch-board

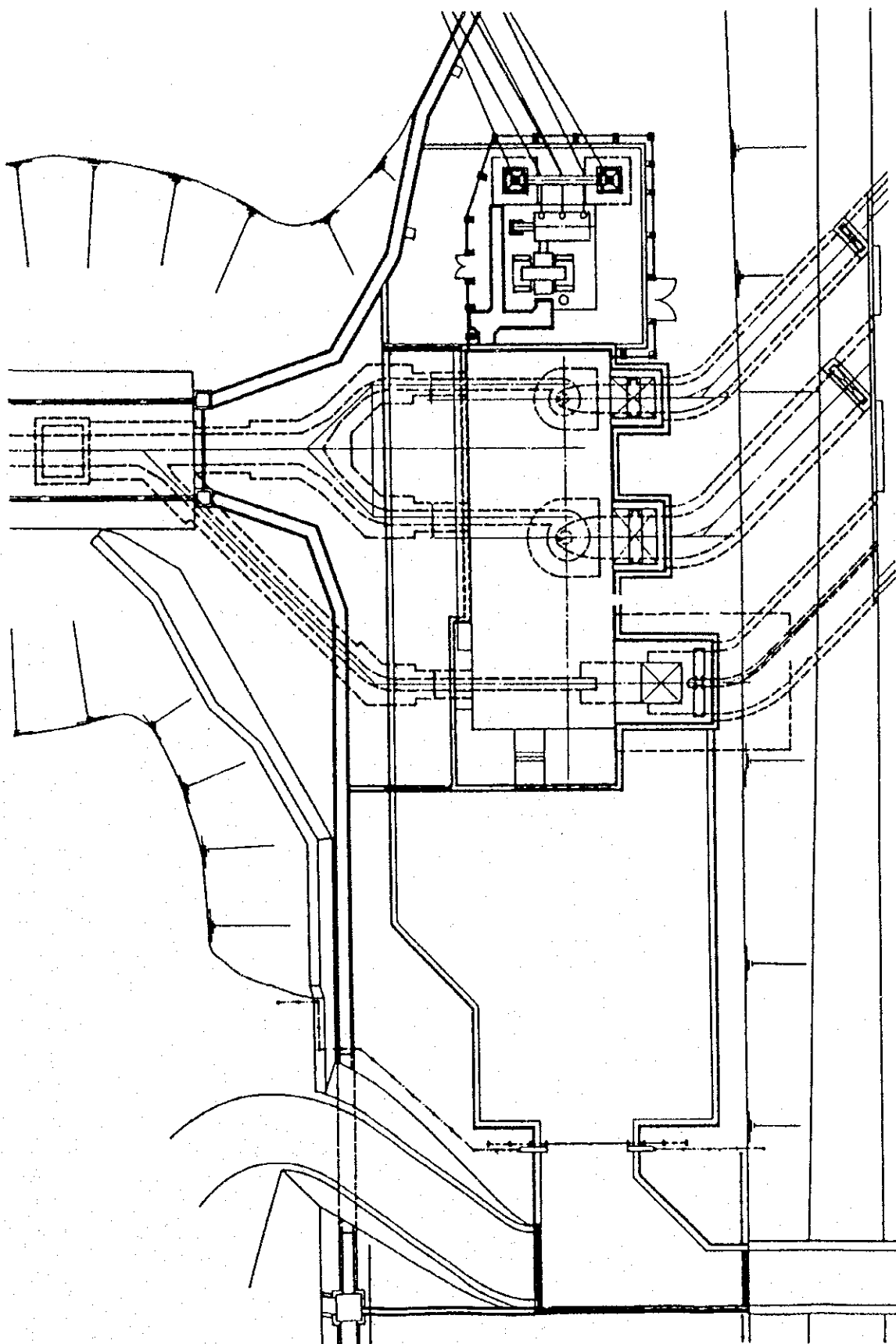


Fig. 5-6 Example of Spilling Pipe

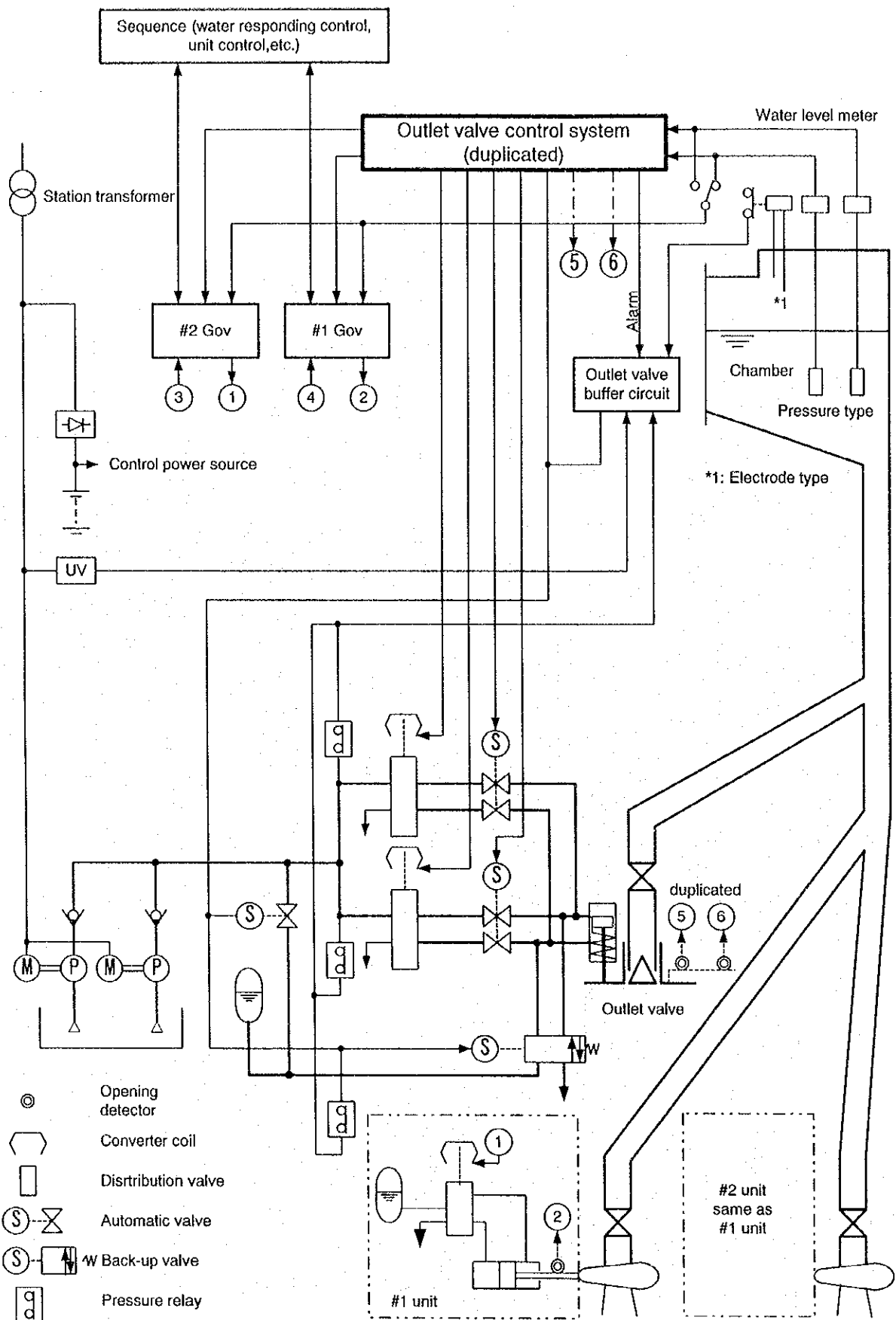


Fig. 5-7 System Configuration of Outlet Valve

Table 5-1 Works Record for Hydroelectric Power Plant

(1/2)

No.	Description of works	Raw material		Barata factory		Local vendor	Foreign vendor
		Local	Import	Fabrca.	Election		
1	Dam (civil works)	X				X	
2	Gated and frame	X	X	X	X		
1	Intake gates	X	X	X	X		
2	Stop log gates	X	X	X	X		
3	Spillway gates/radial gate	X	X	X	X		
4	Trash rack gates gates	X	X	X	X		
5	Accessories, hoist system	X	X	X	X		X
3	Hollow Jabs	X	X	X	X		
4	Penstock	X	X	X	X		
5	Power house (generator & turbine)						
1	Draft tube core		X	X	X		
2	Turbine shaft		X		X		X
3	Spiral casing	X		X	X		
4	Bottom ring		X	X	X		
5	Stay ring		X	X	X		
6	Runner		X		X		X
7	Wicket gate		X		X		X
8	Head cover	X	X	X	X		
9	Operating mechanism	X		X	X		
10	Turbine shaft sealing	X		X	X		
11	Operating ring	X		X	X		
12	Guide bearing		X		X		X
13	Servomotor	X		X	X		
14	Pit liner		X	X	X		
15	External piping	X	X	X	X		
16	Over speed		X		X		X
17	Turbine walk way	X		X	X		
18	Cooling water	X	X	X	X		
19	Lower/upper bracket	X	X	X	X		
20	Fan NS/DS	X		X	X		
21	Bearing track	X		X	X		
22	Breaker	X		X	X		
23	Expansion bolt	X			X		X
24	Coolers	X	X	X	X		
25	Radiator	X	X		X		X
26	Stator frame	X	X	X	X		
27	Guide bearing	X			X		X
28	Thrust bearing	X			X		X
29	Piping and fitting	X	X	X	X		
30	Exchanger			X	X		
31	Instrument	X					X

No.	Description of works	Raw material		Barata factory		Local vendor	Foreign vendor
		Local	Import	Fabrica.	Election		
	32 Hydraulic system:						
	1 Gates or gate valves & hoist or control		X		X		X
	2 Rack for low head		X		X		X
	3 Relief valves for penstock setting		X		X		X
	4 Governors:						
	- Oil pumps	X			X		X
	- Pressure system	X			X		X
	5 Flow-measurement equipment:						
	- Gages, head and tailwater levels	X			X		X
	- Provision for discharge measurement		X		X		X
	6 Sensors	X			X		X
	7 Piping system	X		X	X		
	33 Electrical equipment:						
	1 Generators:						
	- Stator	X			X		X
	- Rotor poles	X			X	X	
	2 Exciters, motor operation	X			X		X
	3 Transformers:						
	- Transformer	X			X		X
	- Pumps and cooling system	X			X		X
	- Connection/cabling	X			X		X
	- Fire protection system	X			X		X
	34 Control panel						
	- Unit control	X			X		X
	- Control building	X	X		X		X
	- Control for hydraulic work	X			X		X
6	Switchyard						
	1 Foundation	X		X	X		
	2 Construction	X		X	X		
	3 MCB	X	X		X	X	X
	4 Panel control	X				X	X
	5 Cables	X			X		X
7	Transmission line						
	1 Foundation	X		X	X		
	2 Towers	X		X	X		
	3 Stringing						
8	Miscellaneous						
	1 Crane	X					
	- Steel structures	X		X	X		
	- Hoist equipment	X		X	X		
	- Control panel	X	X	X	X		
	2 Heavy equipment	X		X	X		
	3 Shop	X		X	X		
	4 Office	X		X	X		

Source : Record of PT. Barata Indonesia

第6章 流れ込み式水力発電開発地点選定条件の抽出

6.1 一般

周知のように水力発電所の出力は使用水量 $\times$ 落差で決まる。又 エネルギーは年間どれだけの水量を利用するかにより決まる。

前者の使用水量は候補地点の流域面積、その流域に降る雨量の年間総量及び季節変動、流域内の土地利用、地質等による流出機構の差異を検討し、その水力発電所が求められている機能を勘案して定められる。最大使用水量が決まると年間使用総量も決まる。後者の落差は単に地形条件に左右される。地形的な条件から1段開発か又は多段開発かが決まる。

上記の他、地質条件、環境問題が加わるが、最初はどれだけの水がどれだけの高さで利用出来るかを検討する事が水力発電地点選定の第一歩である。

6.2 流れ込み式水力発電開発地点選定条件

流れ込み式水力発電は河川を流れる水を調整する事なくそのまま発電に利用するもので、河川の急勾配を使って落差を得る水路式とダムにより水をせきあげて落差を作るダム式、但しダムによる人造湖では流量調節は行なわない、及びその2つを併用したダム水路式の3つの型式がある。

水路式は河川の中・上流部で河川勾配が急な所が有利とされ、ダム式は河川下流部で水量が比較的豊富なところが有利である。今回対象とするのは前者の水路式である。一般に河川の縦断勾配は、水源部は最も急で、下流に行くに従ってゆるやかとなり、最下流は極めて緩慢となる。即ちその縦断形状は一種の指数曲線の形をしている。従って地形だけに注目すれば河川の上流部程容易に高落差が得られるが一方流域面積が小さく河川流量が少ないとか急峻な地形のためアクセスが困難とかの制約がある。過去の多くの流れ込み式水力開発の実績から水力発電に適する河川勾配は 1/100 より急な所とされている。

例外として河川勾配が 1/100 より緩やかであっても河川が屈曲しており短い水路で高落差が得られる場合及び平行する2つの河川の上に大きな落差があり、短い水路で分水により高落差が得られる場合があるがこれは特例として取扱うべきである。

6.2.2 流域面積と水文

上記で述べたように水力発電で落差と並んでもう一つの要素は水量である。水量は流域面積とその流域内の水文量、特に降水量及び流出機構に大きく左右される。

インドネシアは約 16,000 の島々が広く分布しており、降水量について画一的に論ずる事が出来ないが、平均年間降雨量は下記の通り 1,600 mm 及至 4,000 mm と他の地域に比べて極めて多い。

メダン	2,186.0 mm	1961～1990
パダン	4,008.0 mm	1961～1990
ポンティアナック	3,354.7 mm	1961～1990
バリックパバン	2,962.2 mm	1961～1990
ジャカルタ	1,927.5 mm	1961～1990
スラバヤ	1,647.8 mm	1961～1990
メナド	2,651.8 mm	1961～1990
ウジュンパンダン	3,667.3 mm	1961～1990

これ等の降水量のうちどれ程が水力発電に利用出来るかが地点選定の大きな要素となる。

水力開発地点の選定に当ってはこの降水量の情報は一つの手掛かりにはなるが決定的な要素ではなく、決定的な要素は実際に河川に流れる水量である。この水量はある目標地点の流域面積とその地点流域内の降雨量の多少に大きなかわりがある。

チラキ川流れ込み式水力発電計画の課程で得られた結果から判断すれば年間降雨量 3,000 mm 程度の場所では必要流域面積は 40 km² という値が選定条件となる。この数字を確定するためには数多くの計画検討の積上げが必要である。

上述の条件は、対象とする流れ込み式水力発電所が既設系統に連繫され多種の電源と組合される場合を想定しており、この場合その地点の開発規模は発電原価が最も有利になるように選んだ場合で、過去の多くの例から結果として河川利用率（年間発電利用水量/年間総流量 x 100）が 60% 及至る 65% となる。

6.2.3 その他の要因

その他の要因としては一つは地質条件があるが、大ダムによる大貯水池式大規模水力発電開発とちがって流れ込み式水力は構成構造物の規模も小さく余程の悪地質条件

(大断層地帯とか大地滑り地帯) でない限り決定的な要素とはならない。
他には環境面からの制約が課される場合がある。 即ち国立公園内とか特別な天然又は歴史的な記念物がある場合である。
更に対象河川沿岸が既に開発されていて、発電の為に取水出来る水量が大きく制限される場合がある。
いずれも取り上げるサイト固有の条件であるので個別に調査すべき問題である。

6.2.4 選定条件

以上に述べた如く、流れ込み式水力開発地点の選定条件は先ず、河川の縦断勾配が1/100より急峻で、対象取水地点の流域面積が40 km²以上ある地点を選定し、流域面積と既応水文資料より得られる取水地点の流況曲線と地形情報により河川利用率65%を目指した開発計画案を複数案立案し、kWh 当りの工事費が最も安くなる案を第1選定案とし、以後順次詳細な検討に移す。

第Ⅳ部 流れ込み式水力開発地点マスタープラン

第Ⅳ部 流れ込み式水力開発地点マスタープラン

目 次

第 1 章	序 論.....	Ⅳ-1 - 1
第 2 章	対象地域の選定.....	Ⅳ-2 - 1
2.1.	西ジャワ	Ⅳ-2 - 1
2.2.	南スラウェシ	Ⅳ-2 - 1
第 3 章	開発可能地点の選定.....	Ⅳ-3 - 1
3.1	西ジャワ	Ⅳ-3 - 1
3.2.	南スラウェシ	Ⅳ-3 - 2

第Ⅳ部 流れ込み式水力開発地点マスタープラン

第Ⅳ部 流れ込み式水力開発地点マスタープラン

目 次

第1章	序 論.....	Ⅳ-1 - 1
第2章	対象地域の選定.....	Ⅳ-2 - 1
2.1.	西ジャワ.....	Ⅳ-2 - 1
2.2.	南スラウェシ.....	Ⅳ-2 - 1
第3章	開発可能地点の選定.....	Ⅳ-3 - 1
3.1	西ジャワ.....	Ⅳ-3 - 1
3.2.	南スラウェシ.....	Ⅳ-3 - 2

List of Tables

Table 3.1-1	Ci Buni	Potential Study in West Jawa
Table 3.1-2	Ci Sadia	Potential Study in West Jawa
Table 3.1-3	Ci Pandak	Potential Study in West Jawa
Table 3.1-4	Ci Rompang	Potential Study in West Jawa
Table 3.1-5	Ci Kandan	Potential Study in West Jawa
Table 3.1-6	Ci Kaingang	Potential Study in West Jawa
Table 3.2-1	Salu Uro	Potential Study in South Sulawesi
Table 3.2-2	Salu Hau	Potential Study in South Sulawesi
Table 3.2-3	Salu Mandar	Potential Study in South Sulawesi
Table 3.2-4	Salu Malso	Potential Study in South Sulawesi
Table 3.2-5	Salu Rongkong	Potential Study in South Sulawesi
Table 3.2-6	Salu Balease	Potential Study in South Sulawesi
Table 3.2-7	Salu Palikala	Potential Study in South Sulawesi

List of Figures

Fig-3.1-1	Location of West Jawa Rivers
Fig-3.1-2	Ci Buni
Fig-3.1-3	Ci Sadia
Fig-3.1-4	Ci Pandak
Fig-3.1-5	Ci Rompong
Fig-3.1-6	Ci Kandang
Fig-3.1-7	Ci Kaingang
Fig-3.1-8	Ci Buni Site-1
Fig-3.1-9	Ci Buni Site-2
Fig-3.1-10	Ci Buni Site-3
Fig-3.1-11	Ci Buni Site-4
Fig-3.1-12	Ci Sadia Site-1
Fig-3.1-13	Ci Sadia Site-2
Fig-3.1-14	Ci Sadia Site-3
Fig-3.1-15	Ci Pandak Site-1
Fig-3.1-16	Ci Pandak Site-2
Fig-3.1-17	Ci Pandak Site-3
Fig-3.1-18	Ci Pandak Site-4
Fig-3.1-19	Ci Rompong Site-1
Fig-3.1-20	Ci Rompong Site-2
Fig-3.1-21	Ci Rompong Site-3
Fig-3.1-22	Ci Kandang Site-1
Fig-3.1-23	Ci Kandang Site-2
Fig-3.1-24	Ci Kandang Site-3
Fig-3.1-25	Ci Kandang Site-4
Fig-3.1-26	Ci Kandang Site-5
Fig-3.1-27	Ci Kandang Site-6
Fig-3.1-28	Ci Kandang Site-7
Fig-3.1-29	Ci Kaingang Site-1
Fig-3.1-30	Ci Kaingang Site-2
Fig-3.1-31	Ci Kaingang Site-3
Fig-3.2-1	Location of South Sulawesi Rivers
Fig-3.2-2	Salu Uro
Fig-3.2-3	Salu Hau
Fig-3.2-4	Salu Mandar

Fig-3.2-5	Salu Maloso
Fig-3.2-6	Salu Rongkong
Fig-3.2-7	Salu Balease
Fig-3.2-8	Salu Palikala
Fig-3.2-9	Salu Uro Site-1
Fig-3.2-10	Salu Uro Site-2
Fig-3.2-11	Salu Hau Site-1
Fig-3.2-12	Salu Hau Site-2
Fig-3.2-13	Salu Hau Site-3
Fig-3.2-14	Salu Hau Site-4
Fig-3.2-15	Salu Hau Site-5
Fig-3.2-16	Salu Hau Site-6
Fig-3.2-17	Salu Mandar Site-1
Fig-3.2-18	Salu Mandar Site-2
Fig-3.2-19	Salu Maloso Site-1
Fig-3.2-20	Salu Maloso Site-2
Fig-3.2-21	Salu Maloso Site-3
Fig-3.2-22	Salu Maloso Site-4
Fig-3.2-23	Salu Rongkong Site-1
Fig-3.2-24	Salu Rongkong Site-2
Fig-3.2-25	Salu Rongkong Site-3
Fig-3.2-26	Salu Rongkong Site-4
Fig-3.2-27	Salu Rongkong Site-5
Fig-3.2-28	Salu Balease Site-1
Fig-3.2-29	Salu Balease Site-2
Fig-3.2-30	Salu Balease Site-3
Fig-3.2-31	Salu Balease Site-4
Fig-3.2-32	Salu Balease Site-5
Fig-3.2-33	Salu Balease Site-6
Fig-3.2-34	Salu Palikala Site-1
Fig-3.2-35	Salu Palikala Site-2
Fig-3.2-36	Salu Palikala Site-3
Fig-3.2-37	Salu Palikala Site-4
Fig-3.2-38	Salu Palikala Site-5

第Ⅳ部 流れ込み式水力開発地点マスタープラン

第1章 序 論

新型流れ込み式水力発電導入発展計画調査は 1996 年 12 月 16 日にインドネシア国鉱山エネルギー省電力計画局 (GDEED) と JICA の間で合意された S/W に基づき、1997 年 7 月 18 日より調査に着手した。

しかし、1997 年 8 月より始まったインドネシアの経済危機のため、特にジャワバリ系統での電力需要が急激に落ち込み、大量の供給力余剰を生じるとともに電力事業の収支に大きな打撃を与えた。

このような状況下で、チラキ川の流れ込み式水力開発計画の実現性に疑問が生じ、S/W を変更した方がインドネシアの将来のエネルギー開発により有益であるとの結論に達し、1998 年 10 月 5 日、JICA と DGEED の双方が S/W 変更に関する M/M に署名した。

この M/M に基づき新しく流れ込み式水力開発地点の選定が加えられた。この選定は既存の 1/50,000 地形図及び水文資料より流れ込み式水力開発可能地点を探し出し、有望地点の選択を行うものである。

第2章 対象地域の選定

インドネシアには幾多の流れ込み式水力開発可能地点が存在するが、この中から既存の1/50,000 地形図が使える、過去の調査により選られた水文資料が活用出来ることにより、短期間で地点選定が可能な下記の2ヶ地域を対象とした。

2.1. 西ジャワ

今回取り上げた西ジャワ州チラキ川周辺ではバンドン南部の標高 2,000 m 級の高原からインド洋にチラキ川と平行に流下する中小河川が数多くあり、その流路も短く、河川勾配が急で中小規模の流れ込み式水力開発に適した地点が期待される。さらにチラキ川で行った水文解析の結果が利用できる。

上記の他、西ジャワ州のインド洋沿岸地域はインドネシアで最も開発の進んだジャワ島、特に西ジャワ地域にあって開発から取り残された場所であり、上記河川の流れ込み式水力開発が地域開発にも寄与することが期待できる。

2.2. 南スラウェシ

南スラウェシの北部には標高 2,600 m 級の山々を水源とする多数の河川があり、その最大のものがサダン川である。サダン川水系には有望な水力開発地点がいくつかあり、そのうち支流のママサ川には既にバカル水力 (126 MW) が 1992 年に開発されており、現在さらに 126 MW の増設が計画されている。この他バカルの上流にポコ地点の開発計画及びサダン川本流ではマレヤ地点の計画もあり、これらの地点の開発計画調査を通じて水文資料の整備・蓄積も進んでいる。

一方、南スラウェシ北部では水力開発計画がこのサダン川に集中しているが、他に中小規模の河川で流れ込み式水力開発に適した地点があるものと期待出来る。

さらに、バカル・ポコ・マレヤの開発に伴い、主な需要地である南スラウェシ州都ウジュンパンダンへの送電網も整備され、既設送電系統への連繋も容易である。

第3章 開発可能地点の選定

3.1 西ジャワ

西ジャワ州都バンドン市の南側は標高 2,821 m のチクライ山を頂点として標高 2,000 m ないし 2,800 m の山脈が東西方向約 100 km に亘って連なっている。この山脈を水源として南流し、インド洋に注ぐ河川は大小合せて 20 本以上ありチラキ川もそのうちの一つであり、他の河川も短い流路で 2,000 m から 0 m に流下する急流である。これらの河川のうち流域面積が 50 km² 以上あり、河川勾配が流れ込み式水力開発に適していると考えられる 8 河川を選出した。対象地域の河川分布を Fig.3.1-1 に示す。

次に 8 河川のうち 2 河川については、河川の規模が小さいので除外し、残りの 6 河川それぞれについて 1/50,000 地形図より河川の縦断図を描き各地点の流域面積を求めて一覧図にまとめた。その結果を Fig.3.1-2 から Fig.3.1-7 に示す。この一覧図より河川勾配が 1/100 より急で、しかも流域面積が 50 km² の区間を選定し、流れ込み式水力開発可能区間とした。

上記の開発可能区間を対象として 1/50,000 地形図より地形上可能と考えられる水力施設配置案を画いた。

一方、既応水文資料と対象取水地点の流域面積から選られる流量継続曲線から設備利用率 65% となる流量を最大使用推量に選び、設備容量及び年間発生電力量を求めると主に水力施設配置案の主要諸元から概算工事費を算出した。

検討対象とした地点は、

チ ブ ニ 川	4 ヶ地点
チサディア川	3 ヶ地点
チパンダック川	4 ヶ地点
チロンパン川	3 ヶ地点
チカンダン川	7 ヶ地点
チカインガン川	3 ヶ地点

の合計 24 ヶ地点で、それぞれのレイアウトを Fig.3.1-8 から Fig.3.1-31 に示す。また選られた主要諸元より概算工事費を算出し、Tables 3.1-1 ~ 3.1-6 にとりまとめた。

なお、出力計算に用いたチラキ川・チカデュ地点の日流量記録を基にした流域面積 100 km² 当たりの流量継続曲線を Fig.3.1-32 に示す。

概略比較検討の結果流れ込み式水力開発地点 24 ヶ地点のうちチブニ川 4 ヶ地点、チパ
ンダック川 4 ヶ地点、チロンパン川 1 ヶ地点、チカダン川 6 ヶ地点、チカインガン川 1
ヶ地点、合計 16 ヶ地点が年間発生電力量当り 30 US\$/kWh 以下で建設でき、将来有望
開発地点とみなされる。このうちチブニ川は 4 ヶ地点合計で 40.2 MW (最大 14.2 MW,
最小 6.7 MW) で特に下流の 2 地点が有利である。他の河川ではチカダン No.3 (8.9 MW)
が有望である。

年間発生電力量当りの建設費を小さい順に 5 ヶ地点選べば、

①	チカndan No.3	8.9 MW	13.6 ¢/kWh
②	チブニ No.1	14.2 MW	14.2 ¢/kWh
③	チブニ No.2	12.1 MW	15.7 ¢/kWh
④	チカndan No.4	5.9 MW	20.6 ¢/kWh
⑤	チカndan No.1	5.0 MW	20.7 ¢/kWh

となる。将来の流れ込み式水力開発の対象地点としてチブニ川及びチカndan川が有
望である。

3.2. 南スラウェシ

南スラウェシ南部な幅約 100 km の細長い陸地が南北方向に広がっており、小規模の河
川が多く存在するが流域面積が小さく、ミニ水力以外の流れ込み式水力発電開発に適
した地点は見当たらない。

一方、北部は陸地の幅も大きく、中部スラウェシとの境界付近では 3,000 m ないし 2,400
m の山脈があり、この山脈に源を発するいくつかの河川がマカッサル海峡またはボネ
湾に流下している。代表的な河川はサダン川で、この水系ではバカル発電所 (126 MW)
が 1992 に開発され、その他マレヤ (182 MW) やポコ (234 MW) の開発が検されている。
しかし水力開発がこのサダン川水系に集中しているが、付近の中小河川流れ込み式水
力開発に適した地点があるものと期待される。3.1. 西ジャワで述べた手順と同様の手
順で流れ込み式水力開発地点を探し出した。Fig.3.2-1 に対象河川分布を示す。また、
1/50,000 地形図より河川の縦断図を画き各地点の流域面積を求めて一覧図にまとめた。

その結果を Fig.3.2-2 ~ Fig.3.2-8 に示す。以下、3.1 章で述べたような手順で流れ込み式水力開発地点を選び出した。

検討対象とした地点は、

ウロ川 (サルカ라마川の支流)	2ヶ地点
ハウ川 (同 上)	6ヶ地点
マンダ川	2ヶ地点
マロソ川	4ヶ地点
ロンコン川	5ヶ地点
バリアセ川	6ヶ地点
パリカラ川	5ヶ地点

の合計 30ヶ地点で、それぞれのレイアウトを Fig.3.2-9 ~ Fig.3.2-38 に示す。また、出力計算に用いたママサ川ガルグの日流量記録を基にした流域面積 100 km² 当りの流量継続曲線を Fig.3.2-29 に示す。また得られた主要諸元より概算工事費を算出して、Table 3.2-1 ~ Table 3.2-7 にとりまとめた。

南スラウェシではサルカ라마川支流ウロ川の規模がずば抜けて大きく、また高落差も期待でき、No.1 地点で 178.7 MW, No.2 地点で 181.0 MW の大規模流れ込み式水力開発が年間発生電力量当り 5.8 ¢/kWh 及び 4.7 ¢/kWh で開発可能という結果を得た。この 2ヶ地点もあった。

また、最大出力は上記 2ヶ地点が突出しており、次いでハウ川の 3 地点が 36.0 MW, 48.2 MW 及び 27.2 MW と大きく、その他は 22.0 MW から 3.5 MW の間にある。kWh 当りの建設費を小さい順に 5ヶ地点選べば次の通りとなる。

① ウロ川 No.2	181.0 MW	4.7 ¢/kWh
② ウロ川 No.1	178.7 MW	5.8 ¢/kWh
③ ハウ川 No.5	48.2 MW	8.7 ¢/kWh
④ ハウ川 No.4	36.0 MW	8.8 ¢/kWh
⑤ ハウ川 No.3	18.9 MW	9.7 ¢/kWh

上記 5ヶ地点のほかでも有利な地点は多い。上記ウロ川、ハウ川、他、マンダ川以外の 4 河川でも有望地点が 16ヶ地点見出された。

Table 3.1-1 Ci Buni Potential Study in West Jawa

Study Case	unit	Site-1	Site-2	Site-3	Site-4 (tributaly)
Hydrology					
Catchment Area	km ²	138.2	170.0	202.5	172.2
Average Inflow	m ³ /s	7.3	8.9	10.7	9.1
Waterway					
Headrace Diameter	m	2.0	2.2	2.4	2.2
Length	m	4,200	4,088	4,983	4,304
Penstock Diameter	m	1.3	1.4	1.5	1.4
Length	m	1,322	660	312	645
Development Plan					
Maximum Discharge	m ³ /s	6.2	7.8	9.0	7.8
High Water Level	m	900	600	350	300
Tail Water Level	m	600	400	250	175
Effective Head	m	271	183	88	108
Installed Capacity	MW	14.2	12.1	6.7	7.2
Energy	GWh	81	69	38	41
Plant Factor	%	65	65	65	65
Economic Evaluation Index					
Construction Cost	10 ³ \$	11,552	10,785	10,316	10,123
Construction Cost per kWh	c/kWh	14.2	15.7	26.9	24.9
Construction Cost per kW	\$/kW	813	891	1,540	1,406

Note : Construction cost does not include transmission line and IDC

Table 3.1-2 Ci Sadia Potential Study in West Jawa

Study Case	unit	Site-1	Site-2	Site-3
Hydrology				
Catchment Area	km ²	53.4	119.8	53.4
Average Inflow	m ³ /s	2.8	6.3	2.8
Waterway				
Headrace Diameter	m	1.8	2.0	1.8
Length	m	3,058	4,174	1,479
Penstock Diameter	m	0.8	1.2	0.8
Length	m	2,683	737	420
Development Plan				
Maximum Discharge	m ³ /s	2.4	5.5	2.4
High Water Level	m	600	175	100
Tail Water Level	m	350	50	25
Effective Head	m	159	104	57
Installed Capacity	MW	3.2	4.9	1.2
Energy	GWh	18	28	7
Plant Factor	%	66	64	63
Economic Evaluation Index				
Construction Cost	10 ³ \$	7,909	8,433	4,349
Construction Cost per kWh	c/kWh	43.0	30.7	65.9
Construction Cost per kW	\$/kW	2,472	1,721	3,624

Note : Construction cost does not include transmission line and IDC

Table 3.1-3 Ci Pandak Potential Study in West Jawa

Study Case	unit	Site-1	Site-2	Site-3	Site-4
Hydrology					
Catchment Area	km ²	66.6	85.3	104.9	113.3
Average Inflow	m ³ /s	3.5	4.5	5.5	6.0
Waterway					
Headrace Diameter	m	1.8	1.8	1.9	1.9
Length	m	3,710	4,500	4,340	3,490
Penstock Diameter	m	0.9	1.0	1.1	1.1
Length	m	366	414	619	296
Development Plan					
Maximum Discharge	m ³ /s	3.0	3.8	4.8	5.1
High Water Level	m	900	700	500	300
Tail Water Level	m	710	525	325	200
Effective Head	m	173	158	155	88
Installed Capacity	MW	4.4	5.1	6.3	3.8
Energy	GWh	25	29	36	22
Plant Factor	%	65	65	65	65
Economic Evaluation Index					
Construction Cost	10 ³ \$	6,465	7,309	8,124	6,791
Construction Cost per kWh	c/kWh	25.8	25.1	22.7	31.4
Construction Cost per kW	\$/kW	1,469	1,433	1,290	1,787

Note : Construction cost does not include transmission line and IDC

Table 3.1-4 Ci Rompong Potential Study in West Jawa

Study Case	unit	Site-1	Site-2	Site-3
Hydrology				
Catchment Area	km ²	60.8	67.8	97.3
Average Inflow	m ³ /s	3.2	3.6	5.1
Waterway				
Headrace Diameter	m	1.8	1.8	1.8
Length	m	3,270	3,906	3,100
Penstock Diameter	m	0.8	0.9	1.0
Length	m	386	214	302
Development Plan				
Maximum Discharge	m ³ /s	2.7	3.1	4.3
High Water Level	m	400	300	200
Tail Water Level	m	300	200	75
Effective Head	m	82	87	112
Installed Capacity	MW	1.9	2.3	4.1
Energy	GWh	11	13	24
Plant Factor	%	65	65	65
Economic Evaluation Index				
Construction Cost	10 ³ \$	5,426	5,794	6,459
Construction Cost per kWh	c/kWh	50.2	44.6	27.5
Construction Cost per kW	\$/kW	2,856	2,519	1,575

Note : Construction cost does not include transmission line and IDC

Table 3.1-5 Ci Kandan Potential Study in West Jawa

(1/1)

Study Case	unit	Site-1	Site-2	Site-3	Site-4
Hydrology					
Catchment Area	km ²	51.4	68.3	86.4	112.8
Average Inflow	m ³ /s	2.7	3.6	4.5	5.9
Waterway					
Headrace Diameter	m	1.8	1.8	1.8	1.9
Length	m	2,903	3,831	1,793	2,405
Penstock Diameter	m	0.8	0.9	1.0	1.1
Length	m	428	306	685	419
Development Plan					
Maximum Discharge	m ³ /s	2.3	3.1	3.9	5.1
High Water Level	m	1,500	1,200	1,000	675
Tail Water Level	m	1,225	1,100	710	525
Effective Head	m	255	85	269	137
Installed Capacity	MW	5.0	2.2	8.9	5.9
Energy	GWh	28	13	51	34
Plant Factor	%	65	66	65	65
Economic Evaluation Index					
Construction Cost	10 ³ \$	5,889	5,793	6,905	6,911
Construction Cost per kWh	c/kWh	20.7	45.6	13.6	20.6
Construction Cost per kW	\$/kW	1,178	2,633	776	1,171

Note : Construction cost does not include transmission line and IDC

Table 3.1-5 Ci Kandan Potential Study in West Jawa

(2/2)

Study Case	unit	Site-5	Site-6	Site-7 (tributaly)
Hydrology				
Catchment Area	km ²	120.5	155.3	61.7
Average Inflow	m ³ /s	6.3	8.2	3.2
Waterway				
Headrace Diameter	m	2.0	2.1	1.8
Length	m	1,474	2,891	2,693
Penstock Diameter	m	1.2	1.3	0.8
Length	m	388	253	729
Development Plan				
Maximum Discharge	m ³ /s	5.5	6.9	2.8
High Water Level	m	500	400	400
Tail Water Level	m	400	300	250
Effective Head	m	88	90	123
Installed Capacity	MW	4.1	5.3	2.9
Energy	GWh	23	30	17
Plant Factor	%	65	65	65
Economic Evaluation Index				
Construction Cost	10 ³ \$	5,982	7,389	5,888
Construction Cost per kWh	c/kWh	25.6	24.5	35.5
Construction Cost per kW	\$/kW	1,459	1,394	2,030

Note : Construction cost does not include transmission line and IDC

Table 3.1-6 Ci Kaingang Potential Study in West Jawa

Study Case	unit	Site-1	Site-2	Site-3
Hydrology				
Catchment Area	km ²	133.9	176.4	213.1
Average Inflow	m ³ /s	7.0	9.3	11.2
Waterway				
Headrace Diameter	m	2.0	2.2	2.4
Length	m	4,384	4,123	4,985
Penstock Diameter	m	1.2	1.4	1.6
Length	m	257	246	971
Development Plan				
Maximum Discharge	m ³ /s	6.0	7.9	9.8
High Water Level	m	575	500	375
Tail Water Level	m	510	400	250
Effective Head	m	53	89	105
Installed Capacity	MW	2.7	6.0	8.7
Energy	GWh	15	34	49
Plant Factor	%	65	65	65
Economic Evaluation Index				
Construction Cost	10 ³ \$	7,489	8,907	12,379
Construction Cost per kWh	c/kWh	48.6	26.0	25.2
Construction Cost per kW	\$/kW	2,774	1,485	1,423

Note : Construction cost does not include transmission line and IDC

Table 3.2-1 Salu Uro Potential Study in South Sulawesi

Study Case	unit	Site-1	Site-2
Hydrology			
Catchment Area	km ²	470.2	605.6
Average Inflow	m ³ /s	29.3	37.8
Waterway			
Headrace Diameter	m	4.2	4.6
Length	m	1,893	4,308
Penstock Diameter	m	3.3	3.7
Length	m	2,360	1,014
Development Plan			
Maximum Discharge	m ³ /s	42.2	55.0
High Water Level	m	1,716	1,000
Tail Water Level	m	1,200	600
Effective Head	m	500	389
Installed Capacity	MW	178.7	181.0
Energy	GWh	1,021	1,024
Plant Factor	%	65	65
Economic Evaluation Index			
Construction Cost	10 ³ \$	58,751	48,580
Construction Cost per kWh	c/kWh	5.8	4.7
Construction Cost per kW	\$/kW	329	268

Note : Construction cost does not include transmission line and IDC

Table 3.2-2 Salu Hau Potential Study in South Sulawesi

Study Case	unit	Site-1	Site-2	Site-3	Site-4	Site-5	Site-6
Hydrology							
Catchment Area	km ²	51.8	94.9	117.3	129.2	326.2	382.0
Average Inflow	m ³ /s	3.2	5.9	7.3	8.1	20.3	23.8
Waterway							
Headrace Diameter	m	1.8	2.3	2.5	2.6	3.7	3.9
Length	m	599	2,156	1,572	3,706	4,679	2,444
Penstock Diameter	m	1.1	1.5	1.6	1.7	2.8	3.0
Length	m	335	496	622	1,266	452	538
Development Plan							
Maximum Discharge	m ³ /s	4.6	8.6	10.5	12.0	30.0	35.0
High Water Level	m	1,400	1,300	1,100	875	500	300
Tail Water Level	m	1,300	1,100	875	500	300	200
Effective Head	m	90	188	213	355	190	92
Installed Capacity	MW	3.5	13.7	18.9	36.0	48.2	27.2
Energy	GWh	20	78	109	200	269	152
Plant Factor	%	66	65	66	63	64	64
Economic Evaluation Index							
Construction Cost	10 ³ \$	4,945	9,346	10,534	17,620	23,479	19,556
Construction Cost per kWh	c/kWh	24.6	12.0	9.7	8.8	8.7	12.8
Construction Cost per kW	\$/kW	1,413	682	557	489	487	719

Note : Construction cost does not include transmission line and IDC

Table 3.2-3 Salu Mandar Potential Study in South Sulawesi

Study Case	unit	Site-1	Site-2
Hydrology			
Catchment Area	km ²	132.2	196.0
Average Inflow	m ³ /s	8.2	12.2
Waterway			
Headrace Diameter	m	2.6	3.0
Length	m	4,328	3,459
Penstock Diameter	m	1.7	2.1
Length	m	361	216
Development Plan			
Maximum Discharge	m ³ /s	12.0	17.8
High Water Level	m	400	200
Tail Water Level	m	300	150
Effective Head	m	89	42
Installed Capacity	MW	9.0	6.3
Energy	GWh	51	36
Plant Factor	%	65	65
Economic Evaluation Index			
Construction Cost	10 ³ \$	11,684	11,973
Construction Cost per kWh	c/kWh	22.9	33.6
Construction Cost per kW	\$/kW	1,298	1,900

Note : Construction cost does not include transmission line and IDC

Table 3.2-4 Salu Malso Potential Study in South Sulawesi

Study Case	unit	Site-1	Site-2	Site-3	Site-4
Hydrology					
Catchment Area	km ²	51.3	60.7	222.1	647.4
Average Inflow	m ³ /s	3.2	3.8	13.8	40.4
Waterway					
Headrace Diameter	m	1.8	2.0	3.2	4.7
Length	m	1,377	4,249	4,369	4,923
Penstock Diameter	m	1.1	1.2	2.3	3.8
Length	m	416	1,482	462	139
Development Plan					
Maximum Discharge	m ³ /s	4.6	5.5	20.0	58.0
High Water Level	m	1,100	1,000	500	300
Tail Water Level	m	1,025	675	400	200
Effective Head	m	62	291	89	92
Installed Capacity	MW	2.4	13.5	15.1	45.0
Energy	GWh	14	77	86	257
Plant Factor	%	66	65	65	65
Economic Evaluation Index					
Construction Cost	10 ³ \$	5,206	11,001	15,488	29,084
Construction Cost per kWh	c/kWh	37.7	14.3	18.0	11.3
Construction Cost per kW	\$/kW	2,169	815	1,026	646

Note : Construction cost does not include transmission line and IDC

Table 3.2.-5 Salu Rongkong Potential Study in South Sulawesi

Study Case	unit	Site-1	Site-2	Site-3 (tributaly)	Site-4 (tributaly)	Site-5
Hydrology						
Catchment Area	km ²	144.6	159.0	60.3	71.1	414.0
Average Inflow	m ³ /s	9.0	9.9	3.8	4.4	25.8
Waterway						
Headrace Diameter	m	2.7	2.8	1.9	2.1	2.5
Length	m	3,529	4,708	3,300	4,080	4,389
Penstock Diameter	m	1.8	1.9	1.2	1.3	1.6
Length	m	223	722	773	518	564
Development Plan						
Maximum Discharge	m ³ /s	13.0	14.2	5.4	6.4	10.0
High Water Level	m	600	500	600	400	275
Tail Water Level	m	500	300	400	275	175
Effective Head	m	91	185	179	109	86
Installed Capacity	MW	10.0	22.3	8.2	5.9	7.3
Energy	GWh	57	128	47	34	64
Plant Factor	%	65	66	65	65	100
Economic Evaluation Index						
Construction Cost	10 ³ \$	11,156	15,897	8,720	8,934	10,973
Construction Cost per kWh	c/kWh	19.5	12.4	18.6	26.4	17.3
Construction Cost per kW	\$/kW	1,116	713	1,063	1,514	1,503

Note : Construction cost does not include transmission line and IDC

Table 3.2-6 Salu Balease Potential Study in South Sulawesi

24

Study Case	unit	Site-1	Site-2	Site-3	Site-4 (tributaly)	Site-5 (tributaly)	Site-6 (tributaly)
Hydrology							
Catchment Area	km ²	58.1	154.2	201.6	77.2	57.3	71.7
Average Inflow	m ³ /s	3.6	9.6	12.6	4.8	3.6	4.5
Waterway							
Headrace Diameter	m	1.9	2.8	3.1	2.1	1.9	2.1
Length	m	2,043	4,042	3,983	3,094	3,209	1,261
Penstock Diameter	m	1.2	1.9	2.1	1.3	1.2	1.3
Length	m	573	535	332	271	349	276
Development Plan							
Maximum Discharge	m ³ /s	5.2	14.0	18.1	7.0	5.2	6.5
High Water Level	m	600	400	265	650	800	590
Tail Water Level	m	438	265	150	525	600	475
Effective Head	m	146	123	105	115	187	106
Installed Capacity	MW	6.4	14.5	16.1	6.8	8.2	5.8
Energy	GWh	37	82	92	39	47	33
Plant Factor	%	66	65	65	65	65	65
Economic Evaluation Index							
Construction Cost	10 ³ \$	7,072	13,308	14,385	8,164	7,737	6,689
Construction Cost per kWh	c/kWh	19.2	16.2	15.6	21.2	16.6	20.2
Construction Cost per kW	\$/kW	1,105	918	893	1,201	944	1,153

Note : Construction cost does not include transmission line and IDC

Table 3.2-7 Salu Palikala Potential Study in South Sulawesi

Study Case	unit	Site-1	Site-2	Site-3	Site-4	Site-5
Hydrology						
Catchment Area	km ²	54.5	64.5	104.2	129.0	249.9
Average Inflow	m ³ /s	3.4	4.0	6.5	8.0	15.6
Waterway						
Headrace Diameter	m	1.9	2.0	2.4	2.6	3.3
Length	m	1,962	3,893	2,736	4,862	2,376
Penstock Diameter	m	1.1	1.2	1.5	1.7	2.4
Length	m	424	403	185	394	484
Development Plan						
Maximum Discharge	m ³ /s	4.9	5.8	9.4	11.6	22.6
High Water Level	m	1,200	950	700	600	375
Tail Water Level	m	975	775	600	425	250
Effective Head	m	212	161	92	163	116
Installed Capacity	MW	8.8	7.9	7.3	16.0	22.2
Energy	GWh	50	45	42	91	126
Plant Factor	%	65	65	65	65	65
Economic Evaluation Index						
Construction Cost	10 ³ \$	7,036	8,342	8,451	12,861	15,098
Construction Cost per kWh	c/kWh	14.0	18.5	20.3	14.1	12.0
Construction Cost per kW	\$/kW	800	1,056	1,158	804	680

Note : Construction cost does not include transmission line and IDC

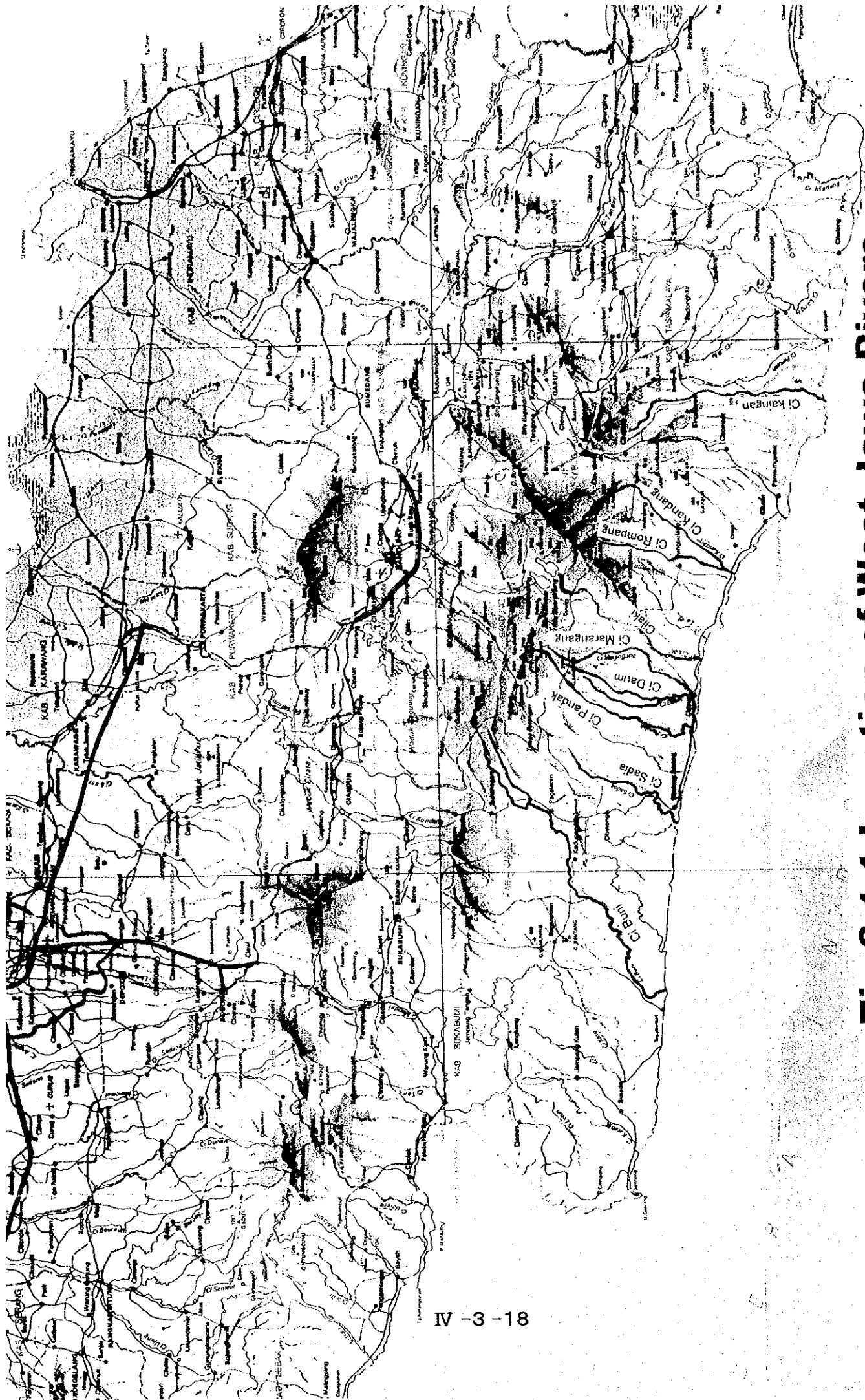


Fig-3.1-1 Location of West Java Rivers

