

6-2-4 Sokuluk-1 地点

Sokuluk-1 地点は、大統領令 No.365 で承認された廃止発電所再開発地点 13 地点（全体 41 地点で新設 28 地点、再開発 13 地点）の一つである。Sokuluk-1 の下流に、5 章で報告した現在建設中の Sokuluk-2 地点と EBRD 小水力マスタープランで最有望地点として選定された Sokuluk-5 が位置することから、これら発電所も併せて、KSTC 資料による廃止発電所の諸元と大統領令 No.365 の承認リストによる再発計画の諸元を以下に示す。

Name	Abolished Plant		New Plan	
	Installed Capacity	Commission Year	Installed Capacity	Resource
Sokuluk-1	0.82 MW	1960	1.98 MW	Presidential Decree No.365
Sokuluk-2	1.16 MW	1962	1.73 MW	
Sokuluk-5	-		1.50 MW	Small Hydropower Master Plan by EBRD

(1) 現地までのアクセス状況

- Bishkek 市街地より、西部方面に向かう幹線道路（片側 2 車線、積雪無し）を経由し、Romanovka 市街を過ぎ Sokuluk 川を横断し Bishkek より約 27 km 地点でキルギス山脈の方角（南）へ向かう地方道路（舗装道）に入り、Sokuluk 川左岸側沿いに 17 km ほど上流の地点で川を右岸に渡る橋梁があり、その橋梁を右岸に渡った箇所が Sokuluk-1 の発電所跡地。川沿いの地方道路は道幅広くアクセスに問題ない。
- Sokuluk-1 の発電所跡地から取水口地点へ向かうには、下流からの地方道路（左岸側）に戻りさらに上流（南）に向かう。まもなく家屋が密集した集落（Tosh-Bulak）になり、ここで地方道路を離れ東へ集落の中を通過すると Sokuluk 川にかかる橋梁となり、右岸側に移動できる。右岸側にも下流方向に向かう自動車通行可能な道があり、下流へしばらく移動すると Sokuluk-1 の取水口地点付近に到着する。取水口と道路の間は数百メートルあり、徒歩でのアプローチとなる。
- Bishkek から発電所地点までのルートを示す。

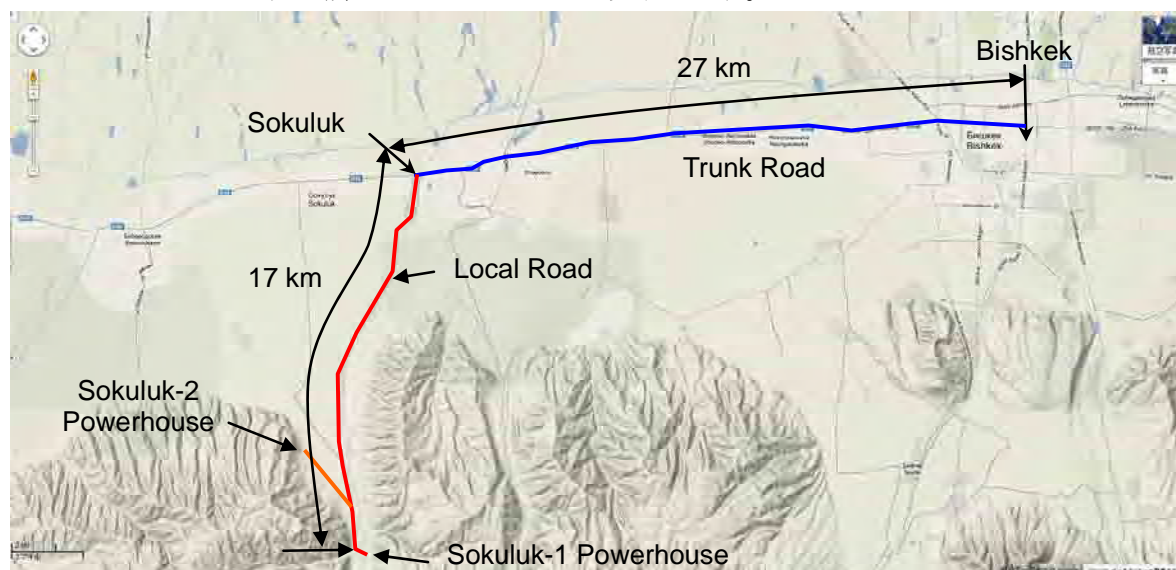


図 6-2-16 Sokuluk 地点へのアクセス

(2) 現地踏査確認事項

1) 発電所建屋

- 発電所建屋は、窓等が撤去されているが外壁、屋根等が残存し全体の形をとどめている。ただし、発電所建屋の周囲には柵が設けられ、管理された土地建物であることを示している模様。

2) 水圧鉄管

- 水圧鉄管は土中埋設式で、ある間隔でコンクリート製の固定台か支台で固定されている。鉄管の埋設深さはごく浅く、一部は表面付近の土砂の流出等により露出している。全長は、約 330m、鉄管は残存しており、直径 600mm の溶接管。板厚は不明。
- 埋設箇所地質は泥流堆積層の斜面であり、固定台や支台の基礎は岩盤面に達していない可能性がある。

3) 水槽および水槽余水路

- 水槽と発電所との標高差は、約 80 m。
- 水槽のコンクリート構造物がほぼ残存しているが、コンクリートの打設状況は非常に粗雑。
- 鉄管呑み口部の前面は 1.5 m 幅の狭い水路状になっており、空気の連行が懸念される。
- 全体的に水槽の容量が不足していると思われ、当水槽の最利用は期待できない。

4) 導水路

- 水槽から上流へ向かう導水路は、全長約 5.2 km で、Sokuluk 川右岸泥流堆積層斜面の中腹を開削（切り盛り）して設けられた幅 10 m 程度の平地の山側斜面際に、幅 150 cm 開水路が設置されている。（図 6-2-17 参照）

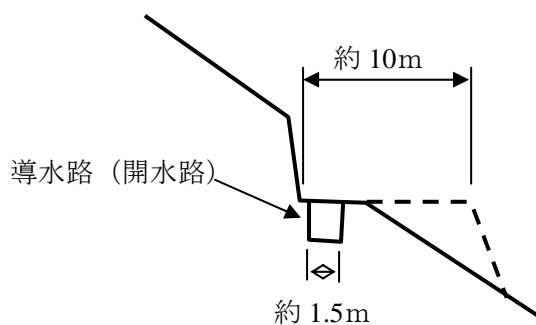


図 6-2-17 Sokuluk-1 導水路断面

- 一部の区間は、コンクリートライニングを施した台形断面であるが、導水路のほとんどの区間は、素掘りの開水路である。
- 導水路経過地の大半は、泥流堆積層の砂礫を含む軟弱な斜面であるが、切土法面の保護はなされていない。このため、導水路の開削断面が崩壊土砂で埋没している区間も約 3 分の 1 を占める。ただし、上図の 10 m 幅の開削平地そのものはほとんどの区間で安定を保っている。
- 水槽の上流約 2 km の箇所にやや大きめの沢が導水路と交差している箇所があり、導水路はコンクリートの水路橋（水路幅 2 m x 高さ 2 m）で沢を横断している。ただし、損傷が

激しく利用は不可能。

5) 取水口・取水堰

- 取水口地点は、自動車が通れる道路より数百メートル離れている。
- 取水堰全体は大きく損壊しており当時の全体構造は把握できない。取水口設置地点としては、河川幅が広く河道が荒れた区間であり、取水設置には適さない。新設する場合、河道が狭く安定する上流部に設置する必要がある。
- 河川流量は、目視で $1.5 \sim 2.0 \text{ m}^3/\text{s}$ 、河川勾配 1/40 程度と緩い。

6) 発電所周辺の状況

- 発電所近傍には、民家等の建物は無いが、導水路が設置される斜面の下には農家と思われる建物が確認される。取水口近くの導水路は民家に隣接して設置されている。
- 導水路～発電所建屋周辺の用地（河川右岸側斜面）は、家畜の放牧地として利用されている。

7) 送・配電線環境

- 旧発電所建屋跡地立地点から北側に数百 m の位置に、220kV Ala-Archa - Frunzenskaya 線が通過している。但し、同送電線の起終点である Ala-Archa 変電所および Frunzenskaya 変電所までは、いずれも数十 km あり、また、最近接の 110kV 変電所である Sokuluk 変電所までも約 20 km あり、連系点候補としては不適である。同候補地点より約 6km 下流にある、リハビリ工事中の Sokuluk-2 発電所に隣接する 35/10kV Belogorka 変電所で JSC Severelectro の配電系統に接続可能(JSC Severelectro 確認済)と考えられる。発電所候補地点から Belogorka 変電所までのアクセス道路は未舗装ではあるが平坦であり、資材運搬の支障にはならないと考えられる。既設配電系統との接続に当たっては、ベイの増設、既設変圧器の容量に余裕があるか、および配電線の許容送電容量を超過しないか確認する必要がある。

(3) 河川縦断面図と発電計画

現地踏査で確認した発電計画地点の位置、標高情報等を整理し発電計画を河川縦断面図に示す。

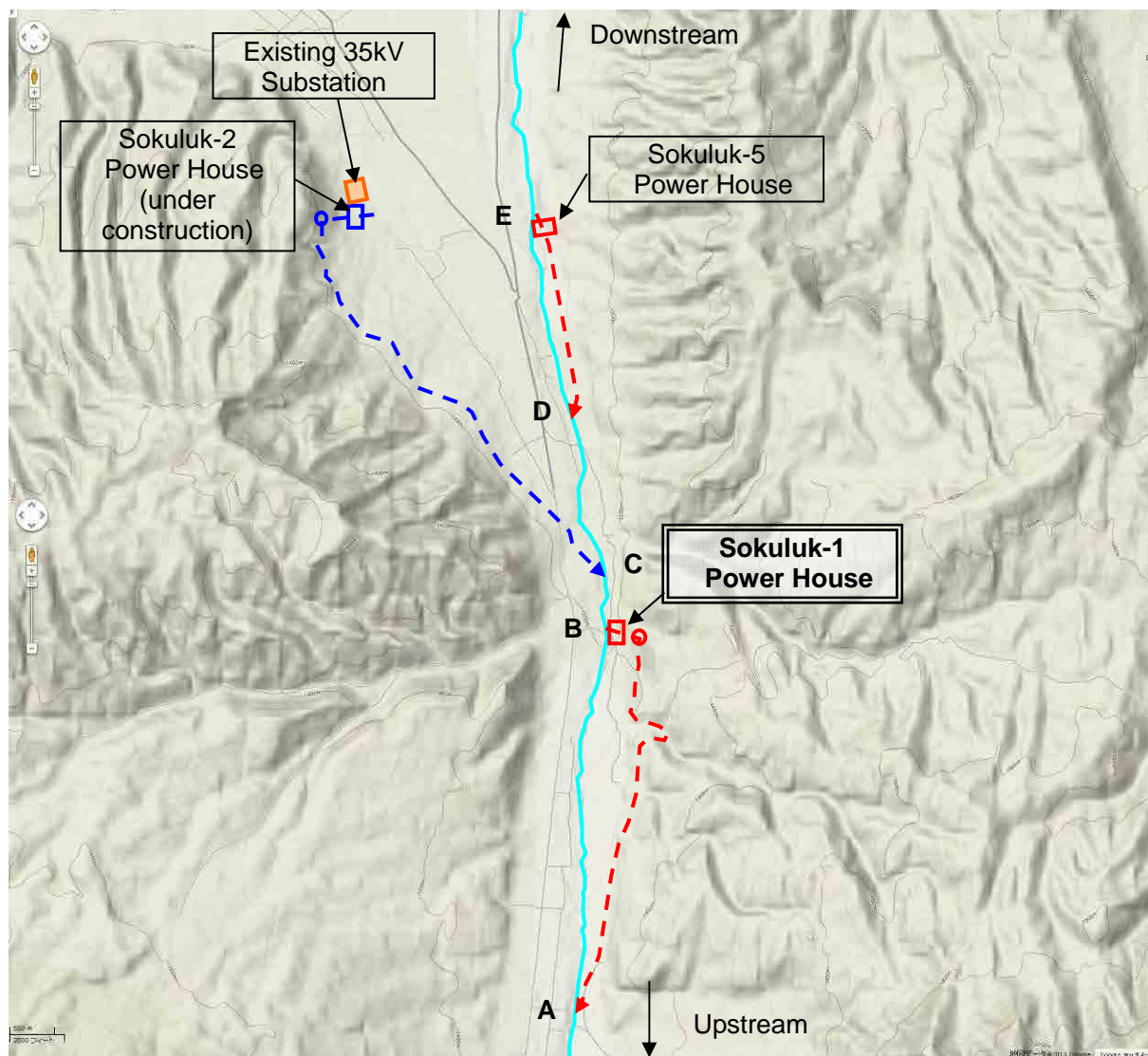


図 6-2-18 Sokuluk-1,2 および Sokuluk-5 地点計画位置図

表 6-2-3 Sokuluk 川計測ポイントの位置情報等

		緯度	経度	標高 (EL.m)	区間 標高差 H (m)	追加 距離 (m)	区間 距離 L (m)	勾配 (L/H)	目測 流量 (m ³ /s)
A	Sokuluk-1 取水地点	N42°39'57.0"	E74°14'33.0"	1,290	—	—	—	—	1.5~2.0
B	Sokuluk-1 発電所	N42°42'09.8"	E74°14'53.1"	1,198	-92	3,900	3,900	42	
C	Sokuluk-2 取水地点	N42°42'32.5"	E74°14'44.9"	1,177	-21	4,560	660	31	
D	Sokuluk-5 取水地点	N42°43'24.6"	E74°14'32.4"	1,130	-47	6,190	1,630	35	
E	Sokuluk-5 発電所	N42°44'17.3"	E74°14'16.2"	1,085	-45	7,840	1,650	37	

水路長

Sokuluk-1 導水路 : 5,200 m
水圧鉄管 : 330 m

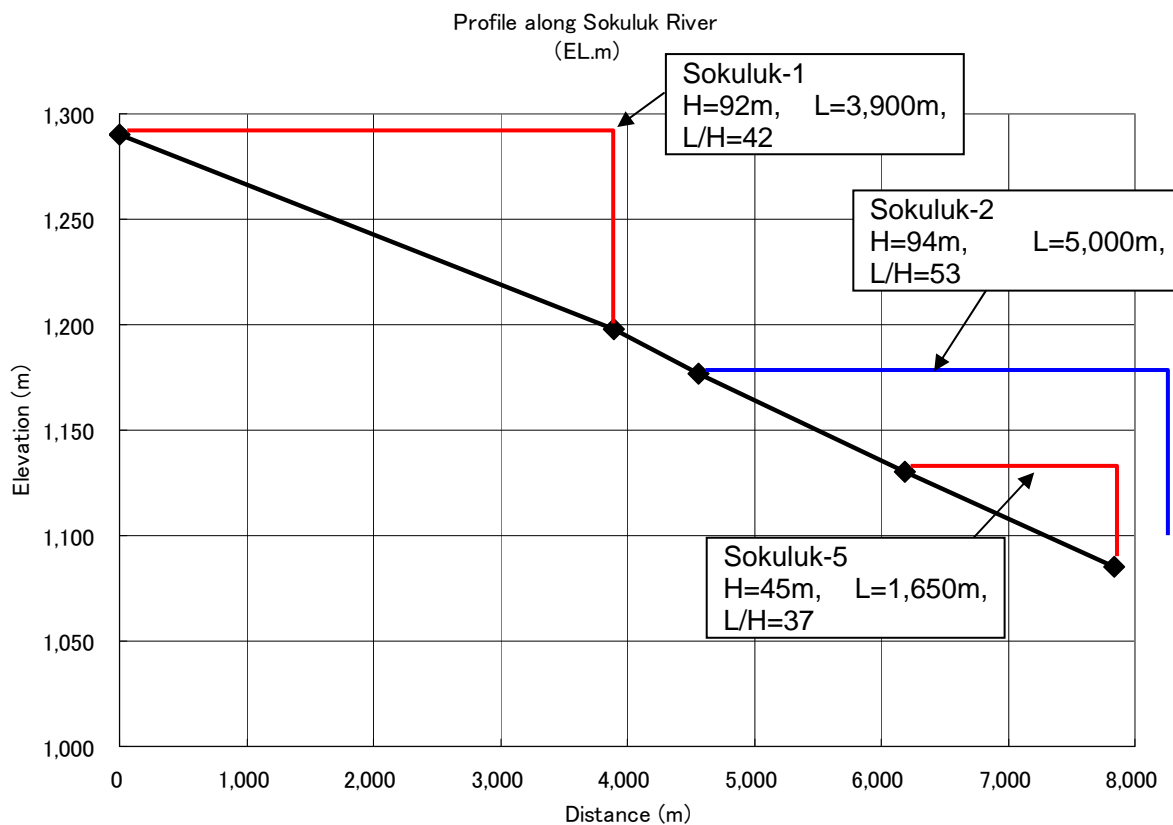


図 6-2-19 Sokuluk 川の縦断面図

(4) 現地状況写真



写真 6-2-54 発電所と水槽余水路



写真 6-2-55 水槽余水路



写真 6-2-56 水槽余水路損傷箇所



写真 6-2-57 水圧鉄管と固定台



写真 6-2-58 水槽



写真 6-2-59 コンクリートライニング導水路



写真 6-2-60 導水路平地（幅約 10 m）



写真 6-2-61 斜面崩落と水路への土砂流入



写真 6-2-62 導水路と水路橋



写真 6-2-63 水路橋



写真 6-2-64 水路橋 (断面 2 m x 2 m)



写真 6-2-65 導水路法肩部崩壊箇所



写真 6-2-66 損傷した取水堰



写真 6-2-67 新規取水堰候補地点



写真 6-2-68 220kV Ala-Archa - Frunzenskaya 線



写真 6-2-69 35kV Belogorka 変電所への
配電線



写真 6-2-70 35/10kV Belogorka 変電所



写真 6-2-71 Bululu 村で確認した 10/0.4kV
変圧器

(5) 水路ルート鳥瞰図



図 6-2-20 Sokuluk-1 廃止発電所再開発電所鳥瞰図

(6) 踏査結果による概略評価

廃止された Sokuluk-1 発電所は、キルギス山脈北斜面の河川の扇頂付近で取水し泥流堆積層の斜面に開削して設置した開渠で導水するレイアウトを有する廃止発電所跡地を利用する新規小水力発電所の計画は、5 章で報告した既設あるいは建設中の Issyk-Ata および Sokuluk-2 小水力発電所と共通している。

河川流量は、今回調査の中で最も大きくであるが、L/H=42 で、落差の割に水路長が長く (5.2 km)、導水路工事費が相対的に高くなる可能性がある。

水路経過地は、一部崩壊箇所もあるが、大きな改変はなく利用可能である。しかし、切り土斜面は素掘りのままで崩落箇所が長い区間に亘って発生していることから、斜面の保護対策が必要である。

踏査の後、Sokuluk-1 の用地 (柵で囲われた発電所建物を含む用地と思われる) は、Directorate for the Small and Medium Scale Power Generation Projects (あるいはその関連民間会社) によって将来の小水力開発のため既に取得されていることが確認された。

このため、他者との競争を避けるため、当地点を有望候補から除外することとした。

6-2-5 Alamedin 地点

Alamedin 地点は、Bishkek のほぼ南方、キルギス山脈北側斜面から Chui 盆地に流下する Alamedin 川の中流部に位置し、大統領令 No.365 で承認された開発地点リストのポテンシャル地点のひとつで、出力、3.2 MW の新規開発地点である。

(1) 現地までのアクセス状況

- Alemadin 地点へは、Bishkek 市街地の東方を南へ向かう道路をキルギス山脈方向に向かう。温泉保養施設を過ぎると道路は川から高台に上り離れ、しばらくして行き止まりとなる。この地より上流へは徒歩でのアクセスとなる。
- Bishkek から発電所地点までのルートを示す。

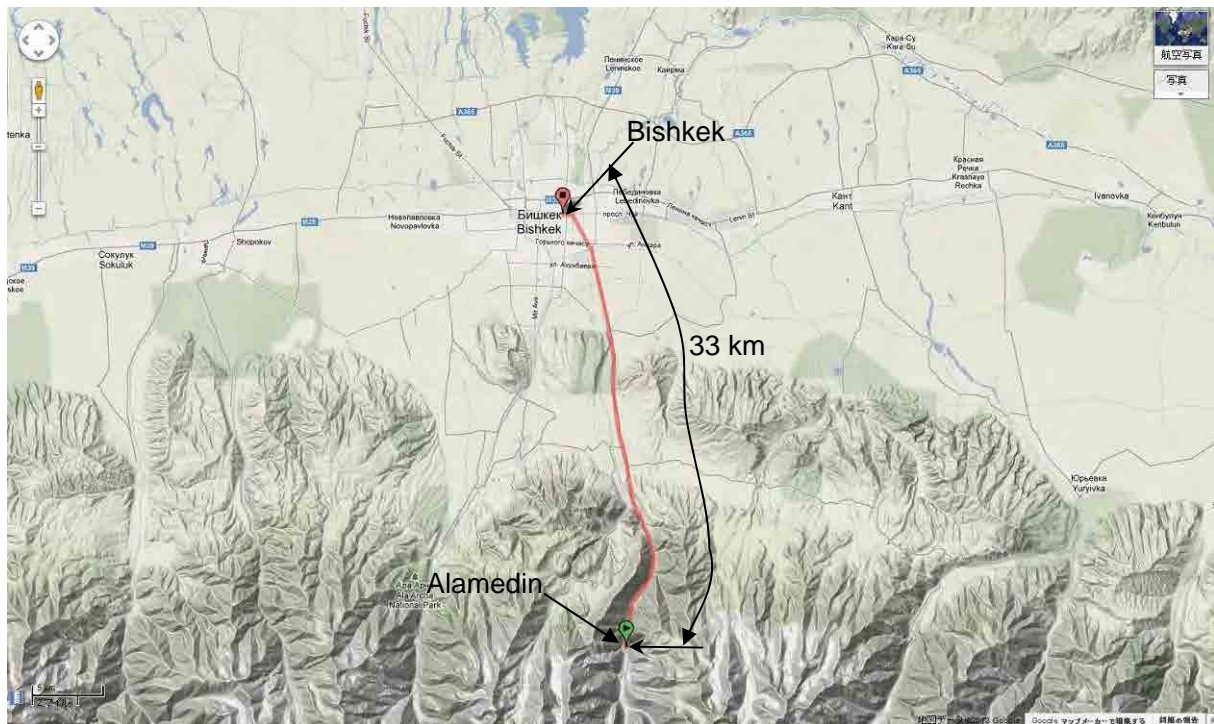


図 6-2-21 Alamedin 地点へのアクセス

(2) 現地踏査確認事項

1) 地形状況

- Alamedin 地点の位置情報は明確ではないため、取水地点、発電所地点の特定はできなかった。
- 道路は川の右岸側を上流方向へ進むが、温泉保養施設付近 (N42 ° 36' 56.9", E74 ° 39'53.3"/EL.1,691m) を通過すると間もなく行き止まり (N42 ° 36' 22.9", E74 ° 39'46.9"/EL.1,791m) となる。道路は右岸斜面の上方に移動するため河川とは標高にして 50m 程度以上、離れてしまう。
- 河川は、上述の温泉保養施設を過ぎるとやや狭隘になり、河川勾配もやや急に変化する。

2) 河川の状況

- 河川流量は、目視で 1.0 m³/s、河川勾配 1/15~20 程度。(2013 年 2 月)

- 発電所の取水地点は、河川が狭隘となり、勾配がやや急となる、温泉保養地よりも上流側が望ましいと思えるが、道路盤と河床との標高差が大きくなり、アクセスが困難になることが問題。

3) 水路敷設箇所の状況

- 山肌は、右岸に大きなガレ場がいくつか観察されることから、右岸は流れ目、左岸は差し目とおおよそ判断できる。ただし、左岸側も 30°以上の急斜面でアクセス道路もないことから、当地点の導水路は、道路埋設の水圧管路形式が妥当と思われる。

4) 周辺状況

- 周囲には、温泉保養施設とともに別荘と思われる建物も多く存在する。

5) 送・配電線環境

- 発電所候補地点から約 2 km 上流の取水地点付近に JSC Severelectro の 35/10kV Sk-Bulak 変電所があり、そこで配電系統に接続できる。このため、変電所までの配電線を新設する場合の亘長は約 2 km となる。
- 既設送電線との接続可能性については、最短でも 20 km 以上遠方の Ala-Archa 変電所 (220/110/10kV)との接続になるが、距離および 110kV への送電系統への連系は発電所出力(約 2MW 程度)を考えると現実的ではない。
- 発電所候補地点付近までのアクセス道路は未舗装であるが、緩い傾斜で資材運搬の支障となるような箇所はない。

(3) 河川縦断面図と発電計画

現地踏査で確認した発電計画地点の位置、地形図 (google map) より標高情報等を読み取り整理した河川縦断面図に示す。

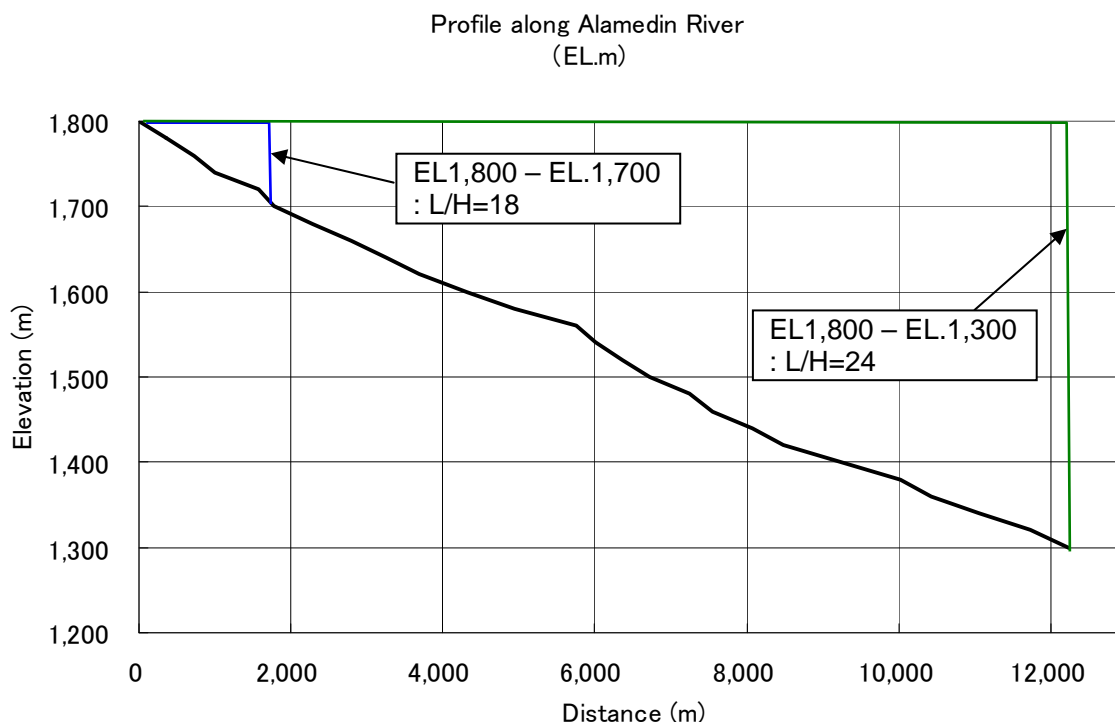


図 6-2-22 Alamedin 川の縦断面図

(4) 現地状況写真



写真 6-2-72 Alamedin 地点 温泉保養施設の上流部



写真 6-2-73 道路末端付近から下流方向



写真 6-2-74 道路末端付近右岸側ガレ場



写真 6-2-75 温泉保養施設



写真 6-2-76 温泉保養施設と河川



写真 6-2-77 35kV Sk-Bulak 変電所への配電線



写真 6-2-78 35/10kV Sk-Bulak 変電所



写真 6-2-79 Sk-Bulak 変電所から延びる 10kV 配電線



写真 6-2-80 取水地点付近の一般世帯
供給用 10/0.4kV 変圧器

(6) 踏査結果による概略評価

踏査地点の河川勾配は 1/20 以下と急で小水力に適した勾配条件であるが、温泉保養地付近に位置し、工事および発電取水によって生じる減水区間の影響が懸念される。

また、UNDP 小水力発電開発プロジェクトの Project Coordinator より、同地点の民間企業による開発可能性があるとの情報を得た。

温泉保養地へのネガティブな影響、民間企業との競合の可能性と 2 つの大きな懸念事項が存在することから、当地点を有望候補から除外する。

6-2-6 Shamsi 地点

Shamsi 地点は、Bishkek の東方約 60 km の都市、Tokmok の方向にキルギス山脈から流下する Shamsi 川に位置する小水力ポテンシャル地点で、Presidential Decree No.365 の小水力開発地点の一つである。また、エネルギー工業省(MEI)の要請に基づき 2012 年にノルウェーのコンサルタント (Norconsult AS) が Pre-F/S を実施している。(レポート名：Small Hydropower Assessment, Shamsi Hydropower Project -Assessment of Feasibility – Draft Report, October 2012)

Shamsi 地点の出力は、KSTC 資料によると $P=2.4 \text{ MW}$, $Q=1.6 \text{ m}^3/\text{s}$, $H=150 \text{ m}$ となっているが、Norconsult は、 $P=10 \text{ MW}$, $Q=8.5 \text{ m}^3/\text{s}$, $H=139 \text{ m}$ (No.2 取水候補地点のケース) を提案している。

(1) 現地までのアクセス状況

- Bishkek 市街地より、東部方面に向かう幹線道路を走行し、Bishkek より約 65km 地点の Tokmok 市の街外れでキルギス山脈の方角 (南) へ向かう地方道路に入り、35km ほど渓谷沿いに上流に向かうと 2 つの沢が合流する箇所になる。ここが、ひとつの取水口の候補地点 (No.1 取水口候補地点)。
- Tokmok 市街からの地方道路のほとんどの区間は舗装であるが、No.1 取水口候補地点手前約 5 km から上流は未舗装路となる。
- Bishkek 市内から No.1 取水口候補地点まで約 100 km、自動車ですべて 2 時間 30 分。
- Bishkek から発電所地点までのルートを示す。



図 6-2-23 Shamsi 地点へのアクセス

(2) 現地踏査確認事項

Norconsult AS の Pre-F/S レポートでは、2つの取水口地点(ここでは、No.1 取水口候補地点(C.A.=254 km²)、No.2 取水口候補地点(C.A.=462 km²)と呼称する)について検討され、結論として No.2 取水口地点の案をより有望な地点として選定しているが、No.1 取水口候補地点も現地確認を行った。

1) No.1 取水候補地点 (N42° 32' 07.9", E75° 23' 32.0"/EL.1,802m)

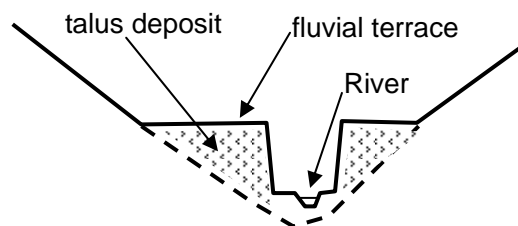
- Tokmok より約 35 km、Shamsi 川沿いに走る地方道路を上流部に入った地点で Shamsi 川は 2 つの溪流に分かれている。この溪流合流点が No.1.取水口候補地点 (C.A.= 254 km²)

と思われた。(なお、Norconsult AS の Pre-F/S レポートに記載された緯度経度を地図上で確認すると Shamsi 川から東側へ離れた地点になるため誤った数値と判断される。)

- 当地点の河川幅、河川流量、河川勾配は、目視で 5 m、 $0.4 \text{ m}^3/\text{s}$ (右岸側溪流 $0.1 \text{ m}^3/\text{s}$ + 左岸側溪流 $0.3 \text{ m}^3/\text{s}$)、勾配 1/20 程度。
- 谷部は比較的開けていて、狭隘ではなく、河床堆積物がやや堆積している。周辺の地質は花崗岩とその崖錐が主体。

2) No.1 取水候補地点～No.2 取水口候補地点

- No.1 取水候補地点～No.2 取水口候補地点の距離は、約 10 km、標高差は 1,802 m－1,511 m＝291 m で平均河川勾配は、1/34 と小水力地点としては、やや緩やか。
- No.1 取水候補地点周辺には、家屋は存在しないが、下流 450 m の位置に一軒、下流 2.9 km 地点にやや規模の大きい家畜厩舎が確認される。
- No.1 取水口候補地点下流 5 km で東方向／右岸側からやや大きめの溪流が合流してくる。合流後の河川流量は、目視で $0.5\sim 0.6 \text{ m}^3/\text{s}$ 。
- 同区間の河川周辺の地形は、河川勾配が緩い関係から崖錐堆積物が厚く堆積し、河岸段丘的な河川断面を形成している区間が多い。(下図参照) このため、河川に沿って走る道路は、河川から離れた台地部 (河川からの高さ 10 m～50 m) を通過する区間が多く、また縦断勾配は一様な勾配でなくアップダウンが繰り返され、道路際に圧力水路を埋設するような方式を採用することは難しいと思われる。



Shamsi 川の断面イメージ

- 下流からの配電線 (6kV or 10kV) は同上合流点付近で右岸側の沢の上流に伸びている。

3) No.2 取水口候補地点 (N42° 36' 43.0"/E75° 23' 59.1"/EL.1,511m)

- 同地点(C.A.=462 km²)は、渓谷部の最下流部であり、この地点より 1km 程度下流からは、Shamsi 川の扇状地となる。
- 同地点上流部の渓谷部は、2)の記載のとおり、渓谷下部に崖錐堆積物が堆積している区間が多いが、この地点は谷が V 字状に狭隘となり河川は、ほぼ原地盤面付近を流下しており、取水堰を設置するには適した地形となっている。また道路と河川とが近接しておりアクセスが容易。

4) No.2 取水口候補地点～No.2 発電所地点

- No.2 取水口候補地点から 500m 程度下流の地点は、左右岸とも岩盤が切り立った狭隘な地形であり、当該区間はやや滝のように急峻となっている。その後、河川は扇状地の扇頂部になり扇状地を緩い河川勾配で北部方面に流下していく。

- 上述の扇頂部の右岸より大規模な灌漑取水がなされている。
- 道路、集落、農地等は、段丘上にあり、河川は段丘の下方 30～50 m のレベルを流下している。ただし、上述の灌漑取水、扇状地の伏流などのため、河川流量は下流に行けば行くほど少量となり発電所付近では水の流れはほとんど確認出来ない。
- Norconsult AS の Pre-F/S レポートでは、取水口から発電所まで全線埋設の水圧管路となっており、その長さ、落差は、それぞれ、5,350m、130m で、勾配は 1 : 41。

5) No.2 発電所地点

- Norconsult AS の Pre-F/S レポートでは、発電所位置は、明確に記載されていないが、水圧管路の長さが 5,350m であることから、No.2 取水口候補地点から約 5,300m 離れた Shamsi Village 付近の右岸河岸段丘の下部付近 (N42.661626, E75.382476) を発電所位置と推測した。水圧鉄管の下流端部中心標高は、EL.1,374 m。
- 同地点付近では、上述の灌漑取水とは別の灌漑設備があり、発電所設置には、これら灌漑設備へ影響を及ぼさない配慮が必要となる。

6) 発電所近傍の送配電線

- 上述の発電所位置より約 3 km 下流に 35 kV 変電所 (Shamsi 変電所) がある。

(3) 河川縦断面図と発電計画

現地踏査で確認した発電計画地点の位置、標高情報等を整理し発電計画を河川縦断面図に示す。

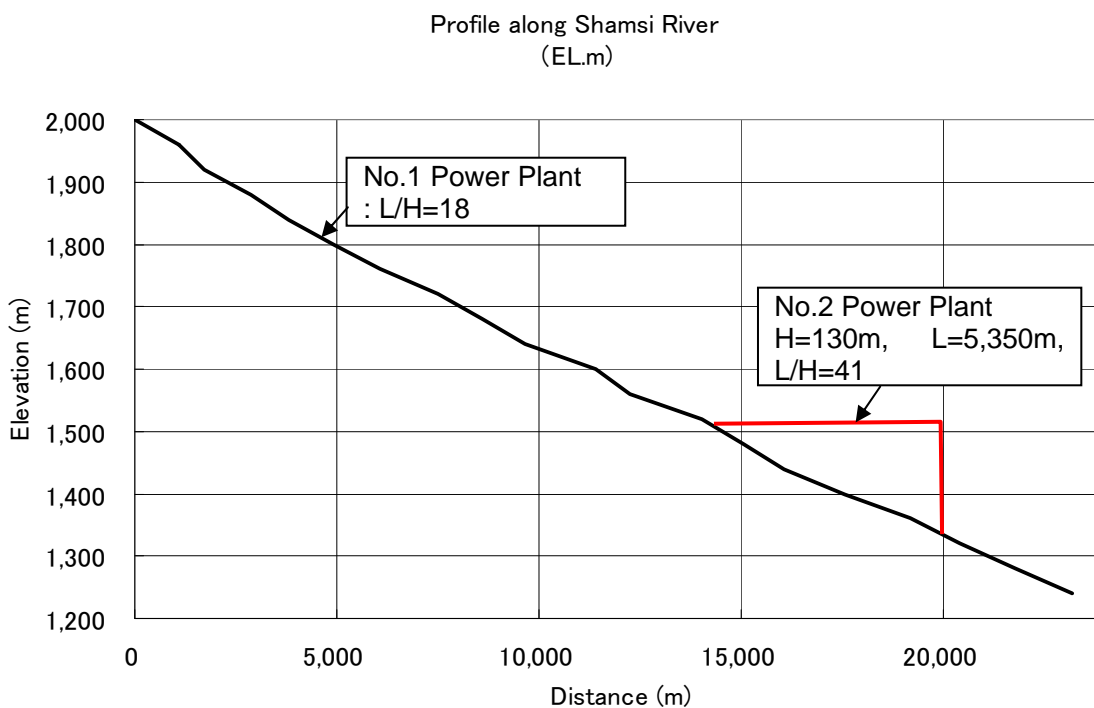


図 6-2-24 Shamsi 川の縦断面図

(4) 現地状況写真



写真 6-2-81 No.1 取水口候補地点



写真 6-2-82 No.1 取水口候補地点と
アクセス道路 (河川合流部、C.A.= 254 km²)



写真 6-2-83 No.1 取水口候補地点下流の利水取水状況 (左岸側に伸びる水路が利水取水路)



写真 6-2-84 No.1 取水口候補地点下流 5km 地点の河川合流部



写真 6-2-85 No.2 取水口候補地点
(上流方向)



写真 6-2-86 No.2 取水口候補地点
(下流方向)



写真 6-2-87 No.2 取水口候補地点 500m 下流地点 (岩盤が切り立った狭隘な地形)



写真 6-2-88 上記狭隘部の下流状況 (右岸側より灌漑取水水路が確認出来る)



写真 6-2-89 取水口～発電所間の灌漑水路



写真 6-2-90 35kV Shamsi 変電所



写真 6-2-91 伏流する Shamsi 川



写真 6-2-92 発電所付近の 220kV 送電線

(5) 水路ルート鳥瞰図



図 6-2-25 Shamsi 小水力取水口地点(下流側上方 (北側) から上流側 (東側) を望む)



図 6-2-26 Shamsi 小水力発電所全体配置図

(6) 踏査結果による概略評価

Norconsult AS の Pre-F/S レポートでは、 $P=10$ MW、 $Q=8.5$ m³/s、 $H=139$ m となっているが、取水地点での目測河川流量は 0.6 m³/s 程度で、この流量が湧水流量に近い値としても、設計使用水量 $Q=8.5$ m³/s は過大ではないかと思われる。また、落差 139 m に対して、水圧管路が $5,350$ m と長い。L/H は、 41 であり、推奨される小水力の $L/H < 25$ に対し、かなり緩い勾配で、新規開発であれば一般的にフィージブルでないと判断される領域である。

キルギス山脈北側斜面より Chui 盆地に流下する河川の多くは、Chui 盆地の扇状地の扇頂 (river mouth) 付近 (標高 $1,300$ m 前後) に、ダムや堰などの灌漑取水設備が設置されている。本地点においても、灌漑取水堰が発電所取水地点の下流 $600\sim 700$ m に存在し取水を行っていた。当該灌漑取水に影響がでないような発電取水出力の運用が求められ、計画通りの発電ができない可能性が高い。

上記より当地点は有望地点とは判断しがたく、有望候補から除外する。

6-2-7 Chon-Kemin-1, 2 & 3 地点

Chon-Kemin 川は、約 1,800 km² の流域面積を有する Chu 川の最大の支流で、Chui 州の東端部の細長い渓谷を西向きに流下し、キルギス山脈の東端で Chu 川に合流している。Chon-Kemin-1,2&3 地点は、Chon-Kemin 川に Cascade で計画された小水力地点で、大統領令 No.365 で承認された新規発電所地点 28 地点(全体 41 地点で新設 28 地点、再開発 13 地点)の一つである。大統領令 No.365 のリストには、3 地点とも出力、5 MW と示されているが、取水地点、発電所地点、落差、使用水量等、発電計画の基本情報については何も示されていない。

Chon-Kemin-1,2&3 地点のうち、Chon-Kemin-1 は、EBRD の実施した小水力マスタープラン“STRATEGIC PLANNING FOR SMALL AND MEDIUM-SIZED HYDROPOWER DEVELOPMENT” (以下、EBRD 小水力マスタープランとする)で、10 MW 以下の小規模水力開発という分類で、有望な地点として絞り込まれた 20 地点の中のひとつでもある。小水力マスタープラン報告書で示されている出力は下記の通りで大統領令 No.365 で示された出力と異なる。

出力 P : 4.2 MW
使用水量 Q : 13.3 m³/s
落差 H : 41 m

(1) 現地までのアクセス状況

- Bishkek 市街地より、東部方面に向かう幹線道路を走行し、Bishkek より約 116 km 地点より Chu 川を右岸に渡り、Chon-Kemin 地域に向かう Chon-Kemin 川右岸の地方道路に入り、33 km 上流に進むと Chon-Kemin-1 の取水候補地点に到達する。
- Bishkek から発電所地点までのルートを示す。

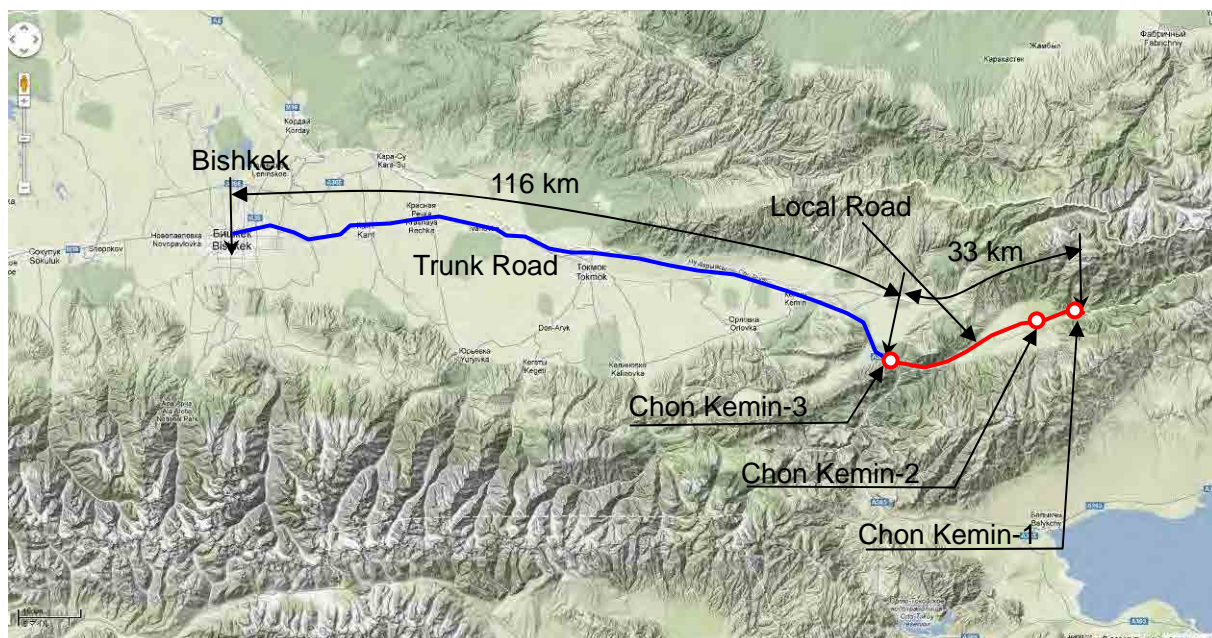


図 6-2-27 Chon-Kemin 地点へのアクセス

(2) 現地踏査確認事項

1) Chon-Kemin-1

- 3地点のうち最も上流の地点であり、河川勾配は1/40～1/50で、小水力地点としては緩い勾配で経済性が得られない可能性が高い。
- 河川は泥流堆積層を流下しており、河川両岸は20m程度の高さの河岸段丘となっている。
- 送・配電環境：発電所候補地点付近には、10kV配電線が通過しており、ここでJSC Severelectroの既設配電系統に接続できる可能性がある。発電所から既設変電所まで配電線を新設する場合は、同発電所予定地点から下流約16kmの地点に110/35/10kV Shabdan変電所があり、そこで接続するケースも考えられる。いずれの場合も、現地へのアクセス道路は未舗装ではあるが比較的凹凸はなく、傾斜も緩いため資材運搬の支障とはならないと考えられる。同変電所はJSC NEGKの設備であるが、2次側の10kV系統がJSC Severelectroの設備であるため、2社の事務所が隣接している。変圧器の負荷状態は、冬期の最大需要時においても定格容量の30～35%程度の負荷であり、気象状況による設備事故時に停電になることはあっても、過負荷による負荷遮断による停電は起きていないとのことであった。送電線については、Shabdanから更に約19km下流に220kV Bystrovka - Issyk-Kul線があるが、終端の変電所までは数十kmの距離があり、系統連系点としては不適である。

2) Chon-Kemin-2

- Chon-Kemin-1の下流に位置するため、河川勾配はさらに緩く、1/60以下となり、経済性が得られない可能性が高い。
- Chon-Kemin-1の発電所下流で灌漑用水の取水が行われており、灌漑取水時の減水が懸念される。

2) Chon-Kemin-3

- 取水地点は、Chu川との合流点直下流で河川流量が増加する。
- 取水地点は岩盤が露呈した狭隘な箇所であり、20mから30mの高さのダムの設置によるダム式あるいはダム水路式の発電所が建設可能と思われる。
- Chu川はカザフスタンとの国際河川であり、河川水を利用する場合にはカザフスタンとの協議が必要である。

(3) 河川縦断面図と発電計画

現地踏査で確認した発電計画地点の位置、地形図（google map）より標高情報等を読み取り整理した河川縦断面図に示す。

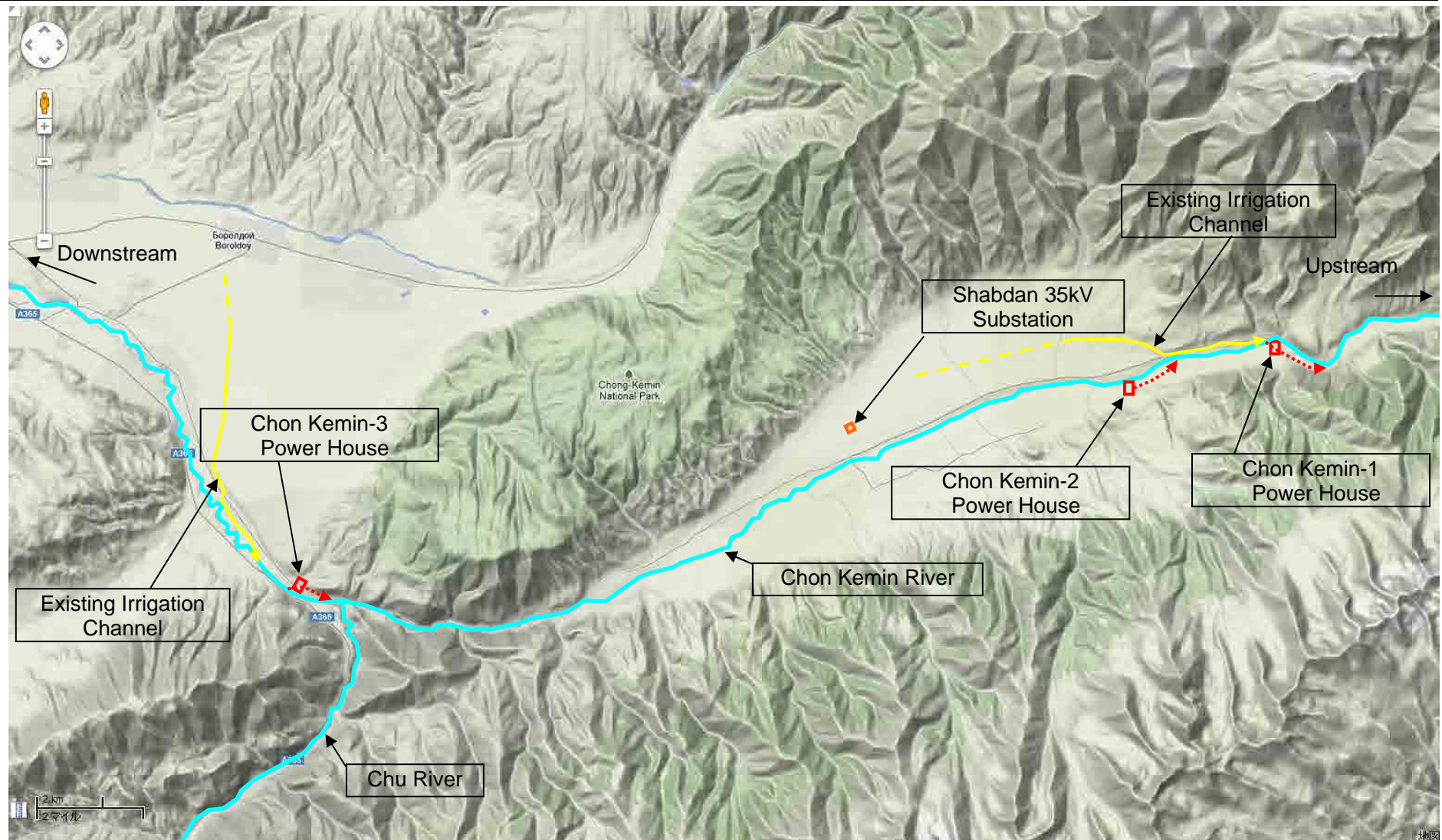


図 6-2-28 Chon-Kemin-1,2 & 3 地点計画位置図

表 6-2-4 Chon-Kemin 川計測ポイントの位置情報等

		緯度	経度	標高 (EL.m)	勾配 (L/H)	目測流量 (m ³ /s)
A	Chon-Kemin-1 取水地点	N42°45'18.8"	E76°15'20.9"	1,760	-	5.0
B	Chon-Kemin-1 発電所	N42°45'45.1"	E76°14'11.8"	1,710	45	5.0
C	Chon-Kemin-2 発電所	N42°45'06.5"	E76°11'09.6"	1,640	65	5.0
E	Chon-Kemin-3 発電所	N42°41'32.1"	E75°52'25.0"	1,300	90	25

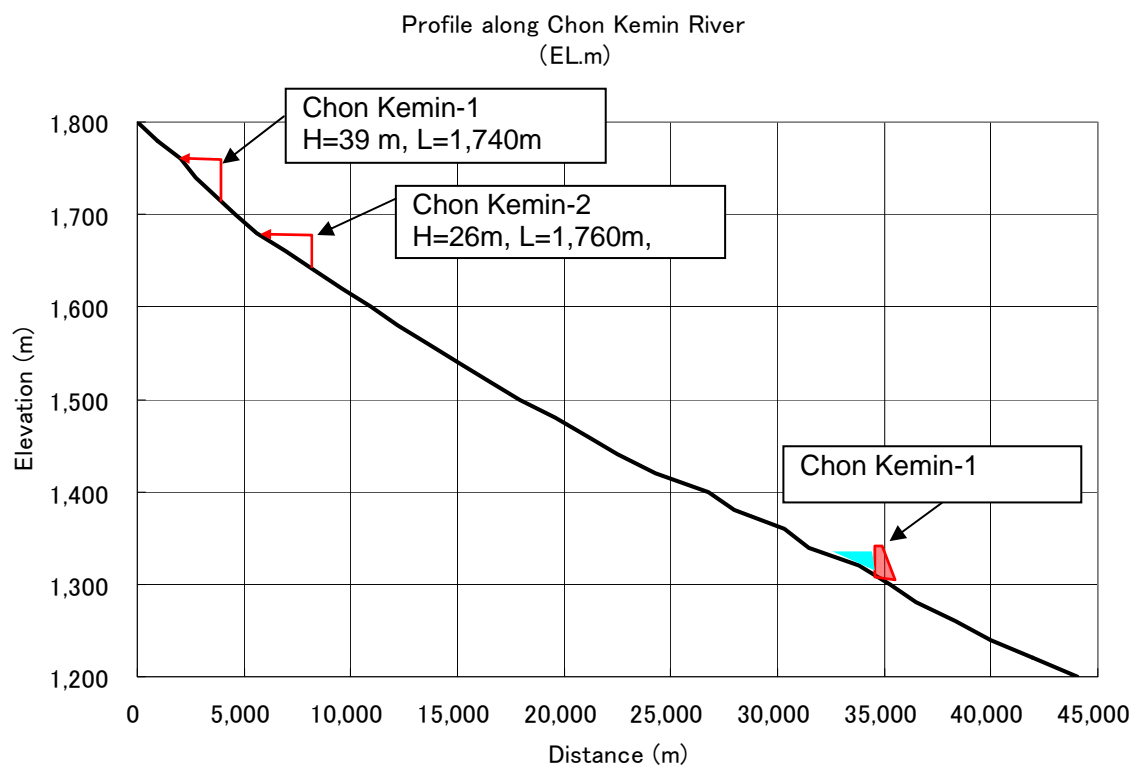


図 6-2-29 Chon-Kemin 川の縦断面図

水路長

Chon-Kemin-1 圧力導水路 : 1,400 m

Chon-Kemin-2 圧力導水路 : 1,400 m

Chon-Kemin-3 ダム水路式

(ダム高: 25 m、水路長 500 m、 取水水位 EL. 1,320 m、放水水位 EL.1,295 m)

(4) 現地状況写真



写真 6-2-93 Chon-Kemin-1 取水地点 (目視流量 5 m³/s)



写真 6-2-94 Chon-Kemin-1 取水地点下流



写真 6-2-95 Chon-Kemin-3 直上流 Chon-Kemin 川と Chu 川合流地点 (目視流量 25 m³/s)



写真 6-2-96 Chon-Kemin-3 取水ダム地点



写真 6-2-6-97 Chon-Kemin-3 取水ダム下流の道路橋梁



写真 6-2-98 220kV Bystrovka - Issyk-Kul 線



写真 6-2-99 取水地点付近の 10kV 配電線



写真 6-2-100 110/35/10kV Shabdan 変電所

(5) 計画地点鳥瞰図

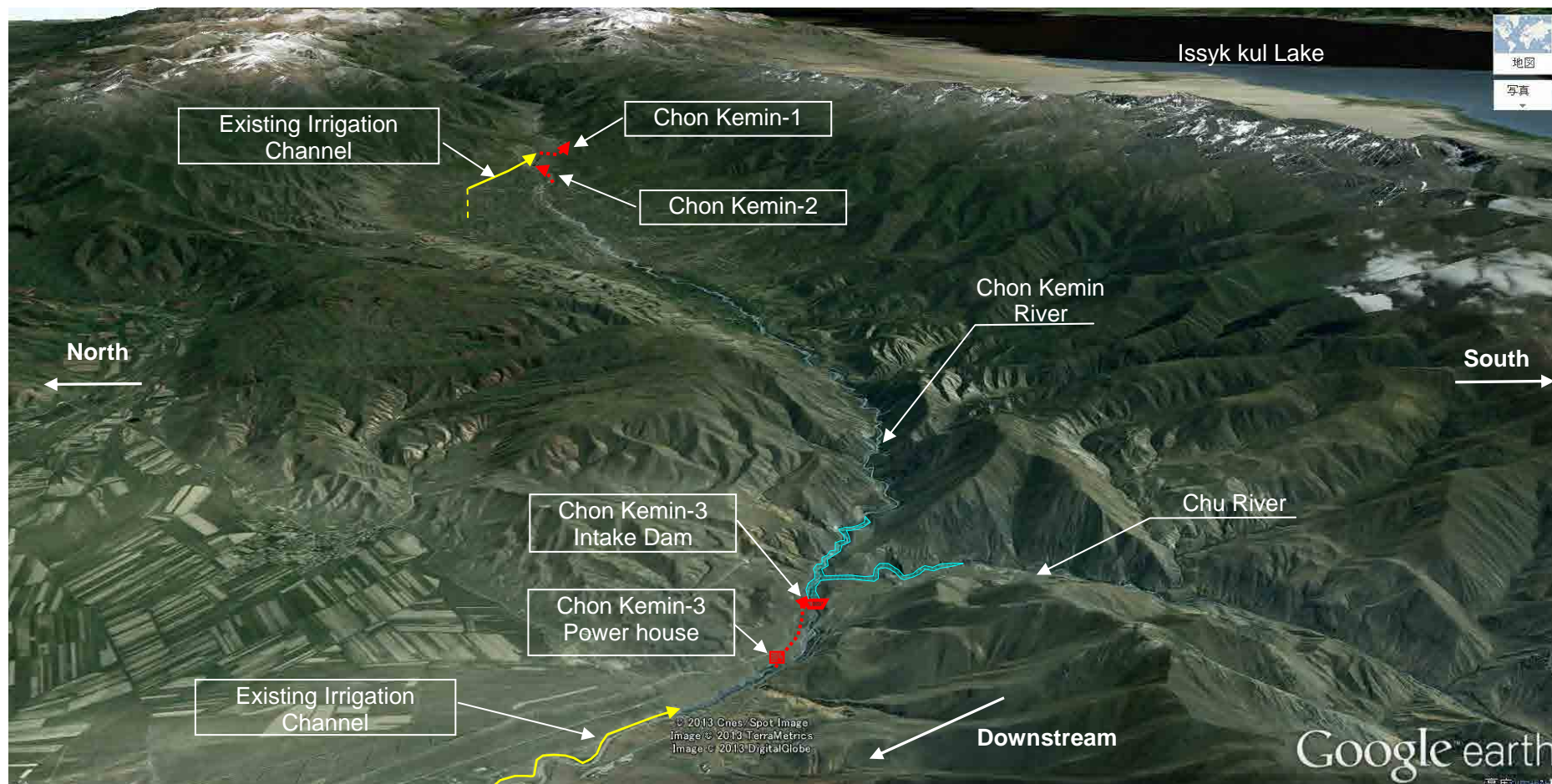


図 6-2-30 Chon-Kemin 地点鳥瞰図(西側上方より東側を望む)

(6) 踏査結果による概略評価

Chon-Kemin-1 と 2 地点は、小水力を設置するには河川勾配緩く、経済性が得られない可能性が高い。

Chon-Kemin-3 の地点は、カザフスタンとの国際河川である Chu 川の河川水を利用するためカザフスタンとの協議が必要であるが、ダム建設に有利な地形であり、ダム式あるいはダム水路式で落差を得て、Chu 川との合流による十分な河川流量を有効に活用できる可能性がある。

このため、3 地点のうち、Chon-Kemin-1 と 2 地点を有望候補から除外し、Chon-Kemin-3 のみを有望候補の一つとし、発電諸元の検討、工事費の算出を行う。

6-2-8 Ak Suu-1&2 地点

Ak Suu 地点は、Bishkek の西方約 46 km の街、Belovodskoe にキルギス山脈北側斜面から流下する Ak Suu 川に位置する。Ak Suu-1&2 地点は、廃止発電所のひとつで、その運転時の諸元は、KSTC によると、以下の通り。

Name	Installed Capacity	Commission Year
Ak Suu-1	0.2 MW	1941
Ak Suu-2	1.4 MW	1964

EBRD 小水力マスタープランで、廃止発電所の再開発計画という分類で、有望な 20 地点にリストアップされている。同左調査報告書の開発諸元は、以下の通り。

Name	Installed Capacity	Total Investment Costs (Mil. USD)
Ak Suu-1	1.98 MW	6.12
Ak Suu-2	1.73 MW	7.72

(1) 現地までのアクセス状況

- Bishkek 市街地より、西部方面に向かう幹線道路を走行し、Bishkek より約 46 km 地点の Belovodskoe 市街地よりキルギス山脈の方角（南）へ向かう地方道路に入り、21 km で Ak Suu -1 の取水口候補地点近傍の左岸に到達する。
- Bishkek から発電所地点までのルートを示す。



図 6-2-31 Ak Suu 地点へのアクセス

(2) 現地踏査確認事項

- EBRD 小水力マスタープランに示された Ak Suu-1&2 計画地点を踏査したが、廃止発電所の設備の形跡を確認することができなかった。
- 図 6-2-31 に示すとおり、Ak Suu-1 と Ak Suu-2 地点の間に自家用の小水力発電所が確認された。当該発電所の運転員によるとミルク工場の所有する小水力発電所とのこと。技術諸元を含む詳細な情報については、運転員から確認できなかったが、2ユニットの横軸フランシス水車の発電ユニットを有し、出力は $300 \text{ kW} \times 2 = 600 \text{ kW}$ 、最大使用水力は、出力（600 Kw）と総落差(38 m)から、約 $2.0 \text{ m}^3/\text{s}$ と推定される。発電所建屋はまだ新しく、発電機は中国製で 2009 年 4 月の製作であるが、水圧鉄管は明らかに数 10 年以上経過していることから、当該自家用発電所は、廃止された Ak Suu-2 発電所（P=1.4 MW）の設備を利用して再開発されたものと判断される。
- このため、EBRD 小水力マスタープランに示された Ak Suu-2 計画地点は、廃止発電所の再開発計画ではなく、新規地点の計画と考えられる。
- EBRD 小水力マスタープランの Ak Suu-1 および Ak Suu-2 の両取水地点は、既設灌漑取水設備あるいはその直上流に設ける計画であり、灌漑期では取水量を制限する必要があると懸念される。
- 計画地点の河川は、山間部を抜けた扇状地の扇頂部付近であり、水流の一部は伏流していると思われ、河川勾配も、1/50 程度と小水力発電地点としては、極めて緩い。
- 図 6-2-31 に示すとおり 35kV 変電所が Ak Suu-1 と Ak Suu-2 の中間にあり、Ak Suu-1 発電所地点および Ak Suu-2 発電所地点からの距離は、それぞれ 1.6 km、3.7 km である。

(3) 河川縦断面図と発電計画

現地踏査で確認した発電計画地点の位置、標高情報等を整理し発電計画を河川縦断面図に示す。

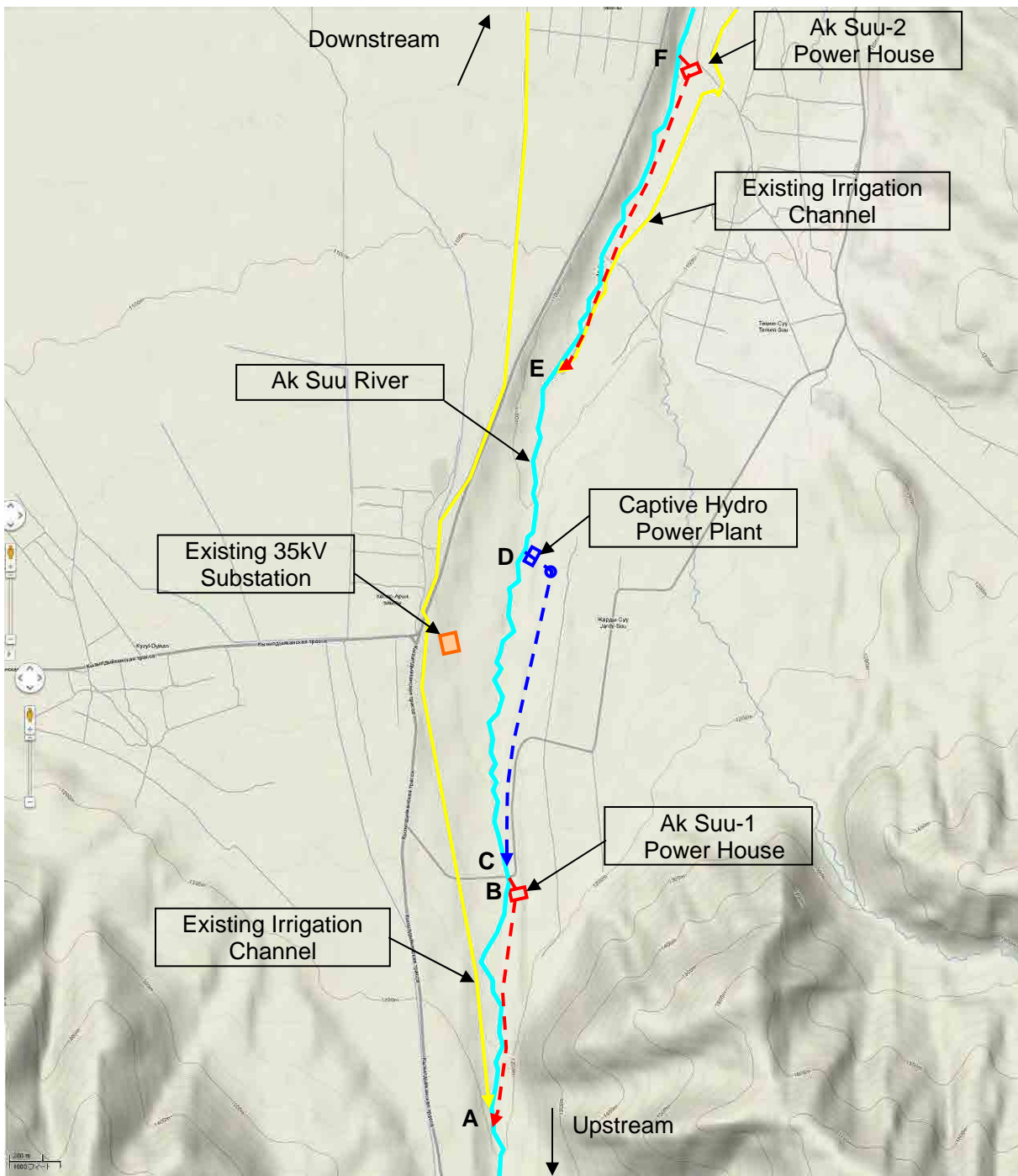


図 6-2-32 Ak Suu-1 および Ak Suu-2 地点計画位置図および既設自家発電所

表 6-2-5 Ak Suu 川計測ポイントの位置情報等

		緯度	経度	標高 (EL.m)	区間 標高差 H (m)	追加 距離 (m)	区間 距離 L(m)	勾配 (L/H)	目測流量 (m^3/s)
A	Ak Suu-1 取水地点	N42°39'10.8"	E74°00'01.5"	1,186	—	—	—	—	1.0~1.5
B	Ak Suu-1 発電所	N42°39'53.0"	E74°00'08.6"	1,150	-36	1,370	1,370	38	1.5
C	自家発取水地点	N42°40'01.9"	E74°00'05.4"	1,145	-5	1,610	240	48	1.2
E	自家発電所	N42°40'57.4"	E74°00'12.7"	1,107	-38	3,330	1,720	45	
F	Ak Suu-2 取水地点	N42°41'34.6"	E74°00'19.0"	1,085	-22	4,500	1,170	53	0.5
G	Ak Suu-2 発電所	N42°42'33.7"	E74°00'52.8"	1,042	-43	6,490	1,990	46	0.5~0.8

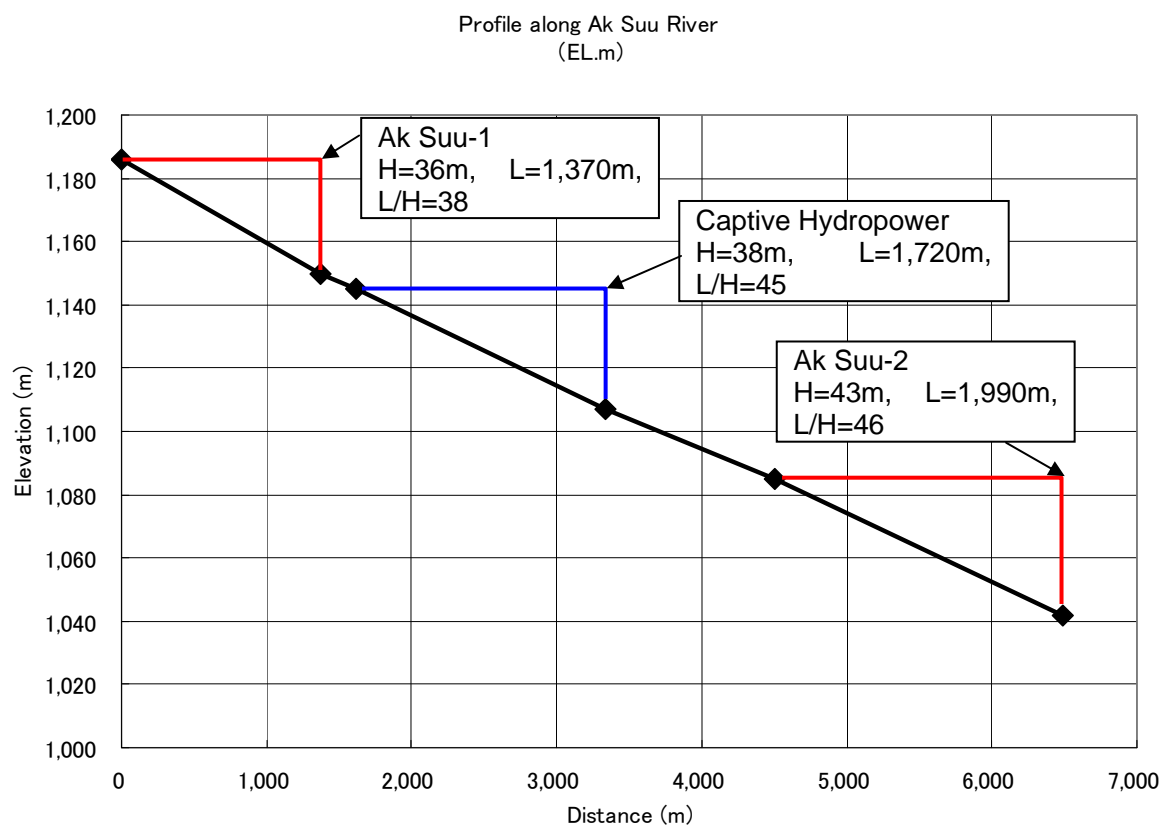


図 6-2-33 Ak Suu 川の縦断面図 (取水地点～発電所地点)

水路長

Ak Suu-1 圧力導水路 : 1,400 m

Captive Power 導水路 : 1,660 m

水圧鉄管 : 120 m

Ak Suu-2 圧力導水路 : 2,000 m

(4) 現地状況写真



写真 6-2-101 Ak Suu-1 取水地点付近の
灌漑取水設備



写真 6-2-102 Ak Suu-1 取水地点付近の
灌漑取水設備



写真 6-2-103 Ak Suu-1 発電所地点



写真 6-2-104 自家発水力の取水地点



写真 6-2-105 自家発水力の取水地点付近導水路



写真 6-2-106 自家発水力の導水路



写真 6-2-107 自家発水力の水槽



写真 6-2-108 自家発水力の水圧鉄管と水槽余水路



写真 6-2-109 自家発水力の水圧鉄管と
 発電所建屋



写真 6-2-110 自家発水力の水車・発電機



写真 6-2-111 自家発水力の発電機銘板



写真 6-2-112 Ak Suu 地点近傍の 35kV 変電所



写真 6-2-113 Ak Suu-2 取水地点の灌漑
取水設備 $Q=0.5 \text{ m}^3/\text{s}$ (目視)



写真 6-2-114 Ak Suu-2 取水地点の灌漑取水設備に接続する灌漑水路



写真 6-2-115 Ak Suu-2 発電所地点

(5) 水路ルート鳥瞰図

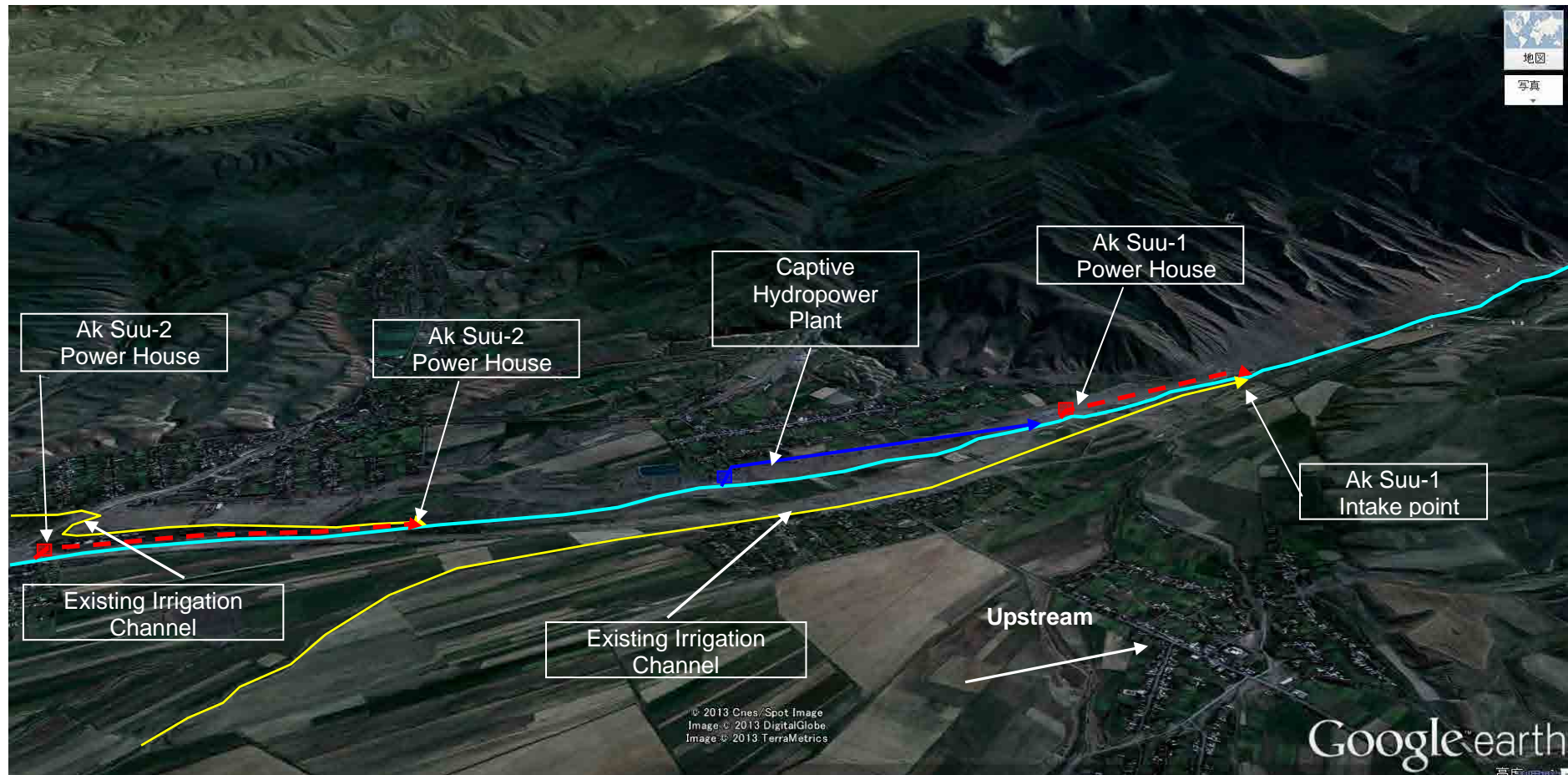


図 6-2-34 Ak Suu 地点鳥瞰図(西側上方より東側を望む)

(6) 踏査結果による概略評価

EBRD 小水力マスタープランでは、Ak Suu-1&2 は、廃止発電所再開案件とカテゴリー分けされているが、前述の状況より、両発電所とも既設設備の形跡もなく、実質的には新規計画と捉えられる。

また、計画地点には灌漑取水設備が存在し、灌漑期には十分な取水が期待できないこと、また、河川勾配 1/50 程度の緩い河川勾配の条件に加えて両発電所とも水路は全線圧力管路形式で一般的な水路形式より工事費が高くなることから、当該計画の経済性は低いものと判断される。

以上より、Ak Suu-1&2 の両地点を有望候補から除外する。

6-2-9 Lebedinovka 地点

Lebedinovka 地点は、国有企業 JSC Chakan GES が所有し、運転維持管理を行っている 9 つの発電所のうち、最も古い発電所の一つであり、既設水力発電所の改修候補地点である。

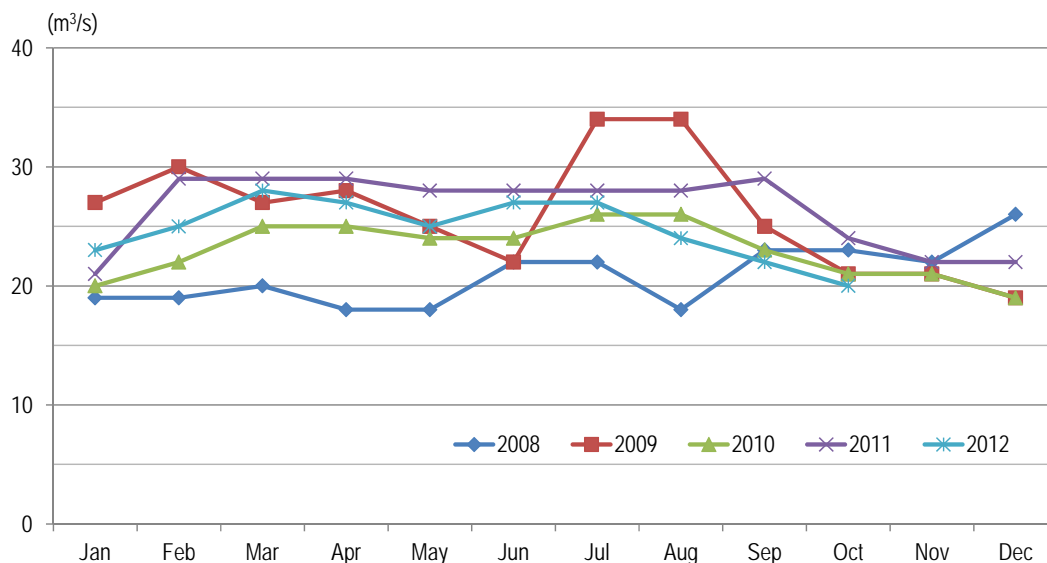
Lebedinovka 発電所は首都 Bishkek 近傍の灌漑幹線水路を利用する Alamedin Cascade 小水力発電所群の最上流に位置している。8 つのカスケード発電所のうち、Lebedinovka 発電所は最大の設備容量を有しており、JSC Chakan GES にとって最も重要な発電所の一つと言える。発電所の位置、出力ならびに運転開始年は、図 5-7-10 と表 5-7-3 に示したとおりである。

Lebedinovka 発電所は 2 台の水車発電機から構成されており、主な機器諸元は表 6-2-6 に示すとおりである。いずれの水車発電機も運転開始から 60 年以上を経過しており、現在の設計技術と比べると機器の効率はそれほど高くないと思われ、また、経年劣化により更に効率が低下していると考えられる。

表 6-2-6 Lebedinovka 発電所の機器諸元

	Unit No.1	Unit No.2
運転開始年	1948 年	1943 年
製造国	アメリカ合衆国	スウェーデン
有効落差	26.8 m	26.8 m
最大使用水量	19.0 m ³ /s	21.0 m ³ /s
水車型式	立軸フランシス水車	横軸フランシス水車
定格回転速度	250 min ⁻¹	375 min ⁻¹
水車ランナ直径	1,840 mm	1,200 mm
定格発電機容量	5,000 kVA	4,750 kVA
定格力率	0.8	0.75
定格発電機出力	4,000 kW	3,600 kW
定格電圧	6 kV	6 kV
定格周波数	50 Hz	50 Hz

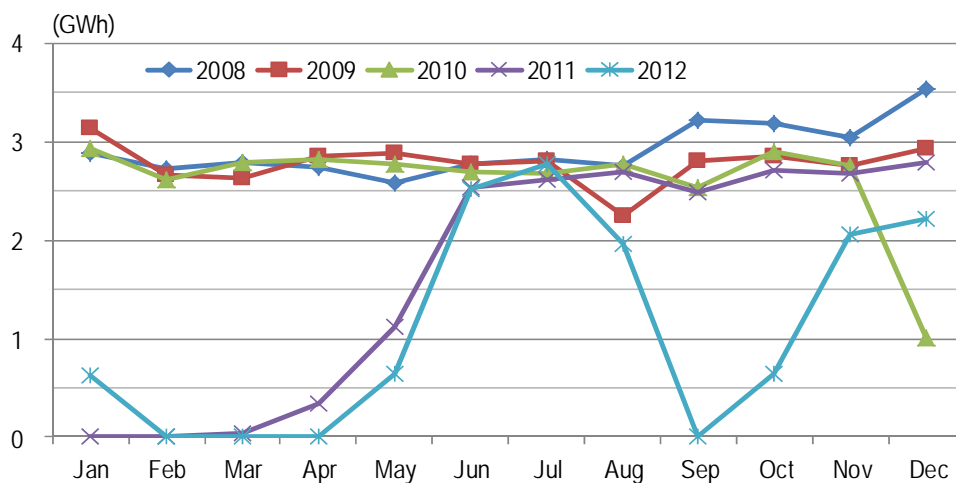
JSC Chakan GES によると、建設当時の Lebedinovka 発電所全体への流入量は最大 40 m³/s であったが、その後、別の地域に灌漑用水を供給するための新たな取水設備が発電所上流の水路に建設されたため、現在の発電所への流入量は最大 30 m³/s 程度に減少した、とのことである。2008 年 1 月～2012 年 10 月における Lebedinovka 発電所の流入量の月平均値は図 6-2-35 に示すとおりである。流入量の年間平均値（2008～2011 年）を計算すると 24.1 m³/s となり、また、月平均値は 2009 年の 7 月と 8 月に最大値 34 m³/s を記録しているが、それ以外の月は 30 m³/s 以下となっていることが分かる。また、流入量の季節変動はそれほど大きくなく、月平均流入量が最大となる 7 月の 27.4 m³/s（2008～2012 年の平均値）に対して、最小となる 12 月の平均流入量は約 22% しか減少しておらず、その値は 21.5 m³/s（2008～2011 年の平均値）となっており、電力供給が不足する冬季の供給力として、Lebedinovka 発電所は重要な役割を果たす水量を有していることが分かる。



(出典：JSC Chakan GES 提供資料)

図 6-2-35 Lebedinovka 発電所への流入量 (2008 年～2012 年)

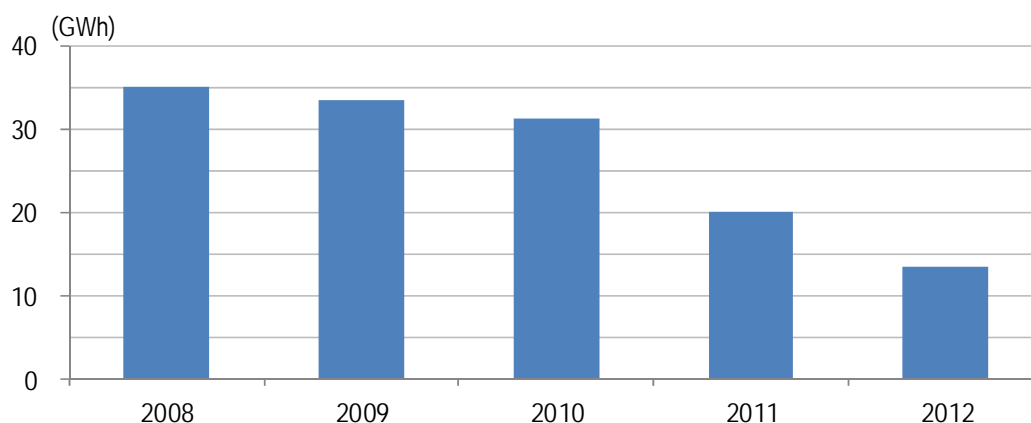
次に Lebedinovka 発電所の月別発生電力量 (2008 年～2012 年) を図 6-2-36 に示す。先に示した、流量データと同様、季節間の大きな変動は見られないが、2010 年 12 月から極端な発生電力量の減少が確認できる。JSC Chakan GES へのインタビュー結果によると、Lebedinovka 発電所の 2 号機は数年前から主軸のトラブルにより運転できない状況にあるとのことであり、前述の発生電力量減少の原因はこのトラブルによるものと推定される。



(出典：JSC Chakan GES 提供資料)

図 6-2-36 Lebedinovka 発電所の月別発生電力量 (2008 年～2012 年)

2008 年～2012 年の年間発生電力量を図 6-2-37 に示す。2011 年と 2012 年の年間発生電力量はそれ以前に比べると、大幅な減少が見られる。この原因は、前述のとおり、Lebedinovka 発電所 2 号機の設備トラブルによる停止が影響していると思われる。



(出典：JSC Chakan GES 提供資料)

図 6-2-37 Lebedinovka 発電所の年間発生電力量 (2008 年～2012 年)

Lebedinovka 発電所の 2 号機は水車発電機の主軸に設備トラブルが発生して運転ができない状態にある一方、1 号水車発電機にも同様に主軸の設備トラブルが発生しており、1 号機は 4.0 MW の定格発電機出力に対して、最大 2.9 MW の出力でしか発電できない状態にある。このため、JSC Chakan GES は現在、招聘したロシア人技術者の監督のもと、1 号機と 2 号機の修理計画ならびに 2 号機の改修計画を策定している。現在の修理・改修計画は以下のとおりである。

1st STEP：2 台ある水車発電機のうち、まずは設備トラブルにより停止している 2 号機（定格発電機出力：3.6 MW）を今年の夏に 1.1～1.5 MW 程度の出力で運転できるように修理する。修理前の発電所合計出力 2.9MW（1 号機のみ）は、修理後に 4.0～4.4 MW まで回復する。

2nd STEP：2 号機が運転開始した後、発電機の可能最大出力が 2.9 MW に低下している 1 号機（定格発電機出力：4.0 MW）を今年の冬までに定格発電機出力で運転できるように修理する。1 号機の修理期間中（5 ヶ月程度の停止が必要）は、先に修理が完了している 2 号機が運転を継続することになり、その期間の発電所出力は 1.1～1.5 MW 程度となる。1 号機の修理が完了した後の発電所出力は 1 号機がフル出力の 4 MW で運転可能となり、残りの流量で 2 号機を 1.1～1.5 MW で運転することになる。その結果、発電所の合計出力は 5.1～5.5 MW となる。

3rd STEP：2 号機は 1st STEP にて修理を行うものの、可能最大出力は発電機の定格出力 3.6 MW ではなく、わずか 1.1～1.5 MW 程度の出力で運転できる状態に回復するだけであり、また、設備全体の経年劣化が著しいために修理後数年が経過したら再び設備トラブルが発生して停止せざるを得ない状況になることが想定される。

そのため、JSC Chakan GES は発電所出力の回復と信頼性の向上を目的とした、既設 2 号機の改修工事を計画している。70 年前に運転開始となった現設備は、老朽化による機器効率の著しい低下が想定されるとともに、新設備には技術進歩による高効率の設計が適用できるため、同じ流量を使用した場合でも改修後の発電所出力と発生電力量は大幅な増加が見込まれる。

上記計画の全てが実現すれば、Lebedinovka 発電所は首都 Bishkek への電力供給に大きく貢献することとなる。しかしながら、JSC Chakan GES は厳しい財務状態が慢性化しており、規模の小さな 1st STEP は独自の資金で実施する方針ではあるものの、比較的規模の大きな資金が必要となる 2nd STEP ならびに 3rd STEP については資金調達の見込みが立っていない。このことから、1号機の修理計画ならびに2号機の改修計画が JSC Chakan GES によって実現できるかどうかについては、疑問を呈せざるを得ない。

上述のとおり、運転開始から 70 年が経過した Lebedinovka 発電所の 2 号機は機器の不具合が発生しており、機器の発電能力と信頼性がともに低下している。一方、発電所が利用する灌漑水路の流量は年間を通じて安定しており、水車発電機を取替等、2 号機の改修を実施することにより出力と発生電力量の大幅な回復が期待できる。また、多くの土木設備は既設設備を流用できるため、新設工事に比べると、本改修工事は相対的に安く経済性に優れる可能性がある。

既設 2 号機を取替に関して、付属装置を含めて全ての機器を取り替えることで、既設設備の製造者以外の製造者が機器を納入したとしても設計・施工上の大きな問題は見いだされない。ただし、1 号機の既設設備との取り付け部に係る設計や制御ケーブル・配管類の撤去・布設接続等に係る工事については、既設設備の図面類の保存状態も良くないことから、事前の現場調査を入念に行う等、細心の配慮が必要となる。

また、当該発電所は灌漑幹線水路上に位置することから、水利用の競合問題が生じる可能性はなく、また改修計画には水路等土木設備の大きな改修工事は伴わないことから、環境・社会配慮上の課題も見受けられない。さらに、当該発電所の所有者は国有企業の JSC Chakan GES であることから、公的な資金・技術協力の対象として問題はないといえる。

以上のとおり、この段階で大きな問題が確認されないことから、Lebedinovka 発電所 2 号機の改修計画も有望候補の一つとし、改修計画の発電諸元の検討、工事費の算出を行う。

6-2-10 現地踏査結果のまとめ

6-1-1 で抽出された合計 13 地点(表 6-1-1 の踏査候補地点 12 地点に現地踏査段階で調査団がポテンシャルを確認した Kegeti-2 地点を加え 1 地点増)について現地踏査を行った結果、表 6-2-7 のとおり、8 地点については、この段階で開発に支障となる重要な問題が確認されたため有望候補から除外することとし、踏査段階で追加した Kegeti-2 を加えた 5 地点を候補地点として残す。

表 6-2-7 現地踏査地点の評価結果

No	地点名	情報元	計画出力 (MW)	開発形態	有望地点の候補	有望地点候補から除外した主要要因
1	Kegeti-1	KSTC (要請地点)	2.4	新規	○	
2	Kegeti-2	調査団		新規	○	
3	Djardy-Kainda	KSTC	1.2	廃止再開 発	○	
4	Chon-Kemin-3	大統領令	5.0	新規	○	
5	Lebedinovka	JSC Chakan GES	7.6	既設発電 所改修	○	
6	Issyk-Ata-2	KSTC	3.6	新規開発	×	民間による開発の可能性、 温泉保養地への影響
7	Sokuluk-1	大統領令	2.0	廃止再開 発	×	民間による開発の可能性
8	Alamedin	大統領令	3.2	新規	×	民間による開発の可能性、 温泉保養地への影響
9	Shamsi	大統領令	2.4	新規	×	灌漑取水との競合、 経済性の低さ(長大圧力水路)
10	Chon-Kemin-1	大統領令/ EBRD 有望 20 地点	5.0	新規	×	経済性の低さ (L/H*大)
11	Chon-Kemin-2	大統領令	5.0	新規	×	経済性の低さ (L/H*大)
12	Ak Suu-1	EBRD 有望 20 地点	1.98	廃止再開 発	×	灌漑取水との競合、 経済性の低さ (L/H*大)
13	Ak Suu-2	EBRD 有望 20 地点	1.73	廃止再開 発	×	灌漑取水との競合 経済性の低さ (L/H*大)

(*: L/H=水路長/高低差)

6-3 候補地点の発電計画の検討

6-3-1 水文資料の分析

改修計画である Lebedinovka 地点を除く、前節 6-2 で候補地点として残った 4 地点について、水文資料を分析し、各地点の最大使用水量を決定する。

(1) 流域面積の測定

20 万分の 1 の地形図より、4 地点の流域面積を以下の通り算定した。図 6-3-1~3 に各地点の流域面積を示す。

Kegeti-1	: 127 km ²
Kegeti-2	: 108 km ²
Djardy-Kainda	: 181 km ²
Chon-Kemin-3	: 1,891 km ²



図 6-3-1 Kegeti-1&2 の流域面積図

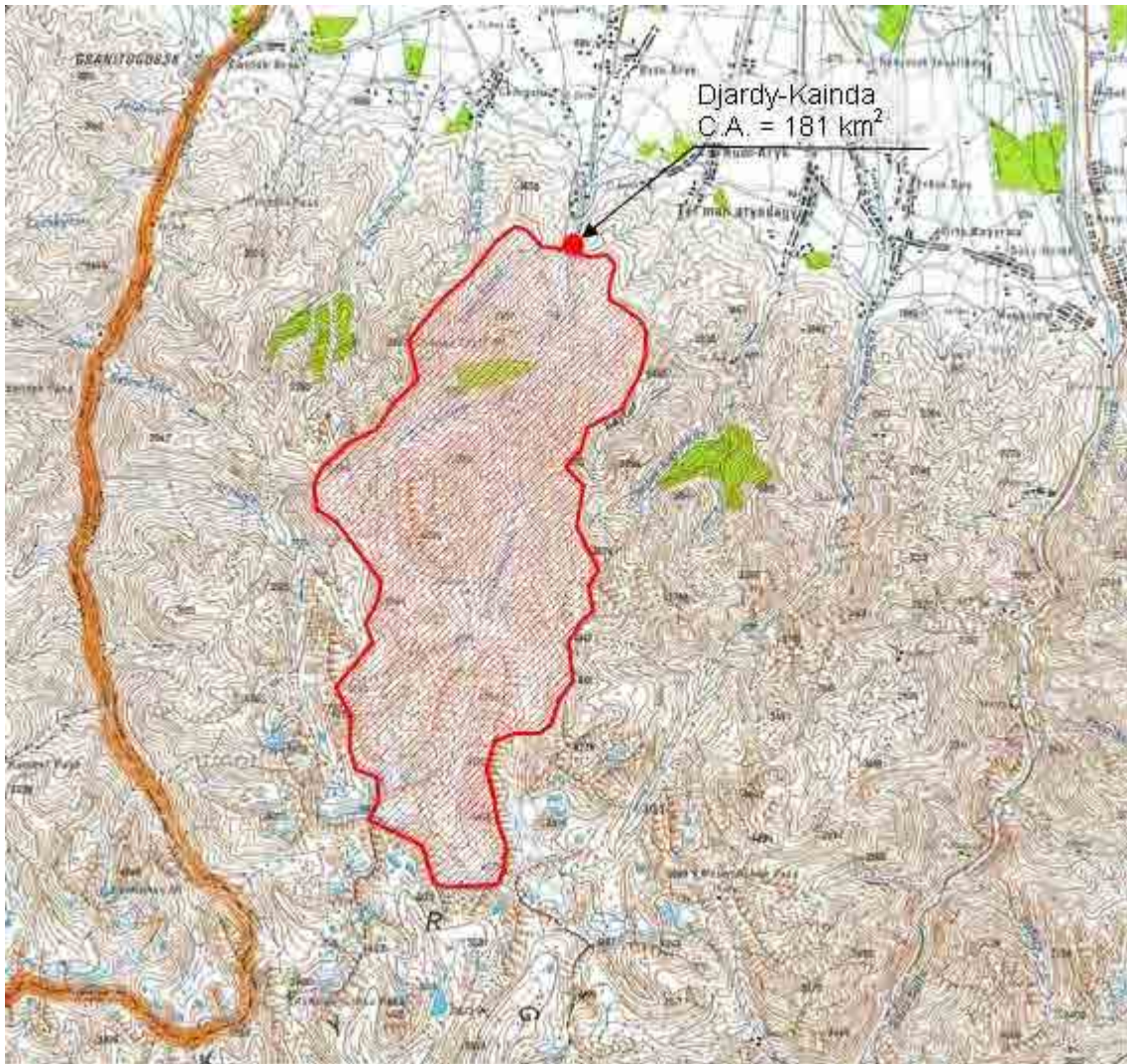


図 6-3-2 Djardy-Kainda の流域面積図

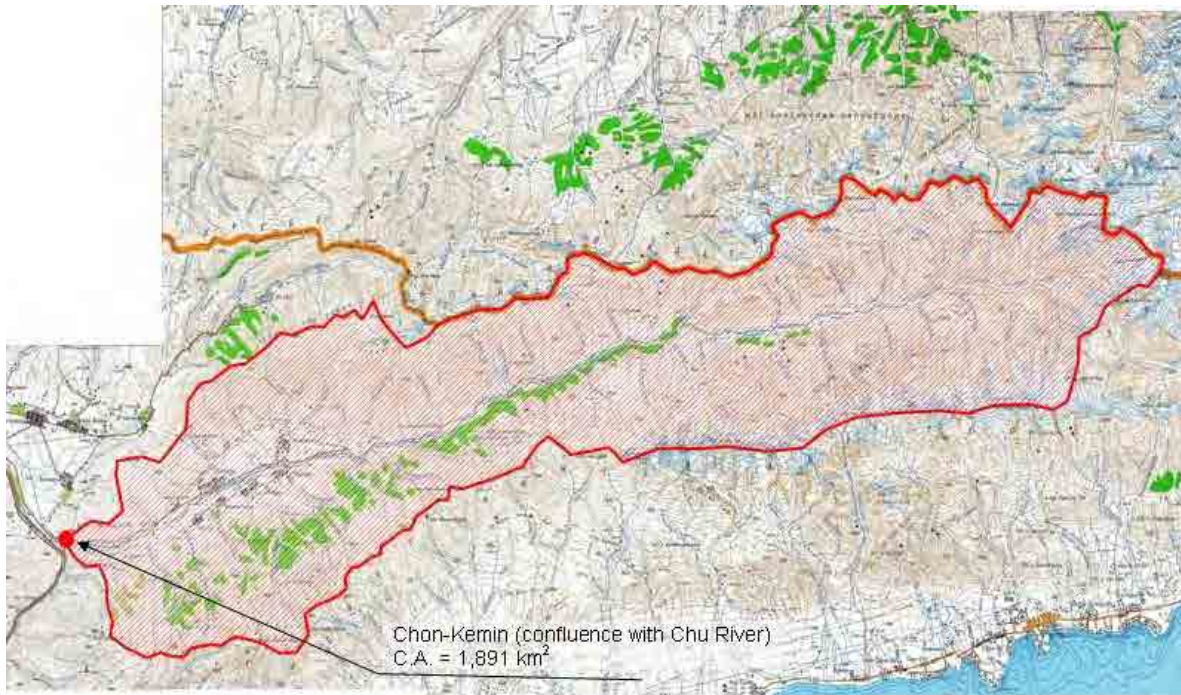


図 6-3-3 Chon-Kemin-3 の流域面積図

(2) 流況曲線の算定

Kegeti 川には測水所 (Hydropost) (以後、Kegeti 測水所とする。流域面積 : 256 km²) が設置されており、長期間の測水データが記録されている。ただし、2003 年以降はデータの記録はないため、1992 年～2002 年の 11 年間分の日流量データを入手した。

Djardy-Kainda 川には測水所が無いことから、Kegeti 測水所の流況データを用いることとした。なお、Kegeti 測水所の比流量は、4 章で示したように、他の河川に比べて小さいので、この比流量に基づき算定した他地点の流量は、安全側 (小さめ) の流量と判断される。また、Chon-Kemin-3 は上流に灌漑用の貯水池があり流況が特殊なため流況曲線を用いずに使用水量を決定する。

一般に水力発電所の計画地点の河川流量は、近傍測水所の流量を流域面積比で換算し算出するが、当該地域では 5 章 5-2-1 で述べたように河川流量は高山域での融雪が大きく影響しているものと判断され、これを考慮した方法で計画地点の河川流量を推定することが望ましい。融雪を考慮した河川水量の推定を行うには、域内の積雪に関する情報を多岐に亘って収集し分析することが必要であり、地点の概略検討を行う段階では困難である。このため、本調査では概略レベルの発電計画を求めるので、一般的な方法である計画地点と測水所地点の流域面積比での換算により計画地点の流況曲線を求めることとし、Kegeti 測水所の 1992 年～2002 年の 11 年間分の日流量データを各地点の流域面積で換算して求めた。

算定した Kegeti-1, Kegeti-2 および Djardy-Kainda 地点の流況曲線図を図 6-3-4～6 に示す。なお、流量曲線図には流量設備利用率、河水利用率の曲線も併記した。

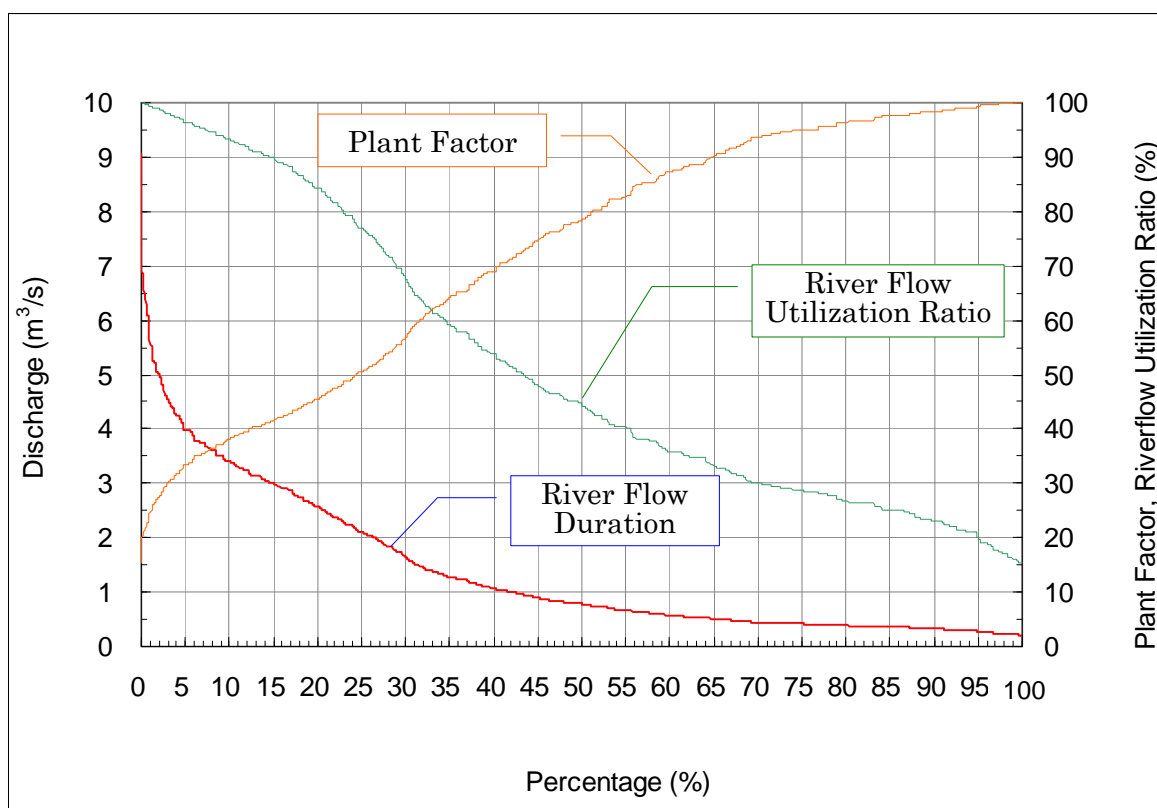


図 6-3-4 Kegeti-1 (C.A.:127 km²)の流況曲線

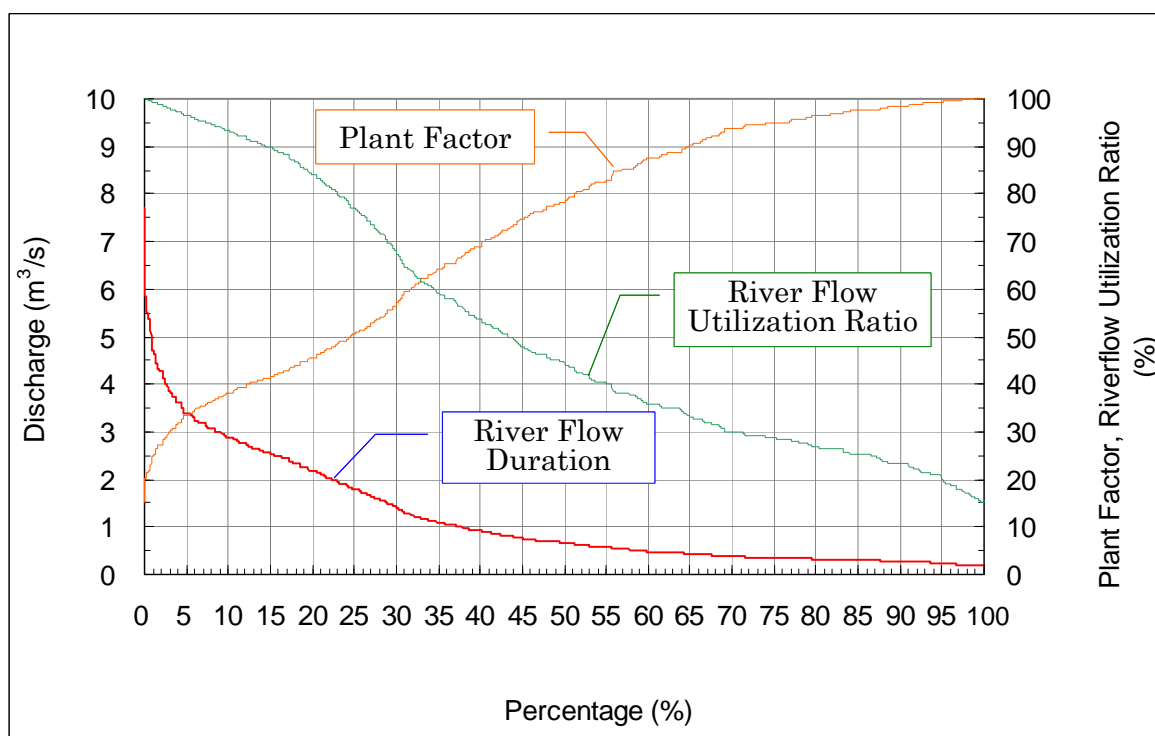


図 6-3-5 Kegeti-2 (C.A.:108 km²)の流況曲線

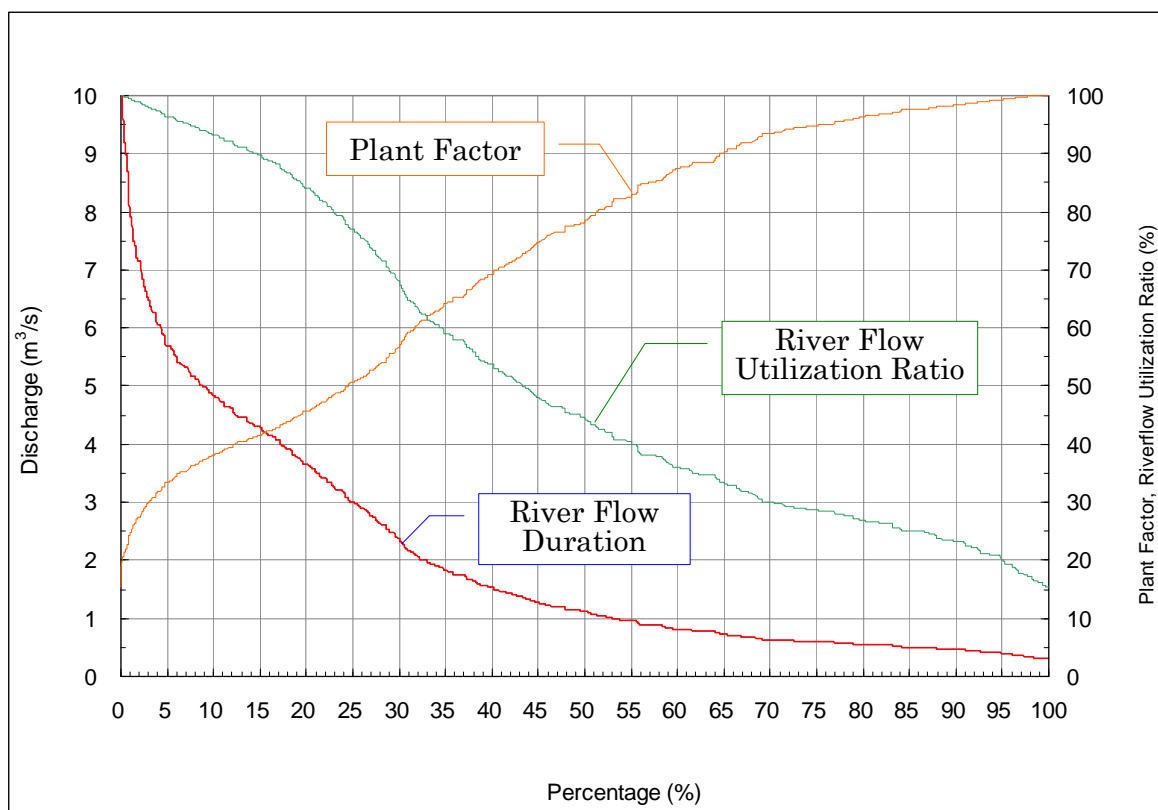


図 6-3-6 Djardy-Kainda (C.A.:181 km²)の流況曲線

(3) 最大使用水量の決定

各発電所の最大使用水量は、過去の流れ込み式発電所の規模実績から流量設備利用率が 70%となる流量とした。

この結果、各地点の最大使用水量は、以下の通りとなる。

Kegeti-1	: 1.05 m ³ /s
Kegeti-2	: 0.90 m ³ /s
Djardy-Kainda	: 1.50 m ³ /s
Chon-Kemin-3*	: 30.0 m ³ /s

* : Chon-Kemin-3 については、Chu 川の測水所データの入手ができなかったこと、Chu 川上流に Orto-tokoy 灌漑用貯水池があり冬季は放流を停止するなど年間調整が大きく行われていることから、他地点の流量資料を直接利用することは問題がある。このため、本地点の下流約 13km にある Bystrovka 水力発電所 (JSC Chakan Ges 運転) の最大使用水量、45 m³/s を参考に、ここでは安全側を考慮して 45 m³/s の 3 分の 2 の 30 m³/s とした。

6-3-2 Lebedinovka 地点の改修計画

Lebedinovka 発電所 2 号機の改修工事を日本の資金と技術で実施した場合について、新エネルギー財団の中小水力発電ガイドブック（新訂 3 版）で示された方法を用いて、発電諸元と必要な改修工事費を検討した結果について表 6-3-1 に示す。

改修後の発電所全体の最大使用水量については、2008 年から 2011 年の年平均流入量 24.1 m³/s をもとに、25.0 m³/s と仮定する。また、機器の不具合により可能最大出力が 2.9 MW に低下している 1 号機の現在の最大使用水量は、JSC Chakan GES から入手した使用水量と出力の測定記録から算出すると、14.7 m³/s となる。これらの条件を反映した 2 号機の改修計画について、以下に示す最小規模と最大規模の 2 パターンを検討した。

- ケース 1： 発電所全体の最大使用水量である 25.0 m³/s から既設 1 号機の最大使用水量 14.7 m³/s を差し引いた 10.3 m³/s を新規 2 号機の最大使用水量とする。取替により効率が向上する新規 2 号機を優先的にフル出力運転し、残りの流量で既設 1 号機を運転する。
- ケース 2： 発電所全体の最大使用水量 25.0 m³/s を新規 2 号機の最大使用水量とする。常時は新規 2 号機のみを運転し、既設 1 号機は予備機扱いとする。

表 6-3-1 Lebedinovka 発電所 2 号機 改修計画の発電諸元と概略工事費

項 目		ケース 1 (最小規模)	ケース 2 (最大規模)
発電諸元	1 号機の最大出力 P ₁ (MW)	2.90	(2.90)
	2 号機の最大出力 P ₂ (MW)	2.22	5.67
	発電所の最大出力 P (MW)	5.12	5.67
	1 号機の最大使用水量 Q ₁ (m ³ /s)	14.7	(14.7)
	2 号機の最大使用水量 Q ₂ (m ³ /s)	10.3	25.0
	発電所の最大使用水量 Q (m ³ /s)	25.0	25.0
	有効落差 H _e (m)	26.8	26.8
	1 号機の年間可能発生電力量 (GWh/年)	21.87	0
	2 号機の年間可能発生電力量 (GWh/年)	19.45	47.11
	発電所の年間可能発生電力量 (GWh/年)	41.32	47.11
設備	水車型式	横軸フランシス	立軸カプラン
	1 号水車発電機の最高総合効率 (%)	74.3	(74.3)
	2 号水車発電機の最高総合効率 (%)	82.2	86.4
工事費	改修工事費 (百万円)	1,271.7	2,407.5

発電所の最大出力、ならびに年間可能発生電力量をみると、ケース 2 の方がケース 1 に比べて、明らかに大きい値を示していることが分かる。これは、ケース 1 とケース 2 は同じ最大使用水量 25.0 m³/s であるが、ケース 2 は 1 号機に比べて機器効率が 12.1% 高い新規 2 号機で全ての水量を使用しているためである。改修工事費は設備規模の大きいケース 2 が 2,407.5 百万円となっており、1 号機に比べて約 1.9 倍となっている。改修工事費には、取水口・水圧管路・放水口・機械装置基礎・電気関係・仮設備等の工事費等のほか、輸送費や予備費が含まれている。

裨益効果と経済性の評価について、以下の3ケースに分けて表6-3-2に整理した。

- ケース1-1：既設1号機(2.9MW)とJSC Chakan GESによる修理後の既設2号機(1.5MW)はともに運転継続可能な条件で、2号機を2.22MWの新規設備に取り替えた場合の評価。
- ケース1-2：既設1号機(2.9MW)は運転継続可能であるが、JSC Chakan GESによる修理後の既設2号機(1.5MW)は運転継続不可の条件で、2号機を2.22MWの新規設備に取り替えた場合の評価。
- ケース2：既設1号機(2.9MW)とJSC Chakan GESによる修理後の既設2号機(1.5MW)はともに運転継続不可の条件で、2号機を5.67MWの新規設備に取り替えた場合の評価。

表6-3-2 Lebedinovka 発電所2号機 改修計画の裨益効果と経済性の評価

項目		ケース1-1	ケース1-2	ケース2
諸元	1. 既設1号機の最大出力 (MW)	2.90	2.90	0
	2. 既設2号機の最大出力 (MW)	(1.50)	0	0
	3. 改修した2号機の最大出力 (MW)	2.22	2.22	5.67
	4. 発電所の最大出力	5.12	5.12	5.67
	5. 2号機改修による最大電力の増分 (MW)	0.72	2.22	5.67
工事費	2号機の改修工事費 (百万円)	1,271.7	1,271.7	2,407.5
裨益効果1 (MW)	1. 既設1号機の冬季最大出力 (MW)	1.96	1.96	0
	2. 既設2号機の冬季最大出力 (MW)	(1.50)	0	0
	3. 改修した2号機の冬季最大出力 (MW)	2.22	2.22	4.88
	4. 発電所の冬期最大出力 (MW)	4.18	4.18	4.88
	5. 2号機改修による冬期最大出力の増分 (MW)	0.72	2.22	4.88
裨益効果2 (GWh/年)	1. 既設1号機の年間可能発生電力量 (GWh/年)	21.87	21.87	0
	2. 既設2号機の年間可能発生電力量 (GWh/年)	(13.14)	0	0
	3. 改修した2号機の年間可能発生電力量 (GWh/年)	19.45	19.45	47.11
	4. 発電所の年間可能発生電力量 (GWh/年)	41.32	41.32	47.11
	5. 2号機改修による年間可能発生電力量の増分 (GWh/年)	6.31	19.45	47.11
経済性	kW 当たり (千円/kW)	1,766	572	425
	kWh 当たり (円/kWh)	202	65	51

裨益効果の指標として、まず、発電所の冬季最大出力を取り上げた。冬季の最大使用水量は月間平均値が最小となる12月の21.5 m³/s(2008~2011年の平均)を仮定した。表6-3-3に示すとおり、ケース1では設計最大使用水量の10.3 m³/sで2号機は運転し、残りの水量11.2 m³/sは効率が低い既設1号機の運転に使われる。一方、ケース2では、2号機の設計最大使用水量は25.0 m³/sであるため、冬季は全ての水量を効率の良い2号機で運転できるため、結果として、ケース2の最大出力はケース1に比べて約17%、既設と比べると約63%多い4.88MWとなり、冬季の電力不足を解消する効果が高いと言える。なお、ケース1-1では、既設2号機が運転継続可能であったとの条件であるため、2号機改修による冬期最大電力の増分は改修した2号機の冬期最大出力2.22

kW から既設 2 号機の冬期最大出力 1.50 kW を差し引いた 0.72 kW となる。

表 6-3-3 Lebedinovka 発電所 2 号機 改修計画の冬期最大出力の内訳

	ケース 1 (2 号機最大使用水量 : 10.3 m ³ /s)			ケース 2 (2 号機最大使用水量 : 25.0 m ³ /s)		
	使用水量 (m ³ /s)	総合効率 (%)	最大出力 (MW)	使用水量 (m ³ /s)	総合効率 (%)	最大出力 (MW)
1 号機	11.2	66.8	1.96	—	—	—
2 号機	10.3	82.2	2.22	21.5	86.4	4.88
合計	21.5	—	4.18	21.5	—	4.88

もう一つの指標として取り上げた、発電所の年間可能発生電力量についても同様のことが言え、効率の良い 2 号機がほぼ全ての水量を使用するケース 2 の方が、ケース 1 に比べて約 14% 多い 47.11 GWh を供給できる。また、ケース 1 では年間発生電力量の半分以上を 1 号機で発生することになるが、1 号機は運転開始から 65 年が経過しており、既設 2 号機同様、経年劣化に起因する致命的な機器トラブルの発生によって長期の発電不能に陥るリスクを抱えている。水車機器の使用期間を日本国内で調査した結果は表 6-3-4 のとおりであり、61 年を超過している 1 号機についても、取替の時期に到達している。

表 6-3-4 水車機器の使用期間

水車機器	使用期間
ケーシング・ステーバーン	61～80 年
ガイドバーン	61～80 年
ランナ	31～40 年
水車カバー	61～80 年
入口弁	11～80 年
主軸	61～80 年
軸受	61～80 年

(出典：電気共同研究、第 59 巻、第 3 号、2004)

2 号機改修工事の経済性については、kW 当たりの建設単価、および kWh 当たりの建設単価のいずれもケース 2 の方が小さな値となっており、経済性に優れているといえる。この理由として、ケース 2 はケース 1 に比べて最大出力が約 2.6 倍となっているため、単純にスケールメリットによる経済効果が得られたといえる。上記より、ケース 2 はケース 1 に比べて工事費は高くなるものの、裨益面ならびに経済性の両面でケース 1 より優れており、冬場の電力不足に対する供給力としての貢献度はより高いといえる。

なお、JSC Chakan GES はこれまで発生電力量の多くを隣国のカザフスタンに輸出しているが、本改修工事が自国の電力供給安定化を図ることを第一の目的で実施されるのであれば、改修後の増電力が国内需要向けに供給されるよう、JSC Chakan GES との間に何かしらの確約をとる必要があると思われる。

6-3-3 発電諸元と概算工事費の算出

6-3-1 で設定した Kegeti-1、Kegeti-2、Djardy-Kainda、Chon-Kemin-3、4 地点の最大使用水力を基に、新エネルギー財団(NEF)の中小水力発電ガイドブック（新訂3版）で示した方法で、これら4地点の発電諸元、概略工事費等を求めた。

6-3-2 で求めた Lebedinovka 地点の改修計画（3 ケース）の発電諸元、概略工事費等も含めて、全開発候補地点の算定結果を表 6-3-5 に集約して示す。

表 6-3-5 候補地点の発電諸元と概略工事費

項目	Kegeti-1	Kegeti-2	Djardy-Kainda	Chon-Kemin-3	Lebedinovka (Case 1-1*1)	Lebedinovka (Case 1-2*2)	Lebedinovka (Case 2*3)	
開発分類	新規	新規	廃止発電所 再開発	新規	改修	改修	改修	
水路レイアウト	水圧管路式	水圧管路式	開渠導水路 (在来型)	ダム水路式	—	—	—	
発電諸元	最大出力 P (MW)	0.59	1.08	0.81	5.97	0.72	2.22	5.67
	最大使用水量 Q (m ³ /s)	1.05	0.9	1.5	30	10.3	10.3	25.0
	総落差 H (m)	85	160	70	25	26.8	26.8	26.8
	年間可能発電電力量 (MWh/年)	3,334	6,289	4,091	33,275	6,307	19,447	47,112
設備	取水設備	高さ3mx堤頂5m	高さ3mx堤頂5m	高さ3mx堤頂5m	高さ25mx堤頂50m	—	—	—
	導水路	水圧管路 L=1,840m φ=1.9m	水圧管路 L=1,620m φ=1.9m	開渠 L=1,500 m 1.3mx1.3m	圧カトンネル L=400m φ=3.72m	—	—	—
	水圧鉄管	—	—	L=230m φ=0.69m	L=100m φ=3.09m	L=58m φ=1.81m	L=58m φ=1.81m	L=58m φ=2.82m
	発電所建屋	地上式	地上式	地上式	地上式	地上式	地上式	地上式
	水車形式	クロスフロー	横軸ペルトン	横軸フランシス	立軸カプラン	横軸フランシス	横軸フランシス	立軸カプラン
工事費	発電所工事費 (百万円)	1,601.6	1,745.1	1,215.5	7,377.4	1,271.7	1,271.7	2,407.5
	送電線工事費 (百万円)	14.2	14.2	0.2	0.3	—	—	—
	総工事費 (百万円)	1,616	1,759	1,216	7,378	1,272	1,272	2,408
建設単価	kW当たり(千円/kW)	2,739	1,629	1,501	1,236	1,766	572	425
	kWh当たり(円/kWh)	485	280	297	222	202	65	51

*1: Case1-1は既設1号機(2.9MW)とJSC Chakan GESIによる修理後の既設2号機(1.5MW)はともに運転継続可能な条件で、2号機を2.22MWの設備に取り替えた場合の評価。

*2: Case1-2は既設1号機(2.9MW)は運転継続可能であるが、JSC Chakan GESIによる修理後の既設2号機(1.5MW)は運転継続不可の条件で、2号機を2.22MWの設備に取り替えた場合の評価。

*3: Case2は既設1号機(2.9MW)とJSC Chakan GESIによる修理後の既設2号機(1.5MW)はともに運転継続不可の条件で、2号機を5.67MWの設備に取り替えた場合の評価。

6-3-4 裨益効果

(1) 冬季における計画停電軽減効果

5-6 で述べた通り、小水力発電所の新設は、系統全体への供給力の増大に少なからず貢献することになる。系統全体への供給力の増加で最も期待される効果は、冬季の電力需給逼迫に起因する計画停電の軽減である。一方、水力発電所の出力は、河川流量の変動に応じて変化する。このため、各地点の夏季（6月～8月を想定）および冬季（12月～2月を想定）の発電出力、建設単価等を河川流量に基づき算定した。また、冬季発電出力が供給力の増大につながり計画停電の対象となる範囲（需要家数）が縮小する効果を定量的にイメージするため、冬季発電所出力で供給可能な家屋数（=冬季発電所出力÷需要家1軒当たりの冬季電力需要（2kW/軒を仮定））を計画停電が回避される家屋数として計算した。これらの結果を集約して表 6-3-6 に示す。

Lebedinovka 発電所を除く候補地点の冬季発電出力は、取水可能量の低下に比例し夏季の約40%～55%と大幅に低下する。一方、年間を通じて流量変動の少ない灌漑水路を利用する Lebedinovka 発電所の冬季出力は、夏季と同じか85%の低下に留まる。各候補地点の冬季発電出力は、Kyrgyz 山脈北斜面の河川に位置する Kegeti-1, Kegeti-2 および Djardy-Kainda 地点は、0.5 MW 以下で最も小さく、停電回避家屋数は、100～200 軒程度。Chu 川本川から取水する Chon-Kemin-3 地点は、2.14 MW で、停電回避家屋数は、約 1,000 軒。既設発電所を改修する Lebedinovka (case2) 地点が、冬季出力 4.88 MW、停電回避家屋 2,440 軒で最大である。

また、冬季の裨益に対する投資効率を比較する指標として冬季発電出力当たりの建設単価（総工事費/冬季発生電力）を算出したが、Lebedinovka (case2) 地点が 493 千円/KW で最も小さな値となり、他候補地点の冬季建設単価の7～14%程度と、大きな差が生じた。以上より、Lebedinovka (case2) 地点の冬季出力が最も大きく、かつ投資効率を示す冬季建設単価も最も低いことから、全候補地点の中で Lebedinovka (case2) 地点が冬季における計画停電の軽減に対して最も優れた候補地点であると評価できる。ただし、現在の系統供給力の不足は、最大で 200MW（停電対象家屋数 100,000 軒程度に相当）であり、Lebedinovka (case2) 地点の冬季出力 4.88MW は、不足分の 2.4%に留まる。

Lebedinovka 地点を除くと、Chon-Kemin-3 が冬季出力 2.14 MW と最大で、冬季建設単価も最小となるが総工事費は、約 73 億円と全候補地点の中で最も高額である。一方、Djardy-Kainda 地点は、総工事費が 12 億円程度で最も小さく、冬季建設単価は、Chon-Kemin-3 と大きな差はない。Kegeti-1, Kegeti-2 の建設単価が最も高くなっているが、これは、これら地点が全くの新設でかつ 1.5～2.0 km に及ぶ導水路を全線水圧管路としたことで工事費が相対的に高くなっていることが影響している。

表 6-3-6 候補地点の季節別発電出力

項目		Kegeti-1	Kegeti-2	Djardy-Kainda	Chon-Kemin-3	Lebedinovka			
						Case 1-1*1	Case 1-2*2	Case 2*3	
開発分類		新規	新規	廃止発電所 再開発	新規	改修	改修	改修	
発電諸元	最大出力 P (MW)	0.59	1.08	0.81	5.97	0.72	2.22	5.67	
	最大使用水量 Q (m ³ /s)	1.05	0.9	1.5	30	10.3	10.3	25.0	
	年間可能発電電力量 (GWh/年)	3,334	6,289	4,091	33,275	6,307	19,447	47,112	
	総工事費 (百万円)	1,616	1,759	1,216	7,378	1,272	1,272	2,408	
建設単価	kW当たり(千円/ kW)	2,739	1,629	1,501	1,236	1,766	572	425	
	kWh当たり(円/kWh)	485	280	297	222	202	65	51	
季節別 発電出力 等	取水可能量 *4 (m ³ /s)	夏季	1.05 (=最大使用水量)	0.9 (=最大使用水量)	1.5 (=最大使用水量)	30.0 (=最大使用水量)	10.3 (=最大使用水量)	10.3 (=最大使用水量)	25.0 (=最大使用水量)
		冬季	0.41	0.35	0.58	10.73	10.3 (=最大使用水量)	10.3 (=最大使用水量)	21.5
	発電出力 (MW)	夏季	0.59 (=最大出力)	1.08 (=最大出力)	0.81 (=最大出力)	5.97 (=最大出力)	0.72 (=最大出力)	2.22 (=最大出力)	5.67 (=最大出力)
		冬季	0.23	0.41	0.31	2.14	0.72 (=最大出力)	2.22 (=最大出力)	4.88
	停電回避家屋数(軒)*5	114	207	156	1,070	360	1,110	2,440	
	季節別発電 出力当たりの 建設単価 (千円/kW)	夏季	2,739	1,629	1,501	1,236	1,766	572	425
	冬季	7,076	4,242	3,887	3,448	1,766	573	493	

*1: Case1-1は既設1号機(2.9MW)とJSC Chakan GESIによる修理後の既設2号機(1.5MW)はともに運転継続可能な条件で、2号機を2.22MWの設備に取り替えた場合の評価。

*2: Case1-2は既設1号機(2.9MW)は運転継続可能であるが、JSC Chakan GESIによる修理後の既設2号機(1.5MW)は運転継続不可の条件で、2号機を2.22MWの設備に取り替えた場合の評価。

*3: Case2は既設1号機(2.9MW)とJSC Chakan GESIによる修理後の既設2号機(1.5MW)はともに運転継続不可の条件で、2号機を5.67MWの設備に取り替えた場合の評価。

*4: 河川自流が最大使用する以下の時、河川自流が取水可能量。河川自流が最大使用水量を上回る時、最大使用水量が取水可能量。夏季は6月～8月、冬季は12月～2月。

*5: 停電回避軒数=冬季発電所出力÷需要家1軒当たりの冬季電力需要。需要家1軒当たりの冬季電力需要は日本の一般家庭の需要3kWの3分の2となる2kWと仮定。

(2) その他の裨益効果

5-6“小水力発電所新設による裨益効果”で述べたように、冬季の計画停電の軽減効果に加えて、電力供給力に余力のある夏季など、系統への供給力に不足が生じない時間帯、期間においても、供給力の増加は、

- 1) 電圧、周波数の安定等、系統の安定化
- 2) 増加電力量に相当する石炭火力発電所の燃料焼き減らし（石炭輸入量の削減、CO2 排出量の削減等）

或いは、

- 3) 電力輸出量の増加

等、系統全体あるいはキルギス全体としてポジティブな効果が期待できる。

このほか、小水力発電所の建設による副次的な裨益効果として、以下の効果が期待できる。

- 1) 建設工事に伴う短期的な雇用の創出
- 2) 発電所運転要員の確保による中長期的な雇用の創出
- 3) パイロットプロジェクトとして将来の小水力開発の参考となる。特に **Kegeti-1**、**kegeti-2** の水路レイアウトは、キルギスで採用された実績がないため、その設計資料、施工実績は、貴重な実施例として参考にされることが期待される。また、**Lebedinovka** 地点は、経年劣化により一部機器が停止した水力発電所の改修であり、近い将来想定される他の経年発電所の改修や更新の計画策定、実施計画を行う上で有益な参考事例になる。

第 7 章 まとめ

7-1 電力セクターの課題

政府は、電力セクターのマネジメント改善、電力システムの効率運用ならびに持続的な開発に主眼を置き、まずは「自国への電力安定供給」、最終的には「電力輸出による外貨獲得」を目標としている。

電力需給がひっ迫しているキルギスにおいて、当面の目標である「自国への電力安定供給」を達成するためには、以下に示す課題を有する。

- ◆ 冬季需要に対して不十分な電力供給
- ◆ 老朽化した電力システム
- ◆ 費用回収可能レベルに到達していない電気料金体系
- ◆ 高いレベルの配電ロス
- ◆ 中央アジアにおける水運用制約
- ◆ 不透明な会計管理体制

これらの課題は相互に極めて深い関連性を有している。老朽化した既存設備の効果発現を継続させるための的確な改修工事、早急な新規地点の開発、これらに必要な資金確保のための電気料金値上げ、さらには、電気料金値上げに必要な国民理解を得るためのロス低減等の効率化および透明性の確保、説明責任の履行等が不可欠であり、これらを同時並行的に実施して行かなければならない。

7-2 冬季の電力需給計画

上記課題のうち、「冬季需要に対して不十分な電力供給」に着目し、今後 10 年間の冬季の最大ピーク需要に対する電力需給計画を以下のとおり整理し、結果を図 7-2-1 に示す。

- ◆ 電源並びに系統の開発計画については、Power Sector Development Strategy over the period 2012-2017(PSDS2012-2017)/MEI に記載されている新設計画、また、各種聞き取り調査等に基づく既設設備の改修計画を整理した。さらに、小水力開発計画については、Kyrgyz Republic: Strategic Planning For Small and Medium Sized Hydropower Development (MEI & EBRD, 2011 年 7 月) を参考とした。
- ◆ 需要想定については、過去の GDP と電力消費量の伸び率の関係から、今後 10 年間の電力消費量の伸び率としては、「Base Case : 消費量伸び率 2.5% (GDP 弾性値 0.5)」を想定した。なお、最大ピーク需要の想定にあたっては、年負荷率が 2011 年実績値一定と仮定して算出した。

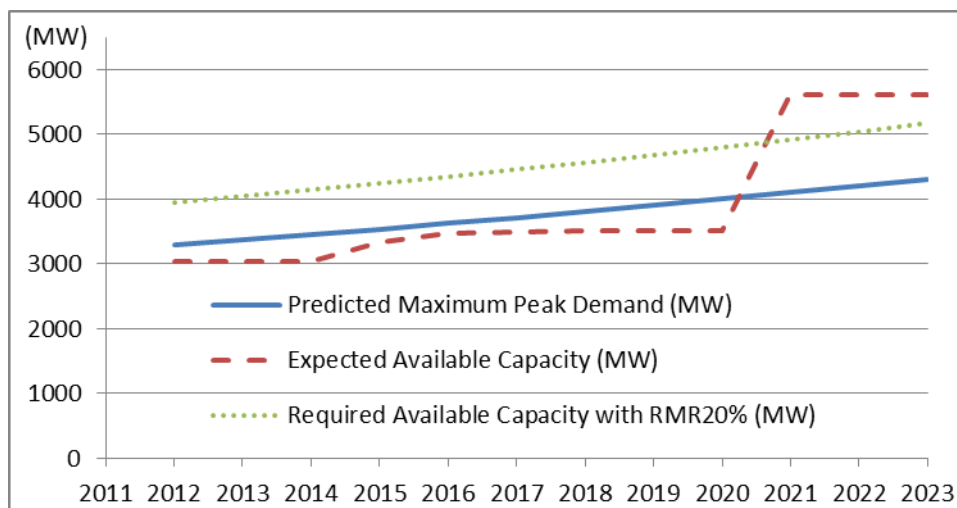


図 7-2-1 需給計画 (Base Case: 最大ピーク需要(MW)が年率 2.5%で増の場合)

図 7-2-1 に示すとおり、2012 年現在の供給力は需要を 250MW 下回っているため、供給予備率は供給が需要を下回る「マイナス」の値となる。ここで示す最大ピーク需要(MW)が年率 2.5%で増加する Base Case の場合、マイナスの供給予備率は、2021 年に計画されている Kambarata-1(1,900M)の運転開始まで続く想定となっている。この需給ひっ迫状況は、2015 年の 500kV 送電線 (Datka-Kemin) の完成等により一時的に緩和されるが、2021 年の Kambarata-1(1,900MW)の完成前には、現在以上の需給ひっ迫状況「需要－供給＝500MW」が発生することが想定される。

電力危機時の短期的な電源確保の方策としては、シンプルサイクルのガスタービン火力発電所を増設することが、途上国・先進国の区別なく、一般的に実施されている。しかしながら、キルギスにおいては、火力発電所の新規開発ならびに燃料輸入のための財源の調達が困難であることから、具体的な緊急プロジェクトは存在しない。

また、一般的に、大規模な水力電源開発には、地点の絞り込みで 1 年、フィージビリティ調査実施に 1 年、入札図書作成および入札手続きで 1 年、さらに建設に 5~8 年が必要であり、最低でも運転開始までに 8~11 年の期間を要する。すなわち、現時点において、早急に規模の大きな水力電源開発を試みても、2021 年の Kambarata-1(1,900MW)の運転開始前までに完成する見込みは少ない。

以上より、2021 年の Kambarata-1(1,900MW)の運転開始前までの短期間に効果を発現させられる供給力拡充プロジェクトを具体化することが喫緊の課題である。

7-3 今後期待される足の速いプロジェクト

電力危機に対する具体的な方策としては、規模は小さくとも「調達が容易」で「足が速く」、「政策に合致」した供給力拡充プロジェクトを数多く積み重ねることが重要である。これらに対し、現在のキルギスならびに各ドナーは、下記事項に関する積極的な取り組みを進めている。

- ◆ 現行の固定価格買取制度に基づく小水力発電所の開発
- ◆ 既設発電所の改修による出力維持ならびに増設
- ◆ 配電ロスの低減
- ◆ 電気料金値上げによる省エネ効果（ピーク需要の低減効果）

上述の今後 10 年間の電力需給計画において、需要想定の中で見込まなかった今後発現の可能性が期待される「短期間に効果が発現するプロジェクト」を表 7-3-1 に示す。これらプロジェクトの多くは検討段階であり、下記の増出力（見込み）の大部分は、明確な根拠が存在しないため、参考として調査団の概略想定値を掲載した。

表 7-3-1 今後期待される供給力拡充プロジェクトの増出力見込み値（調査団想定）

今後期待される供給力 拡充プロジェクト	増出力見込み値 (調査団想定)	算出根拠	ドナー等の動向	進捗状況
1) At-Bashi 水力発電所の のリハビリ	4 MW	既設 40 MW の 10% 増 強と仮定	SECO 支援決定	実施中
2) 配電ロス 5% 低減に よる増出力効果	40 MW	上記 (※) より試算	KfW 支援中、世 銀支援予定	実施中
3) 電気料金値上げによ る省エネ効果	50 MW	仮定	USAID、世銀が 支援中	実施中
4) 小水力発電の新規開 発	50 MW	現行の固定価格買取 制度の下、100 MW ま での開発であれば電 気料金への影響は 1% 程度。その半分 50 MW の開発を仮定。	民間参入の促進 を目的に UNDP および EBRD が 支援中	実施中
5) Toktogul 水力発電所 のリハビリ	100 MW	既設 1,200 MW の 10% 程度増強	ADB が他ドナ ーとの協調融資 検討中	調査中
6) Uchkurgan 水力発電 所のリハビリ	18 MW	既設 180 MW の 10% 増強と仮定	EPP が JICA へ の要望意志あり	資金調達 調整中
7) Lebedinovka 小水力 発電所のリハビリ	3 MW	改修後 5.6 MW (想定) と改修前 2.9 MW (現 状) との差分	JSC Chakan GES が JICA への要 望意志あり	資金調達 調整中

(合計増出力見込み想定値=265 MW)

ここで、「最大ピーク需要(MW)が年率 2.5%で増(Base Case)」を想定した場合、2021 年の Kambarata-1 (1,900 MW)の完成前には、需給ひっ迫「需要－供給=500 MW」の発生が想定される。上記プロジェクトが、すべて調査団の想定通りに進むと仮定した場合、2020 年時点において、上

記のとおり合計 265 MW の増出力が見込まれるため、不足容量との差分「235 MW」（=500 MW - 265 MW）が依然として需要が供給を上回る試算結果(2020年時点)となる。この2020年の電力需給ひっ迫「235 MW」は、2012年現在の冬季計画停電「250 MW」と同程度であり、MEIは今後「小水力発電開発プロジェクト」等の足の速いプロジェクトを積極的に推進することを重要政策として掲げている。

7-4 日本の支援として期待されるプロジェクト

このような状況の中、小水力開発等の「足の速い」プロジェクトに支援することは、2021年のKambarata-1(1,900 MW)の運転開始前の電力危機を緩和するための緊急支援の一つとして大いに期待されている。

キルギス関係機関が日本の支援を期待しているプロジェクトは、以下のとおりである。

- ① 無償資金協力として「現行の固定価格買取制度に基づく小水力発電の新規開発（10～20億円規模、MEI）」
- ② 無償資金協力として「Lebedinovka 小水力発電所のリハビリ（10～25億円規模、MEI & JSC Chakan GES）」
- ③ 有償資金協力として「Uchkurgan 水力発電所のリハビリ（50億円規模、JSC EPP）」

これらについては、未だ十分な調査が実施されていないため、基本設計立案のためには、特に以下に示す調査項目に留意する必要がある。

- ◆ 小水力発電の新規開発プロジェクト（上記①）の場合
 - ▶ 現地測量に基づくレイアウトの精査
 - ▶ 現地測水による流量資料の精査
 - ▶ 最適発電計画に基づく設計レイアウトならびに最大使用水量の検討
- ◆ 既設水力発電所のリハビリプロジェクト（上記②および③）の場合
 - ▶ 既設発電所の設備診断による現状詳細の把握
 - ▶ 既設設備の図面（必要に応じて現地測量）による設計レイアウトの精査
 - ▶ 既存の運転実績ならびに水資料に基づく最適規模の検討

7-5 小水力開発の支援における留意事項

1. 現行の固定価格買取制度改訂の動向と協定の締結

UNDP の試算に基づけば、小水力の絶対量を 100 MW レベルまで新たに開発したとしても一般電気料金への影響は約 1%増と微小なため、さらなる民間参入のために、①固定価格の上乗せ、②買取期間の延長、③新設案件だけでなくリハビリ案件も含む等の固定価格買取制度の改訂について、MEI と UNDP との間で議論が進められている。

他方、Renewable Energy Law (2012)によれば、ドナーを含む国際機関の関わる再生可能エネルギープロジェクトについては、別途、協定を締結して、現行の固定価格買取制度の適否ならびに具

体的な内容を別途決定することとなっている。

以上より、日本の支援により現行の固定価格買取制度を適用する場合は、上記の MEI と UNDP との議論の方向性を勘案の上、Renewable Energy Law (2012)に基づき、協定を締結する必要がある。

2. 不透明な利益剰余金の扱い

JSC Chakan GES からの聞き取りによると、努力して利益を上げても、株式配当率はその都度異なり、多い場合では 70%もの配当を SPF (State Property Fund) へ支払わなければならない、十分な利益が残らない配当率を課せられているのが実態である。このため、将来のオーバーホールや機器取替え等に必要なキャッシュが利益剰余金として手元に残らず、適切な設備の維持管理・更新を行うことが出来ていない。特に、ドナーからの無償資金協力で実施したプロジェクトにおいては、運営組織として JSC Chakan GES 等の官が実施するケースが考えられるため、事前に資金の流れを明確にしておく必要がある。このためには、現在検討中の会計の透明性を確保するための Settlement Center および Regulation Center の立ち上げを待つか、小水力発電独自のエスクロー会計および会計管理体制を整える等の対応が必要である。

3. 政府所有の小水力発電所の運転維持管理体制

MEI によれば、ドナーからの支援案件として、2008 年大統領令によって発行された「Small Hydro Development Plan until Year 2012」に示される地点を実施する場合、所有機関は、この開発計画を策定した Directorate が実施することになる可能性が高いとの見解が示された。Directorate は発電所運営の実績が乏しく、また、実質的にはある特定の民間企業に運転を任せており、公平性の観点からも問題がある。一方、JSC Chakan GES は長期に亘る小水力発電の維持運営に関する経験を有しており、所在地も Chui 州であることから、技術面・組織運営面において適した候補者と言える。これらのことから、プロジェクト候補地点を選定する際には、2008 年大統領令によって発行された「Small Hydro Development Plan until Year 2012」との関係に留意する必要がある。

7-6 Chui 州小水力発電開発にかかる基礎情報

7-6-1 水文・気象条件

- 年間のうち、3月～5月で降水量が最も多く、7月～9月が最も少なくなる。年間降水量は、400 mm 前後で、キルギス全体の平均的な値であり、日本の約4分の1程度に留まっている。
- 一方、河川の流量は、7月～8月が最も大きく、冬季の12月～3月が最も小さくなり、降雨量の季節変動と大きく異なり、明らかに高山域での融雪が河川流量の変化に大きな影響を与えている。また、Kyrgyz 山脈北斜面を流下する河川の冬季(=湧水)比流量(流域面積100 km²当たりの流量)は0.5～0.6 m³/s/100 km²で日本の湧水比流量約1.0 m³/s/100 km²の約半分程度である。

7-6-2 Chui 州の小水力地点

- キルギス山脈北斜面には櫛の歯のように多くの谷が開析され、溪谷河川が急峻な高山帯から北部に向けて流れ、Chui 盆地の扇状地を経て最終的に Chu 川に流れていく。これら河川における小水力ポテンシャル地点は、地形条件から、扇状地より上流(標高1,300 m 以上)で、道路が存在する標高2,000 m 地点までの溪谷区間におおよそ限定される。
- Chui 盆地は、灌漑設備が旧ソ連時代より整備され、Chu 川本川より取水する主要灌漑幹線水路の給水容量は30 m³/s 以上の規模であり、この流量を利用した9つの小水力発電所が JSC Chakan GES により運転されている。
- キルギス全土で稼働中の小水力発電所は、12箇所、合計出力42 MW のみであるが、1930年代から1960年代にかけて多くの小水力発電所が建設されている。1970年代以降、161箇所もの小水力発電所が廃止されている。廃止された161箇所を見てみると、その平均は0.274 MW で、1.0 MW 以上の地点は10地点のみで、全体の4分の3にあたる120箇所は、出力0.3MW 未満となっており、極めて小規模な発電所が大半を占めていた。
- 稼働中の12発電所のうち11発電所が、廃止された161箇所の発電所のうち4分の1以上の43発電所が Chui 州に位置している。また JSC Chakan GES の発電所を除くとその多くが、Kyrgyz 山脈北斜面を流下する河川に位置している。
- 現在稼働中の小水力発電所は、灌漑水路やダム貯水池を利用した発電所か廃止発電所跡に開発された発電所のみで、自然河川から取水するまったく新規の開発地点は存在しない。また、JSC Chakan GES の発電所群を除くと、Kyrgyz 山脈北斜面の河川に設置された発電所が多く、最大でも1.6 MW で出力規模は小さい。また、廃止発電所跡に再開発された発電所の L/H は25 以上で、落差に対して水路長が長く、一般的には新規開発で不経済な地点であるが、残存する既設設備を有効に活用することでコストを抑えている。

7-6-3 小水力発電所新設による裨益効果

- 近年、冬季には、系統への電力供給力の不足に起因する計画停電がしばしば行われている。計画停電地域の需要の大きさは、電力供給力の不足量に相当するので、系統に接続する小水力発電所を新設した場合、系統の電力供給力の不足量が、当該小水力発電所の出力に相当す

る量、減少することになり、計画停電を行わなくてはならない範囲（停電となる需要家数）や時間が減少することになる。

- 電力供給力に余力のある夏季など、系統への供給力に不足が生じない時間帯、期間においても、供給力の増加は、1) 電圧、周波数の安定等、系統の安定化、2) 増加電力量に相当する石炭火力発電所の燃料焼き減らし(石炭輸入量の削減、CO2 排出量の削減等)、或いは、3) 電力輸出量の増加等、系統全体あるいはキルギス全体としてポジティブな効果が期待できる。

7-7 有望な小水力開発ポテンシャル地点

7-7-1 ポテンシャル地点の抽出と現地踏査

- Chui 州における小水力の有望なポテンシャル地点を抽出するために、以下の情報を基本として合計 17 地点の候補地点を選定した。
 - ① KSTC からの情報 (3 地点)
 - ② 大統領令 No.365 (2008 年)によって承認された小水力開発計画地点(10 地点)
 - ③ EBRD 小水力マスタープラン (STRATEGIC PLANNING FOR SMALL AND MEDIUM SIZED HYDROPOWER DEVELOPMENT,) (4 地点)
 - ④ JSC Chakan GES の既設小水力発電所改修計画(1 地点)
- 既にこの段階で、地点の開発に著しく支障となる情報が確認される地点や Chui 州の中心である Chui 盆地から隔絶した遠方地である Suusamyр 盆地に位置する地点、合計 5 地点は現地踏査の対象から除外した。この結果、12 地点(17 地点マイナス 5 地点)について現地踏査を実施した。
- 現地踏査を行った結果、8 地点については、この段階で開発に支障となる重要な問題が確認されたため有望候補から除外することとし、踏査段階で追加した Kegeti-2 を加えた 5 地点を候補地点として残した。

7-7-2 候補地点の評価

- 候補地点として残った Kegeti-1、Kegeti-2、Djardy-Kainda、Chon-Kemin-3、Lebedinovka 地点の 5 地点について発電諸元、概略工事費を算定した。
- 裨益効果として重要な指標となる冬季の発電出力を含む、5 地点の候補地点の算定結果を、表 7-7-1 のとおり集約して示す。
- Lebedinovka (case2) 地点の冬季出力が最も大きく、かつ投資効率を示す建設単価も最も低いことから、全候補地点の中で Lebedinovka (case2) 地点が冬季における計画停電の軽減に対して最も優れた候補地点であると評価できる。ただし、現在の北部系統全体における供給力の不足は、最大で 200MW (停電対象家屋数 100,000 軒程度に相当) であり、Lebedinovka (case2) 地点の冬季出力 4.88MW は、この 2.4%に留まる。

表 7-7-1 候補地点の比較

地点	開発分類	発電諸元			建設単価		冬季 ^{*4} 発電出力 (MW)	
		最大出力 (MW)	年間可能発電電力量 (MWh/年)	総工事費 (百万円)	kW当たり (千円/kW)	kWh当たり (円/kWh)		
Kegeti-1	新規	0.59	3,334	1,616	2,739	485	0.23	
Kegeti-2	新規	1.08	6,289	1,759	1,629	280	0.41	
Djardy-Kainda	廃止発電 所再開発	0.81	4,091	1,216	1,501	297	0.31	
Chon-Kemin-3	新規	5.97	33,275	7,378	1,236	222	2.14	
Lebedi- novka	Case 1-1 ^{*1}	既設発電 所改修	0.72	6,307	1,272	1,766	202	0.72
	Case 1-2 ^{*2}	既設発電 所改修	2.22	19,447	1,272	572	65	2.22
	Case 2 ^{*3}	既設発電 所改修	5.67	47,112	2,408	425	51	4.88

*1: Case1-1は既設1号機(2.9MW)とJSC Chakan GESIによる修理後の既設2号機(1.5MW)はともに運転継続可能な条件で、2号機を2.22MWの設備に取り替えた場合の評価。

*2: Case1-2は既設1号機(2.9MW)は運転継続可能であるが、JSC Chakan GESIによる修理後の既設2号機(1.5MW)は運転継続不可の条件で、2号機を2.22MWの設備に取り替えた場合の評価。

*3: Case2は既設1号機(2.9MW)とJSC Chakan GESIによる修理後の既設2号機(1.5MW)はともに運転継続不可の条件で、2号機を5.67MWの設備に取り替えた場合の評価。

*4: 12月～2月。

- 候補地点の今後の検討課題として、以下の共通の課題が考えられる。また、各地点の設備・工事の特徴と社会自然環境上の特色を踏まえた上での各地点の今後の主要検討課題を表 7-7-2 に示す。

- 1) 流量資料：Chui 州の河川流量は高山域での融雪の影響を受けることから、この影響を考慮した各地点の流量算定が必要。
- 2) 工事費の精度向上：現地の建設単価等を組み入れた工事費の算出
- 3) 連系配電線：接続地点、新設すべき設備を明確にするため、配電会社 JSC Severelectro に検討を依頼する必要がある。
- 4) 運転維持管理体制：Levedinovka 地点を除く地点は、新設であり、発電所の運用を行う事業実施組織を含めた具体的な運転維持管理体制を検討する必要がある。

表 7-7-2 候補地点の特徴と今後の主要検討課題

候補地点	開発分類	最大出力 (MW)	情報元	設備・工事の特徴	環境社会影響	今後の主要検討課題
Kegeti-1	新規	0.59	無償資金協力要請地点 (ただし発電諸元は調査団が概略設定)	導水路は全線水圧管路とし道路脇に埋設。	灌漑その他の水利用は無い。 取水口近傍に景勝地(滝)があるが地点周辺には家屋はなく環境社会影響は少ない。	道路管理者と管路埋設についての協議。
Kegeti-2	新規	1.08	Kegeti-1の上流で調査団がポテンシャルを確認	導水路は全線水圧管路とし道路脇に埋設。	灌漑その他の水利用は無い。 発電所近傍に景勝地(滝)があるが地点周辺には家屋はなく環境社会影響は少ない。	道路管理者と管路埋設についての協議。
Djardy-Kainda	廃止発電所再開発	0.81	KSTC情報提供地点 (ただし、発電諸元は調査団が概略設定)	廃止発電所の跡地を再開発する。 導水路は開渠式でコンベンショナルな水路レイアウト。(Issyk-Ata-1、Sokuluk-2等近年に開発された小水力と同様)	灌漑その他の水利用は無い。 発電所設備近傍に家屋はなく環境社会影響は少ない。	導水路跡地の斜面保護対策および範囲を決定するための調査。
Chon-Kemin-3	新規	5.97	大統領令No.365で承認されたポテンシャル地点 (ただし、発電諸元は調査団が概略設定)	Chu川、Chon-Kemin川の合流地点で大河川の本流にダムを建設しトンネルで導水する水路レイアウト。	Chu川は国際河川のため、発電所の設置にはカザフスタンとの協議が必要。 発電所設備近傍に家屋はなく環境社会影響は少ない。	カザフスタンとの協議に必要な事項、協議期間等の調査。 ダム、トンネル工事を伴うため、フィージビリティスタディ段階でのボーリング調査等による地質調査の実施。
Lebedi-novka	Case 1-1*1	0.72	調査団提案	灌漑幹線水路を利用した既設発電所の損傷し停止中の老朽水車・発電機を新規設備に取り替える。(2ユニットある水車・発電機のうち既設1ユニットは継続して運転。)	既設発電所の水車・発電機の取替を主体とした改修工事のため環境社会影響は少ない。	既設設備の設計資料の入手・分析および既設1ユニット継続運転に影響を与えない改修方法の検討。
	Case 1-2*2	2.22				
	Case 2*3	5.67				

*1: Case 1-1は既設1号機(2.9MW)とJSC Chakan GESIによる修理後の既設2号機(1.5MW)はともに運転継続可能な条件で、2号機を2.22MWの設備に取り替えた場合の評価。

*2: Case 1-2は既設1号機(2.9MW)は運転継続可能であるが、JSC Chakan GESIによる修理後の既設2号機(1.5MW)は運転継続不可の条件で、2号機を2.22MWの設備に取り替えた場合の評価。

*3: Case 2は既設1号機(2.9MW)とJSC Chakan GESIによる修理後の既設2号機(1.5MW)はともに運転継続不可の条件で、2号機を5.67MWの設備に取り替えた場合の評価。

*4: 12月～2月。

7-8 小水力発電事業の実施可能性についての考察

Chui 州における小水力発電事業の実施可能性について考察するため、本調査の実施を通じて得られた情報・知見を下記に示す。

- 年間降水量が 400 mm と日本の 3 分の 1 以下で小さく、河川流量も概ね半分以下に留まる。また、冬季の河川流量は年間で最も少なく、冬季の出力増強を目的にした発電計画には不利である。
- キルギス山脈北斜面を流下する河川は多いが、小水力を開発できる区間は地形上の制約から限られており、これら河川に設置する小水力発電所の出力は最大でも 2 MW 程度に小規模なものに限定される。
- 過去キルギスでは多数の小水力発電所が建設されていたが、その規模は、全体の 4 分の 3 にあたる 120 箇所は、出力 0.3 MW 未満となっており、極めて小規模な発電所が大半を占めていた。
- 現在の Chui 州で稼働中の小水力発電所は、灌漑基幹水路を利用した発電所、キルギス山脈北斜面を流下する河川で廃止発電所跡地を利用した再開発電所のみであり、自然河川から取水するまったくの新規発電所は開発されていない。
- 灌漑基幹水路を利用した発電所は、使用可能な流量も多くかつ冬季・夏季の流量変化も少なく、設備利用率、河水利用率がともに高い経済的な発電が可能になっている。
- 日本では、建設単価 200 円/kWh 以下という条件が初期の地点選定段階でおおまかな指標として用いられることがあるが、本調査で候補として調査した 5 地点のうち、灌漑基幹水路を利用した発電所の改修計画である Levedinovka 地点以外は、これをクリアしていない。

小水力発電事業の実施可能性を見極めるには、計画地点の設計精度および工事費積算精度を高め、経済性分析を適切に行う必要があるが、敢えて上記の状況のみから実施可能性を総括すると、自然河川に設置するまったくの新規小水力発電地点の開発は一般的には経済性が得られず、経済性の得られる小水力発電計画は、廃止発電所設備や灌漑設備^{*1}を利用した発電計画、あるいは、老朽化した発電所の改修計画といった特殊な地点に限定され、現状では小水力発電の量的な開発は早期には期待できない。この状況で民間事業者による小水力発電を促進させるためには、売電価格のより一層の上昇など開発事業者に対する経済的なインセンティブを大幅に強化する必要がある。

*1 : Chui 州の灌漑水路には、West Big Chui Canal のように 1 年を通じて流量に大きな変化がなく通水している灌漑水路と、East Big Chui Canal のように澁期以外はまったく通水しない灌漑水路がある。灌漑水路を用いた発電計画を検討する場合、このような灌漑水路の通水量の季節変化等を十分に把握する必要がある。