

バングラデシュ人民共和国
バングラデシュ電力エネルギー鉱物資源省電力局(MOPEMR)

バングラデシュ国
国際連系線
情報収集・確認調査

ファイナルレポート
和文要約版

平成 28 年 4 月
(2016 年 4 月)

独立行政法人
国際協力機構(JICA)

東京電力ホールディングス株式会社
東電設計株式会社

バン事
CR(10)
16-001

目次

1.	序 章	1
1.1	調査の背景	1
1.2	バングラデシュを囲む各地域における需給状況	1
1.3	バングラデシュにおける国際間電力取引の可能性	3
2.	水力開発候補地域のスクリーニング	5
2.1	評価基準の設定	5
2.2	連系可能な水力開発候補地域	6
2.3	評価基準を踏まえたスクリーニング	7
3.	水力開発候補地点の選定	10
3.1	評価基準の設定	10
3.2	水力開発候補各地点の比較と評価基準を踏まえたスクリーニング	11
3.2.1	ブータン東部	11
3.2.2	インド メガラヤ州	12
3.3	具体的な事業計画	13
3.3.1	Kuri I 地点	13
3.3.2	メガラヤ州の揚水地点	16
4.	国際連系線事業案実現に向けた提言	18
4.1	推進体制	18
4.2	電力輸入の将来構想	19
4.2.1	BPDB の構想と課題	19
4.2.2	電力輸入に関する課題と対応策	19
4.2.3	電力輸入構想の提言	20

図 一覧

図 1-1	バングラデシュ周辺地域の電力需給状況（2014 年）	1
図 1-2	バングラデシュ周辺地域の電力需給状況（2030 年）	2
図 1-3	バングラデシュ-インド間の国際連系線全体構想図	3
図 2-1	連系可能地域の接続イメージ図	7
図 3-1	Kuri I 地点の計画概要	13
図 3-2	Kuri I 地点の推進体制案	14
図 3-3	Kuri I 水力の受電方法	15
図 3-4	メガラヤ州の揚水式水力の候補地点	16
図 3-5	揚水式水力の推進体制案	17
図 4-1	推進体制のイメージ	18
図 4-2	2020 年における電力受電状況	22
図 4-3	2030 年における電力受電状況	22

表 一覧

表 2-1	水力開発候補地域選定の評価基準	5
表 2-2	バングラデシュ系統に送電可能な水力開発候補地域	6
表 2-3	スクリーニング結果	9
表 3-1	水力開発候補地点選定の評価基準	10
表 3-2	ブータン東部の候補地点	11
表 3-3	ブータン東部の水力開発候補地点の評価	11
表 3-4	メガラヤ州の候補地点	12
表 3-5	メガラヤ州の水力開発候補地点の評価	12
表 4-1	BPDB による電力輸入計画	19
表 4-2	調査団による電力輸入計画提案	20

略語

略語	正式名称
AC	Alternative Current
BBIN	Sub-regional Grouping of Bangladesh, Bhutan, India and Nepal
BPDB	Bangladesh Power Development Board
BTB	Back-to-Back
BTN	Bhutanese Ngultrum
DC	Direct Current
DGPC	Druk Green Power Corporation
FS	Feasibility Study
GMR	Name of Indian private company
GOB	Government of Bangladesh
HPP	Hydro Power Plant
HVDC	High Voltage Direct Current
INR	Indian Rupee
JICA	Japan International Cooperation Agency
JTT	Joint Technical Team
JWG	Joint Working Group
MOPEMR	Ministry of Power, Energy and Mineral Resources
NEEPCO	North Eastern Electric Power Corporation
NHPC	National Hydro Electric Power Corporation
NLDC	National Load Dispatch Center
NR	North Region
O&M	Operation and Maintenance
PPA	Power Purchase Agreement
PSPP	Pumped Storage Power Plant
SAARC	South Asian Association for Regional Cooperation
SPC	Special Purpose Company
SR	South Region
S/S	Substation
T/L	Transmission Line
USD	United States Dollar
WB	West Bengal
WR	West Region

1. 序 章

1.1 調査の背景

バングラデシュ人民共和国（以下、「バングラデシュ」）の電力・エネルギーセクターは、国産天然ガスを燃料とした電源に過度に依存しており（2013 年 12 月時点で総設備容量の 64%）、ベースロードの燃源多様化は、電力の安定供給のために最優先課題のひとつである。またバングラデシュの更なる経済発展には産業の多角化・高度化が不可欠であり、そのためには電力の品質（系統の電圧および周波数の安定化）が必須である。さらに、今後中長期的に石炭火力発電の割合が増えていくことが見込まれる中で、気候変動対策の観点から環境負荷の低い再生可能エネルギーの開発が求められている。

オングリッドの大規模な水力発電開発は、上記の課題を克服する有効な手段である。バングラデシュは、その平坦な地形のため、既存のカプタイ水力発電所 (230MW) 以外は、国内に有望な 1MW 程度以上の水力開発地点が見つかっていない。これに対し、ブータン・ネパール・ミャンマー・インド（北東諸州、西ベンガル州）といったバングラデシュを取り巻く各国（以下、「近隣国」）では豊富な包蔵水力を有することが確認されており、これらの水力発電源から国際連系線を介した電力輸入によって、安定的なベースロード供給、燃源多様化、気候変動緩和が期待できる。

1.2 バングラデシュを囲む各地域における需給状況

バングラデシュを囲む各国のうち、バングラデシュを除く各国は水力ポテンシャルに恵まれている。しかし、現時点での開発量はわずかであり、今後、多くの開発量が期待できる。

バングラデシュを囲む各国（インドは東部地域と北東州）の、雨期と乾期における 2014 年の電力需給状況を以下に示す。

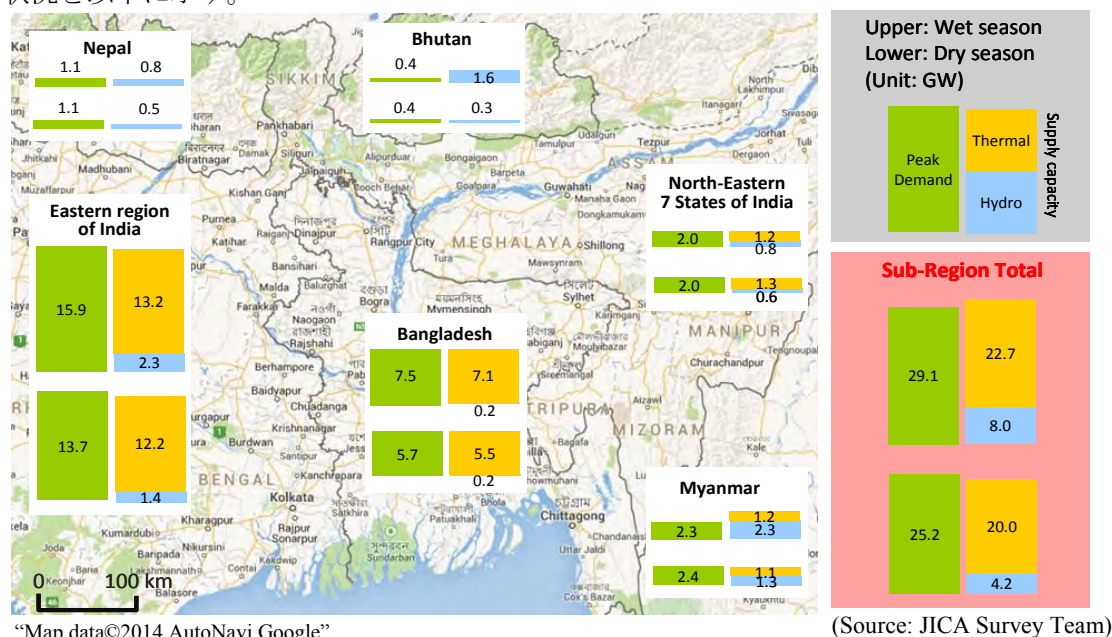


図 1-1 バングラデシュ周辺地域の電力需給状況（2014 年）

当該地域における現時点での電力需給状況を見ると、まだ水力の開発量が多くないため、水力の供給力は全体供給力の 25%程度である。これらの地域の多くの水力発電所は流れ込み式であり、雨期には多くの発電量が期待できるが、乾期には発電量が半分以上に低下する。このため、乾期には、電力需要も若干減少するが、水力供給力の低下が顕著であり、全体的にわずかではあるが供給力が不足している。

上記と同様に 2030 年の電力需給状況予測を以下に示す。

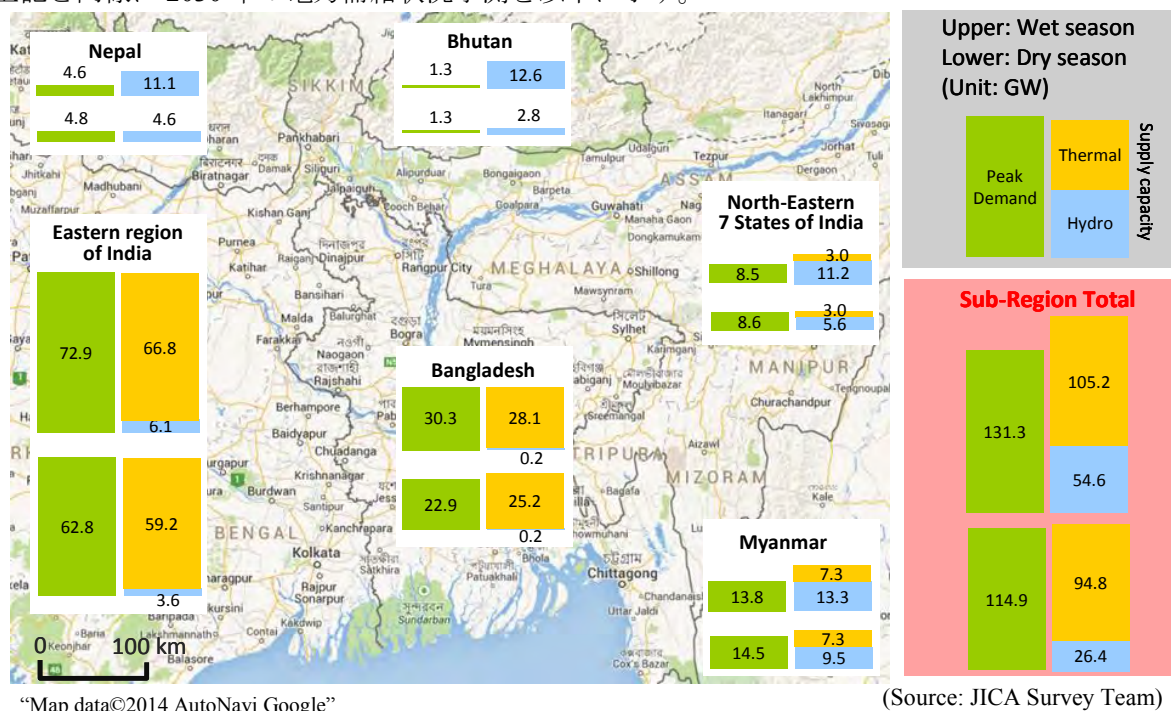
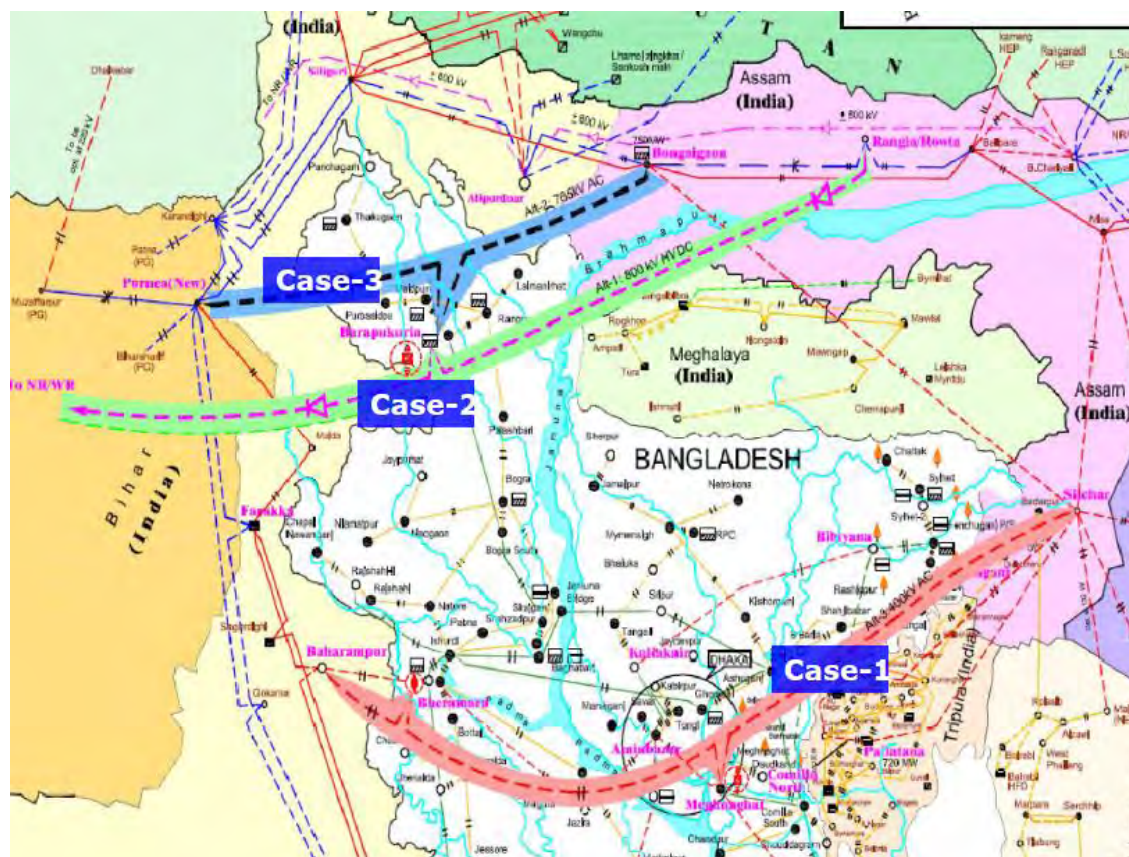


図 1-2 バングラデシュ周辺地域の電力需給状況（2030 年）

ネパール、ブータン、インド北東州、ミャンマーの各地域で水力の開発が盛んに実施され、各地域とも 10GW 程度の水力設備量の増加が見込める。この結果、水力の供給力は、雨期において全体供給力の 35%程度まで増加する。一方、乾期においては水力供給力が半分以上に低下し、水力主体のネパールでは供給力の不足が懸念される。しかし、火力主体のバングラデシュでは需要が大幅に低下するため、火力の供給力に余力が生じ、地域全体としては、十分な供給力が確保可能である。

1.3 バングラデシュにおける国際間電力取引の可能性

ブータンやネパールに位置する水力発電所の電力をバングラデシュに送電する場合には、地理的に中間に位置するインドの了解なしに進めることは不可能である。この点を打開する方策として、以下に示す送電線案がインドとバングラデシュ間で検討されている。



(Source: JTT Report)

Case 3	インドの Bongaigaon から Jamalpur または Barapukuria を経由し Purnia までを 765 kV 交流送電線で連系。
Case 2	Rangia/Rowta (アッサム州) から Jamalpur または Barapukuria を経由しインドの NR/WR までを±800 kV 直流送電線 (送電容量 600 万 kW、双極 1 回線) で連系。Jamalpur または Barapukuria に HVDC を設置し、50～100 万 kW をバングラデシュが受電。
Case 1	Shilchar から Meghnaghat または Bhulta を経由し、Bahrampur まで大容量 400 kV 交流送電線で連系。Meghnaghat または Bhulta に HVDC BTB を設置し、50 万 kW をバングラデシュが受電。

図 1-3 バングラデシュ-インド間の国際連系線全体構想図

2015 年 6 月、バングラデシュとインドは、両首相会談後、各国より共同宣言を発表した。その中で、両首相は、バングラデシュとインド間で、インド北東地域 (Rangia/Rowta) からバングラデシュを通過して、インドの Muzaffarnagar へ電力を送ることで合意し、バングラデシュ国

の Barapukuria に連系口を有する±800kV、700 万 kW の多端子 HVDC の双極 1 回線直流送電線を建設することとしている。

また、モディ首相は、バングラデシュが両国のグリッドセキュリティを守りながら、建設が予定される送電線から十分な電力をバングラデシュで受電できるような指針を検討することで合意した。

さらには、バングラデシュは、BBIN の枠組み中での電力輸入に対する関心があるとともに、インド・モディ首相は、各国の電力輸入に向けたグリッドセキュリティ、送電線、連系地点やそれらに関する法律などの重要事項を前向きに検討することで合意した。

2. 水力開発候補地域のスクリーニング

2.1 評価基準の設定

水力開発候補地域の選定にあたって使用する評価基準を以下に示す。

表 2-1 水力開発候補地域選定の評価基準

	評価項目	評価の視点	重要度
1	バングラデシュへの電力融通に対する政治的意思	開発政策や制度面の優遇措置などを含む	高
2	水力開発候補地域の需給状況	余裕があるほど乾季でも電力受電が可能であり、評価が高い	中
3	水力開発ポテンシャルの量	ポテンシャルが多いほど、経済性に優れた地点を発掘できる可能性が高く評価が高い。	中
4	バングラデシュへの連系方式	他の連系設備を介するよりは、直接接続方式の方が高い評価となる。	中
5	バングラデシュ連系点への距離	距離が短いほど評価が高い。送電線建設の容易性も含む。	高
6	バングラデシュの連系点における電力の価値	電源の少ない地域への接続の方が高い評価となる。	低

(Source: JICA Survey Team)

これらの評価項目は、いずれも水力開発候補地域を選定する際の重要な判断要因であるが、中でも「バングラデシュへの電力融通に対する政治的意思」と「バングラデシュ連系点への距離」の重要度が高いと考えられる。

2.2 連系可能な水力開発候補地域

(1) 連系可能地域

連系可能な水力開発候補地域として、以下の 6 地域を考慮する。

表 2-2 バングラデシュ系統に送電可能な水力開発候補地域

	水力開発候補地域	バングラデシュでの連系地点	連系方式
1	ネパール東部	West (Bheramara)	インドの至近の変電所まで送電し、インドの国内系統を介して、バングラデシュ西部の BTB で受電する。
2	ブータン西部	North (Barapukuria)	インドの Rangia 変電所まで送電し、±800kV 直流送電線を介して、バングラデシュ北部で受電する。
3	ブータン東部	North (Barapukuria)	インドの Rangia 変電所まで送電し、±800kV 直流送電線を介して、バングラデシュ北部で受電する。
4	インド・メガラヤ州	East (Bibiyana)	直接 Bibiyana 変電所に接続する。
5	インド・アルナチャルプラデシュ州	North (Barapukuria)	インドの Rangia 変電所まで送電し、±800kV 直流送電線を介して、バングラデシュ北部で受電する。
6	ミャンマー西部	South (Anowara)	直接 Anowara 変電所に接続する。

(Source: JICA Survey Team)

(2) 連系可能地域の接続のイメージ

連系可能地域の接続のイメージ図を以下に示す。

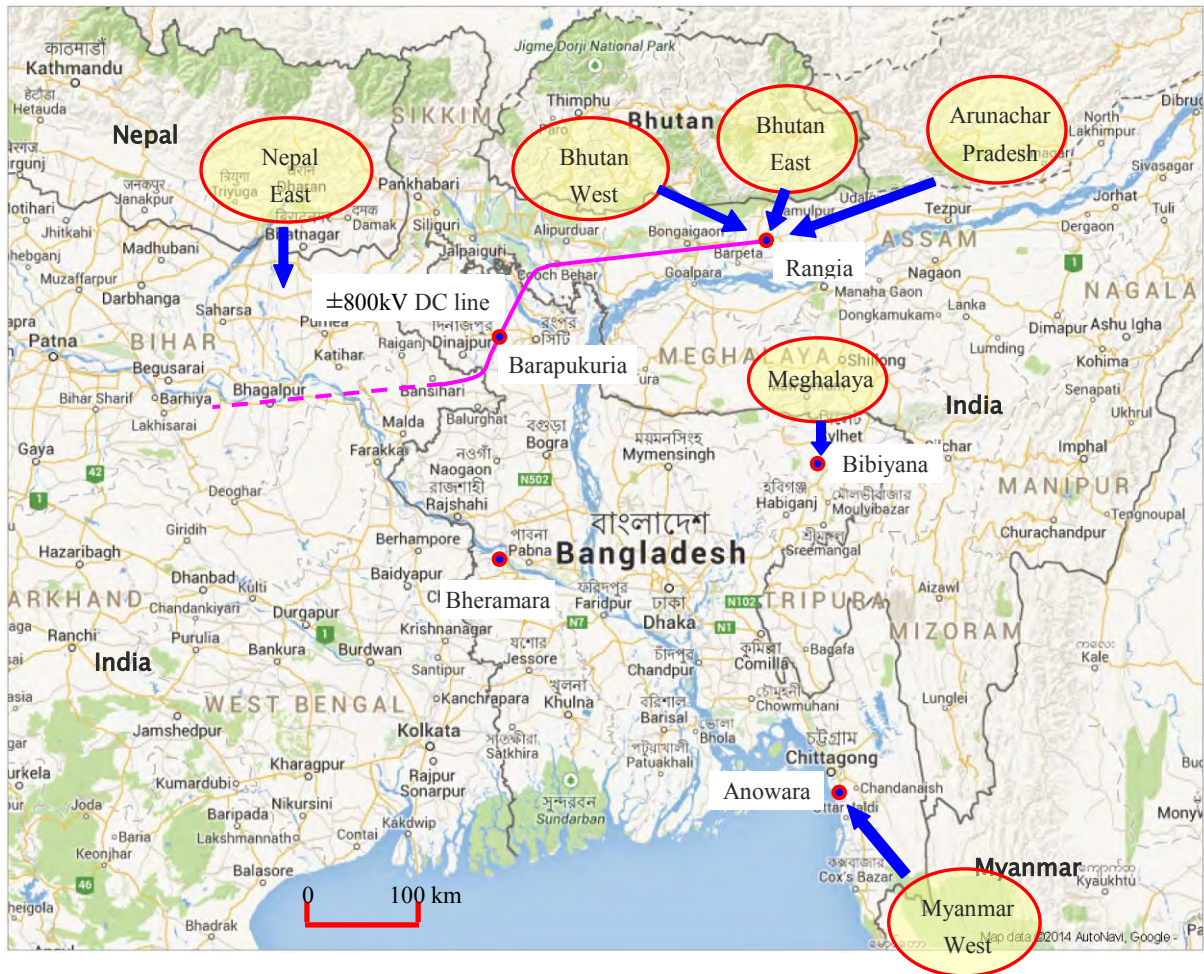


図 2-1 連系可能地域の接続イメージ図

(Source: JICA Survey Team)

2.3 評価基準を踏まえたスクリーニング

(1) バングラデシュへの電力融通に対する政治的意思

ミャンマーを除くいずれの地域も、バングラデシュへの電力融通に対する政府の意思は非常に前向きである。なおブータンは、既に西部での開発が進んで東西間の格差が生じているため、西部よりも東部の開発を優先する方針である。

(2) 水力開発候補地域の需給状況

ネパールは、現在、供給力が不足しており、輪番停電を実施している。近い将来大きな水力発電所の開発により、雨季には需給状況が緩和するものと想定されているが、乾季には依然として厳しい需給状況となり他国へ売電するだけの余剰発生は見込めない。ブータン及びアルナチャルプラデシュ州は、十分な供給力を保有し、乾季でも他国へ売電するだけの余剰が発生する。メガラ

ヤ州は雨季の余剰を他州へ供給し、乾季に返還してもらうバンキング方式を実施しており、乾季にはあまり余剰は発生しない。

(3) 水力開発ポテンシャルの量

メガラヤ州以外は十分なポテンシャルがある。なお、メガラヤ州に関しても、揚水式水力のポテンシャルという観点からは十分な量が見込める。

(4) バングラデシュへの連系方式

メガラヤ州及びミャンマーの水力は直接バングラデシュの系統に接続することが可能である。一方、ネパールやブータンの水力を受電する場合には、インドの地内を通過する必要がある。ブータンの水力や Arunachal 州の水力を受電する場合は、現在計画が進行中である $\pm 800\text{kV}$ 直流送電線を介して、バングラデシュ北部で受電する形態となる。なお、ネパールの電力を受電する際には、インド国内の交流系統を介して、BTB の増設計画がある Bheramara 地区で受電することになる。

(5) バングラデシュ連系点への距離

メガラヤ州の水力は直接 Bibiyana 変電所に接続することにすれば、50km 程度の距離となる。また 132kV 送電線で送電可能な小容量の場合は、至近の変電所まで 20~30km 程度となる。ブータンの水力や Arunachal 州の水力を送電する場合には、現在計画が進行中である $\pm 800\text{kV}$ 直流送電線の東側の交直変換所となる Rangia 変電所まで送電する必要がある。ブータンの東部は Rangia 変電所に近いため、送電距離は 100km 以内であるが、ブータンの西部の水力を送電する場合には、送電距離は 200km を超える可能性が高い。また、Arunachal 州の水力を送電する場合も、送電距離は 200km を超える可能性が高い。ネパールの水力を送電する場合には、インド国内の至近の変電所までの送電線を建設すれば、後はインドの国内系統を利用して送電が可能と考えられるため、送電線建設距離は 100km 以内である。ミャンマーの水力は、直接 Anowara 変電所に接続するため、送電距離は 200km を超える可能性が高い。

(6) バングラデシュの連系点における電力の価値

需要の中心部への接続が最も価値が高いが、検討対象としている地域の水力を接続する地点は、どれも需要の中心部からは離れている。次いで供給力が不足している地域への接続の価値が高く、バングラデシュの電源はジャムナ川よりも東部に偏っており、ジャムナ川よりも西部での供給力は価値が高いと考えられる。現在計画が進行中である $\pm 800\text{kV}$ 直流送電線を介した受電では、受電点はジャムナ川よりも西部の Barapukuria を想定しており、この線を活用した受電方法は、受電点における電力の価値は若干高いと考えられる。一方、ジャムナ川よりも東部に接続するメガラヤ州やミャンマーの水力は、受電点における電力の価値は若干低いと考えられる。特にミャンマーの水力は、今後大規模な火力開発が進展すると考えられている南部地域への接続であり、受電点における電力の価値は低い。

(7) 総合評価

上記の結果を総合的に比較すると以下の表となる。

表 2-3 スクリーニング結果

	評価項目	Weight	Nepal East	Bhutan		India		Myanmar West
				West	East	Meghalaya	Arunachar	
1	バングラデシュへの電力融通に対する政治的意思	3	5	3	5	5	5	2
2	水力開発候補地域の需給状況	2	2	5	5	4	5	2
3	水力開発ポテンシャルの量	2	5	5	5	3	5	4
4	バングラデシュへの連系方式	2	3	2	2	5	2	5
5	バングラデシュ連系点への距離	3	4	2	4	5	2	2
6	バングラデシュの連系点における電力の価値	1	4	4	4	3	4	2
	合計		51	43	55	57	49	36

(Source: JICA Survey Team)

上記の比較検討の結果、インドのメガラヤ州とブータンの東部が比較的有望と考えられる。なお、ネパールに関しては、電力の需給状況が緩和してくれば、有望な地域に変わる可能性が高い。ミャンマーに関しては、現地調査を実施していないため、バングラデシュへの電力融通に対する政治的意思などの詳細情報が確認できていない。現地の状況確認の結果によっては、有望な地域に変わる可能性がある。

3. 水力開発候補地点の選定

前章において、優先すべき開発候補地域として、ブータン東部とインドのメガラヤ州を選定した。

3.1 評価基準の設定

水力開発候補地点の選定にあたって使用する評価基準を以下に示す。

表 3-1 水力開発候補地点選定の評価基準

	評価項目	評価の視点	重要度
1	バングラデシュの意向	バングラデシュとしては規模の大きい地点を希望	5
2	地点の経済性	建設工事費と年間発電電力量の関係から発電電力量当たりの建設工事費を試算して評価	5
3	必要となる専用送電線の工事費	専用送電線の送電距離と送電電圧から工事費を積算し、送電電力量あたりの送電費を計算	2
4	環境面の課題	環境保全地域指定の有無、近隣での希少種の可能性、近隣での少数民族の可能性などを評価	4
5	地質面の課題	工事実施時における山崩れや、運転開始後の土砂堆積などの可能性を評価	4
6	バングラデシュへの電力輸出時の課題	バングラデシュへの送電時に必要となる関連送電線の活用可能性、出力規模を評価	3
7	工事実施の容易性	工事用道路、電力供給など工事用周辺インフラの整備状況	2
8	運用面の弾力性	貯水容量の大きさ、季節間の調整が可能であれば評価は高い	1
9	調査の進捗度	調査の進捗度に応じて、調査の精度が高いと判断して評価	1
10	JICA の支援可能性	開発資金出資者の有無やプロジェクト総額などを考慮して評価	3

(Source: JICA Survey Team)

各地点について、上記の評価項目毎に最高 5 点で評価する。しかし、環境面の課題と地質面の課題のどちらかの項目で 2 点以下の低い点数と評価される地点では、総合点で高い点を獲得したとしても、開発面の課題が非常に大きいと判断し、総合評価としては、選定できないレベルと評価する。

3.2 水力開発候補各地点の比較と評価基準を踏まえたスクリーニング

3.2.1 ブータン東部

ブータン東部については、既に Pre Feasibility Study (Pre-FS) が終了している候補地点として Kuri-I (Rotpashong から名称変更)、Gamri I, II、Nyera Amari I, II の 3 地点 5 発電所がある。これらの地点の比較を以下に示す。

表 3-2 ブータン東部の候補地点

	Kuri-I	Gamri I	Gamri II	Nyera Amari I	Nyera Amari II
Installed capacity	1,230MW	45MW	85MW	125MW	317MW
Unit size × Units	(205MW×6)	(22.5MW×2)	(42.5MW×2)	(62.5MW×2)	(105.67MW×3)
Design annual energy	5,265GWh	215.69GWh	399.90GWh	614GWh	1,556GWh
Construction cost (million)	USD 1,686.5	BTN 3,620 (USD 56.6)	BTN 5,587 (USD 87.3)	BTN 12,490 (USD 195.2)	BTN 22,291 (USD 348.4)
Unit construction cost per annual energy	USD 320/MWh	USD 262/MWh	USD 218/MWh	USD 318/MWh	USD 224/MWh
Length of T/L	400kV 140km	132kV 8km	132kV 36km	220kV 16km	220kV 66km
Construction cost of T/L	USD 70 million	USD 11 million		USD 22 million	
Unit construction cost	USD 13.3/MWh	USD 17.9/MWh		USD 10.1/MWh	

(Source: JICA Survey Team)

表 3-3 ブータン東部の水力開発候補地点の評価

	評価項目	Weight	Kuri-I	Gamri I, II	Nyera Amari I, II
1	バングラデシュの意向	5	5	1	3
2	地点の経済性	5	3	4	4
3	専用送電線の工事費	2	4	4	4
4	環境面の課題	4	3	2	3.5
5	地質面の課題	4	4	3	2
6	電力輸出時の課題	3	3	2	3
7	工事実施の容易性	2	4	2	3
8	運用面の弾力性	1	2	2	2
9	調査の進捗度	1	4	3	3
10	JICA の支援可能性	3	2	4	3
	合計（重要度を考慮）		105	80	94

(Source: JICA Survey Team)

Kuri-I 地点が最も点数が高く、次いで Nyera Amari 地点、Gamri 地点の順である。Kuri-I 地点は、バングラデシュの意向にも合致している地点であり、特に開発を阻害するような大きな課題もないため、当地点を優先すべき開発候補地点として選定する。

3.2.2 インド メガラヤ州

メガラヤ州の一般水力については、ある程度規模が大きく、調査が進展している地点として Myntdu Leshka II、Umngot、Nongkohlait 地点がある。これらの地点の比較を以下に示す。

表 3-4 メガラヤ州の候補地点

	Mintdu Leshka II	Umngot	Nongkohlait
Installed capacity Unit size × Units	280MW (70MW x 4)	240MW (80MW x 3)	120MW
Design annual energy	895.29 GWh	838.73 GWh	379.34 GWh
Construction cost	INR 29,400 million (USD 460.5 million)	INR 15,646 million (USD 245 million)	INR 3,262 million ^{*1)} (USD 51.1 million)
Unit construction cost per annual energy	USD 514/MWh	USD 292/MWh	USD 135/MWh ^{*1)}
Length of T/L	220kV 98km	220kV 111km	220kV 95km
Construction cost of T/L	USD 27 million	USD 31 million	USD 27 million
Unit construction cost	USD 30.2/MWh	USD 37.0/MWh	USD 71.2/MWh

*1): Data from Pre-F/S in 2004

(Source: JICA Survey Team)

メガラヤ州の南部は非常に急峻な地形を有し、多くの揚水式水力の適地がある。特に 600m を超える高落差が期待できる箇所では発電所の最適規模も 1,500MW 級の地点となるものと想定される。ただし現在までのところ、メガラヤ州の揚水式水力については、具体的な地点調査が全くされていない。

表 3-5 メガラヤ州の水力開発候補地点の評価

	評価項目	Weight	Mintdu Leshka II	Umngot	Nongkohlait	PSPP
1	バングラデシュの意向	5	3	3	2	5
2	地点の経済性	5	2	3	4	4
3	専用送電線の工事費	2	4	3	2	4
4	環境面の課題	4	4	3	2.5	4
5	地質面の課題	4	2	4	4	4
6	電力輸出時の課題	3	4	4	4	4
7	工事実施の容易性	2	4	3	3	3
8	運用面の弾力性	1	2	4	2	5
9	調査の進捗度	1	4	4	3	1
10	JICA の支援可能性	3	4	4	4	3
	合計（重要度を考慮）		95	102	95	118

(Source: JICA Survey Team)

メガラヤ州の水力を開発する場合には、一部の電力をメガラヤ州および近隣州に送電するため、全量をバングラデシュが輸入することは難しい。つまり、バングラデシュの受電量は開発量の半

分程度となるため、大きな規模の地点開発が望ましい。一般水力は 200MW 程度の開発規模であり、バングラデシュの受電量は 100MW 程度にしかない。一方、揚水式水力は 1,500MW 級の開発規模になるため、バングラデシュの受電量は 1,000MW に近いレベルが期待できる。このような点を考慮して、メガラヤ州においては、揚水式水力を優先すべき開発候補地点として選定する。

3.3 具体的な事業計画

3.3.1 Kuri I 地点

(1) 計画概要と課題



図 3-1 Kuri I 地点の計画概要

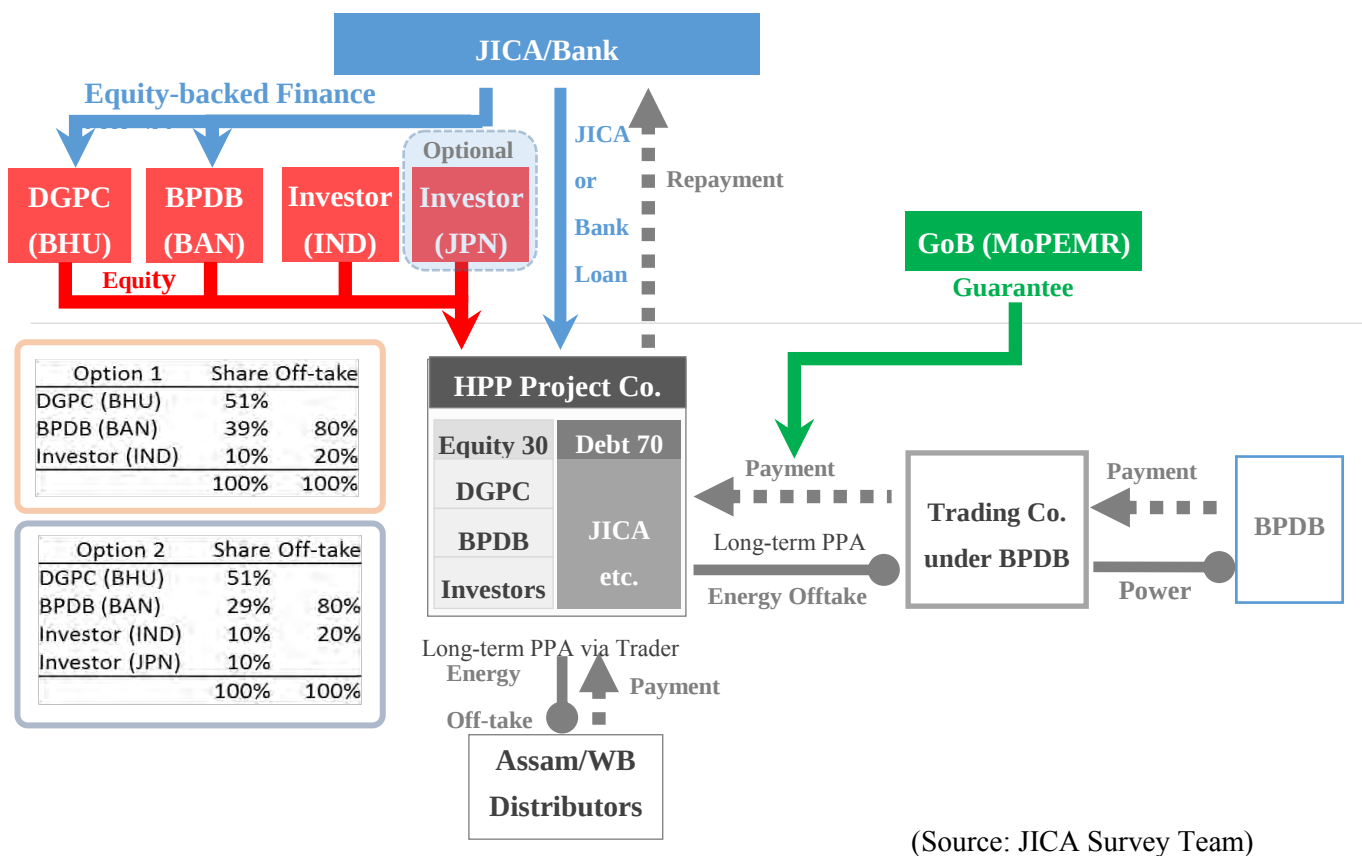
- 取水ダムを除く全設備は、地下に計画されているが、調査団は、地上式あるいは半地下式の発電所の可能性もあると判断した。このため、詳細設計時に発電所の配置に関する詳細検討が必要である。
- 左右岸ともに、あらゆる方向の節理や割れ目などが岩盤の表面に認められる。右岸におけるこれらの割れ目については、可能性調査の段階で、詳細な調査と検討を実施する必要がある。

- ダムサイトでは住民移転が発生しないが、取水ダム付近の道路の一部が貯水池により移転が必要となる可能性がある。また、Autsho 村内の 3 住居と小さな小屋の移転が発生する可能性がある。

(2) 推進体制

ブータンにおけるこれまでの慣例では、大規模な水力発電所の建設は、それぞれのプロジェクト毎にブータン政府とインド政府が 50%ずつ出資した SPC（Special Purpose Company）を設置し、その SPC が建設を推進している。しかし、この慣例はあくまでもブータンとインドの 2 国で共同開発する方法であり、インド以外の他国が関係するプロジェクトは存在しないため、先例がない。

ブータンの電力をバングラデシュが輸入するためには、どうしてもインド地内の系統を経由する必要がある。この点を考慮するとともに、上記の慣例を踏まえて、Kuri I 地点の開発体制を以下に提案する。



(Source: JICA Survey Team)

図 3-2 Kuri I 地点の推進体制案

(a) SPC（水力開発会社）の出資比率

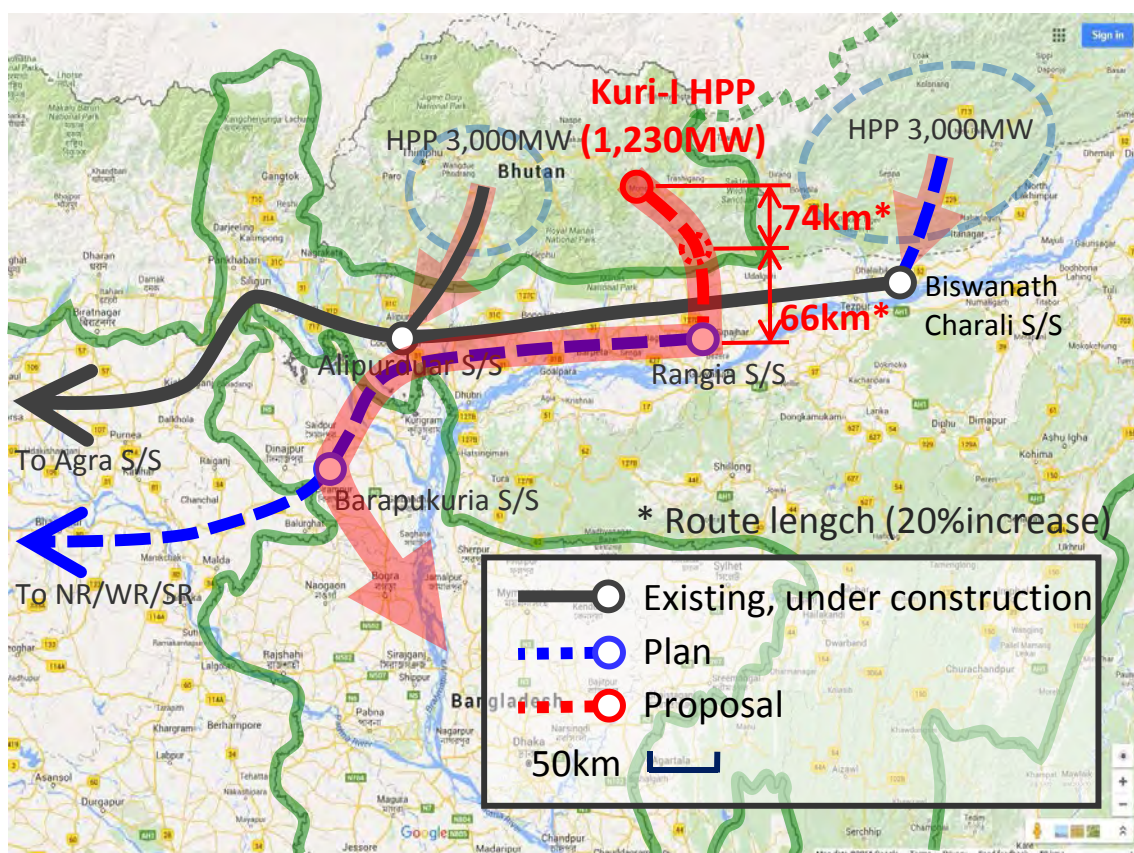
出資金は、全体投資額の 30%程度とし、ブータン政府、バングラデシュ政府、及びインドや日本の投資家が分担する。分担比率は、ブータン政府が安定多数を確保するために 51%とする。

(b) 電力の引き取り比率

電力の引き取り量は、全量バングラデシュが引き取れるのが理想だが、バングラデシュ側、インド側の出資比率に応じて、80% : 20%とする。なお、安定的な供給力確保の観点から相対取引とする。ただし、ブータンの水力は、乾季には供給力が 25%程度まで低下し、受電点における受電能力に余力が生じる。その際の供給力不足を補完するために、インド市場を介して電力を調達することも考慮する。

(3) 電力の受電方法

電力の受電方法を以下に示す。



(Source: JICA Survey Team)

図 3-3 Kuri I 水力の受電方法

インド、アッサム州の Rangia 変電所まで Nyera Amari P/S を経由して 400kV 2 回線送電線を約 140km 建設する。（建設工事費 約 100 億円） Rangia 変電所からは現在計画中の±800kV の直流送電線を経由し、バングラデシュ内の Barapukuria 変電所で受電する。この計画で最も大きな課題は、Rangia 変電所から Barapukuria 変電所間の±800kV の直流送電線の建設である。この送電線のインド側の目的は、アルナチャル州やブータンの水力で発生した電力を大消費地（NR/WR/SR）に送ることである。

3.3.2 メガラヤ州の揚水地点

(1) 計画概要

調査団は、揚水発電に関する現地調査を実施し、揚水発電地点として適切な3箇所を選定、有望地点として図 3-4に示す。しかしながら、本提案は、机上調査かつ軽微な視察調査のみである。

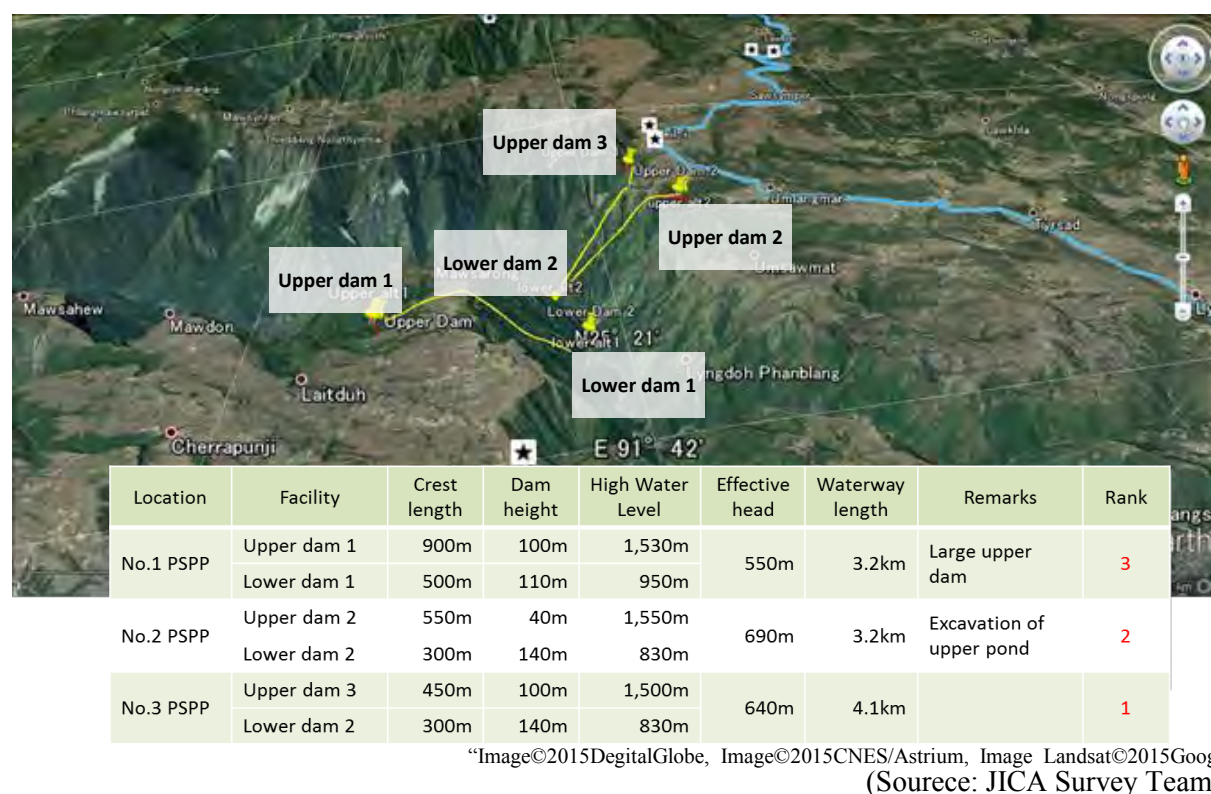


図 3-4 メガラヤ州の揚水式水力の候補地点

メガラヤ州の南部は非常に急峻な地形であり、多くの揚水式水力の適地があり、また、600mを超える高落差が期待できるため、発電所の最適規模も 1,500MW 級の地点となるものと想定される。しかし、メガラヤ州の揚水式水力については、これまで具体的な地点調査が全くされていない。逆に考えれば、地質面、環境面などに課題のある地点を排除し、経済性面に優れた適地の選定が可能であるということである。

(2) 推進体制

このような事例はこれまで世界中でも例がないが、推進体制として以下を提案する。

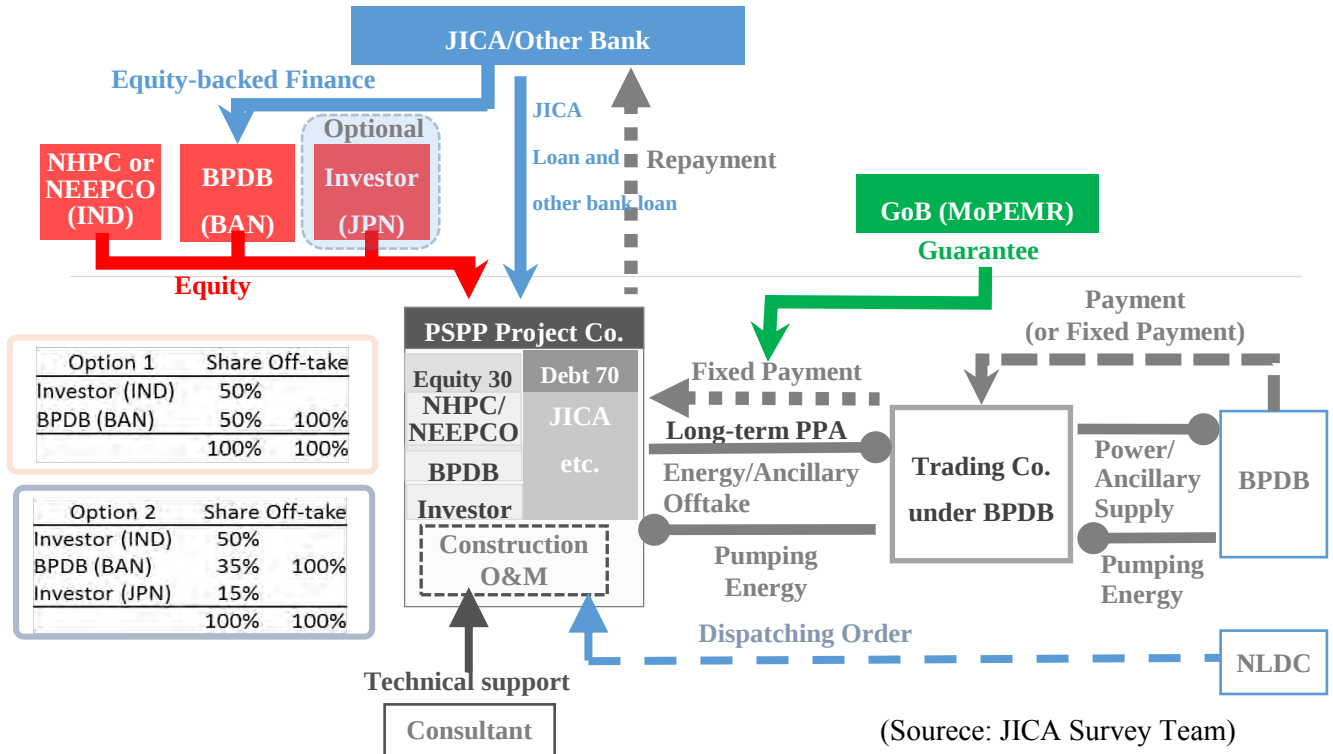


図 3-5 揚水式水力の推進体制案

(a) SPC（水力開発会社）の出資比率

バングラデシュのニーズに基づいて建設するが、発電所の設置位置がインド国内であるため、バングラデシュとインドの公益企業が 50%ずつ出資する形態とする。ただし、インド側に出資の意思がなければ、全額バングラデシュということも考えられる。出資金は、全体投資額の 30%程度とする。

(b) O&M 体制

建設と同様に SPC が運転維持管理も実施する。バングラデシュ内に取引を専門に行う会社（取引会社）を設立し、取引会社が BPDB から調達した揚水用の電力を SPC に供給するとともに、発電した電力の受電権利を有し、シングルバイヤーである BPDB に電力を供給する。また、周波数調整などのアンシラリーサービスも提供する。取引会社は SPC に運転維持管理を委託し、その対価として固定費を支払う。なお、運転はバングラデシュの給電所（NLDC）の指示に従う。

(3) 送電方法

揚水式水力地点から Bibiyana 変電所まで 400kV 送電線を 90km 程度建設する。なお、インド系統の需給ひっ迫時にインド系統への送電も可能とするため、至近の 400kV Killing 変電所への連系送電線を建設することも考えられる。しかし、距離が 100km もあり、使用される頻度もあまり高くなく投資効率が悪いため、インド系統への送電線はインド側からのニーズが示されない限り建設しない。

4. 国際連系線事業案実現に向けた提言

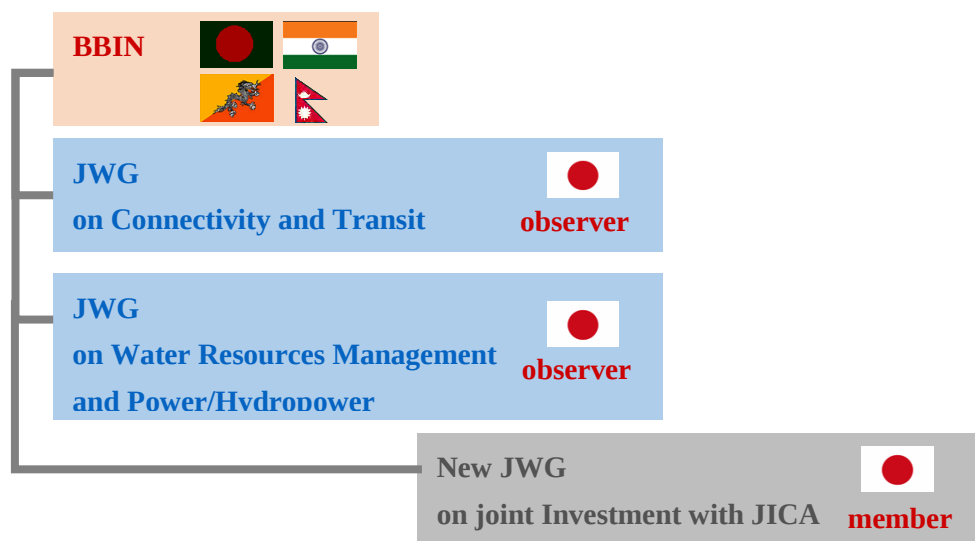
4.1 推進体制

バングラデシュとインドの2国間の電力輸入であれば、これまでのチャンネルで協議していけば良いと考えられる。しかし、ブータンやネパールの電力を相対取引により輸入する場合には、インドの系統を介する必要があるため、当事者（2国）間の協議だけでは前に進めない。このためインドを含めた3か国の協議体を組成する必要がある。

このような協議の場としては、すでに SAARC の枠組みの中で、バングラデシュ、ブータン、インド、ネパールの4か国の協議体として BBIN が組成されている。BBIN は、JWG（Joint Working Group）を年に2回程度実施することにしており、JWG の議題の中に、地域間の電力連系を議題として取り上げ、推進していくのが最も効率的と考えられる。

具体的な推進体制のイメージを以下に示す。

- JICA は、BBIN が JICA が資金供与する域内水力開発案件や域内連系案件を検討する際には、既存の共同ワーキンググループ（JWG）にオブザーバーとして参加をする。
- もしくは、JICA の資金協力を視野に入れた共同投資案件の形成やその実施に係る BBIN-JICA 共同ワーキンググループを新設する。



(Source: JICA Survey Team)

図 4-1 推進体制のイメージ

4.2 電力輸入の将来構想

4.2.1 BPDB の構想と課題

電力輸入の将来計画として、BPDB は以下の考えを持っている。

表 4-1 BPDB による電力輸入計画

		MW	Year	Remarks
1	Bheramara - Baharampur	500	2013	Existing
2	Tripura - Comilla	100	2016	Some load (100MW) in Comilla (N) S/S will be connected to Indian system.
3	Bheramara - Baharampur	500	2017	Extension of Bheramara HVDC.
4	Bheramara - Baharampur	1,000	2020	Additional extension of Bheramara HVDC
5	Tripura - Comilla	400	2020	Construction of HVDC (500MW) in Comilla (N) S/S. Some load (100MW) in Comilla (N) S/S will be disconnected from Indian system.
6	Rangia/Rowta - Barapukuria	2,000	2022	Power import by using Case 2 T/L (± 800 kV DC)
7	From Nepal (including GMR)	2,000	2025	Power import by using Case 3 T/L (765kV AC)
	Total	6,500		

(Source: BPDB)

電力輸入量は、2020 年から急激に増加して 2025 年には 6,500MW に達し、全体供給力に占める比率は 30%を超える。

4.2.2 電力輸入に関する課題と対応策

電力の輸入を実施することにより発生が懸念される課題と対応策は以下のとおりである。

(1) エネルギーセキュリティ

他国から電力を輸入する場合には、両国間の関係が悪化し、供給が遮断されてしまうというリスクを考慮する必要がある。電力の場合、他の物資と異なり、供給の完全遮断は簡単であり、1 分以内の非常に短時間で実施できる。このような事態になっても困らないためには、過度の依存を避ける必要がある。

(2) インド地内送電線の運転開始時期との整合

上記に示した計画は、現在バングラデシュとインド間で協議されている国際連系線の Case 2 送電線 (± 800 kV 直流送電線) が 2022 年までに運用を開始し、Case 3 送電線 (765kV 交流送電線) が 2025 年までに運用を開始することが前提となっている。これらの送電線は、インドと協調して建設する必要があり、インドのニーズを十分に把握する必要がある。

(3) 大規模な供給力脱落に伴う大規模停電の発生

経済性の観点から見ると、一つの連系点において、より多くの電力輸入ができることが望ましい。しかし、一つの連系点において多くの電力輸入を行うと、その供給力脱落時にバングラデシュ全土にわたるような大規模停電に移行してしまうというリスクがある。

(4) 系統事故などに伴う相互干渉

電力の輸入を実施するという事は、隣国の 2 国間の系統が何らかの形で接続されることを意味する。このことにより、系統事故などに伴う相互干渉が発生する恐れがある。直流を介して連系することにより、この影響を極小化することが可能である。

4.2.3 電力輸入構想の提言

上記の課題を踏まえ、調査団は、以下の電力輸入構想を提案する。

表 4-2 調査団による電力輸入計画提案

		MW	Year	Remarks
1	Bheramara - Baharampur	500	2013	Existing
2	Tripura - Comilla	100	2016	Some load (100MW) in Comilla (N) S/S will be connected to Indian system.
3	Bheramara - Baharampur	500	2017	Extension of Bheramara HVDC.
4	Bheramara - Baharampur	1,000	2021	Additional extension of Bheramara HVDC Power import from Nepal (including GMR)
5	Tripura - Comilla	400	2020	Construction of HVDC (500MW) in Comilla (N) S/S. Some load (100MW) in Comilla (N) S/S will be disconnected from Indian system.
6	Rangia/Rowta - Barapukuria	1,000	2023	Power import by using Case 2 T/L (± 800 kV DC)
7	Rangia/Rowta - Barapukuria	1,000	2025	Power import by using Case 2 T/L (± 800 kV DC)
8	From Nepal (Purnea - Barapukuria)	1,000	2025	Power import by using Case 3 T/L (initially 400kV AC)
9	Bongaigaon/Rangia - Jamarpur	1,000	2030	Power import from Bhutan
10	Bibiyana - Meghalaya (PSPP)	1,000	2030	PSPP in Meghalaya State
11	From Nepal	1,000	2030	Power import by using Case 3 T/L (upgrade to 765kV AC)
12	Cox's Bazar - Myanmar	500	2040	Power import from Myanmar
	Total	9,000		

(Source: JICA Survey Team)

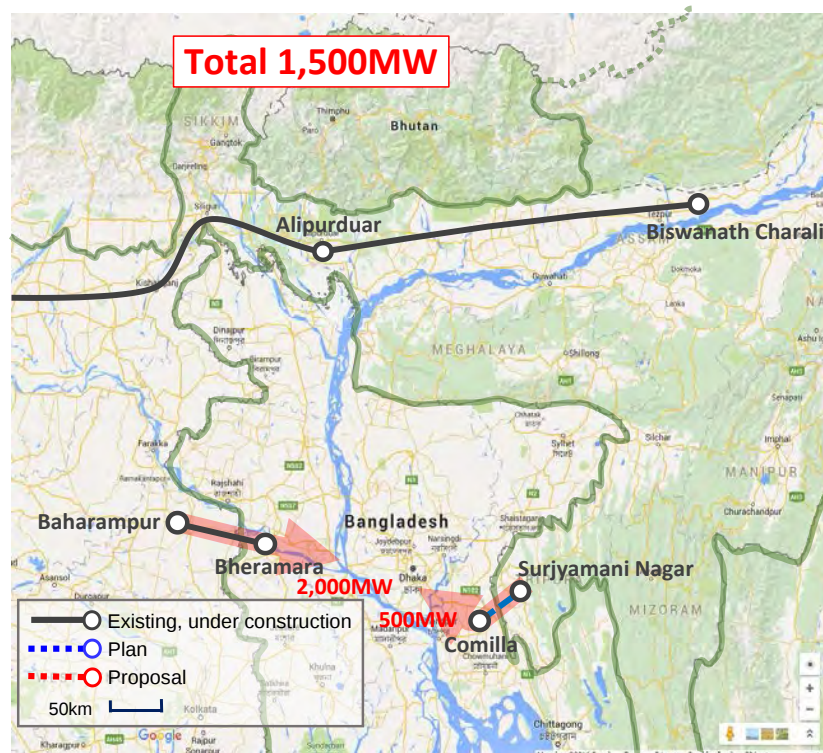
BPDB の構想との相違は以下の点である。

- Bheramara – Baharampur の HVDC 増設 (1,000MW) を 1 年遅れの 2021 年とする。ネパールからの電力輸入は、当面この連系を活用して受電する。
- Case 2 T/L (± 800 kV DC) は、インド側のニーズも踏まえ、1 年遅れの 2023 年運用開始とする。運用開始当初は、受電量を 1,000MW とし、その後 2025 年に 1,000MW を追加し、アルナチャル州やブータンの水力を受電する。
- Case 3 T/L (765kV AC) のうち、Purnea – Barapukuria 間を先行して 2025 年に建設し、ネパールからの電力を Barapukuria HVDC 変電所で 1,000MW 受電する。（当初 400kV で運用）その後 2030 年に 765kV に昇圧し、1,000MW を追加する。

- Bongaigaon/Rangia – Jampur間に2030年に送電線を建設し、ブータンからの電力をJampur HVDC 変電所で1,000MW 受電する。
- 2030年にメガラヤ州において揚水式水力を開発し、Bibiyana 変電所に直接接続する。
- 2040年にミャンマーと連系し、ミャンマーの水力を輸入する。

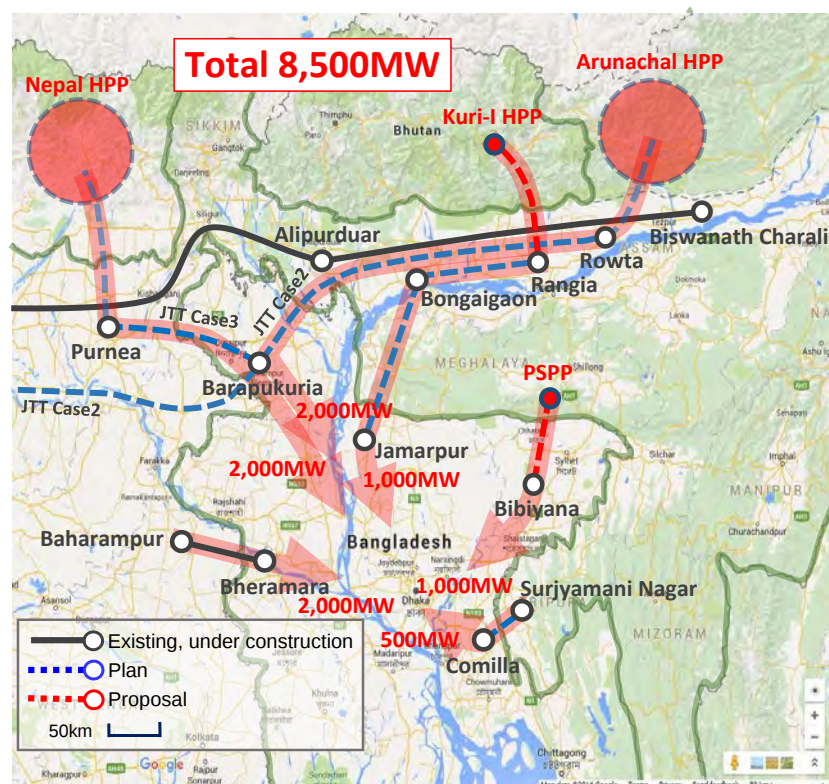
全体供給力に占める比率は2021年以降20%～30%程度で推移しており、若干多めであるが許容範囲内と考えられる。

2020年と2030年における他国からの電力融通の状況を以下に示す。



(Source: JICA Survey Team)

図 4-2 2020 年における電力受電状況



(Source: JICA Survey Team)

図 4-3 2030 年における電力受電状況