

第 5 章

揚水発電候補案件の発掘形成 (第 1 次絞り込み)

第5章 揚水発電候補案件の発掘形成（第1次絞り込み）

5.1 調査対象州における揚水発電計画の発掘

5.1.1 Maharashtra 州

(1) 揚水発電の必要性

Maharashtra 州は、インド国内において、最も大きな揚水発電の開発ポテンシャルを有しており、よって、CEA は同州が属する西部系統での揚水発電開発において、重要な役目を果たすと考えている。一方、Maharashtra 州政府は短期間に、大量の再生可能エネルギーを開発することを計画しており、その内容は2020年までに太陽光発電を7,500 MW、風力発電を5,000 MWを開発するといった計画である。Maharashtra 州において、揚水発電所の開発を担っている Water Resource Department of Government of Maharashtra (GoMWRD) は、送電系統へのバランシングパワーの供給により送電系統の安定化を図ること、ならびに、ピーク電力の確保といった観点から、揚水発電が技術面から実行可能な選択肢の一つと考えている。しかしながら、Maharashtra 州政府エネルギー省および同州で揚水発電所の運用を担当する Maharashtra State Power Generation Corporation Limited (MAHAGENCO) は、揚水発電は、火力発電に比べて、高コストであるので、主に火力発電を開発していくことを念頭においており、揚水発電の開発には消極的である。MAHAGENCO によると、既設の Ghatghar 揚水発電所の発電コストが7 INR/kWh であるのに対し、MAHAGENCO の火力発電所の平均発電コストは2~3 INR/kWh とのことである。

財政的な観点としては、Maharashtra 州政府は財政規律管理法に定められた目標値を順守する必要がある。2016-17 年度の目標値としては以下が設定されている。

<u>Item</u>	<u>Estimate</u>	<u>Target</u>
- Revenue deficit / GSDP rate:	-0.17 %	0.0 %
- Fiscal deficit / GSDP rate:	-1.59 %	-3.25 %
- Total debt stock / GSDP rate:	16.15 %	22.64 %

歳入不足を除き、州は第14回 Finance Commission 報告書に記載された目標値を達成している。現状では州の財政管理の観点から、特に財政黒字を維持する限り州政府が揚水発電計画のための借款を含むローン借り入れを行うことが可能であると考えられる。一般的に Finance Department としては特に揚水案件開発を優先するものではない。電力需要を満たすためのエネルギー源は Energy Department および Water Resources Department により決定される。

Finance Department に対する面談では、州政府の保証が必要となる場合には借款借り入れには消極的で、MAHAGENCO のような州営電力会社は州に依存することなく自己の責任において資金調達を行うべきという考えが示された。

(2) 電力セクターの情勢から判断される揚水発電の可能性

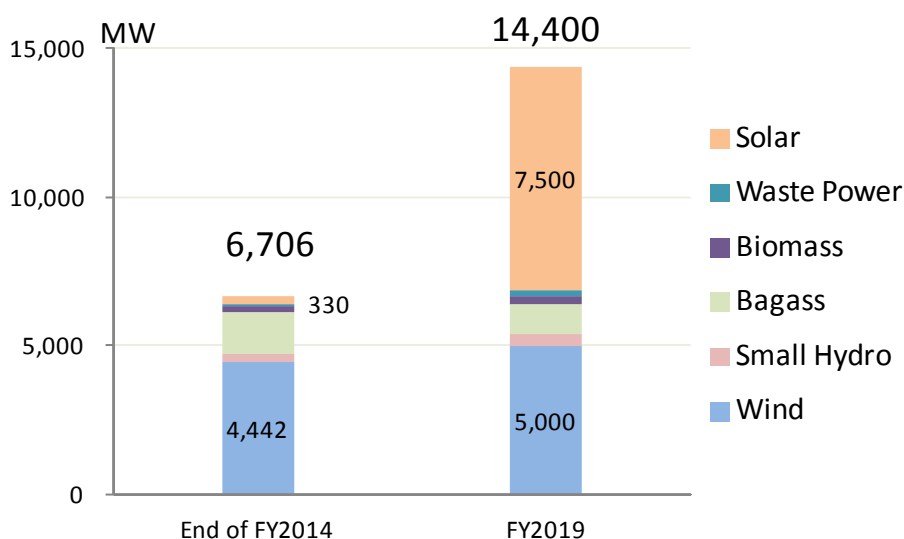
ここでは、需給調整に対するニーズと利用可能な対策、電力取引構造、事業実施機関の能力という側面から、Maharashtra 州における揚水開発ニーズを分析する。

1) 需給調整ニーズと利用可能な対策

Maharashtra 州の電力需要は、電力量、ピーク需要とも堅調な増加がみられ、2014-19 年の年平均伸び率は、電力量で 8.4%、ピーク需要では 7.0%が見込まれている。この顕著な伸びの結果、電力需給は現在では電力プラスのポジションで安定しているものの、2019 年には電力量で+2.4%、ピーク需要で+0.2%と逼迫した状況に陥る見通しである。

再生可能エネルギーについて、州政府は 2020 年までに導入量を 14,400MW にまで拡大するという極めて野心的な目標を打ち出している。この中では、太陽光発電を現状の 20 倍強にあたる 7,500MW にまで拡大することとしている。2015 年 10 月のデータでは、1 日の最大需要と最低需要の差が約 3,500 MW となっていることを踏まえると、太陽光の大幅な導入による出力の変化、それに対応した供給側の対応について、注視していく必要がある。

こうした変動電源の大幅な増加は、今後、送電システムの安定化を損なうことが懸念される。現在は、既存の揚水発電（1カ所）を含む水力発電で対応しているものの、将来とも、現状の対策で十分なものがどうかは不明で、また州内で検討もなされていない。



source : Power for All Maharashtra, MOP, Feb., 2016

Figure 5.1.1-1 RE Capacity Addition from FY2015 to FY2019

Table 5.1.1-1 Major Pumped Storage Projects in Maharashtra

Location	Capacity	Stage
Warasgaon	1,200 MW	DPR is in progress
Panshet	1,600 MW	The work of investigation of the lower dam could not start.
Varandhghat	800 MW	The work of investigation of the lower dam could not start.

2) 州内部での揚水発電導入に対するスタンスの相違

Maharashtra 州では、揚水発電所の計画・建設と発電所の運営組織が異なり、州内の組織間で揚水発電の導入に対する見解の相違が明らかになっている。同州では揚水発電所の計画・建設は州水資源省が管轄し、一方発電所の運営は州の発電会社が担うことになっている。水資源省および州給電指令所では、今後の需要増加や再生可能エネルギーの大量導入をにらみ、系統の安定化を図るため、揚水発電の開発・導入を主張している。一方、州エネルギー省および州発電会社（MSPGCL）は、揚水は発電コストが高くなることから、揚水発電ではなく火力発電所の導入を主張している。

上記状況を踏まえると、両者スタンスの溝が埋まらない限り、同州での揚水発電の新規導入は難しいものと見込まれる。

(3) 揚水発電計画

Maharashtra 州において、以下の揚水発電計画が発掘された。

Table 5.1.1-2 Pumped Storage Projects planned in Maharashtra State

Name of PSPs	Capacity (MW)	Remarks
1. Warasgaon	1,200	Under preparation of the DPR.
2. Panshet	1,600	PFR has been completed, now S & I stage. But, S & I has been suspended due to agitations by local villagers.
3. Varandh Ghat	800	PFR has been completed, now S & I stage. But, S & I has been suspended due to agitations by local villagers.
4. Kodali	220	Under preparation of Preliminary Investigation Report
5. Humbarli	400	The project is planned to be done by THDC and NPCIL, but it has been stopped due to issue of forest land.
6. Malshej Ghat	700	DPR was completed. The PSP is executed by THDC, NPCIL and the state government, but it hasn't commenced yet.
7. Mukthel	110	PIR stage. The project has no issue on forest land, so it is regarded as attractive.
8. Ghatghar Stage-II	125	Under investigation
9. Chikhaldara	400	DPR Stage*
10. Atvan	1,200	Pre-Investigation Report stage The site is included in a wildlife sanctuary.
11. Konya Stage-IV	400	PIR stage. The site is included in a wildlife sanctuary. NHPC is interested in the development of this PSP.
12. Nive	1,200	PIR stage
13. Nandgaon	500	Rejected in JICA Survey in 2012 due to Reserved Forest
14. Konya Left Bank	80	The construction has been suspended due to significant increase of the construction cost.

Name of PSPs	Capacity (MW)	Remarks
15. Ulhas	1,000	Rejected in JICA Survey in 2012 due to Reserved Forest
16. Pinjal	700	Ditto
17. Kengadi	1,550	Ditto
18. Jalong	2,400	Ditto
19. Kolmondapada	800	Ditto
20. Kalu	1,150	Ditto
21. Sidgarh	1,500	Ditto
22. Amba	2,500	Ditto
23. Chornai	2,000	Ditto
24. Savitri	2,250	Ditto
25. Madliwadi (Madhaliwadi)	900	Rejected in JICA Survey in 2012 due to Reserved Forest, Wildlife Sanctuary & Important Bird Area
26. Baitarni (Vaitarni)	1,800	Ditto
27. Morawadi	2,320	Rejected in JICA Survey in 2012 due to Poor Accessibility, Wildlife Sanctuary & Important Bird Area
28. Gadgadi	600	Rejected in JICA Survey in 2012 due to Reserved Forest & Wildlife Sanctuary
29. Kundi	600	Rejected in JICA Survey in 2012 due to Wildlife Sanctuary
30. Aruna	1,950	Rejected in JICA Survey in 2012 due to Reserved Forest
31. Kharari	1,050	Ditto
32. Jalvara (Jalware)	2,000	Ditto
33. Paithan	12	Already Commissioned and Operational
34. Ujjani	12	Already Commissioned and Operational

source: JICA Study Team

上記の揚水発電計画の概要を以下に示す（詳細は Appendix 5-4 を参照）。現在、GoMWRD は上記の表に記載の No.1 から No.12 の揚水発電計画が開発の可能性があるとして認識しており、その定格出力の合計は 8,355 MW に達する¹。12 プロジェクトのうち、10 地点が GoMWRD のプロジェクトであり、残りの 2 地点が THDC のプロジェクトである。

1) Warasgaon 計画

GoMWRD は、Warasgaon 揚水発電計画が Reserved Forest の問題が無いので、Maharashtra 州で発掘された揚水発電計画の中で最も魅力的だと考えており、NHPC も同じ意見である²。GoMWRD によると、本揚水発電計画の開発に際し、150 人程度の住民移転が必要になると推定しているが、現在のところ、本揚水発電所の建設に反対する住民はいないとのことである。2012 年実施された他の JICA 調査において、プレフィージビリティ調査は実施済みであり、定格出力は 1,000 MW と見積もられていた³。その後、GoMWRD は定格出力を 1,200 MW と見直し、現在、DPR を作成中である。

¹ GoMWRD, “Hydro Power - Pumped Storage” for CEA's meeting on PSPs, p17, 20th June, 2016

² Minutes of CEA's Meeting on PSPs held on 20th June, 2016

³ JICA, Data Collection Survey on Pumped Storage Hydropower Development in Maharashtra, October 2012

2) Panshet 及び Varandh Ghat 計画

Panshet ならびに Varandh Ghat 揚水発電計画は、前述した Warasgaon 揚水発電計画と共に、2012 年に実施された他の JICA 調査において発掘され、定格出力はそれぞれ 1,400 MW、1,100 MW と見積もられていた⁴。その後、GoMWRD は定格出力をそれぞれ 1,600 MW と 800 MW と見直している。プレフィージビリティ調査はともに上記の 2012 年の JICA 調査の際に実施されており、GoMWRD は現在、この 2 つの揚水開発計画を S & I ステージに分類している。しかしながら、GoMWRD によると、計画地点の付近の住民による激しい反対運動により、調査が進んでおらず、これらの揚水発電計画は中断している⁵。

3) Kodali 計画

Kodali 揚水発電計画は、2015 年 10 月 27 日に開催された揚水発電に関するワークショップでの CEA による「揚水発電所開発におけるインドのシナリオ」というプレゼンテーションで紹介されており、GoMWRD が Economical Investigation Report を Maharashtra 州政府に提出したとのことである⁶。GoMWRD は、この揚水発電計画を Preliminary Investigation Report (PIR) ステージに分類している。

4) Malshej Ghat 及び Humbarli 計画

Malshej Ghat ならびに Humbarli 揚水発電計画は THDC の計画であり、GoMWRD のものではない⁷。Malshej Ghat 揚水発電計画の DPR は既に承認されたが、共同開発者である THDC、NPCIL、Maharashtra 州政府の間で合意文書の署名がされておらず、未だ建設工事が始まっていない。一方、Humbarli 揚水発電計画は Konya Woldlife Sanctuary の周辺部に計画されており、Forest Clearance および Environmental Clearance を獲得できていないために、開発が中断している⁸。

5) GoMWRD との面会時に明らかになった計画

2016 年 6 月 20 日に CEA が開催した揚水発電に関する会議での GoMWRD のプレゼンテーションによると、これまでに述べた Warasgaon、Panshet、Varandh Ghat、Kodali、Malshej Ghat および Humbarli 揚水発電計画に加えて、以下の揚水発電計画が Maharashtra 州でリストアップされている⁹。

Mutkhel 揚水発電計画は PIR ステージに分類されており、定格出力は 110 MW と見積もられている。上記の議事録によると、本揚水発電計画は、Warasgaon 揚水発電計画のように Reserved Forest の問題が無いので、定格出力が小さいが、魅力的であると記されている。

Ghatghar 揚水発電計画 (Stage II) は現在、調査段階に分類されており、運転中の Ghatghar 揚水発電所 (250 MW) の貯水池を利用して、125 MW の増設を行う計画である。完成すれば、

⁴ JICA, Data Collection Survey on Pumped Storage Hydropower Development in Maharashtra, October 2012

⁵ GoMWRD's Reply to Questionnaire from JICA Study Team

⁶ CEA, Indian Scenario of Pumped Storage Hydro Development, 27th October 2015

⁷ Salient features of Malshej Ghat and Humbarli PSPs
(http://thdc.gov.in/Projects/English/Scripts/Prj_Features.aspx?Vid=168)

⁸ Current Status of Malshej Ghat and Humbarli PSPs

⁹ GoMWRD, "Hydro Power - Pumped Storage" for CEA's meeting on PSPs, 20th June, 2016

Ghatghar 揚水発電所の定格出力は 375 MW になる。

Chikhaldara 揚水発電計画は、上記の議事録では、DPR ステージに分類されているが、GoMWRD との面談から判断すると、PIR ステージではないかと推測される。定格出力は 400 MW と見積もられている。

Atvan および Konya (Stage-IV)揚水発電計画は共に PIR ステージに分類されており、定格出力はそれぞれ 1,200 MW、400 MW と見積もられている。しかしながら、上記の議事録によると、どちらの計画地点も Wildlife Sanctuary に位置しているので、揚水発電計画を実現することは不可能と見なされている。

Nive 揚水発電計画は PIR ステージに分類されており、定格出力は 1,200 MW と見積もられている。これ以外の情報は得られなかった。

6) Nadgaon 計画

Nadgaon 揚水発電計画は、前述した Warasgaon、Panshet、Varandh Ghat 揚水発電計画と共に、2012 年に実施された他の JICA 調査において発掘されたが、計画地点が Reserved Forest 内に存在するとして、揚水開発候補地点から除外されていた¹⁰。

7) Koyana Left Bank 計画

2015 年 10 月 27 日に開催された「揚水発電の開発と再生可能エネルギーとの統合」というワークショップで配布されたレジюмеによると、Konya Left Bank 揚水発電計画は建設中と分類されているが¹¹、GoMWRD との面談において、本揚水発電計画は、建設コストの増大のために、建設が中断しているとのことであった。

8) CEA によって発掘された計画

2015 年 10 月 27 日に開催された「揚水発電の開発と再生可能エネルギーとの統合」というワークショップで配布されたレジюмеによると、CEA が発掘した揚水発電計画として、Maharashtra 州では 20 つの揚水発電計画がリストアップされている¹²。しかしながら、既に運開している Paithan ならびに Ujjani 揚水発電所以外の 18 つの揚水発電計画は、2012 年に実施された他の JICA 調査において、Reserved Forest、Wildlife Sanctuary、Important Bird Area の問題により、揚水開発候補地点から除外されていた¹³。よって、本調査においても、これらの除外された揚水発電計画を実行不可能とみなすことにした。

(4) Maharashtra 州に計画された揚水プロジェクトの環境・社会情報

Maharashtra 州に計画された 34 の揚水発電事業のうち、Malshej Ghat と Konya Stage-IV はそれぞれ 2008 年と 1998 年に環境承認を取得している。Humbarli, Mukthel, Ghatghar Stage-II, Konya

¹⁰ JICA, Data Collection Survey on Pumped Storage Hydropower Development in Maharashtra, p8-6, October 2012

¹¹ Central Board of Irrigation & Power, Base Paper for Workshop titled as “Pumped Storage Development and Integration with Renewable Energy”, p4, 27th October, 2015

¹² Central Board of Irrigation & Power, Base Paper for Workshop titled as “Pumped Storage Development and Integration with Renewable Energy”, p10, 27th October, 2015

¹³ JICA, Data Collection Survey on Pumped Storage Hydropower Development in Maharashtra, p8-6, October 2012

Stage-IV, Nive は保護区内に位置している。Malshej Ghat, Chikhaldara、Atvan は Eco-sensitive area に入っている可能性がある。

1) Warasgaon 揚水発電事業

Warasgaon 揚水発電事業は Pune 県 と Raigarh 県に位置する。二つの貯水池が新たに建設される計画である。上池と下池の土地利用はそれぞれ「落葉広葉樹林」と「耕作地」である。Pune 県 と Raigarh 県の人口に指定部族の占める割合はそれぞれ 3.7% と 1.26%。1,200 人以上の移転が推定されている。

Warasgaon 揚水発電事業の EIA レポートはまだ作成されていない。現時点では事業計画周辺のインド国による保護区は確認されていない。国際的保護区では、固有鳥類地域¹⁴(以下 EBA)と生物多様性ホットスポット¹⁵内に事業計画地が位置している。下池が計画されている Talula – Mangaon は、Western Ghats 生態系専門委員会(The Western Ghats Ecology Expert Panel)によって Eco-sensitive Zone に指定するよう提言されている。事業計画地周辺には、アジアゾウやベンガルトラの既知の生息域は存在しない。事業実施には、森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

2) Panshet 揚水発電事業

Panshet 揚水発電事業は Pune 県 と Raigarh 県に位置する。二つの貯水池が新たに建設される計画である。上池と下池の土地利用はそれぞれ「落葉広葉樹林」と「耕作地」である。Pune 県 と Raigarh 県の人口に指定部族の占める割合はそれぞれ 3.7% と 1.26%。移転は発生しないと推定されている。

Panshet 揚水発電事業の EIA レポートはまだ作成されていない。現時点では事業計画周辺のインド国による保護区は確認されていない。国際的保護区では、EBA と生物多様性ホットスポット内に事業計画地が位置している。下池が計画されている Talula – Mangaon は、Western Ghats 生態系専門委員会(The Western Ghats Ecology Expert Panel)によって Eco-sensitive Zone に指定するよう提言されている。事業計画地周辺には、アジアゾウやベンガルトラの既知の生息域は存在しない。事業実施には、森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

3) Varandh Ghat 揚水発電事業

Varandh 揚水発電事業は Pune 県 と Raigarh 県に位置する。二つの貯水池が新たに建設される計画である。事業計画地周辺の土地利用は主に「耕作地」である。Pune 県 と Raigarh 県の人口に指定部族の占める割合はそれぞれ 3.7% と 1.26%。Data Collection Survey on Pumped Storage Hydropower Development in Maharashtra (JICA, 2012)によると、移転は上池で発生すると推定されている。移転の数は多くないが、具体的な数は不明。下池予定地には家屋は見られない。

¹⁴ EBA(Endemic Bird Area)は、生息地域限定種の重要な生息地域としてバードライフインターナショナルが選定した地域で、世界で 218 箇所が指定されている。

¹⁵ 生物多様性ホットスポットとは、高レベルの固有種(少なくとも 1,500 種の固有植物が生息)を有し、地域内に高レベルの脅威(少なくとも 70%の生息地喪失)が存在することで定義される、世界的に保護が重要な地域を意味する。

Varandh 揚水発電事業の EIA レポートはまだ作成されていない。現時点では事業計画周辺のインド国による保護区は確認されていない。国際的保護区では、EBA と生物多様性ホットスポット内に事業計画地が位置している。Data Collection Survey on Pumped Storage Hydropower Development in Maharashtra (JICA, 2012)、下池が計画されている Talula – Mangaon は、Western Ghats 生態系専門委員会(The Western Ghats Ecology Expert Panel)によって Eco-sensitive Zone に指定するよう提言されている。事業計画地周辺には、アジアゾウやベンガルトラの既知の生息域は存在しない。事業実施には、森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

4) Kodali 揚水発電事業

Kodali 揚水発電事業は Kolhapur 県に位置する。既設の Tiları HEP と Tiları Project が用いられるため、新たな貯水池を建設する計画はない。事業計画地周辺の土地利用は主に「耕作地」と「疎林」である。Kolhapur 県の人口に指定部族の占める割合は 0.78%。大規模移転や大規模土地収用は発生しない。

Kodali 揚水発電事業の EIA レポートはまだ作成されていない。現時点では事業計画周辺のインド国による保護区は確認されていない。国際的保護区では、事業計画地は生物多様性ホットスポット内に位置し、計画地から 1.5km のところに EBA が位置している。事業計画地は、ベンガルトラの既知の生息域内に位置する。事業実施には、森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

5) Humbarlı 揚水発電事業

Humbarlı 揚水発電事業は Satara 県に位置する。既設の Shivajisagar (Koyna) 貯水池が下池として用いられるため、新たな上池だけを建設する計画である。事業計画地周辺の土地利用は主に「耕作地」と「疎林」である。Satara 県の人口に指定部族の占める割合は 0.99%。大規模移転や大規模土地収用は見込まれていない。

Humbarlı 揚水発電事業の EIA レポートはまだ作成されていない。上池も下池も、Koyna Wildlife Sanctuary と Sahyadri Tiger Reserve、Western Ghats World Heritage Site 内に位置する。国際的保護区では、生物多様性ホットスポット内、KBA から 2km、EBA から 5km のところに位置する。事業計画地は、ベンガルトラの既知の生息域内に位置する。事業実施には、森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

6) Malshej Ghat 揚水発電事業

Malshej Ghat 揚水発電事業は Thane 県 と Pune 県に位置する。上池（既設のかさ上げ）、下池を新設する計画である。事業計画地周辺の土地利用は主に「耕作地」である。Thane 県 と Pune 県の人口に指定部族の占める割合はそれぞれ 13.95% と 3.70%。事業計画地は、指定エリア(Scheduled tehsil の 4. Murbad tehsil と 18. Junnar tehsil)内にある。事業計画地は大規模移転や大規模土地収用は見込まれていない。

Malshej Ghat 揚水発電事業の EIA レポートは作成済みであり、2008 年に環境承認が発行されている。事業計画地から 5 km 北方向に、Kalsubai H 野生生物保全区域がある。事業計画地は、ベンガルトラとアジアゾウの既知の生息域外に位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は入手資料では不明だが MOEF site によると Forest Land 49.4

+ 174ha 必要とされている。

7) Mukthel 揚水発電事業

Mukthel 揚水発電事業は Ahmadnagar 県に位置する。既設の Lake Arther が下池として用いられ、新たな上池だけを建設する計画と想定される。事業計画地周辺の土地利用は主に「耕作地」である。Ahmadnagar 県の人口に指定部族の占める割合は 8.33%。事業計画地は、指定エリア(Scheduled tehsil の 16. Akole tehsil)内にある。事業による移転や土地収用の情報は不明である。

Mukthel 揚水発電事業の EIA レポートは作成されていない。上池は、Kalsubai H 野生生物保全区域内にある。事業計画地は、ベンガルトラとアジアゾウの既知の生息域外に位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

8) Ghatghar Stage-II 揚水発電事業

Ghatghar Stage-II 揚水発電事業は Ahmadnagar 県 と Thane 県に位置する。既設の Ghatghar HEP の上池を上池として用いるため、新たな下池だけを建設する計画である。事業計画地周辺の土地利用は主に「耕作地」である。Ahmadnagar 県 と Thane 県の人口に指定部族の占める割合はそれぞれ 8.33%と 13.95%。事業による移転や土地収用の情報は不明である。

Ghatghar Stage-II 揚水発電事業の EIA レポートは作成されていない。上池は、Kalsubai H 野生生物保全区域内にあり、生物多様性ホットスポットから 5km 離れている。事業計画地は、ベンガルトラとアジアゾウの既知の生息域外に位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

9) Chikhaldara 揚水発電事業

Chikhaldara 揚水発電事業は Amravati 県に位置する。事業計画地周辺の土地利用は主に「耕作地」である。Amravati 県の人口に指定部族の占める割合は 13.99%。事業による大規模移転や大規模土地収用は見込まれていない。

Chikhaldara 揚水発電事業の EIA レポートは作成されていない。上池は、Melghat WLS から 0.5km、Gugamal NP から 1.5km、Melghat Tiger Reserve から 2.9 km、KBA から 1km の位置にある。事業計画地は、ベンガルトラの既知の生息域内に位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

10) Atvan 揚水発電事業

Atvan 揚水発電事業は Maharashtra 州 Pune 県と Chhattisgarh 州 Raigarh 県に位置する。既設の Purna Lake が上池として用いられるため、下池を新たに建設する計画である。事業計画地周辺の土地利用は主に「耕作地」と「疎林」である。Maharashtra 州 Pune 県と Chhattisgarh 州 Raigarh 県の人口に指定部族の占める割合はそれぞれ 3.70 %と 27.13 %。事業による移転や土地収用の情報は不明である。

Atvan 揚水発電事業の EIA レポートは作成されていない。事業計画地は、KBA、EBA、生物多様性ホットスポット内にあり、Sudhagarh 野生生物保全区域から 7 km の位置にある。事

業計画地は、ベンガルトラやアジアゾウの既知の生息域外に位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

11) Konya Stage-IV 揚水発電事業

Konya Stage-IV 揚水発電事業は Satara 県に位置する。Shivajisagar Reservoir と新設上池を用いる計画である。事業計画地周辺の土地利用は主に「耕作地」と「疎林」である。Satara 県の人口に指定部族の占める割合は 0.99 %。事業による移転や土地収用の情報は不明である。

Konya Stage-IV 揚水発電事業の EIA レポートは作成されており、1988 年に環境承認を取得している。事業計画地は、Koyna WLS、Western Ghats World Heritage Site、Sahyadri Tiger Reserve、生物多様性ホットスポット内にあり、KBA から 3km 離れている。事業計画地は、ベンガルトラの既知の生息域内に位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

12) Nive 揚水発電事業

Nive 揚水発電事業は Satara 県 と Ratnagiri 県に位置する。Shivajisagar Reservoir が用いられると考えられるため、上池または下池を新たに建設する計画である。事業計画地周辺の土地利用は主に「疎林」である。Satara 県 と Ratnagiri 県の人口に指定部族の占める割合はそれぞれ 0.99 % と 1.26 %。事業による移転や土地収用の情報は不明である。

Nive 揚水発電事業の EIA レポートは作成されていない。事業計画地は、Koyna WLS、Western Ghats World Heritage Site、Sahyadri Tiger Reserve、EBA、生物多様性ホットスポット内にある。事業計画地は、ベンガルトラの既知の生息域内に位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

Table 5.1.1-3 EIA process and Protected area of the projects in Maharashtra State

Name of PSPs	Capacity (MW)	Project stage								EIA process	Domestic					International ¹⁶					Tiger/ Elephant	Scheduled Tribe Rate	MOFA's "Overseas Travel Safety Information"	Remarks
		OP	UC	CEA	DPR	S & I	PIR	IDF	National Parks		Wildlife Sanctuaries	Conservation Reserves	Community Reserves	Tiger Reserve	Ramsar Site	UNESCO-MAB Biosphere Reserve	World Heritage Site	KBA	Endemic Bird Area	Biodiversity Hotspots				
1. Warasgaon	1,200				U/P				-								I	I			3.7% and 1.26%	Level 1		
2. Panshet	1,600					O/G			-								I	I			3.7% and 1.26%	Level 1		
3. Varandh Ghat	800					O/G			-								I	I			3.7% and 1.26%	Level 1		
4. Kodali	220							C	-								1.5km	I		Tiger	0.78%	Level 1		
5. Humbarli	400					O/G			-			I		I	I	2km	5km	I		Tiger	0.99%	Level 1		
6. Malshej Ghat	700				C				EC (2008)			4.3km									13.95% and 3.70%	Level 1	Scheduled tehsil	
7. Mukthel	110						*	C	-			I									8.33%	Level 1	Scheduled tehsil	
8. Ghatghar Stage-II	125						*	C	-			I						5km			8.33% and 13.95%	Level 1		
9. Chikhaldara	400							C	-	1.5km	0.5km			2.9km		1km			Tiger	13.99%	Level 1			
10. Atvan	1,200						*	C	-			7km				I	I	I			3.70%	Level 1		
10. Atvan	1,200						*	C	-							I	I				27.13%	Level 1		
11. Konya Stage-IV	400						*	C	EC (1988)			I		I	I	3km		I	Tiger	0.99%	Level 1	Monitoring reports were submitted.		
12. Nive	1,200						*	C				I		I	I	I	I	I	Tiger	0.99% and 1.26%	Level 1			
13. Nandgaon	500	---	---	---	---	---	---	---															R	
15. Ulhas	1,000							o															R	
16. Pinjal	700							o															R	
17. Kengadi	1,550							o															R	
18. Jalong	2,400							o															R	
19. Kolmondapada	800							o															R	
20. Kalu	1,150							o															R	
21. Sidgarh	1,500							o															R	

¹⁶ Locations of KBA, EBA, Biodiversity hotspots, and Alliance for Zero Extinction Sites are referred in IBAT (<https://www.ibat-alliance.org>)

5.1.2 Odisha 州

(1) 揚水発電の必要性

Odisha 州政府エネルギー省ならびに Odisha Hydro Power Corporation Limited (OHPC) は、以下の理由により、揚水発電開発を推進する意向である。

- ピーク電力の確保
- 太陽光発電や風力発電といった出力変動が大きい再生可能エネルギー由来の電気の大規模導入時の送電システムの安定化
- 揚水発電開発を推進する中央政府の方針

財政的な観点としては、Odisha 州政府は財政規律管理法に定められた目標値を順守する必要がある。2016-17 年度の目標値としては以下が設定されている。

<u>Item</u>	<u>Estimate</u>	<u>Target</u>
- Revenue deficit / GSDP rate:	+0.96 %	0.0 %
- Fiscal deficit / GSDP rate:	-3.79 % (-3.48 %)	-3.50 %
- Total debt stock / GSDP rate	16.96 %	19.58 %

財政赤字については、二つの数値を併記した。同州では UDAY 計画を採用しており、それが中央政府に認められた場合には-3.79 %となる。しかし、財政規律指標の計算においては UDAY 計画による負債は州債務としてカウントしないというルールに従い、その要素を除外して計算すると-3.48 %となる。後者の数値により第 14 回 Finance Commission 報告書に示された指標を達成することになる。財政管理に注意を払う限り、財政管理の観点からは州が揚水発電案件に対する借款を含む資金調達を行うことは可能であると考えられる。一般的に Finance Department としては特に揚水案件開発を優先するものではない。電力需要を満たすためのエネルギー源は Energy Department により決定される。

Finance Department との面談では以下の条件で日本の ODA 資金を導入することに興味を示している。

- 国内資金と比較して融資条件が良いこと
- プロジェクトに対する技術協力が付随していること

外貨での資金調達においての懸念は外国為替変動および毎年の返済金額であり、為替変動リスクのないインドルピー貨によるファイナンスを望んでいる。

一方で、OHPC は揚水発電開発のために National Clean Energy Fund (NCEF) のグラント資金を申請したことが判明した。グラントである点から OHPC では大きな期待を寄せているが、揚水を含めた大型の水力案件に NCEF 資金が拠出された前例はなく、その実現性は不透明である。

(2) 電力セクターの情勢から判断される揚水発電の可能性

ここでは、需給調整に対するニーズと利用可能な対策、政策、電力取引構造、事業実施機関の能力などといった側面から、Odisha 州における揚水開発の可能性を分析する。

1) 需給調整ニーズと利用可能な対策

Odisha 州の電力需給は概ねバランスしている。2010 年以降に大きく積み上がった新設石炭火力の稼働には余裕もあるため、少なくとも短期的にはピーク需要の供給力には余裕がある。ただし、最大電力は堅調に増える傾向にあり、今後の需要の伸びと新規電源開発のバランスによっては、中長期的にピーク需要の供給力が逼迫してくる可能性もある。

現在の日負荷変動はそれほど大きくなく、供給力に余裕のある現在は系統の安定化に大きな問題を生じていない。しかし、Odisha 州が目指す大規模な再生可能電源の導入計画は、今度ピーク電源に対するニーズを高める可能性がある。Odisha 州では太陽光を中心に 2022 年までに 3 GW の再生可能電源の導入を目指しているが、これは将来予測されているピーク需要（2019 年度に 5.3 GW）のおよそ半分に匹敵する大きなものである。

一方、利用可能な需給調整能力という点では、幾つかの方策が取られている。これらのうち、系統の広域運用や農業用・灌漑用フィーダーの分離は既に行われており、これらによる大幅な需給調整機能の拡大は見込めない。また、再エネの出力抑制は積極的に取られる手段とはなり得ず、デマンドレスポンスは消費者に依存するため効果は不確実である。その結果、有望な需給調整機能としてはガス火力が残る。ガス火力は燃料のコストと供給インフラが課題となる一方、建設費の安さやリードタイムの短さでは勝る。

今後 Odisha 州で需給調整機能の強化が求められるようになるのは確実であろう。様々な手法を組み合わせるなかで、揚水発電も選択肢の一つとなる。

Table 5.1.2-1 Major Pumped Storage Projects in Odisha

Name/location	Progress
Upper Indravati	under preparation of DPR
Upper Kolab	before preparation of DPR
Balimela	before preparation of DPR

source: Interview to OHPC

2) シングルバイヤーモデルの得失

Odisha 州では、所謂「シングルバイヤー」モデルが採られており、発電した電力は全量を GRIDCO が買取り、これを Discom に再販売している。このことは、揚水発電開発において二つの点で重要な意味を持つ。

第一に、揚水発電所で発電した電力は GRIDCO に買ってもらうなければならない、従って GRIDCO との PPA 締結なしに開発の投資決定を行うことが出来ない、という点である。GRIDCO は需要家に安価に電力を供給する責務を負っており、従って一般的に割高な電力の購入には

消極的である。そして残念ながら揚水発電は、需給調整能力という便益を金額換算する仕組みのない現在は、価格競争力という点で他の電源に対して劣後する。逆に、電力の買手に選択肢がないことから交渉すべき相手が明確になるとも言える。

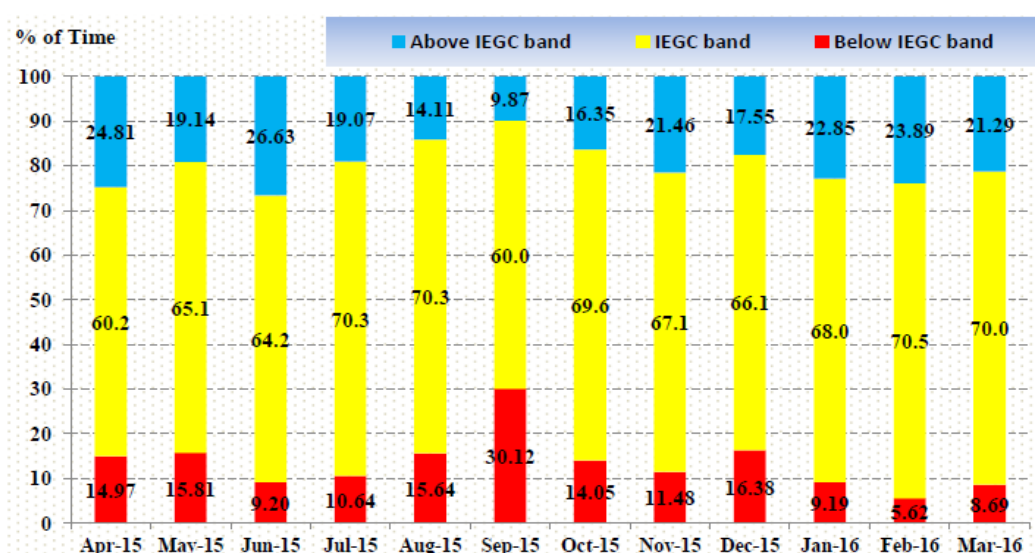
第二に、シングルバイヤー制度は発電コストをプールし平均化するため、揚水発電のコストを見えにくくしてくれる効果を期待出来る点である。単独で見れば割高なコストも、州全体の電力調達コストの中でみれば、揚水発電のコストはごくわずかである。また、GRIDCOから電力を購入する Discom や最終消費にとっても、揚水発電のコストを区別出来ないため、コスト高を理由に反対をすることも無い。

このように Odisha 州が採用するシングルバイヤーモデルは、発電会社と配電会社が直接売買契約を取り交わす他の州と比較して、交渉相手が明確で、また PSP の割高なコストを覆い隠すと言う点で、PSP の開発を促す要素としても機能する。

3) 電気の量から質へ

インドの周波数基準値(The Indian Electricity Grid Code (IEGC))は2014年2月、49.9Hz-50.05Hzと定められた。Odisha 州のある東部地域の 2015-16 年の周波数をみると、基準値内にあるのは約 7 割にとどまっている。50.05Hz を超える期間は冬から春にかけて多くみられ、49.9Hz を下回るのは9月に顕著にみられる。

これまでインドでは、電力需要は家庭用や農事用が中心で、企業は自家発で対応することが多かった。このため、需要家からの電圧や周波数など電気の質に対する要求は少なかった。しかし今後、Make in India の方針の下、海外企業の投資増加、日本企業の進出などに伴い、産業用を中心に電気の質が要求されることも予想される。その場合には、電気の質に資する発電方法の一つとして、揚水発電の必要性も見直され、導入機運が高まっていく可能性がある。



source: Eastern Regional Load Dispatch Center, Annual Grid Report 2015-16

Figure 5.1.2-1 Frequency Profile of Eastern Region in 2015-

(3) 揚水発電計画

Odisha 州において、以下の 4 つの揚水発電計画が発掘された。

Table 5.1.2-2 Pumped Storage Projects planned in Odisha State

Name of PSPs	Capacity (MW)	Remarks
1. Upper Indravati	600	PFR was completed in 2012. DPR is under preparation.
2. Upper Kolab	320	PFRs were been completed in 2012, but no action for preparation of DPR has been taken.
3. Balimela	400	
4. Jharlama	2,500	Possible to be located outside Odisha, so no action for development is taken by OHPC

source: JICA Study Team

上記の概要を以下に示す（詳細は Appendix 5-13 を参照）。

1) Upper Indravati 計画

Upper Indravati 揚水発電計画は、既設の Upper Indravati 貯水池を上池として利用し、下池を既設の Upper Indravati 一般水力発電所の開閉所の西側に新設する計画である。PFR は後述する Upper Kolab ならびに Balimela 揚水発電計画とともに、THDC によって、2012 年 9 月に完成しており¹⁷、OHPC は 3 つの揚水計画の中で最も有望と見なしており、最優先で本プロジェクトを進めている。DPR の作成を WAPCOS に発注しており、OHPC は 2016 年末までに DPR が完成することを期待している。しかしながら、WAPCOS は DPR 作成のために必要となる現地調査の遅れなどにより、2016 年末までに DPR を完成させることは極めて困難と考えている。

2) Upper Kolab 計画

Upper Kolab 揚水発電計画は、既設の Upper Kolab 貯水池ならびに Satiguda 池をそれぞれ上池と下池とする計画である。PFR は THDC によって、2012 年 9 月に完成しているが¹⁸、次の段階である DPR の作成に向けた動きは無い。その理由は、OHPC によると、本プロジェクトは前述した Upper Indravati 揚水発電計画よりも劣る計画であり、OHPC は現在、Upper Indravati 揚水発電計画の推進を第一に考えているからである。

3) Balimela 計画

Balimela 揚水発電計画は、既設の Balimela 貯水池を上池とし、新たに下池を新設する計画である。PFR は THDC によって、2012 年 9 月に完成しているが¹⁹、次の段階である DPR の作成に向けた動きは無い。その理由は、OHPC によると、本プロジェクトは上記の Upper Kolab 計画と同様、前述した Upper Indravati 揚水発電計画よりも劣る計画であり、OHPC は現在、Upper Indravati 揚水発電計画の推進を第一に考えているからである。

¹⁷ Pre-Feasibility Study for Pumped Storage Scheme in Upper Indravati Hydro Electric Project, ODISHA (600 MW), September 2012

¹⁸ Pre-Feasibility Study for Pumped Storage Scheme in Upper Kolab Hydro Electric Project, ODISHA (320 MW), September 2012

¹⁹ Pre-Feasibility Study for Pumped Storage Scheme in Balimela Hydro Electric Project, ODISHA (400 MW), September 2012

4) Jharlama 計画

Jharlama 揚水発電計画は、2015年10月27日に開催された「揚水発電の開発と再生可能エネルギーとの統合」というワークショップで配布されたレジюмеによると、CEAによって発掘された計画である²⁰。しかしながら、OHPCはこの計画の開発に向けて行動していない。加えて、OHPCのエンジニアの中には、建設予定地点が州外に存在すると発言する者もいた。

(4) Odisha 州に計画された揚水プロジェクトの環境・社会情報

Odisha 州で計画されている4つの揚水発電事業のうち、環境承認を取得しているプロジェクトはない。Jharlama 揚水発電事業は Sunabeda 野生生物保護区内に位置している。

1) Upper Indravati 揚水発電事業

Upper Indravati 揚水発電事業は Kalahandi 県に位置する。既設の Indravati Dam が上池として用いられるため、新たな下池を建設する計画である。事業計画地周辺の土地利用は主に「耕作地」と「疎林」である。Kalahandi 県の人口に指定部族の占める割合は28.50%。Final Report on Pre-Feasibility Study for Pumped Storage Scheme in Upper Indravati Hydro Electric Project, ODISHA (600 MW) (2012, OHPCL)によると、事業により約80haの土地が水没する。事業に必要な用地はおおよそ85ha。土地収用面積は25haになるとしている。CONCEPTUAL LAYOUT DEVELOPMENT (WAPCOS, 2014)によると、一つの寺院を除き移転は発生しない。

Upper Indravati 揚水発電事業のEIAレポートはまだ作成されていない。現時点では事業計画とその周辺の保護区は確認されていない。事業計画地は、アジアゾウの既知の生息域外に位置する。事業実施には、森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

事業計画地は、日本外務省の「海外旅行安全情報」でレベル2(不要不急の渡航はやめてください)のエリア内にある。

2) Upper Kolab 揚水発電事業

Upper Kolab 揚水発電事業は Koraput 県に位置する。既設の Kolab dam と農業用ため池が用いられるため、新たな貯水池は建設しない計画である。事業計画地周辺の土地利用は主に「耕作地」と「疎林」である。Koraput 県の人口に指定部族の占める割合は56.56%。“Final Report on Pre-Feasibility Study for Pumped Storage Scheme in Upper Kolab Hydro Electric Project ODISHA (320 MW)” (OHPCL, 2012)によると、取水口と放流設備の近くで、数軒の移転家屋が発生する。事業に必要な用地はおおよそ65ha。

Upper Kolab 揚水発電事業のEIAレポートはまだ作成されていない。事業は、いずれの保護区にも影響を与えない。ただし、取水口、放水施設とサージタンク周辺で保安林(Reserved forest)が影響を受ける。事業計画地は、アジアゾウとベンガルトラの既知の生息域外に位置する。事業実施には、保安林の森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

事業計画地は、日本外務省の「海外旅行安全情報」でレベル2(不要不急の渡航はやめてく

²⁰ Central Board of Irrigation & Power, Base Paper for Workshop titled as “Pumped Storage Development and Integration with Renewable Energy”, p9, 27th October, 2015

ださい)のエリア内にある。

3) Balimela 揚水発電事業

Balimela 揚水発電事業は Malkangiri 県に位置する。既設の Balimela dam が上池として用いられるため、新たな下池を建設する計画である。事業計画地周辺の土地利用は主に「落葉広葉樹林」と「耕作地」である。Malkangiri 県の人口に指定部族の占める割合は 57.83 %。Final Report on Pre-Feasibility Study for Pumped Storage Scheme in Balimela Hydro Electric Project, ODISHA (400 MW) (OHPC, 2012)によると、約 50 ha の土地が浸水する。事業に必要な用地は、概ね 103 ha である。

Balimela 揚水発電事業の EIA レポートはまだ作成されていない。事業計画地とその周辺には、保護区は確認されていない。事業計画地は、アジアゾウとベンガルトラの既知の生息域外に位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

事業計画地は比較的治安の悪いところに位置しており、日本外務省の「海外旅行安全情報」でレベル 2(不要不急の渡航はやめてください)のエリア内にある。

4) Jharlama 揚水発電事業

Jharlama PSP は Nuapada District に位置する。事業のレイアウトは不明。事業計画地周辺の主な土地利用は広葉落葉樹林。Nuapada District の指定部族の割合は 33.80%。

Jharlama 揚水発電所の EIA レポートはまだ作成されていない。事業計画地は Sunabeda WLS と KBA 内に位置する。事業計画地は既知のベンガルトラの生息地内に位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

事業計画地は比較的治安の悪いところに位置しており、日本外務省の「海外旅行安全情報」でレベル 2 (不要不急の渡航はやめてください) のエリア内にある。

Table 5.1.2-3 EIA process and Protected area of the projects in Odisha State

Name of PSPs	Capacity (MW)	Project stage							EIA process	Domestic					International ²¹							Tiger/ Elephant	Scheduled Tribe Rate	MOFA's "Oversens Travel Safety Information"	Remarks	
		OP	UC	CEA	DPR	S & I	PFR	PIR		IDE	National Parks	Wildlife Sanctuaries	Conservation Reserves	Community Reserves	Tiger Reserve	Ramsar Site	Biosphere Reserve	UNESCO-MAB	World Heritage Site	KBA	Endemic Bird Area					Biodiversity Hotspots
1. Upper Indravati	600				U/P				-														-	28.50%	Level 2	
2. Upper Kolab	320					C			-														-	56.56%	Level 2	
3. Balimela	400					C			-														-	57.83%	Level 2	Forest 103 ha
4. Jharlama	2,500							○	-			I						I					Tiger	33.80%	Level 2	Unknown

²¹ Locations of KBA, EBA, Biodiversity hotspots, and Alliance for Zero Extinction Sites are referred in IBAT (<https://www.ibat-alliance.org>)

5.1.3 Telangana 州

(1) 揚水発電の必要性

Telangana Power Generation Corporation Limited (TSGENCO) は、太陽光発電ならびに風力発電などの出力変動が激しい電源が大規模に開発された際の送電網の安定化のために、運転中の Srisailem Left Bank 揚水発電所 (900 MW) と近く下池完成して揚水発電所として運用される Nagrjuna Sagar 揚水発電所 (705.6 MW) に加えて、揚水発電所を開発することを望んでいる。しかしながら、TSGENCO には現在、他の揚水発電候補計画を発掘できていない。

財政的な観点としては、Telangana 州政府は財政規律管理法に定められて目標値を順守する必要がある。2016-17 年度の目標値としては以下が設定されている。

<u>Item</u>	<u>Estimate</u>	<u>Target</u>
- Revenue deficit / GSDP rate:	+0.55 %	0.0 %
- Fiscal deficit / GSDP rate:	-3.50 %	-3.50 %
- Total debt stock / GSDP rate	18.46 %	22.23 %

同州は第 14 回 Finance Commission 報告書に示されたすべての目標を達成した。しかし、債務総額が年々増加していることに注意が必要である。同州は財政赤字の目標値である 3% に 0.5% を上乗せする権利を得て、2016-17 年からは対 GSDP の財政赤字許容幅が 3.5% となった。これにより INR2,500 Crore の追加融資を得ることが可能となるが、同州はすでに社会セクター開発における各種主要政策実施のため、すでに多額のローン借入れを行っている。

財政管理に注意を払う限り、財政管理の観点からは州が揚水発電案件に対する借款を含む資金調達を行うことは可能であると考えられる。一般的に Finance Department としては特に揚水案件開発を優先するものではない。電力需要を満たすためのエネルギー源は Energy Department により決定される。

(2) 電力セクターの情勢から判断される揚水発電の可能性

ここでは、需給調整に対するニーズと利用可能な対策、電力取引構造、事業実施機関の能力という側面から、Telangana 州における揚水開発ニーズを分析する。

1) 需給調整ニーズと利用可能な対策

Telangana 州の電力需給は厳しい状況が当面続くものの、発電能力の増強によって、2018 年度には改善に向かう見通しとなっている。発電能力の増強にあたっては、太陽光を中心に再生可能エネルギーを積極的に導入していくこととしている。

需給調整について同州では、農事用需要が大きなウェイトを占めることから、供給時間を調整することで対応している。また、オフピーク需要を喚起して負荷を平準化するため、時間帯別料金を導入している。このほか、既に揚水発電を有効活用しており、現在は 1 カ所の揚水発電所が運転を開始し、近く 2 カ所目の揚水発電も運転を開始する見込みである。現時点で、同州は 2 カ所以外の揚水発電の計画はなく、また検討もしていない。

このほか特殊要因として、同州は Andhra Pradesh 州を分割して誕生した新しい州であることから、一部、法的な手続き等が明確になっていない。揚水発電の候補地点が他州境界に多く点在していることから、州では新たな揚水発電プロジェクトの開発に消極的な姿勢を示している。

これらの状況を踏まえると、同州での新規揚水発電プロジェクトの開発は難しいものと考えられる。

(3) 揚水発電計画

前述したとおり、Telangana 州では、運転中の Srisailem Left Bank 揚水発電所と近い将来、揚水発電所として運用開始される Nagarjuna Sagar 揚水発電所のほかに、揚水発電計画が計画されていない。TSGENCO によると、その理由は地形的に揚水発電に向いている地形が州内に存在しないということであり、例えば、Godavari 川流域では、水量は豊富だが、十分な落差が得られる地形が存在しないとのことであった。

一方、Inchampalli 揚水発電計画は、上記の揚水発電計画よりも以前に発掘されたが、Telangana 州以外にも、Andhra Pradesh 州、Maharashtra 州および Chhattisgarh 州に影響を及ぼす計画であったため、異なる州間の問題を解決できず、プロジェクトが中止された。

話は変わるが、TSGENCO から、大水量で極めて低落差の揚水発電技術の有無を尋ねられた。TSGENCO は、カスケード状に設置された低落差だが利水量が多い Lift Irrigation Scheme と呼ばれるダム群において、揚水発電を行うアイデアを有している。TSGENCO によると、このすべての Lift Irrigation Scheme を運用するために 6,000 MW から 8,000 MW もの電力が必要となるとのことである。そのため、TSGENCO は今後 5 年間に、新たに 5,800 MW の電源を開発することを計画している。これに加えて、TSGENCO は、太陽光発電によって発電された電力も Lift Irrigation Scheme のために用いる計画である。太陽光発電による出力が低下した場合、Lift Irrigation Scheme が停止する恐れがあるので、オフピーク時にあらかじめ Lift Irrigation Scheme によって揚水し、必要に応じて、発電して不足する電力を補いたいとのことであった。

(4) Telangana 州に計画された揚水プロジェクトの環境・社会情報

Telangana 州の揚水発電事業は Srisailem Left Bank 揚水発電事業 と Nagarjuna Sagar 揚水発電事業は、建設、運転中であり、Nagarjunasagar は国立公園内に位置する可能性がある。

1) Inchampalli 揚水発電事業

Inchampalli 揚水発電事業は Telangana 州 Karimnagar 県と Chhattisgarh 州 Bijapur 県の境界に位置する。事業計画詳細は不明である（未着手、断念）。事業計画地周辺の土地利用は主に「落葉広葉樹林」と「耕作地」である。Telangana 州 Karimnagar 県と Chhattisgarh 州 Bijapur 県の人口に指定部族の占める割合は、それぞれ 2.83 % と 47.7 % である。移転と土地収用に関する情報は不明である。

Inchampalli 揚水発電計画地は Eturnagaram Sanctuary から 7 km の位置にある。計画地は、ベ

ンガルトラの既知の生息域内に位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。当然 EIA レポートはまだ作成されていない。

事業計画地は、日本外務省の「海外旅行安全情報」でレベル 2(不要不急の渡航はやめてください)のエリア内にある。

2) Nagarjuna Sagar 揚水発電事業

Nagarjuna Sagar 揚水発電事業は Telangana 州 Nalgonda 県と Andhra Pradesh 州 Guntur 県に位置する。事業計画は建設中で運転開始予定とされている。事業計画地周辺の土地利用は主に「耕作地」である。Telangana 州 Nalgonda 県と Andhra Pradesh 州 Guntur 県の人口に指定部族の占める割合は、それぞれ 11.30% と 5.06 %である。移転と土地収用に関する情報は不明である。

Nagarjuna Sagar 揚水発電事業計画地は Nagarjunasagar 国立公園と KBA 内に位置する。事業計画地は、ベンガルトラの既知の生息域内に位置する。影響を受ける森林の面積は不明。

Table 5.1.3-1 EIA process and Protected area of the projects in Telangana State

Name of PSPs	Capacity (MW)	Project stage							EIA process	Domestic					International ²²							Tiger/ Elephant	Scheduled Tribe Rate	MOFA's "Overseas Travel Safety Information"	Remarks	
		OP	UC	CEA	DPR	S & I	PFR	PIR		IDE	National Parks	Wildlife Sanctuaries	Conservation Reserves	Community Reserves	Tiger Reserve	Ramsar Site	Biosphere Reserve	UNESCO-MAB	World Heritage Site	KBA	Endemic Bird Area					Biodiversity Hotspots
1. Inchampalli	975	--	--	--	--	--	--	--	-		7km												Tiger	2.83% and 47.70%	Level 2	
2. Nagarjuna Sagar	706		○						-	I							I						Tiger	11.30% and 5.06%	Level 1	

²² Locations of KBA, EBA, Biodiversity hotspots, and Alliance for Zero Extinction Sites are referred in IBAT (<https://www.ibat-alliance.org>)

5.1.4 Karnataka 州

(1) 揚水発電の必要性

Karnataka 州政府エネルギー省ならびに Karnataka Power Corporation Limited (KPCL) は、2015 年 3 月に National Institute of Advance Studies によって公表された「カルナタカ州での将来の電力需要を満たすための風力および太陽光発電」というレポート²³に基づいて、以下の理由により、2022 年までに 1,000 MW の揚水発電を開発する計画である。

- 太陽光発電や風力発電といった出力変動が大きい再生可能エネルギー由来の電気の大規模導入時の送電システムの安定化
- ピーク電力の確保

財政的な観点としては、Karnataka 州政府は財政規律管理法に定められた目標値を順守する必要がある。2016-17 年度の目標値としては以下が設定されている。

<u>Item</u>	<u>Estimate</u>	<u>Target</u>
- Revenue deficit / GSDP rate:	+0.1 %	0.0 %
- Fiscal deficit / GSDP rate:	-2.12 %	-3.00 %
- Total debt stock / GSDP rate	17.22 %	24.8 %

同州は第 14 回 Finance Commission 報告書に示されたすべての目標を達成した。財政管理に注意を払う限り、財政管理の観点からは州が揚水発電案件に対する借款を含む資金調達を行うことは可能であると考えられる。一般的に Finance Department としては特に揚水案件開発を優先するものではない。電力需要を満たすためのエネルギー源は Energy Department により決定される。

Finance Department との面談によると、同州では農業セクターに対するプライオリティーが高く、灌漑への支出が多く、政策上も多額の補助金を支出している。従って、多額に資金を必要とする案件実施は農業分野への融資の抑制につながることから、政治的な決断が必要となる。基本的に電力案件への融資は国内の融資機関から調達される。現実的には外貨借入額は運用上のルールとして設定された上限額に達している。

(2) 電力セクターの情勢から判断される揚水発電の可能性

ここでは、需給調整に対するニーズと利用可能な対策、電力取引構造、事業実施機関の能力という側面から、Karnataka 州における揚水開発ニーズを分析する。

1) 需給調整ニーズと利用可能な対策

Karnataka 州の電力需要は、今後とも電力量、ピーク需要とも大幅な増加が見込まれ、2014 年から 2019 年の間の年平均伸び率は、電力量で 8.8%、ピーク需要では 10.1%が予想されている。電力需給は 2016 年度以降、プラスのポジションに転じるものの、発電能力の 5 分の 1 が水力であり、天候に左右されやすい状況にある。また今後、太陽光を中心に再生可能エネルギー

²³ National Institute Advanced Studies, Wind and Solar Energy for Meeting Karnataka's Future Electricity Demand, March 2015

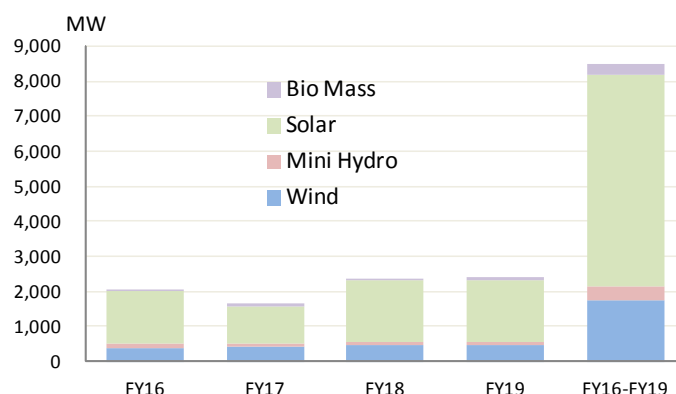
ギーの大幅な増加が見込まれている。

州では負荷の平準化に向け、農業用需要のフィーダーの分離および供給時間の制限を実施している。フィーダーの分離は、約 85%を終えており、残り 15%は 2018 年 3 月に完了する。また、産業用の需要家に時間帯別料金を義務化している。

州ではさらに、システムの安定性を強化するため、揚水発電プロジェクトにも積極的に取り組んでいる。3つの候補地点の中から、既存の上下貯水池を利用できる地点や私有地の有無などを考慮して、優先付けしている。このうち 2 地点については、DPR 入札を準備中であるとした。

なお、インドの水力発電開発では、これまで 25MW 以下のみが再生可能エネルギーの範疇にあったことから、25MW を超える大規模な水力発電開発は太陽光発電などと同様の支援を受けることができず、開発が停滞していた。このため、連邦電力省では、25MW 超の水力発電を再生可能エネルギーに含め、開発を促進していく方針を示している。²⁴こうした取り組みは、温室効果ガスの排出抑制にも大きく貢献することが期待される。

上記の状況を勘案すると、揚水発電導入のニーズは高いものと推察される。



sources: Karnataka Power for all

Figure 5.1.4-1 RE Generation Capacity Addition Prospect

Table 5.1.4-1 Major Pumped Storage Projects in Karnataka

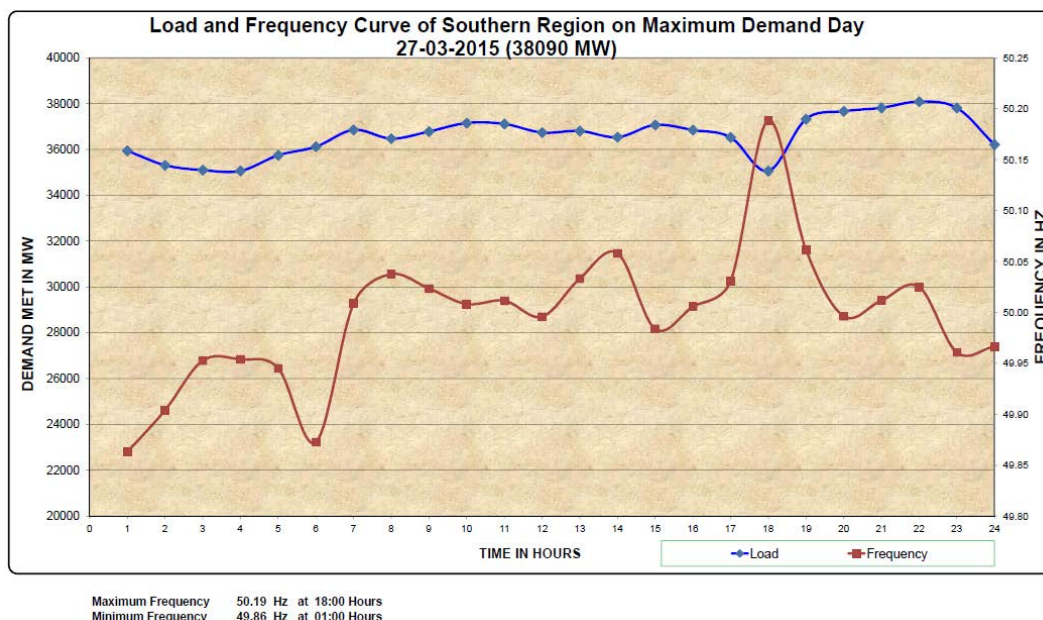
Priority	Location	Capacity (tentative)	Stage
1st	Sharavathy	450, 800, 900, 1,000 MW	DPRs tender under preparation
2nd	Varahi	700 (250, 600, 1,000) MW	DPRs tender under preparation
3rd	Kali	600, 1,000 MW	PFR completed

2) 電気の量から質へ

Karnataka 州のある南部地域の周波数をみると、ピーク時間帯やピーク月に周波数の変動が

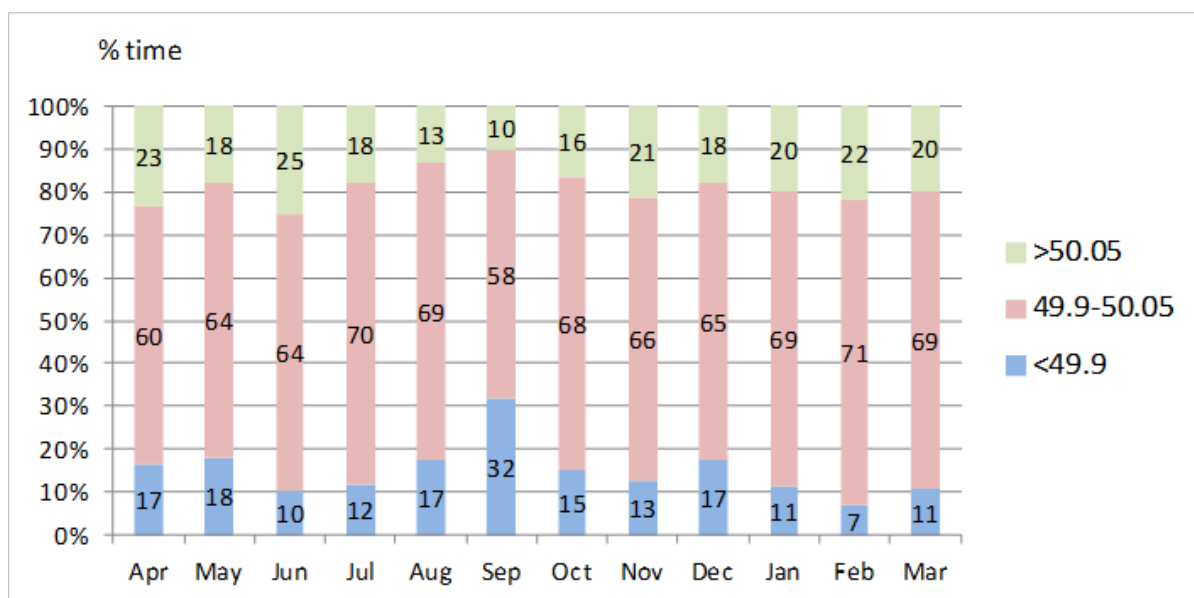
²⁴ The Economics Times; 2016.9.14

激しく、また国の基準値(49.9-50.05Hz)外の周波数になっているケースが散見される。これまでインドでは、電力需要は家庭用や農事用が中心で、企業は自家発で対応することが多かった。このため、需要家からの電圧や周波数など電気の質に対する要求は少なかった。しかし今後、Make in India の方針の下、海外企業の投資増加、日本企業の進出などに伴い、産業用を中心に電気の質が要求されることも予想される。その場合には、電気の質に資する発電方法の一つとして、揚水発電の必要性も見直され、導入機運が高まっていくことが予想される。



source: Southern Regional Power Committee Annual Report in 2014-15

Figure 5.1.4-2 Load Curve and Frequency Curve of Southern Region on Maximum day in 2014-15



source: Southern Regional Load Dispatch Centre Quarterly Report

Figure 5.1.4-3 Frequency of Southern Region in 2015-16

(3) 揚水発電計画

Karnataka 州では、以下の 7 つの揚水発電計画が発掘された。

Table 5.1.4-2 Pumped Storage Projects planned in Karnataka State

Name of PSPs	Capacity (MW)	Remarks
1. Sharavathy	450 (800, 900)	1 st priority in Karnataka
2. Varahi	700	2 nd priority in Karnataka
3. Kali	1,000 (600)	3 rd priority in Karnataka
4. Kollur	900	These four (4) PSPs are regarded as impracticable because all the sites are located in Western Ghat region.
5. Minhole	2,200	
6. Sitanadi	2,600	
7. Hulagi	2,200	

source: JICA Study Team

上記の概要を以下に示す（詳細は Appendix 5-19 を参照）。

1) Sharavathy 計画

Sharavathy 揚水発電計画は、Karnataka 州において、最優先されている揚水発電計画である。この揚水発電計画は、既設の Talakalale 貯水池と Gerusoppa 貯水池をそれぞれ上池、下池とするものであり、新たに貯水池を建設する必要が無い。そのため、KPCL はこの揚水発電計画を自身が進めている 3 つの揚水発電計画の中で、プロジェクト推進に伴う障害が最も少ないと見なしている。本計画の PFR は 2008 年に完成しており、ピーク継続時間は 6 時間で定格出力 900 MW として計画されていた²⁵。しかしながら、2016 年 1 月の KPCL のプレゼンテーション資料²⁶によると、ピーク継続時間は 6 時間で定格出力 800 MW として説明されており、更には、2016 年 6 月 20 日に CEA が主催した揚水発電に関する会議の議事録²⁷によると、ピーク継続時間は不明だが、定格出力は 450 MW と記されている。KPCL は DPR の段階で、最適な開発計画を選定する意向であり、近々 DPR を作成する業務の入札公告を行う予定とのことであった。本プロジェクトのために、新たに 50 エーカーの用地取得が必要になるが、KPCL の見解では、計画地点は Reserved Forest および Wildlife Sanctuary の外に位置しているとして用地取得がプロジェクト推進の上で、障害になると見なしていない。

2) Varahi 計画

Varahi 揚水発電計画は Karnataka 州のなかで、優先順位 2 位の揚水発電計画と位置付けられている。この計画は、既設の Varahi Pickup 貯水池を上池とし、下池を既設の Varahi 一般水力発電所の下流に新設する計画である。いくつかの発電計画を検討した結果、ピーク継続時間は 8 時間、定格出力 700 MW と計画されている²⁸。

下池の新設に必要となる 150 エーカーの土地を含み、おおよそ 205 エーカーの用地を新た

²⁵ KPCL, Pre-Feasibility Report on Sharavathy Pumped Storage Scheme

²⁶ KPCL, Potential for installing Pumped Storage Schemes in Karnataka

²⁷ Minutes of CEA's Meeting on PSPs held on 20th June, 2016

²⁸ KPCL, Outline of Varahi PSP

に取得する必要がある。KPCL によると、その用地には小さな集落がいくつか存在しているが、それら集落の移転は大きな問題にならないと見越している。一方、National Remote Sensing Centre の情報によると、計画地点は Someshwara Wildlife Sanctuary 内に存在している可能性があり²⁹、Environmental Clearance の取得が障害になる恐れがある。しかしながら、KPCL との面談において、本揚水発電計画が Wildlife Sanctuary の問題を有しているという情報提供が無かったため、更なる精査が必要である。

上池および下池へのアクセス道路は既に存在しており、新たに建設する必要は無い。加えて、既設の一般水力発電所が存在しているため、KPCL の所有地内に資機材の仮置き場、現場宿舎などの施設も既に存在する。送電線も改修工事が必要だが、揚水発電所の送電ならびに受電にも利用できると考えられている。PFR は既に完成していると思われるが、JICA Study Team へ提供されなかった。Sharavathy 揚水発電計画と同様に、近々 DPR を作成する業務の入札公告を行う予定とのことであった。

3) Kali 計画

Kali 揚水発電計画は、KPCL の揚水発電計画の中で、Sharavathy 計画、Varahi 計画よりも低い優先度であり、その低評価の理由は自然環境上の問題である。KPCL によると、本発電計画は2つのレイアウトが検討されている³⁰。第1案は2008年に完成したPFRにおいて立案された定格出力は600 MW のものであり³¹、下池を既設の Kadra 貯水池とし、上池を新設するものである。しかしながら、上池は Kari Reserved Forest 内に計画されており、上池新設に必要な551 エーカーの土地を含む約600 エーカーの用地を取得する必要がある、KPCL はこの案を実現不可能と見なしているようである。一方、第2案は Kadra 貯水池の上流に位置する Kodalalli 貯水池を下池とし、既設の Bommanahalli 貯水池を上池とする定格出力1,000MW の計画であり、新たに貯水池を新設する必要は無いが、二つの貯水池を結ぶ水路が非常に長い。このようなことから、本揚水発電計画は Sharavathy、Varahi 揚水発電計画よりも優先度が低い計画と見なされている。

4) CEA によって発掘された揚水発電計画

上記以外の Kollur、Minhole、Sitanadi、Hulagi という4計画は、2015年10月27日に開催された「揚水発電の開発と再生可能エネルギーとの統合」というワークショップで配布されたレジュメによると、CEA によって発掘された計画である³²。KPCL によると、これらの計画は全て、環境保護規制が厳しい Western Ghats に上池および下池を新たに建設しなければならない計画であるとのことである。よって、KPCL は貯水池の建設に必要な Forest Clearance と Environmental Clearance を得ることは困難であるとし、これらの揚水発電計画を実現不可能と見なしている。

²⁹ JICA Study Team, Distribution of Wildlife Sanctuary around Varahi PSP

³⁰ Proposed Layouts for Kali PSPs

³¹ KPCL, Pre-Feasibility Report on Kali Pumped Storage Scheme

³² Central Board of Irrigation & Power, Base Paper for Workshop titled as “Pumped Storage Development and Integration with Renewable Energy”, p9, 27th October, 2015

(4) Karnataka 州に計画された揚水プロジェクトの環境・社会情報

Karnataka 州で計画されている 7 つの揚水発電事業はいずれも、環境承認を取得していない。Sharavathy 揚水発電事業、Kali 揚水発電事業、Kollur 揚水発電事業は保護区内に位置している。

1) Sharavathy 揚水発電事業

Sharavathy 揚水発電事業は Shimoga 県に位置する。Talakalale Reservoir が上池に、Gerusoppa reservoir 下池に用いられるため、新たに貯水池を建設しない計画である。事業計画地周辺の土地利用は主に「混交林」と「常緑針葉樹林」である。Shimoga 県の人口に指定部族の占める割合は 3.73 %。事業による移転や土地収用の情報は不明である。

Sharavathy 揚水発電事業の EIA レポートは作成されていない。事業計画地は、Sharavathi Valley Sanctuary、EBA、生物多様性ホットスポット内にあり、KBA から 5km の距離にある。事業計画地は、ベンガルトラとアジアゾウの既知の生息域内に位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

2) Varahi 揚水発電事業

Varahi 揚水発電事業は Udupi 県 と Shimoga 県に位置する。Varahi reservoir が上池に用い、新たに下池を建設する計画である。事業計画地周辺の土地利用は主に「混交林」である。Udupi 県 と Shimoga 県の人口に指定部族の占める割合は 4.49 %。事業による移転や土地収用の情報は不明である。

Varahi 揚水発電事業の EIA レポートは作成されていない。事業計画地は、生物多様性ホットスポット内に位置し、Mookambika Sanctuary と Western Ghats World Heritage Site から 10 km のところにある。事業計画地は、ベンガルトラの既知の生息域から 2.3 km に位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

3) Kali 揚水発電事業

Kali 揚水発電事業は Uttara Kannada 県に位置する。既設の Kadra reservoir を下池に用い、新たに上池を建設する計画、上下池とも既設とする計画の 2 案である。事業計画地周辺の土地利用は主に「落葉広葉樹林」である。Uttara Kannada 県の人口に指定部族の占める割合は 2.38 %。事業による移転や土地収用の情報は不明である。

Kali 揚水発電事業の EIA レポートは作成されていない。上池は、Dandeli Sanctuary、Dandeli-Anshi Tiger Reserve、KBA、生物多様性ホットスポット内に位置し、EBA から 5km のところにある。事業計画地は、ベンガルトラとアジアゾウの既知の生息域内に位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

4) Kollur 揚水発電事業

Kollur 揚水発電事業は Udupi 県に位置する。レイアウトは不明。事業計画地周辺の主な土地利用は広葉常緑樹林。Udupi 県の指定部族の割合は 4.49%。移転と土地利用の情報は不明である。

Kollur 揚水発電事業の EIA レポートは作成されていない。事業計画地は the Mookambika

WLS と生物多様性ホットスポット内に位置し、KBA から 5km、EBA から 4km の距離にある可能性がある。事業計画地はベンガルトラとアジアゾウの既知の生息域外に位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

5) Minhole 揚水発電事業

事業の位置情報が不明確。

6) Sitanadi 揚水発電事業

事業の位置情報が不明確。

7) Hulagi 揚水発電事業

事業の位置情報が不明確。

Table 5.1.4-3 EIA process and Protected area of the projects in Karnataka State

Name of PSPs	Capacity (MW)	Project stage							EIA process	Domestic					International ³³					Tiger/ Elephant	Scheduled Tribe Rate	MOFA's "Overseas Travel Safety Information"	Remarks		
		OP	UC	CEA	DPR	S & I	PFR	PIR		IDE	National Parks	Wildlife Sanctuaries	Conservation Reserves	Community Reserves	Tiger Reserve	Ramsar Site	UNESCO-MAB Biosphere Reserve	World Heritage Site	KBA					Endemic Bird Area	Biodiversity Hotspots
1. Sharavathy	1,000						U/P-C		-		I						5km	I	I		Elephant and Tiger	3.73%	Level 1		
2. Varahi	700						U/P-C		-		10km					10km		I	I		2.3km from the known Tiger habitat	4.49%	Level 1		
3. Kali	1,000 (600)						U/P-C		-		I		I				I	5km	I		Tiger and Elephant	2.38%	Level 1		
4. Kollur	900							○	-		I						5km	4km	I			4.49%	Level 1		
5. Minhole	2,200							○																	Location Unknown
6. Sitanadi	2,600							○																	Location Unknown
7. Hulagi	2,200							○																	Location Unknown

³³ Locations of KBA, EBA, Biodiversity hotspots, and Alliance for Zero Extinction Sites are referred in IBAT (<https://www.ibat-alliance.org>)

5.1.5 Kerala 州

(1) 揚水発電の必要性

Kerala 州政府電力省ならびに Kerala State Electricity Board (KSEB) は、以下の理由により、同州において揚水発電が必要と考えている。

- ピーク電力の確保
- オフピーク帯に余剰となる電力の貯蔵

財政的な観点としては、Kerala 州政府は財政規律管理法に定められた目標値を順守する必要がある。2016-17 年度の目標値としては以下が設定されている。

<u>Item</u>	<u>Estimate</u>	<u>Target</u>
- Revenue deficit / GSDP rate:	+1.98 %	0.0 %
- Fiscal deficit / GSDP rate:	-3.51 %	-3.00 %
- Total debt stock / GSDP rate	26.82 %	30.84 %

同州は第 14 回 Finance Commission 報告書に示された財政赤字の指標を達成することができなかった。特に重要な項目である財政赤字の対 GSDP 比率の 3.51% は目標の 3.0% を上回っている。財政管理の観点からは同州が揚水発電案件に対する借款を含む資金調達を行うことには困難を伴うものと考えられる。一般的に Finance Department としては特に揚水案件開発を優先するものではない。電力需要を満たすためのエネルギー源は Power Department により決定される。

Finance Department との面談によると一般的に電力案件に対して日本の ODA 資金を導入することには興味を有しているが、外国借款に対しては次の懸念を有している。

- 国内融資との比較における融資条件
- 外国為替レートの変動

(2) 電力セクターの情勢から判断される揚水発電の可能性

ここでは、需給調整に対するニーズと利用可能な対策、電力取引構造、事業実施機関の能力という側面から、Kerala 州における揚水開発ニーズを分析する。

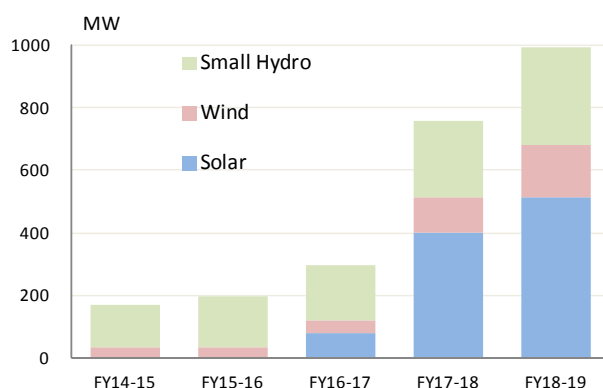
1) 需給調整ニーズと利用可能な対策

Kerala 州の電力需要は、今後とも電力量、ピーク需要とも大幅な増加が見込まれ、2014-19 年の年平均伸び率は、電力量で 7.2%、ピーク需要では 6.1% が予測されている。電力需給は 2016 年度以降、プラスのポジションに転じるものの、発電量のほとんどを水力発電に依存しており、天候に左右されやすい状況である。また今後、太陽光を中心に再生可能エネルギーの大幅な増加が見込まれている。

州では需要変動について、発電の大半を占める水力発電によって調整しており、将来はガス火力や揚水発電を活用するとしている。負荷の平準化に向け、産業用の需要家には時間帯別料金を義務化しており、今後、高圧で受電する需要家への適用拡大を計画している。

州ではさらに、システムの安定性を強化するため、揚水発電プロジェクトにも取り組んでいる。現在の候補地点は 2 カ所程度あり、両地点とも調査の段階にある（代表的なものとして。KSEBL は地点数は多数計上している）。

上記の状況を勘案すると、当面、需要変動に対しては、既存の水力発電で十分対応可能であり、揚水発電の候補地点が調査中の段階であることから、導入はかなり先のものになると推察される。



source : Kelara Power for All

Figure 5.1.5-1 RE Capacity Prospect

Table 5.1.5-1 Major Pumped Storage Projects in Kerala

Priority	Location	Capacity	Stage
1 st	Idukki	300MW	Under Investigation
2 nd	Pallivasal	600MW	Under Investigation

(3) 揚水発電計画

Kerala 州では、以下の揚水発電計画が発掘された。

Table 5.1.5-2 Pumped Storage Projects planned in Kerala State

Name of PSPs	Capacity (MW)	Remarks
1. Sholayar-I	810	The PSP was cancelled due to unavailability of forest clearance.
2. Sholayar-II	390	
3. Pringalkuthu	80	
4. Kuttiyadi	2,400	KSEB has no intention to advance the PSP because the site exists in reserved forest.
5. Idamalyar (Edamalyar)	2,200	
6. Idduki	300	PFR is under preparation. There are some options to utilize the existing Idukki reservoirs for PSP.
7. Pallivasal	600	Just identified. Investigation is under way. Although both reservoirs are required to be newly constructed, the both sites seem to be at the outside of reserved forest and wildlife sanctuary.

Name of PSPs	Capacity (MW)	Remarks
8. Kakki/ Upper Moozhiyar as upper reservoir and Moozhiyar Reservoir as lower	375	KSEB is currently surveying and studying this PSP, and no action for preparation of the PFR has been taken.
9. Idukki as upper reservoir and Malankara as lower	1,100	Ditto, There are some options to utilize the existing Idukki reservoirs for PSP.
10. Idukki as upper reservoir and Marmala	450	Ditto, There are some options to utilize the existing Idukki reservoirs for PSP.
11. Ponnudi as upper reservoir and Kallarkutty as lower	250	Ditto
12. Sengulam and Kallarkutty reservoirs	200	Ditto
13. Kallarkutty and Lower Periyar reservoirs	200	Ditto
14. Peringalkuth and Idamalar reservoirs	350	Ditto
15. Sholayar and Idamalar reservoirs	900	Ditto
16. Kakkayam and Peruvannamoozhi reservoirs	900	Ditto
17. Pazhassi sagar	200	Ditto

source: JICA Study Team

上記の概要を以下に示す（詳細は Appendix 5-30 を参照）。

1) Sholayar-I, Sholayar-II ならびに Peringalkuthu 計画

これらの揚水発電計画は州政府によって発掘されたが、2015年10月27日に開催された揚水発電に関するワークショップでのCEAによる「揚水発電所開発におけるインドのシナリオ」というプレゼンテーションによると、Forest Clearanceを取得できないために、これらの揚水発電計画は進めることはできなかつたと報告されている³⁴。

2) Kuttiyadi と Idamalar 計画

これらの揚水発電計画は、2015年10月27日に開催された「揚水発電の開発と再生可能エネルギーとの統合」というワークショップで配布されたレジюмеによると、CEAによって発掘された計画である³⁵。しかしながら、Reserved Forest内の用地を新たに取得することが困難であるため、KSEBはこれらの揚水発電計画を推進するつもりはなく、実現不可能な揚水発電計画と見なしている。

3) Idukki と Pallivasal 計画

KSEBは現在、Kulamavuに位置するIdukki揚水発電計画（300 MW）とMunnarに位置する

³⁴ CEA, Indian Scenario of Pumped Storage Hydro Development, 27th October 2015

³⁵ Central Board of Irrigation & Power, Base Paper for Workshop titled as “Pumped Storage Development and Integration with Renewable Energy”, p9, 27th October, 2015

Pallivasal 揚水発電計画 (600 MW) に注力しており、これらの DPR を 2~3 年で完成させ、2027 年までに運開することを計画している。KSEB は既に、2016 年 5 月からこれらの揚水発電計画のための調査を開始しており、Idukki 揚水発電計画の PFR の準備に取り掛かっている。

既設の Idukki 貯水池を活用した揚水発電計画は、後述するように、いくつか存在する。上記の定格出力 300 MW の案では、Idukki 貯水池を取り囲むダムの一つである Kulamavu ダムの近傍に取水口を設け、このダムの下流に下池を新設する計画である。これまでの KSEB による予備調査によると、この計画を実施することによって生じる住民移転は限定的である。しかしながら、定格出力が小さいことから、KSEB はより大きな定格出力の揚水発電計画も検討しており、更に下流に存在する Malankara 貯水池を下池とする定格出力 1,100 MW の計画もある。更に、Idukki 貯水池の南西に存在する Marmala 滝の近傍に下池を新設する定格出力 450 MW の計画も発掘されている。

一方、Pallivasal 揚水発電計画では、上池も下池も新たに建設しなければならない。しかしながら、KSEB の予備調査によると、両貯水池は Reserved Forest および Wildlife Sanctuary の外に位置しているとのことである。加えて、住民移転も限定的なので、KSEB は同州で発掘されている揚水発電計画の中で有望な計画と考え、これらの揚水発電計画を推進している。

4) KSEB によって新たに発掘された 10 計画

Idukki および Pallivasal 揚水発電計画に加えて、KSEB は新たに、机上検討にて揚水発電候補計画を 10 つ発掘した³⁶。全ての計画が極めて初期段階にあり、よって、この中で PFR が完成している揚水発電計画は無い。

(4) Kerala 州に計画された揚水プロジェクトの環境・社会情報

Kerala 州内で計画された 17 の揚水発電事業のいずれも環境承認を取得していない。No 16. Kakkayam and Peruvannamoozhi は保護区内に位置している。10 プロジェクトは保護区から 10 km 以内にあるため、Eco-Sensitive zones に入る可能性がある。

1) Sholayar-I 揚水発電事業

Sholayar-I 揚水発電事業は Thrissur 県と Idukki 県に位置する。既設の Sholayar reservoir を上池に Edamalayar reservoir 下池に用いるため、新たな貯水池を建設しない計画である。事業計画地周辺の土地利用は主に「常緑広葉樹林」である。Thrissur 県と Idukki 県の人口に指定部族の占める割合はそれぞれ 0.30% と 5.03%。事業による移転や土地収用の情報は不明である。

Sholayar-I 揚水発電事業の EIA レポートは作成されていない。事業計画地は、KBA、EBA、生物多様性ホットスポット内に位置し、Parambikulam Sanctuary から 4 km、Parambikulam Tiger Reserve から 4.7km の距離にある。事業計画地は、ベンガルトラとアジアゾウの既知の生息域内に位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

³⁶ KSEB, Details of various Pumped Storage Schemes considered by KSEBL, July 2016

2) Sholayar-II 揚水発電事業

Sholayar-II 揚水発電事業は Thrissur 県 と Ernakulam 県に位置する。既設の Poringalkuthu reservoir を上池に、Edamalayar reservoir を下池に用いるため、新たな貯水池は建設しない計画である。事業計画地周辺の土地利用は主に「常緑広葉樹林」である。Thrissur 県 と Ernakulam 県の人口に指定部族の占める割合はそれぞれ 0.30% と 0.50%。事業による移転や土地収用の情報は不明である。

Sholayar-II 揚水発電事業の EIA レポートは作成されていない。事業計画地は、KBA、EBA、生物多様性ホットスポット内に位置し、Parambikulam Sanctuary から 9 km、Parambikulam Tiger Reserve から 8.8km の距離がある。事業計画地は、ベンガルトラとアジアゾウの既知の生息域内に位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

3) Pringalkuthu 揚水発電事業

Pringalkuthu 揚水発電事業 は Thrissur 県に位置する。事業計画の詳細は不明である。事業計画地周辺の主な土地利用は広葉常緑樹林である。Thrissur 県 の指定部族の割合は 0.30%。事業による移転や土地収用の情報は不明である。

Pringalkuthu 揚水発電事業 の EIA レポートは作成されていない。事業計画地は KBA、EBA、生物多様性ホットスポット内に位置し、Parambikulam Tiger Reserve から 4.9km の距離にある。事業計画地は既知のベンガルトラとアジアゾウの生息域内に位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

4) Kuttiyadi 揚水発電事業

Kuttiyadi 揚水発電事業 は Kozhikode 県に位置する。事業計画の詳細は不明である。事業計画地周辺の主な土地利用は広葉常緑樹林である。Kozhikode 県の指定部族の割合は 0.49%。事業による移転や土地収用の情報は不明である。

Kuttiyadi 揚水発電事業 の EIA レポートは作成されていない。事業計画地は KBA、生物多様性ホットスポット、EBA 内に位置する。事業計画地は既知のベンガルトラの生息域内に位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

5) Edamalayar 揚水発電事業

Edamalayar 揚水発電事業 は Idduki 県に位置する。事業計画の詳細は不明である。事業計画地周辺の主な土地利用は広葉常緑樹林である。Idduki 県の指定部族の割合は 5.03%。事業による移転や土地収用の情報は不明である。

Edamalayar 揚水発電事業 の EIA レポートは作成されていない。事業計画地は KBA、EBA、生物多様性ホットスポット内に位置する。事業計画地は既知のベンガルトラとアジアゾウの生息域内に位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

6) Idduki 揚水発電事業

Idduki 揚水発電事業は Idduki 県に位置する。既設の Idukki Reservoir を上池に用い、新たに下池を建設する計画である。事業計画地周辺の土地利用は主に「混交林」である。Idduki 県

の人口に指定部族の占める割合は 5.03%。KSEB によると、移転戸数は 12。土地収用の情報は不明である。

Idduki 揚水発電事業の EIA レポートは作成されていない。上池は、Iddukki Sanctuary、KBA、EBA、生物多様性ホットスポット内に位置する。事業計画地は、ベンガルトラの既知の生息地内に位置し、アジアゾウの既知の生息域内から 10 km のところに位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

7) Pallivasal 揚水発電事業

Pallivasal 揚水発電事業は Idduki 県に位置する。既設の貯水池は利用せず、新たに上池と下池を建設する計画である。事業計画地周辺の土地利用は主に「常緑広葉樹林」である。Idduki 県の人口に指定部族の占める割合は 5.03 %。KSEB によると移転戸数は 5 軒。土地収用の情報は不明である。

Pallivasal 揚水発電事業の EIA レポートは作成されていない。事業計画地は、KBA、EBA、生物多様性ホットスポット内に位置し、Western Ghats World Heritage Site から 7 km、Alliance for Zero Extinction Sites から 1km のところにある。事業計画地は、ベンガルトラとアジアゾウの既知の生息域から 1km のところに位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

8) Kakki/ Upper Moozhiyar as Upper Pond and Moozhiyar Reservoir as lower (Kakki-Moozhiyar) 揚水発電事業

Kakki-Moozhiyar 揚水発電事業は Pathanamthitta 県に位置する。既設の Kakki Reservoir を上池に、Moozhiyar Reservoir を下池に用い、新たな貯水池は建設しない計画である。事業計画地周辺の土地利用は主に「常緑広葉樹林」である。Pathanamthitta 県の人口に指定部族の占める割合は 0.68%。事業による移転や土地収用の情報は不明である。

Kakki-Moozhiyar 揚水発電事業の EIA レポートは作成されていない。事業計画地は、Western Ghats World Heritage Site、KBA、EBA、生物多様性ホットスポット内に位置し、Periyar Tiger Reserve から 9.3km の距離にある。。事業計画地は、ベンガルトラとアジアゾウの既知の生息域内に位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

9) Idukki as Upper Pond and Malankara as lower (Idukki – Malankara) 揚水発電事業

Idukki - Malankara 揚水発電事業は Idukki 県に位置する。既設の Idukki Reservoir を上池に、Malankara Reservoir を下池に用いるため、新たな貯水池は建設しない計画である。事業計画地周辺の土地利用は主に「常緑広葉樹林」である。Idukki 県の人口に指定部族の占める割合は 5.03%。事業による移転や土地収用の情報は不明である。

Idukki - Malankara 揚水発電事業の EIA レポートは作成されていない。事業計画地は、KBA、EBA、生物多様性ホットスポット内に位置し、Idukki Sanctuary から 1 km の距離にある。事業計画地は、ベンガルトラの既知の生息地内に位置し、アジアゾウの既知の生息域内から 10 km のところに位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

10) Idukki as Upper Pond and Marmala (Idukki - Marmala) 揚水発電事業

Idukki - Marmala 揚水発電事業は Idukki 県 と Kottayam 県に位置する。既設の Idukki Reservoir を上池に用い、新たに下池を建設する計画である。事業計画地周辺の土地利用は主に「常緑広葉樹林」と「疎林」である。Idukki 県 と Kottayam 県の人口に指定部族の占める割合はそれぞれ 5.03% と 1.11%。事業による移転や土地収用の情報は不明である。

Idukki - Marmala 揚水発電事業の EIA レポートは作成されていない。事業計画地は、KBA、EBA、生物多様性ホットスポット内に位置し、Idukki Sanctuary から 1 km 離れている。事業計画地は、ベンガルトラの既知の生息域内に位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

11) Ponmudi as Upper Pond and Kallarkutty as lower (Ponmudi – Kallarkutty) 揚水発電事業

Ponmudi – Kallarkutty 揚水発電事業は Idukki 県に位置する。既設の Ponmudi Reservoir を上池に、Kallarkutty Reservoir を下池に用い、新たな貯水池は建設しない計画である。事業計画地周辺の土地利用は主に「常緑広葉樹林」である。Idukki 県の人口に指定部族の占める割合は 5.03%。事業による移転や土地収用の情報は不明である。

Ponmudi – Kallarkutty 揚水発電事業の EIA レポートは作成されていない。事業計画地は、KBA、EBA、生物多様性ホットスポット内に位置し、Alliance for Zero Extinction Sites から 6km、Idukki Sanctuary から 2.4 km の距離のところにある。事業計画地は、既知のベンガルトラ生息域内に位置し、アジアゾウの既知の生息域内から 1 km のところに位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

12) Sengulam and Kallarkutty reservoirs (Sengulam – Kallarkutty) 揚水発電事業

Sengulam – Kallarkutty 揚水発電事業は Idukki 県に位置する。既設の Sengulam Reservoir を上池に、Kallarkutty Reservoir を下池に用い、新たな貯水池は建設しない計画である。事業計画地周辺の土地利用は主に「常緑広葉樹林」である。Idukki 県の人口に指定部族の占める割合は 5.03 %。事業による移転や土地収用の情報は不明である。

Sengulam – Kallarkutty 揚水発電事業の EIA レポートは作成されていない。事業計画地は、KBA、EBA、生物多様性ホットスポット内に位置し、Alliance for Zero Extinction Sites から 3km、Idukki Sanctuary から 4km、Western Ghats World Heritage Site から 8 km のところに位置する。事業計画地は、ベンガルトラの既知の生息地から 1 km、アジアゾウの既知の生息域から 2 km のところに位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

13) Kallarkutty and Lower Periyar reservoirs (Kallarkutty - Lower Periyar) 揚水発電事業

Kallarkutty - Lower Periyar 揚水発電事業は Idukki 県に位置する。既設の Kallarkutty Reservoir を上池に、Lower Periyar Reservoir を下池に用い、新たに貯水池は建設しない計画である。事業計画地周辺の土地利用は主に「常緑広葉樹林」である。Idukki 県の人口に指定部族の占める割合は 5.03 %。事業による移転や土地収用の情報は不明である。

Kallarkutty - Lower Periyar 揚水発電事業の EIA レポートは作成されていない。事業計画地は、KBA、EBA、生物多様性ホットスポット、Alliance for Zero Extinction Sites 内に位置し、Idukki

Sanctuary から 1.7 km、Western Ghats World Heritage Sitekara から 9 km のところに位置する。事業計画地は、ベンガルトラの既知の生息地内に位置し、アジアゾウの既知の生息域から 0.8 km のところに位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

14) Peringalkuth and Idamalayar reservoirs (Peringalkuth - Idamalayar) 揚水発電事業

Peringalkuth - Idamalayar 揚水発電事業は Thrissur 県、Ernakulam 県、Idukki 県に位置する。既設の Peringalkuth reservoir を上池に、Edamalayar reservoir (Idamalayar Reservoir)を下池に用い、新たな貯水池は建設しない計画である。事業計画地周辺の土地利用は主に「常緑広葉樹林」である。Thrissur 県、Ernakulam 県、Idukki 県の人口に指定部族の占める割合はそれぞれ 0.30%、0.50%、5.03%。事業による移転や土地収用の情報は不明である。

Peringalkuth - Idamalayar 揚水発電事業の EIA レポートは作成されていない。事業計画地は、KBA、EBA、生物多様性ホットスポット内に位置し、Paramblkulam Tiger Reserve から 7.2km、Parambikulam Sanctuary から 8 km のところに位置する。事業計画地は、ベンガルトラとアジアゾウの既知の生息域内に位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

15) Sholayar and Idamalayar reservoirs (Sholayar - Idamalayar) 揚水発電事業

Sholayar- Idamalayar 揚水発電事業は Thrissur 県 と Idukki 県に位置する。既設の Sholayar reservoir が上池に、Edamalayar reservoir を下池に用い、新たな貯水池は建設しない計画である。事業計画地周辺の土地利用は主に「常緑広葉樹林」である。Thrissur 県 と Idukki 県の人口に指定部族の占める割合はそれぞれ 0.30% and 5.03%。事業による移転や土地収用の情報は不明である。

Sholayar- Idamalayar 揚水発電事業の EIA レポートは作成されていない。事業計画地は、KBA、EBA、生物多様性ホットスポット内に位置し、Paramblkulam Tiger Reserve から 4.3km、Alliance for Zero Extinction Sites から 9km、Parambikulam Sanctuary から 5 km のところに位置する。事業計画地は、ベンガルトラとアジアゾウの既知の生息域内に位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

16) Kakkayam and Peruvannamoozhi reservoirs (Kakkayam - Peruvannamoozhi) 揚水発電事業

Kakkayam - Peruvannamoozhi 揚水発電事業は Kozhikode 県に位置する。既設の Kakkayam Reservoir を上池に、Peruvannamoozhi Reservoir を下池に用い、新たな貯水池は建設しない計画である。事業計画地周辺の土地利用は主に「常緑広葉樹林」である。Kozhikode 県の人口に指定部族の占める割合は 0.49 %。事業による移転や土地収用の情報は不明である。

Kakkayam - Peruvannamoozhi 揚水発電事業の EIA レポートは作成されていない。事業計画地は、Malabar Sanctuary、KBA、EBA、生物多様性ホットスポット内に位置する。事業計画地は、既知のベンガルトラ生息地内に位置し、アジアゾウの既知の生息域から 1 km のところに位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

17) Pazhassi sagar 揚水発電事業

Pazhassi sagar 揚水発電事業は Kannur 県に位置する。Laterite Quarry を上池に利用し、既設

の Pazhassi Reservoir を下池に用い、新たな貯水池は建設しない計画である。事業計画地周辺の土地利用は主に「疎林」である。Kannur 県の人口に指定部族の占める割合は 1.64 %。事業による移転や土地収用の情報は不明である。

Pazhassi sagar 揚水発電事業の EIA レポートは作成されていない。事業計画地は KBA と生物多様性ホットスポット内に位置し、The Nilgiri Biosphere Reserve から 8km 離れている。事業計画地は、既知のアジアゾウの生息地内に位置し、ベンガルトラの既知の生息域から 2 km のところに位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

Table 5.1.5-3 EIA process and Protected area of the projects in Kerala State

Name of PSPs	Capacity (MW)	Project stage								EIA process	Domestic				International ³⁷					Tiger/ Elephant	Scheduled Tribe Rate	MOFA's "Overseas Travel Safety Information"	Remarks	
		OP	UC	CEA	DPR	S & I	PFR	PIR	IDE		National Parks	Wildlife Sanctuaries	Conservation Reserves	Community Reserves	Tiger Reserve	Ramsar Site	UNESCO-MAB Biosphere Reserve	World Heritage Site	KBA					Endemic Bird Area
1. Sholayar-I	810	---	---	---	---	---	---	---	-				4.7 km				I	I	I		Elephant and Tiger	0.30% and 5.03%	Level 1	Location unclear (No. 15?)
2. Sholayar-II	390	---	---	---	---	---	---	---	-				8.8 km				I	I	I		Elephant and Tiger	0.30% and 0.50%	Level 1	Location unclear (No. 14?)
3. Pringalkuthu	80	---	---	---	---	---	---	---	-				4.9km				I	I	I		Elephant and Tiger	0.30%	Level 1	
4. Kuttiyadi	2,400	---	---	---	---	---	---	---	-								I	I	I		Tiger	0.49%	Level 1	
5. Edamalaray	2,000	---	---	---	---	---	---	---	-								I	I	I		Elephant and Tiger	5.03%	Level 1	
6. Idduki	300							U/P	-								I	I	I		Tiger and 10km from Elephant	5.03%	Level 1	Location unknown, 12 resettlements
7. Pallivasal	600							U/P	-							7km	I	I	I	1km	1km from the Tiger and Elephant	5.03%	Level 1	5 resettlements
8. Kakki-Moozhiyar	375								○	-			9.3km				I	I	I		Tiger and Elephant	0.68%	Level 1	Forest
9. Idukki - Malankara	1,100								○	-			1km				I	I	I		Tiger and 10km from Elephant	5.03%	Level 1	
10. Idukki - Marmala	450								○	-			1km				I	I	I		Tiger	5.03% and 1.11%	Level 1	
11. Ponmudi – Kallarkutty	250								○	-			2.4km				I	I	I	6km	Tiger and 1km from Elephant	5.03%	Level 1	
12. Sengulam – Kallarkutty	200								○	-			4km				I	I	I	3km	1km from Tiger and 2km from	5.03%	Level 1	No forest

³⁷ Locations of KBA, EBA, Biodiversity hotspots, and Alliance for Zero Extinction Sites are referred in IBAT (<https://www.ibat-alliance.org>)

13. Kallarkutty - Lower Periyar	200								○	-	1.7km						9km	I	I	I	4km	Elephant Tiger and 0.8km from Elephant	5.03%	Level 1	Forest
14. Peringalkuth - Idamalayar	350								○	-	8km		7.2km					I	I	I		Elephant and Tiger	0.30%, 0.50% and 5.03%	Level 1	Tribal colony, Forest, (Same as No.2 Sholayar-II?)
15. Sholayar - Idamalayar	900								○	-	5km		4.3km					I	I	I	9km	Elephant and Tiger	0.30% and 5.03%	Level 1	Tribal colony, (same as No.1 Sholayar-I?)
16. Kakkayam - Peruvannamoozhi	900								○	-	I							I	I	I		Tiger and 1km from Elephant	0.49%	Level 1	Forest, (Same as No.4 Kuttiyadi?)
17. Pazhassi sagar	200								○	-							8.0km	I		I		Elephant and 2km from the Tiger	1.64%	Level 1	No forest

5.1.6 Tamil Nadu 州

(1) 揚水発電の必要性

Tamil Nadu 州政府エネルギー省ならびに Tamil Nadu Generation and Distribution Corporation Limited (TANGEDCO) は以下の理由により、揚水発電を開発する意向である。

- 主に太陽光発電および風力発電によって発電された電力の貯蔵
- ピーク電力確保
- 出力変動が大きな太陽光発電や風力発電といった再生可能エネルギーの大規模開発時の送電システムの安定化

財政的な観点としては、Tamil Nadu 州政府は財政規律管理法に定められた目標値を順守する必要がある。2016-17 年度の目標値としては以下が設定されている。

<u>Item</u>	<u>Estimate</u>	<u>Target</u>
- Revenue deficit / GSDP rate:	-0.7 %	0.0 %
- Fiscal deficit / GSDP rate:	-2.92 %	-3.50 %
- Total debt stock / GSDP rate	19.60 %	21.72 %

同州は第 14 回 Finance Commission 報告書に示された財政赤字の指標を達成することができなかった。しかし、財政管理に注意を払う限り、財政管理の観点からは州が揚水発電案件に対する借款を含む資金調達を行うことは可能であると考えられる。一般的に Finance Department としては特に揚水案件開発を優先するものではない。電力需要を満たすためのエネルギー源は Energy Department により決定される。

Finance Department との面談では日本の ODA 資金を導入することについては以下の理由から大いに興味を示している。

- 融資条件（魅力的な金利と長期の返済期間）
- 多額の資金調達ができる
- 米ドルに比べて日本円の為替変動幅が比較的小さいこと。

(2) 電力セクターの情勢から判断される揚水発電の可能性

ここでは、需給調整に対するニーズと利用可能な対策、電力取引構造、事業実施機関の能力という側面から、Tamil Nadu 州における揚水開発ニーズを分析する。

1) 需給調整ニーズと利用可能な対策

Tamil Nadu 州の電力需給は、CEA レポートによると、2016 年度にはこれまでのマイナスからプラスのポジションに転じる見込みである。具体的なデータは未入手であるが、大容量の Kudankulam 原子力発電所の運転がなされる³⁸事などから、十分な供給力を確保出来るものと想定される。

³⁸ The Economics Times;2016.9.5

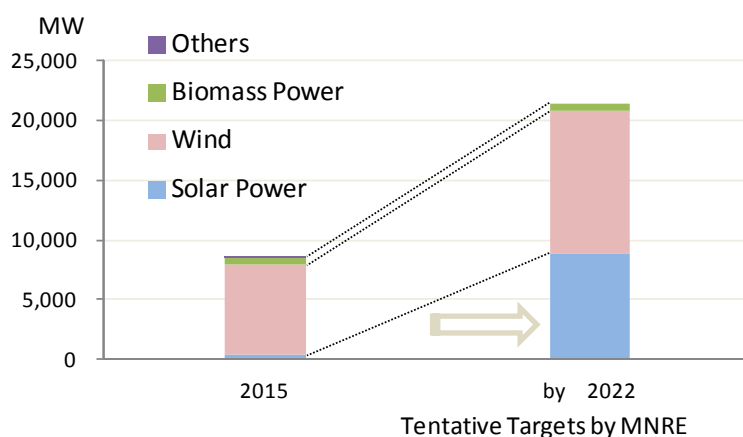
一方、再生可能エネルギーについては、大規模な導入が進むものと見込まれる。同州は太陽光発電のポテンシャルが大きいとして、連邦再生可能エネルギー省（MNRE）が2022年までの仮の導入目標として、現状の20倍強の8,800 MWを提示している。

一方で2016年7月、Tamil Nadu州において、インドで初となる太陽光発電の出力抑制が行われたと報じられた。³⁹ 理由は不詳ながら、本件に関しては、太陽光の発電事業者はもとより、MNREからも強い懸念が表明されており、州では今後、急増する太陽光発電への対策が急がれているところである。

州では将来の需要変動について、利用可能な水力発電の開発を全面的に進め、揚水発電についても積極的に取り組んでいく方針を示している。揚水発電の先行候補地点として、2地点を選定し、1カ所はDPRが完了している。

なお、インドの水力発電開発について、これまで25 MW以下のみが再生可能エネルギーの範疇にあったことから、25 MWを超える大規模な水力発電開発は太陽光などと同様の支援を受けることができず、開発が停滞していた。このため、インド電力省では、25 MW超の水力発電を再生可能エネルギーに含め、開発を促進していく方針を示している。⁴⁰ こうした取り組みは、温室効果ガスの排出抑制にも大きく貢献することが期待される。

上記の状況を勘案すると、今後急増する太陽光発電など変動電源対策が急がれていることや、州が積極的な開発方針を示していることから、導入ニーズは高いと考えられる。



source: MNRE

Figure 5.1.6-1 Generation Capacity Targets of Renewables

Table 5.1.6-1 Major Pumped Storage Projects in Tamil Nadu

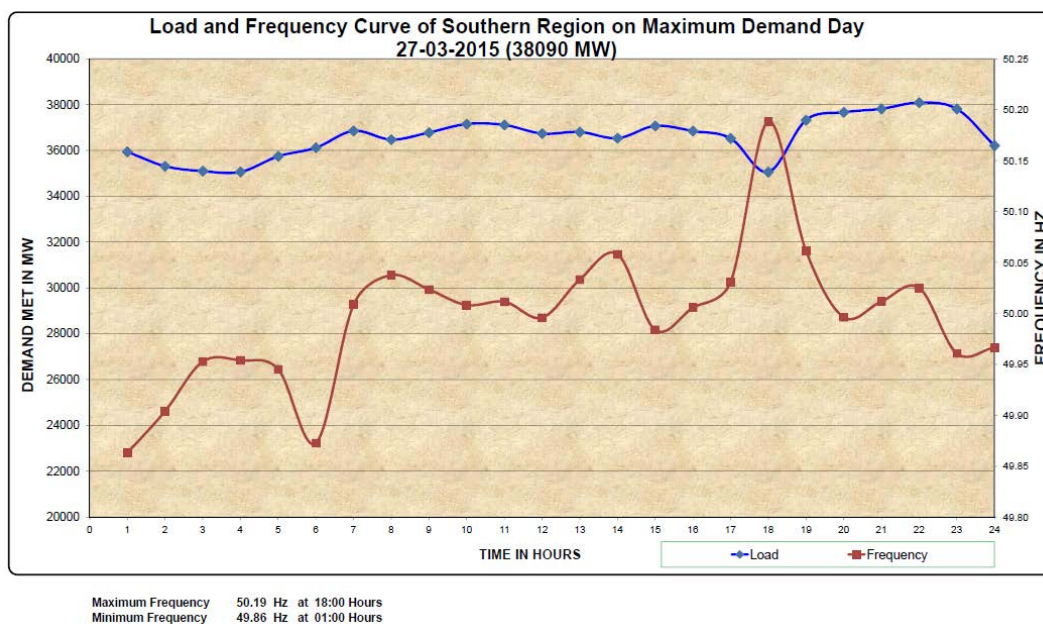
Priority	Location	Capacity	Stage
1st	Kundah	500 MW	DPR Completed ICB Preparation for phase 1
2nd	Shillahalla	2,000 MW	DPR (phase 1) ongoing (almost completed)

³⁹ PV-Tech;2016.7.6

⁴⁰ The Econ0mics Times; 2016.9.14

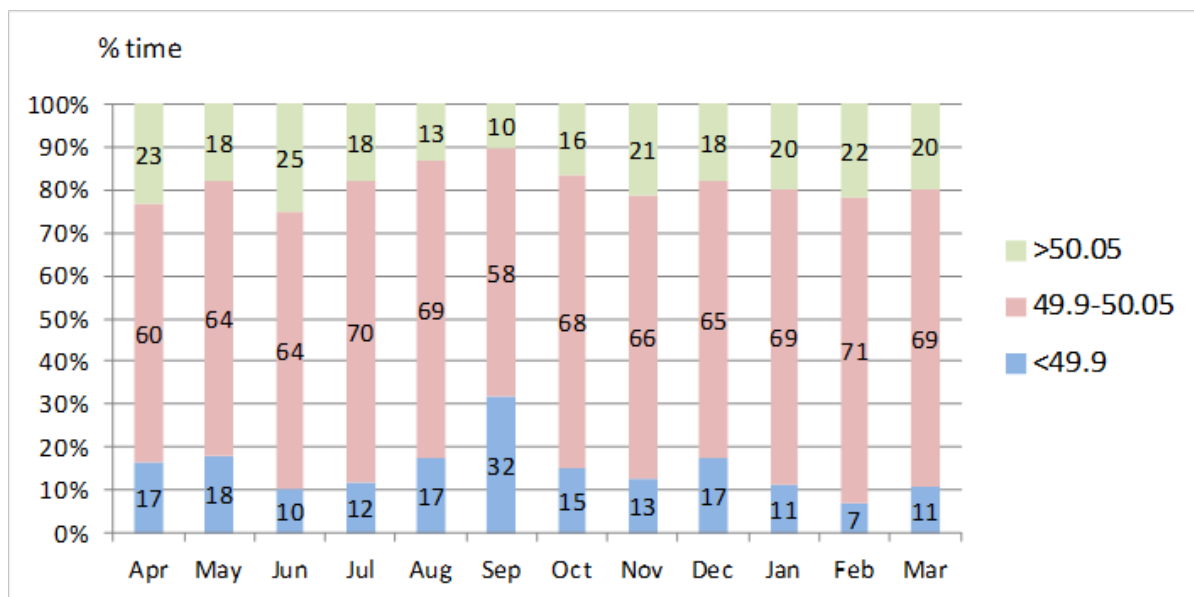
2) 電気の量から質へ

Tamil Nadu 州のある南部地域の周波数をみると、ピーク時間帯やピーク月に周波数の変動が激しく、また国の基準値(49.9-50.05Hz)外の周波数になっているケースが散見される。これまでインドでは、電力需要は家庭用や農事用が中心で、企業は自家発で対応することが多かった。このため、需要家からの電圧や周波数など電気の質に対する要求は少なかった。しかし今後、Make in India の方針の下、海外企業の投資増加、日本企業の進出などに伴い、産業用を中心に電気の質が要求されることも予想される。その場合には、電気の質に資する発電方法の一つとして、揚水発電の必要性も見直され、導入機運が高まっていくことが予想される。



source: Southern Regional Power Committee Annual Report in 2014-15

Figure 5.1.6-2 Load Curve and Frequency Curve of Southern Region on Maximum day in 2014-15



source: Southern Regional Load Dispatch Centre Quarterly Report

Figure 5.1.6-3 Frequency of Southern Region in 2015-16

(3) 揚水発電計画

Tamil Nadu 州では、以下の 7 つの揚水発電計画が発掘された。

Table 5.1.6-2 Pumped Storage Projects planned in Tamil Nadu State

Name of PSPs	Capacity (MW)	Remarks
1. Kundah	500	1 st priority in Tamil Nadu. Tender notice for the Phase-1 is planned to be announced by October, 2016.
2. Sillahalla	2,000	2 nd priority in Tamil Nadu. DPR for the Phase-1 will be finalized in September 2016.
3. Mettur	500	PFR is under preparation. The upper reservoir is planned in Palamalai Reserved Forest.
4. Kodayar	500	High head over 1,000 m.
5. Manalar	500	High head over 1,000 m.
6. Vellimalai	200	TANGEDCO doesn't take any action to advance this PSP at present.
7. Nallar	2,700	TANGEDCO has no intention to develop this PSP.

source: JICA Study Team

上記の概要を以下に示す（詳細は Appendix 5-33 を参照）。

1) Kundah 計画

Kundah 揚水発電計画は、Nilgiris District に存在する既設の Porthimund 貯水池ならびに Emerald 貯水池をそれぞれ上池、下池として利用する計画である。貯水池を新たに建設する必要は無いので、TANGEDCO は Tamil Nadu 州で計画されている揚水発電計画の中で最も優先

度が高いと見なしている。TANGEDCO によると、DPR は既に完成し⁴¹、揚水発電所建設に必要な Forest Clearance と Environmental Clearance も取得済みとのことであり、社会自然環境の問題が発生しないと考えている。

本揚水発電所の建設は3段階に分割して行われる。第1段階では主要な土木工事ならびに水車発電機を1基据付け、第2段階では水車発電機を2基据付け、第3段階で水車発電機を1基据付ける計画である。TANGEDCO は2016年10月までに第1段階の建設工事の入札公告を行い、2017年1月までに契約を締結する予定である。その後、2017年4月までに建設工事を開始し、2021年度までに運開することを目指している。現在までに、地下発電所へのアクセストンネルが1,000 m、ケーブルトンネル兼換気トンネルが500 mが準備工事の一部として、先行して実施された。

この発電所には、定速型の可逆式ポンプ水車が採用されることが決まっており、その条件で、建設工事に必要となる許認可を得ており、定速機から可変速機に変更する可能性は低い。

第1段階の建設工事に要する資金はRural Electrification Corporation (REC)から調達することが決まっており、TANGEDCO は資金調達先をRECからJICAに変更しようにない。

2) Sillahalla 計画

Sillahalla 揚水発電計画は、Tamil Nadu 州内の揚水発電計画の中で、Kundah 計画に次いで、第2位に優先される計画である。計画地点はNilgiris District と Coimbatore District に跨っている。既設の Pillur 貯水池を下池として利用し、上池を新設する計画である。また、新設する上池と既設の Emerald および Avalanche 貯水池を結ぶ水路トンネルが計画されている。本揚水発電計画の注目すべき特徴は約1,500 mの高落差と上下の貯水池を結ぶ17 kmを超える水路である。加えて、地下発電所へ向かうアクセストンネルも5.75 kmと非常に長い⁴²。

本揚水発電所の建設は2つに分けて行われる予定である。第1段階は上池と既設の Emerald および Avalanche 貯水池を結ぶ水路トンネルの建設であり、第2段階は地下発電所、上下の貯水池を結ぶ水路、開閉所など主に発電設備の工事である。

TANGEDCO によると、第1段階のための DPR は既に完成(ただし承認手続中としている)、第1段階の DPR を踏まえて、第2段階の DPR を作成する際に必要となる条件を取り纏め、第2段階の DPR の作成業務の入札公告を2016年12月までには行う予定(2016年聴取時。ただし2017年1月時点で未実施の模様)である。

また、第1段階での建設工事で新たに必要となる用地の大部分は耕作地を中心とする私有地であり住民移転が不要で、且つ、Reserved Forest 内の用地取得が無いので、社会自然環境面での問題が発生しないと考えている。しかしながら、第2段階の建設工事で社会自然環境上の問題が発生するかどうか、不透明である。

TANGEDCO は約1,500 mの高落差と上下の貯水池を結ぶ17 kmを超える水路を有する揚水発電計画に固執しておらず、高落差をいくつか分割して開発するアイデアがあれば、歓迎す

⁴¹ TANGEDCO, Detailed Project Report for Kundah Pumped Storage Hydro Electric Project, October 2015

⁴² TANGEDCO, Pre-Feasibility Report on Sillahalla Pumped Storage Hydro Electric Project (4x500MW), January 2012

るとのことであった。

注記すべき事項として、2016年10月時点で、州政府は中央に対し、Kundah、Sillahalla共に再生電源としての資金手当を求めているとの情報がある。⁴³

3) Mettur 計画

TANGEDCOによるとMettur揚水発電計画は、先行するKundahならびにSillahalla揚水発電計画の次の開発候補地点の1つである。

計画地点はSalem Districtであり、既設のMettur (Stanley) 貯水池を下池として利用し、上池をMetturダムの南西に位置する尾根に新設するものである。しかしながら、TANGENCOから受領した資料によると、上池はPalamalai Reserved Forest内に計画されており⁴⁴、プロジェクトを推進する上で、このことが障害になる恐れがある。

4) Kodayar 計画

TANGEDCOによると、Kodayar揚水発電計画は、先行するKundahならびにSillahalla揚水発電計画の次の開発候補地点の1つである。計画地点は後述するVellimalai揚水発電計画と同じKanyakumari Districtであり、既設のUpper Kodayar貯水池とPechiparai貯水池をそれぞれ上池、下池として利用する計画であり、貯水池を新たに建設する必要は無い⁴⁵。落差は1,234 mと見積もられており、可逆ポンプ水車を適用する場合には、高落差が障害になるかもしれない。初期の調査が終了し、現在、次のステップとして、PFRを準備中である。

5) Manalar 計画

TANGEDCOによると、Manalar揚水発電計画は、先行するKundahならびにSillahalla揚水発電計画の次の開発候補地点の1つである。計画地点はTheni Districtであり、既設のManalar貯水池を上池として利用し、下池をManalar貯水池の北西に位置するSurulipatti集落の近傍に新設する計画である⁴⁶。落差は1,050 mであり、前述したKodayar揚水発電計画と同様に、可逆ポンプ水車を適用する場合には、高落差が障害になるかもしれない。初期の調査が終了し、現在、次のステップとして、PFRを準備中である。

6) Vellimalai 計画

Vellimalai揚水発電計画は、2011年にSouthern Regional Load Dispatch Centerが公表したSystem Operation Reportに記載されている計画である⁴⁷。しかしながら、TANGEDCOは、この揚水発電計画は上記の5つの揚水発電計画よりも優先度が低い計画と見なしており、その理由は同じDistrictに計画されているより大きな定格出力のKodayar揚水発電計画が優先すると考えているからである。そのため、TANGEDCOは現在、この揚水発電計画を進めるための行動をとっていない。

⁴³ 2016/10/08 Deccan Chronicle,
<http://www.deccanchronicle.com/nation/in-other-news/081016/address-quality-of-coal-centre-urged.html>

⁴⁴ Outline of 5 PSPs planned in Tamil Nadu, July 2016

⁴⁵ Outline of 5 PSPs planned in Tamil Nadu, July 2016

⁴⁶ Outline of 5 PSPs planned in Tamil Nadu, July 2016

⁴⁷ Southern Regional Load Dispatch Centre, System Operation Report, p21, August 2011

7) Nallar 計画

Nallar 揚水発電計画は、2015 年 10 月 27 日に開催された「揚水発電の開発と再生可能エネルギーとの統合」というワークショップで配布されたレジюмеによると、CEA によって発掘された計画である⁴⁸。TNAGEDCO は、計画地点から判断し、本揚水発電計画の開発は困難と見なしており、開発に向けて動いていない。

(4) Tamil Nadu 州に計画された揚水プロジェクトの環境・社会情報

Tamil Nadu 州内に計画されている 7 つの揚水発電事業のうち、Kundah 揚水発電事業だけが環境承認を取得している。Kondayar 揚水発電事業と Manalar 揚水発電事業は Wildlife Sanctuaries 内に位置している。Kundah 揚水発電事業と Silahalla 揚水発電事業は Eco-Sensitive Zones 内に位置する可能性がある。

1) Kundah 揚水発電事業

Kundah 揚水発電事業は Nilgiris 県に位置する。既設の Porthimund Reservoir を上池に、Emerald Reservoir を下池に用い、新たな貯水池は建設しない計画である。事業計画地周辺の土地利用は主に「常緑林」である。Nilgiris 県の人口に指定部族の占める割合は 4.46 %。事業による移転や土地収用の情報は不明である。

Kundah 揚水発電事業の EIA レポートは 2007 年に作成され、最初の環境承認が 2007 年 5 月に発行されている。環境承認の延長は 2013 年 9 月に発行されている。事業計画地は、The Nilgiri Biosphere Reserve、KBA、EBA、生物多様性ホットスポット内に位置し、Mukurthi National Park から 2km、Western Ghats World Heritage Site から 3km、Alliance for Zero Extinction (AZE) Sites⁴⁹から 4km 離れている。事業計画地は、既知のベンガルトラとアジアゾウの生息域内に位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

2) Silahalla 揚水発電事業

Silahalla 揚水発電事業 (Option 1 and Option 2)は The Nilgiris 県と Coimbatore 県に位置する。既設の Pillur reservoir を下池に用い、上池を新たに建設する計画である。事業計画地周辺の土地利用は主に「常緑高密度林」と「耕作地」である。The Nilgiris 県と Coimbatore 県の人口に指定部族の占める割合はそれぞれ 4.46% と 0.82 %。事業による移転や土地収用の情報は不明である。

Silahalla 揚水発電事業 (Option 1 and Option 2)の EIA レポートは作成されていない。事業計画地は、KBA、EBA、生物多様性ホットスポット内に位置し、The Nilgiri Biosphere Reserve から 1.9km、Mukurthi National Park から 7.3km、Western Ghats World Heritage Site から 7.6 km 離れている。事業計画地は、既知のベンガルトラとアジアゾウの生息域内に位置する。事業実

⁴⁸ Central Board of Irrigation & Power, Base Paper for Workshop titled as “Pumped Storage Development and Integration with Renewable Energy”, p9, 27th October, 2015

⁴⁹ Alliance for Zero Extinction (AZE): AZE sites are the last refuges for some of the highest threatened species on the planet. AZE sites are discrete areas that contain 95% of the known global population of an Endangered (EN) or Critically Endangered (CR) species or 95% of one life history segment (e.g. breeding or wintering) of an EN or CR species.

施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

3) Mettur 揚水発電事業

Mettur 揚水発電事業は Salem 県に位置する。既設の Stanley reservoir を下池に用い、新たに上池を建設する計画である。事業計画地周辺の土地利用は主に「常緑林」「農地」「市街地」である。Salem 県の人口に指定部族の占める割合は 3.43 %。事業による移転や土地収用の情報は不明である。

Mettur 揚水発電事業の EIA レポートは作成されていない。事業計画地は Nilgiri Biosphere Reserve から 7.9km のところに位置している。事業計画地は、既知のベンガルトラ生息地から 5km、アジアゾウの既知の生息域から 10 km のところに位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

4) Kodayar 揚水発電事業

Kodayar 揚水発電事業は Kanniyakumari 県に位置する。既設の Upper Kodayar Reservoir を上池に、Pechiparai Reservoir を下池に用い、新たな貯水池は建設しない計画である。事業計画地周辺の土地利用は主に「常緑林」である。Kanniyakumari 県の人口に指定部族の占める割合は 0.39 %。事業による移転や土地収用の情報は不明である。

Kodayar 揚水発電事業の EIA レポートは作成されていない。事業計画地は、the Kalakad Sanctuary と Mundanthurai Sanctuary、KBA、EBA、生物多様性ホットスポット内に位置し、Kalakad - Mundanthurai Tiger Reserve から 0.5km、Western Ghats World Heritage Site から 0.5km に位置する。事業計画地は、ベンガルトラとアジアゾウの既知の生息域内に位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

5) Manalar 揚水発電事業

Manalar 揚水発電事業は Theni 県に位置する。既設の Manalar reservoir を上池に用い、新たに下池を建設する計画である。事業計画地周辺の土地利用は主に「密林」と「疎林」である。Theni 県の人口に指定部族の占める割合は 0.15 %。事業による移転や土地収用の情報は不明である。

Manalar 揚水発電事業の EIA レポートは作成されていない。上池は、Megamalai Sanctuary、EBA、生物多様性ホットスポット、KB Forcal Area 内に位置し、Western Ghats World Heritage Site から 0.5km、Srivilliputhur (Giant Squirrel) WLS から 9.7km、Periyar Tiger Reserve から 0.5km 離れている。事業計画地は、ベンガルトラとアジアゾウの既知の生息域内に位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

6) Vellimalai 揚水発電事業

事業の位置情報が不明確。

7) Nallar 揚水発電事業

事業の位置情報が不明確。

Table 5.1.6-3 EIA process and Protected area of the projects in Tamil Nadu State

Name of PSPs	Capacity (MW)	Project stage							EIA process	Domestic					International ⁵⁰					Tiger/ Elephant	Scheduled Tribe Rate	MOFA's "Overseas Travel Safety Information"	Remarks		
		OP	UC	CEA	DPR	S & I	PIR	PIR		IDF	National Parks	Wildlife Sanctuaries	Conservation Reserves	Community Reserves	Tiger Reserve	Ramsar Site	UNESCO-MAB Biosphere Reserve	World Heritage Site	KBA					Endemic Bird Area	Biodiversity Hotspots
1. Kundah	500		○					F (May 2007)	2km						I	3km	I	I	I	4km	Tiger and Elephant	4.66%	Level 1	Reserved forest 19.98 ha	
2. Sillahalla	2,000				U/P			-	7.3km						1.9km	7.6 km	I	I	I		Tiger and Elephant	4.46% and 0.82%	Level 1		
3. Mettur	500							-							7.9km							3.43%	Level 1		
4. Kodayar	500						U/P	-		I			0.5km			1.9km	I	I	I	1.5km	Tiger and Elephant	0.39%	Level 1		
5. Manalar	500						U/P	-		I 9.7km			0.5km			0.5km	I	I	I		Tiger and Elephant	0.15%	Level 1		
6. Vellimalai	200							-									I							Location unclear	
7. Nallar	2,700							-									I								Location unclear

⁵⁰ Locations of KBA, EBA, Biodiversity hotspots, and Alliance for Zero Extinction Sites are referred in IBAT (<https://www.ibat-alliance.org>)

5.1.7 West Bengal 州

(1) 揚水発電の必要性

West Bengal 州電力及び新エネルギー省と West Bengal State Electricity Distribution Company Limited (WBSEDCL) は共に以下の理由により、揚水発電を開発する意向である。

- 主に太陽光発電および風力発電によって発電された電力の大量投入時の送電システムの安定性確保
- ピーク電力確保
- 電力需給の改善

財政的な観点としては、West Bengal 州政府は財政規律管理法に定められた目標値を順守する必要がある。2016-17 年度の目標値としては以下が設定されている。

<u>Item</u>	<u>Estimate</u>	<u>Target</u>
- Revenue deficit / GSDP rate:	0.0 %	0.0 %
- Fiscal deficit / GSDP rate:	-1.96 %	-3.00 %
- Total debt stock / GSDP rate	33.72 %	36.24 %

同州は第 14 回 Finance Commission 報告書に示されたすべての目標を達成した。しかし、債務総額の GSDP に占める割合が大きいに注意が必要である。財政管理に注意を払う限り、財政管理の観点からは州が揚水発電案件に対する借款を含む資金調達を行うことは可能であると考えられる。一般的に Finance Department としては特に揚水案件開発を優先するものではない。電力需要を満たすためのエネルギー源は Department of Power により決定される。

Finance Department との面談によると、日本の ODA 資金を導入することについては以下の理由から興味を示している。

- 国内資金との比較において州にとって好ましい融資条件であること
- 案件に対する技術協力が付随していること

Finance Department は借入金返済の確実性を担保するため、返済スケジュールが州の財政管理方針に沿っているかどうかのチェックを行っている。

(2) 電力セクターの情勢から判断される揚水発電の可能性

ここでは、需給調整に対するニーズと利用可能な対策、電力取引構造、事業実施機関の能力という側面から、West Bengal 州における揚水開発ニーズを分析する。

1) 需給調整ニーズと利用可能な対策

West Bengal 州の電力需給は、(州によれば) これまでのマイナスから 2016 年度にはプラスのポジションに転じ、2019 年度まで安定した需給が続くと見込まれている。堅調な需要の増加に見合った、火力発電所などの発電能力増強が州や民間事業者で予定されている。

再生可能エネルギーについては、州の導入目標が中央政府のそれを下回っていることから、

今後、目標の引き上げと大規模な導入を図る方針である。

州では系統安定化策として、既存の揚水発電 1 カ所 (900 MW) を有効活用している。さらに、新規地点の開発に取り組んでおり、このうち Turga については DPR が完了している。特筆すべき点として、Turga では太陽光発電 1,200 MW を平行で建設することを検討しており、CEA も強力に支援していく方針である。変動電源と調整電源を組み合わせた新たな発想の取組であり、インドでのモデルケースとなることが期待される。

なお、インドの水力発電開発について、これまで 25 MW 以下のみが再生可能エネルギーの範疇にあったことから、25 MW を超える大規模な水力発電開発は太陽光などと同様の支援を受けることができず、開発が停滞していた。このため、インド電力省では、25 MW 超の水力発電を再生可能エネルギーに含め、開発を促進していく方針を示している。⁵¹こうした取り組みは、温室効果ガスの排出抑制にも大きく貢献することが期待される。

上記の状況を勘案すると、同州における揚水発電は、再生可能エネルギーの導入拡大という目標と相まって、導入ニーズは極めて高いものと考えられる。

Table 5.1.7-1 Major Pumped Storage Projects in West Bengal

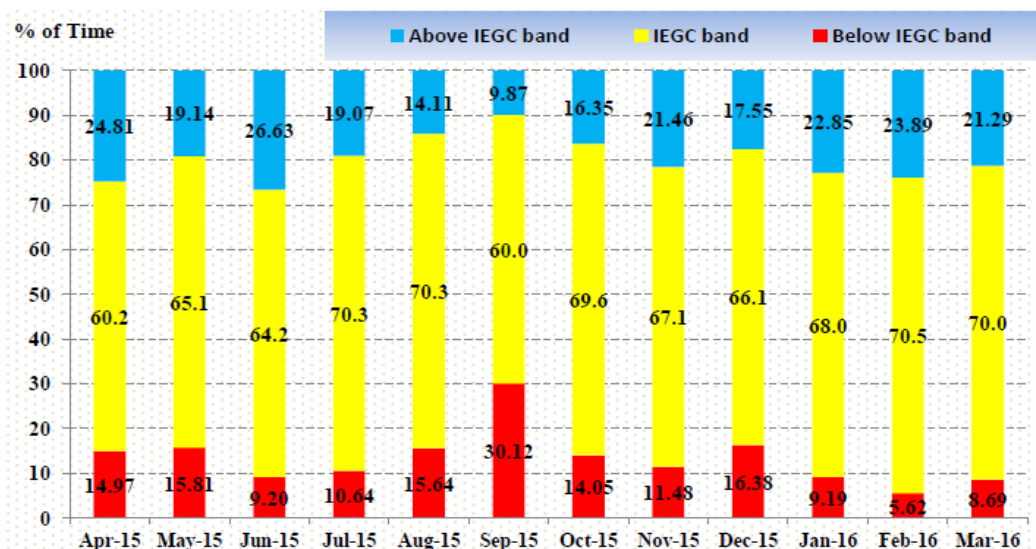
Priority	Location	Capacity	Stage
1st	Turga	1,000 MW	DPR Completed
2nd	Bandu	900 MW	DPR tender under preparation
3rd	Kulbera	1,100 MW	Identified stage

2) 電気の量から質へ

インドの周波数基準値(The Indian Electricity Grid Code (IEGC))は2014年2月、49.9Hz-50.05Hzと定められた。West Bengal 州のある東部地域の 2015-16 年の周波数をみると、基準値内にあるのは約 7 割にとどまっている。50.05Hz を超える期間は冬から春にかけて多くみられ、49.9Hz を下回るのは9月に顕著にみられる。

これまでインドでは、電力需要は家庭用や農事用が中心で、企業は自家発で対応することが多かった。このため、需要家からの電圧や周波数など電気の質に対する要求は少なかった。しかし今後、Make in India の方針の下、海外企業の投資増加、日本企業の進出などに伴い、産業用を中心に電気の質が要求されることも予想される。その場合には、電気の質に資する発電方法の一つとして、揚水発電の必要性も見直され、導入機運が高まっていく可能性がある。

⁵¹ The Econ0mics Times; 2016.9.14



source: Eastern Regional Load Dispatch Center, Annual Grid Report 2015-16

Figure 5.1.7-1 Frequency Profile of Eastern Region in 2015-16

(3) 揚水発電計画

West Bengal 州では、以下の 7 つの揚水発電計画が発掘された。

Table 5.1.7-2 Pumped Storage Projects planned in West Bengal State

Name of PSPs	Capacity (MW)	Remarks
1. Turga	1,000	DPR will be approved soon.
2. Bandhu	900	S & I stage. Planned to commission is 2028 at the earliest
3. Kurbera	1,100	Identified. Next project to Bandhu PSP
4. Kathlajal	900	Identified. But the site is located in reserved forest, so the development seems to be quite difficult
5. Boro	500	No information
6. Panchet Hill	600	Very initial stage, any study hasn't been conducted.
7. Panchet	40	Operated as conventional hydropower plant due to lack of the lower reservoir

source: JICA Study Team

上記の概要を以下に示す（詳細は Appendix 5-38 を参照）。

1) Turga 計画

本揚水発電計画は、既設の Purulia 揚水発電所と同じ Ajodhya Hill に計画されており、Purulia 揚水発電所の下池から 2 km ほど西に存在する既設の灌漑ダムを改修して下池とし、上池は新設する計画である。DPR は既に CEA に提出され、近々、承認されると見られている（第 1 次絞り込み時点（2016 年 8 月）。2017 年 1 月現在では CEA 承認済（TEC 発行））。定格出力は 1,000 MW であり、定速型と可変速型の可逆式ポンプ水車がそれぞれ 2 基ずつ設置される計画となっている。（水力の持つ調整機能に加え、上述に示すように周波数変動が大きい同州では特に可変速型はその意義が高いと考えられる）

DPR が承認され、建設工事に必要となる各種の許認可が得られた後に、詳細設計と施工監理業務に関する入札が公告される予定である。West Bengal 州政府は、既に詳細設計以降の業務に必要な資金調達のために、JICA に接近している。

2) Bandhu 計画

2015 年 10 月 27 日に開催された「揚水発電の開発と再生可能エネルギーとの統合」というワークショップでの WBSEDCL のプレゼンテーションによると、Bandhu 揚水発電計画は S & I ステージ分類されている⁵²。定格出力は 900 MW であり、WBSEDCL は早ければ 2028 年に運開することを計画している。PFR は既に完成しているが、修正が必要とのことであり、JICA Study Team に提供されなかった。Survey of India (SOI)による地形測量と初歩的な地質工学的な調査が完了後、DPR 作成に必要な他の調査が実施される予定である。2016 年 6 月 20 日に CEA が開催した揚水発電に関する会議の議事録によると、DPR は 2019 年までに完成させる予定である⁵³。

3) Kulbera 計画

上記の WBSEDCL のプレゼンテーションによると、Kulbera 揚水発電計画は、Identified ステージに分類されており、定格出力は 1,100 MW と見積もられている。計画地点は、Purulia 揚水発電所ならびに Turga 揚水発電計画と同じく Ajodhya Hill であり、既設の灌漑貯水池を下池とし利用し、上池を新設する計画である。上記の CEA の揚水発電に関する会議の議事録によると、本揚水発電計画は Bandhu 計画の次として位置づけられている。

4) Kathlajal 計画

上記の WBSEDCL のプレゼンテーションによると、Kathlajal 揚水発電計画は、Identified ステージに分類されており、定格出力は 900 MW と見積もられている。しかしながら、WBSEDCL によると、計画地点は Reserved Forest 内に位置しており、開発は困難であると見なされている。

5) Boro 計画

本計画は、2015 年 10 月 27 日に開催された「揚水発電の開発と再生可能エネルギーとの統合」というワークショップで配布されたレジюмеによると、CEA によって発掘された計画である⁵⁴。しかしながら、本計画は WBSEDCL が揚水開発を目指している計画でなく、また、誰が開発を目指しているのか不明であった。

6) Panchet Hill 計画

Panchet Hill 揚水発電計画は、West Bengal 州と Jharkand 州にまたがる Damodar 川流域で水力発電を運営している政府機関の Damodar Valley Corporation (DVC)のプロジェクトである。DVC によると、本プロジェクトは極めて初期の段階であり、現在のところ、開発に向けて行動を起こしていないということであった。

⁵² WBSEDCL, PSPs planned in West Bengal, 27th October 2015

⁵³ Minutes of CEA's Meeting on PSPs held on 20th June, 2016

⁵⁴ Central Board of Irrigation & Power, Base Paper for Workshop titled as "Pumped Storage Development and Integration with Renewable Energy", p9, 27th October, 2015

7) Panchet 計画

Panchet 揚水発電計画も、上記と同様、DVC のプロジェクトである。現在、この発電所は、下池が完成していないので、一般水力発電所として運営されている。

(4) West Bengal 州に計画された揚水プロジェクトの環境・社会情報

West Bengal 州内に計画されている 7 つの揚水発電事業のうち、Turga 揚水発電事業だけが EIA 作成済みで、現在承認待ちである。その他の事業の位置は、明確になっていない

1) Turga 揚水発電事業

Turga 揚水発電事業は Puruliya 県に位置する。既設の農業用ため池を拡張して下池として用い、新たに上池を建設する計画である。事業計画地周辺の土地利用は主に「広葉落葉樹林」「疎林」「耕作地」である。Puruliya 県の人口に指定部族の占める割合は 18.45 %。事業による移転や土地収用の情報は不明である。

Turga 揚水発電事業の EIA レポートは作成済みで、2016 年 5 月 9 日に MoEFCC に提出され、同年 8 月 10 日付で承認された（正確には Stage-1 Forest Clearance 取得を条件となるが実質的な発行）。事業計画地とその周辺には保護区は存在しない。事業計画地は、既知のアジアゾウの既知の生息域から 30 km のところに位置する。2013 年に第 1 ステップの森林承認申請が行われたが、森林承認はまだ発行されていない。EIA Report for Turga Pumped Storage Project, West Bengal (WBSEDCL, 2016)によると、影響を受ける森林の面積は 234 ha。

2) Bandhu 揚水発電事業

Bandhu 揚水発電事業は Puruliya 県に位置する。上池、下池とも新たに貯水池を建設する計画である。事業計画地周辺の土地利用は主に「落葉広葉樹林」である。Puruliya 県の人口に指定部族の占める割合は 18.45 %。事業による移転や土地収用の情報は不明である。

Bandhu 揚水発電事業の EIA レポートは作成されていない。事業計画地とその周辺には、保護区は確認されていない。事業計画地は、アジアゾウの既知の生息域外に位置する。事業実施には森林承認が必要になる。影響を受ける森林の面積は不明。

3) Kurbera 揚水発電事業

事業の位置情報が不明確。

4) Kathlajal 揚水発電事業

事業の位置情報が不明確。

5) Boro 揚水発電事業

事業の位置情報が不明確。

6) Panchet Hill 揚水発電事業

事業の位置情報が不明確。

7) Panchet 揚水発電事業

事業の位置情報が不明確。

Table 5.1.7-3 EIA process and Protected area of the projects in West Bengal State

Name of PSPs	Capacity (MW)	Project stage							EIA process	Domestic					International ⁵⁵							Schedulded Tribe Rate	MOFA's "Overseas Travel Safety Information"	Remarks		
		OP	UC	CEA	DPR	S & I	PFR	PIR		IDE	National Parks	Wildlife Sanctuaries	Conservation Reserves	Community Reserves	Tiger Reserve	Ramsar Site	Biosphere Reserve	UNESCO-MAB	World Heritage Site	KBA	Endemic Bird Area				Biodiversity Hotspots	Alliance for Zero Extinction Sites
1. Turga	1,000			○					EC issued															18.45%	Level 1	Forest Clearance is requested
2. Bandhu	900					O/G																		18.45%	Level 1	Location unclear
3. Kurbera	1,100						○																			Location unclear
4. Kathlajal	900						○																			Mata Reserved Forest, Location unclear
5. Boro	500						○																			Location unclear
6. Panchet Hill	600						○										I									Location unclear
7. Panchet	40	○															I									Location unclear

⁵⁵ Locations of KBA, EBA, Biodiversity hotspots, and Alliance for Zero Extinction Sites are referred in IBAT (<https://www.ibat-alliance.org>)

5.1.8 上記の7州以外での揚水発電計画

調査対象7州以外で発掘された揚水発電計画を以下に示す。これらのプロジェクトのほとんどは、2015年10月27日に開催された「揚水発電の開発と再々可能エネルギーとの統合」というワークショップで配布されたレジюмеにおいて、CEAによって発掘された揚水開発計画として、紹介されている⁵⁶。

(1) 北部地域

Table 5.1.8-1 Pumped Storage Projects found in Northern Region

No.	State	Name of PSP	Head (m)	Installed Capacity (MW)	Current Situation
1	Jammu & Kashmir	Matlimarg	520	1,520	According to JKSPDC, this PSP isn't proposed by the state government, so the status is unclear.
2	Himachal Pradesh	Majra	221	1,800	According to HPPCL, the site isn't located in this state and isn't developed by HPPCL.
3	Himachal Pradesh	Renuka	315	1,800	According to HPPCL, DPR for 40 MW conventional hydel planned around Renuka has been prepared and submitted to CWC and CEA. TEC is awaited.
4	Uttar Pradesh	Jaspalgarh	190	1,935	According to UPRVUNL, this PSP isn't proposed by the state government. Currently, no PSP is planned in the state.
5	Rajasthan	Badrinagar	164	1,935	According to RRVUNL, these projects have been identified, but both sites exist in Sariska wildlife sanctuary, so survey & investigation are stopped.
6	Rajasthan	Barah	214	1,980	
7	Uttarakhand	Tehri	347	1,000	This is THDC's project, and the installed capacity is changed from 2,100 MW to 1,000 MW. The commissioning is planned in September 2019 ⁵⁷ .
8	Uttarakhand	Ichari	493.6	50	PFR is probably completed. S & I for DPR is recommended ⁵⁸ .

source: JICA Study Team

⁵⁶ Central Board of Irrigation & Power, Base Paper for Workshop titled as "Pumped Storage Development and Integration with Renewable Energy", p9-10, 27th October, 2015

⁵⁷ Outline of Tehri Pumped Storage Plant (1,000 MW)

⁵⁸ Rajendra Chalisgaonkar and Mukesh Mohan, Prospects of Developing Pumped Storage Projects utilizing the Reservoir of Existing Hydropower Project in the state of Uttarakhand, 2015

(2) 南部地域

Table 5.1.8-2 Pumped Storage Projects found in Southern Region

No.	State	Name of PSP	Head (m)	Installed Capacity (MW)	Current Situation
1	Andhra Pradesh	Tigaleru	246	1,950	According to APGENCO, this PSP isn't planned by the state government. So, the status is unclear.
2	Andhra Pradesh	Sileru	N/A	N/A	PSP to use the existing Upper and Lower Sileru reservoirs is newly proposed. But, the project is very initial stage.

source: JICA Study Team

(3) 東部地域

Table 5.1.8-3 Pumped Storage Projects found in Eastern Region

No.	State	Name of PSP	Head (m)	Installed Capacity (MW)	Current Situation
1	Bihar	Langupahar	363	2,800	According to BSPGCL, this PSP isn't proposed by the state government. So, the status is unclear.
2	Bihar	Sinafdar	135	345	These PSPs were stopped at PFR stage due to very high tariff ⁵⁹ .
3	Bihar	Telharkund	112.5	400	
4	Bihar	Hathiadah-	188	1,600	
5	Bihar	Durgawati	116	225	

source: JICA Study Team

(4) 西部地域

Table 5.1.8-4 Pumped Storage Projects found in Western Region

No.	State	Name of PSP	Head (m)	Installed Capacity (MW)	Current Situation
1	Madhya Pradesh	Mara	205	1,100	All the PSPs cannot be developed due to issues on forest land, wildlife sanctuary or coal mines ⁶⁰ .
2	Madhya Pradesh	Binauda	290	2,250	
3	Madhya Pradesh	Kabra	182	1,200	
4	Madhya Pradesh	Tanbia	223	1,600	
5	Chattisgarh	Dangari	341	1,500	All the sites are located in Reserved Forest, so clearance for S & I hasn't been granted ⁶¹ .
6	Chattisgarh	Rauni	260	2,500	

⁵⁹ Pumped Storage Projects identified in Bihar⁶⁰ CEA, Presentation on "Hydro Power Development in India"⁶¹ CEA, Presentation on "Hydro Power Development in India"

7	Chattisgarh	Suini	322	1,000	
8	Gujarat	Kadana	44	240	According to SSNNL, this plant is presently operated as conventional hydro due to vibration problem.
9	Gujarat	Sardar Sarovar	100	1,200	According to SSNNL, this plant is presently operated as conventional hydro because lower dam named Garudeshwar Weir is under construction. The construction of the weir is expected to be completed by 2018.

source: JICA Study Team

(5) 北東部地域

Table 5.1.8-5 Pumped Storage Projects found in North Eastern Region

No.	State	Name of PSP	Head (m)	Installed Capacity (MW)	Current Situation
1	Manipur	Tuivai	138	1,500	According to NEEPCO, the capacities of Tuivai and Hengtam are estimated as almost 1,500 and 500 MW respectively by initial desk study. However, further study has been stopped because of; - Distance to the international border; - High cost due to mainly new construction of upper & lower reservoirs.
2	Manipur	Hengtam	168	500	
3	Assam	Khuai Lui	187	2,100	This PSP is planned by NEEPCO. So, the status is unclear.
4	Mizoram	Lieva Lui	515	570	According to NEEPCO, all the PSP are at “identified” stage. Tui tho Lui PSP has an issue on Reserved Forest. Tariff of PSP is expected to be high because tariff of pumping energy (conventional hydel) is high (12 to 15 INR/kwh) as well as both upper & lower reservoirs are newly constructed. Consequently, NEEPCO has no intention to develop these PSPs at present.
5	Mizoram	Pakwa	500	1,000	
6	Mizoram	Tuitho Lui	530	1,500	
7	Mizoram	Mat	308	1,400	
8	Mizoram	Tuiphai Lui	643	1,650	
9	Mizoram	Nghasih	318	400	
10	Mizoram	Daizo Lui	1,070	1,200	

source: JICA Study Team

5.2 有望地点の絞り込みの検討**5.2.1 候補地点の分析**

調査実施に際し、当初整理分析した下記公知情報（1章表 1.2.3-1、1.2.3-2 参照）に加え、現地調査にて入手分析した新規地点の追加修正を行い、候補地点を編集した。現地調査行程を下記に示す。

- Potential Pumped Storage Projects in India, JICA Study Team, 2016
- Potential Pumped Storage Projects in India made on the basis of Project List, Central Board of Irrigation & Power, October 2015

Table 5.2.1-1 Stage 1 Survey Schedule

Stage 1; Basic Data Collection & 1st Stage Screening of Potential PSPs			
Survey	Period	Visits	Purpose
1st Work Period in India	April 18th - April 28th, 2016	CEA, MOP, CERC, NTPC, NHPC, PFC, PTC, IEX, etc.	<ul style="list-style-type: none"> - Collect and analyze wide range of update data/information on Indian (central) power sector - Collect and analyze wide range of update data/information on targeted States power sectors - Review and screen (1st stage screening) the potential PSP candidate projects
2nd Work Period-1 in India	June 13th - June 30th, 2016	Maharashtra, Odisha, Telangana	
2nd Work Period-2 in India	July 18th - July 30th, 2016	Karnataka, Kerala, Tamil Nadu	
2nd Work Period-3 in India	August 15th - August 24th, 2016	West Bengal	

(The subsequent surveys attached for reference, colored in dark)

Stage 2; 2nd Stage Screening – Further Screening for Promising Sites			
Survey	Period	Visits	Purpose
3rd Work Period in India	September 20th - October 1st, 2016	Odisha, West Bengal, Tamil Nadu	<ul style="list-style-type: none"> - Eliminate candidates which are judged un-exploitable (ie. behind other projects). - Extract promising sites from technical, economical, and social environmental aspects. - Conduct further state visits on candidate state agencies/governments for detailed necessary information and make evaluations on feasibility of each state/site for PSP development.

Stage 3; 3rd Stage Screening – Selection of the most Promising Site(s) and Examination on the Candidate Development Site			
Survey	Period	Visits	Purpose
4th Work Period in India	October 24th - October 27th, 2016		<ul style="list-style-type: none"> - Select some (1-2) most promising states and project sites for PSP development. - Evaluate the possibility of Project Formation using ODA Loan by detail consultations, discussions and interviews with corresponding state agencies/governments.
5th Work Period in India	November 14th - November 22nd, 2016	Karnataka, West Bengal, Meghalaya	<ul style="list-style-type: none"> - Evaluate and compile requisite conditions for project development.

Stage 1 調査の結果、最終的に 2016 年 9 月時点での候補案件リストを作成した。なお、候補案件に関する概要を 5.1 章に詳述、現地調査における聴取議事録内容を Appendix に添付する。

Table 5.2.1-2 PSP Candidate Sites

State	Project Name	Output(MW)
Maharashtra	Warasgaon	4*300
Maharashtra	Panshet	4*400
Maharashtra	Varandh Ghat	2*400
Maharashtra	Nandgaon	500
Maharashtra	Kodali	2*110
Maharashtra	Malshej Ghat	2*350
Maharashtra	Humbarli (Koyna Stage V)	2*200
Maharashtra	Mutkhel	1*110
Maharashtra	Ghatghar Stage-II	1*125
Maharashtra	Chikhaldara	2*200
Maharashtra	Atvan	4*300
Maharashtra	Konya Stage-VI	2*200
Maharashtra	Nive	4*300
Maharashtra	Ulhas	1,000
Maharashtra	Pinjal	700
Maharashtra	Kengadi	1,550
Maharashtra	Jalong	2,400
Maharashtra	Kolmondapada	800
Maharashtra	Kalu	1,150
Maharashtra	Sidgarh	1,500
Maharashtra	Amba	2,500
Maharashtra	Chornai	2,000
Maharashtra	Savitri	2,250
Maharashtra	Madiwadi (Madhaliwadi)	900
Maharashtra	Baitarni (Vaitarni)	1,800
Maharashtra	Morawadi	2,320
Maharashtra	Gadgadi	600
Maharashtra	Kundi	600
Maharashtra	Aruna	1,950
Maharashtra	Kharari	1,050
Maharashtra	Jalvara (Jalware)	2,000

State	Project Name	Output(MW)
Odisha	Upper Indravati	4*150
Odisha	Upper Kolab	4*80
Odisha	Balimera	4*100
Odisha	Jharlama	2,500
Telangana	Nagarjuna Sagar	7*100.8
	Srisailem Left Bank	900
	Icechampally	975
Karnataka	Sharavathy PSP	450, 800, 900, 1,000
Karnataka	Varahi PSP	700 (250, 600, 1,000)
Karnataka	Kali PSP	600, 1,000
Karnataka	Kollur	900
Karnataka	Minhole	2,200
Karnataka	Sitanadi	2,600
Karnataka	Hulagi	2,200
Kerala	Pallivasal	600
Kerala	Idukki (Idukki- Malankara)	1,100
Kerala	Idukki (Idukki- Marmala)	450
Kerala	Idukki	300
Kerala	Kerala-1 (Kakki/Upper Moozhiar-Moozhiar)	375
Kerala	Kerala-4 (Ponmudi-Kallarkutty)	250
Kerala	Kerala-5 (Sengulam-Kallarkutty)	200
Kerala	Kerala-6 (Kallarkutty-Lower Periyar)	200
Kerala	Kerala-7 (Peringalkuth-Idamalayar)	350
Kerala	Sholayar II	390
Kerala	Kerala-8/Sholayar and Idamalayar reservoirs	900
Kerala	Sholayar I	810
Kerala	Kerala-9 (Kakkayam-Peruvannamoozhi)	900
Kerala	Kuttiyadi	2,400
Kerala	Kerala-10 (Pazhassi sagar)	200
Kerala	Pringalkuthu	80
Kerala	Edamalyar	2,000
West Bengal	Panchet Hill	600

State	Project Name	Output(MW)
Tamil Nadu	Kundah	500
Tamil Nadu	Sillahalla	2,000
Tamil Nadu	Vellimalai	200
Tamil Nadu	Kodayar	500
Tamil Nadu	Manalar	500
Tamil Nadu	Mettur	500
Tamil Nadu	Nallar	2,700
West Bengal	Turga	1,000
West Bengal	Bandhu (Bandu)	900
West Bengal	Kathlajal	900
West Bengal	Kulbera	1,100
West Bengal	Boro	500
West Bengal	Panchet	40
West Bengal	Panchet Hill	600

source: JICA Team

5.2.2 優先度評価基準の作成

有望地点選定基準として、一般的に許容される基準を選定する。ただし、Stage 1 時点では（また本調査の前提として）サイト調査を伴わない“机上調査”であるため、公知情報、入手した各種レポート、訪問時の聴取結果から判断可能な項目を採択している。また大半の候補地点が開発初期段階に留まることから、一部 PFR 段階に達している案件以外は経済分析に値する案件は乏しかったのが現実である。抽出項目は、下記と設定した。

- 技術面（要素）
- 経済性
- 社会環境面
- 州電力セクター状況
- 州政府状況・支援体制
- 円借款借入意思
- 日本企業参入機会

各項目に関して、

- (a) ; 技術面 ; (i) 出力、(ii) 落差、(iii)貯水池造成有無、(iv) 開発 stage、(v)その他、
- (b) ; 経済性 ; (i) 総事業費、(ii) 開発単価 (INR/kW)、(iii) Tariff (INR/U)、発電コスト EIRR、etc. (初期段階案件では殆ど未算定)

- (c) ; 社会環境面 ; (i) 安全・治安、(ii) 保護区域 (“national parks”, “wildlife sanctuaries”, “World Heritage Sites”, “reserved forests”, etc)、(iii) 希少動物生息域 (アジアゾウやベンガルトラ)、(iv) 指定部族、(v) 土地取得、(vi) 住民移転、(vii) NGO、agitation 等開発反対情勢、(viii) その他
- (d) ; 州電力セクター状況 ; (i) 揚水発電の必要性 (正当化) (電力需給、買電コスト、tariff、再生電源等)、(ii) 電力セクター財務状況
- (e) ; 州政府状況・支援体制; (i) 州電力/エネルギー省指示支援体制、(ii) 州電力事業予算、(iii) 州財務当局支援・合意、(iv) 州財務状況 (財務規律、debt-sustainability clearance)、(v) 州政府政策への合致性 (電源開発計画への計上、開発 5 か年計画への計上、等)
- (f) ; 円借款借入意思、
- (g) ; 日本企業参入機会、

末尾 2 項目に関しては、中間的な評価であり、Stage 2 において再確認する項目とする。

サイト調査を伴わない点を考慮し、サイト周辺アクセス状況 (既存・新設要否)、送電線整備状況 (既存・新設要否)、上下流開発状況、既存水利権等への干渉有無、等は明確でない限り考慮外としている。

なお、6 章にて詳述するが、Stage 2 以降ではより具体的な円借款事業を選定するため、より下記視点を重視して抽出している。その際には複数回現地関係機関との会合、聴取を実施している。

- 案件内容・状況から、円借款形成により有望と考えられる案件
- 日本企業の有利性、案件獲得蓋然性が高い案件
- 州政府の州債務増加に対する許容 (積極) 性

なお、最終的に、下記 4 州を候補として Stage 2 以降の検討対象として選定している (5.3 章)。

- ✓ Odisha,
- ✓ Karnataka
- ✓ Tamil Nadu,
- ✓ West Bengal,

以下、各評価項目の検討内容を記載する。

(1) 技術面 (要素)

本来、水文・地質・土木設計・電機・系統等の個別緒元を確認検証すべきであるが、本調査の結果、大半の候補案件は初期段階にあることが判明、DPR、PFR はごく一部にしか整備されたものが無いこと、これら設計緒元は調査 stage 進行に伴い適宜調査・修正される性格であること、また本調査では各案件の円借款事業形成の可能性に主眼を置くことから、より案件の基本構造 (目的、内容、開発スケジュール等) 把握を重視することとし、個別設計緒元の現時点での確認修正を行うことは行わなかった。むしろ現段階では各案件の調査 stage が重要と考えられる。

1) 出力 (Output)

揚水発電所の出力は原則大規模であるが、出力に比例し経済性は向上する傾向にある。環境影響負荷の増大、地域系統制御上（脱落時の系統安定制約）の上限はあるものの、500-1,000MW 規模を有望とする。

2) 落差 (Design head)

一部高落差案件は経済性では有利だが技術難易度が增大する。また、現状日本企業の適応可能限界は 700m 強（神流川 728m）であり、日本企業の案件受注に大きな制約となる。円借款形成を考慮すると過大落差案件を採用することは不適格となる。800m 以下を対象とする。

3) 貯水池造成有無 (New reservoir presence or absence)

設計に対する差異は無いが、現実上貯水池新設は水没域の現出、代償森林確保、住民移転、生態系影響、等の問題が大きい。現在の環境規制では Pre-feasibility stage においても Prior Environmental Clearance 及び村落同意 (Village consent) を義務化しており (Category A ; 水力 50MW 以上)、池新設の案件では實際上 DPR に先立つ調査 (S&I) 実施さえ許可取得が長期化することが必至である。この現実下、大多数の州では既存貯水池を利用する揚水案件形成に傾斜する実態がある。上下池共に既存貯水池を利用する案件をより障害の低い実現可能性の高い案件として評価する。

4) 開発 stage (Stage of development)

開発段階を、発掘 (Identified stage)、初期調査 (Preliminary investigation stage (PIR))、PFR (Pre-Feasibility stage)、S&I (Survey & investigation stage)、DPR (Detailed Project Report stage)、DD (Detailed Design stage)、建設 (Construction stage)、運転 (Operational stage) に分類する。現在の TEC 規定では 1,000 Crores 以上の案件は全て DPR の CEA 承認を要する。本調査において、往々にして事業者が故意に stage を混同して発言しており、本評価は調査団が収集情報に基づき査定している。

円借款形成対象として、初期、PFR、DPR 各段階での技術支援 (technical assistance) を実施考慮対象とすることが可能だが、インド中央政府の規定により円借款を含む外国借款申請を行うためには事業者 (the project implementing agencies (PIAs)) による preliminary project report (PPR) 添付を義務付けている。PPR の定義が本来 PFR を許容すると取れるが、実際運用上のルールでは DPR として扱っているとされる。円借款の早期適用を念頭に置くと一定の開発段階にある案件を採択することが有利となる。

開発 stage 毎に必要なとする許認可も複雑であり、PFR での Prior Environmental Clearance、DPR での 1st Stage Forest Clearance, Environmental Clearance and other Clearances 等がある。各州の聴取時に stage 確認、許認可取得状況確認、PFR、DPR 報告書の入手に努めたが、一部州、案件 (Maharashtra, Tamil Nadu, etc.) では拒絶 (あるいは返答延伸) されている。(借款決定まで拒否姿勢とする場合もあるが、一部では借款誘致のため故意に Identified stage を PFR stage と言及する場合も存在すると判断している。

5) その他 (Others)

(2) 経済性

入手可能資料より判断する。ただし資料作成 stage、年次時点が異なることを留意、大半の地点では未作成であることも認識する。

- 1) 総事業費 (Project costs)
- 2) 開発単価 (INR/kW)、Tariff (INR/U)、発電コスト EIRR、etc.

(3) 社会環境面

インドでは現実の案件形成上最重要ともいえる要素である。生物多様性に富み多岐の保護区域 (国立公園、生物保護区) を設定している。案件とこれら保護対象区域との関連を把握する。

2010 年代初期までは MoEFCC (当時 MOEF) の開発への対処は厳格で、本来諸条件取得のもとで公布されていた “In-principle approvals” の廃止までなされていたとされる。現在は MoEFCC は EC 付与への審査時間短縮への制度改革を実施したとされるが一方では依然 FC 付与後でなければ EC 承認を行わないとする厳格な姿勢を堅持している。

1) 安全・治安 (Security)

現時点では十分な情報がなく、日本外務省の「海外旅行安全情報」を採択する。レベル 2(不要不急の渡航はやめてください)は、Maharashtra state, Odisha state, Telangana state 等に分布する。

2) 保護区域 (“national parks”, “wildlife sanctuaries”, “World Heritage Sites”, “reserved forests” 等)

3) 希少動物生息域 (アジアゾウやベンガルトラ)

実態として広範な地域を禁止・規制区域と指定している (規制区域から 10 km 圏、National Wildlife Management Plan 等)。

Western Ghats World Heritage Site においては、水力発電事業に対し “non-tolerance” policy 適用による “highly interventionist and environmentally damaging activities” 該当とされる可能性があり、

Ecological Sensitive Zones より 5km 圏内、National Parks、Sanctuary、10-15km 圏内では Wildlife NOC を要件とされる。もちろん、Forest areas、Wildlife areas では Forest Clearance/ Wildlife Clearance を要件とする。

4) 指定部族 (Scheduled Tribes)

指定部族への干渉は REHABILITATION AND RESETTLEMENT (R&R) PLAN の許可を要する。具体的に 50% 超の場合 (Odisha) 村落の許可を要する。

5) 土地取得 (Land acquisition)

6) 住民移転

現時点では法改正が完了していない。よってより開発に難とされる Land Acquisition, Rehabilitation and Resettlement Act, 2013 が適用対象である。70-80%合意に加え補償額が高額となるなど弊害を指摘され新法案 (amendment bill 2015) を上程するも決定には至っていない。

報道ではBJP 政権州では独自に2013 法修正法を成立させインフラ開発促進を目論む動きがある。

7) NGO、agitation 等開発反対情勢 Obstacles against development like NGOs, agitations,

過去、住民反対、agitation は数件の大規模水力案件を廃止に追い込んでいる (Gundia (KN)、北東州)。これらを把握する。

8) Other environment issues, etc. (その他)

(4) 州電力セクター状況

1) 揚水発電の必要性 (正当化) (電力需給、買電コスト、tariff、再生電源等)、

将来の電源開発、調整電源としての揚水発電の導入必要性は、電力需給の拡大及び将来の過不足予測により決定される (KW ピーク及びエネルギーKWH)。また再生電源の導入義務、導入量は系統安定への必要性を決定することとなり、揚水電源の導入判断も左右する。

揚水導入は peak 時の high tariff での買電抑制、off peak の火力抑制に対する penalty の削減、また電力市場価格差 (market purchase cost and tariff price) にも依存する。現在短期電力市場 (IEX) 価格の低迷下にあるが経済揚水として運用を行う可能性も市場環境により可能である。

2) 電力セクター財務状況 (負債)

州電力省予算、州政府の電力部門への投資規模の考慮も指標とする。配電会社の累積債務は重大であり、買電抑制、契約履行支払遅延拒否等により発電事業へ影響を生じている。

(5) 州政府状況・支援体制

全州政府が全て電力事業者と同一の推進立場をとってはいない。最低でも下記を確認する。

1) 州電力/エネルギー省指示支援体制 (state power/energy department support)

揚水推進事業者 (Genco, Discom, Water resource department, etc.) は往々にして他電力部門 (Discom、買電 PPA 締結対象者)、州電力省 (state government power/energy department) の合意形成を経ていない。電力省等の意思確認を1 指標とする。

2) 州電力事業予算 (Adequate budget provisions in the state plan)

州の電力事業に対する予算配分。あるいは個別揚水案件の州電力予算での認知。

3) 州財務当局支援・合意

州財務省の合意形成。最低でも認知。できれば案件の円借款申請への同意・関心表明を指標とする。

4) 州財務状況（財務規律、debt-sustainability clearance）

州政府は一定の財務規律遵守義務を有する。加えて、毎年中央政府より中央財務省の定める各州の借款上限枠の遵守指示を受けている。後者の超過には州政府自身による補填義務を伴うとされることから、財務状況は州政府の借款への方向性を示唆する指標となる。（後者枠の実態把握は実際上困難）ただし、州財務状況が良好である場合には逆に外国借款でなく国内融資への調達を指示されることがあるため留意が必要とはされる。

5) 州政府政策への合致性（Consistency with the priorities of the state governments）

電源開発計画への計上、開発5か年計画への計上、等による事業確認。

(6) 円借款借入意思

(7) 日本企業参入機会

これらは Stage 1 では予備的な指標とし、Stage 2 において再度確認することとする。

5.2.3 有望地点の絞り込み

上記指標による評価結果を下表に示す(Table 5.2.3-1)。

これら候補を有する州を Stage 2 以降の調査対象と選定した。なお情報は 2016 年 9 月（Stage 1 調査完了）時点のものであり、いくつかは Stage 2 調査時点で変更・修正された事を付記しておく。

Table 5.2.3-1 Selected PSP States and Sites in Stage 1

<p>(1) Odisha</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Upper Indravati (600MW) (1st priority in the state) : DPR underway. Odisha (OHPC) is Showing interest in JICA loan. ➤ Upper Kolab (320 MW), Balimera (400MW) : PFR completed. <p>(2) Karnataka</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Sharavathy (450, 800-1,000MW) (1st priority in the state) : DPR tender awaited. State Finance dept. is not affirmative on external loans. ➤ Varahi (700MW) : ditto. <p>(3) Tamil Nadu</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Kundha (500MW) : Construction stage. REC funded under Fixed type PS machine. ➤ Shillahalla (2,000MW) : DPR (phase 1) to be completed. Head 1,500m is too large. ➤ Mettur (500MW) : PIR stage. <p>(4) West Bengal</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Turga (1,000MW) : TEC letter awaited. MOP be contacted for listing “Rolling Plan”. ➤ Bandhu (900MW) : S&I stage but DPR planned tendered.
--

現時点（Stage 1 完了時点）での選定州は、Odisha (OD)、West Bengal (WB) を候補とする。

Karnataka (KN) は州政府財務当局の否定的立場を以て有望とは判定されない。Tamil Nadu (TN) は優先案件がいずれも円借款適用とはなり難いと判断され、有望とはし難い。しかしながら、Karnataka (KN)、Tamil Nadu (TN) は共に状況の好転を期待して Stage 2 に存続させることとした。

なお、今後はサイト調査を実施する必要も認識した。

各州で把握した詳細情報は下記に示すとおりである。

(1) Maharashtra

実施機関である GOMWRD（水資源省）では複数の揚水候補を提案してきている。自身による Study であり、複数の DPR、PFR、S&I、段階の揚水案件を確認した。ただし、一部は、GOMWRD が PFR stage 完了と説明したが度重なる要請にも report 提示はなされなかった。PFR といいつつ PIR レベルである可能性もあると考えている。

最大の障害は州エネルギー省、発電事業者（MAHAGENCO）が揚水開発を支援しない事実である。Maharashtra では中小水力を除き水力事業に関して開発主体・保有者を GOMWRD とし、運用をリースにより MAHAGENCO としている。しかし実際の電源開発計画は石炭火力を保有する MAHAGENCO 及び Energy 省が決定・実施しており GOMWRD がコミットする機会が無い、

あるいは僅少であるのが実態とされる。現事態が好転しない限り円借款案件として形成することは困難と判断せざるを得ない。

- GOMWRD によると、Warasgaon (1,200MW) は DPR stage、Panshet (1,600MW) 、Varandah Ghat (800MW) は S&I stages としている。後 2 者は地元住民の反対、agitation (仔細は不詳) により調査が中断したままであるとのことである。

(調査団；これらは JICA により PFR 実施済 (2012) であり、以降 S&I に移行したと確認。各地点共に環境面の把握は一定程度なされていると評価される)

- GOMWRD によると Kodali、Muthel、GhatgharII、Chikhaldara、Atvan、Nive を PFR 完了状態としたが report 開示は最後までなされなかった。調査団としてはほぼ取得可能性は薄いと認識している。
- GOMWRD は 2020 前後では再度電力不足を呈すると考えており揚水ニーズはあると主張する。しかし Energy 省、MAHAGENCO は当面石炭火力で供給対応は十分であると想定しており、揚水開発の必要性を認めない。GOMWRD はいわば地点のストック「本棚に整理」を継続しているにすぎない。
- JICA 調査団は 2012 調査時点より GOMWRD を介しての州 Energy 省への接触を試みているが未だなし得ていない。同州は環境保護区域を除いてもインドで有数の揚水候補地点を有する州であることから、今後も GOMWRD 接触、Energy 省への食い込みを要すると考える。ただし本調査期間内での Energy 省への接触可能性は低い。

(2) Odisha

Odisha 事業者の OHPC は、Upper Indravati、Upper Kolab、Balimela を提案してきている。

- OHPC は Upper Indravati (600MW) の PFR 完了させ現在 DPR 実施中である。DPR 完成には 6 months としている (ただし面談継続に伴い完了目途を延長した)。

(調査団としては本 DPR はさらに長期に及ぶと考える。同実施中の WAPCOS 聴取より DPR は着手して間もない状況にある上、OHPC 自身は同案件に伴う環境制約、必要調査、許認可に関してほとんど未把握で WAPCOS に委任 (丸投げ) している。)

- OHPC は Balimela (400MW)、Upper Kolab (320MW) の PFR を完了。ただし次段調査に移行する意向は資金には有しておらず、やはり環境面の情報はほとんど把握していない。

(調査団は、いずれも Upper Indravati に開発優先度は劣後するとみなすものの、評価結果から候補案件としては Stage 2 に残すこととした)

- Jharlama は OHPC の認知外。出典が古い資料であり除外とする。

(3) Telangana

TSGENCO は PSP 候補を有していない。また現時点で推進医師は表明していない。

(調査団としては、潜在的な候補案件の不在、灌漑事業の優先度が高い点から、同州の発掘は断念した)

(4) Karnataka

事業者 KPCL は Sharavathy、Kali、Verahi の 3 揚水を候補案件として提示したが、Kali に関しては開発不可能として自ら断念している。これらは既存の貯水池式水力地点であり KPCL は既存池を利用しない揚水案件の形成は環境面から実現困難との見解である。

- KPCL によると同州の揚水開発目標を 1,000MW としている。同値は再生電源導入に伴う調整電源必要量、系統安定に要する所要量を評価した結果であるとした。

(調査団として同評価報告書入手、Energy 省にも同目標を確認している)

- KPCL によれば、近々に 3 揚水の DPR 作成業務の tender を公示するとした。

(調査団：結果的に tender は撤回、WAPCOS 単独指名発注となる (後述))

- KPCL では、DPR において出力、レイアウト、等の精査も含めた設計を 18months で実施する方針。

- KPCL によれば、1,000 Crores 未満とするために中央政府 MOP の TEC 承認付与を不要とする由である。

(調査団としては、CEA 規定により同内容は確認したが、これを中央政府が認定するかは懐疑的である。また TEC 不要となれば、外国借款申請には中央政府を介することからも外国借款を利用しない意図も忖度される)。

- KPCL が懸念する障害は EC、FC であり、最大限回避可能な地点およびレイアウトを初期から設定すること。Sharavathy は上下貯水池を既存とすることで障害を回避しているとの説明である。

(調査団としては、保護区域情報を聴取したがこの時点では明確な入手、回答を得ていない)

- NGO 問題の発生に関しては予測不可とした。

(同州は Gundia 水力を反対運動により撤回に追い込まれた経験があり、調査団は同州では早期の確認が必要で一般的に可能性があるものと思慮する。)

- KPCL 想定では 2018 年には電力需給は surplus となる。tariff 改定も定期的に履行され、揚水導入環境はあるとする。

半面、

- 州財務省見解は、さらに外国借款を増額し債務負担上限を超過させることには反対で、財務省主張は KPCL が独自資金調達を REC、PFC により行うことである。KPCL は現状合意を得てはいない。

- 同省はバンガロール外環道整備事業においても本理由により円借款に明確に反対した。調

査団としてはこの立場を変更（州政府が政策的に必要として借款申請に及ぶ）するには困難があると思慮する。

- KPCL は環境部局からの情報収集をまだ実施していない上、調査団も Wildlife Division からの情報提供を拒絶されている。現状 KPCL が Sharavathy を WLS 外と主張しても危険である。

(5) Kerala

事業者 KSEBL は PSP 案件への円借款適用に意欲を表明している。多数の候補案件を提示しているが、調査団見解では大半が未成熟、Identified レベルも多数と認識しており、揚水必要性も鑑みると候補州としては劣後すると判断している。財政管理の観点から資金調達には困難を伴うと考えられる。

- 事業者 KSEBL は、Idduki (300 MW) を PFR stage とし現在 S&I 実施中とも発言。ただし、調査団確認によれば調査は 2months 前に着手とのこと。Pallivasari も CEA に提案した。
(調査団としては、KSEBL が説明の折々に PFR 完了と発言するがいずれもごく初期段階と判断する。)
- 調査団見解としては、同州は需要に対し州営発電設備を十分に保有していない。独自電源はほぼ貯水池式水力だが 2,000MW 保有するも新規開発は全くない状況。需要増加に応じる電源整備は全て CGU allocation 依存である。peak 電力も電力量(MU)も、50%以上を CGU 依存して、将来も変わらない中では揚水必要性を主張し難い。
- 調査団としても、経済揚水としての揚水は可能性として認識する。収集・聴取情報からは既存水力等からの原資調達コストが低廉 (<1 INR/U) で、市場あるいは bilateral で高 tariff を実現できる余地があればある程度は考慮し得る。
- 再生電源は極めて少量で将来的にも限定的。
- KSEBL はかなり揚水導入を希望している。調査団の見解では州政府の合意形成も難しくはなさそうだが、円借款要請を中央に行ったとしても揚水の導入正当性を中央に説得することは困難で、むしろベース電源が優先度が高いものと思料する。
- さらに同州は財政赤字、累積債務も大きく、財政管理の観点から資金調達には困難を伴うと考えられる。
- 調査団入手情報によれば、同州政府機能は弱体で借款案件遂行能力に乏しい上に過去腐敗もあるとのことである。

(6) Tamil Nadu

事業者 TANGEDCO は円借款に関心を表明し、Kundah、Sillahalla、その他数件を提示した。しかしながら、聴取により Kundah はすでに REC 融資実行していることを確認、Sillahalla、その他一部揚水候補地点は日本企業が実績を持たない高落差であることを確認した。TANGEDCO は Kundah、Sillahalla の開発を優先させるが後続揚水の開発をも継続すると発言している。Kodayar、

Manalar、Mettur の 3 揚水を検討資料を提示したものの Mettur のみに対応可能落差である上、Mettur の順位は当面先行 2 揚水、後続 3 揚水の 1 地点となるため、調査団としては至近に DPR 移行するかは不透明と認識している。

- TANGEDCO は揚水発電の目的を「電力貯蔵、peak 対応、系統安定」とし州政府が明確に揚水推進を表明しているとした。

(調査団も州議会予算教書での政府発言を確認、再生電源大量導入州観点を考慮しても州政府が揚水支援を継続するものと思料する)

- TANGEDCO は州電力需給が surplus になりつつある事、豊富な再生電源資源を有する事から十分に多少高コストの揚水電源を保有しうると説明。

(事実であるが、調査団は巨額の補助金 subsidy と Discom 負債を継続している点を懸念材料と認識している)

- TANGEDCO は Kudah phase 2 以降の融資は依然 JICA も可能、Sillahalla の資金調達は openc 主張。
- 州財務省も、州財政は財務規律を経年遵守 (3%内) 維持しており多少の外国借款の増額を問題としないとしたが、同時に ADB、WB も同州への関心表明があるとした。

各個別案件へは、

1) Kundah (500MW)

- ✓ 2021 年運転開始を目標と堅持、EM、Civil 建設工事 tender を 2017 年には実施。
- ✓ EC 取得済。住民移設なし。
- ✓ Phase 1 (上池貯水池)、phase 2 (地下発電所、水路) は 1,000 Crores 以下とし TEC 不要。
- ✓ Phase 1 は REC 融資済。
- ✓ DPR は定速揚水機器にて選択。

(調査団としては可変速機器に変更することは現時点で現実的ではないと思料)

2) Sillahalla (2,000MW)

- ✓ 融資は open。いずれにせよ 1,000 Crores 超ゆえ中央政府 MOP の TEC 許可は必要。
- ✓ 出力、layout はまだ確定ではなく、DPR (phase 2)の仕様を決定するのは DPR (phase 1)承認後であり提案があれば変更可能。ただし DPR(phase 1)はほぼ完成し至近にも州政府に提出する予定である。2017 年 4 月にも DPR(phase 2)tender を公示する。
- ✓ 世界での実績から 1,500m 高落差を選定しているが、必要となれば落差・出力の変更も可能。
- ✓ (調査団はこの時点では TANGEDCO として経済性が見合えば変更の可能性を示唆したと認識した。調査団が日本メーカー聴取した結果では 2 社は 1,500m 級の高落差には対応困難、Fuji-Voith は欧州部門の受注を日系受注と認知されるならば可能だが日本では対応不

可とした。) ⁶²

3) Kadayar、Manalar、Mettur

- ✓ 現時点では詳細設計ではなく全て 500MW。TANGEDCO によると Investigation 実施中。
(調査団は PIR stage と認識する。前 2 地点は 1,000m 超の高落差ゆえ対応不可)
- ✓ Mettur の落差は 208m。
(調査団としては対象、ただし浮上するのは Kundah、Sillahalla の開発、進展以降)

(7) West Bengal

事業者 WBSEDCL は 3 揚水 (Turga、Bandhu、Kulbera) を提示。Turga には従前米円借款の要望を表明。

- ✓ 財務省によれば (財務省 Principal Secretary)、現状で財務規律(GSDP 3%)を達成維持。借款に支障はない。州政府としての優先分野は上水道、道路、電力、内陸水路、港湾など。Bandhu 揚水はまだ調査段階で借款先を州政府で議論する段階にはまだないが、円借款は低利・長期から歓迎とする一方、全般に WB、ADB との接触も多いとも発言。
- ✓ 州政府は 2022 年までに 4,322MW の再エネ導入目標を設定しているとした。
- ✓ (再生可能電源に対する調査団見解は、州には実行能力、大量導入への系統対策能力にも問題多いうえ、再生電源の具体的な計画に乏しいと思料。)

個別案件では、

1) Turga (1,000MW)

- ✓ DPR 完了。2016 年 8 月 4 日 CEA 会議にて DPR 承認。(その後、2016 年 10 月 5 日 CEA から TEC clearance letter の発行がなされている。)
- ✓ MOP へ Rolling Plan に計上されるべく接触を開始する。(2017 年 1 月現在、州政府内に説明を実施中)
- ✓ D/D 資金、建設資金は円借款を期待している。

2) Bandhu (900MW)

- ✓ Turga の次の揚水開発はこのプロジェクトの予定だが、運開は早くても 2025~2030 年と予想。
- ✓ DPR 作成のための Survey & Investigation 着手段階。DPR 発注検討中。

3) Kulbera (1,100MW)

- ✓ プロジェクトの段階としては“Identified”。Purulia、Turga と同じくサイトは Ajodhya Hill。既設の灌漑ダムを下池とし、上池を新設する。

⁶² Tamil Nadu 訪問 (2016 年 9 月) 後、ジャヤラリータ州首相が 2016 年 12 月 5 日夜に逝去した。現在はパニールニセルバム州財務大臣が州首相を兼務している。ただし党内には反発勢力があり、12 月 31 日、ジャヤラリータ州首相の腹心として活躍したサシカラ氏がパニールセルバム州首相を差し置いて、AIADMK の党組織トップ (事務局長) に正式に就任した。今後、AIADMK 内部で後継者争いがさらに加速する可能性がある。同州首相の交代により揚水事業への対応等を含め、Tamil Nadu 州の今後の方針は注視しておく必要があると考えられる。

4) Kathlaj (900MW)

- ✓ プロジェクトの段階としては、“Identified”。しかしながら、Reserved Forest がサイトに存在。

5) Boro (500MW)

- ✓ WBSEDCL のプロジェクトではない。そもそもサイトが West Bengal 州外かもしれない。

6) Panchet (40MW)、Panchet Hill (600MW)

- ✓ 中央政府・州企業である Damodar Valley Corporation (DVC) のプロジェクト。

現時点で候補地点の ranking study を実施するには入手情報が乏しく、個別地点の経済性指標の算出は困難である。今回は、定性的評価に基づく事とし、各項目（技術面、経済性、社会環境面、州電力セクター状況、州政府状況・支援体制技術面）を評価の上、評価を行った。

なお、Stage 1 時点で聴取した、「円借款意向」、「日本企業参入機会」の情報に関しては Stage 2 以降で再聴取する事とし、この時点での算定対象とはしていない。

配点は、下記の通り。社会・環境配慮の配点を重視している。

- Technical Evaluation ; 20
- Economical Evaluation ; 20
- Social & Environmental Evaluation ; 30
- State Power Sector status ; 10,
- State Government Support Evaluation ; 20

なお、各評価項目に対して A; 1.0, B; 0.6, C or N/A, ND ; 0.2. の乗数を付与。

この結果、60 点以上を得た地点は、下記の 8 地点である。

- Warasgaon ; total 64
- Upper Indravati ; total 88
- Sharavathy ; total 64
- Varahi ; total 64
- Kundah ; total 88
- Sillahalla ; total 68
- Turga ; total 88
- Bandhu ; total 72

この結果は、冒頭の表 (Table 5.2.3-1) で示した結果と調和的である。Warasgaon、Maharashtra は州政府の否定的な揚水政策から採択しないで落としているが、地点としては有望であり、情勢の変化を待つところである。

Table 5.2.3-2 Stage 1 Survey Project data for screening (9-1)

State	Project Name	Technical Evaluation							Economical Evaluation				Upper Dam
		Output(MW)	Design head (m)	Reservoir (existing, new)	Remarks	Stage	Commissioning Year	Evaluation	Project cost (Cr)	Project cost/MW (INR/kWh)	Levelized Tariff (INR/U), etc.	Evaluation	
Maharashtra	Warasgaon	4*300	501	UD : New LD : New	PFR completed (JICA, 2012) PFR approved. DPR preparation on progress	DPR stage	N/A	A	5543Cr (for 1,000MW)	55,430	EIRR 13.6%	B	Pune district
Maharashtra	Panshet	4*400	555	UD : New LD : New	PFR completed (JICA, 2012) PFR approved. PIR underway but suspended.	S&I stage	N/A	A	7015Cr for 1400MW	50,107	EIRR 16.4%	B	Pune district
Maharashtra	Varandh Ghat	2*400	508	UD : New LD : New	PFR completed (JICA, 2012) PFR approved. PIR underway but suspended.	S&I stage	N/A	A	5056Cr for 1100MW	45,782	EIRR 19.2%	B	Pune district
Maharashtra	Nandgaon	500	N/A	N/A	rejected in JICA survey due to Reserved Forest	Cancelled	-	C				C	N/A
Maharashtra	Kodali	2*110	525	UD : Ext LD : Ext	PFR completed. Detailed survey yet to be taken. PFR not provided to team.	PIR (PFR completed)	N/A	C	1760Cr	80,000	9,0489 INR/U (cost of generaion)	C	Kolhapur District
Maharashtra	Malshej Ghat	2*350	396	UD : New LD : New	DPR completed & submitted in 2010	DPR completed	FY2017-18	A	2695.26Cr	38,504	2.89, as per Draft DPR	A	Pune district
Maharashtra	Humarli (Koyna Stage V)	2*200	320	UD : New LD : Ext	PFR Completed in 1996. S&I/DPR only after a firm commitment on GoM.	PIR (PFR completed)	N/A	B	838.92 Cr	20,950	2,3628 INR/U (cost of generaion)	A	Satara district
Maharashtra	Mutkhel	1*110	N/A	N/A	PFR completed. Or Very early stage (GOMWRD). PFR not provided to team.	PIR (PFR completed)	N/A	C				ND	Ahmednagar District
Maharashtra	Ghatghar Stage-II	1*125	N/A	UD : Ext LD : New	PFR completed. Or Very early stage (GOMWRD). PFR not provided to team.	PIR	N/A	C				ND	Ahmednagar District
Maharashtra	Chikhaldara	2*200	N/A	N/A	PFR completed. Or Very early stage (GOMWRD). PFR not provided to team.	(presumed) PIR	N/A	C				ND	Amrawati district
Maharashtra	Atvan	4*300	N/A	N/A	PFR completed. Preparation of DPR approved but not started. PFR not provided to team.	PIR	N/A	C				ND	Pune district
Maharashtra	Konya Stage-VI	2*200	409	UD : New LD : Ext	PFR completed. Preparation of DPR approved but not started. Or Very early stage (GOMWRD). NHPC shows interest.	PIR	N/A	B	1,700	42,500	B/C=1.89	B	Satara district
Maharashtra	Nive	4*300	N/A	UD : Ext LD : New	PFR completed. Or Very early stage (GOMWRD). PFR not provided to team.	PIR	N/A	C				ND	Pune district
Maharashtra	Ulhas	N/A	N/A	-	Rejected by JICA Study (2012) due to Reserved Forest	Cancelled	-	C				ND	
Maharashtra	Pinjal	N/A	N/A	-	Rejected by JICA Study (2012) due to Reserved Forest	Cancelled	-	C				ND	
Maharashtra	Kengadi	N/A	N/A	-	Rejected by JICA Study (2012) due to Reserved Forest	Cancelled	-	C				ND	
Maharashtra	Jalong	N/A	N/A	-	Rejected by JICA Study (2012) due to Reserved Forest	Cancelled	-	C				ND	
Maharashtra	Kolmondapada	N/A	N/A	-	Rejected by JICA Study (2012) due to Reserved Forest	Cancelled	-	C				ND	
Maharashtra	Kalu	N/A	N/A	-	Rejected by JICA Study (2012) due to Reserved Forest	Cancelled	-	C				ND	
Maharashtra	Sidgarh	N/A	N/A	-	Rejected by JICA Study (2012) due to Reserved Forest	Cancelled	-	C				ND	
Maharashtra	Amba	N/A	N/A	-	Rejected by JICA Study (2012) due to Reserved Forest	Cancelled	-	C				ND	
Maharashtra	Chornai	N/A	N/A	-	Rejected by JICA Study (2012) due to Reserved Forest	Cancelled	-	C				ND	
Maharashtra	Savitri	N/A	N/A	-	Rejected by JICA Study (2012) due to Reserved Forest	Cancelled	-	C				ND	
Maharashtra	Madliwadi (Madhaliwadi)	N/A	N/A	-	Rejected by JICA Study (2012) due to Reserved Forest, WLS, IBA	Cancelled	-	C				ND	
Maharashtra	Baitarni (Vaitarni)	N/A	N/A	-	Rejected by JICA Study (2012) due to Reserved Forest, WLS, IBA	Cancelled	-	C				ND	
Maharashtra	Morawadi	N/A	N/A	-	Rejected by JICA Study (2012) due to accessibility, WLS, IBA	Cancelled	-	C				ND	
Maharashtra	Gadgadi	N/A	N/A	-	Rejected by JICA Study (2012) due to Reserved Forest, WLS	Cancelled	-	C				ND	
Maharashtra	Kundi	N/A	N/A	-	Rejected by JICA Study (2012) due to WLS	Cancelled	-	C				ND	
Maharashtra	Aruna	N/A	N/A	-	Rejected by JICA Study (2012) due to Reserved Forest	Cancelled	-	C				ND	
Maharashtra	Kharari	N/A	N/A	-	Rejected by JICA Study (2012) due to Reserved Forest	Cancelled	-	C				ND	
Maharashtra	Jalvara (Jalware)	N/A	N/A	-	Rejected by JICA Study (2012) due to Reserved Forest	Cancelled	-	C				ND	

Table 5.2.3-2 Stage 1 Survey Project data for screening (9-2)

State	Project Name	Social & environmental Evaluation										Remarks	Evaluation
		Lower Dam	Safety	National Park, Reserved Forest	Wild Life Sanctuary	Tiger/ Elephant habitat	KBA	Endemic Bird Area	Biodiversity Hotspots	Scheduled Tribe Rate	EIA report, EC, FC		
Maharashtra	Warasgaon	Raigad District	level 1		nil but Eco-sensitive zone proposed			in	in	3.7% and 1.26%		>1,000 resettlement required.	B
Maharashtra	Panshet	Raigad District	level 1		nil but Eco-sensitive zone proposed			in	in	3.7% and 1.26%		opposition stopped S&I	C
Maharashtra	Varandh Ghat	Raigad District	level 1		nil but Eco-sensitive zone proposed			in	in	3.7% and 1.26%		some resettlement required. opposition stopped S&I	C
Maharashtra	Nandgaon	N/A	level 1	Reserved Forest	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A			C
Maharashtra	Kodali	Kolhapur District	level 1		nil	tiger		1.5km	in	0.78%			C
Maharashtra	Malshej Ghat	Thane district	level 1		5km from Kalsubai H WLS					13.95% and 3.70%	EC (2008)	Scheduled tehsil. forest land required	A
Maharashtra	Humarli (Koyna Stage V)	Satara district	level 1	Western Ghat WHS	Koyna WLS.	tiger	2km	5km		0.99%	approval pending by National wildlife board against submittal by state.	affects 6 villages	C
Maharashtra	Mutkhel	Ahmednagar District	level 1		Kalsubai H WLS					8.33%		Scheduled tehsil	C
Maharashtra	Ghatghar Stage-II	Thane District	level 1		Kalsubai H WLS				5km	8.33% and 13.95%			-
Maharashtra	Chikhaldara	Amrawati district	level 1	1.5km from Gugamal NP	0.5km from Melghat WLS	2.9km from tiger reserve	1km			13.99%			C
Maharashtra	Atvan	Raigad District	level 1		7km from Sudhagarh WLS		in	in	in	3.70%, 27.13%			C
Maharashtra	Konya Stage-VI	Satara district	level 1	Western Ghat WHS	Koyna WLS	tiger	3km		in	0.99%	EC (1988)		C
Maharashtra	Nive	Raigad District	level 1	Western Ghat WHS	Koyna WLS	tiger reserve		in	in	0.99% and 1.26%			C
Maharashtra	Ulhas		level 1										C
Maharashtra	Pinjal		level 1										C
Maharashtra	Kengadi		level 1										C
Maharashtra	Jalong		level 1										C
Maharashtra	Kolmondapada		level 1										C
Maharashtra	Kalu		level 1										C
Maharashtra	Sidgarh		level 1										C
Maharashtra	Amba		level 1										C
Maharashtra	Chormai		level 1										C
Maharashtra	Savitri		level 1										C
Maharashtra	Madliwadi (Madhaliwadi)		level 1										C
Maharashtra	Baitarni (Vaitarni)		level 1										C
Maharashtra	Morawadi		level 1										C
Maharashtra	Gadgadi		level 1										C
Maharashtra	Kundi		level 1										C
Maharashtra	Aruna		level 1										C
Maharashtra	Kharari		level 1										C
Maharashtra	Jalvara (Jalware)		level 1										C

Table 5.2.3-2 Stage 1 Survey Project data for screening (9-3)

State	Project Name	State Power Sector status		State Government Support				Preliminary Evaluation		Stage 1 Total Evaluation	
		Necessity/Justification of PSP from power sector status	Power Sector Evaluation	Power/Energy Dept. Support	Finance Dept. Support	Debt-sustainability clearance	Consistency with the priorities of the State Governments	Evaluation	Intention for Japanese Yen Loan		Opportunity for Japanese companies
Maharashtra	Warasgaon	Securement of peak power and stabilization of the grid.	A	C	N/A	A	C	C	N/A	N/A	64
Maharashtra	Panshet	Securement of peak power and stabilization of the grid.	A	C	N/A	A	C	C	N/A	N/A	52
Maharashtra	Varandh Ghat	Securement of peak power and stabilization of the grid.	A	C	N/A	A	C	C	N/A	N/A	52
Maharashtra	Nandgaon	-	A	C	N/A	A	C	C	N/A	ND	28
Maharashtra	Kodali	Securement of peak power and stabilization of the grid.	A	C	N/A	A	C	C	N/A	N/A	28
Maharashtra	Malshej Ghat	Securement of peak power and stabilization of the grid.	A	C	N/A	A	A	C	N/A	N/A	84
Maharashtra	Humbarli (Koyna Stage V)	Securement of peak power and stabilization of the grid.	A	C	N/A	A	C	C	N/A	N/A	52
Maharashtra	Mutkhel	Securement of peak power and stabilization of the grid.	A	C	N/A	A	C	C	N/A	N/A	28
Maharashtra	Ghatghar Stage-II	Securement of peak power and stabilization of the grid.	A	C	N/A	A	C	C	N/A	N/A	28
Maharashtra	Chikhaldara	Securement of peak power and stabilization of the grid.	A	C	N/A	A	C	C	N/A	N/A	28
Maharashtra	Atvan	Securement of peak power and stabilization of the grid.	A	C	N/A	A	C	C	N/A	N/A	28
Maharashtra	Konya Stage-VI	Securement of peak power and stabilization of the grid.	A	C	N/A	A	C	C	N/A	N/A	44
Maharashtra	Nive	Securement of peak power and stabilization of the grid.	A	C	N/A	A	C	C	N/A	N/A	28
Maharashtra	Ulhas	Securement of peak power and stabilization of the grid.	-	-	-	-	-	-	-	-	20
Maharashtra	Pinjal	Securement of peak power and stabilization of the grid.	-	-	-	-	-	-	-	-	20
Maharashtra	Kengadi	Securement of peak power and stabilization of the grid.	-	-	-	-	-	-	-	-	20
Maharashtra	Jalong	Securement of peak power and stabilization of the grid.	-	-	-	-	-	-	-	-	20
Maharashtra	Kolmondapada	Securement of peak power and stabilization of the grid.	-	-	-	-	-	-	-	-	20
Maharashtra	Kalu	Securement of peak power and stabilization of the grid.	-	-	-	-	-	-	-	-	20
Maharashtra	Sidgarh	Securement of peak power and stabilization of the grid.	-	-	-	-	-	-	-	-	20
Maharashtra	Amba	Securement of peak power and stabilization of the grid.	-	-	-	-	-	-	-	-	20
Maharashtra	Chornai	Securement of peak power and stabilization of the grid.	-	-	-	-	-	-	-	-	20
Maharashtra	Savitri	Securement of peak power and stabilization of the grid.	-	-	-	-	-	-	-	-	20
Maharashtra	Madliwadi (Madhaliwadi)	Securement of peak power and stabilization of the grid.	-	-	-	-	-	-	-	-	20
Maharashtra	Baitami (Vaitami)	Securement of peak power and stabilization of the grid.	-	-	-	-	-	-	-	-	20
Maharashtra	Morawadi	Securement of peak power and stabilization of the grid.	-	-	-	-	-	-	-	-	20
Maharashtra	Gadgadi	Securement of peak power and stabilization of the grid.	-	-	-	-	-	-	-	-	20
Maharashtra	Kundi	Securement of peak power and stabilization of the grid.	-	-	-	-	-	-	-	-	20
Maharashtra	Aruna	Securement of peak power and stabilization of the grid.	-	-	-	-	-	-	-	-	20
Maharashtra	Kharari	Securement of peak power and stabilization of the grid.	-	-	-	-	-	-	-	-	20
Maharashtra	Jalvara (Jalware)	Securement of peak power and stabilization of the grid.	-	-	-	-	-	-	-	-	20
											20

Table 5.2.3-2 Stage 1 Survey Project data for screening (9-4)

State	Project Name	Technical Evaluation							Economical Evaluation				Upper Dam
		Output(MW)	Design head (m)	Reservoir (existing, new)	Remarks	Stage	Commissioning Year	Evaluation	Project cost (Cr)	Project cost/MW (INR/kWh)	Levelized Tariff (INR/U), etc.	Evaluation	
Odisha	Upper Indravati	4*150	344	UD : Ext LD : New	PFR (TIIDC) completed, DPR (WAPCOS) under preparation	DPR	2022 at earliest	B	1,601	26,675	2.5, or 3.25 (2016/June)	A	Kalahandi district
Odisha	Upper Kolab	4*80	251	UD : Ext LD : Ext	PFR has been completed (2012/Sep), but no further action for preparation of DPR.	PFR completed	N/A	B	813	25,419	3.0 (PFR)	A	Kolaput district
Odisha	Balimela	4*100	246	UD : Ext LD : New	PFR has been completed(2012/Sep), but no further action for preparation of DPR.	PFR completed	N/A	B	1,404	35,090	3.13	A	Malkangiri district
Odisha	Jharlama	2,500	N/A	N/A	not acknowledged.	identified?	N/A	C				ND	N/A
Telangana	Nagarjuna Sagar	7*100.8	94	LD: New	presently operated as conventional HP. Will be operated as PSP after completion of LD.	construction	1980-85	N/A				ND	Guntur district
Telangana	Srisailem Left Bank	900	107	Existing		operated	2001-	N/A				ND	-
Telangana	Ichampally	975	N/A	Existing	not taken up due to the inter-state issue in view of submergence of 4 states.	cancelled		C				ND	-
Karnataka	Sharavathy	450, 800, 900, 1,000	436	UD : Ext LD : Ext	Public announcement for preparation of the DPR released soon. The S&I yet to be taken.	PFR, DPR to be tendered	2023	B	1449Cr (900MW) (PFR,2009)	16,100		A	Shimoga district
Karnataka	Varahi	700 (250, 600, 1,000)	476	UD : Ext LD : New	Public announcement for preparation of the DPR released soon. The S&I yet to be taken.	PFR, DPR to be tendered	2023	B	3900(1000MW), 2346(600), 1025(250)	39,000(1000MW), 39,100(600), 41,000(250)		A	Shimoga district
Karnataka	Kali	600, 1,000	374	alt 1: UD:New, LD:Ext alt 2: UD:Ext, LD:Ext	presently no DPR tender planned by KPCL.	PFR completed		B	1243.4Cr (600MW) (PFR,2009) alt.1	20,723		alt1 :A,	Uttara Kannada district
Karnataka	Kollur	900	N/A	UD : New LD : New	The site is planned in Western Ghats region hence all activities stopped	cancelled		C				ND	
Karnataka	Minhole	2,200	N/A	UD : New LD : New	The site is planned in Western Ghats region hence all activities stopped	cancelled		C				ND	
Karnataka	Sitanadi	2,600	N/A	UD : New LD : New	The site is planned in Western Ghats region hence all activities stopped	cancelled		C				ND	
Karnataka	Hulagi	2,200	N/A	UD : New LD : New	The site is planned in Western Ghats region hence all activities stopped	cancelled		C				ND	
Kerala	Pallivasal	600	550	UD : New LD : New	Investigation is ongoing. S&I commenced May/2016 (KSEBL)	Identified or Very Early	2026-27 expected	C				ND	Idukki district
Kerala	Idukki (Idukki- Malankara)	1,100	635	UD : Ext LD : Ext	Investigation is ongoing. S&I commenced May/2016 (KSEBL)	Very Early		C				ND	Idukki district
Kerala	Idukki (Idukki- Marmala)	450	260	UD : Ext LD : New	Investigation is ongoing. S&I commenced May/2016 (KSEBL)	Very Early		C				ND	Idukki district
Kerala	Idukki	300	550	UD : Ext LD : New		PFR	2026-27 expected	C				ND	Idukki district
Kerala	Kakki/Upper Moozhiar-Moozhiar (Kerala-1)	375	700	UD : Ext LD : Ext		Identified		C				ND	Pathanamthitta district
Kerala	Ponmudi-Kallarkutty (Kerala-4)	250	216	UD : Ext LD : Ext		Identified		C				ND	Idukki district
Kerala	Sengulam-Kallarkutty (Kerala-5)	200	345	UD : Ext LD : Ext		Identified		C				ND	Idukki district
Kerala	Kallarkutty-Lower Periyar (Kerala-6)	200	172	UD : Ext LD : Ext		Identified		C				ND	Idukki district

Table 5.2.3-2 Stage 1 Survey Project data for screening (9-5)

State	Project Name	Social & environmental Evaluation										Remarks	Evaluation
		Lower Dam	Safety	National Park, Reserved Forest	Wild Life Sanctuary	Tiger/ Elephant habitat	KBA	Endemic Bird Area	Biodiversity Hotspots	Scheduled Tribe Rate	EIA report, EC, FC		
Odisha	Upper Indravati	Kalahandi district	level 2	(possibly close to Reserved Forest)						28.50%		one temple resettlement Land required for private/forest lands	A
Odisha	Upper Kolab	Kolaput district	level 2	(possibly Reserved Forest)						56.56%		a few resettlement. Land required for private/forest lands.	C
Odisha	Balimela	Malkangiri district	level 2							57.83%		103ha forest submerged. Settlement to be studied in DPR	C
Odisha	Jharlama	N/A	N/A		Sunabeda WLS	tiger	in						C
Telangana	Nagarjuna Sagar	Guntur district	level 1	Nagarjunasagar NP		tiger	in			11.30%, 5.06%			C
Telangana	Srisailem Left Bank	-	level 1		Nagarjunasagar NP	tiger				2.04%			C
Telangana	Ichampally	-	level 2		7km from Eturnagaram S	tiger				2.83%, 47.70%			C
Karnataka	Sharavathy	Uttara Kannad district	level 1		Sharavathi Valley WLS (or outside of WLS)	Elephant and Tiger	5km	in	in	3.73%		50 acre is required to be obtained	B
Karnataka	Varahi	Udupi district	level 1	10km from Western Ghats WHS	10 km from the Mookambika S (or possibly inside of WLS)	2.3km from known tiger habitat			in	4.49%		lower reservoir (150) . 55 acre is additionally required. Small villages resettlement	B
Karnataka	Kali	Uttara Kannada district	level 1	Reserved Forest	Dandeli WLS	tigere reserve, Tiger and Elephant	in	5km	in	2.38%			alt 1: C, alt.2: B
Karnataka	Kollur		N/A	In Western Ghat	Mookambika WLS		5km	4km	in	4.49%			C
Karnataka	Minhole		N/A	In Western Ghat									C
Karnataka	Sitanadi		N/A	In Western Ghat									C
Karnataka	Hulagi		N/A	In Western Ghat									C
Kerala	Pallivasal	Idukki district	level 1	outside of RF, WLS (KSEBL)	1km from Alliance Zero Extinction Site	1km from the Tiger and Elephant	in	in	in	5.03%		4 families resettlement	B/C
Kerala	Idukki (Idukki- Malankara)	Idukki district	level 1		1km from Idukki S	Tiger and 10km from Elephant	in	in	in	5.03%			C
Kerala	Idukki (Idukki- Marmala)	Kottayam district	level 1		1km from Idukki S	Tiger	in	in	in	5.03% and 1.11%		private lands required	C
Kerala	Idukki	Idukki district	level 1		Iddukki Sanctuary	Tiger, 10km from Elephant	in	in	in	5.03%		12 families resettlement	C
Kerala	Kakki/Upper Moozhiar- Moozhiar (Kerala-1)	Pathanamthitta district	level 1		Western Ghats WHS	9.3km from tiger reserve. Tiger and Elephant	in	in	in	0.68%			C
Kerala	Ponmudi-Kallarkutty (Kerala-4)	Idukki district	level 1		2.4km from the Idukki S, 6km from Alliance Zero Site	Tiger and 1km from Elephant	in	in	in	5.03%		maybe private land required	C
Kerala	Sengulam-Kallarkutty (Kerala-5)	Idukki district	level 1	8km from Western Ghat WHS	4km from the Idukki S, 3km from Alliance Zero Site	1km from Tiger and 2km from Elephant	in	in	in	5.03%		(possibly no forest land?)	C
Kerala	Kallarkutty-Lower Periyar (Kerala-6)	Idukki district	level 1	9km from Western Ghat WHS	1.7km from Idukki S, IN Alliance Zero Site	Tiger and 0.8km from Elephant	in	in	in	5.03%		forest land maybe required	C

Table 5.2.3-2 Stage 1 Survey Project data for screening (9-6)

State	Project Name	State Power Sector status		State Government Support					Preliminary Evaluation		Stage 1 Total Evaluation
		Necessity/Justification of PSP from power sector status	Power Sector Evaluation	Power/Energy Dept. Support	Finance Dept. Support	Debt-sustainability clearance	Consistency with the priorities of the State Governments	Evaluation	Intention for Japanese Yen Loan	Opportunity for Japanese companies	
Odisha	Upper Indravati	Securement of peak power and stabilization of the grid.	B	A	A	C	A	A	A	N/A	88
Odisha	Upper Kolab	Securement of peak power and stabilization of the grid.	B	A	A	C	B	B	A	N/A	56
Odisha	Balimela	Securement of peak power and stabilization of the grid.	B	A	A	C	B	B	A	N/A	56
Odisha	Jharlama		-	-	-	C	C	C	-	-	20
Telangana	Nagarjuna Sagar		C	C	already funded	C	C	C	C	Hitachi, Mitsubishi	20
Telangana	Srisailem Left Bank		C	C	already funded	C	C	C	C	C	20
Telangana	Ichampally		C	C	N/A	C	C	C	-	-	20
Karnataka	Sharavathy	1st is to stabilize the grid, 2nd is to secure peak power.	A	A	C/B	A	B	C	B	N/A	64
Karnataka	Varahi	1st is to stabilize the grid, 2nd is to secure peak power.	A	A	C/B	A	B	C	B	N/A	64
Karnataka	Kali	1st is to stabilize the grid, 2nd is to secure peak power.	A	A	C/B	A	B	C	B	N/A	36
Karnataka	Kollur		-	-	-	-	-	-	-	-	20
Karnataka	Minhole		-	-	-	-	-	-	-	-	20
Karnataka	Sitanadi		-	-	-	-	-	-	-	-	20
Karnataka	Hulagi		-	-	-	-	-	-	-	-	20
Kerala	Pallivasal	Supply of peak power, supply of balancing power,etc. However, not so much justifiable.	B	A	A	C	C	C	A	N/A	24
Kerala	Idukki (Idukki- Malankara)	Supply of peak power, supply of balancing power,etc. However, not so much justifiable.	B	A	A	C	C	C	A	N/A	24
Kerala	Idukki (Idukki- Marmala)	Supply of peak power, supply of balancing power,etc. However, not so much justifiable.	B	A	A	C	C	C	A	N/A	24
Kerala	Idukki	Supply of peak power, supply of balancing power,etc. However, not so much justifiable.	B	A	A	C	C	C	A	N/A	24
Kerala	Kakki/Upper Moozhiar-Moozhiar (Kerala-1)	Supply of peak power, supply of balancing power,etc. However, not so much justifiable.	B	A	A	C	C	C	A	N/A	24
Kerala	Ponmudi-Kallarkutty (Kerala-4)	Supply of peak power, supply of balancing power,etc. However, not so much justifiable.	B	A	A	C	C	C	A	N/A	24
Kerala	Sengulam-Kallarkutty (Kerala-5)	Supply of peak power, supply of balancing power,etc. However, not so much justifiable.	B	A	A	C	C	C	A	N/A	24
Kerala	Kallarkutty-Lower Periyar (Kerala-6)	Supply of peak power, supply of balancing power,etc. However, not so much justifiable.	B	A	A	C	C	C	A	N/A	24

Table 5.2.3-2 Stage 1 Survey Project data for screening (9-7)

State	Project Name	Technical Evaluation						Economical Evaluation				Upper Dam	
		Output(MW)	Design head (m)	Reservoir (existing, new)	Remarks	Stage	Commissioning Year	Evaluation	Project cost (Cr)	Project cost/MW (INR/kWh)	Levelized Tariff (INR/U), etc.		Evaluation
Kerala	Peringalkuth-Idamalayar (Kerala-7)	350	202	UD : Ext LD : Ext		Identified		C				ND	Thrissur district
Kerala	Sholayar II	390	N/A	N/A		Yet taken up (cancelled)		C				ND	Thrissur district
Kerala	Sholayar and Idamalayar reservoirs (Kerala-8)	900	520	UD : Ext LD : Ext		Identified		C				ND	Thrissur district
Kerala	Sholayar I	810	N/A	N/A		Yet taken up (cancelled)		C				ND	Thrissur district
Kerala	Kakkayam-Peruvannamoozhi (Kerala-9)	900	520	UD : Ext LD : Ext		Identified		C				ND	Kozhikode district
Kerala	Kuttiyadi	2,400	645	N/A		cancelled		C				ND	
Kerala	Pazhassi sagar (Kerala-10)	200	115	UD : Ext (laterite quarries), LD : Ext		Identified		C				ND	Kannur district
Kerala	Pringalkuthu	80	N/A	N/A		Yet taken up (cancelled)	non availability of FC	C				ND	N/A
Kerala	Edamalyar	2,000	N/A	N/A		cancelled		C				ND	
Tamil Nadu	Kundah	500	236	UD : Ext LD : Ext	partial construction commences. Phase 1 & phae 2 tenders to come 2017.	DPR completed	2021-	A	1,831Cr (DPR)	36,633	5.64 (DPR)	B	Nilgiris district
Tamil Nadu	Sillahalla	2,000	1,599	UD : New LD : Ext	DPR under preparation DPR phase1 finalized Sep/2016, DPR phase2 tender by Dec/2016 (TANGEDCO,2016/July)	DPR	2021-22	C	6,914Cr (PFR)	34,570	3.31 (PFR, conclusion)	A	Nilgiris district
Tamil Nadu	Vellimalai	200	N/A	UD : New LD : New	maybe renamed as Kadayar with increasing output. (Energy dept, 2016/July) Low priority and no action taken by TANGEDCO.	very early, Identified		C				ND	Kanyakumari district
Tamil Nadu	Kodayar	500	1,234	UD : Ext LD : Ext	Investigation is ongoing.	PIR		C	2,550Cr	51,000		C	Kanyakumari district
Tamil Nadu	Manalar	500	1,050	UD : Ext LD : New	Investigation is ongoing.	PIR		C	3,350Cr	67,000		C	Theni district
Tamil Nadu	Mettur	500	208	UD : New LD : Ext	Investigation is ongoing.	PIR		C	2,200Cr (500MW)	44,000		B	Salem district
Tamil Nadu	Nallar	2,700	N/A	N/A	no action.	unknown		N/A				ND	N/A
West Bengal	Turga	1,000	146	UD : New LD : New	Approved by CEA (2016/Aug.)	DPR completed	2022	A	4,519	45,188	6.07	B	Purulia district
West Bengal	Bandhu (Bandu)	900	N/A	UD : New LD : New	PFR is available but layout changed.	S&I	2028 or 2025-30 earliest	B				ND	Purulia district
West Bengal	Kathlajal	900	N/A	N/A	PFR not done. In RF.(WBSSECL, 2016/Sep.)	Identified	N/A	C				ND	
West Bengal	Kulbera	1,100	152	UD : New LD : Ext	PFR not done. S&I yet taken up (WBSSECL, 2016/Sep.)	Identified	N/A	C				ND	Purulia district
West Bengal	Boro	500	N/A	N/A	no action by WBSSECL	unknown	N/A	C				ND	
West Bengal	Panchet	40	N/A	N/A	DVC	operated	N/A	N/A				ND	
West Bengal	Panchet Hill	600	N/A	N/A	DVC	Identified	N/A	N/A				ND	

Table 5.2.3-2 Stage 1 Survey Project data for screening (9-8)

State	Project Name	Social & environmental Evaluation											Remarks	Evaluation
		Lower Dam	Safety	National Park, Reserved Forest	Wild Life Sanctuary	Tiger/ Elephant habitat	KBA	Endemic Bird Area	Biodiversity Hotspots	Scheduled Tribe Rate	EIA report, EC, FC			
Kerala	Peringalkuth-Idamalaray (Kerala-7)	Ernakulam district	level 1		8km from Parambikulam S	Elephant and Tiger	in	in	in	0.30%, 0.50% and 5.03%		forest land maybe required	C	
Kerala	Sholayar II	Idukki district	level 1		9km from Parambikulam S	8.8km from tiger reserve, Elephant and Tiger	in	in	in	0.30% and 5.03%	non availability of FC	FC unavailable	C	
Kerala	Sholayar and Idamalaray reservoirs (Kerala-8)	Idukki district	level 1		5km from Parambikulam S, 9km from Alliance Zero Site	4.3km from tiger reserve, Elephant and Tiger	in	in	in	0.30% and 5.03%		tribal and forest land required	C	
Kerala	Sholayar I	Ernakulam district	level 1		4km from Parambikulam S	4.7km from tiger reserve, Elephant and Tiger	in	in	in	0.30% and 0.50%	non availability of FC	FC unavailable	C	
Kerala	Kakkayam-Peruvannamoozhi (Kerala-9)	Kozhikode district	level 1		Malabar WLS	Tiger and 1km from Elephant	in	in	in	0.49%		forest and private lands required	C	
Kerala	Kuttiyadi		level 1	(possibly in Reserved Forest)		tiger	in	in	in	0.49%			C	
Kerala	Pazhassi sagar (Kerala-10)	Kannur district	level 1		8km from Nilgiri Reserve	Elephant and 2km from the Tiger	in		in	1.64%			C	
Kerala	Pringalkuthu	N/A	level 1			4.9km from tiger reserve.	in	in	in	0.30%	FC unavailable	FC unavailable	C	
Kerala	Edamalyar		level 1	(possibly in Reserved Forest)		tiger and elephant	in	in	in	5.03%			C	
Tamil Nadu	Kundah	Nilgiris district	level 1	2km from National Parks, 3km from Western Ghat WHS	4km from AZE	Tiger and Elephant	in	in	in	4.46%	EC obtained (2007)		A	
Tamil Nadu	Sillahalla	Coimbatore district	level 1	8km from Western Ghats WHS	1.9km from Nilgiris Reserve	Tiger and Elephant	in	in	in	4.46% and 0.82%			B	
Tamil Nadu	Vellimalai	Kanyakumari district	level 1		location unclear	location unclear				location unclear			C	
Tamil Nadu	Kodayar	Kanyakumari district	level 1	0.5km from Western Ghat WHS	Kalakad S, Mundanthurai S	0.5km from tiger reserve, Tiger and Elephant	in	in	in	0.39%			C	
Tamil Nadu	Manalar	Theni district	level 1	KB Forcal Area, 0.5km from Western Ghat WHS	Megamalai WLS, 9.7km from Srivilliputhur S	0.5km from tiger reserve, Tiger and Elephant	in	in	in	0.15%			B	
Tamil Nadu	Mettur	Salem district	level 1	(possibly UD in RF)	7.9km from Nilgiris Reserve	5km from Tiger, 10km from Elephant				3.43%			C	
Tamil Nadu	Nallar	N/A	N/A		location unclear	location unclear				location unclear			N/A	
West Bengal	Turga	Purulia district	level 1			30km from elephant				18.45%	EC obtained (2016/5)	234ha forest	A	
West Bengal	Bandhu (Bandu)	Purulia district	level 1							18.45%			A	
West Bengal	Kathlajal		N/A	Reserved Forest	location unclear	location unclear				N/A			C	
West Bengal	Kulbera	Purulia district	level 1		location unclear	location unclear				N/A			C	
West Bengal	Boro		N/A		location unclear	location unclear				N/A			C	
West Bengal	Panchet		N/A		N/A	N/A				N/A			C	
West Bengal	Panchet Hill		N/A		N/A	N/A				N/A			C	

Table 5.2.3-2 Stage 1 Survey Project data for screening (9-9)

State	Project Name	State Power Sector status		State Government Support					Preliminary Evaluation		Stage 1 Total Evaluation
		Necessity/Justification of PSP from power sector status	Power Sector Evaluation	Power/Energy Dept. Support	Finance Dept. Support	Debt-sustainability clearance	Consistency with the priorities of the State Governments	Evaluation	Intention for Japanese Yen Loan	Opportunity for Japanese companies	
Kerala	Peringalkuth-Idamalar (Kerala-7)	Supply of peak power, supply of balancing power, etc. However, not so much justifiable.	B	A	A	C	C	C	A	N/A	24
Kerala	Sholayar II	Supply of peak power, supply of balancing power, etc. However, not so much justifiable.	B	C	N/A	N/A	N/A	C			24
Kerala	Sholayar and Idamalar reservoirs (Kerala-8)	Supply of peak power, supply of balancing power, etc. However, not so much justifiable.	B	A	A	C	C	C	A	N/A	24
Kerala	Sholayar I	Supply of peak power, supply of balancing power, etc. However, not so much justifiable.	B	C	N/A	N/A	N/A	C	-	-	24
Kerala	Kakkayam-Peruvannamoozhi (Kerala-9)	Supply of peak power, supply of balancing power, etc. However, not so much justifiable.	B	A	A	C	C	C	A	N/A	24
Kerala	Kuttiyadi	Supply of peak power, supply of balancing power, etc. However, not so much justifiable.	B	C	N/A	N/A	N/A	C	-	-	24
Kerala	Pazhassi sagar (Kerala-10)	Supply of peak power, supply of balancing power, etc. However, not so much justifiable.	B	A	A	C	C	C	A	N/A	24
Kerala	Pringalkuthu	Supply of peak power, supply of balancing power, etc. However, not so much justifiable.	B	C	N/A	N/A	N/A	C	-	-	24
Kerala	Edamalar	Supply of peak power, supply of balancing power, etc. However, not so much justifiable.	B	C	N/A	N/A	N/A	C	-	-	24
			B								
Tamil Nadu	Kundah	Storage, securement of peak power, stabilization of the grid against many introduction of REN.	B	A	A	A	A	A	Negative	Negative as REC funded	88
Tamil Nadu	Sillahalla	Storage, securement of peak power, stabilization of the grid against many introduction of REN.	B	A	A	A	A	A	Affirmative	C	68
Tamil Nadu	Vellimalai	Storage, securement of peak power, stabilization of the grid against many introduction of REN.	B	A	A	A	A	A	ND	ND	40
Tamil Nadu	Kodayar	Storage, securement of peak power, stabilization of the grid against many introduction of REN.	B	A	A	A	A	A	ND	ND	40
Tamil Nadu	Manalar	Storage, securement of peak power, stabilization of the grid against many introduction of REN.	B	A	A	A	A	A	ND	ND	52
Tamil Nadu	Mettur	Storage, securement of peak power, stabilization of the grid against many introduction of REN.	B	A	A	A	A	A	ND	ND	48
Tamil Nadu	Nallar		-	-	-	-	-	-	-	-	20
West Bengal	Turga	securement of peak power, stabilization of the grid for thermal power generation.	B	A	A	A	A	A	A	A	88
West Bengal	Bandhu (Bandu)	securement of peak power, stabilization of the grid for thermal power generation.	B	A	A	A	A	A	B	N/A	72
West Bengal	Kathlajal	securement of peak power, stabilization of the grid for thermal power generation.	B	C	A	A	C	C	N/A	N/A	24
West Bengal	Kulbera	securement of peak power, stabilization of the grid for thermal power generation.	B	B	A	A	B	B	N/A	N/A	32
West Bengal	Boro	securement of peak power, stabilization of the grid for thermal power generation.	-	-	-	-	-	-	-	-	20
West Bengal	Panchet	securement of peak power, stabilization of the grid for thermal power generation.	-	-	-	-	-	-	-	-	20
West Bengal	Panchet Hill	securement of peak power, stabilization of the grid for thermal power generation.	-	-	-	-	-	-	-	-	20

Legend of Evaluation	
Technical Evaluation	A; promising B; acceptable, C: technical issues unsolved
Economical Evaluation	A: low cost, high economy B; middle, C; cost high, ND: No data
Social & Environmental Evaluation	A: few, B; some C: many, no data, too immature
State Power Sector status	See attached.(separate sheet)
State Government Support Evaluation	A; positive B; neutral C; negative
Intention for Japanese Yen Loan	A: Yes B; some C: no, negative, N/A; no information
Opportunity for Japanese companies	A: Yes B; some C: no, negative, N/A; no information

Table 5.2.3-3 Stage 1 Survey Project data for screening (Power Sector criteria)

State Power Sector Situation				
state	Energy budget	対GSDP 比	Discom	Evaluation
MS	9,840	1.04%	See below	A
OD	2,801	1.89%		B
TS	5,116	2.35%		C
KN	12,632	3.67%		A
KR	1,623	0.72%		B
TN	2,000	0.39%		B
WB	1,498	0.38%		B

State	A	B	C	D	accumulated debt (Crores)		subsidy (Crores)	UDAY	
	Trend in state-wise discom debt, AT&C losses and ACS-ARR gap (without subsidy)	State Support	Risk profile of Discoms	Grades of state Discoms					
Maharashtra	1 (Lowest Risk)	II	Low Risk	B+	5,947	2014-15	4,462	Yes	
Odisha	2	III	Moderate Risk		6,121	2014-15	N/A	Yes	
Telangana	3	II	High Risk	A,B+	13,867	2014-15	N/A	Under Prep	
Karnataka	1 (Lowest Risk)	I (Highest Support)	Low Risk	A,A,A,B+B	2,561	2014-15	7,197	Yes	
Kerala	1 (Lowest Risk)	III	Low Risk	B+	5,976	2015-16	N/A	Yes	
Tamil Nadu	3	II	High Risk	C+	80,000	2015-16	9,007	No	
West Bengal	2	IV (Lowest Support)	Moderate Risk	B+	131	2015-16	small	No	
					(source)				
					A	CRISIL Insight, July/2016, data from 2013			
					B	CRISIL Insight, July/2016, data from 2013			
					C	CRISIL Insight, July/2016, data from 2015(presumed)			
					D	State Distribution Utilities Fourth Annual Integrated Rating, Ministry of Power, June 2016			

Table 5.2.3-4 Stage 1 Survey Project data for screening (State Finance criteria)

State Finance Situation								
GSDP (Crores)	対GDP比	rank	Revenue deficit/GDP (%)	Fiscal deficit/GDP (%)	Total debt stock/GDP (%)	Revenue deficit (Crores)	Fiscal deficit (Crores)	Total debt stock (Crores)
947,550	15.90%	1st	-0.47	-1.93	16.26	-644,334	-1,686,639	15,748,277
148,576	2.40%	16th	2.05	-2.99	15.75	280,809	-262,980	2,075,608
217,432	3.70%	12th	0.01	-2.90	17.27	15,220	-387,029	3,491,958
344,106	5.70%	6th	0.10	-2.70	24.10	0	-929,085	7,742,378
226,209	4.00%	10th	-2.65	-3.59	26.05	-551,949	-827,923	6,042,029
515,458	8.50%	2nd	-0.40	-2.90	21.20	-192,247	-1,345,731	10,092,979
398,387	6.60%	5th	-1.03	-2.68	32.46	-795,641	-1,267,821	12,886,416

第 6 章

揚水発電候補案件の発掘形成 (候補案件の抽出)

第6章 揚水発電候補案件の発掘形成（候補案件の抽出）

6.1 候補案件／候補州の検討

6.1.1 候補州

Stage 1 調査の結果に基づき、調査団は JICA 殿と協議の上、以下 4 州を選定した。

- Odisha (OD),
- West Bengal (WB),
- Karnataka (KN),
- Tamil Nadu (TN)

これら対象州に対して、2016 年 9 月以降継続的に面談を実施し追加情報、円借款導入意向の確認・協議を実施したが、各州共に導入促進には課題を持っており、JICA 殿と調整を図った結果、最終的に、当初想定していた Stage 2～Stage 3 と段階的に候補州、候補案件を絞り込むプロセスを止め、並行して検討を継続することとした。その過程では、第 4 次調査に続き、第 5 次調査を追加実施している。Stage 2、Stage 3 の調査実績を下記に示す。

Table 6.1.1-1 Stage 2 & 3 Survey Schedule

Stage 2; 2nd Stage Screening – Further Screening for Promising Sites			
Survey	Period	Visits	Purpose
3rd Work Period in India	September 20th - October 1st, 2016	Odisha, West Bengal, Tamil Nadu	<ul style="list-style-type: none"> - Eliminate candidates which are judged un-exploitable (ie. behind other projects). - Extract promising sites from technical, economical, and social environmental aspects. - Conduct further state visits on candidate state agencies/governments for detailed necessary information and make evaluations on feasibility of each state/site for PSP development.
Stage 3; 3rd Stage Screening – Selection of the most Promising Site(s) and Examination on the Candidate Development Site			
4th Work Period in India	October 24th - October 27th, 2016	West Bengal	<ul style="list-style-type: none"> - Select some (1-2) most promising states and project sites for PSP development. - Evaluate the possibility of Project Formation using ODA Loan by detail consultations, discussions and interviews with corresponding state agencies/governments.
5th Work Period in India	November 14th - November 22nd, 2016	Karnataka, West Bengal, Meghalaya	<ul style="list-style-type: none"> - Evaluate and compile requisite conditions for project development.

上述の通り、Stage 2 では州、候補地点を除外することはせず、評価は Stage 3 終了時点にて実施している。さらに、第 5 次調査では Meghalaya 州の調査を追加している。これは同州 The Meghalaya Energy Corporation Ltd. (MECL) が頻繁に JICA 殿に円借款要請を行い、揚水案件を 3 件擁しているとしたためである。結果的に現時点で州として揚水案件を推進している事実はまだない事を確認した。

6.1.2 Stage 2 段階調査（第2次絞り込み一調査対象地点の絞り込み選定、ならびに有望地点の検討）

本調査では、Odisha、West Bengal、Tamil Nadu を面談、調査を実施している。

(1) Odisha 州

1) 調査日程：2016年9月21～23日

2) 面談機関：GEDCOL, GRIDCO, OHPC, OERC, SLDC, Energy Department,

3) 評価結果

- 従前では、GRIDCO は揚水発電をコスト増として反対であったが、Low cost の off peak power にて揚水するためコストを抑制可能とし、generation cost は高いが極端でなければ、GRIDCO が買電するとの姿勢を示した（再生電源の RPO コスト 7INR/U とすれば 9INR/U で買電）。

（JICA 調査団見解としては、GRIDCO は異論もあるが、調整力のために一定の高い電源＝PSP 許容する姿勢もあると判断。エネルギー省は推進姿勢変わらず。よって、州としての推進姿勢はありと評価する。）

- OHPC は、Fund raising を National Clean Energy Fund (NCEF) に支援（Grant）を申請したと発言。（OHPC の CMD によると Upper Indravati, Upper Kolab, Balimela の3地点とも申請）。2017年3月頃には受諾か却下か判明と期待する由であり、JICA 等の他 fund の検討は落選決定後となると言明した。
- OHPC としては、揚水発電を Peak 対応のほか、再生電源に対しての調整力として位置付けるとした。

（調査団見解としては、同州の再生電源導入目標 3,000MW は中央政府が与えた目標であり、実現可能性は疑問。複数の案件進行中とのことだが具体的案件が確認できていない。同州自身も実現疑問視していると思料。開発計画上も Odisha での solar 等は浮上していない。仮に再生電源増強を志向するとして NCEF を手配する理由にしているとなれば揚水はハードルが高いと思料する。）

- OHPC は、Upper Indravati を最優先させ、Balimela、Upper Kolab の優先順としている。目下後者2案件の PFR 以降の検討はしていない。

（調査団見解は、早くとも Upper Indravati DPR 完成時まで後発2案件の DPR 発注検討はない模様。ただ一括 NCEF 申請としており、仮に受諾されれば順次 DPR 発注する意向と思料する。）

- Upper Indravati に関しては、

- ✓ 2017年5月 DPR 完成とするが、開発計画（2022年運転開始）には拘りがないとのこと。

（調査団見解は DPR 完成目途には疑問。DPR 後に site clearance 申請、EIA 開始など、現在の CEA の rule を知らない。FC, EC も未申請で、審査プロセスも熟知せずかなり時間を費やすことになりそうであると思料。この現状では2022年の COD も無理と判断される）

- ✓ Upper Indravati は Reserved Forests には抵触しないのは事実の模様。

- ✓ OHPC は、可変速揚水機器には前向きとするが検討を WAPCOS に一任しているとした。

(調査団見解としては、OHPC がコスト増分など詳細を把握した上で明確な採択意思を持っているか疑問である。本件の追跡が必要である)

(2) West Bengal

1) 調査日程：2016年9月24～27日

Turga サイト、Bandhu サイト調査を9月24～27日に実施。

2) 面談機関：WBSEDCL、WBSLDC、ERLDC、WBERC

3) 評価結果

- 入手情報に基づくと、Bandhu の資金ソースは州政府上層部が ADB に決定したとの由。またそのため、WBSEDCL CMD は本件に関して JICA 調査団に面会する意思はなく面談拒否。

(調査団として、Bandu の円借可能性が現状では厳しいため、当座の候補としては落とす方針とする)

- 当初想定通り再生電源導入の実績が非常に乏しい。West Bengal の再エネ導入比率は極めて低く、現状は 5MW、3%未満である。Distributor が揚水を保有する州のため、peak 電源の安価安定調達確保、off-peak 電源調達の最適化に資する上、経済揚水運転も可能と思料する。Turga、Bandu 実施予定としており、調査団見解として、Purulia 以降の揚水計画の推進をするものと期待できる。

- Turga に関しては、

- ✓ TEC letter は依然 MOP から未発出のため、MOP には未だアプローチしていない。ただし DPR の内容は承認されている事を確認している。

(その後、2016年10月5日付で TEC 発行されている)

- ✓ Environment Clearance を出す Recommendation が Expert Appraisal Committee から出ている。最終的には Stage-I Forest Clearance を取得が条件として付されており、土地の移転手続中である。これを終わらせることで Stage-1 Forest Clearance を得られる見込み。ただこれは construction までに取得することが必要なものであり DD 着手にも影響しない。

- ✓ 2017年2月までに調査横坑を掘削完了させ地下発電所地点の原位置試験を終了することとされている。

- ✓ 正式 TEC レター後、MOP へ Rolling Plan に計上されるべく接触を開始する。

(調査団、状況確認。継続して MOP へのアクションを監視する)

(2017年1月時点で、TEC 発行を受け、WBSEDCL は MOP へアクションすべく、州内調整を実施中である)

- Bandhu に関しては、

- ✓ 州政府上層部が ADB に決定。

- ✓ WBSEDCL の CMD は Bandu の件では JICA とは面談しない。

- ✓ DPR の準備中。ただし domestic consultant のみに発注する。
- ✓ 開発時期は不透明。Chief Engineer によれば 3 年は DPR 実施する必要があるとのこと。

(調査団情報では、ADB がアプローチしているのは 300MW の Solar project との話もあった。West Bengal での経験実績から JICA ローンでやりたいのが開発サイドの本音とも仄聞しているが、本件は上層部決定であり、現状は変更困難と思料。しかし上層部異動や交代で結果がどこになるかはわからないとも期待されることから、監視は継続すべきである。)

(3) Tamil Nadu

1) 調査日程：2016 年 9 月 29 日

2) 面談機関：TANGEDCO

3) 評価結果

- TANGEDCO は資金調達に関して回答を回避した。¹
- Kundah に関しては、
 - ✓ 明確な回答はないものの、定速機設計に基づき DPR 作成し REC 融資が着手されており、今後の stage で円借款化することは非現実的と思料。
 - ✓ TANGEDCO によれば FC は全て取得済、影響する、許可取得を必要とする保護区域はないとのこと。
- Sillahalla に関しては、
 - ✓ TANGEDCO としては、Tamil Nadu では再生電源の大幅導入の計画、石炭火力、原子力建設があるため揚水の導入必要性があると言明。
(調査団の懸念は Discom の累積負債と Subsidy 漬の配電事業だが、複数の揚水計画が公表認知され、州政府が揚水開発方針を保持していることは確実と思料している。)
 - ✓ TANGEDCO は VOITH が 1,500m 落差対応機器を提示、日本企業は提示できなかったとし、同落差案をコスト的に最適設計と考えており、採用しているのこと。
 - ✓ TANGEDCO は現行の 2017-18 年には全許認可を取得し、2019 に建設開始、2023 に最短 COD とのスケジュールを崩していない。
(調査団としては、本スケジュールが非現実的と思料するものの、落差を変更させ既に固定している計画を変更させることは難しいと判断)
 - ✓ TANGEDCO は環境面 (保護区域、移転等) 情報を取得しておらず EIA 着手も DPR 後としている
(調査団は一部 Reserved Forest 抵触すると懸念しており、EIA 進展は順調ではない可能性を懸念している)
- TANGEDCO は、後続案件として、Mettur、Kodayar、Manalar、さらに可能であれば

¹ ただし、2016 年 10 月時点で、州政府は中央に対し、Kundah、Sillahalla 共に再生電源としての資金手当を求めているとの情報がある。

他の新規案件も考慮しようとした。

(調査団からは、比較的日本企業対応可能な落差の候補地点を提示し、TANGEDCO は検討を約束。調査団としては、Tamil Nadu の 1,500m の高落差揚水を追求するとは別に、より実現性の高い落差での複数地点の開発を行うべきとの提案であり、TANGEDCO としては経済性が見合えば検討する可能性を示唆していると認識している。同州の水力設計部門は高落差揚水の十分な技術・経験がないことから、これらの発掘段階から関与することで日本企業対応可能な落差での案件形成を誘導できる可能性はあると考えている。ただ 2017 年 3 月ごろでなければ概況聴取は難しいと史料する。)

6.1.3 Stage 3 段階調査 (第 3 次絞り込み一最有望地点の選定ならびに開発候補地点の検討)

本調査では、10 月に West Bengal、11 月に Karnataka、West Bengal、Meghalaya を面談、調査を実施している。

(1) West Bengal

- 1) 調査日程 : 2016 年 10 月 25 日
- 2) 面談機関 : WBSSEDCL
- 3) 評価結果

Turga 揚水計画についての TEC 付与後の状況確認、方針協議を行った。相手方 (カウンターパート側) の見解は以下のとおり。

- TEC 後の状況については、現在、DPR の 2014 年 12 月 price で作成した cost をエスカレ修正している。借款割合を 70%→85%に変更して申請することを考えている。しかしこれらは WBSSEDCL の Corporate finance 部門が取り仕切っている。
- DD 入札時期は、11 月中には公示と考えている。また入札期間はできるかぎり短くしたい。DD 予算については、ICB でコンサルを選定するが、当初 LOI (Letter of Intent) だけで着させ、LA 締結後に円借款でカバーしたい。
- (円借款借入方針は WBSSEDCL 理事会で確定していると考えていいのかと確認したところ、曖昧な態度で確言はなく) これまでも何回か CMD が申請書にサインしてきた。しかし私はなんともいえない。Corporate finance 部門がコストを出した後方針を決めて理事会に図ることになるとの由。

調査団としては上記を受け、資金源の可能性を各所にて情報収集した。可能性としては :

- NCEF の grant を Odisha が申請したことから West Bengal も検討している可能性はある。現在、石炭 loyalty (Clean Environment Cess) は当初 50INR/t 程度から順次増額され、2016 年度では 400INR/t に増額された。NCEF への累積配分は総額 3,500 億 INR (2016 年度予算 850 億 INR) となっている。現政権は NCEF の対象となるプロジェクトの条件を頻繁に変更しており、当時は承認されなかった揚水単体でのプロジェクトであっても今は NCEF が承認される可能性がありえる。当然 West Bengal 政府も考慮していると推測。実際、以

前同州は Solar+PSP で NCEF 申請を考えたが、現在は PSP 単体でも NCEF の対象となり得るとして再考する可能性はある。

- Domestic loan (REC、PFC) はあり得る。West Bengal は巨額の累積債務州のため財務当局の方針の変更はありえる。国内金融はここ 2 年新規案件の借入が減退し優良案件を探していることから積極的であろうと推測。
- 外国借款であれば JICA が有利と思料。WB も ADB も JICA 金利条件より条件が厳しい。しかしながら、同州の動向は継続監視する必要があると判断している。その他、同州とは関係ないが、10 月調査の際に下記情報を確認した。
- KPCL は Sharavathi DPR を WAPCOS に bid でなく negotiation basis で発注する。Investigation、DPR、EIA、TEC 含む one package の umbrella contract とする。2018 年に DPR を完成目途とする。
- Maharashtra では MAHAGENCO に GOMWRD の発電設計部門を移管できないか検討着手している。

(2) Karnataka

- 1) 調査日程：2016 年 11 月 15 日
- 2) 面談機関：KPCL
- 3) 評価結果

Sharavathy、Varahi、Kali 3 揚水計画についての状況確認、方針協議を行った。相手方の見解は以下のとおり。

- Karnataka 州では太陽光発電の大量投入時にグリッドの安定性を確保するために揚水発電が必要と考えている。現状、1,000 MW 規模の必要性を正当化している。
- KPCL としては、円借款を利用したいと考えているが、REC、PFC、自社での国内金融調達も念頭にある。これらの判断はプロジェクトコストを含む study を踏まえて州が判断するとした。
- 優先度が高い順に Sharavathy 揚水計画、Varahi 揚水計画を開発する計画である。
- DPR 作成を bid ではなく WAPCOS に発注した。Sharavathy 揚水を含む 3 計画の PFR を WAPCOS がまず 3months でアップデートし、完了後、18months で Sharavathy の DPR を作成する計画である。
- KPCL によれば、調査工事、DPR の作成、承認取得手続、環境調査を全て WAPCOS のスコープとして発注。
- KPCL としては、Sharavathy、Varahi、Kali に関する EIA 調査を開始しておらず、全て WAPCOS 調査に依頼。いずれの事業も移転や土地収用は発生しないとみなしているが、これらの事業が保護区に入るかどうかについては現時点では不明としている。Varahi の一部は Someshwara Wildlife Sanctuary に含まれるが、影響について現時点で未検討。

(調査団としては、各調査内容の把握を WAPCOS より行う必要が今後あると思料。KPCL にも許可を得た。可変速導入の判断も一定程度 WAPCOS 主導と想定し、本打合せ後に WAPCOS と面談、現在情報収集に関し MOU を締結する予定としている。)

(3) West Bengal

- 1) 調査日程：2016年11月16日
- 2) 面談機関：WBSEDCL
- 3) 評価結果

Turga、その他揚水計画についての状況確認、方針協議を行った。相手方の見解は以下のとおり。

- DPR コスト修正完了。今後、2週間程度で、修正円借申請を WBSEDCL 財務部門→州電力省→中央 MOP 宛て提出する予定。定型手続 (Bilateral Financial Cooperation Application form) なので時間は要さない。
- DD 発注は、最速で2017年1月初頭の公示と予想。
- WBSEDCL からは (C.E.)、JICA の Purulia 事後評価ミッション等で WBSEDCL に来る機会に、円借款条件 (DD にも円借款を要望する場合、L/A 前の遡及的な適用は困難で DD の short list までしかできない、等) を州上層部に伝えてほしいとの強く調査団に要請。

面談の後、新任の Executive Director に面談相手であった現職 C.E.が昇進・就任したとの情報を得た。今後情勢が変化する可能性があると思われるため要注意と考えている。

(4) Meghalaya

- 1) 調査日程：2016年11月17～18日
- 2) 面談機関：MECL, MePGCL, Power Department of Meghalaya State Government,
- 3) 評価結果

JICA インド事務所殿より、Meghalaya 州から3地点の揚水発電計画があり一部 PFR が実施されているとの情報提供があったことから、第5次調査の対象として、Meghalaya 州 Shillong に赴き情報収集を行ったものである。聴取の結果、以前は同計画推進の方針であったが、現在は通常水力を推進する立場にあるとの事である。

- MECL としては、地形的に揚水発電に向けた地形があることは認識しているが、州として開発する意思はない。PFR はない。
- MECL の主眼 (Priority Area for development) は、流れ込み式の水力である。候補地点が多数あり開発の優先度は高いとしている。
- MECL の優先順位は
 - ✓ Umngot 210MW (TEC stage)
 - ✓ MHEP (Myntdu Leshka) 210MW (DPR stage)
 - ✓ Mawblei 75MW

MECL は上記への円借款要望を表明した。

- MECL は一方で、アルナチャルプラデシュ州の大規模水力をバングラデシュに送電する構想に基づき、バングラデシュ向けの国際関係線が Meghalaya 州を通過する事、州内の南部

国境沿いに 6 カ所 substation 設置計画がある事を利用して、400KV 送電網での国外売電計画を考えたいとの意向を表明した。を通す。Transmission Charge が収入と期待できる。

- 電力省 (Power Department of Meghalaya State Government) では揚水計画を認識していなかったが、調査団の説明を受けた後、JICA が無償で FS 調査実施するのであれば希望する旨発言している。

(調査団の見解としては、揚水案件の提案は前 MECL 部長 (Retired Director Generation (Ex-Director Generation), MECL) によるもので、揚水による国際連携線でのバングラデシュ売電を意図したものである。彼によれば在職時には MECL 内を揚水推進でまとめていたが現在は通常水力に転換した模様との事であるが、依然揚水推進を継続したい意向を示している。

調査団が調査した同州の電力事情としては、

- ✓ 現状の同州の available 容量は 493MW。州営水力 282MW、中央より 178MW アロケーションを受ける (Gas 105MW, thermal 73MW) 状態にある。
- ✓ MECL は同州が power surplus だと強調したが、同州全需要 1830MU に対し州の供給量 =860MU で、6 割を州外の NEEPCO 等から PPA 調達して成り立っている。
- ✓ よって、現状では州内電力需要に対しては揚水必要性の正当化は困難。
- ✓ 揚水導入する場合の構想はバングラデシュへの売電での経済揚水運用収益となるが、送電容量枠の確保も必要であるほか、現在の NEEPCO 等との PPA、新規 PPA の検討も必要であり、さらに経済揚水が成立ための cost-tariff 差額も、仮に前部長の主張する 3 INR/U (power purchase cost from CGU at 3 INR/U, Bangladesh power tariff at 6 INR/U) であれば厳しいと思料する。

以上の各州の面談結果に基づき、候補州、候補案件の見直しを実施した。現状では Bandhu を除外する。現状での対応方針としては、

- **Odisha** においては、NCEF 申請状況の追跡・確認が必要。
- **Tamil Nadu** においては、**Kundah** に対する円借款融資は TANGEDCO も困難としている。**Sillahalla** の設計落差の変更も困難。よって、以降の後続揚水を対象として継続監視することとなる。
- **Karnataka** においては、DPR 実施はすでに WAPCOS に決定。借款も円借款以外も想定している。DPR 時点からの設計受注は困難で、可変速等の導入推進には WAPCOS からの間接関与となる。
- **West Bengal** においては、**Bandhu** を ADB 借款とする方針を確認、組織内の変化があるまでは変更は困難。**Turga** も確実に円借款とするか州内、WSEDCL で確定していない可能性がある。

以下に、本調査によって入手した候補地点に関する詳細を記す。

(ただし、各州共、情報収集可能であった候補案件は主要な案件に限られている。従って、それら収集不能であった案件については、既に取得した情報に基づき以降の検討を実施している。)

6.2 候補案件 情報収集結果（揚水計画）

6.2.1 Odisha 州

(1) Upper Indravati 揚水計画

現在、本揚水計画の DPR を作成している WAPCOS から入手した情報によると、OHPC の社長は遅くとも 2017 年 5 月までに DPR を完成させる予定と話していたが、WAPCOS では目下 2017 年 6 月までに DPR を完成させることを目指して作業しているとのことである。DPR 完成後、OHPC は短期間で Techno-Economic Clearance、Forest Clearance や Environmental Clearance といった建設工事の実施に必要な許認可を取得し、土木工事と電機設備の契約をそれぞれ 2018 年、2019 年に締結し、工事開始から 4.5 年で本揚水発電所を運開させることを計画している。しかしながら、WAPCOS はこの OHPC の工程は非常に楽観的であると感じており、Turga 揚水発電計画などでの許認可取得の経験を踏まえると、許認可の取得にはもっと時間を要すると見なしている。

可変速機に関して、OHPC は WAPCOS に本発電計画に採用可能かどうか DPR 作成時に検討するよう要求している。また、WAPCOS の DPR 作成業務の中で、水車発電機の単機容量と台数を最適化することになっている。

2012 年に PFR が完成した後、PFR に含まれていなかった新設される下池と水路の基本レイアウトが 2014 年 4 月に完成しているが 2、変圧器室、スイッチヤード、ケーブルトンネル、換気トンネル、メインアクセストンネル、コントロール建屋などの配置は明らかにされていない。上記のレイアウトでは、地下発電所が沢状地形の下部に配置されているので、尾根状地形の下部に来るように再配置することが望ましい。また、社会環境面の影響低減の観点から、下池予定地に存在する寺院は移転すべきである。

6.2.2 Karnataka 州

(1) Sharavathy 揚水計画

2016 年 11 月に行われた KPCL との 2 回目の面談において、KPCL が Sharavathy、Varahi および Kali 揚水計画の PFR をアップデートする業務を WAPCOS に随意契約で発注したことが明らかになった。KPCL によると、WAPCOS との契約は PFR のアップデートだけでなく、DPR や EIA レポート作成とそれに係る調査、建設のために必要となる許認可取得のサポート業務も含まれる。PFR のアップデートは 2017 年 2 月に完了する予定であり、その後、DPR を 15～18 か月かけて作成する計画である。

Sharavathy 揚水計画は依然として Karnataka 州で最も優先度が高い揚水発電計画であり、その理由は上池、下池とも既存の貯水池を活用するので、新たに貯水池を造る必要が無いからである。KPCL は、貯水池の建設が不要なことから、建設工事は 5 年あれば十分であると見通している。

² OHPC, Conceptual Layout Development of Upper Indravati Pumped Storage Project (600 MW), April 2014

PFR のアップデートの中で、定格出力とピーク発電継続時間はそれぞれ 1,000 MW、10 時間として、計画の見直しが行われる予定である。

(2) Varahi 揚水計画

前述したとおり、Varahi 揚水発電計画の PFR のアップデートが現在行われており、2017 年 2 月に完了する予定である。この揚水発電計画は、Karnataka 州で揚水発電開発において、Sharavathy 揚水計画の次に位置する 2 番目に優先されるプロジェクトである。

おそらくサイトの一部が Someshwara Wildlife Sanctuary 内に存在すると推測されているが、本揚水発電計画によって、どの程度、上記の野生生物保護区に影響がもたらされるか、明確になっていない。

6.2.3 Tamil Nadu 州

(1) Sillahalla 揚水計画

2016 年 9 月に実施した TANGEDCO の 2 回目の面談において、上ダムならびに既設の Emerald 貯水池を結ぶ水路トンネルを建設する第 1 段階のための DPR、ならびに、上下の貯水池を結ぶ水路、発電所、開閉所などを建設する第 2 段階のための DPR 作成に必要な調査が予定より 1 か月遅れ、同年 10 月に完了する見込みとのことであった。

2 回目の面談において、TANGEDCO がポンプ水車を適用できない約 1,500 m もの高落差を、どのようにして乗り越えようとしているか判明した。TANGEDCO は発動発電機、ペルトン水車、多段ポンプから構成される機器を用いることを計画しており、欧州メーカーに一日の長がある。TANGEDCO によると、本邦企業である東芝を含む数社に、落差 1,500 m の揚水発電に適用する水車発電機の提案を依頼したが、VOITH のみが上記の機器を提案³してきたとのことであった。VOITH の提案では、TANGEDCO が提示した単機容量を 500 MW ではなく、250 MW と半減し、機器を 4 台から 8 台にするというものであった。しかしながら、VOITH の提案に示されている上記の機器の適用範囲によると、落差 1,500 m で出力 250 MW では適用範囲外なので、出力を更に 200 MW に落とす必要があるようかもしれない。いずれにせよ、挑戦的なプロジェクトであることに変わりがない。

VOITH が提案している機器は可変速機ではないが、プラントシステム全体で見ると、下池からポンプで汲み上げ、上池に送る水の一部を発電用水車に送水し発電することで、揚水運転時に入力調整を行うことができるシステムである。これにより、揚水から発電の連続運転が可能となっている⁴。

ところで、2016 年 10 月 21 日付の記事⁵によると、TANGEDCO は初めて、Renewable Purchase Obligation を果たすために、太陽光で発電された 500 MW の電気を購入する入札を公告した。ま

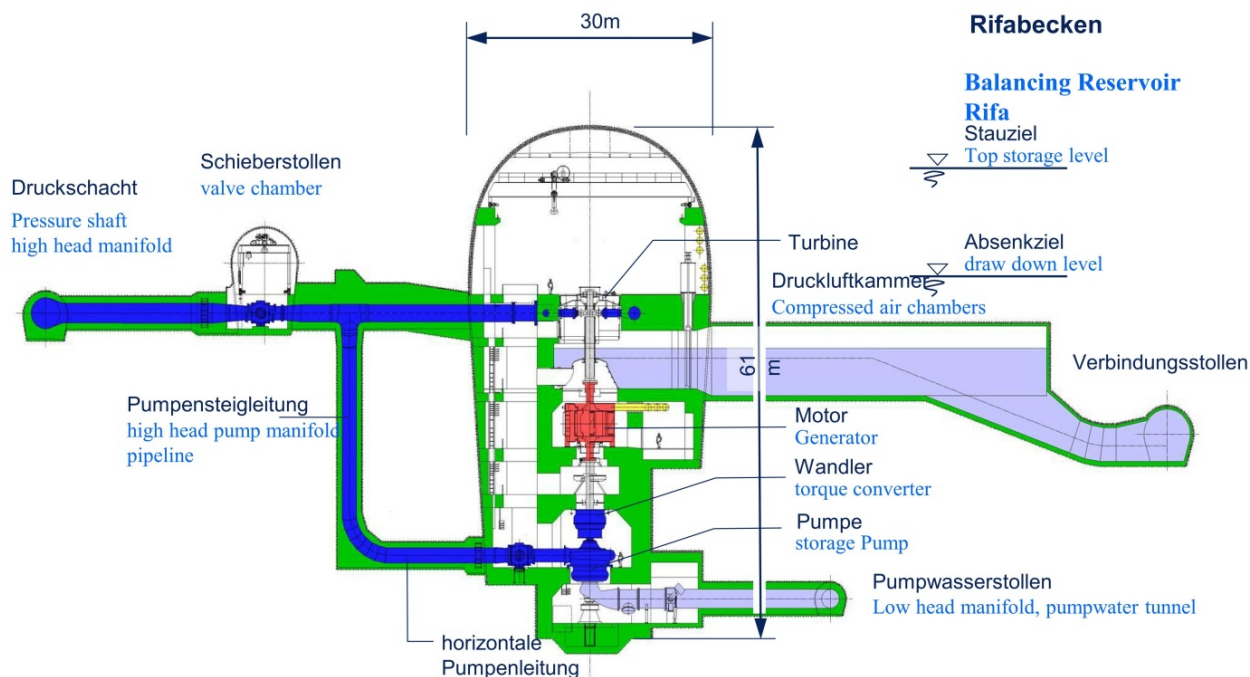
³ VOITH, Preliminary Hydraulic Layout – Sillahalla, November 2013

⁴ JICA, 可変速揚水発電技術適用可能性調査, 2012 年 1 月, p34

⁵ The Hindu,

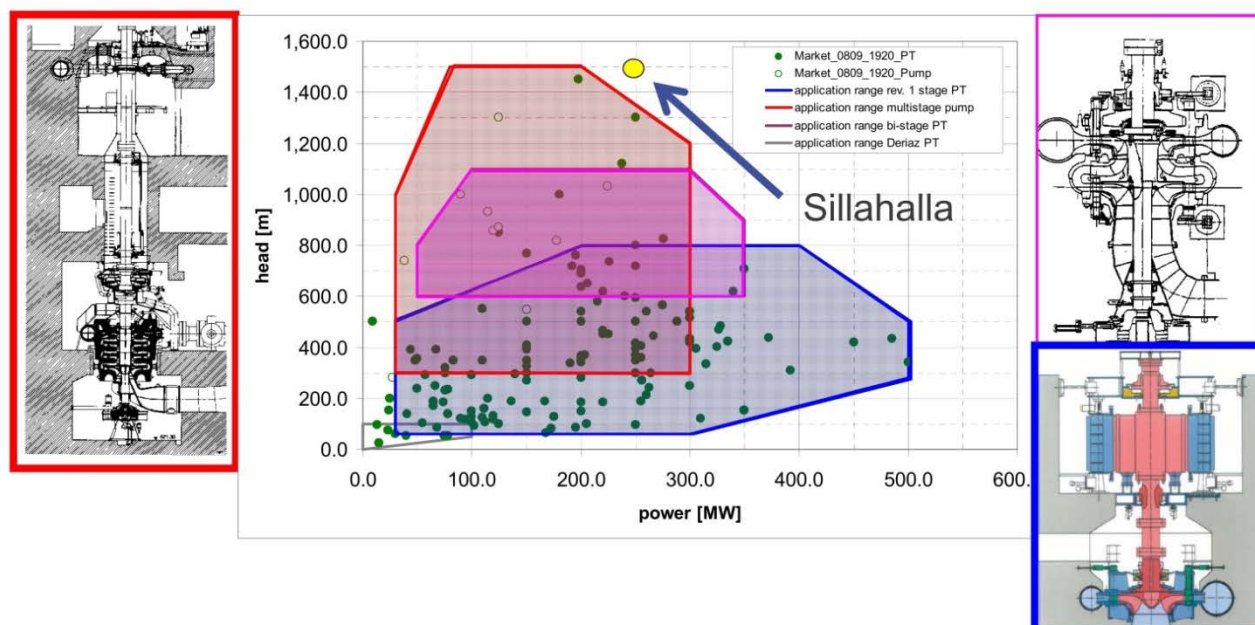
<http://www.thehindu.com/news/cities/chennai/tangedco-floats-tender-for-500-mw-solar-power/article9247902.ece>, 21st October 2016,

た、同記事によると、Renewable Purchase Obligation の目標に達するために、太陽光で発電された電気が 2016 年から 2017 年は約 1,200 MW、2017 年から 2018 年は約 2,400 MW 必要になると報道されている。このような状況を踏まえると、送電システムの安定のために、より多くの揚水発電所が必要になるとと思われる。



source: Presentation by illwerke vkw titled as Sustainable Hydropower Strategies for the Alpine Region 4th International Conference “Water in the Alps”

Figure 6.2.3-1 Longitudinal Section of KOPS II Powerhouse installed Ternary Set



source: Voith’s Proposal titled as “Preliminary Hydraulic Layout - Sillahalla”

Figure 6.2.3-2 Applicable Range of Pump and Pump-Turbine

調査団としては、Tamil Nadu の 1,500m の高落差揚水を追求するとは別に、より実現性の高い落差での複数地点の開発を行うべきとの提案を再度行っており、TANGEDCO としては経済性が見合えば検討する可能性を示唆していると認識している。同州の水力設計部門は高落差揚水の十分な技術・経験がないことから、これらの発掘段階から関与することで日本企業対応可能な落差での案件形成を誘導できる可能性はあると考えている。

6.2.4 West Bengal 州

(1) Turga 揚水計画

WBSEDCL は 2016 年 10 月 5 日に CEA から Turga 揚水発電計画へ Techno-Economic Clearance が与えられた旨が記されたレター⁶を受領した。これにより、WBSEDCL は、本揚水発電計画を円借款が貸与される候補プロジェクトとして、中長期の技術協力計画である「ローリングプラン」に加えることを要請することが可能になった。WBSEDCL は、次のステップとして、2016 年 11 月に本揚水発電計画の詳細設計ならびに施工監理を行く外国コンサルタントを選定する入札公告を行うことを希望している。その理由は、揚水発電を推し進めたい CEA による強い圧力を考慮し、速やかに詳細設計、入札図書の作成を実施したいためであるが、その業務に要する資金の調達先は未定である。

2回目の面談が行われた 2016 年 9 月時点では、懸案事項がまだいくつか存在した。Stage-1 Forest Clearance が取得できておらず、その結果、この Forest Clearance が必要となる 369 エーカーと 35 エーカーの土地の移転手続きが未完了であった。また、Expert Appraisal Committee が 2016 年 8 月 10 日に上記の Forest Clearance の取得を条件に Environmental Clearance を発行することを勧告しているが、Forest Clearance が取得できていないため、Environmental Clearance が与えられていない。

本揚水発電計画は、計画実現のために必要となるいくつかの Clearance を与えられていないが、インドにおいて、建設工事が始まっていない揚水発電計画の中では、最も進捗している揚水発電計画である。WBSEDCL は、円借款を借用して、本揚水発電所を開発することを強く望んでいる。加えて、本邦企業に技術的優位性がある可変速型可逆式ポンプ水車を 2 機設置することが決まっている。これらを踏まえると、本揚水発電計画は円借款を用いて開発する有望な揚水発電計画の 1 つと思われる。

(2) Bandhu 揚水計画

WBSEDCL は Bandhu 揚水発電計画を Turga 揚水発電計画の次に優先度が高いと見なしている。更なる情報を求めて JICA Study Team は WBSEDCL の Chairman 兼 Managing Director に面会することになっていたが、突然、中止となった。その理由は明言されなかったが、既に ADB が本揚水発電計画への融資することを念頭に接触しており、WBSEDCL の上層部は内々に ADB からの

⁶ CEA's Letter titled as "Turga Pumped Storage Project (4 x 250 MW=1,000 MW) in West Bengal by WBSEDCL at an Estimated Completion Cost of Rs.4,234.90 Crores at December 2014 PL including IDC of Rs.439.42 Crores – Issue of Concurrence" issued on 5th October 2016 (Letter No. 2/WB/22/CEA/2013-PAC/713-745)

融資を受入れる方向で合意しているとの情報もあり、本揚水発電計画について JICA と話し合うことはないと考えていると思われる。よって、JICA 調査団は、円借款を用いて開発する揚水発電計画として、本揚水発電計画をリストアップすることは不適當と思われる。

6.3 候補案件 情報収集結果（環境社会）

6.3.1 Upper Indravati 揚水発電事業

Upper Indravati 揚水発電事業は Kalahandi 県に位置する。既設の Indravati Dam が上池として用いられるため、新たな下池を建設する計画である。

(1) 環境現況

1) 土地利用

事業計画地周辺の土地利用は主に「耕作地」と「疎林」である。Final Report on Pre-Feasibility Study for Pumped Storage Scheme in Upper Indravati Hydro Electric Project, ODISHA (600 MW) (2012, OHPCL) によると、事業により約 80 ha の土地が水没する。事業に必要な用地はおおよそ 85 ha。土地収用面積は 25 ha になるとしている。CONCEPTUAL LAYOUT DEVELOPMENT (WAPCOS, 2014) によると、一つの寺院を除き移転は発生しない。

2) 保護区

現時点では事業計画とその周辺の保護区は確認されていない。

3) IUCN レッドリスト種

事業計画地は、アジアゾウの既知の生息域外に位置する。Integrated Biodiversity Assessment Tool (IBAT) 7 によると、グリッドセル 8 73197 の IUCN red list 種の数は 33 種で、内訳は絶滅危惧 IA 類(CR) 2 種, 絶滅危惧 IB 類 (EN) 5 種, 絶滅危惧 II 類 (VU) 13 種, 準絶滅危惧(NT) 10 種, and 情報不足(DD) 3 種である (Table 6.3.1-1 参照)。

Table 6.3.1-1 Protected Species recorded near Upper Indravati PS

Taxonomic group	Species	Common name	IUCN Red List Category ⁹
Birds	<i>Anhinga melanogaster</i>	Oriental Darter	NT
Birds	<i>Anthracoceros coronatus</i>	Malabar Pied Hornbill	NT
Birds	<i>Chaetornis striata</i>	Bristled Grassbird	VU
Birds	<i>Circus macrourus</i>	Pallid Harrier	NT
Birds	<i>Clanga clanga</i>	Greater Spotted Eagle	VU
Birds	<i>Clanga hastata</i>	Indian Spotted Eagle	VU
Birds	<i>Columba punicea</i>	Pale-capped Pigeon	VU
Birds	<i>Falco chicquera</i>	Red-headed Falcon	NT
Birds	<i>Gyps bengalensis</i>	White-rumped Vulture	CR
Birds	<i>Leptoptilos javanicus</i>	Lesser Adjutant	VU
Birds	<i>Limosa limosa</i>	Black-tailed Godwit	NT

⁷ “Protected Area and Key Biodiversity Area data downloaded from the Integrated Biodiversity Assessment Tool (IBAT) (<https://www.ibat-alliance.org/ibat-conservation>). Provided by BirdLife International, Conservation International, IUCN and UNEP-WCMC. Please contact ibat@birdlife.org for further information.”

⁸ One cell is hexagonal with 30km side.

⁹ CR: Extremely high risk of extinction in the wild./ EN: High risk of extinction in the wild./ VU: High risk of endangerment in the wild. /NT: Likely to become endangered in the near future. / DD: Not enough data to make an assessment of its risk of extinction.

Taxonomic group	Species	Common name	IUCN Red List Category ⁹
Birds	<i>Mycteria leucocephala</i>	Painted Stork	NT
Birds	<i>Neophron percnopterus</i>	Egyptian Vulture	EN
Birds	<i>Pelecanus philippensis</i>	Spot-billed Pelican	NT
Birds	<i>Psittacula eupatria</i>	Alexandrine Parakeet	NT
Birds	<i>Sarcogyps calvus</i>	Red-headed Vulture	CR
Birds	<i>Sterna acuticauda</i>	Black-bellied Tern	EN
Birds	<i>Sterna aurantia</i>	River Tern	NT
Birds	<i>Sypheotides indicus</i>	Lesser Florican	EN
Mammals	<i>Bos gaurus</i>	Gaur	VU
Mammals	<i>Cuon alpinus</i>	Dhole	EN
Mammals	<i>Hyaena hyaena</i>	Striped Hyaena	NT
Mammals	<i>Lutrogale perspicillata</i>	Smooth-coated Otter	VU
Mammals	<i>Manis crassicaudata</i>	Indian Pangolin	EN
Mammals	<i>Melursus ursinus</i>	Sloth Bear	VU
Mammals	<i>Prionailurus rubiginosus</i>	Rusty-spotted Cat	VU
Mammals	<i>Rusa unicolor</i>	Sambar	VU
Mammals	<i>Tetracerus quadricornis</i>	Four-horned Antelope	VU
Reptiles	<i>Crocodylus palustris</i>	Mugger	VU
Reptiles	<i>Eutropis innotata</i>	Blanford's Mabuya	DD
Reptiles	<i>Hemidactylus subtriadrus</i>	Madras Blotched Gecko	DD
Reptiles	<i>Ophiophagus hannah</i>	King Cobra	VU
Snails and Slugs	<i>Tricula gravelyi</i>		DD

source: IBAT (<https://www.ibat-alliance.org>)

4) 森林

事業計画地のほとんどは保安林(reserved forest)内に位置する(

Figure 6.3.1-2 参照)。森林承認が必要となる。

(2) 懸念される事項

事業計画地のほとんどが森林エリア内にある。そのため、森林承認を得るための時間がかかる。Kalahandi 県の人口に指定部族の占める割合は 28.50 %で、他の事業よりも比較的高い。移転が発生しなくても、指定部族の農業活動に影響を与える恐れがある。事業計画地は、日本外務省の「海外旅行安全情報」でレベル 2 (不要不急の渡航はやめてください) のエリア内にあるため、治安の面で懸念がある。

(3) 今後の実施すべきこと

森林承認手続きによる事業の遅れのリスクを下げるため、DPR 作成開始前に、事前環境承認 (Prior Environmental Clearance) を取得しておくことが望まれる (望まれた)。社会調査を行う際は、指定部族に十分注意を払う必要がある。生物調査を行う場合は、記録のある IUCN レッドリスト種の中から最も脆弱な種を特定したのち、詳細な生物調査を計画することが望ましい。



Figure 6.3.1-1 Satellite Image of Upper Indravati PSP

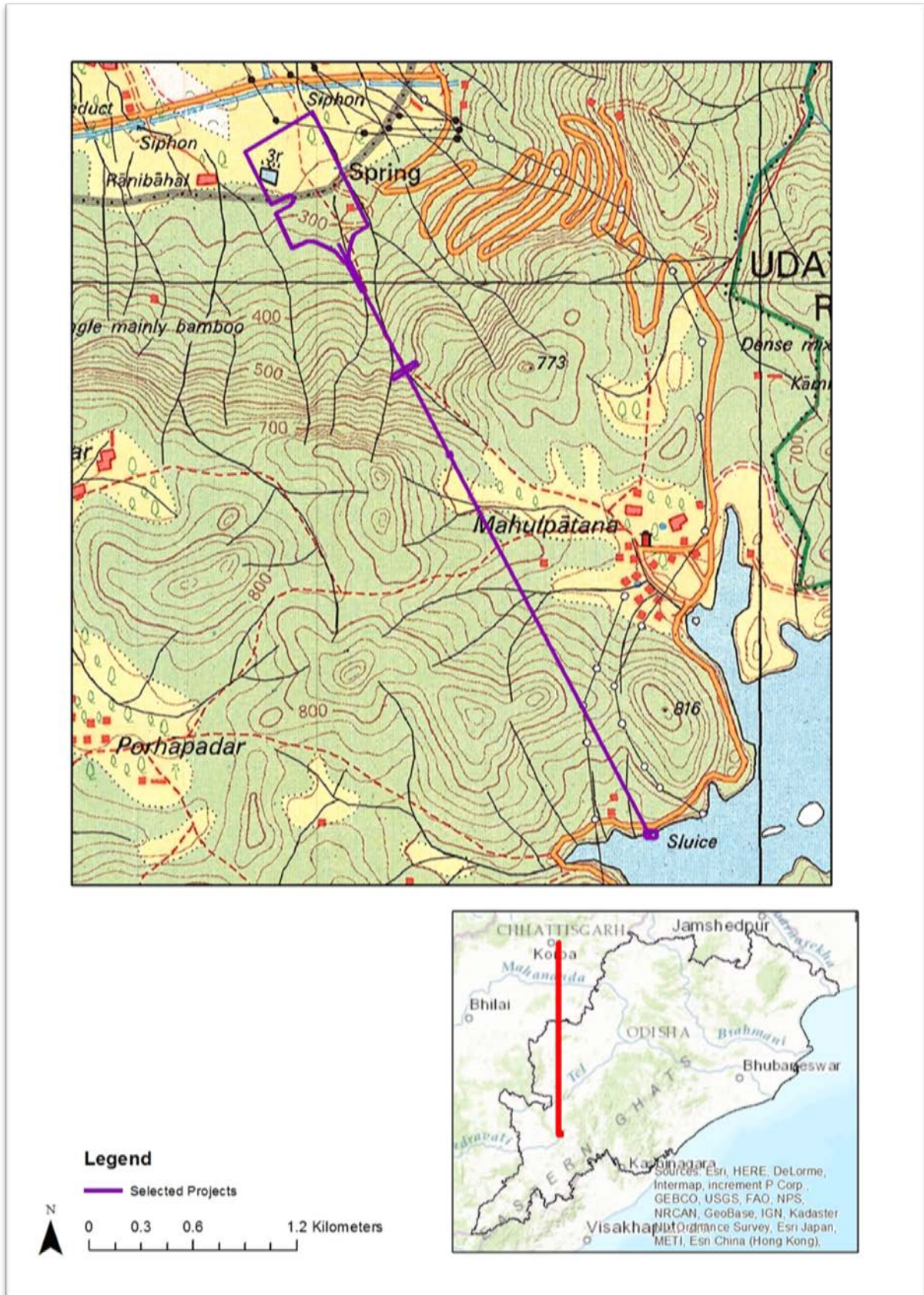


Figure 6.3.1-2 Forest land of Upper Indravati PSP

6.3.2 Upper Kolab 揚水発電事業

Upper Kolab 揚水発電事業は Koraput 県に位置する。既設の Kolab dam と農業用ため池が用いられるため、新たな貯水池は建設しない計画である。

(1) 環境現況

1) 土地利用

事業計画地周辺の土地利用は主に「耕作地」と「疎林」である。“Final Report on Pre-Feasibility Study for Pumped Storage Scheme in Upper Kolab Hydro Electric Project ODISHA (320 MW)” (OHPCL, 2012) によると、取水口と放流設備の近くで、数軒の移転家屋が発生する。事業に必要な用地はおおよそ 65 ha。

2) 保護区

事業は、いずれの保護区にも影響を与えない。

3) IUCN レッドリスト種

事業計画地は、アジアゾウとベンガルトラの既知の生息域外に位置する。IBAT によると、事業計画地の位置するグリッドセル 73196 番には、絶滅危惧種 (CR, EN, VU)、純絶滅危惧種 (NT)、情報不足種(DD)が 35 種存在する(Table 6.3.2-1 参照)。

Table 6.3.2-1 Protected Species recorded near Upper Kolab PSP

Taxonomic group	Species	Common name	IUCN Red List Category
Birds	<i>Anhinga melanogaster</i>	Oriental Darter	NT
Birds	<i>Anthracoceros coronatus</i>	Malabar Pied Hornbill	NT
Birds	<i>Aythya nyroca</i>	Ferruginous Duck	NT
Birds	<i>Chaetornis striata</i>	Bristled Grassbird	VU
Birds	<i>Circus macrourus</i>	Pallid Harrier	NT
Birds	<i>Clanga clanga</i>	Greater Spotted Eagle	VU
Birds	<i>Clanga hastata</i>	Indian Spotted Eagle	VU
Birds	<i>Columba punicea</i>	Pale-capped Pigeon	VU
Birds	<i>Ephippiorhynchus asiaticus</i>	Black-necked Stork	NT
Birds	<i>Falco chicquera</i>	Red-headed Falcon	NT
Birds	<i>Gyps bengalensis</i>	White-rumped Vulture	CR
Birds	<i>Limosa limosa</i>	Black-tailed Godwit	NT
Birds	<i>Mycteria leucocephala</i>	Painted Stork	NT
Birds	<i>Neophron percnopterus</i>	Egyptian Vulture	EN
Birds	<i>Pelecanus philippensis</i>	Spot-billed Pelican	NT
Birds	<i>Psittacula eupatria</i>	Alexandrine Parakeet	NT
Birds	<i>Sarcogyps calvus</i>	Red-headed Vulture	CR
Birds	<i>Sterna acuticauda</i>	Black-bellied Tern	EN
Birds	<i>Sterna aurantia</i>	River Tern	NT

Birds	<i>Sypheotides indicus</i>	Lesser Florican	EN
Fishes	<i>Anguilla bengalensis</i>	Indian Mottled Eel	NT
Fishes	<i>Anguilla bicolor</i>	Shortfin Eel	NT
Mammals	<i>Bos gaurus</i>	Gaur	VU
Mammals	<i>Cuon alpinus</i>	Dhole	EN
Mammals	<i>Lutrogale perspicillata</i>	Smooth-coated Otter	VU
Mammals	<i>Manis crassicaudata</i>	Indian Pangolin	EN
Mammals	<i>Melursus ursinus</i>	Sloth Bear	VU
Mammals	<i>Prionailurus rubiginosus</i>	Rusty-spotted Cat	VU
Mammals	<i>Rusa unicolor</i>	Sambar	VU
Mammals	<i>Tetracerus quadricornis</i>	Four-horned Antelope	VU
Reptiles	<i>Crocodylus palustris</i>	Mugger	VU
Reptiles	<i>Eutropis innotata</i>	Blanford's Mabuya	DD
Reptiles	<i>Geckoella jeyporensis</i>	Jeypore Ground Gecko	CR
Reptiles	<i>Hemidactylus subtriadrus</i>	Madras Blotched Gecko	DD
Reptiles	<i>Ophiophagus hannah</i>	King Cobra	VU

source: IBAT (<https://www.ibat-alliance.org>)

4) 森林

取水口、放水施設とサージタンク周辺で保安林(Reserved forest)が影響を受ける(Figure 6.3.2-2 参照)。影響を受ける森林の面積は不明。

(2) 懸念される事項

Koraput 県の人口に指定部族の占める割合は 56.56 % と他の事業と比較しても非常に高い。そのため、指定部族への影響が懸念される。事業計画地は、日本外務省の「海外旅行安全情報」でレベル 2(不要不急の渡航はやめてください)のエリア内にある。そのため、事業を実施するうえで治安上のリスクが高い。

(3) 今後の実施すべきこと

事業に大きな影響を与えかねない環境リスクを避けるため、PFR 作成段階後、DPR 作成前に事前環境承認(Prior Environmental Clearance (Site Clearance))を受けることが望ましい。EIA 調査の際は、IUCN レッドリスト種のうち何種かに絞って詳細な調査を実施することが望ましい。地元の住民と協議する場合は、指定部族に十分注意することが必要である。

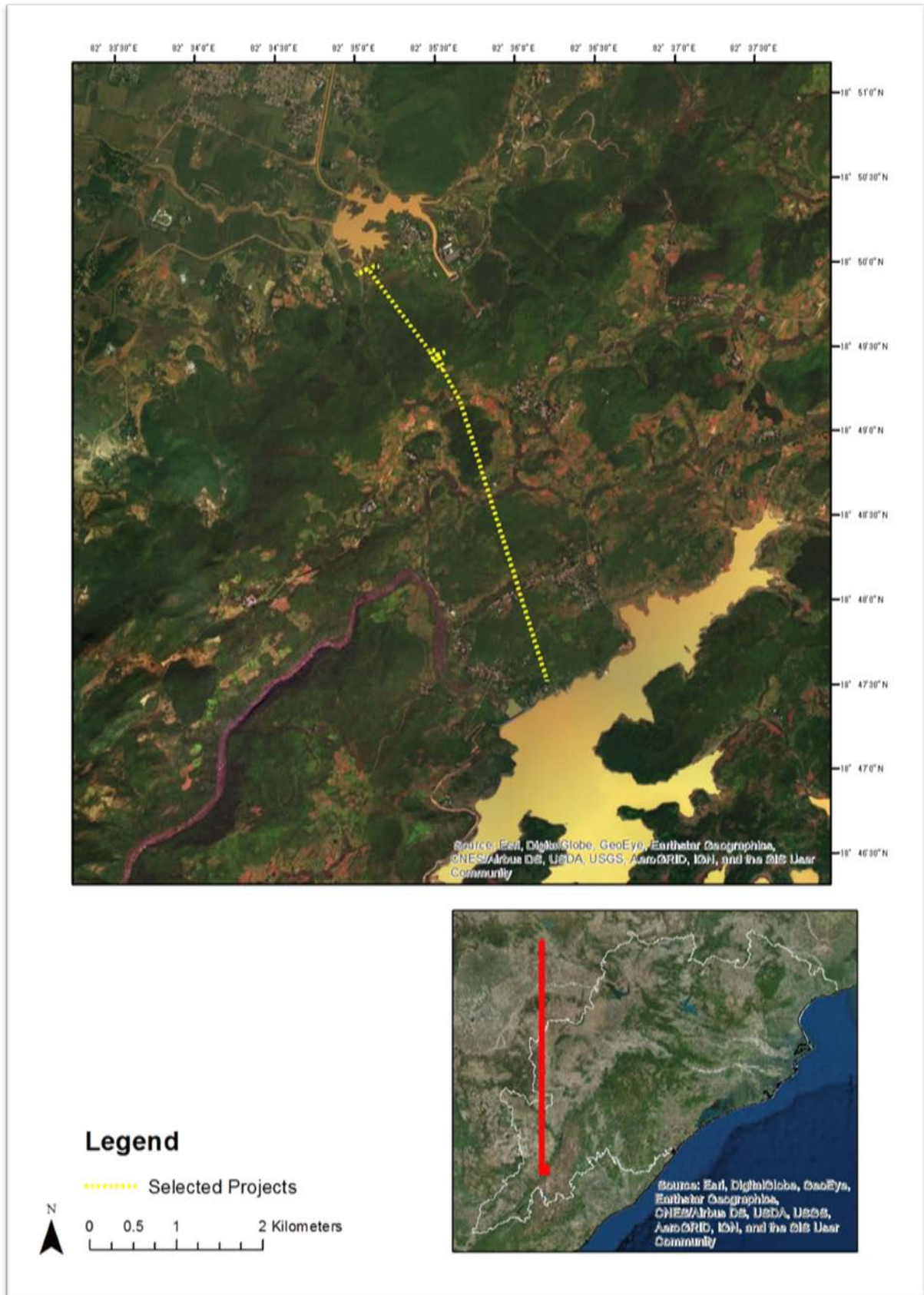


Figure 6.3.2-1 Satellite Image of Upper Kolab PSP

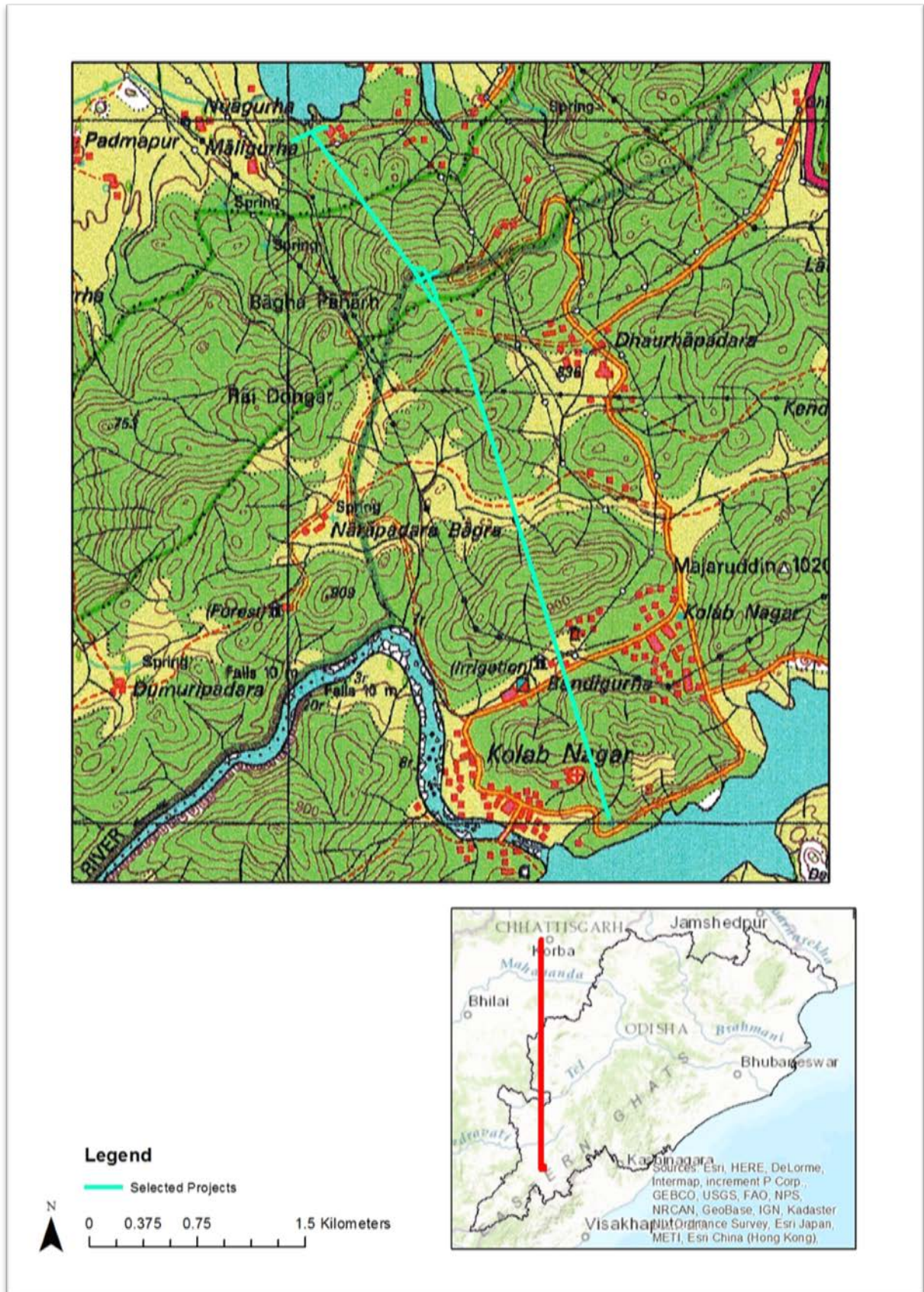


Figure 6.3.2-2 Forest land near Upper Kolab PSP

6.3.3 Sharavathy 揚水発電事業

Sharavathy 揚水発電事業は Shimoga 県に位置する。Talakalale Reservoir が上池に、Gerusoppa reservoir が下池に用いられるため、新たに貯水池を建設しない計画である。

(1) 環境現況

1) 土地利用

事業計画地周辺の土地利用は主に「混交林」と「常緑針葉樹林」である。事業による移転や土地収用の情報は不明である。

2) 保護区

事業計画地は、Sharavathi Valley Sanctuary、EBA、生物多様性ホットスポット内にあり、KBA から 5km の距離にある。

3) IUCN レッドリスト種

事業計画地は、ベンガルトラとアジアゾウの既知の生息域内に位置する。IBAT によると事業計画地の位置するグリッド 70592 には、絶滅危惧種(CR, EN, VU)、純絶滅危惧種(NT)、情報不足種が 59 種確認されている (See Table 6.3.3-1)

Table 6.3.3-1 Protected Species recorded near Sharavathy PSP

Taxonomic group	Species	Common name	IUCN Red List Category
Amphibians	<i>Micrixalus saxicola</i>	Malabar Tropical Frog	VU
Amphibians	<i>Philautus neelanethrus</i>		EN
Birds	<i>Amandava formosa</i>	Green Avadavat	VU
Birds	<i>Anhinga melanogaster</i>	Oriental Darter	NT
Birds	<i>Anthracoceros coronatus</i>	Malabar Pied Hornbill	NT
Birds	<i>Aythya nyroca</i>	Ferruginous Duck	NT
Birds	<i>Buceros bicornis</i>	Great Hornbill	NT
Birds	<i>Chaetornis striata</i>	Bristled Grassbird	VU
Birds	<i>Ciconia episcopus</i>	Asian Woollyneck	VU
Birds	<i>Circus macrourus</i>	Pallid Harrier	NT
Birds	<i>Clanga hastata</i>	Indian Spotted Eagle	VU
Birds	<i>Columba elphinstonii</i>	Nilgiri Woodpigeon	VU
Birds	<i>Ephippiorhynchus asiaticus</i>	Black-necked Stork	NT
Birds	<i>Esacus recurvirostris</i>	Great Thick-knee	NT
Birds	<i>Eumyias albicaudatus</i>	Nilgiri Flycatcher	NT
Birds	<i>Falco chicquera</i>	Red-headed Falcon	NT
Birds	<i>Gallinago nemoricola</i>	Wood Snipe	VU
Birds	<i>Gyps bengalensis</i>	White-rumped Vulture	CR
Birds	<i>Gyps indicus</i>	Indian Vulture	CR
Birds	<i>Ichthyophaga ichthyaetus</i>	Grey-headed Fish-eagle	NT
Birds	<i>Leptoptilos javanicus</i>	Lesser Adjutant	VU
Birds	<i>Limosa limosa</i>	Black-tailed Godwit	NT
Birds	<i>Mycteria leucocephala</i>	Painted Stork	NT

Taxonomic group	Species	Common name	IUCN Red List Category
Birds	<i>Neophron percnopterus</i>	Egyptian Vulture	EN
Birds	<i>Numenius arquata</i>	Eurasian Curlew	NT
Birds	<i>Phylloscopus tytleri</i>	Tytler's Leaf-warbler	NT
Birds	<i>Psittacula eupatria</i>	Alexandrine Parakeet	NT
Birds	<i>Pycnonotus priocephalus</i>	Grey-headed Bulbul	NT
Birds	<i>Pycnonotus xantholaemus</i>	Yellow-throated Bulbul	VU
Birds	<i>Sarcogyps calvus</i>	Red-headed Vulture	CR
Birds	<i>Sterna acuticauda</i>	Black-bellied Tern	EN
Birds	<i>Sterna aurantia</i>	River Tern	NT
Birds	<i>Sypheotides indicus</i>	Lesser Florican	EN
Birds	<i>Threskiornis melanocephalus</i>	Black-headed Ibis	NT
Fishes	<i>Anguilla bicolor</i>	Shortfin Eel	NT
Fishes	<i>Labeo potail</i>	Deccan Labeo	EN
Fishes	<i>Tor khudree</i>	Black Mahseer	EN
Mammals	<i>Bos gaurus</i>	Gaur	VU
Mammals	<i>Cuon alpinus</i>	Dhole	EN
Mammals	<i>Elephas maximus</i>	Asian Elephant	EN
Mammals	<i>Hyaena hyaena</i>	Striped Hyaena	NT
Mammals	<i>Lutrogale perspicillata</i>	Smooth-coated Otter	VU
Mammals	<i>Macaca silenus</i>	Lion-tailed Macaque	EN
Mammals	<i>Manis crassicaudata</i>	Indian Pangolin	EN
Mammals	<i>Melursus ursinus</i>	Sloth Bear	VU
Mammals	<i>Panthera pardus</i>	Leopard	NT
Mammals	<i>Panthera tigris</i>	Tiger	EN
Mammals	<i>Prionailurus rubiginosus</i>	Rusty-spotted Cat	VU
Mammals	<i>Rusa unicolor</i>	Sambar	VU
Mammals	<i>Semnopithecus hypoleucos</i>	Black-footed Gray Langur	VU
Mammals	<i>Tetracerus quadricornis</i>	Four-horned Antelope	VU
Other invertebrates	<i>Thrigmopoeus insignis</i>	Notable Large Burrowing Spider	VU
Other invertebrates	<i>Thrigmopoeus truculentus</i>	Karwar Large Burrowing Spider	NT
Reptiles	<i>Boiga beddomei</i>	Beddome's Cat Snake	DD
Reptiles	<i>Cnemaspis heteropholis</i>	Gund Day Gecko	NT
Reptiles	<i>Cnemaspis indraneildasii</i>	Das's Day Gecko	VU
Reptiles	<i>Crocodylus palustris</i>	Mugger	VU
Reptiles	<i>Dendrelaphis chairecacos</i>		DD
Reptiles	<i>Ophiophagus hannah</i>	King Cobra	VU

source: IBAT (<https://www.ibat-alliance.org>)

4) 森林

影響を受ける保護林の正確な位置は不明である。地形図（Figure 6.3.3-4 参照）と衛星画像（Figure 6.3.3-1 参照）を見ると、保安林が影響を受ける可能性が高いと推測される。

(2) 懸念される事項

事業計画地は、インド国による一つの保護区と、国際的な二つの保護区内に位置する。そのため、生態系に対する影響が最も懸念される。ベンガルトラとアジアゾウを含む保護生物に与える影響も大きいと推測される。指定部族や移転影響はそれほど重大な問題にはならないであろう。

(3) 今後の実施すべきこと

Prior Environmental Clearance (Site Clearance) の段階であっても、詳細な生物調査を実施することが望まれる。特にベンガルトラとアジアゾウの調査が必要である。これら調査結果を基に DPR 段階で影響回避を行うことで、予防的措置を講ずることが可能になる。野生生物保護区(Wildlife Sanctuary)には、環境承認、森林承認だけでなく、野生生物承認も必要になる。

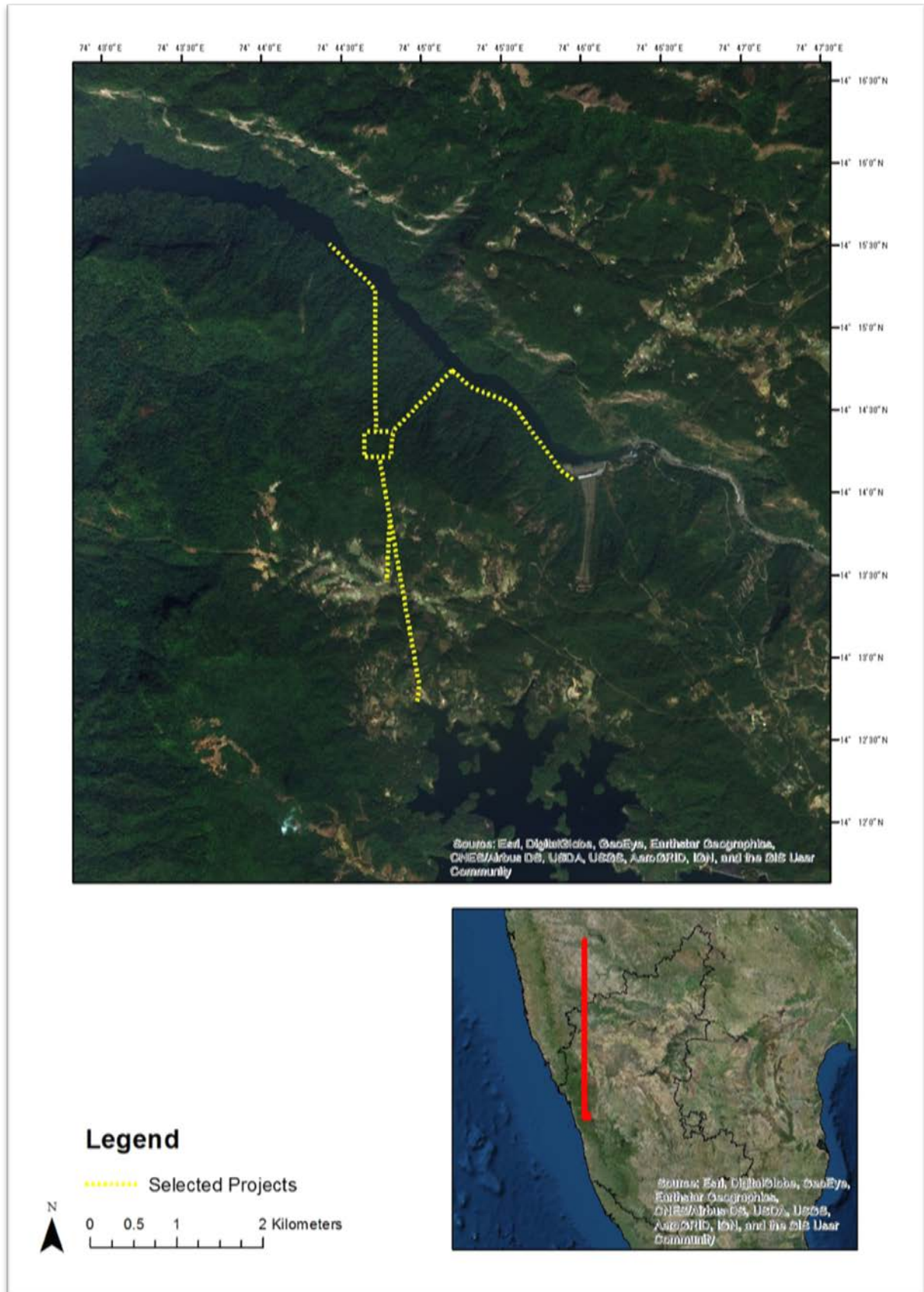
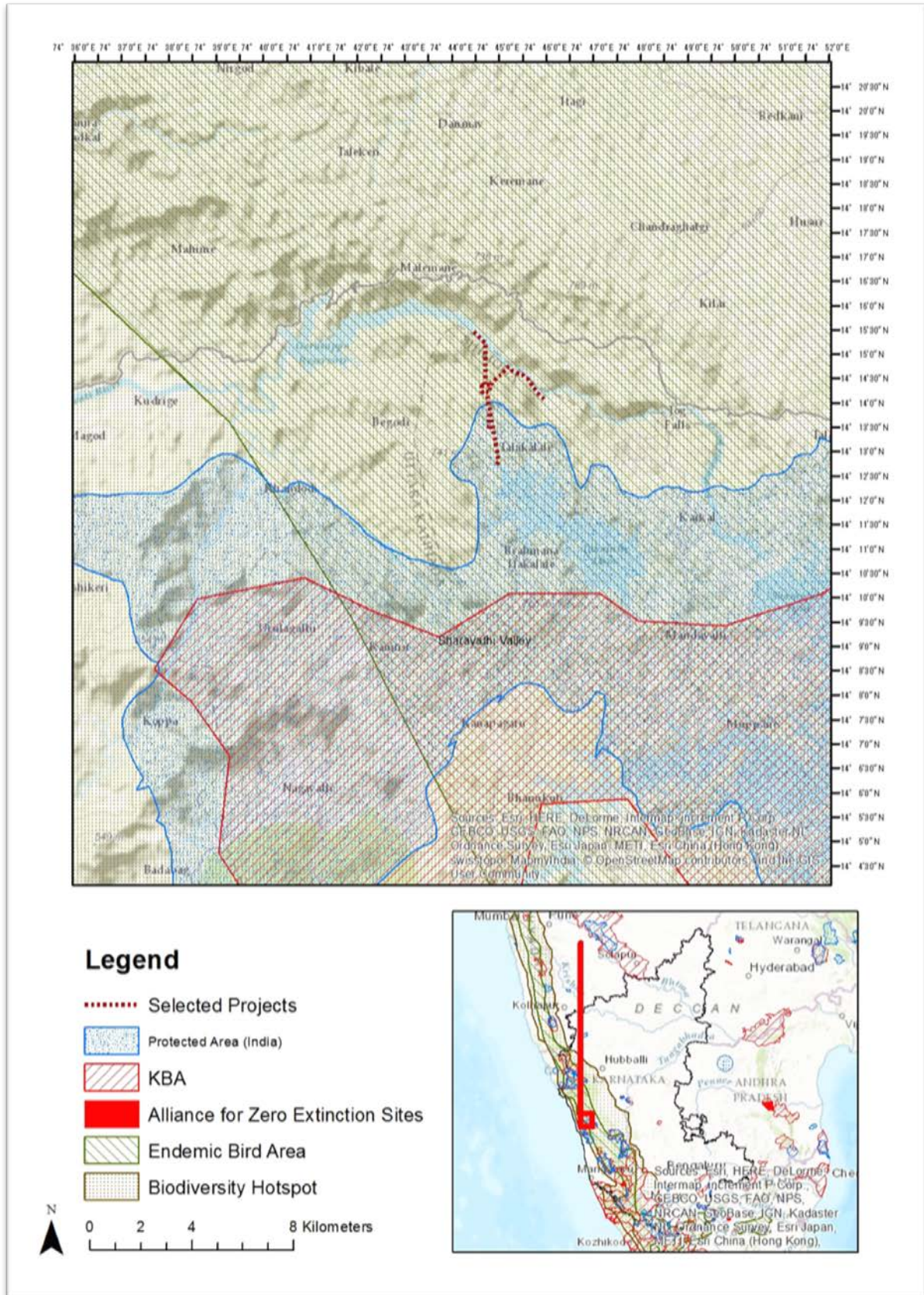
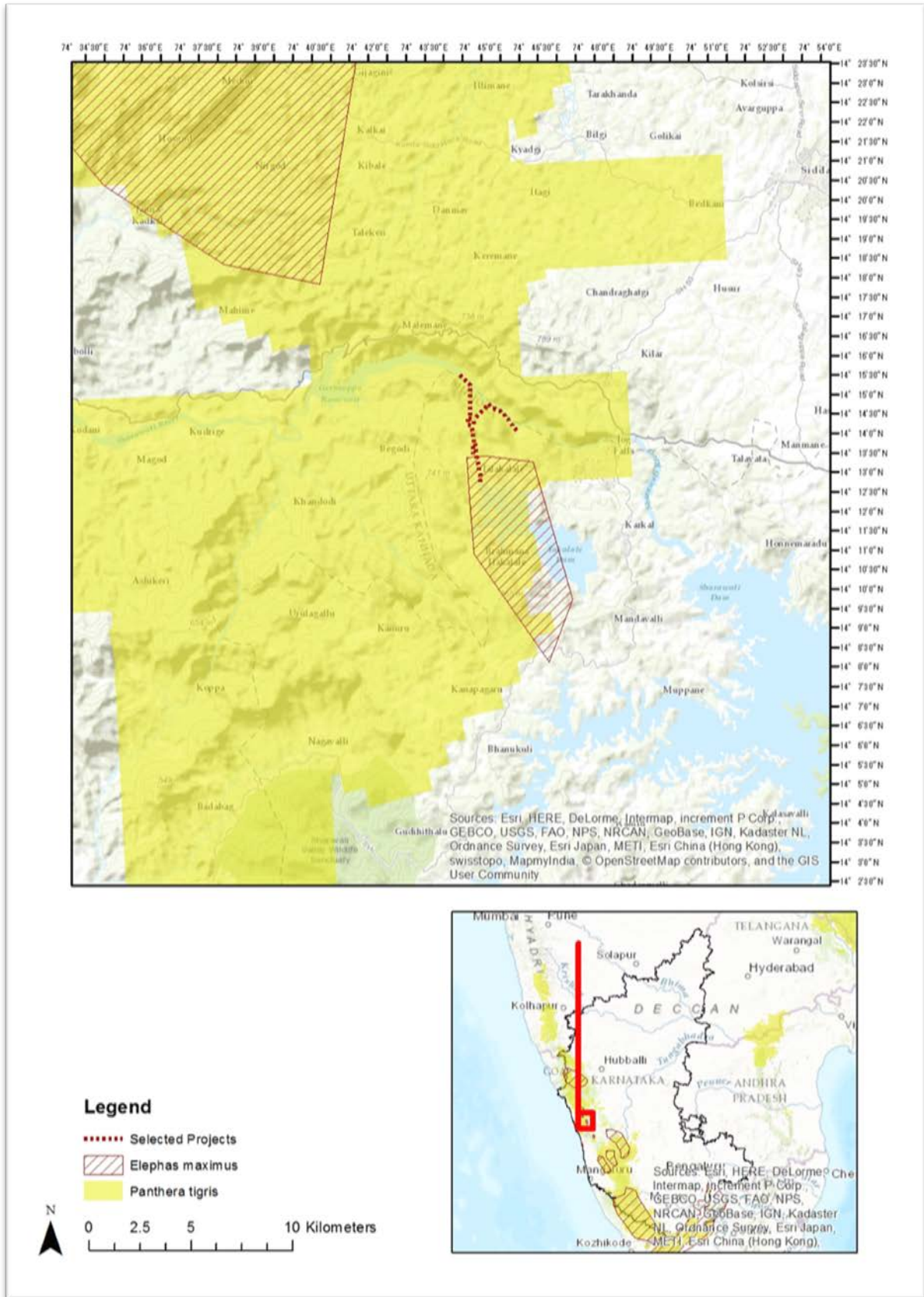


Figure 6.3.3-1 Satellite Image of Sharavathy PSP



source IBAT (<https://www.ibat-alliance.org>)

Figure 6.3.3-2 Protected Areas of Sharavathy PSP



source: IUCN (<http://www.iucnredlist.org/>)

Figure 6.3.3-3 Tiger and Elephant habitats around Sharavathy PSP

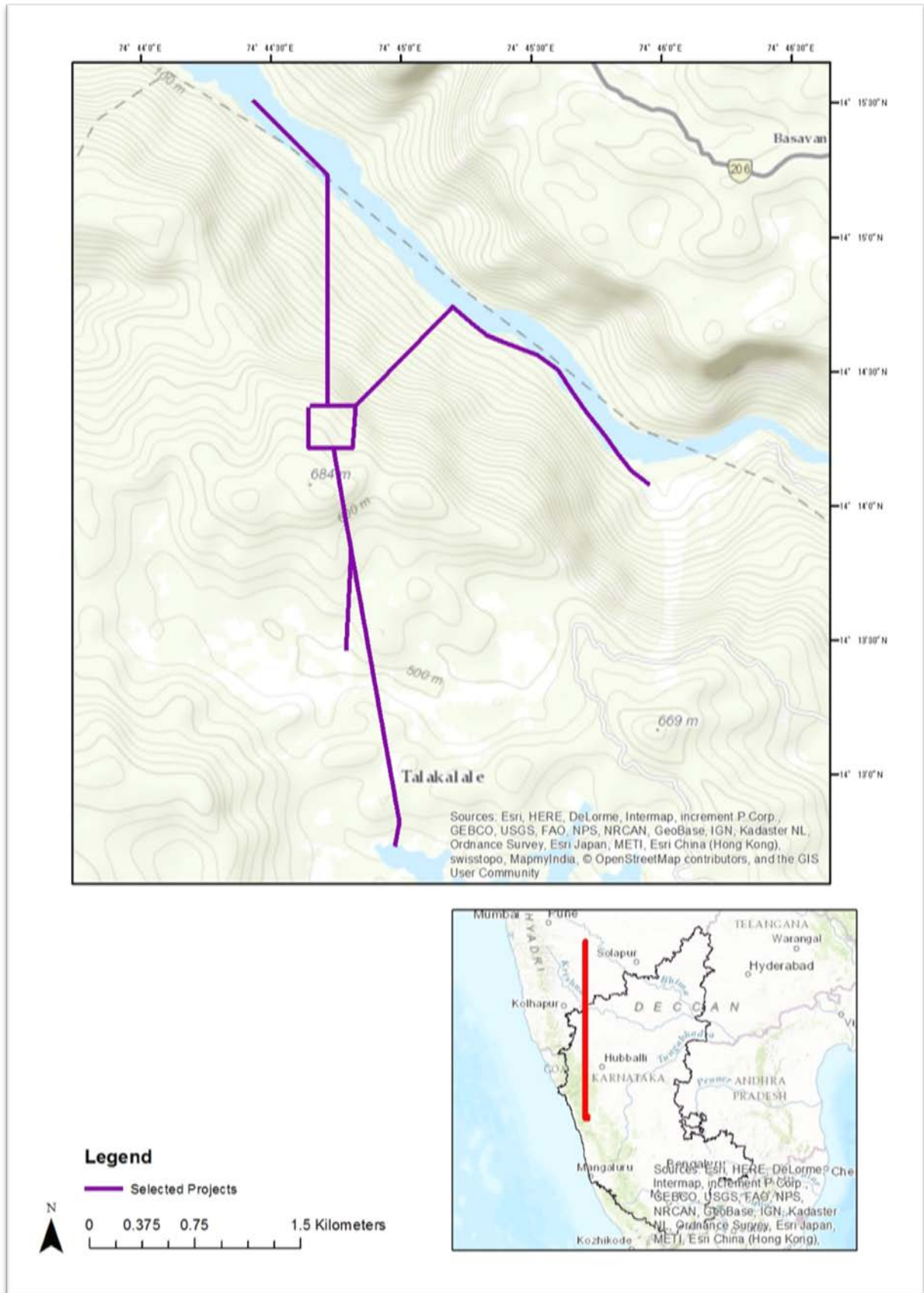


Figure 6.3.3-4 Topographical map of Sharavathy PSP

6.3.4 Varahi 揚水発電事業

Varahi 揚水発電事業は Udupi 県 と Shimoga 県に位置する。Varahi reservoir を上池に用い、新たに下池を建設する計画である。

(1) 環境現況

1) 土地利用

事業計画地周辺の土地利用は主に「混交林」である。事業による移転や土地収用の情報は不明である。

2) 保護区

事業計画地は、生物多様性ホットスポット内に位置し、Mookambika Sanctuary と Western Ghats World Heritage Site から 10 km のところにある。

3) IUCN レッドリスト種

事業計画地は、ベンガルトラの既知の生息域から 2.3 km に位置する。IBAT によると事業計画地の位置するグリッドセル 70673 で記録のある保護生物には、絶滅危惧種(CR, EN, VU)、純絶滅危惧種(NT)と情報不足種(DD)を合わせて 99 種が挙げられている(Table 6.3.4-1 参照)。

Table 6.3.4-1 Protected Species recorded near Varahi PSP

Taxonomic group	Species	Common name	IUCN Red List Category
Amphibians	<i>Clinotarsus curtipes</i>		NT
Amphibians	<i>Hylarana aurantiaca</i>		VU
Amphibians	<i>Hylarana temporalis</i>		NT
Amphibians	<i>Indirana brachytarsus</i>		EN
Amphibians	<i>Nyctibatrachus aliciae</i>		EN
Amphibians	<i>Nyctibatrachus major</i>		VU
Amphibians	<i>Nyctibatrachus sanctipalustris</i>		EN
Amphibians	<i>Philautus neelanethrus</i>		EN
Amphibians	<i>Ramanella montana</i>		NT
Birds	<i>Amandava formosa</i>	Green Avadavat	VU
Birds	<i>Anhinga melanogaster</i>	Oriental Darter	NT
Birds	<i>Anthracoceros coronatus</i>	Malabar Pied Hornbill	NT
Birds	<i>Aythya nyroca</i>	Ferruginous Duck	NT
Birds	<i>Buceros bicornis</i>	Great Hornbill	NT
Birds	<i>Chaetornis striata</i>	Bristled Grassbird	VU
Birds	<i>Ciconia episcopus</i>	Asian Woollyneck	VU
Birds	<i>Circus macrourus</i>	Pallid Harrier	NT
Birds	<i>Clanga hastata</i>	Indian Spotted Eagle	VU
Birds	<i>Columba elphinstonii</i>	Nilgiri Woodpigeon	VU
Birds	<i>Ephippiorhynchus asiaticus</i>	Black-necked Stork	NT
Birds	<i>Esacus recurvirostris</i>	Great Thick-knee	NT
Birds	<i>Eumyias albicaudatus</i>	Nilgiri Flycatcher	NT
Birds	<i>Falco chicquera</i>	Red-headed Falcon	NT
Birds	<i>Gallinago nemoricola</i>	Wood Snipe	VU

Taxonomic group	Species	Common name	IUCN Red List Category
Birds	<i>Gyps bengalensis</i>	White-rumped Vulture	CR
Birds	<i>Gyps indicus</i>	Indian Vulture	CR
Birds	<i>Ichthyophaga ichthyaetus</i>	Grey-headed Fish-eagle	NT
Birds	<i>Leptoptilos javanicus</i>	Lesser Adjutant	VU
Birds	<i>Limosa limosa</i>	Black-tailed Godwit	NT
Birds	<i>Mycteria leucocephala</i>	Painted Stork	NT
Birds	<i>Neophron percnopterus</i>	Egyptian Vulture	EN
Birds	<i>Numenius arquata</i>	Eurasian Curlew	NT
Birds	<i>Pelecanus philippensis</i>	Spot-billed Pelican	NT
Birds	<i>Phylloscopus tyleri</i>	Tytler's Leaf-warbler	NT
Birds	<i>Psittacula eupatria</i>	Alexandrine Parakeet	NT
Birds	<i>Pycnonotus priocephalus</i>	Grey-headed Bulbul	NT
Birds	<i>Pycnonotus xantholaemus</i>	Yellow-throated Bulbul	VU
Birds	<i>Sarcogyps calvus</i>	Red-headed Vulture	CR
Birds	<i>Sterna acuticauda</i>	Black-bellied Tern	EN
Birds	<i>Sterna aurantia</i>	River Tern	NT
Birds	<i>Sypheotides indicus</i>	Lesser Florican	EN
Fishes	<i>Anguilla bicolor</i>	Shortfin Eel	NT
Fishes	<i>Labeo potail</i>	Deccan Labeo	EN
Fishes	<i>Tor khudree</i>	Black Mahseer	EN
Mammals	<i>Bos gaurus</i>	Gaur	VU
Mammals	<i>Cuon alpinus</i>	Dhole	EN
Mammals	<i>Elephas maximus</i>	Asian Elephant	EN
Mammals	<i>Herpestes fuscus</i>	Indian Brown Mongoose	VU
Mammals	<i>Hyaena hyaena</i>	Striped Hyaena	NT
Mammals	<i>Lutrogale perspicillata</i>	Smooth-coated Otter	VU
Mammals	<i>Macaca silenus</i>	Lion-tailed Macaque	EN
Mammals	<i>Manis crassicaudata</i>	Indian Pangolin	EN
Mammals	<i>Melursus ursinus</i>	Sloth Bear	VU
Mammals	<i>Panthera pardus</i>	Leopard	NT
Mammals	<i>Panthera tigris</i>	Tiger	EN
Mammals	<i>Platacanthomys lasiurus</i>	Malabar Spiny Tree Mouse	VU
Mammals	<i>Prionailurus rubiginosus</i>	Rusty-spotted Cat	VU
Mammals	<i>Rusa unicolor</i>	Sambar	VU
Mammals	<i>Semnopithecus hypoleucos</i>	Black-footed Gray Langur	VU
Mammals	<i>Tetracerus quadricornis</i>	Four-horned Antelope	VU
Other invertebrates	<i>Thrigmopoeus insignis</i>	Notable Large Burrowing Spider	VU
Other invertebrates	<i>Thrigmopoeus truculentus</i>	Karwar Large Burrowing Spider	NT
Reptiles	<i>Boiga beddomei</i>	Beddome's Cat Snake	DD
Reptiles	<i>Cnemaspis heteropholis</i>	Gund Day Gecko	NT
Reptiles	<i>Cnemaspis indraneildasii</i>	Das's Day Gecko	VU
Reptiles	<i>Crocodylus palustris</i>	Mugger	VU
Reptiles	<i>Ophiophagus hannah</i>	King Cobra	VU
Reptiles	<i>Plectrurus aureus</i>	Kerala Burrowing Snake	DD
Reptiles	<i>Plectrurus canarius</i>	Karnataka Burrowing Snake	DD

source: IBAT (<https://www.ibat-alliance.org>)

4) 森林

影響を受ける保安林の正確な位置は不明である。地形図 (Figure 6.3.4-4)、衛星画像 (Figure 6.3.4-1) から推測すると、保安林が影響を受ける可能性がある。

(2) 懸念される事項

本事業は、生物多様性ホットスポット内に位置し、ベンガルトラとアジアゾウを含む 65 種の IUCN レッドリスト種が報告されているため、生物多様性に与える影響が最も懸念される。社会環境は、それほど大きな問題にはならないであろう。

(3) 今後の実施すべきこと

事業設計の初期の段階で詳細な生物調査を行うことが最も重要である。詳細な生物調査の後、IUCN レッドリスト種の重要なハビタットを設計段階で回避する必要がある。事業計画地はサンクチュアリの外に位置するものの、生物に十分配慮した設計を行わないと、環境承認や森林承認を取得することが困難になるであろう。

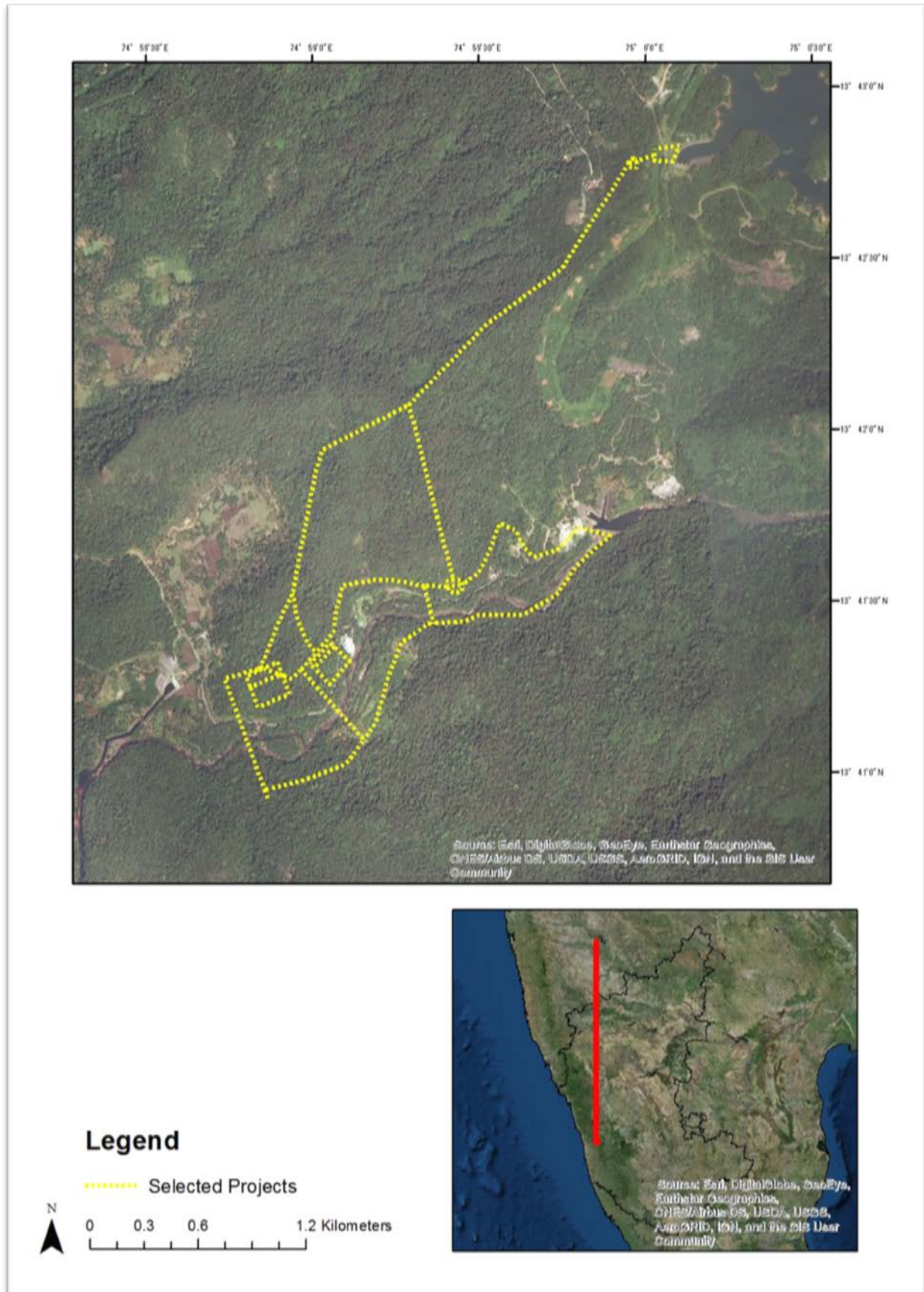
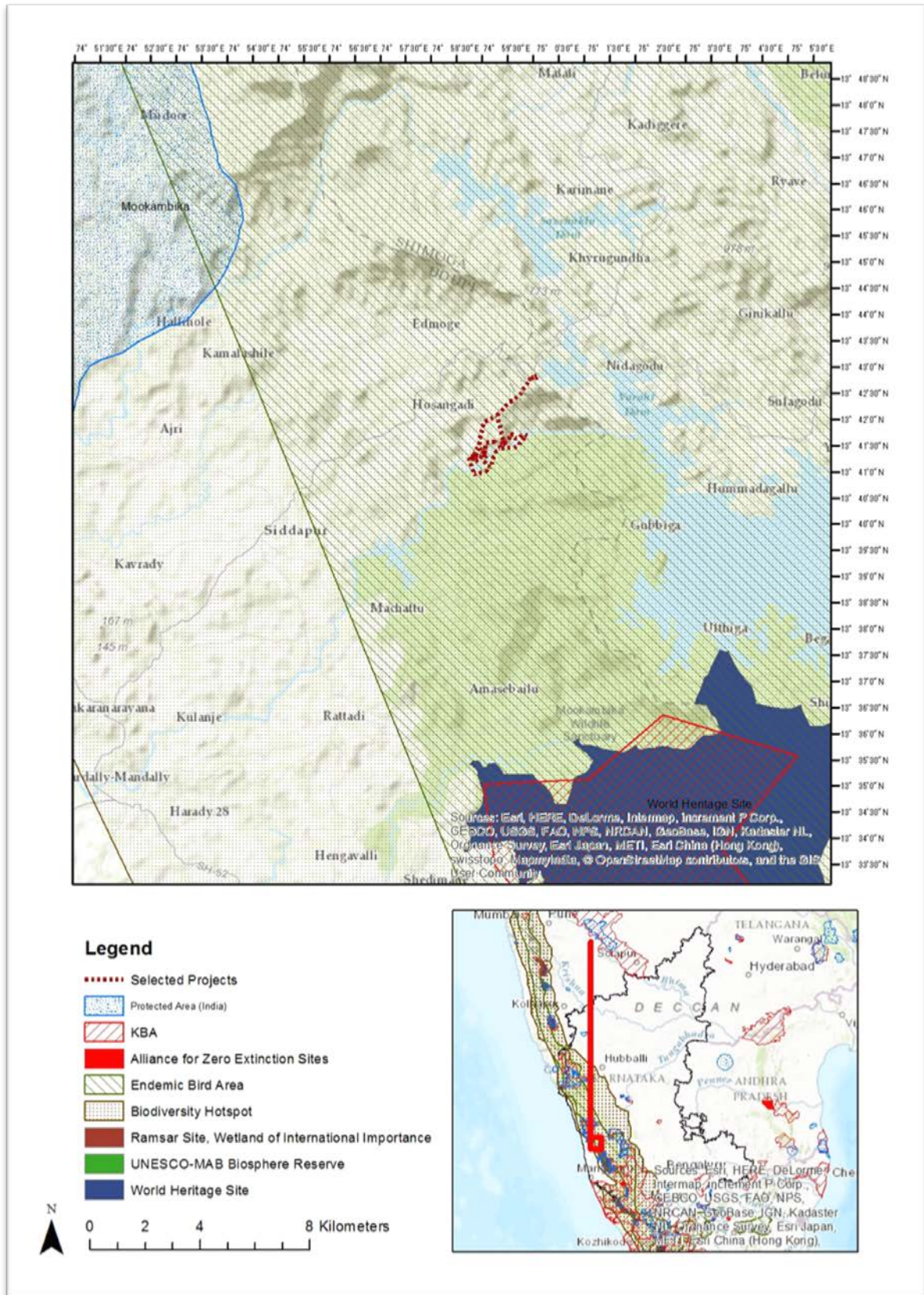
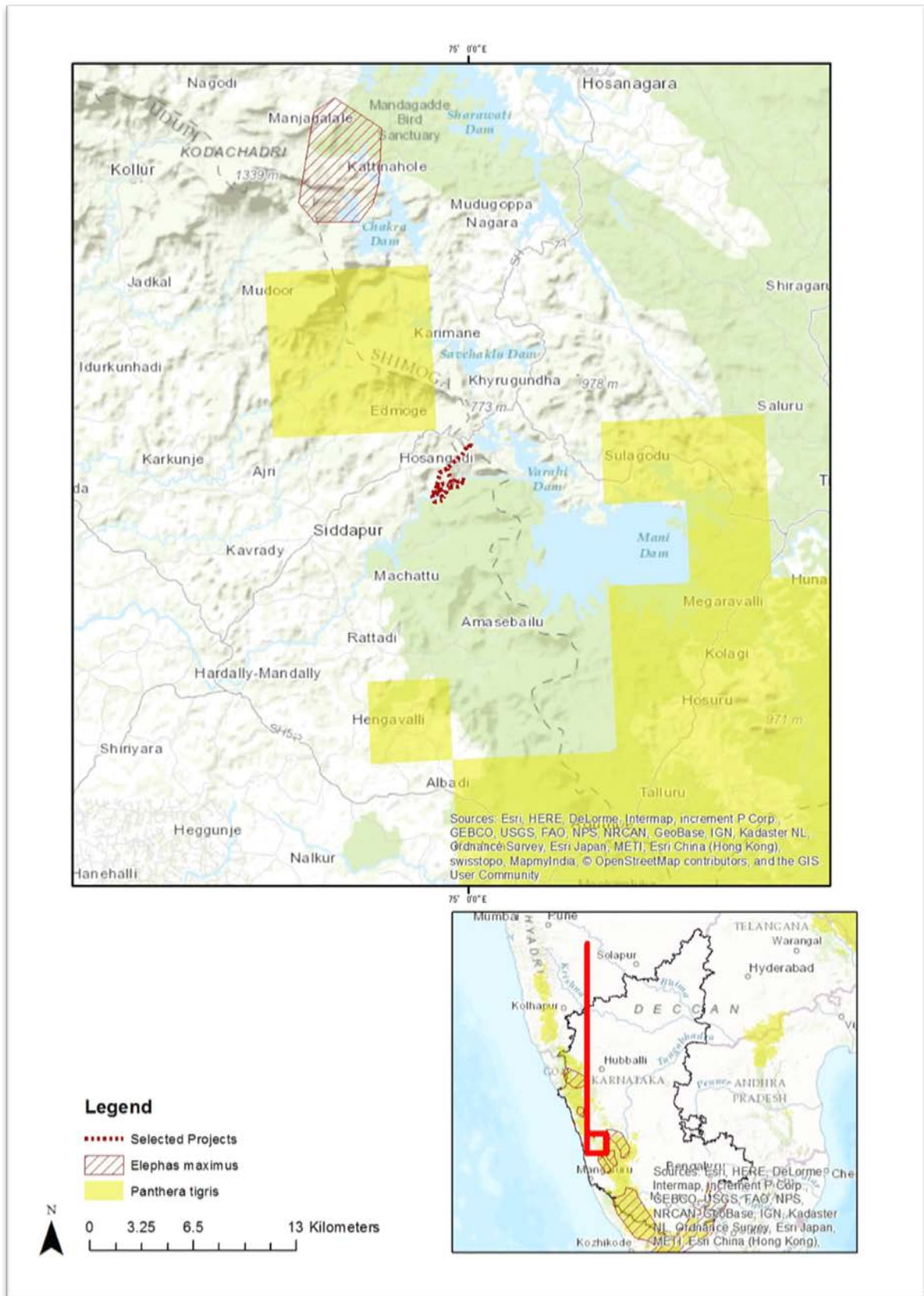


Figure 6.3.4-1 Satellite Image of Varahi PSP



source IBAT (<https://www.ibat-alliance.org>)

Figure 6.3.4-2 Protected Areas of Varahi PSP



source: IUCN (<http://www.iucnredlist.org/>)

Figure 6.3.4-3 Protected Species of Varahi PSP

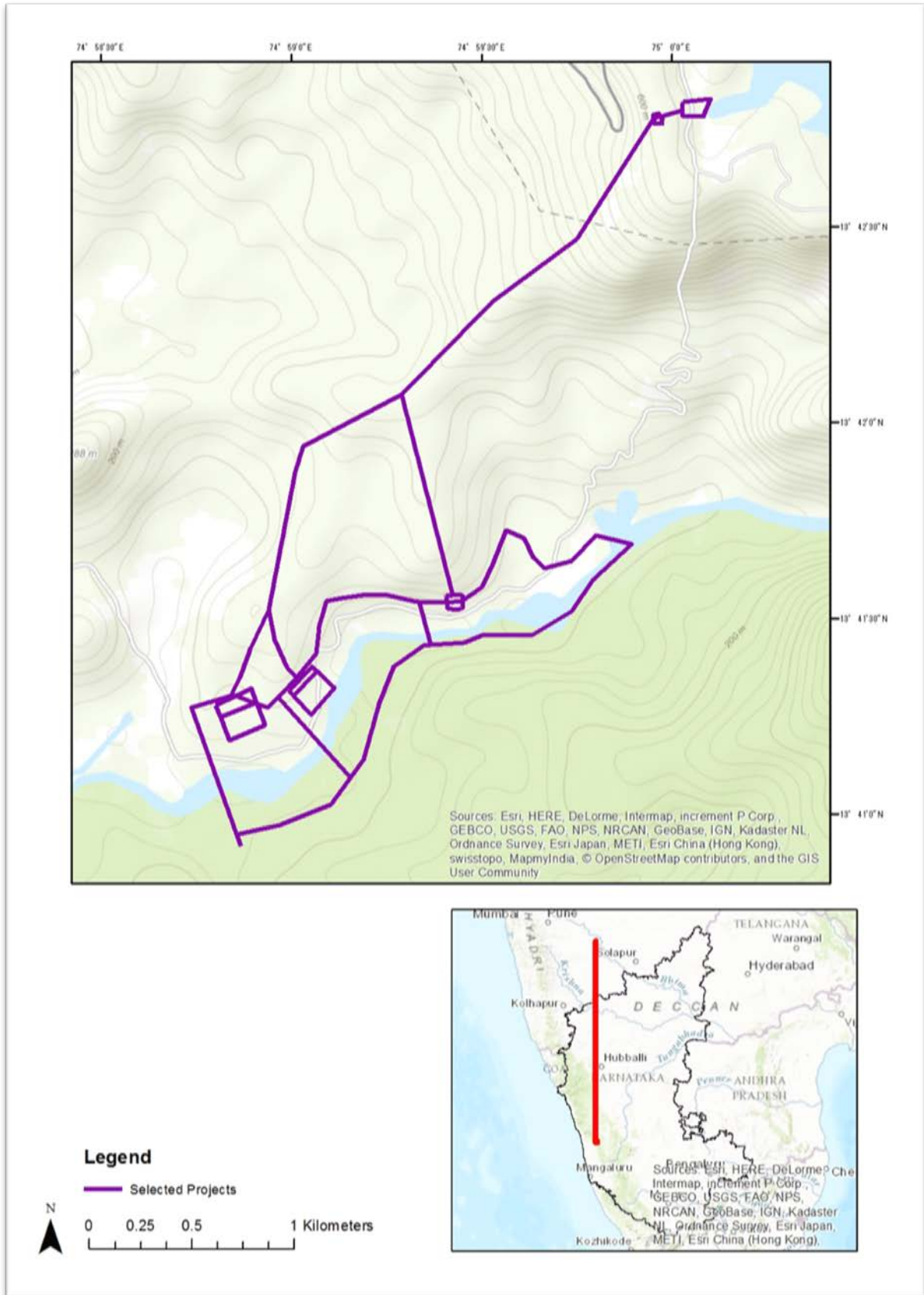


Figure 6.3.4-4 Topographic map of Varahi PSP

6.3.5 Sillahalla 揚水発電事業

Sillahalla 揚水発電事業は The Nilgiris 県 と Coimbatore 県に位置する。既設の Pillur reservoir を下池に用い、上池を新たに建設する計画である。

(1) 環境現況

1) 土地利用

事業計画地周辺の土地利用は主に「常緑高密度林」と「耕作地」である。事業による移転や土地収用の情報は不明である。

2) 保護区

事業計画地は、KBA、EBA、生物多様性ホットスポット内に位置し、The Nilgiri Biosphere Reserve から 1.9km、Mukurthi National Park から 7.3km、Western Ghats World Heritage Site から 7.6 km 離れている (Figure 6.3.5-2 参照)。

3) IUCN レッドリスト種

事業計画地は、既知のベンガルトラとアジアゾウの生息地内に位置する。IBAT によると、事業計画地が位置するグリッドセル 71076 と 71157 内の希少生物は、絶滅危惧種 (CR, EN, VU)、純絶滅危惧種 (NT)、情報不足 (DD) を含め 140 種が報告されている (Table 6.3.5-1)。

Table 6.3.5-1 Protected Species recorded near Silahalla PSP

Taxonomic group	Species	Common name	IUCN Red List Category	Cell1	Cell2
Amphibians	<i>Clinotarsus curtipes</i>		NT	71076	71157
Amphibians	<i>Duttaphrynus microtympanum</i>	Southern Hill Toad	VU	71076	71157
Amphibians	<i>Duttaphrynus parietalis</i>	Indian Toad	NT	71076	71157
Amphibians	<i>Ghatixalus variabilis</i>		EN	71076	71157
Amphibians	<i>Ghatophryne rubigina</i>	Kerala Stream Toad	VU	71076	71157
Amphibians	<i>Hylarana aurantiaca</i>		VU	71076	
Amphibians	<i>Hylarana temporalis</i>		NT	71076	71157
Amphibians	<i>Indirana brachytarsus</i>		EN	71076	71157
Amphibians	<i>Indirana leptodactyla</i>		EN		71157
Amphibians	<i>Micrixalus fuscus</i>		NT	71076	71157
Amphibians	<i>Micrixalus gadgili</i>		EN	71076	
Amphibians	<i>Micrixalus nudis</i>		VU	71076	71157
Amphibians	<i>Micrixalus phyllophilus</i>		VU	71076	71157
Amphibians	<i>Micrixalus saxicola</i>	Malabar Tropical Frog	VU	71076	
Amphibians	<i>Microhyla sholigari</i>		EN	71076	
Amphibians	<i>Nyctibatrachus aliciae</i>		EN	71076	
Amphibians	<i>Nyctibatrachus beddomii</i>		EN	71076	71157
Amphibians	<i>Nyctibatrachus deccanensis</i>		VU	71076	71157
Amphibians	<i>Nyctibatrachus major</i>		VU	71076	71157
Amphibians	<i>Nyctibatrachus minor</i>		EN	71076	
Amphibians	<i>Pseudophilautus</i>		EN	71076	

Taxonomic group	Species	Common name	IUCN Red List Category	Cell1	Cell2
	wynaadensis				
Amphibians	Ramanella anamalaiensis		DD		71157
Amphibians	Ramanella montana		NT	71076	71157
Amphibians	Ramanella triangularis		VU	71076	71157
Amphibians	Raorchestes glandulosus	Southern Bubble-nest Frog	VU	71076	71157
Amphibians	Raorchestes signatus		EN	71076	71157
Amphibians	Raorchestes tinniensi		EN	71076	71157
Amphibians	Rhacophorus lateralis	Small Tree Frog	EN	71076	
Amphibians	Uraeotyphlus malabaricus	Malabar Caecilian	DD	71076	
Amphibians	Uraeotyphlus narayani	Kannan Caecilian	DD		71157
Amphibians	Zakerana brevipalmata	Short-webbed Frog	DD	71076	
Amphibians	Zakerana murthii	Ghats Wart Frog	CR	71076	
Amphibians	Zakerana nilagirica		EN	71076	
Birds	Anhinga melanogaster	Oriental Darter	NT	71076	71157
Birds	Anthracoceros coronatus	Malabar Pied Hornbill	NT	71076	71157
Birds	Anthus nilghiriensis	Nilgiri Pipit	VU	71076	71157
Birds	Aythya nyroca	Ferruginous Duck	NT	71076	
Birds	Buceros bicornis	Great Hornbill	NT	71076	71157
Birds	Chaetornis striata	Bristled Grassbird	VU	71076	71157
Birds	Ciconia episcopus	Asian Woollyneck	VU	71076	71157
Birds	Circus macrourus	Pallid Harrier	NT	71076	71157
Birds	Clanga hastata	Indian Spotted Eagle	VU	71076	71157
Birds	Columba elphinstonii	Nilgiri Woodpigeon	VU	71076	71157
Birds	Ephippiorhynchus asiaticus	Black-necked Stork	NT	71076	71157
Birds	Esacus recurvirostris	Great Thick-knee	NT	71076	
Birds	Eumyias albicaudatus	Nilgiri Flycatcher	NT	71076	71157
Birds	Falco chicquera	Red-headed Falcon	NT	71076	71157
Birds	Ficedula nigrorufa	Black-and-rufous Flycatcher	NT	71076	71157
Birds	Ficedula subrubra	Kashmir Flycatcher	VU	71076	71157
Birds	Gallinago nemoricola	Wood Snipe	VU	71076	71157
Birds	Gyps bengalensis	White-rumped Vulture	CR	71076	71157
Birds	Gyps indicus	Indian Vulture	CR	71076	71157
Birds	Icthyophaga humilis	Lesser Fish-eagle	NT	71076	71157
Birds	Icthyophaga ichthyaeus	Grey-headed Fish-eagle	NT	71076	71157
Birds	Leptoptilos javanicus	Lesser Adjutant	VU	71076	71157
Birds	Limosa limosa	Black-tailed Godwit	NT	71076	71157
Birds	Mycteria leucocephala	Painted Stork	NT	71076	71157
Birds	Myiomela major	Nilgiri Blue Robin	EN	71076	71157
Birds	Neophron percnopterus	Egyptian Vulture	EN	71076	71157
Birds	Numenius arquata	Eurasian Curlew	NT	71076	71157
Birds	Phylloscopus tytleri	Tytler's Leaf-warbler	NT	71076	71157
Birds	Psittacula eupatria	Alexandrine Parakeet	NT	71076	71157
Birds	Pycnonotus priocephalus	Grey-headed Bulbul	NT	71076	71157
Birds	Pycnonotus xantholaemus	Yellow-throated Bulbul	VU	71076	71157
Birds	Sarcogyps calvus	Red-headed Vulture	CR	71076	71157
Birds	Schoenicola platyurus	Broad-tailed Grassbird	VU	71076	71157
Birds	Sterna acuticauda	Black-bellied Tern	EN	71076	71157
Birds	Sterna aurantia	River Tern	NT	71076	71157
Birds	Strophocincla cachinnans	Black-chinned Laughingthrush	EN	71076	71157
Birds	Sypheotides indicus	Lesser Florican	EN	71076	71157
Birds	Threskiornis melanocephalus	Black-headed Ibis	NT	71076	71157

Taxonomic group	Species	Common name	IUCN Red List Category	Cell1	Cell2
Dragonflies and Damselflies	<i>Caconeura t-coerulea</i>		DD	71076	71157
Dragonflies and Damselflies	<i>Calocypha laidlawi</i>		DD	71076	
Dragonflies and Damselflies	<i>Hylaeothemis indica</i>		DD	71076	71157
Fishes	<i>Anguilla bengalensis</i>	Indian Mottled Eel	NT	71076	71157
Fishes	<i>Anguilla bicolor</i>	Shortfin Eel	NT	71076	71157
Fishes	<i>Cirrhinus cirrhosus</i>	Mrigal Carp	VU	71076	71157
Fishes	<i>Glyptothorax davissinghi</i>		EN	71076	
Fishes	<i>Labeo potail</i>	Deccan Labeo	EN	71076	
Fishes	<i>Puntius denisonii</i>	Red Line Torpedo Barb	EN	71076	
Fishes	<i>Tor khudree</i>	Black Mahseer	EN	71076	71157
Mammals	<i>Antilope cervicapra</i>	Blackbuck	NT	71076	71157
Mammals	<i>Aonyx cinerea</i>	Asian Small-clawed Otter	VU	71076	71157
Mammals	<i>Bos gaurus</i>	Gaur	VU	71076	71157
Mammals	<i>Cuon alpinus</i>	Dhole	EN	71076	71157
Mammals	<i>Elephas maximus</i>	Asian Elephant	EN	71076	71157
Mammals	<i>Feroculus feroculus</i>	Kelaart's Long-clawed Shrew	EN	71076	
Mammals	<i>Funambulus sublineatus</i>	Dusky-striped Squirrel	VU	71076	71157
Mammals	<i>Herpestes fuscus</i>	Indian Brown Mongoose	VU	71076	71157
Mammals	<i>Lutra lutra</i>	Eurasian Otter	NT	71076	71157
Mammals	<i>Lutrogale perspicillata</i>	Smooth-coated Otter	VU	71076	71157
Mammals	<i>Macaca silenus</i>	Lion-tailed Macaque	EN	71076	71157
Mammals	<i>Manis crassicaudata</i>	Indian Pangolin	EN	71076	71157
Mammals	<i>Martes gwatkinsii</i>	Nilgiri Marten	VU	71076	71157
Mammals	<i>Melursus ursinus</i>	Sloth Bear	VU	71076	71157
Mammals	<i>Mus famulus</i>	Bonhote	EN	71076	
Mammals	<i>Nilgiritragus hylocrius</i>	Nilgiri Tahr	EN	71076	71157
Mammals	<i>Panthera pardus</i>	Leopard	NT	71076	71157
Mammals	<i>Panthera tigris</i>	Tiger	EN	71076	71157
Mammals	<i>Petinomys fuscocapillus</i>	Travancore Flying Squirrel	NT	71076	71157
Mammals	<i>Platacanthomys lasiurus</i>	Malabar Spiny Tree Mouse	VU	71076	71157
Mammals	<i>Prionailurus rubiginosus</i>	Rusty-spotted Cat	VU	71076	71157
Mammals	<i>Prionailurus viverrinus</i>	Fishing Cat	EN		71157
Mammals	<i>Rattus satarae</i>	Sahyadris forest rat	VU	71076	71157
Mammals	<i>Ratufa macroura</i>	Sri Lankan Giant Squirrel	NT		71157
Mammals	<i>Rusa unicolor</i>	Sambar	VU	71076	71157
Mammals	<i>Semnopithecus hypoleucos</i>	Black-footed Gray Langur	VU	71076	
Mammals	<i>Semnopithecus priam</i>	Tufted Gray Langur	NT	71076	71157
Mammals	<i>Suncus dayi</i>	Day's Shrew	EN	71076	
Mammals	<i>Suncus montanus</i>	Sri Lanka Highland Shrew	VU	71076	
Mammals	<i>Trachypithecus johnii</i>	Nilgiri Langur	VU	71076	71157
Mammals	<i>Vandeleuria nilagirica</i>	Nilgiri Long-tailed Tree Mouse	EN	71076	
Mammals	<i>Viverra civettina</i>	Malabar Civet	CR		71157
Other invertebrates	<i>Onthophagus cavia</i>		DD		71157
Other invertebrates	<i>Poecilotheria striata</i>	Striated Parachute Spider	VU	71076	71157
Reptiles	<i>Ahaetulla dispar</i>	G	NT	71076	71157
Reptiles	<i>Ahaetulla perroteti</i>	Perrotet's Vine Snake	EN	71076	71157
Reptiles	<i>Boiga beddomei</i>	Beddome's Cat Snake	DD	71076	71157

Taxonomic group	Species	Common name	IUCN Red List Category	Cell1	Cell2
Reptiles	Boiga dightoni	Travancore Cat Snake	DD	71076	71157
Reptiles	Calliophis beddomei	Beddome's Coral Snake	DD	71076	71157
Reptiles	Cnemaspis anaikattiensis		CR		71157
Reptiles	Cnemaspis beddomei	Beddome	DD	71076	71157
Reptiles	Cnemaspis indica	Nilgiri Dwarf Gecko	VU	71076	71157
Reptiles	Cnemaspis jerdonii	Jerdon	VU	71076	71157
Reptiles	Cnemaspis littoralis	Coastal Day Gecko	DD	71076	
Reptiles	Cnemaspis nilagirica	Nilgiri Day Gecko	DD	71076	71157
Reptiles	Cnemaspis sisparensis	Sispara Day Gecko	NT	71076	71157
Reptiles	Cnemaspis wynadensis	Wynad Day Gecko	EN	71076	
Reptiles	Crocodylus palustris	Mugger	VU	71076	71157
Reptiles	Gerrhopilus tindalli	Tindall's Worm Snake	DD	71076	71157
Reptiles	Kaestlea palnica	Palni Hills Ground Skink	DD		71157
Reptiles	Oligodon brevicauda	Short-tailed Kukri Snake	VU	71076	71157
Reptiles	Oligodon travancoricus	Travancore Kukri Snake	DD	71076	71157
Reptiles	Ophiophagus hannah	King Cobra	VU	71076	71157
Reptiles	Peltopelur macrolepis	Large-scaled Pit Viper	NT	71076	71157
Reptiles	Plectrurus aureus	Kerala Burrowing Snake	DD	71076	
Reptiles	Plectrurus guentheri	G	DD	71076	71157
Reptiles	Typhlops thurstoni	Thurston's Worm Snake	DD	71076	71157
Reptiles	Uropeltis nitidus	Southern Earth Snake	DD		71157
Snails and Slugs	Paludomus inflatus		DD	71076	71157

source: IBAT (<https://www.ibat-alliance.org>)

4) 森林

影響を受ける森林の正確な位置は不明。地形図 (Figure 6.3.5-4 参照) と衛星画像 (Figure 6.3.5-1 参照) から推測すると、ある程度の保安林が影響を受ける可能性がある。

(2) 懸念される事項

最も懸念されるのは、生物多様性の問題である。事業計画地は国立公園の外にあるものの、西ガーツ山脈の中心地近くに位置している。IUCN レッドリスト種の数は 140 と、7つの候補地の中でも最も多い。社会的問題や治安上の問題はそれほど高くない。

(3) 今後の実施すべきこと

事業実施には、事前環境承認、森林承認、環境承認が必要になる。事前環境承認の準備を行う際には、詳細な生物調査を行ったうえで、複数の代替レイアウトの比較を行うことが望ましい (望ましかった)。

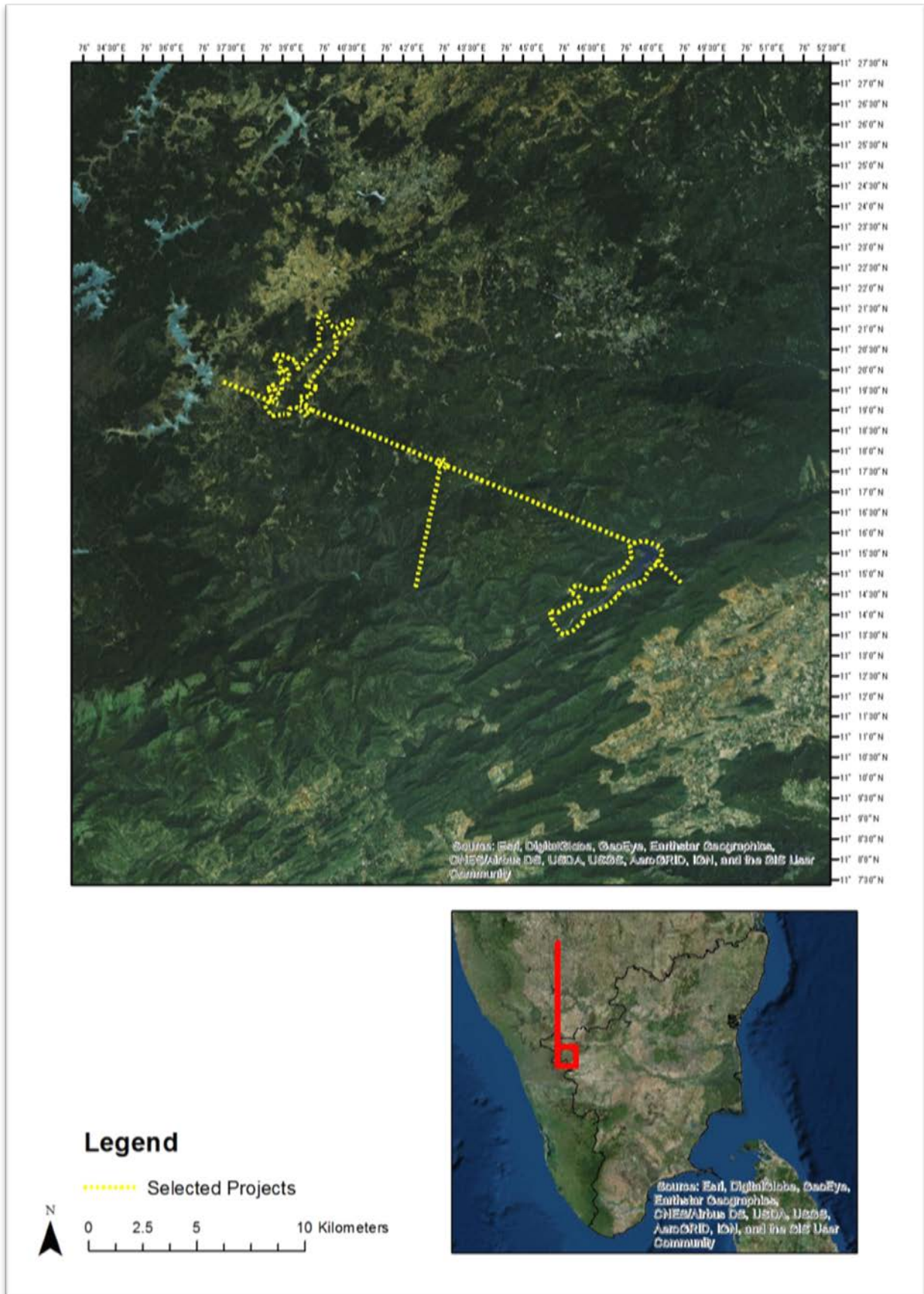
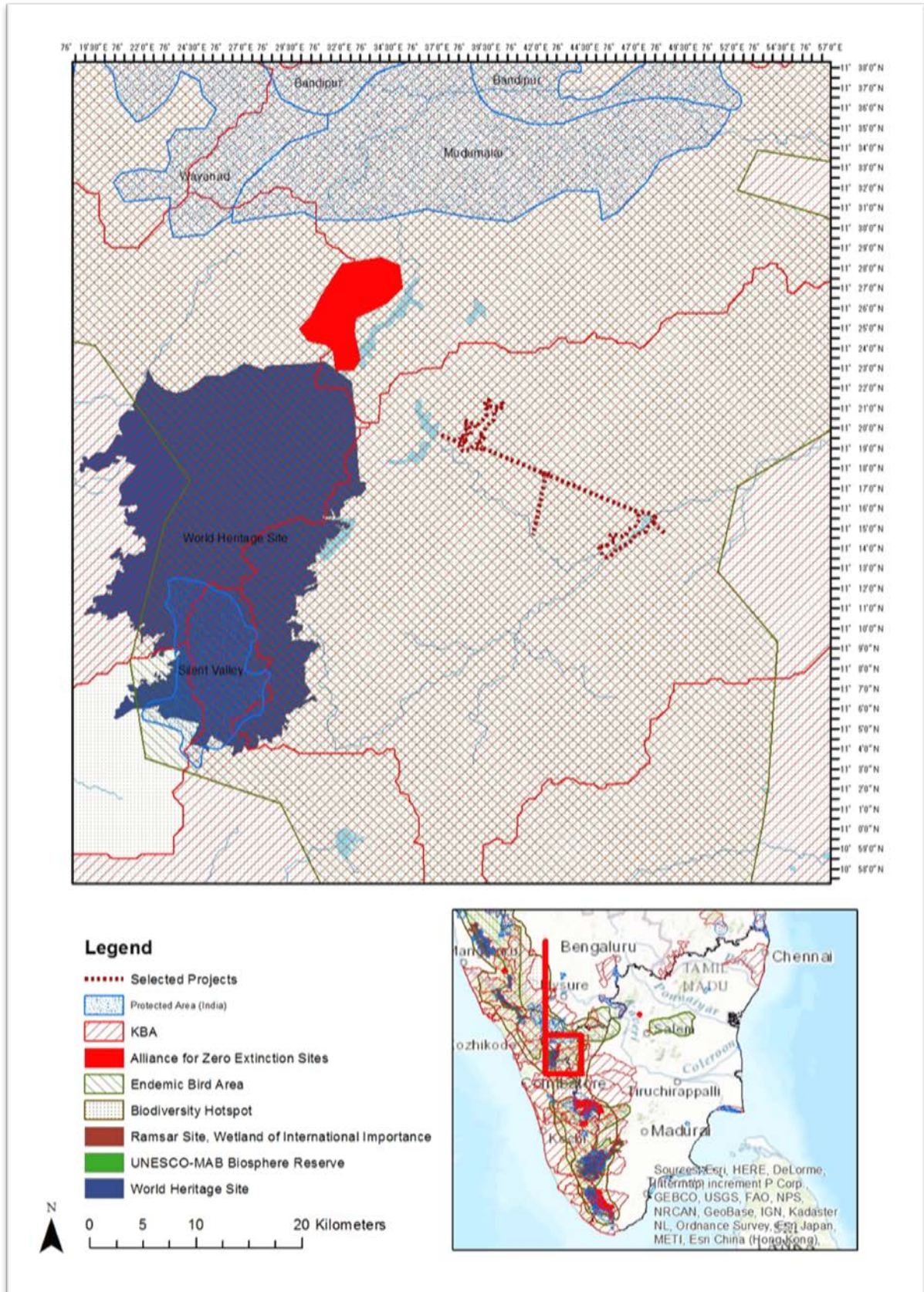
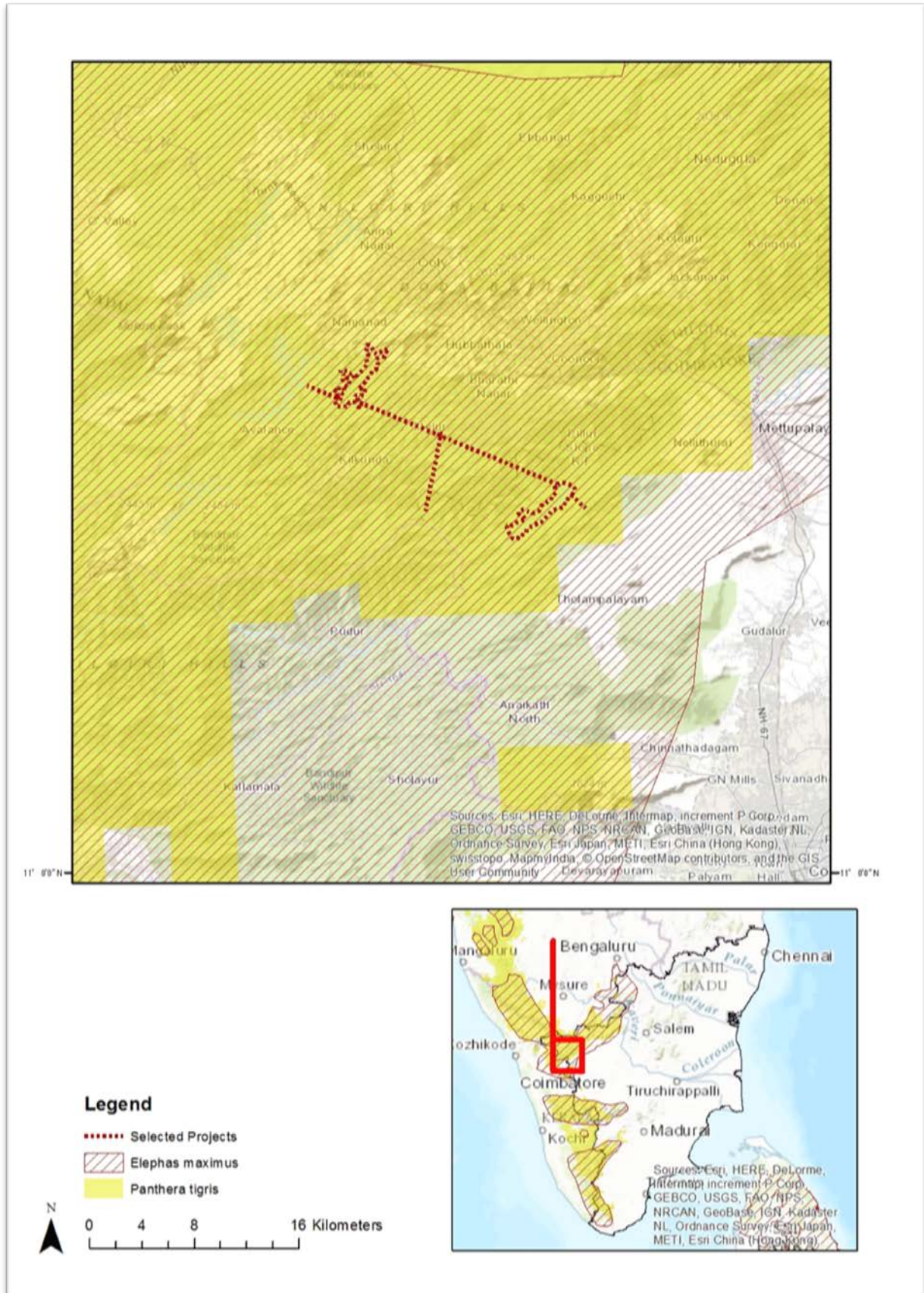


Figure 6.3.5-1 Satellite Image of Silahalla PSP



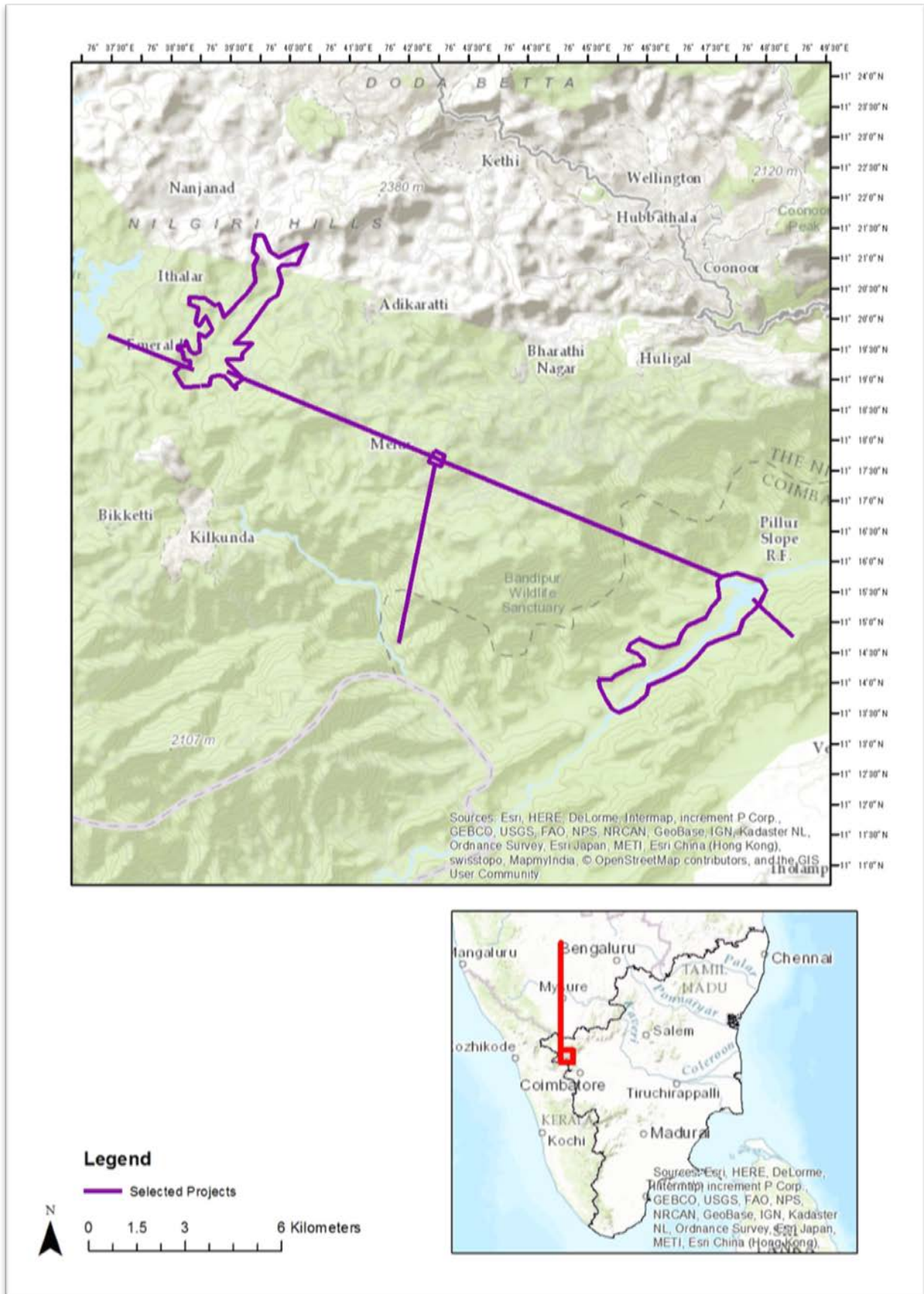
source IBAT (<https://www.ibat-alliance.org>)

Figure 6.3.5-2 Protected Areas of Silahalla PSP



source: IUCN (<http://www.iucnredlist.org/>)

Figure 6.3.5-3 Tiger and Elephant habitats around Silahalla PSP



source: IUCN

Figure 6.3.5-4 Topographic map of Silahalla PSP

6.3.6 Mettur 揚水発電事業

Mettur 揚水発電事業は Salem 県に位置する。既設の Stanley reservoir を下池に用い、新たに上池を建設する計画である。

(1) 環境現況

1) 土地利用

事業計画地周辺の土地利用は主に「常緑林」「農地」「市街地」である。事業による移転や土地収用の情報は不明である。

2) 保護区

事業計画地は Nilgiri Biosphere Reserve から 7.9km のところに位置している。(See Figure 6.3.6-2)。

3) IUCN レッドリスト種

事業計画地は、既知のベンガルトラ生息地から 5km、アジアゾウの既知の生息域から 10 km のところに位置する。IBAT によると、事業計画地の位置するグリッドセル 71239 には、絶滅危惧種(CR, EN, VU)、純絶滅危惧種(NT)、情報不足種(DD)を含め 95 種が報告されている(Table 6.3.6-1 参照)。

Table 6.3.6-1 Protected Species recorded near Mettur PSP

Taxonomic group	Species	Common name	IUCN Red List Category
Amphibians	<i>Duttaphrynus microtypanum</i>	Southern Hill Toad	VU
Amphibians	<i>Duttaphrynus parietalis</i>	Indian Toad	NT
Amphibians	<i>Ghatixalus variabilis</i>		EN
Amphibians	<i>Micrixalus fuscus</i>		NT
Amphibians	<i>Ramanella montana</i>		NT
Amphibians	<i>Raorchestes glandulosus</i>	Southern Bubble-nest Frog	VU
Amphibians	<i>Raorchestes signatus</i>		EN
Amphibians	<i>Raorchestes tinniens</i>		EN
Birds	<i>Anhinga melanogaster</i>	Oriental Darter	NT
Birds	<i>Anthracoceros coronatus</i>	Malabar Pied Hornbill	NT
Birds	<i>Anthus nilghiriensis</i>	Nilgiri Pipit	VU
Birds	<i>Ardeotis nigriceps</i>	Great Indian Bustard	CR
Birds	<i>Aythya nyroca</i>	Ferruginous Duck	NT
Birds	<i>Buceros bicornis</i>	Great Hornbill	NT
Birds	<i>Chaetornis striata</i>	Bristled Grassbird	VU
Birds	<i>Ciconia episcopus</i>	Asian Woollyneck	VU
Birds	<i>Circus macrourus</i>	Pallid Harrier	NT
Birds	<i>Clanga hastata</i>	Indian Spotted Eagle	VU
Birds	<i>Columba elphinstonii</i>	Nilgiri Woodpigeon	VU
Birds	<i>Ephippiorhynchus asiaticus</i>	Black-necked Stork	NT
Birds	<i>Esacus recurvirostris</i>	Great Thick-knee	NT
Birds	<i>Eumyias albicaudatus</i>	Nilgiri Flycatcher	NT

Birds	<i>Falco chicquera</i>	Red-headed Falcon	NT
Birds	<i>Ficedula nigrorufa</i>	Black-and-rufous Flycatcher	NT
Birds	<i>Ficedula subrubra</i>	Kashmir Flycatcher	VU
Birds	<i>Gallinago nemoricola</i>	Wood Snipe	VU
Birds	<i>Gyps bengalensis</i>	White-rumped Vulture	CR
Birds	<i>Gyps indicus</i>	Indian Vulture	CR
Birds	<i>Ichthyophaga humilis</i>	Lesser Fish-eagle	NT
Birds	<i>Ichthyophaga ichthyaetus</i>	Grey-headed Fish-eagle	NT
Birds	<i>Leptoptilos javanicus</i>	Lesser Adjutant	VU
Birds	<i>Limosa limosa</i>	Black-tailed Godwit	NT
Birds	<i>Mycteria leucocephala</i>	Painted Stork	NT
Birds	<i>Myiomela major</i>	Nilgiri Blue Robin	EN
Birds	<i>Neophron percnopterus</i>	Egyptian Vulture	EN
Birds	<i>Parus nuchalis</i>	White-naped Tit	VU
Birds	<i>Phylloscopus tytleri</i>	Tytler's Leaf-warbler	NT
Birds	<i>Pycnonotus priocephalus</i>	Grey-headed Bulbul	NT
Birds	<i>Pycnonotus xantholaemus</i>	Yellow-throated Bulbul	VU
Birds	<i>Sarcogyps calvus</i>	Red-headed Vulture	CR
Birds	<i>Schoenicola platyurus</i>	Broad-tailed Grassbird	VU
Birds	<i>Sterna acuticauda</i>	Black-bellied Tern	EN
Birds	<i>Sterna aurantia</i>	River Tern	NT
Birds	<i>Strophocincla cachinnans</i>	Black-chinned Laughingthrush	EN
Birds	<i>Sypheotides indicus</i>	Lesser Florican	EN
Birds	<i>Threskiornis melanocephalus</i>	Black-headed Ibis	NT
Dragonflies and Damselflies	<i>Caconeura t-coerulea</i>		DD
Dragonflies and Damselflies	<i>Hylaeothemis indica</i>		DD
Fishes	<i>Cirrhinus cirrhosus</i>	Mrigal Carp	VU
Fishes	<i>Labeo potail</i>	Deccan Labeo	EN
Fishes	<i>Tor khudree</i>	Black Mahseer	EN
Mammals	<i>Antelope cervicapra</i>	Blackbuck	NT
Mammals	<i>Aonyx cinerea</i>	Asian Small-clawed Otter	VU
Mammals	<i>Bos gaurus</i>	Gaur	VU
Mammals	<i>Cuon alpinus</i>	Dhole	EN
Mammals	<i>Elephas maximus</i>	Asian Elephant	EN
Mammals	<i>Funambulus sublineatus</i>	Dusky-striped Squirrel	VU
Mammals	<i>Herpestes fuscus</i>	Indian Brown Mongoose	VU
Mammals	<i>Hyaena hyaena</i>	Striped Hyaena	NT
Mammals	<i>Lutra lutra</i>	Eurasian Otter	NT
Mammals	<i>Lutrogale perspicillata</i>	Smooth-coated Otter	VU
Mammals	<i>Manis crassicaudata</i>	Indian Pangolin	EN
Mammals	<i>Martes gwatkinsii</i>	Nilgiri Marten	VU
Mammals	<i>Melursus ursinus</i>	Sloth Bear	VU
Mammals	<i>Panthera pardus</i>	Leopard	NT
Mammals	<i>Panthera tigris</i>	Tiger	EN
Mammals	<i>Platacanthomys lasiurus</i>	Malabar Spiny Tree Mouse	VU
Mammals	<i>Prionailurus rubiginosus</i>	Rusty-spotted Cat	VU
Mammals	<i>Rattus satarae</i>	Sahyadris forest rat	VU
Mammals	<i>Rusa unicolor</i>	Sambar	VU

Mammals	<i>Semnopithecus priam</i>	Tufted Gray Langur	NT
Mammals	<i>Trachypithecus johnii</i>	Nilgiri Langur	VU
Mammals	<i>Vandeleuria nilagirica</i>	Nilgiri Long-tailed Tree Mouse	EN
Other invertebrates	<i>Onthophagus cavia</i>		DD
Other invertebrates	<i>Poecilotheria striata</i>	Striated Parachute Spider	VU
Reptiles	<i>Ahaetulla dispar</i>	G	NT
Reptiles	<i>Ahaetulla perroteti</i>	Perrotet's Vine Snake	EN
Reptiles	<i>Boiga beddomei</i>	Beddome's Cat Snake	DD
Reptiles	<i>Boiga dightoni</i>	Travancore Cat Snake	DD
Reptiles	<i>Calliophis beddomei</i>	Beddome's Coral Snake	DD
Reptiles	<i>Cnemaspis beddomei</i>	Beddome	DD
Reptiles	<i>Cnemaspis indica</i>	Nilgiri Dwarf Gecko	VU
Reptiles	<i>Cnemaspis jerdonii</i>	Jerdon	VU
Reptiles	<i>Cnemaspis nilagirica</i>	Nilgiri Day Gecko	DD
Reptiles	<i>Cnemaspis sisparensis</i>	Sispara Day Gecko	NT
Reptiles	<i>Cnemaspis wynadensis</i>	Wynad Day Gecko	EN
Reptiles	<i>Crocodylus palustris</i>	Mugger	VU
Reptiles	<i>Gerrhopilus tindalli</i>	Tindall's Worm Snake	DD
Reptiles	<i>Kaestlea palnica</i>	Palni Hills Ground Skink	DD
Reptiles	<i>Oligodon travancoricus</i>	Travancore Kukri Snake	DD
Reptiles	<i>Ophiophagus hannah</i>	King Cobra	VU
Reptiles	<i>Peltopelor macrolepis</i>	Large-scaled Pit Viper	NT
Reptiles	<i>Plectrurus guentheri</i>	G	DD
Reptiles	<i>Typhlops thurstoni</i>	Thurston's Worm Snake	DD
Snails and Slugs	<i>Paludomus inflatus</i>		DD

source: IBAT (<https://www.ibat-alliance.org>)

4) 森林

本事業によって保安林が影響を受けるかどうかは不明である。ただし、地形図(

Figure 6.3.6-4 参照)と衛星画像(

Figure 6.3.6-1 参照)を見る限り、ある程度の保安林が影響を受ける可能性があるかと推測される。

(2) 懸念される事項

最も懸念される事項は土地収用や近隣の宅地に対する粉塵影響などである。生物多様性関連はそれほど深刻な影響にはならないであろう。

(3) 今後の実施すべきこと

事業実施には環境承認と森林承認が必要になる。DPR 段階では、地元住民と協議をしつつ、アクセス道路や土捨て場のデザインを慎重に選ぶ必要がある。

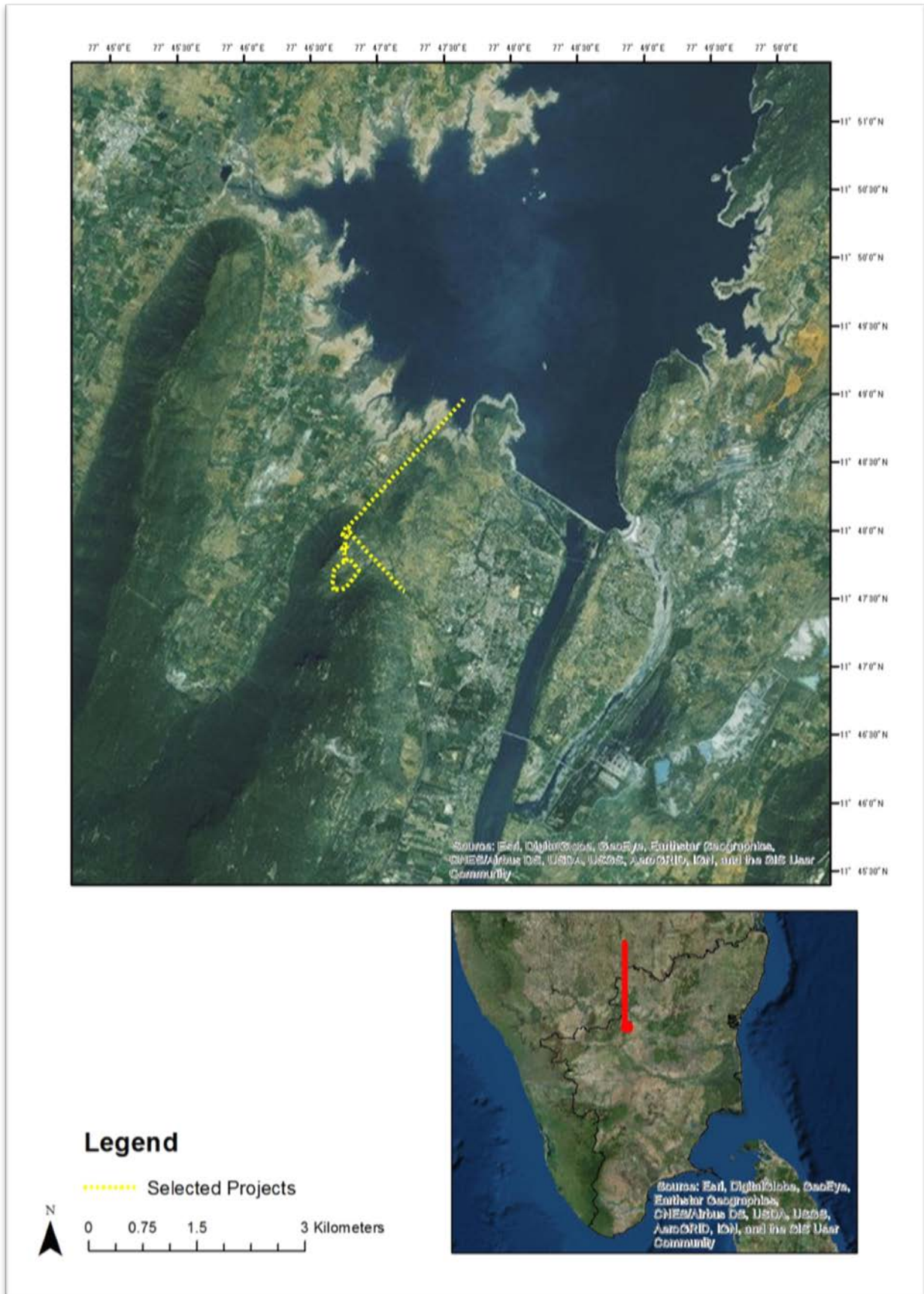
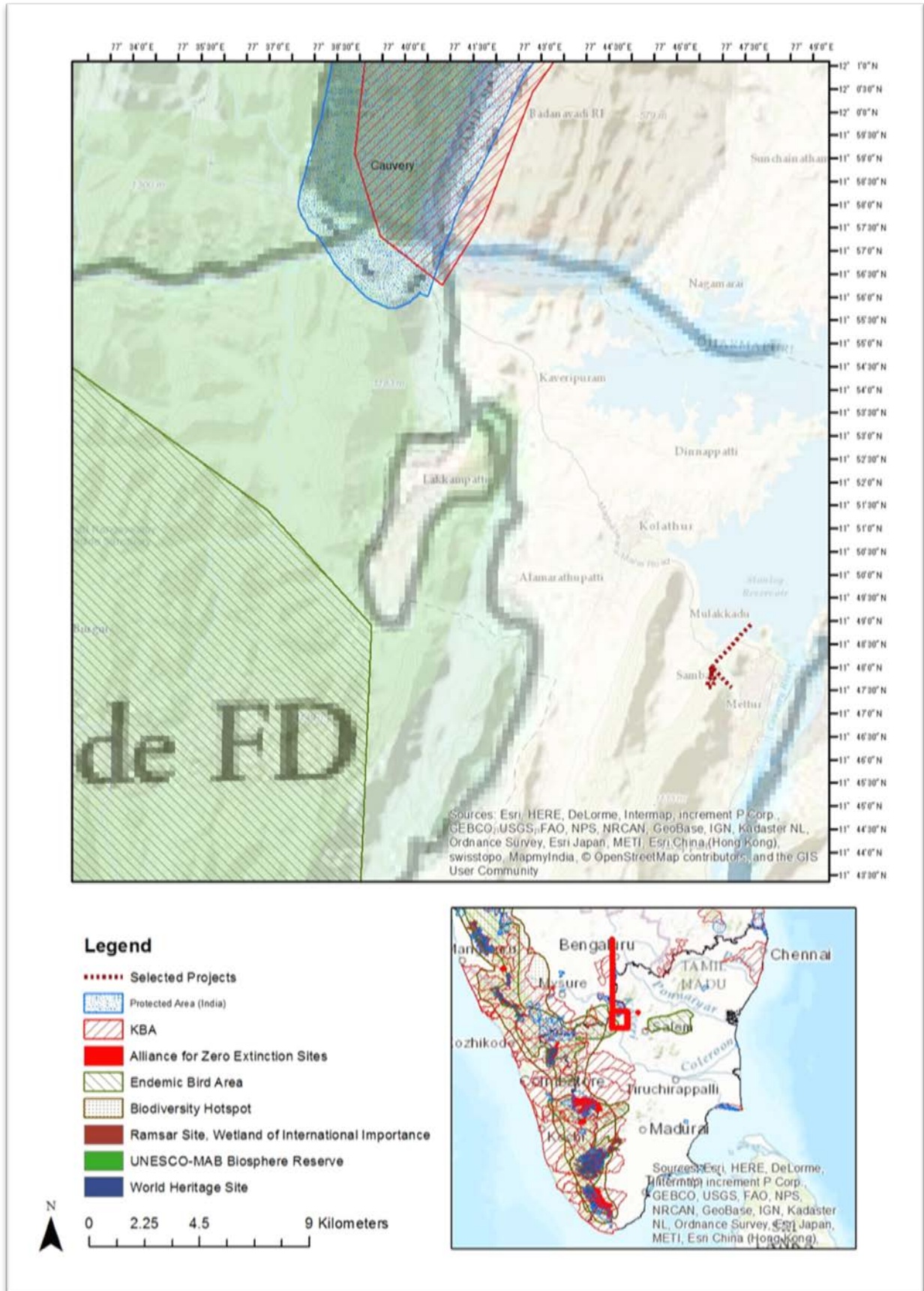
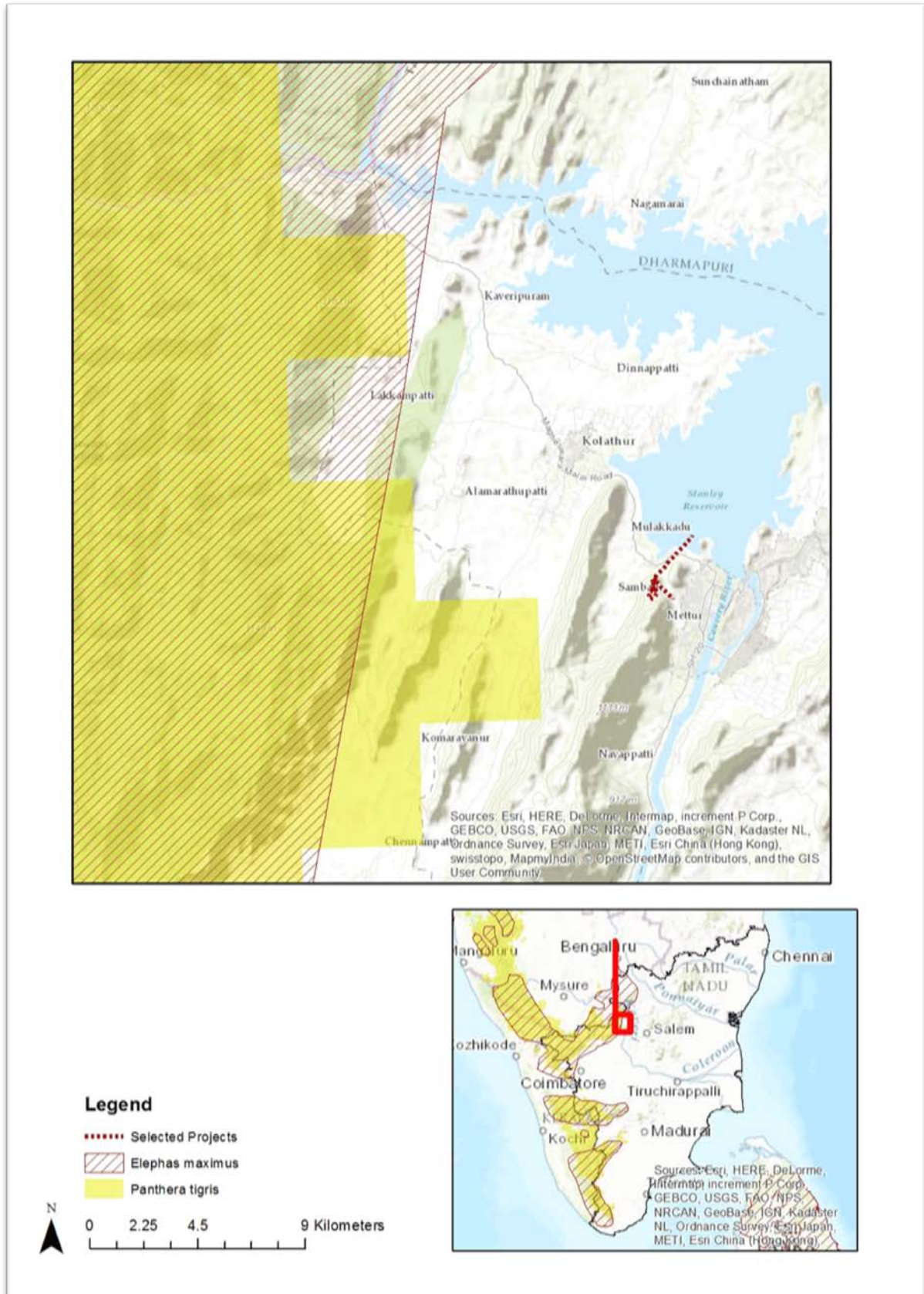


Figure 6.3.6-1 Satellite Image of Mettur PSP



source IBAT (<https://www.ibat-alliance.org>)

Figure 6.3.6-2 Protected Areas of Mettur PSP



source: IUCN (<http://www.iucnredlist.org/>)

Figure 6.3.6-3 Protected Species of Mettur PSP

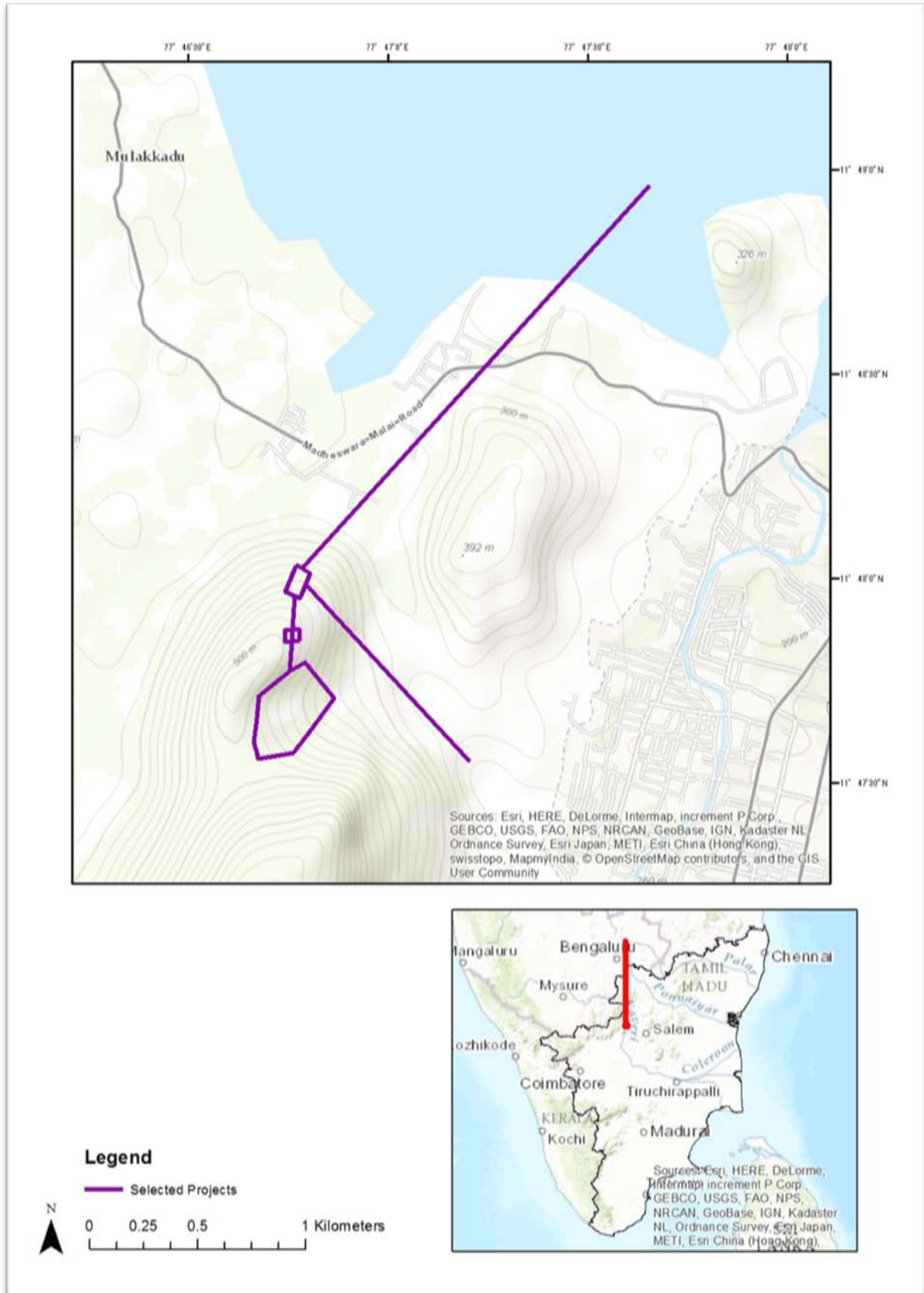


Figure 6.3.6-4 Topographic map of Mettur PSP

6.3.7 Turga 揚水発電事業

Turga 揚水発電事業は Purulia 県に位置する。既設の農業用ため池を拡張して下池として用い、新たに上池を建設する計画である。

(1) 環境現況

1) 土地利用

事業計画地周辺の土地利用は主に「広葉落葉樹林」「疎林」「耕作地」である。

2) 保護区

事業計画地とその周辺には保護区は存在しない。

3) IUCN レッドリスト種

事業計画地は、既知のアジアゾウの既知の生息域から 30 km のところに位置する。IBAT によると、事業計画地の位置するグリッドセル 74256 には、絶滅危惧種(CR, EN, VU)、純絶滅危惧種(NT)、情報不足種(DD)を含め 34 種が報告されている(Table 6.3.7-1 参照)。

Table 6.3.7-1 Protected Species recorded near Turga PSP

Taxonomic group	Species	Common name	IUCN Red List Category
Birds	<i>Anhinga melanogaster</i>	Oriental Darter	NT
Birds	<i>Anthracoceros coronatus</i>	Malabar Pied Hornbill	NT
Birds	<i>Ciconia episcopus</i>	Asian Woollyneck	VU
Birds	<i>Circus macrourus</i>	Pallid Harrier	NT
Birds	<i>Clanga clanga</i>	Greater Spotted Eagle	VU
Birds	<i>Clanga hastata</i>	Indian Spotted Eagle	VU
Birds	<i>Falco chicquera</i>	Red-headed Falcon	NT
Birds	<i>Falco jugger</i>	Laggar Falcon	NT
Birds	<i>Gyps bengalensis</i>	White-rumped Vulture	CR
Birds	<i>Haliaeetus leucoryphus</i>	Pallas's Fish-eagle	VU
Birds	<i>Ichthyophaga ichthyaetus</i>	Grey-headed Fish-eagle	NT
Birds	<i>Leptoptilos javanicus</i>	Lesser Adjutant	VU
Birds	<i>Limosa limosa</i>	Black-tailed Godwit	NT
Birds	<i>Mycteria leucocephala</i>	Painted Stork	NT
Birds	<i>Neophron percnopterus</i>	Egyptian Vulture	EN
Birds	<i>Pelecanus philippensis</i>	Spot-billed Pelican	NT
Birds	<i>Psittacula eupatria</i>	Alexandrine Parakeet	NT
Birds	<i>Sarcogyps calvus</i>	Red-headed Vulture	CR
Birds	<i>Sterna acuticauda</i>	Black-bellied Tern	EN
Birds	<i>Sterna aurantia</i>	River Tern	NT
Birds	<i>Sypheotides indicus</i>	Lesser Florican	EN
Birds	<i>Vanellus duvaucelii</i>	River Lapwing	NT
Fishes	<i>Anguilla bengalensis</i>	Indian Mottled Eel	NT
Mammals	<i>Cuon alpinus</i>	Dhole	EN
Mammals	<i>Diomys crumpi</i>	Crump's Mouse	DD
Mammals	<i>Elephas maximus</i>	Asian Elephant	EN

Mammals	<i>Lutrogale perspicillata</i>	Smooth-coated Otter	VU
Mammals	<i>Manis crassicaudata</i>	Indian Pangolin	EN
Mammals	<i>Melursus ursinus</i>	Sloth Bear	VU
Mammals	<i>Rusa unicolor</i>	Sambar	VU
Mammals	<i>Tetracerus quadricornis</i>	Four-horned Antelope	VU
Reptiles	<i>Brachysaura minor</i>	Hardwicke's Short Tail Agama	DD
Reptiles	<i>Crocodylus palustris</i>	Mugger	VU
Snails and Slugs	<i>Auriculodes gangetica</i>		DD

source: IBAT (<https://www.ibat-alliance.org>)

4) 森林

第1ステージの森林承認申請は2013年に行われているが、森林承認はまだ取得できていない。

EIA Report for Turga Pumped Storage Project, West Bengal (WBSEDCL, 2016)によると、影響を受ける森林の面積は234 ha。保安林の正確な位置は不明確であるが、上池周辺に位置するものと思われる(**Figure 6.3.7-1** と **Figure 6.3.7-3** 参照)。

(2) 懸念される事項

本案件には大きな懸念事項は存在しない。移転は既に設計段階で回避されている。Purulia 県の人口に指定部族の占める割合は18.45%である。そのため、建設段階で指定部族問題が発生する可能性もある。

(3) 今後の実施すべきこと

Turga 揚水発電事業のEIAレポートは作成済みで、2016年5月9日にMoEFCCに提出され、環境承認は条件付で発行されている(森林承認発行)。建設開始までには、遺跡保護に関するNOCをArchaeological Survey of India (ASI)から取得し、Consent for Establishment (CfE)と化学物質保管認可を受ける必要がある。詳細設計の期間中に、環境管理計画(EMP)を更新することも必要である。

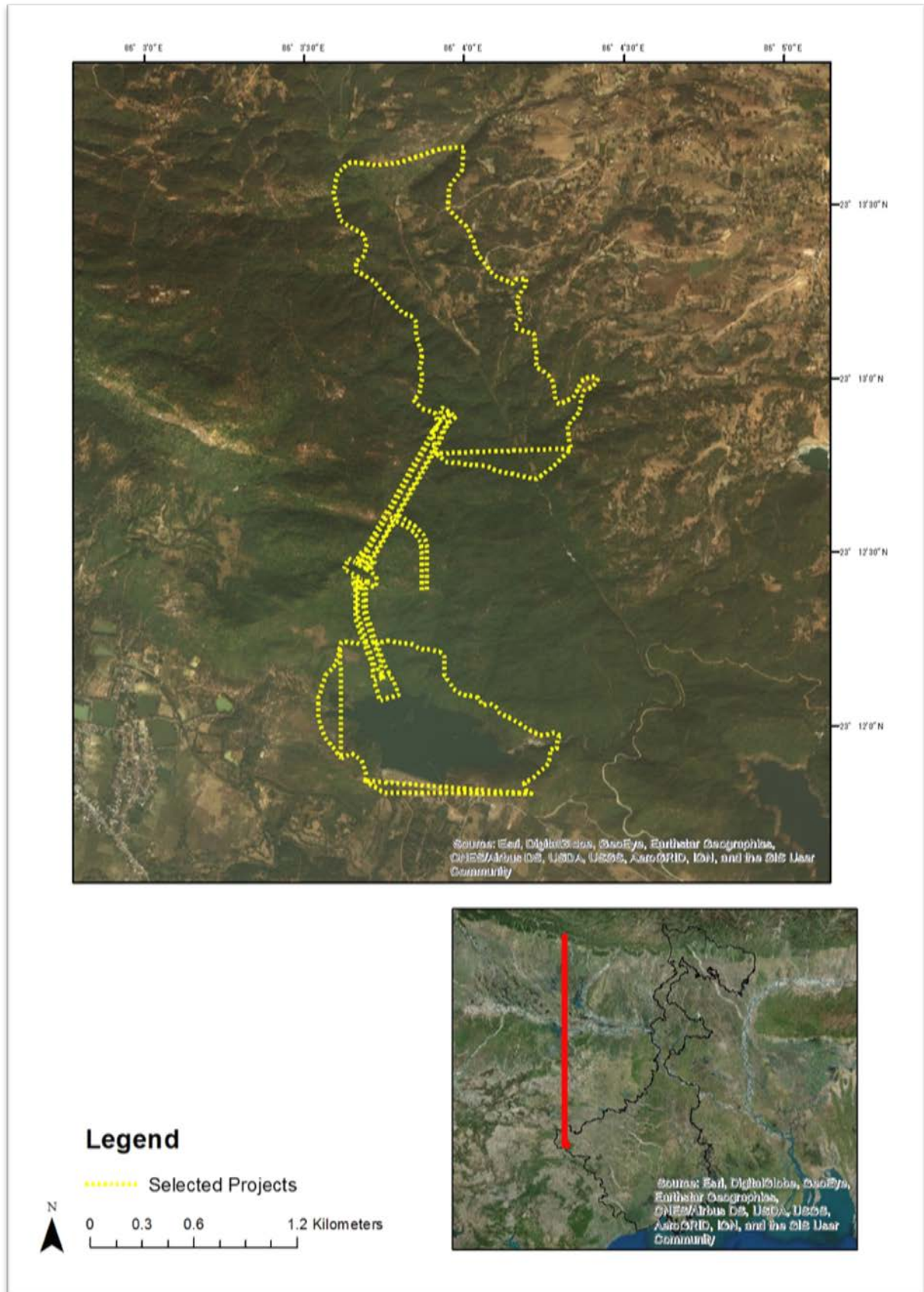


Figure 6.3.7-1 Satellite Image of Turga PSP

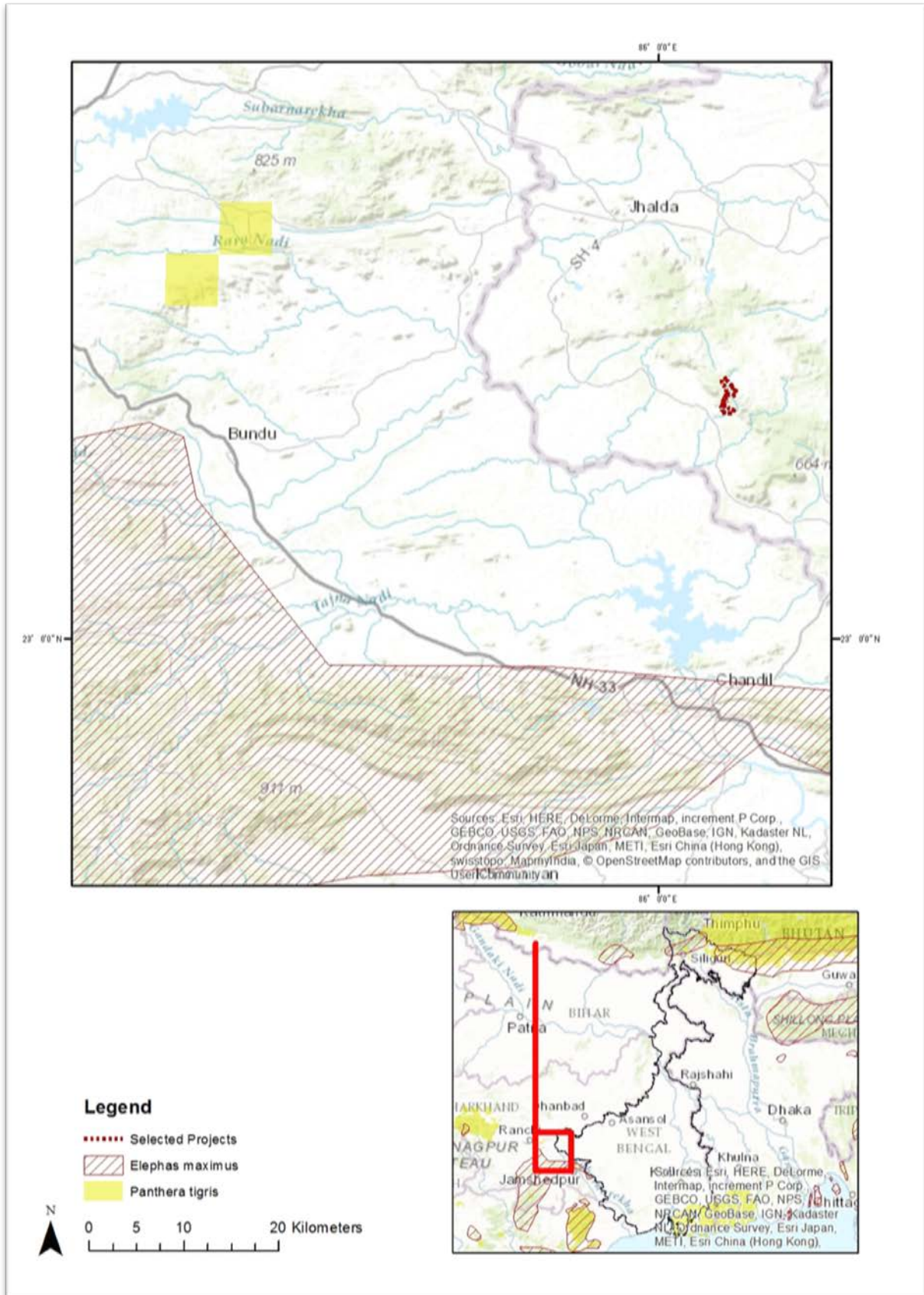


Figure 6.3.7-2 Habitat of Tiger and Elephant near Turga PSP

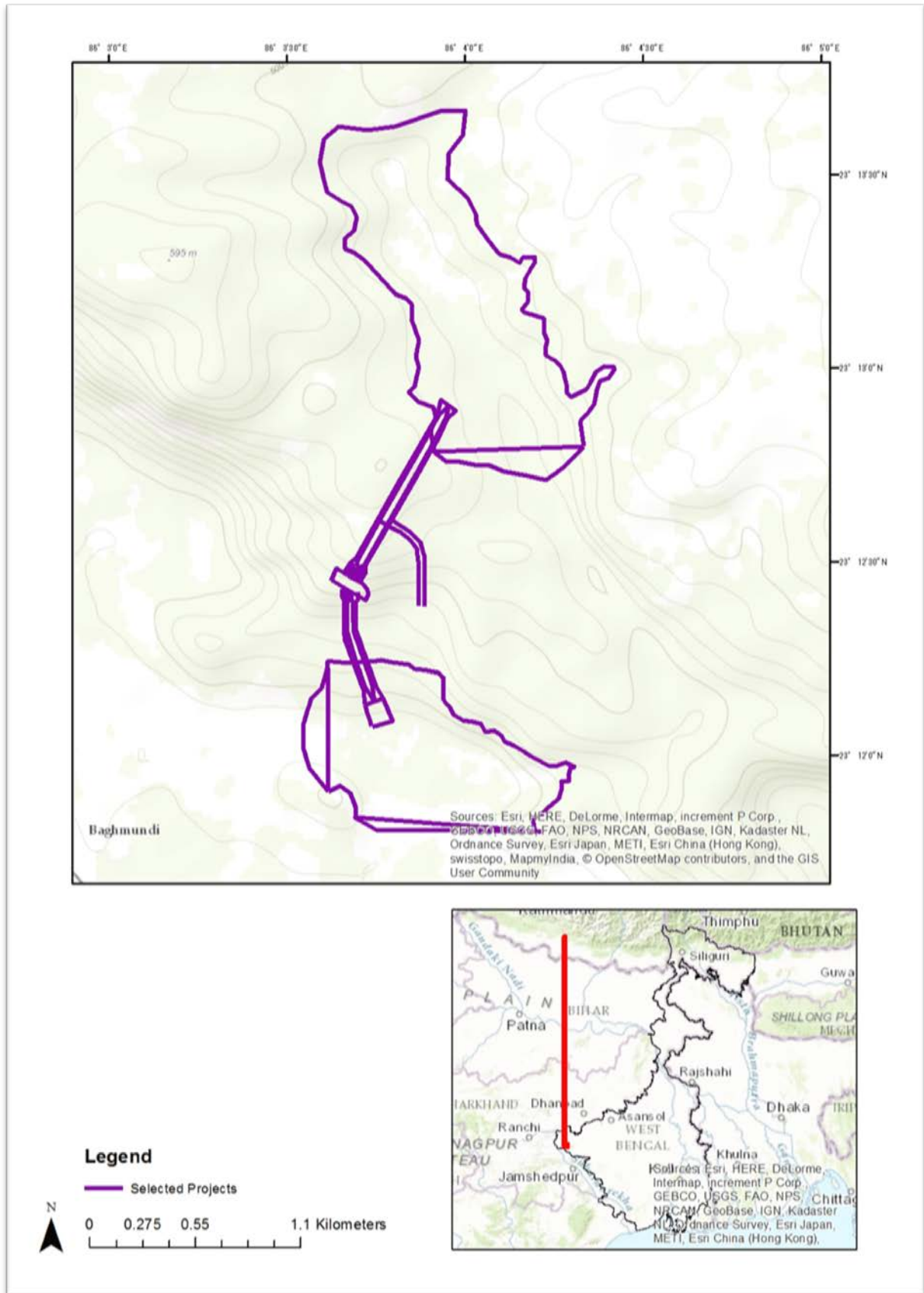


Figure 6.3.7-3 Topographic map of Turga PSP

6.4 候補案件

上記の結果を踏まえ調査団にて候補案件を選定した。

(ただし、事業者の情勢に関する評価は Stage 2、3 完了、2016 年 11 月時点の評価である)

抽出候補案件を下表に示す。

Table 6.4-1 Stage 2-3 Survey Summary - Promising PSP Projects

State	Project Name	Output (MW)	Estimated DPR completion	JICA team Evaluation	Stage 1	Stage 2-3
Odisha	Upper Indravati	4*150	2016 (planned) - 2019-20 (?)	Most advanced project in Odisha. DPR at very early stage by WAPCOS. DPR completion be delayed considering 3-4 years requirement in normal DPR. Seems least environmental restriction but EIA not yet. Adjustable machines can be implemented in the DPR. Must keep interactions with WAPCOS. Must wait EoI on JICA loan by OD until decision of NCEF grant.	76	60
Odisha	Upper Kolab	4*80	N/A. But after Upper Indravati.	No plan to initiate DPR unless NCEF granted. Environmental restriction not confirmed.	56	50
Odisha	Balimela	4*100	N/A. But after Upper Indravati.	No plan to initiate DPR unless NCEF granted. Environmental restriction not confirmed.	56	50
Karnataka	Sharavathy	450, 800, 900, 1,000	Mid. 2018	Most prioritized project in KN. DPR just initiated for 18mths by WAPCOS. Environmental restriction not confirmed yet (it may affect WLS). Must keep interactions with WAPCOS. Finance dept. is negative in external loans.	72	60
Karnataka	Varahi	700 (250, 600, 1,000)	N/A	Tentatively next to Sharavati. PFR being revised by WAPCOS in 3mths. KPCL may initiate further actions afterwards. Must monitor it. Finance dept. is negative in external loans.	52	50
Karnataka	Kali	600, 1,000	N/A	Current PFR abandoned affecting environment. PFR being revised by WAPCOS. May initiate further actions afterwards. Must monitor it. Finance dept. is negative in external loans.	28	30
Tamil Nadu	Kundah	500	COD aimed at 2021-	Little possibility to revoke REC. Fixed type PSP designed.	88	-
Tamil Nadu	Sillahalla	2,000	2017 expected.	high head 1,500m unchanged. Voith may participate in bid. Impractical for JICA loan as no Japanese manufacturers may participate.	56	-
Tamil Nadu	Kodayar	500	N/A	TANGEDCO conducts investigation but head is too high for Japanese manufacturers.	40	-
Tamil Nadu	Manalar	500	N/A	TANGEDCO conducts investigation but head is too high for Japanese manufacturers.	52	-
Tamil Nadu	Mettur	500	N/A	TANGEDCO conducts investigation. Environmental restriction not confirmed. (It may affect Reserved Forest). Yet immature project after Kundah & Sillahalla. Head is applicable for Japanese manufacturers.	48	40
Tamil Nadu	New sites (tentative)		N/A	Just identified. Yet to be studied. Must wait until March 2017 for further communication with TANGEDCO.	N/A	N/A
West Bengal	Turga	1,000	Completed & Approved.	Most advanced PSP project in WB. Exploration audit underway. DD tender on Jan., 2017 (earliest) for 24 mths. Shown interest on JICA loan but not secured it yet.	88	80
West Bengal	Bandhu (Bandu)	900	N/A	DPR tender being prepared & being ordered to domestic consultant. COD expected 2025-30 but not firm. WB already confirmed to assign it to ADB. Unless situations change no chance for JICA loan.	72	50
West Bengal	Kulbera	1,100	N/A	Just identified. Yet to be studied. Environmental restriction unknown but WBSEDCL anticipates none at the moment.	32	30

現時点では、**Upper Indravati of Odisha (OD)、Sharavathy of Karnataka (KN)、Turga of West Bengal (WB)**を最有望候補案件とした。

Upper Indravati については、州の優先希望先は NCEF であり、結果の通知がいつになるかは不明である。州 Energy 省の Principal Secretary は 2017 年 3 月としたが、いずれにせよ却下の場合円借款に向けての関心表明がなされる可能性が高い。

他の2案件、Upper Kolab and Balimela は NCEF 認定されれば DPR に向け動く可能性が高いため、引き続き候補として考慮する必要がある。

Sharavathy については、WAPCOS に DPR 作成が委託されている。PFR 修正に 3months、DPR に 18months、同時に EIA 作成も同社に委託、現時点では環境面の問題が明確ではないが、可変速機器の導入等、円借款化に向けては早期より WAPCOS 業務へのコミットメントが必要と思料され、MOU 締結への調整をしている。

Varahi、Kali も WAPCOS による PFR 修正対象で、仮に環境影響要素を回避したレイアウトが採択されれば Prior Environmental Clearance 取得が可能となり、Sharavathy 以降とはなるが今後の展開を期待し得る。

ただし、同州では依然財務部門の抵抗が課題である。

Turga については、DD 予算が依然不透明である。円借款適用を要望しているが現状では難しい。DD 発注のスケジュールからは至近に解決する必要があるため、密に接触を図る必要がある。

現状では Bandhu は見送るが、開発年次に縛りが無い模様であることから継続監視としたい。

Kulbera は identified 段階にあるが同州では3番目の優先順位にある。

Tamil Nadu については現状候補案件としうる具体的案件はない。Kundah、Sillahalla が開発優先されているが本件への円借款適用は難しい情勢である。Kodayar、Manalar の高落差案件も TANGEDCO は継続調査する方針と考えられる。従い、Mettur、あるいは今後浮上する新規案件を注視することになると考えられる。(

以上の結果の詳細を Table 6.4.2 に示す。(Stage 2~3 での追加、新規修正箇所を着色部で示す)

また、詳細な聴取議事録を Appendix に添付する。

なお、Stage 2、3 の結果、ranking study の見直し結果を以下に示す。

方針として、

- Stage 1 評価項目・配点 ; Stage 1 の方針を踏襲。ただし Stage 2、3 により各評価項目の評価を修正している。
- Stage 2 評価項目 ; Stage 1 時点で適用していない、「円借款意向」、「日本企業参入機会」の情報に関して評価。
- 上記配点を、Stage 1 : Stage 2 = 60 : 40 とする。
この結果、下記3地点が60以上として残される結果となった。表記はあくまで参考であるが、既述の評価結果と整合的である。
- Upper Indravati ; total 60
- Sharavathy ; total 60
- Turga ; total 80

以上の結果の詳細を Table 6.4.2 に示す。(Stage 2~3 での追加、新規修正箇所を着色部で示す)

また、詳細な聴取議事録を Appendix に添付する。

最終的に選定した3案件 (Upper Indravati、Sharavathy、Turga) の詳細情報を Table 6.4.3 に示す。

Table 6.4-2 Stage 2-3 Survey Project data after screening (3-1)

State	Project Name	Technical Evaluation						Economical Evaluation				Upper Dam	Lower Dam	Safety	
		Output(MW)	Design head (m)	Reservoir (existing, new)	Stage	Commissioning Year	Remarks	Evaluation	Project cost (Cr)	Project cost/MW (INR/kWh)	Levelized Tariff (INR/U)				Evaluation
Odisha	Upper Indravati	4*150	344	UD : Ext LD : New	DPR underway.	Delayed after 2022	DPR by May 2017 & COD in 2022 impractical. Delay highly likely.	B	1,601	26,675	2.5, or 3.25 (2016/June)	A	Kalahandi district	Kalahandi district	level 2
Odisha	Upper Kolab	4*80	251	UD : Ext LD : Ext	PFR completed. Waits for UI DPR	N/A	DPR action after completion of Upper Indravati DPR or NCEF grant approval.	B	813	25,419	3.0 (PFR)	A	Kolaput district	Kolaput district	level 2
Odisha	Balimela	4*100	246	UD : Ext LD : New	PFR completed. Waits for UI DPR	N/A	DPR action after completion of Upper Indravati DPR or NCEF grant approval.	B	1,404	35,090	3.13	A	Malkangiri district	Malkangiri district	level 2
Karnataka	Sharavathy	450, 800, 900, 1,000	436	UD : Ext LD : Ext	DPR initiated	2023	S&I, DPR, EIA by WAPCOS. PFR revised in 3mths & DPR in 18mths.	A	1449Cr (900MW) (PFR,2009)	16,100		A	Shimoga district	Uttara Kannad district	level 1
Karnataka	Varahi	700 (250, 600, 1,000)	476	UD : Ext LD : New	PFR being revised	N/A	Sharavathy 1st. PFR being revised by WAPCOS in 3mths. Go for DPR is up to the outcome.	B	3900(1000MW), 2346(600), 1025(250)	39,000(1000MW), 39,100(600), 41,000(250)		A	Shimoga district	Udupi district	level 1
Karnataka	Kali	600, 1,000	374	alt 1: UD:New, LD:Ext alt 2: UD:Ext, LD: Ext	PFR being revised	N/A	The current layout was suspended & no intention to continue. PFR being revised by WAPCOS.	B/C	1243.4Cr But to be redesigned.	20723.3 But to be redesigned.		To be redesigned.	Uttara Kannada district	Uttara Kannada district	level 1
Tamil Nadu	Kundah	500	236	UD : Ext LD : Ext	DPR completed	2021-	partial construction commences. Phase 1 & phase 2 tenders to come 2017.	A	1,831Cr (DPR)	36,633	5.64 (DPR)	B	Nilgiris district	Nilgiris district	level 1
Tamil Nadu	Sillahalla	2,000	1,599	UD : New LD : Ext	DPR completed. Being approved by state	2023 earliest (maybe unpractical)	DPR phase1 almost finalized. DPR phase2 tender delayed. Still intends to commence construction 2019.	C	6,914Cr (PFR)	34,570	3.31 (PFR, conclusion)	A	Nilgiris district	Coimbatore district	level 1
Tamil Nadu	Kodayar	500	1,234	UD : Ext LD : Ext	PIR		Investigation is ongoing.	C	2,550Cr	51,000		C	Kanyakumari district	Kanyakumari district	level 1
Tamil Nadu	Manalar	500	1,050	UD : Ext LD : New	PIR		Investigation is ongoing.	C	3,350Cr	67,000		C	Theni district	Theni district	level 1
Tamil Nadu	Mettur	500	208	UD : New LD : Ext	PIR		Investigation is ongoing.	C	2,200Cr (500MW)	44,000		B	Salem district	Salem district	level 1
Tamil Nadu	New sites (tentative)		less 800m	Varies			Just proposed by JICA team & to be studied by TANGEDCO. It may be available in 2017.	N/A				N/A			
West Bengal	Turga	1,000	146	UD : New LD : New	DPR competed. DD tender being prepared.	2022	Approved and TEC issued (Oct., 2016) DD tender being prepared (expected in Jan., 2017)	A	4,519	45,188	6.07	B	Purulia district	Purulia district	level 1
West Bengal	Bandhu (Bandu)	900	N/A	UD : New LD : New	S&I	Undecided.	Topo & preliminary geotechnical investigation carried out. Preparation for DPR will be started soon.	B				ND	Purulia district	Purulia district	level 1
West Bengal	Kulbera	1,100	152	UD : New LD : Ext	Identified	N/A	PFR not done. S&I yet taken up (WBSEDCL, 2016/Sep.)	C				ND	Purulia district	Purulia district	level 1

Table 6.4-2 Stage 2-3 Survey Project data after screening (3-2)

State	Project Name											State Power Sector status	
		National Park, Reserved Forest	Wild Life Sanctuary	Tiger/ Elephant habitat	KBA	Endemic Bird Area	Biodiversity Hotspots	Scheduled Tribe Rate	EIA report, EC, FC	Remarks	Evaluation	Necessity/Justification of PSP from power sector status	Power Sector Evaluation
Odisha	Upper Indravati	Reserved Forest						28.50%		one temple resettlement Land required for private/forest lands. FC may take time. ST is comparably high. No EIA yet & environment needs to be clarified.	B	Securement of peak power and stabilization of the grid.	B
Odisha	Upper Kolab	Reserved Forest						56.56%		a few resettlement. Land required for private/forest lands. ST is very high.	C	Securement of peak power and stabilization of the grid.	B
Odisha	Balimela							57.83%		103ha forest submerged. Settlement to be studied in DPR	C	Securement of peak power and stabilization of the grid.	B
Karnataka	Sharavathy	Not certain til EIA but Forest may be affected.	In Sharavathi Valley WLS	Elephant and Tiger	5km	in	in	3.73%		KPCL has no data of protectd areas, leave All up to DPR&EIA by WAPCOS. But it locates in WLS, EBA,Hot Spot. EIA may take time. 50 acre is required to be obtained.	B	1st is to stabilize the grid, 2nd is to secure peak power.	A
Karnataka	Varahi	10km from Western Ghats WHS. Forest may be affected.	10 km from the Mookambika S (or possibly inside of WLS)	2.3km from known tiger habitat			in	4.49%		KPCL has no data of protectd areas. . lower reservoir (150acr) , 55 acr additionally required. Small villages resettlement.	B/C	1st is to stabilize the grid, 2nd is to secure peak power.	A
Karnataka	Kali	Reserved Forest	Dandeli WLS	tigere reserve, Tiger and Elephant	in	5km	in	2.38%		Will revise PFR. Unless avoid environmental restriction, suspension likely.	N/A	1st is to stabilize the grid, 2nd is to secure peak power.	A
Tamil Nadu	Kundah	2km from National Parks, 3km from Western Ghat WHS	4km from AZE	Tiger and Elephant	in	in	in	4.46%	EC obtained (2007)		A	Storage, securement of peak power, stabilization of the grid against many introduction of REN.	B
Tamil Nadu	Sillahalla	8km from Western Ghats WHS. 7.3km from NP. Protected Forest may likely be affected.	1.9km from Nilgiris Reserve	Tiger and Elephant	in	in	in	4.46% and 0.82%		TANGEDCO has no data on environment. It says All to be collected in DPR or later.	C	Storage, securement of peak power, stabilization of the grid against many introduction of REN.	B
Tamil Nadu	Kodayar	0.5km from Western Ghat WHS	Kalakad S, Mundanthurai S	0.5km from tiger reserve, Tiger and Elephant	in	in	in	0.39%			C	Storage, securement of peak power, stabilization of the grid against many introduction of REN.	B
Tamil Nadu	Manalar	KB Forcal Area, 0.5km from Western Ghat WHS	Megamalai WLS, 9.7km from Srivilliputhur S	0.5km from tiger resrve,Tiger and Elephant	in	in	in	0.15%			B	Storage, securement of peak power, stabilization of the grid against many introduction of REN.	B
Tamil Nadu	Mettur	Protected Forest may likely be affected. (possibly UD in RF)	7.9km from Nilgiris Reserve	5km from Tiger, 10km from Elephant				3.43%			C	Storage, securement of peak power, stabilization of the grid against many introduction of REN.	B
Tamil Nadu	New sites (tentative)										N/A		N/A
West Bengal	Turga			30km from elephant				18.45%	EC obtained (2016)	234ha forest	A	securement of peak power, stabilization of the grid for thermal power generation.	B
West Bengal	Bandhu (Bandu)							18.45%			A	securement of peak power, stabilization of the grid for thermal power generation.	B
West Bengal	Kulbera		location unclear	location unclear				N/A			C	securement of peak power, stabilization of the grid for thermal power generation.	B

Table 6.4-2 Stage 2-3 Survey Project data after screening (3-3)

State	Project Name	State Government Support					Stage 2-3 Evaluation			Stage 1 S1 : S2-3 60 : 40	Stage 2-3	
		Power/Energy Dept. Support	Finance Dept. Support	Debt-sustainability clearance	Consistency with the priorities of the State Governments	Remarks	Evaluation	Intention for Japanese Yen Loan	Intention for Japanese Yen Loan			Opportunity for Japanese companies
Odisha	Upper Indravati	A	A	C	A		A	Applied for NCEF. Consider JICA loan after fails (around March 2017)	B/C	Up to DPR (OHPC requested WAPCOS to study adjustable machines)	76	60
Odisha	Upper Kolab	A	A	C	B		B	Applied for NCEF. Consider JICA loan after fails (around March 2017)	B/C	N/A	56	50
Odisha	Balimela	A	A	C	B		B	Applied for NCEF. Consider JICA loan after fails (around March 2017)	B/C	N/A	56	50
Karnataka	Sharavathy	A	C/B	A	B	KPCL admits Finance dept. remains negative toward External Loans.	C	Undecided. KN considers REC, PFC or banks.	B/C	N/A.	72	60
Karnataka	Varahi	A	C/B	A	B	KPCL admits Finance dept. remains negative toward External Loans.	C	Undecided. KN considers REC, PFC or banks.	B/C	N/A.	52	50
Karnataka	Kali	A	C/B	A	B	KPCL admits Finance dept. remains negative toward External Loans.	C	Undecided. KN considers REC, PFC or banks.	B/C	N/A.	28	30
Tamil Nadu	Kundah	A	A	A	A		A	REC funded & no chance to revoke.	Impractical	Negative as Fixed machines designed	88	-
Tamil Nadu	Sillahalla	A	A	A	A		A	TN affirmative but practically difficult.	Impractical	C	56	-
Tamil Nadu	Kodayar	A	A	A	A		A	Practically difficult.	Impractical	High Head. Impractical.	40	-
Tamil Nadu	Manalar	A	A	A	A		A	Practically difficult.	Impractical	High Head. Impractical.	52	-
Tamil Nadu	Mettur	A	A	A	A		A	Undecided as future project	N/A	ND	48	40
Tamil Nadu	New sites (tentative)						N/A	N/A. This option was proposed by JICA team on the premises TN needs more PSPs and be attracted by JICA loan conditions.	N/A	ND	N/A	N/A
West Bengal	Turga	A	A	A	A		A	A/B. WBSEDCL expressed that it was not secured to utilize JICA loan as it's a board matter.	A/B	A	88	80
West Bengal	Bandhu (Bandu)	A	A	A	A		A	ADB decided to be utilized by WB	C	N/A	72	50
West Bengal	Kulbera	B	A	A	B		B	N/A	N/A	N/A	32	30

Table 6.4-3 Details of Selected Project (Upper Indravathi)

Description	Information
Current Status	PFR completed in 2012 Current Status: DPR, Survey and investigations under progress
Purpose of pumped storage project	1. Supply of Peak Power 2. Supply of Balancing Power to the Grid 3. Follow to Policy of the central government
Detailed Information of the project	
(i) Site location (map, general layout, etc.);	Upper dam - Kalahandi district Lower dam - Kalahandi district Upper dam - Upper indravati dam (existing) Lower dam - new dam (proposed) Location Map - Refer Appendices of Draft Final Report
(ii) Year to be programmed to be commissioned;	Planned to be commissioned by 2021-22 1. Project has been proposed to be completed within 4.5 years (54 months) from award of works including pre-construction activities. 2. Currently DPR is under progress
(iii) Technical Information such as;	
- Installed capacity (capacity per unit, number of units);	600 MW (4 x 150 MW)
- Head (gross, net);	Rated Head : 344.37 m (generation), 379.17 m (pumping)
- Maximum discharge for power generation and pumping up;	208 m ³ /s (generation) 164.80 m ³ /s (pumping)
- Output duration per day;	5.50 hours generation
- Height of a dam;	Upper dam - 54.5 m Lower dam - 18.0 m
- Length of a dam's crest;	Upper dam - 630.5 m Lower dam - 1200 m
- Design flood discharge of a spillway;	Upper dam - 11,430 m ³ /s Lower dam - Flood studies have not been carried out for lower reservoir in the PFR. It is learnt that detailed studies will be made during DPR stage
- Full reservoir level, Maximum drawdown level and available depth of a upper & lower reservoirs;	Upper dam: FRL: RL 642.00 m, MDDL: RL 625.00 m Lower dam: FRL: RL 281.50 m, MDDL: RL 269.00 m
- Internal diameter of a headrace, a penstock and a tailrace;	HRT - 7.5 m, Pressure shaft - 5.0 m (2 nos.) Penstock - 3.50 m (4 No.s) Tailrace - 2 Nos. 6.00 m (2 nos.)
- Thickness of lining or filling concrete of a headrace, a penstock and a tailrace;	HRT - 500 mm thick concrete lining Surgeshaft - 500 mm thick concrete lining
- Length of a headrace, a penstock and a tailrace;	HRT - 2700 m Pressure shaft - 450 m (2 nos.) Penstock - 160 m (4 nos.) Tailrace - 1600 m (2 nos.)
- Thickness of a steel penstock;	varies from 24 mm to 36 mm
- Plan area and height of a underground powerhouse;	2016 m ² , height 48.2 m

Description	Information
- Length of a main access tunnel;	Diameter - 7 m D-shaped. Length of MAT is not yet finalized during PFR stage. Will be available after DPR preparation
- Other features such as pure pumped storage or river pumped storage, pumped storage daily regulation or weekly regulation, utilizing the existing reservoir or not, etc.	Pure pumped storage project Pumping duration: 7 hours /day during 270 days. No pumping operation from July 1st to 30th Sep. For one unit the yearly pumped volume is 280 MCM. The average discharge per unit is 41.20 Cumecs and for the four units, the yearly volume (Pumping Mode) amounts to 1121 MCM. This is equivalent to 164.80 Cumecs discharge in pumping mode.
(iv) Capacity of transmission line planned to be connected and distance to the transmission line	220 kv, Routing & length of transmission line is not yet finalized. Will be available after DPR preparation
(v) Natural environmental conditions such as:	
- Hydrology;	Catchment area; Upper dam - 2630 km ² Total inflow as per 90% dependable year is 1685.92 MCM. The yearly pumped volume is 1121.00MCM, which is about 66.50% of the total inflow.
- Geology	The geological features of the surrounding of the existing scheme are well established. In and around Upper Indravati Project, acid to intermediate charnockite, pyroxene granulite, leptynite and amphibolites are exposed. The general trend of the rocks is towards N.S. to N.E.S.W, However at the time of preparation of DPR detailed geological investigation needs to be carried out for fixation of most suitable layout of the proposed pumped storage scheme.
- Distribution maps and related information of protected area such as national parks, animal sanctuaries, biosphere reserves, Important Bird Areas, reserved forest, protected forest, etc.;	No protected areas like national parks, santuaries, biosphere reserves
- Distribution maps and related information of forest areas required Forest Clearance (i.e. Protected Forest stipulated in Indian Forest Act 1927) ;	Upper Indravati HEP is in operation since 2001. Upper Reservoir is already functional. The Lower reservoir has been proposed to be formed near Mukhiguda town in adjoining area of existing Switchyard. The predominant land use in the vicinity of project area is forest land as well as private land. The proposed reservoir will lead to submergence of about 80 Ha. of land. Submergence of protected/Reserved forests land around the project will be minimal. There are no sites or monuments of archaeological or national importance which would be affected by the project activities. The land will also be required for construction of power house complex and its apparent works i.e. HRT, surge shaft, penstocks and TRT etc. Total land required for the construction of various components is about 85 Ha. Most of land comes under the Category of forest and private land and situated nearby to the existing HEP.
(vi) Social environmental condition such as;	
- Land-use map;	Refer Appendices of Draft Final Report
- Distribution maps and related information of private land;	The predominant land use in the vicinity of project area is forest land as well as private land (land required for project is about 85 Ha). However, it is reported that details will be available after DPR preparation.
- Length of an newly-constructed access road to a dam or between a dam site and the existing road;	3 km of new road proposed to connect to existing motorable road
- Necessity of resettlement (If yes, number of people to be resettled is also to be collected.);	Project involves submergence of land for construction of lower reservoir. Extent of R&R - will be studied as part of EIA study during DPR stage

Description	Information
- Position of historical site and cultural heritage designated by government or international authority such as UNESCO, etc;	Nil
- Residential area of Indigenous Peoples with independent language and/or culture, etc.);	Nil
(vii) Logical reason why each pumped storage project is viable and its ground including economic analysis such as cost of power generation, economic efficiency against other power source, etc.	1. Total Project Cost INR 16005 Millions (at 2012 Price Level), Levellised conversion cost = INR 2.50 / kWh
(viii) Customers to sell electric power;	Odisha Power Transmission Corporation Limited
(ix) With or without power purchase agreement;	with PPA
(x) Situation to offer to Discom;	Not yet finalized. Learnt that, it will be finalized during DPR
(xi) Source of finance; from PFR (2012)	Debt-equity ratio considered for project is 70:30. The source of finance for debt component is not yet finalized by Govt. Of Odisha, as the project is in PFR stage. Details will be available after DPR preparation Reportedly application submitted to NCEF finance (Sep, 2016)
(xii) Movement of aid agencies such as World Bank, ADB, etc., except JICA;	Not yet finalized. Learnt that, it will be finalized during DPR
(xiii) Obstacle and difficulty, if any;	Involves land acquisition for lower reservoir (private/forest)

Table 6.4-4 Details of Selected Project (Sharavathy)

Description	Information
Current Status	Current Status: Survey and investigations under progress. DPR is underway including the review of PFR
Purpose of pumped storage project	1. To meet the peak power requirement of Karnataka and stabilize the grid 2. National Institute of Advanced Studies (NIAS), recommended to develop a 1000 MW installed capacity, 10 hour, pumped storage scheme for the year 2022
Detailed Information of the project	
(i) Site location (map, general layout, etc.);	Upper dam - Shimoga district Lower dam - Uttara Kannad district Refer Appendices of Draft Final Report for Location map of Sharavathy PSP As per PFR, Upper dam - Proposed on Hinni stream However, other alternative proposed is to utilise existing Talakalale reservoir Lower dam - Gerusoppa (existing)
(ii) Year to be programmed to be commissioned;	2023, Based on discussions with KPCL
(iii) Technical Information such as; (basically as per PFR 2008, KPCL)	
- Installed capacity (capacity per unit, number of units);	900 MW (4 x 225 MW) as per PFR 2008, KPCL Based on discussions, an installed capacity of 1000 MW is under consideration of KPCL, however, the capacity will be finalised after completion of DPR.
- Head (gross, net);	Rated Head : 436 m (generation) Rated Head: 456 m (pumping)
- Maximum discharge for power generation and pumping up;	234 m ³ /s (generation) 180 m ³ /s (pumping)
- Output duration per day;	6 hours
- Height of a dam;	Upper dam : 26.70 m Lower dam : 62 m
- Length of a dam's crest;	Upper dam : 100 m Lower dam : 421 m
- Design flood discharge of a spillway;	Upper dam : N/A Lower dam : 6245 m ³ /s
- Full reservoir level, Maximum drawdown level and available depth of a upper & lower reservoirs;	Upper dam: FRL: RL 500.00 m, MDDL: RL 480.00 m Lower dam: FRL: RL 55.00 m, MDDL: RL 43.50 m
- Internal diameter of a headrace, a penstock and a tailrace;	HRT - 9.0 m, Pressure shaft - 5.2 m Tailrace - 5 x 5m (D-shaped)
- Thickness of lining or filling concrete of a headrace, a penstock and a tailrace;	HRT - 300 mm thick TRT - 300 mm thick

Description	Information
- Length of a headrace, a penstock and a tailrace;	HRT - 86 m Pressure shaft - 602 m Tailrace - 560 m
- Thickness of a steel penstock;	N/A
- Plan area and height of a underground powerhouse;	2040 m ² , height 45 m
- Length of a main access tunnel;	900 m
- Other features such as pure pumped storage or river pumped storage, pumped storage daily regulation or weekly regulation, utilizing the existing reservoir or not, etc.	Pure pumed storage project, Peak hour generation - 6 hours Pumping off-peak hours - 8 hours
(iv) Capacity of transmission line planned to be connected and distance to the transmission line	220 kV & 25 km (approx)
(v) Natural environmental conditions such as:	
- Hydrology;	<p>1. As per PFR 2008, Upper reservoir is newly proposed, with a catchment area of about 6.52 km², with a gross capacity of 5 MCM. Lower reservoir is proposed to utilise the existing Gerusoppa Reservoir having a storage of 131 MCM at FRL.</p> <p>2. To overcome the Upper reservoir, an alternative of utilising both upstream and downstream reservoirs existing, upper reservoir Talakalale catering to existing Sharavathy Generation Station (1035 MW) & lower reservoir Gerusoppa catering for existing Gerusoppa HEP (240 MW) has been proposed.</p>
- Geology;	The area where the project is proposed comprises of thick Laterite followed by Granite Gneiss formations. The general trend of foliation in granite gneiss rock is East-West dipping 70 ⁰ northerly. The rock is medium to coarse grained, hard and massive in nature. For underground excavations, sufficient rock cover is expected to be available as gathered from surface geological studies.
- Distribution maps and related information of protected area such as national parks, animal sanctuaries, biosphere reserves, Important Bird Areas, reserved forest, protected forest, etc.;	Forest map near Sharavathy PSP is given in Appendices of Draft Final Report. It is seen that both upper and lower dam are away from the boundary of Sharavathy Wildlife Sanctuary
- Distribution maps and related information of forest areas required Forest Clearance (i.e. Protected Forest stipulated in Indian Forest Act 1927);	Information not available, however it is to be noted there are 3 plants existng in close to the proposed project vicinity.

Description	Information
(vi) Social environmental condition such as;	
- Land-use map;	Refer Appendices of Draft Final Report
- Distribution maps and related information of private land;	Information not available as the project is at preliminary stage However, it is understood from KPCL, that the land required near the reservoirs for project components is already acquired by KPCL for earlier existing projects.
- Length of an newly-constructed access road to a dam or between a dam site and the existing road;	about 10 km
- Necessity of resettlement (If yes, number of people to be resettled is also to be collected);	As per PFR, Resettlement may be necessary for upper reservoir. However, as per discussions, it is proposed to use both upper and lower existing reservoirs. Therefore, resettlement not anticipated.
- Position of historical site and cultural heritage designated by government or international authority such as UNESCO, etc;	No important historical site and cultural heritage sites near the project area.
- Residential area of Indigenous Peoples with independent language and/or culture, etc.);	Details not finalised, only preliminary studies carried out
(vii) Logical reason why each pumped storage project is viable and its ground including economic analysis such as cost of power generation, economic efficiency against other power source, etc.	Project cost (2008 price level) - INR 14490 Million Annual energy generation - 1971 Mu
(viii) Customers to sell electric power;	KPCL will be selling power generated to Discoms, Based on discussions with KPCL
(ix) With or without power purchase agreement;	With PPA, Based on discussions with KPCL
(x) Situation to offer to Discom;	Genarsting company will sell power to Discoms
(xi) Source of finance;	Learnt that, this will be taken up after finalisation of DPR
(xii) Movement of aid agencies such as World Bank, ADB, etc., except JICA;	Learnt that, this will be taken up after finalisation of DPR
(xiii) Obstacle and difficulty, if any;	Nil

Table 6.4-5 Details of Selected Project (Turga)

Description	Information
Current Status	1. DPR completed 2015 and reviewed by Central Government 2. Environmental Clearance issued by MoEF on Aug. 2016. 3. TEC issued by CEA on Oct. 2016.
Purpose of pumped storage project	1. Stabilisation of grid and a backup power for fluctuations in thermal power plants generations, 2. To secure peak power
Detailed Information of the project	
(i) Site location (map, general layout, etc.);	Upper dam - Purulia district Lower dam - Purulia district
(ii) Year to be programmed to be commissioned;	2022, (by EIA Report for Tunga PSP, West Bengal)
(iii) Technical Information such as;	
- Installed capacity (capacity per unit, number of units);	1000 MW (4 x 250 MW)
- Head (gross, net);	146.4 m (generation), 154 m (pumping)*
- Maximum discharge for power generation and pumping up;	Maximum discharge: 197 m ³ /s (generation mode) per unit Maximum discharge: 196.7 m ³ /s (pumping mode) per unit
- Output duration per day;	5 hours
- Height of a dam;	Upper dam - 63.50 m Lower dam - 64.00 m
- Length of a dam's crest;	Upper dam - 732 m Lower dam - 872 m
- Design flood discharge of a spillway;	Upper dam - 280 m ³ /s Lower dam - 428 m ³ /s
- Full reservoir level, Maximum drawdown level and available depth of a upper & lower reservoirs;	Upper dam: FRL: RL 464.00 m, MDDL: RL 444.40 m Lower dam: FRL: RL 316.50 m, MDDL: RL 280.40 m
- Internal diameter of a headrace, a penstock and a tailrace;	Headrace tunnel 9.0 m dia Penstock (steel lining): 9.0 m (2 Nos.), 6.4 m (4 Nos.) Tailrace: 7.0 m (4 Nos), 10 m (2 Nos.)
- Thickness of lining or filling concrete of a headrace, a penstock and a tailrace;	Design details not furnished in the available information
- Length of a headrace, a penstock and a tailrace;	Headrace tunnel: 618 m Penstock: 224 m (9.0 m dia) & 74 m (6.4 m dia) Tailrace tunnel: 126.90 m (7.0 m dia) & 419 m (10 m dia)
- Thickness of a steel penstock;	Design details not furnished in the available information
- Plan area and height of a underground powerhouse;	Plan area: 4000 m ² & 53 m height
- Length of a main access tunnel;	430 m

Description	Information
- Other features such as pure pumped storage or river pumped storage, pumped storage daily regulation or weekly regulation, utilizing the existing reservoir or not, etc.	1) pure pumped storage project 2) 5 hours generation during peak hours
(iv) Capacity of transmission line planned to be connected and distance to the transmission line	400 kV transmission line. The Switchyard is placed aboveground at the southeast of the Underground Powerhouse location in light of shortening of transmission line between the Switchyard and proposed new Purulia PSP 400 kV substation where electricity produced by Turga Pumped Storage Project is planned to be transmitted.
(v) Natural environmental conditions such as:	
- Hydrology;	The project envisages the construction of Upper Dam (C.A. 8.29 km ²) across Turga Nala, a tributary of Subarnarekha river and a water conductor system with an underground Power House on the downstream of Upper Dam and a Lower Dam having intermediate catchment of 4.37 km ² . The Project is a Close Loop type Pumped Storage Scheme. It comprises two reservoirs at two different levels and water conductor system connects the two reservoir through an underground power house.
- Geology	1) The Turga Project area located in Ajodhya Hills, lies in the tectonic regime of Chhotanagpur Gneissic Complex (CGC). This covering an area of 100,000 km ² forms the eastern extension of the Central Indian Tectonic Zone (CITZ). Chhotanagpur Complex (CGC) lies north of the E-W trending North Singhbhum Mobile Belt (NSMB) 2) The Turga Pumped Storage Project is located near Bagmundi on the southern margin of the plateau. The drainage around the project area two seasonal rivulets namely Kistobazar and Turga Nala, is structurally controlled by NE-SW and E-W trending fracture/lineaments / prominent master joints display dendritic to sub-rectangular pattern.
- Distribution maps and related information of protected area such as national parks, animal sanctuaries, biosphere reserves, Important Bird Areas, reserved forest, protected forest, etc.;	1. There is no Wildlife sanctuary, National park or Biosphere Reserve present within the study area. 2. The forests in the proposed project area along the Turga Nalla fall in Purulia Forest Division of West Bengal. As per classification, the forest under this division is Northern tropical Dry Deciduous Forest (5B) type and Dry peninsular sal forest (5B/C 1c). This is further classified as Reserved Forest, Protected forest, Unclassed state forest, khas forest, vested waste land, forest owned by corporate bodies and forest owned by private individuals.
- Distribution maps and related information of forest areas required Forest Clearance (i.e. Protected Forest stipulated in Indian Forest Act 1927);	Only reserved forest clearance applicable

Description	Information
(vi) Social environmental condition such as;	
- Land-use map;	1) The total land required for the project is 292.0 ha
- Distribution maps and related information of private land;	2) Out of which 234 ha of land is Forest land and the remaining (58 ha) is non-forest government land and/or Private Land. 3) Out of 58 ha of non-forest government land and/or Private Land, 34 ha of land will be transferred from I & W Directorate, Government of West Bengal to Turga Pumped Storage Project. Remaining 24 ha of land to be arranged temporarily on leased basis.
- Length of an newly-constructed access road to a dam or between a dam site and the existing road;	A total of about 13 km of new roads are to be constructed.
- Necessity of resettlement (If yes, number of people to be resettled is also to be collected.);	No family will be losing homestead. Some minimum private land is to be acquired on temporary basis and no permanent acquisition of private land is envisaged. Thus, issues related to Resettlement and Rehabilitation are not envisaged in the proposed Project.
- Position of historical site and cultural heritage designated by government or international authority such as UNESCO, etc;	No historical site and cultural heritage designated near Project area
- Residential area of Indigenous Peoples with independent language and/or culture, etc.);	No
(vii) Logical reason why each pumped storage project is viable and its ground including economic analysis such as cost of power generation, economic efficiency against other power source, etc.	1. Total Project Cost INR 42904.1 Millions (at 2014 Price Level), 2. Levellised conversion cost: INR 5.85 / kWh 3. Benefit Cost Ratio: 1.63 (this is to be being revised reflecting escalation from 2014)
(viii) Customers to sell electric power;	Distribution through Discoms
(ix) With or without power purchase agreement;	with PPA
(x) Situation to offer to Discom;	Peak power to WBSEDCL
(xi) Source of finance;	Debt-equity ratio is 70:30 The debt component required for development of project is proposed to be obtained from financial institutions like JICA.
(xii) Movement of aid agencies such as World Bank, ADB, etc., except JICA;	Developer has approached JICA for funding
(xiii) Obstacle and difficulty, if any;	Forest clearances

第7章

課題と提言

第7章 課題と提言

今後の円借款事業形成に向けた提言を以下に示す。

7.1 候補地点の検討

本調査は、多くの要請案件の中から円借款候補事業を選定するため、公知収集資料、関係機関開示資料などに基づき実施している。

従って、

- ▶ 特定の事業者（カウンターパート）がないため、共同の「揚水地点発掘・形成」作業ではない。この作業は、1998年及び2012年実施の「マハラシュトラ州揚水発電開発に係る情報収集・確認調査（Master Plan）」で実施され、地形データ等に基づいての地点の検証、新規の有望地点の追加発掘も実施している。このような発掘は今回は実施できなかった。（ただし、例外的に Tamil Nadu だけは、州の案件が超々高落差が大半であるため、TANGEDCO 提示資料に基づき日本企業が対応可能な落差での地点を提案した）
- ▶ 現地踏査を含まないため、個別の現地で確認可能な情報が未把握である（治安面、アクセス、住環境、森林、土地利用、動植物、等の社会自然環境、地形地質等の概略、河川流況など）。（ただし、最も至近の実現性の高い West Bengal のみ揚水地点の調査を行った。他州についても、特に有望地点（Upper Indravati、Sharavathy）は今後確認しておくことが推奨される）
- ▶ 本調査では、入手した技術面、経済性、社会環境面等に関する基本情報に焦点を当て、基本情報の導出根拠（調査データ、設計、工事費等）の生データの遡及検証までは踏み込んでいない。特に有望地点の情報は、個別に確認が必要になると考えている。

本調査の結果、最終的には76候補地点より3案件（Upper Indravati、Sharavathy、Turga）を最重視候補として選定した。また、各州が検討を継続する地点としてほかに12揚水案件が動いており、これらを合計した15案件を継続監視案件として提示する（Table6.1.6-1）。一部現状では円借款化対応困難とみなすべき Tamil Nadu 案件もあえて含めている。

JICA 殿としては、これら各案件について定期的に進捗状況を観察することが望ましい。

併せて、中央政府機関 CEA、MOP 動向のトレースを行うことも推奨される。ここ1~2年でも水力、揚水、再生電源に関わる方針の改定を図ってきており、これらが各州政府の揚水案件形成に対する動向に影響を与えられられるからである。

本調査は現時点断面での結論で、数年後には状況が変わっている可能性があり、重点州のみならず、今回脱落した州の考え方も変化する可能性があるため、折に触れ状況観察も重要と思われる。

7.2 候補各州の課題・提言

7.2.1 Maharashtra

- 最大の障害は Energy 省と MAHAGENCO の揚水発電への否定的姿勢である。改善しない限り円借款化の可能性は低い。
- インドの中で最も豊富な揚水候補地点を有すること、州財政もインド最大で電力セクター財政も問題なく、将来の揚水発電州としては問題がない。なんとか州政府方針を動かしたいと考える。特に、2012 年 JICA 調査によっても有望案件 (Warasgaon) を発掘済である。
- 従来、州水資源省が具体的な行動を起こせていなかったが、2016 年 10 月の情報では、GOMWRD の水力設計部門を MAHAGENCO に移管する案が提示されているとされた。これが事実とすれば、経緯は不詳ながら、MAHAGENCO 内の変化も期待できるため、機会をみて接触することが推奨される。
- 中央政府 CEA の掲げた揚水発電 10GW 目標は、最大の潜在揚水の保有州である同州を改善しなければ推進困難である。(CEA は直接州 Energy 省にコミットすることには及び腰であったが) 幸い現在、州が BJP 政権下にある事から、中央と州の関係改善もあるとみられ、CEA、MOP へ定期的に接触、働きかけも行っていただきたい。

7.2.2 Odisha

- Upper Indravati が有望地点。まだ時間を要するが DPR (S&I) に着手している。州政府は円借款に関心を有しているが、NCEF (National Clean Energy Fund) の資金供与を第一優先順位に考え要請している。
- ただ NCEF fund が grant であれば project cost 負担は低減する。NCEF 拠出 75% の残分 25% につき円借款化を図る余地があるとも考えられる。
- OHPC は円借款の手続を全く把握していない。おそらく中央からみて重視される州かは疑問もあり、NCEF 要請却下時には円借款に向け協議要請を進めてくる可能性が高い。その際には積極的に誘導していく必要がある。ただし NCEF 結果が判明する (州目論みでは 2017 年 3 月頃) までは無理であろう。
- 現在の CEA 許認可プロセスを考慮すると Prior Environmental Clearance 取得時、すなわち現 DPR でレイアウト等の基本設計を固める必要があり、可変速揚水の導入に関しても、WAPCOS が現在実施中の DPR において早期に誘導することがおそらく望ましい。WAPCOS、OHPC 双方への接触の継続が必要である。
(調査団員 (JPOWER) としても WAPCOS と情報交換、JICA 殿に情報提供継続していきたい)

7.2.3 Telangana

- 残念ながら開発対象となり得る地点、また事業者の姿勢も揚水発電を志向しているとはいえない。

7.2.4 Karnataka

- 同州は、Tamil Nadu 同様、再生電源大量導入を推進し確実に揚水発電を推進する州である。可変速機器の導入にも合意形成がしやすいと推測される。
- 1,000MW 目標での揚水開発方針を定めており、Sharavathy を最有望として DPR 着手している。(ほかにも、Varahi など、有望案件を抱えている。)
- しかし、確実に円借款形成するためには、Odisha 同様、WAPCOS 作成実施中の DPR において早期に可変速機器の必要性を強調する必要がある。

(同案件についても、調査団員 (JPOWER) としても WAPCOS と情報交換、JICA 殿に情報提供継続していきたい)

- ただし、財務当局への説得が依然課題である。まず KPCL への合意形成を図り、足場として州政府への説得を継続することが必要。

7.2.5 Kerala

- 現実には、全地点が初期段階であるため、早期の案件浮上は想定し難い。
- 現在、KSEBL は円借款への要望だけが先行しているが、揚水導入必要性を正当化させる根拠を整備させる必要がある。
- ただ、Kerala には既存の水力発電所による大規模貯水池が多い。便益を説明できれば、揚水発電案件を形成することは将来可能である。現在、KSEBL には揚水発電計画を推進可能な技術能力はまだ十分には備わっていないと思われる。また円借款事業への必要となる手続きも未成熟である。同州での円借款案件培養の観点から、上記課題を含めて揚水開発 Masterplan 作成からの支援協力を行う観点はあると思われる。

7.2.6 Tamil Nadu

- 同州は、大規模再生電源を開発確実な州であり、系統安定化ツールとしての可変速揚水導入へのハードルは比較的低いため、州内での可変速揚水への合意形成は比較的容易と考えている。
- 残念ながら、Kundah、Sillahalla への関与できる可能性は低いと判断される。
- しかし、同州では継続的に新規案件を継続発掘する意向を持つことから、Mettur、その他、新規案件の培養への注視を行うべきである。

(2012年のJICAマハラシュトラ調査に類した案件発掘提案調査を行うのも一案と考えら

れる。同州の水力設計部門は高落差揚水の十分な技術がなく、発掘調査から関与することで、日本企業対応可能な落差での案件形成を誘導することができるかもしれない)

- ▶ なお、長期政権を担ってきたジャヤラリータ州首相が 2016 年 12 月 5 日夜に逝去した。同州首相の交代により揚水事業への対応等を含め、Tamil Nadu 州の今後の方針は注視しておく必要がある。

7.2.7 West Bengal

- ▶ Turga は、Purulia 揚水の成功経験を受けて、円借款利用に担当部門は積極的である。今後中央政府への要請を受けて、JICA 殿による州政府高官への接触・後押しなどが期待される。また、DD 設計以降、確実な日本企業受注に向けて更に検討を進めることが必要である。
- ▶ Bandhu は現時点で脱落ではある（州政府が ADB に決定）が、将来案件として注視は続けるべきである。その他、PSP 開発案件が数件あるが、円借款に結び付けられそうな案件の発掘に至っていない。

7.2.8 Meghalaya

- ▶ 現状で同州内需要のために揚水発電を開発する理由は成立し難い。
- ▶ 州電力部門も、一時的に要望していた円借款での揚水発電より一般水力を優先する立場に立ち戻っている。
- ▶ ただし、経済性、物理的な面から具体化するには解決すべき問題があるものの、将来的に Bangladesh 輸出のための水力（一般・揚水）電源開発整備する構想は可能性がある。
- ▶ 同州も財政的には独自予算での開発は困難である。現在、同州には本構想・計画を推進可能な能力は十分に備わっていないと思われる。本揚水調査とは離れるが、未開発の一般水力地点が数多く残されている北東地域開発の一環として一般水力のマスタープラン作成支援も今後の検討課題と思慮される。

第Ⅱ部

石炭火力調査

第Ⅱ部 石炭火力調査

目 次

第1章	はじめに	
1.1	調査の目的.....	1-1
1.2	調査スケジュール.....	1-1
1.3	調査対象プロジェクト.....	1-1
1.4	調査の範囲.....	1-1
第2章	インド火力発電セクターの概要	
2.1	火力発電所更新・近代化政策と石炭リンケージ政策.....	2-1
2.2	対象州の経済状況・電力需給状況.....	2-3
第3章	現地調査	
3.1	現地調査 – PHASE 1 (A グループ)	3-1
3.2	現地調査 – PHASE 2 (B グループ)	3-2
3.3	現地調査 – PHASE 3 (C グループ)	3-4
3.4	現地調査 – PHASE 4	3-5
第4章	スクリーニング結果	
4.1	事前スクリーニング結果.....	4-1
4.2	グループ A の現地調査.....	4-3
4.3	グループ B の現地調査.....	4-4
4.4	グループ C の現地調査.....	4-5
4.5	現地調査の結果.....	4-5
第5章	有望案件の評価	
5.1	OBRA ‘A’ 発電所リプレースプロジェクト.....	5-1
5.1.1	プロジェクトに進捗.....	5-1
5.1.2	初期フィジビリティスタディ (FS) 報告書.....	5-5
5.2	SATPURA 火力発電所リプレースプロジェクト (MADHYA PRADESH 州)	5-5
5.2.1	プロジェクトの進捗.....	5-5
5.3	SAGARDIGHI 火力発電所増設計画.....	5-7
5.3.1	計画進捗状況.....	5-7

第6章 まとめ

6.1	調査結果.....	6-1
6.2	今後の課題（共通）	6-2

表リスト

Table 1.4-1	The Scope of Survey Projects	1-3
Table 2.1-1	New Emission standards in India.....	2-2
Table 3.1-1	Schedule of the Site Survey Work Phase 1	3-2
Table 3.2-1	Schedule of the Site Survey Work Phase 2	3-3
Table 3.3-1	Schedule of the Site Survey Work Phase 3	3-4
Table 3.4-1	Schedule of the Site Survey Work Phase 4	3-5
Table 5.1.1-1	Obra ‘A’ Thermal Power Station.....	5-1
Table 5.2.1-1	Satpura Thermal Power Station	5-5
Table 5.2.1-2	Standards applicable for TPPs (units) to be installed from 1 st January, 2017	5-7

図リスト

Figure 2.2-1	Growth of Per Capita Net State Domestic Product (%).....	2-3
Figure 2.2-2	Per Capita Net State Domestic Product (Rs)	2-4
Figure 2.2-3	Anticipated State-wise Power ENERGY Requirement (MkWh).....	2-4
Figure 2.2-4	Anticipated State-wise Power ENERGY Availability (MkWh).....	2-5
Figure 2.2-5	Anticipated State-wise Power ENERGY Surplus/Deficit (MkWh).....	2-5
Figure 2.2-6	Anticipated State-wise Power PEAK Requirement (MW)	2-6
Figure 2.2-7	Anticipated State-wise Power PEAK Availability (MW)	2-6
Figure 2.2-8	Anticipated State-wise Power PEAK Surplus/Deficit (MW)	2-6
Figure 3-1	Site Survey Locations	3-1
Figure 5.1.1-1	Site Location Map.....	5-4

付録リスト

- Attachment – 1 : Minute of Meeting
- Attachment – 2 : Obra ‘A’ Replacement Area and those Facilities
- Attachment – 3 : Preliminary Feasibility Study Report of Obra ‘A’ replacement project
- Attachment – 4 : Dismantling Work at Satpura Power Station (PH-1)

略語表

略語	正式名称
AWRS	Ash Water Recycle System
BOP	Balance of Plant
CCL	Central Coalfields Limited
CEA	Central Electricity Authority
CIL	Coal India Limited
COD	Commercial Operation Date
C/P	Counterpart
DC	Designated Consumer
DPR	Detail Project Report
EIA	Environmental Impact Assessment
EPC	Engineering, Procurement and Construction
ERP	Enterprise Resource Planning
ESP	Electric Static Precipitator
FGD	Flue Gas Desulphurization
GDP	Gross Domestic Product
IDC	Interest During Construction
JICA	Japan International Cooperation Agency
LE	Life Extension
MPPGCL	Madhya Pradesh Power Generating Company Limited
MSPGCL	Maharashtra State Power Generation Company Limited
MoEF	Ministry of Environment and Forest
MoP	Ministry of Power
NCL	Northern Coalfields Limited
NDCT	Natural Draft Cooling Tower
NSDP	Net State Domestic Product
O&M	Operation & Maintenance
ODA	Official Development Assistance
OEM	Original Equipment Manufacturer
OJT	On the Job Training
PGCIL	Power Grid Corporation of India Limited
PH	Power House
PLF	Plant Load Factor
R&M	Renovation & Modernization
RLA	Remaining Life Assessment
SCCL	Singareni Collieries Company Limited
SLC	Standing Linkage Committee
SPM	Suspended Particulate Matter
TANGEDCO	Tamil Nadu Generation and Distribution Corporation Limited
UMPP	Ultra Mega Power Projects
UPPTCL	Uttar Pradesh Power Transmission Company Limited
UPRVUNL	Uttar Pradesh Rajya Vidyut Utpadan Nigam Limited
WB	The World Bank

第1章

はじめに

第1章 はじめに

1.1 調査の目的

本調査の目的は、インドの経年石炭火力発電の現状について基礎情報を収集し、建て替えに資する石炭火力発電所を特定するため、予備的な選定を実施するものである。建て替えにあたっては、超々臨界圧（USC）技術と高性能環境対策設備の高効率発電設備を採用するものとし、特に有望な候補案件については、概要と合わせて今後の案件形成に向けた必要事項を整理する。

1.2 調査スケジュール

調査は2016年3月に開始し同年11月まで実施する。概要は次のとおり。

- (1) 第一次現地調査；4月18日～4月23日
A-groupの火力発電所候補の情報収集と検討
- (2) 第二次現地調査；6月14日～6月24日
B-groupの火力発電所候補の情報収集と検討およびOBRA Project (A-group)の事後調査
- (3) 第三次現地調査；8月23日～8月30日
C-groupの火力発電所候補の情報収集と検討
- (4) 第四次現地調査；10月17日～10月23日
火力発電所候補の情報収集と検討（事後調査）

1.3 調査対象プロジェクト

本調査のTORに指示された6州、15地点を含む候補案件の中から初期の予備調査を経て、次の5件の候補プロジェクトが選定された。

- Group A: Obra ‘A’ (1 × 660 MW) Replacement Project (Uttar Pradesh 州)
 Yamnanagar (1 × 660 MW) Extension Project (Haryana 州)
- Group B: Satpura (2 × 660 MW) Replacement Project (Madhya Pradesh 州)
 Amarkantak (2 × 660 MW) Replacement Project (Madhya Pradesh 州)
- Group C: Sagardigbi (1 × 660 MW) Extension Project (West Bengal 州)

1.4 調査の範囲

調査の範囲はTable 1.4-1に示されるとおり。

Table 1.4-1 The Scope of Survey Projects (1/2)

Gr	No	Project	State	Owner	Units/Capacity	Status of Existing Plant	Scope for rehabilitation/replacement	Planning of grid for rehabilitation/replacement	Existing feasibility study or Pre-FS for rehabilitation/replacement	Consideration on Finance	Applied Technology	Land	Water	Coal	PPA	EIA	Resettlement Action Plan (for local people)	Progress for Replacement	
A	1	Yamnanagar	Haryana	HPGCL	#1-2: 300MWx2	No information	Add 1x660MW or 1x800MW	No information	No information	Yes. HPGCL is open to consider Japanese finance at low interest loan.	USC + DeSOx + DeNOx	Available	Available	Available	Available	Available		No progress has been made by HPGCL for preparing the DPR. Internal clearances are yet to be taken before proceeding further.	
	2	Panki	UP	UPRVUNL	#3,4	After starting operation for new Units which is under consideration, #3,4 planned to be stopped.	New EPC tender. No Replacement or rehabilitation.	Grid lines has sufficient capacity for evacuation of power.	Feasibility Study is already completed on replacement of units. Tender is already floated of EPC contract.	Currently, Funding is planning from PFC & REC.	USC + DeSOx + DeNOx	Available	Available	Available	Available	Available	Completed	For new unit - EPC Tenders were floated. BHEL is lowest. Not going for replacement of old units.	
	3	Harduaganji	UP	UPRVUNL	#1-7	#1-4, #6 No operation #5 Planned to be stopped #7 Completed R&M in 2015	New EPC tender. No Replacement or rehabilitation.	Grid lines has sufficient capacity for evacuation of power.	Feasibility Study is already completed on replacement of units. EPC contract is awarded to Toshiba JSW Power Systems Private Limited.	UPRVUNL has considered loan from PFC, India.	USC + DeSOx + DeNOx	Available	Available	Available	Available	Available	Completed	New Unit - EPC contract is awarded to Toshiba JSW Power Systems Pvt Ltd.	
	4	Obra	UP	UPRVUNL	#1-4: 50MW #5-8: 94MW	#1-2 Planned to be stopped in 2015 #3-6 No operation #7 Under R&M #8 Planned to be stopped	New EPC tender. No Replacement or rehabilitation.	Grid lines has sufficient capacity for evacuation of power.	Feasibility Study is already completed on replacement of units. Tender is already floated of EPC contract.	Currently, Funding is planning from PFC & REC.	USC + DeSOx + DeNOx	Available	Available	Available	Available	Available	In process.	Obra - C - EPC Tenders were floated. Doosan is lowest. For replacement of Obra A - Units 1-8, FR has been given to UPRVUNL. They are likely to take up the issue in the Board of Directors meeting, to be held shortly, to get formal approval from Chairman to proceed further. Preparation of FR and EIA study will be carried out later.	
	5	Parichha	UP	UPRVUNL	2x110MW	#2 Completed R&M but stopped operation due to incident #1 Approval for R&M completed, work will start in 2016	No Replacement or rehabilitation. R&M work is already under going.	Not Applicable.	Not Applicable.	Not Applicable.	Not Applicable.	Not Applicable.	Not Applicable.	Not Applicable.	Not Applicable.	Not Applicable.	Not Applicable.	Not Applicable.	Not Applicable.
	6	Anpara	UP	UPRVUNL	#1-3: unknown	R&M completed during 2008-2013年, Good PLF	Minor R&M is done in 2008-13. Major rehabilitation yet to be done. Scope of rehabilitation is yet to be decided.	Grid lines has sufficient capacity for evacuation of power.	Yet to be done.	Low rate Japanese financing consider at low interest loan in future.	Not Applicable.	Not Applicable.	Not Applicable.	Not Applicable.	Not Applicable.	Not Applicable.	Not Applicable.	Not Applicable.	Not Applicable.
B	7	Satpura	MP	MPPGCL	#1-5: 62.5MW #6-9: unknown	#1-5 No operation #6-9 bad Heat Rate	Not yet decided however there is strong possibility that MPPGCL will opt to replace to old units with new supercritical units through EPC tender. There is almost nil possibility for rehabilitation or replacement.	To be studied	Yet to be done.	Traditionally, MPPGCL prefer to consider funding from PFC or REC however financing at low interest rate from Japan may be an option.	Replacement SC + DeSOx + DeNOx	Available	Available	Available	Yet to be made.	Not yet done.	Not yet studied	MPPGCL has shown interest for replacement. They have floated tenders for preparing the DPR for replacement units.	
	8	Amarkantak	MP	MPPGCL	2x120MW	Plan for stop operation in 2017	New EPC tender. No Replacement or rehabilitation.	Grid lines has sufficient capacity for evacuation of power.	Not yet done. It is expected that tender for feasibility study will out by first week of April 2016. The expected submission date will be April 27, 2016	Traditionally, MPPGCL prefer to consider funding from PFC or REC however financing at low interest rate from Japan may be an option.	Replacement SC + DeSOx + DeNOx	Available	Yes. Reservoir may required to be expanded	FSA yet to be made.	Yet to be made.	Not yet done.	The plant premises is not covering area of local people.	MPPGCL has shown interest for replacement. They have placed an order on DESEIN for preparing the DPR for replacement units.	

Table 1.4-1 The Scope of Survey Projects (2/2)

Gr	No	Project	State	Owner	Units/Capacity	Status of Existing Plant	Scope for rehabilitation/replacement	Planning of grid for rehabilitation/replacement	Existing feasibility study or Pre-FS for rehabilitation/replacement	Consideration on Finance	Applied Technology	Land	Water	Coal	PPA	EIA	Resettlement Action Plan (for local people)	Progress for Replacement	
C	9	DPL	WB	DPL	#1-5: unknown	#1-2 No operation #3-5 Planned to be stopped	No possibility for rehabilitation or replacement. It is decided to build up new SC units at the place of old units 1-5.	Grid lines has sufficient capacity for evacuation of power.	Pre feasibility study is done to build up new SC units. DPR is yet to be prepared.	Since there is no possibility of rehabilitation or replacement, financing option is open to finance new SC units. Traditionally, DPL gets loans from Indian bank only.	SC + DeSOx + DeNOx	Available to build new SC units.	Available to build new SC units.	DPL has been allocated Trans-Damodar coal mine.	Yet to be made for new SC units.	Yet to be prepared for new SC units.	Plan to be finalized.	Old units shall be retired. Plan is approved. At the place of old units, new SC units to be built. There is no possibility of rehabilitation or replacement. Status to be checked after April 2016.	
	10	Durgapur	WB	DVC	#3: 140MW	#3 Decided to stop operation	No possibility for Rehabilitation or replacement. No decision has been finalized for build up old units with new SC units. Proposal to demolish unit no 3 is approved.	Grid lines has sufficient capacity for evacuation of power. In case any shortfall, new lines can be built up. However detail study yet to be done.	Pre FS for replacement is done. DPR is not prepared.	Yes. DVC is open to consider Japanese finance at low interest loan in future.	USC + DeSOx + DeNOx	Available	Available	FSA yet to be made.	Not yet made.	Not yet done.	The plant primeses not covering area of local people.	DVC is not interested to replace / install new power plants	
	11	Chandrapura	WB	DVC	#1-6: 130MW	#4-6 No operation	No possibility for Rehabilitation or replacement. No decision has been finalized to demolish the old units and to replace with new supercritical units.	Grid lines has sufficient capacity for evacuation of power. In case any shortfall, new lines can be built up. However detail study yet to be done.	Pre FS for replacement is done. DPR is not prepared.	Yes. DVC is open to consider Japanese finance at low interest loan in future.	USC + DeSOx + DeNOx	Available	Available	FSA yet to be made.	Not yet made.	Not yet done.	The plant primeses not covering area of local people.	DVC is not interested to replace / install new power plants	
	12	Bokaro	WB	DVC	2x210MW	Bad HR, bad PLF	No plan for comprehensive rehabilitation or replacement of the units in coming two years. DVC is planning to refurbish burners to reduce amount of unbrunt carbon and mills only. With the help of interenal study and internal modifications, Bokaro plant has been achieved improved HR.	Not applicable since no possibility of replacement or comprehensive rehabilitation.	Not applicable since no possibility of replacement or comprehensive rehabilitation.	Not applicable since no possibility of replacement or comprehensive rehabilitation.	Not applicable since no possibility of replacement or comprehensive rehabilitation.	Not applicable since no possibility of replacement or comprehensive rehabilitation.	Not applicable since no possibility of replacement or comprehensive rehabilitation.	Not applicable since no possibility of replacement or comprehensive rehabilitation.	Not applicable since no possibility of replacement or comprehensive rehabilitation.	Not applicable since no possibility of replacement or comprehensive rehabilitation.	Not applicable since no possibility of replacement or comprehensive rehabilitation.	Not applicable since no possibility of replacement or comprehensive rehabilitation.	Progress for Replacement
	13	Budge Budge	WB	CESC	2x250 MW	Running in good condition.	No possibility for Rehabilitation or replacement.	Not Applicable since there is no possibility of rehabilitation or replacement of old units.	Not Applicable since there is no possibility of rehabilitation or replacement of old units.	Not Applicable since there is no possibility of rehabilitation or replacement of old units.	Not Applicable since there is no possibility of rehabilitation or replacement of old units.	Not Applicable since there is no possibility of rehabilitation or replacement of old units.	Not Applicable since there is no possibility of rehabilitation or replacement of old units.	Not Applicable since there is no possibility of rehabilitation or replacement of old units.	Not Applicable since there is no possibility of rehabilitation or replacement of old units.	Not Applicable since there is no possibility of rehabilitation or replacement of old units.	Not Applicable since there is no possibility of rehabilitation or replacement of old units.	Not Applicable since there is no possibility of rehabilitation or replacement of old units.	Not Applicable since there is no possibility of rehabilitation or replacement of old units.
D	14	Kota	Rajasthan	RRVUNL	2x110 MW and 2 x 210 MW	Poor Heat Rate	New EPC tender. No Replacement or rehabilitation.	Grid lines has sufficient capacity for evacuation of power.	Yet to be done.	Yes. RRVUNL is open to consider Japanese finance at low interest loan in future.	SC + DeSOx + DeNOx	It is available however to be studied.	It is available however detail study to be done.	FSA yet to be made.	Yet to be made.	Not yet done.	To be planned.	The proposal is submitted by RRVUNL to Government of Rajasthan seeking permission to decommission of old units. RRVUNL is planning to build new units through Case - II bidding basis (like UMPPs). The proposal is already submitted. It is advised to check the status at the end of months April 2016.	
	15	Nasik	Maha state	MAHAGEN CO	2x140MW	Scraped in June 2011	New EPC tender. No Replacement or rehabilitation.	Grid lines has sufficient capacity for evacuation of power.	Feasibility Study is already completed on replacement of units.	Yes. In end of year 2015, Govt of Maharashtra has called for investment in their power generation business.	SC + DeSOx + DeNOx	Available	Available	Available	Available	Available	Completed	Units are already scrapped.	
	16	Ennore	TN	TANGENC O	5x90MW	Old units are scrapped.	New EPC tender. No Replacement or rehabilitation.	Grid lines has sufficient capacity for evacuation of power.	Feasibility Study is already completed on replacement of units.	No. Lanco may prefer funding from Chinese banks.	SC	Available	Available	Available	Available	Available	Completed	Awarded to Lanco in 2014.	
	17	Sagardighi	WB	WBPDC	1 x 660 MW	Old units are scrapped.	Replacement	Grid lines has sufficient capacity for evacuation of power.	Feasibility Study is already completed on replacement of units.	Yes. WBPDC is open to consider Japanese finance at low interest loan.	USC + DeSOx + D	Available	Available	Available				Client is interested to replace the old units by 1 x 660 MW. They have prepared the DPR. They are in discussions with JICA. TOR has been given by MOEF.	
		Bakreshwar	WB	WBPDC	1 x 660 MW	Old units are scrapped.	Replacement	Grid lines has sufficient capacity for evacuation of power.										This project is not on priority for considering replacement of old units.	

第2章

インド火力発電セクターの概要

第2章 インド火力発電セクターの概要

2.1 火力発電所更新・近代化政策と石炭リンクージ政策

電力省（MoP）は、逼迫する土地、水、石炭といった天然資源の最適利用の観点から 2015 年 8 月、インド電力庁（CEA）に対して「低効率経年火力ユニットの超臨界圧ユニットへの建替についての報告書」の作成・提出を求めた。

CEA は、先に Ultra Mega Power Projects（UMPP）にて更新対象とする低効率経年ユニットのリスト化を MOP から要求され提案を行ったが、いずれの案件も追加的に必要となる近隣の土地の確保が問題となったため、州政府から建設が許可されなかった。

このことから低効率経年超臨界圧ユニットを廃止、超臨界圧ユニットに更新・建替するユニット数を評価する為、CEA は運開から 25 年以上経過した発電ユニットを検討対象とした。

然しながら、効率維持には運用手法が最も重要であり、適切な運用手法によってかなりの性能向上が可能となることから、既設ユニットの廃止については運転年数よりも、運転性能のパラメーターを基に決定すべきとの考えもある。

良好な運転・保守を行うユニットは、設計寿命の 25 年を越えて運転可能となるものの、適切に運用されていないユニットでは設計寿命より早く寿命を迎え、不経済で安全性の乏しい結果となっている。このことから、各州発電会社は非効率な運用を続ける発電所に対してより厳しい目を向けるべきで有り、効率向上により目を向けるべきとされている。

このような議論を背景として、効率改善対策の実施かまたは建替えとするかの決定は、広範な技術的・経済的評価をもって行われ、対象発電会社ごとにケースバイケースで検討されたのが上記報告書の実態である。今回 JICA Study Team は、CEA によって整理された更新候補案件を中心に、更新計画担当者へのインタビューを行いながら最新情報の入手と整理を行った。

発電所更新・改修政策

近年の電力セクターにおける主な変革は、過去数年における火力発電所の利用率および負荷率の大きな向上があげられる。これは高効率を達成するために発電所の更新・改修を精力的に進めることが必要となったためである。既設発電設備にはすべて最低許容基準の達成が要求され、インド政府はこの目的のための財政支援を行っている。発電所が許容基準を達成できていなければ、必要な費用対効果分析、計画によって更新・改修を実施しなければならず、それによって経済運用ができなければ発電所の廃止を選択することになるのである。

コールリンクージ政策:

既設石炭火力プラントを廃止する場合のコールリンクージの取り扱いについて、石炭省は 2014 年 9 月 17 日付けで常任長期割当委員会（SLC）から出された推奨文書にて通達を行った。これによると、老朽プラントが単に廃止された場合、コールリンクージは自動的に最も近接する超臨界圧プラントに割り当てられる。また、既設老朽プラントを廃止し、既設よりも大容量の超臨界プラントへと更新される場合は、CIL の最善努力原則に基づき、優先的に追加割当てがなされた上

で、コールリンテージの移転が可能である。

新排出基準:

環境・森林省 (MoEF) が 2015 年 12 月 7 日に公示された国家大気質基準の改定通達 (S.O. 3305 (E) dated 7th December, 2015) によって、2017 年 1 月 1 日以降に建設される新規プラントはすべて次の排出基準を満足しなければならない。

- 粒子状物質 : 30 mg/Nm³
- 硫黄酸化物 (SO₂) : 100 mg/Nm³
- 窒素酸化物 (NO_x) : 100 mg/Nm³
- 水銀 (Hg) : 0.03 mg/Nm³

Table 2.1-1 New Emission standards in India

Sr. No.	Industry	Parameter	Standards
1	2	3	4
25.	Thermal Power Plant	TPPs (units) installed before 31st December, 2003*	
		Particulate Matter	100 mg/Nm ³
		Sulphur Dioxide (SO ₂)	600 mg/Nm ³ (Units Smaller than 500 MW capacity units) 200 mg/Nm ³ (for units having capacity of 500 MW and above)
		Oxides of Nitrogen (NO _x)	600 mg/Nm ³
		Mercury (Hg)	0.03 mg/Nm ³ (for units having capacity of 500 MW and above))
		TPPs (units) installed after 1st January, 2003, upto 31st December, 2016*	
		Particulate Matter	50 mg/Nm ³
		Sulphur Dioxide (SO ₂)	600 mg/Nm ³ (Units Smaller than 500 MW capacity units) 200 mg/Nm ³ (for units having capacity of 500 MW and above)
		Oxides of Nitrogen (NO _x)	300 mg/Nm ³
		Mercury (Hg)	0.03 mg/Nm ³
		TPPs (units) to be installed from 1st January, 2017**	
		Particulate Matter	30 mg/Nm ³
		Sulphur Dioxide (SO ₂)	100 mg/Nm ³
		Oxides of Nitrogen (NO _x)	100 mg/Nm ³
Mercury (Hg)	0.03 mg/Nm ³		

* TPPs (units) shall meet the limits within two years from date of publication of this notification.

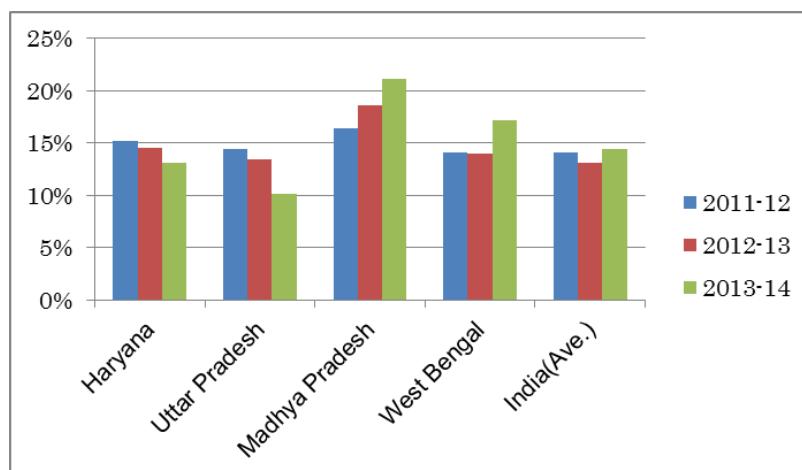
** Includes all the TPPs (units) which have been accorded environmental clearance and are under construction.

Souse: Indian Emission standard for New Power PI

2.2 対象州の経済状況・電力需給状況

(1) 州内総生産成長率（2011～2013 年度）

Haryana 州および Uttar Pradesh 州とも州内総生産成長率（NSDP）は3年連続で低下傾向を示しており、各々2011年度の15%および14%から、2013年度は13%および10%に低下している。Madhya Pradesh 州の総生産成長率は3年連続で伸び続け、2011年度の16%、2013年度においては21%を記録している。これは、インド平均の14%を上回る。West Bengal 州の総生産成長率は2011年度および2012年度の14%から2013度は17%を記録している。

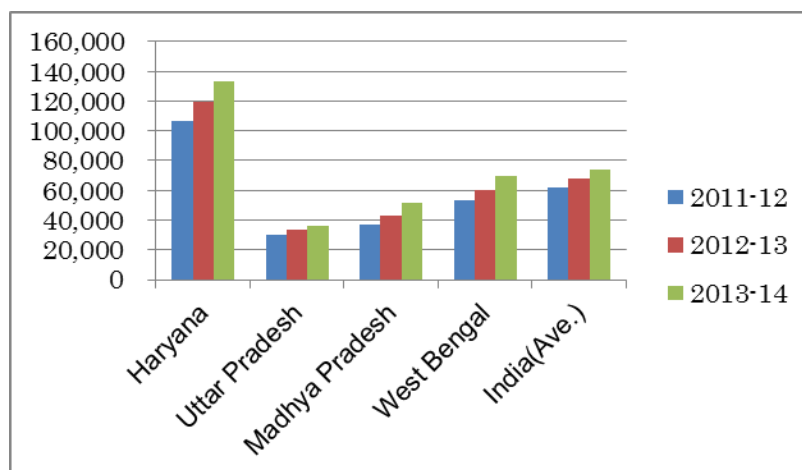


Source: Reserve Bank of India,
Net State Domestic Product at Factor Cost (At Current Prices)

Figure 2.2-1 Growth of Per Capita Net State Domestic Product (%)

(2) 一人当たりの州内総生産額（2011～2013 年度）

4州とも、Figure 2.2-2 に示されるとおり、3年連続増加傾向にある。Haryana 州はインド平均一人当たり総生産額の約 74,000 ルピー（2013 年度）を大きく上回り、2013 年度には約 133,000 ルピーを超えている。Uttar Pradesh 州、Madhya Pradesh 州の水準は低く、2013 年度においてインド平均一人当たり総生産額（約 74,000 ルピー）の各々50%、70%の水準に留まっている。West Bengal 州は、ほぼインド平均値で推移している。



Source: Reserve Bank of India,
Per Capita Net State Domestic Product at Factor Cost (current prices)

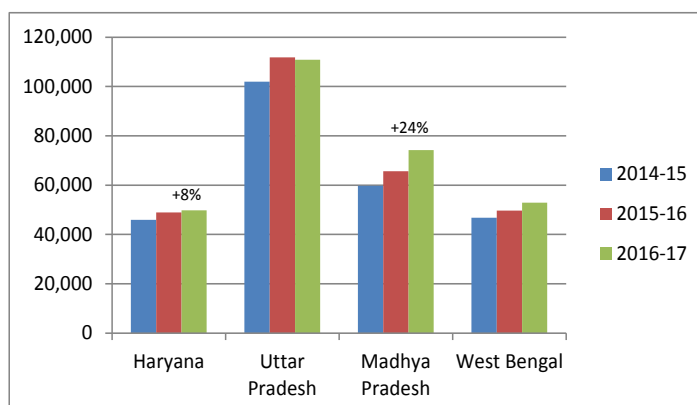
Figure 2.2-2 Per Capita Net State Domestic Product (Rs)

(3) 対象州の電力需給状況 (2014 年度～2016 年度)

CEA が 2016 年 5 月に公表した LOAD GENERATION BALANCE REPORT (2014-15, 2015-16, 2016-17) の予測によると、対象州の電力需要は 2014 年から 2016 年にかけて、8% (Haryana 州) から 24% (Madhya Pradesh 州) の伸びを示している。(Figure 2.2-3)

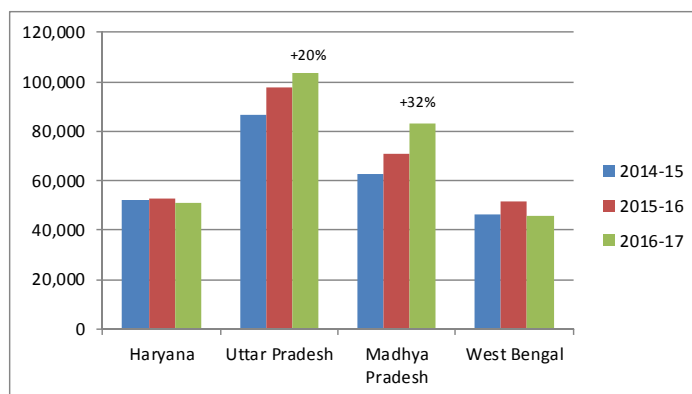
対象州の電力供給は、Uttar Pradesh 州、Madhya Pradesh 州の伸びが顕著となっており、2014 年から 2016 年にかけて、20%～30%程度の伸びを示している。(Figure 2.2-4)

電力需給状況を見ると、インド全体において年々改善されてきており、2016 年度においては、約 133 億 kWh が過剰となっている。Uttar Pradesh 州、West Bengal 州の電力不足については改善されてきているが、2016 年度において、まだ各々約 70 億 kWh、約 73 億 kWh の不足となっている。(Figure 2.2-5)



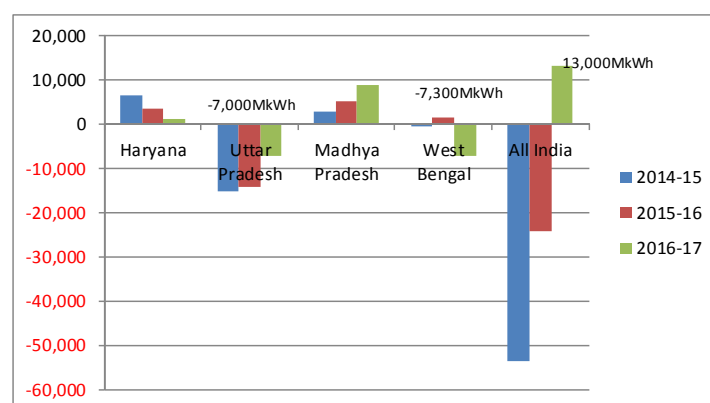
Source: LOAD GENERATION BALANCE REPORT (2014-15, 2015-16, 2016-17)

Figure 2.2-3 Anticipated State-wise Power ENERGY Requirement (MkWh)



Source: LOAD GENERATION BALANCE REPORT (2014-15, 2015-16, 2016-17)

Figure 2.2-4 Anticipated State-wise Power ENERGY Availability (MkWh)



Source: LOAD GENERATION BALANCE REPORT (2014-15, 2015-16, 2016-17)

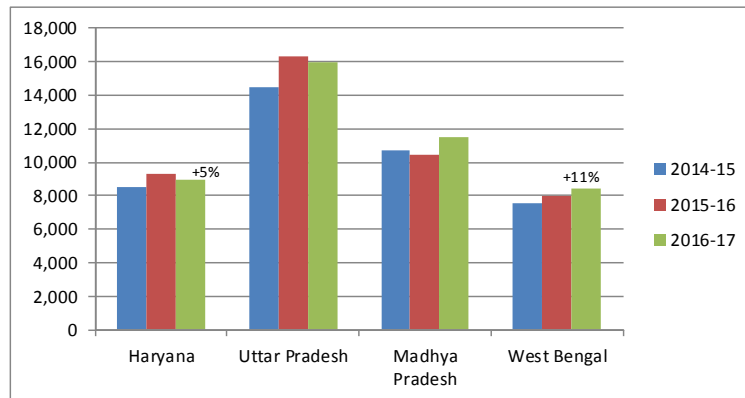
Figure 2.2-5 Anticipated State-wise Power ENERGY Surplus/Deficit (MkWh)

(4) 対象州のピーク電力需給状況（2014年度～2016年度）

4州のピーク電力需要（MW）は、2014年から2016年にかけて5%（Haryana州）から11%（West Bengal州）増加している。（Figure 2.2-6）

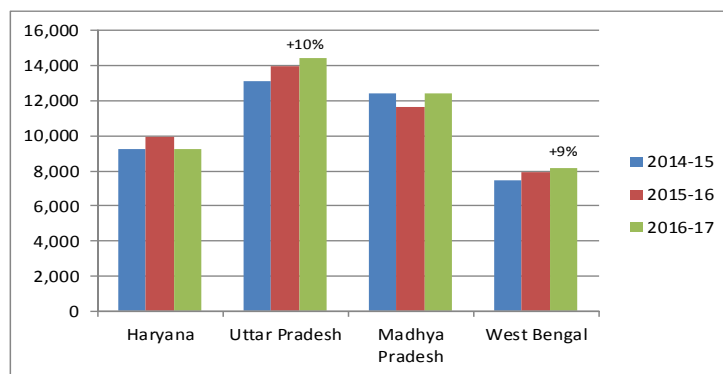
そのうち、2州のピーク電力供給（MW）は2014年から2016年にかけて9%（West Bengal州）から10%（Uttar Pradesh州）増加しているが、ほかの州の増加は見られない。（Figure 2.2-7）

Uttar Pradesh州とWest Bengal州においては、2016年においてもピーク電力（MW）の不足が、各々約1,500 MW（10%）と約300 MW（4%）ある。一方、インド全体ではピーク電力（MW）は約4,000 MW（3%）の過剰となっている。（Figure 2.2-8）



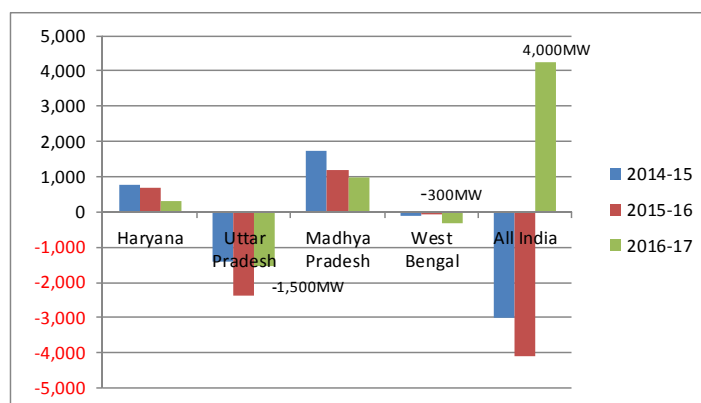
Source: LOAD GENERATION BALANCE REPORT (2014-15, 2015-16, 2016-17)

Figure 2.2-6 Anticipated State-wise Power PEAK Requirement (MW)



Source: LOAD GENERATION BALANCE REPORT (2014-15, 2015-16, 2016-17)

Figure 2.2-7 Anticipated State-wise Power PEAK Availability (MW)



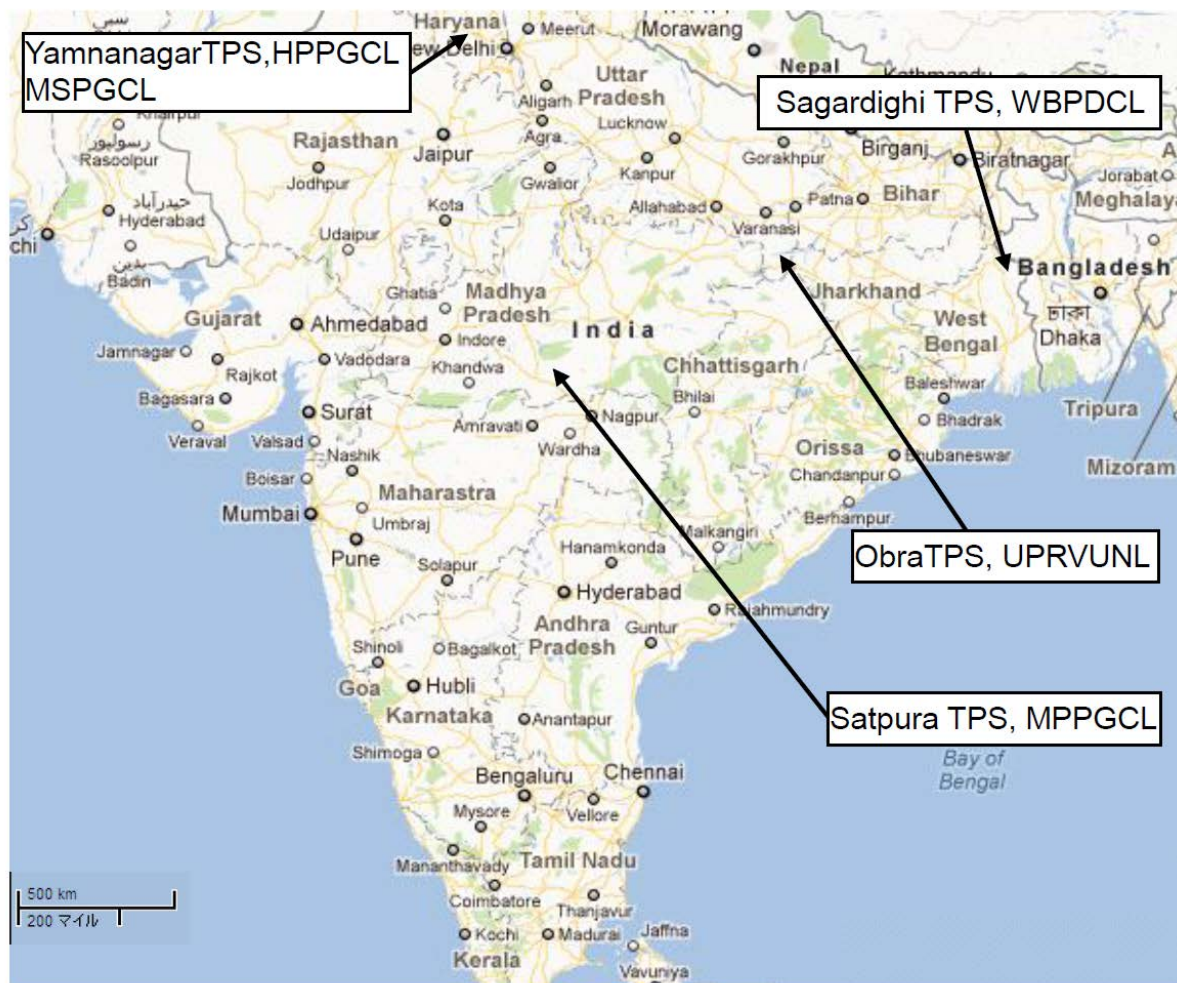
Source: LOAD GENERATION BALANCE REPORT (2014-15, 2015-16, 2016-17)

Figure 2.2-8 Anticipated State-wise Power PEAK Surplus/Deficit (MW)

第3章

現地調査

第3章 現地調査



Source: Google Map

Figure 3-1 Site Survey Locations

3.1 現地調査 – Phase 1 (Aグループ)

現地調査 Phase 1 (for A-Group) は、2016年4月18日から23日にかけて実施した。事前スクリーニングの後、JICA Study Team は4州 (Haryana, Uttar Pradesh, Madhya Pradesh, West Bengal) を選定し現地調査を実施した。最初の現地調査において JICA Study Team は次の調査を実施した。

JICA Study Team は UP 州発電公社 (以下 “UPRVUNL”) およびハリヤナ州発電公社 (以下 “HPPGCL”) の本社を訪問、JICA 調査の目的を説明、協力を要請し、対象発電所について検討を行った。

調査対象発電所が所在する州発電公社を訪問後、JICA Study Team は JICA インド事務所へ調査結果の概要を報告した。現地調査 Phase 1 のスケジュールは Table 3.1-1 のとおり。

Table 3.1-1 Schedule of the Site Survey Work Phase 1

Itinerary for #1 Site Survey

			JICA Study Team	Remarks	
Month	Day				
APR	18	Mon	Activity	Arrival at Delhi JL749 NRT(11:30) - DEL(17:35) Mr. Meguro NH0827 NRT(17:50) - DEL(00:05) Mr. Kusuda	
			Stay	Delhi	
	19	Tue	Activity	6E184 Delhi (9:05)-Lucknow(10:10) Meeting with UPRVUNL at Head Office (11:00) 6E185 Lucknow (18:30) - Delhi (19:45)	
			Stay	Delhi	
	20	Wed	Activity	Data and document arrangement work Meeting with others	
			Stay	Delhi	
	21	Thu	Activity	9W2651Delhi (9:15) - (10:25) Chandigarh Visit HPGCL-HQ Meeting with HPGCL SG2418 Chandigarh (19:20) - (20:15) Delhi	
			Stay	Delhi	
	22	Fri	Activity	Meeting with JICA (10:00) Depture Delhi to Japan JL740 Delhi (19:35) - (Mr. Meguro) NH0828 (01:25) - (Mr. Kusuda)	
			Stay	-	
	23	Sat	Activity	Arrival at Narita JL740 (07:45) Mr. Meguro Arrival at Haneda NH 0828 (13:00) Mr. Kusuda	
			Stay		

3.2 現地調査 - Phase 2 (B グループ)

2016年6月14日から24日にかけて実施された現地調査にて、JICA Study TeamはUPRVUNL社(UP州)のObra火力発電所を訪問し、現地状況について必要なデータを収集した。また、この現地調査の際、MPPGCL社(MP州)の本社を訪問し、本JICA調査の目的について説明すると共に日本のODA(政府開発援助)に対する関心の高さについても確認を行った。

現地調査 work phase 2 のスケジュールは Table 3.2-1 のとおりである。

調査対象発電所の電力会社を訪問した後、JICA Study TeamはニューデリーJICA事務所への報告を実施した。

Table 3.2-1 Schedule of the Site Survey Work Phase 2

Itinerary for #2 Site Survey

			JICA Study Team	Remarks	
Month	Day				
June	14	Tue	Activity	Arrival at Delhi JL749 NRT(11:30) - DEL(17:35)	
			Stay	Delhi	
	15	Wed	Activity	6E - 308 Delhi (0855) - Varanasi (1015) Varanasi to Obra P/S (Car) - 120 KM - 3.5 Hrs	
			Stay	Obra P/S	
	16	Thu	Activity	Obra P/S Site Survey	
			Stay	Obra P/S	
	17	Fri	Activity	Obra P/S Site Survey	
			Stay	Obra P/S	
	18	Sat	Activity	Obra P/S to Varanasi (Car) 6E 481 Varanasi (1500) Delhi (1625)	
			Stay	Delhi	
	19	Sun	Activity		
			Stay	Delhi	
	20	Mon	Activity	9W7164 Delhi (0940) - Bhopal (1055) Visit Secretary Energy - Meeting at (1500) 9W784 Bhopal(1850) - Delhi (2005)	
			Stay	Delhi	
21	Tue	Activity	SG 2641 Delhi (1015)- Jabalpur (1200) Visit to MPPGCL Head Office (1500)		
		Stay	Jabalpur		
22	Wed	Activity	SG 2642 Jabalpur (1610) - Delhi (1800)		
		Stay	Delhi		
23	Wed	Activity	Meeting with JICA or INDURE Depture Delhi to Japan JL740 Delhi (19:35) -		
		Stay			
	24	Thurs	Activity	Arrival at Narita JL740 (07:45)	
			Stay		

20日はDelhiで打合せ出来た為、Bhopal行きはキャンセル

3.3 現地調査 – Phase 3 (C グループ)

2016年8月23日から30日にかけて実施された現地調査では、UPRVUNL 本社を訪問し、JICA Study Team は現地調査 Phase 2 で行った予備 FS 調査の結果、その事業性が技術的に可能であることを報告した。

また、JICA Study Team は WBPDC 本社および DVC 本社を訪問し、JICA 調査の目的について説明を行い、日本政府開発援助への関心について問い合わせを行った。

調査対象発電所の電力会社を訪問した後、JICA Study Team は JICA インド事務所への報告を実施した。現地調査 work phase 3 のスケジュールは Table 3.3-1 のとおりである。

Table 3.3-1 Schedule of the Site Survey Work Phase 3

Itinerary for #3 Site Survey

				JICA Study Team	Remarks
Month	Day				
August	23	Tue	Activity	Arrival at Delhi JL749 NRT(12:30) - DEL(17:35) Mr.Meguro, NH 0827 (18:25) - DEL(00:05) Mr.Kusuda	
			Stay	Delhi	
	24	Wed	Activity	6E184 Delhi (9:05)-Lucknow(10:10) Meeting with UPRVUNL at Head Office (11:30 AM)	
			Stay	Lucknow	
	25	Thu	Activity	Lucknow (1705)-Kolkata(1935)	
			Stay	Kolkata	
	26	Fri	Activity	Meeting with DVC at Head Office (11:00) Meeting with WBPDC at Head Office (14:00)	
			Stay	Kolkata	
	27	Sat	Activity	Mr. Meguro, Kolkata (1100) Delhi (1325)	
			Stay	Delhi	
	28	Sun	Activity	Mr. Kusuda Kolkata (02:00) BKK (06:10) BKK(07:35) Narita (15:45)	
			Stay		
	29	Mon	Activity	Meeting with JICA and INDURE Depture Delhi to Japan (Mr.Meguro) JL740 Delhi (19:35) -	
	30	Tues	Activity	Arrival at Narita JL740 (07:45)	

3.4 現地調査 – Phase 4

本現地調査は10月17日から23日にかけて実施した。JICA Study Team は、Obra ‘A’発電所のリプレース案件、および Satpura 発電所のリプレース案件が今後の円借款事業として有望であるものと判断し、オーナーである UPRVUNL 社と MPPGCL 社の各本社に説明を実施した。JICA Study Team は今後、当該案件が円借款案件としてのスケジュールに適應する様フォローアップを実施した。

現地調査 work phase 4 のスケジュールは Table 3.4-1 のとおりである。

Table 3.4-1 Schedule of the Site Survey Work Phase 4

Itinerary for #4 Site Survey

				JICA Study Team	Remarks
Month	Day				
Oct	17	Mon	Activity	Arrival at Delhi JL749 NRT(11:30) - DEL(17:35)	
			Stay	Delhi	
	18	Tue	Activity	6E184 Delhi (9:05)-Lucknow(10:10) Meeting with UPRVUNL at Head Office (12:00) 6E185 Lucknow (18:30) - Delhi (19:45)	
			Stay	Delhi	
	19	Wed	Activity	SG2641 Delhi (10:15) - Jabalpur (12:00) Visit Secretary Energy in the Afternoon	
			Stay	Jabalpur	
	20	Thu	Activity	Visit to MPPGCL Head Office SG 2642 Jabalpur (16:10) - Delhi (18:00)	
			Stay	Delhi	
	21	Fri	Activity	Delhi - Varanasi - Ghazipur - Varanasi - Delhi	
			Stay	Delhi	
	22	Sat	Activity	Meeting with Indure Depture Delhi to Japan JL740 Delhi (19:35)	
			Stay		
	23	Sun	Activity	Arrival at Narita JL740 (06:50)	
			Stay		

19日はSecretaryとの面談の代わりにMPPGCL本社を訪問となった。

現地調査時の面談結果については Attachment – 1 を参照。

第4章

スクリーニング結果

第4章 スクリーニング結果

4.1 事前スクリーニング結果

本調査の範囲は、インド電力セクターの情報収集を行ったうえで、新規発電所計画ならびに低効率な経年火力発電設備を高効率な超超臨界圧（USC）発電設備へ更新可能な既設石炭火力発電所について確認することである。現地調査に先立って、JICA Study Team は各州電力会社から次のような情報収集を行い、円借款活用に対する関心度について確認を行った。

(1) Uttar Pradesh 州

Uttar Pradesh 州電力会社（UPRVUNL 社）は日本の政府開発援助借款に関心を示し、以下の優先順位で更新を計画。

- a). Obra ‘A’ 発電所 (5×50 MW、3×100 MW)
- b). Harduaganj 発電所 (3×30 MW、2×50 MW、2×55 MW、2×60 MW、2×110 MW)
- c). Parichha 発電所 (2×110 MW、2×210 MW、2×250 MW)
- d). Panki 発電所 (2×32 MW、2×110 MW) (立地条件により許可されない可能性あり)
- e). Anpara 発電所 (3×210 MW、2×500 MW) (設備更新は必要とされていない)

(2) Maharashtra 州

Maharashtra 州電力会社（MAHAGENCO 社）は、Nashik 発電所 1 号機および 2 号機（合計 140 MW）を停止し、これに近接して 660 MW 発電設備を新設する計画である。

煙突建設予定地点が近隣空港の飛行経路にあるため、現状インド空港局（AAI）から高さ 275 m の煙突建設について許可を得ることが出来ていない。MAHAGENCO 社は本認可を今後 2、3 年以内に取得する考えであり、本件が解決されれば、リプレースの検討について進捗がなされるものと思われる。

(3) Madhya Pradesh 州

Madhya Pradesh 州電力会社（MPPGCL 社）の有望案件としては、Amarkantak 発電所と Satpura 発電所が挙げられる。

1) Amarkantak 発電所

- 2×30 MW—既に廃止・撤去済み
- 2×120 MW—既に廃止済みで、近い将来撤去の予定

Amarkantak の撤去後に、MPPGCL は撤去スペースの状況に応じて 660 MW 発電設備を 1 基または 2 基建設する計画である。フィージビリティ・レポート（DPR）については MPPGCL 社にて準備中。

2) Satpura 発電所

- Units 1–5–5×62.5 MW—撤去工事中

- Unit 6 – 1×200 MW – 運転停止後、撤去工事開始の予定
- Unit 7–9–3×210 MW – 運転停止後、撤去工事開始の予定

Satpura 発電所の撤去後の跡地に、MPPGCL 社は、スペースの状況に応じて 2 基の 660 MW ユニットの導入を計画。フィージビリティ・レポート (DPR) に取り掛かる準備を進めるため、9 月末時点で MPPGCL 社はコンサルタントを選定中であった。

上記のとおり、MPPGCL 社は円借款の活用が高い関心を示しており、Satpura 発電所と Amarkantak 発電所にて単機容量 660 MW 発電設備へのリプレース計画について、フィージビリティ・レポートを準備中である。

(4) Tamil Nadu 州

1) Ennore 発電所

事前に収集した情報から、Tamil Nadu 州発電会社 (TANGENCO) は円借款を利用することに興味を示さなかったため、今回の訪問リストから排除した。

(5) Rajasthan 州

Rajasthan 州電力会社 (Rajasthan Rajya Vidyut Utpadan Nigam Ltd.) 所有の Kota 火力発電所 1、2 号機 (2×110 MW) および 3、4 号機 (2×210 MW) は R&M 事案として提案されている。これら発電所の利用率 (PLF) は良好であり、熱効率も 2,600~2,700 kcal / kWh である。

このため、Kota 火力は大型 USC 火力への潜在的なリプレース地点とはみなされていない。RRVUNL 社は、これら発電設備については、むしろ熱効率向上の為の必要な措置を講じるべきとの見解を示した。

(6) West Bengal 州

West Bengal 州発電会社 (WBPDC) は、Bakreshwar 増設案件 (1×660 MW) の完成には 3 年から 4 年かかると見込まれる為、Sagardighi 発電所 (1×660 MW) を優先するものとした。

(7) Haryana 州

Haryana 州発電会社 (HPGCL 社) は、Yamunanagar 既設発電所の 2×300 MW 発電所の増設案件として、660 MW の超臨界発電所を建設する計画である。

インドの Madhya Pradesh 州 Mara-II Mahan のコールブロックは、石炭資源が約 950 トン、面積 53 平方キロメートルで、2006 年 8 月に NCT、Diehl (GNCTD) 政府と HPGCL 社に共同で割り当てられており、石炭の供給については問題が無いとしている。

HPGCL 社と IPGCL の JVC (GNCTD によるコールブロックの開発承認) は、Yamunanagar Coal Company Private Limited (YCCPL) に組み込まれている。

MoEF が発行した新規発電所の為の ToR (660 MW / 800 MW) も既に失効している (有効期間は 2 年間)。従って、再度 MoEF の承認を得る為には新規の ToR が必要になる他、関連法令

に対する許認可を得る必要がある。

上記の事前スクリーニングの結果、調査のターゲットエリアを4つの地域（グループ）に分けた。

JICA Study Team は現地調査に先立ち、日本の技術のためのインド側に適用ニーズに関する情報を収集した。

グループ A: Uttar Pradesh 州、Haryana 州

グループ B: Madhya Pradesh 州

グループ C: West Bengal 州

グループ D: その他（Rajasthan 州、Maharashtra 州、Tami nude 州）

しかし、事前情報では、グループ D の州は円借款の申請に興味がないとされている。JICA Study Team は訪問スケジュールからこれら州のリストを削除した。

JICA Study Team は候補となるプロジェクトについて、現地調査前の予備選考を通じて有望なプロジェクトに絞り込んだ。

以上の事前調査の要約は Table 1.4-1 に記載している。

4.2 グループ A の現地調査

JICA Study Team は首都 New Delhi から近い Haryana 州、および Uttar Pradesh 州で最初の現地調査を実施した。JICA Study Team は前述のアンケート、および関係する州政府/政府機関/公益企業とのインタビューを通じて、候補に挙げた案件の中から有望なプロジェクトを絞り込んだ。

(1) UPRVUNL 社

調査結果から、既設 Obra ‘A’地点の敷地は、新規案件（1×660 MW）向けに利用可能であることが確認出来た。また、石炭リンテージの配分に関しても、660 MW の新規発電所に対応する供給枠を確保可能である。

用水については、既存の配分供給量が十分あり、新規プロジェクト向けに使用することができる。

新規発電所向けの灰捨場については、新規に土地を整地する必要があるが、UPRVUNL 社は必要に応じて土地取得を実施するものとしている。

JICA Study Team は本 Obra ‘A’更新計画の予備的フィジビリティ・レポートを作成し、UPRVUNL 社に対してこれをベースにプロジェクト実現に向けた詳細なプロジェクト報告書（DPR）の作成など、プロセスを進めるよう要請を行った。このため JICA Study Team は Obra ‘A’リプレース案件の予備的フィジビリティ・レポートの作成の為の調査も実施している。

(2) HPPGCL 社

JICA Study Team は HPGCL を訪問し、最新の情報や進捗状況を確認した。

既に HPGCL 社はコンサルタント（インド国内）による事前評価を受け、利用可能な土地が超超臨界 (USC) 技術で新規発電所 (1×800 MW) を建設するのに十分であることを確認した。

コールリンケージに関しては、既に HPGCL 社は、石炭ブロックの割り当てを受けている。これは 2016 年 4 月 29 日までに提出する Rs 15.5 Crores の銀行保証が付されたものであり、HPGCL 社は現在その提出準備中である。石炭鉱区の合意は 2016 年 3 月 30 日に締結されている。

HPGCL 社は、以前の計画で出力 660 MW を建設する予定であったが、出力規模を 660 MW から 800 MW に変更したい意向があるため、諸条件修正のうえ、新たな許認可を MOEF から取得する必要がある。空港当局等からの許認可については、新規ユニットについても取得する必要がある。

既設灰捨場のスペースについては十分あるものの、追加の土地が必要な場合には HPGCL 社は同様に土地を取得する必要がある。

MOEF は、火力発電所の NO_x および SO_x & SPM を削減するための新しい規制を発表した。この規制を遵守する為に、排煙脱硫装置 (FGD) および排煙脱硝装置 (SCR) を設置する必要がある。しかし、HPGCL 社は、既設設備への設備対応が期限までに間に合わせる事が困難であるため、政府へ期限の延長要請を行っている。

4.3 グループ B の現地調査

JICA Study Team は UPRVUNL 社における意思決定プロセスの支援のための Obra 'A' リプレース案件のプレフィージビリティ・スタディの為、Uttar Pradesh 州への 2 回目の現地調査、および Madhya Pradesh 州 (MP) (グループ B) の現地調査を実施した。

(1) MPPGCL 社

MPPGCL 社は Amarkantak 発電所に 1×660 MW のユニットを、Satpura 発電所に 2×660 MW を既設発電設備撤去の跡地に建設する計画である。Satpura 発電所の 5×62.5 MW の既設ユニットは現在撤去工事中である。

また、SC (超臨界) の代わりに USC (超超臨界) 技術を導入する件に関して、MPPGCL 社は了解済みである。

更新プロジェクト実施の為に用水の確保については問題なく、MPPGCL 社は既にその割り当てを得ている。コールブロックは 1×660 MW (Satpura) の 2×660 MW (Khandwa) で制定されている。

MPPGCL 社は日本の円借款についてより深く理解したいという姿勢を示しており、更に PFC や REC といった他の融資条件に対する日本の円借款の優位性を知りたいと考えており、JICA Study Team はその説明をした。

4.4 グループ C の現地調査

JICA Study Team は 3 回目の現地調査を West Bengal 州 (C グループ) の州で実施し、関係機関との面談を通じて有望なプロジェクトを絞り込んだ。

(1) DVC (Damodar Valley Corporation) 社

Durgapur 火力発電所 (DTP) 1 号機と 2 号機 (2×75 MW) は停止している。3 号機 (1×140 MW) は長期にわたり停止しているが、Chandrapur 4 号機、5 号機および 6 号機は撤去され、1, 2, 3 号機 (3×130 MW) は運転停止となる可能性が高い。

DVC 社には約 1,500 MW の余剰電力があり、現状のシナリオでは余剰電力の引き取り手がないため、将来的に新規発電所の建設は計画していない。従い、DVC 社は日本の円借款プロジェクトについても現状では興味を示さなかった。

(2) WBPDC (West Bengal Power Development Co., Ltd.) 社

WBPDC 社は日本の円借款が Sagardighi 発電所増設案件 (1×660 MW) に優先的に適用されることを望んでいる。Bakeswar No.6 の増設案件 (1×660 MW) については、その 5 年後の計画として位置付けているため、現状のローリングプランには載っていない。

作成した DPR は MOEF の新しい基準に合うよう FGD および SCR の設置を考慮している。

なお、660 MW の新規発電所のために、以下の項目はクリアしている。

- 土地の確保
- 石炭の確保
- 用水の確保 (合計容量 60 cusecs (約 6,120 m³/h))
- 共通設備は既に建設済み
- 灰捨て場エリアの確保

現状 WBPDC 社には余剰電力がある状況であるが、州政府 (国家電力省) は、今後 2 年間で更なる電力需要の伸びが発生するものと予測している。従って、今後 WBPDC 社には追加の供給力が必要となる可能性が高い。

また、WBPDC 社は、昨年発行された MOEF の基準をクリアするため、既存の火力発電所に排煙脱硫 (FGD) システムを導入する事を検討しており、これに日本の円借款を利用出来ないかに関心を示した。

更に WBPDC 社はグリッド・パワー向けのバッテリー・ストレージ・システムの導入に関心を示した。(バッテリーは日本製)

4.5 現地調査の結果

JICA Study Team は Haryana 州、Uttar Pradesh 州、Madhya Pradesh 州、West Bengal 州の 4 つのプロジェクトサイトについて、第 1 回調査から第 3 回調査にかけて調査を実施した。

この現地調査結果を基に、更新の緊急性、土地取得や水供給といったインフラ整備状況を鑑み、各州から最も優先順位の高い案件の選出を行った結果、以下の3案件が日本のODA円借款案件として適当であると考えられる。

- (1) Obra 'A' (1×660 MW) リプレース案件 (Uttar Pradesh 州)
- (2) Satpura (2×660 MW) リプレース案件 (Madhya Pradesh 州)
- (3) Sagardighi (1×660 MW) 増設案件 (West Bengal 州)

第5章

有望案件の評価

第5章 有望案件の評価

5.1 OBRA ‘A’発電所リプレースプロジェクト

5.1.1 プロジェクトに進捗

UPRVNUL 社は Obra ‘A’リプレースプロジェクトを進めたいと考えており、JICA Study Team に対して予備的なフィジビリティ調査とその報告書作成についてのサポートを依頼してきた。

これを受けて、JICA Study Team は予備調査の観点から現地状況を調査し、その実現可能性を確認した。

以下に JICA Study Team が実施した調査概要を示す。

(1) プロジェクトの場所

既設 Obra ‘A’発電所は Varanasi 空港から南に約 115 km の距離に位置し、最寄りの鉄道駅は Obra Dam 駅である。(Figure 5.1.1-1 参照。)

(2) プロジェクトの概要

UPRVNUL 社によると、以下の Table 5.1.1-1 に示す様に、廃止済み 5 ユニット (#3、4、5、6 および 8) および運用中の 3 ユニット (#1、2 および 8) より構成されているが、これら 8 ユニット撤去後の跡地に 660 MW 超々臨界圧 (USC) 火力発電ユニットの建設を計画している。

Table 5.1.1-1 Obra ‘A’ Thermal Power Station

Stage	Unit No.	Installed Capacity	Derated Capacity	Date of Synchronization	Date of Commercial Operation
1	1	50 MW	50 MW	15.08.1967	15.08.1967
	2	50 MW	50 MW	12.02.1968	11.03.1968
	3	50 MW	Deleted	13.10.1968	13.10.1968
	4	50 MW	Deleted	11.06.1969	16.07.1969
	5	50 MW	Deleted	30.07.1971	30.07.1971
2	6	100 MW	Deleted	04.10.1973	04.10.1973
	7	100 MW	94 MW	14.12.1974	14.12.1974
	8	100 MW	94 MW	15.09.1975	01.01.1976

なお、ユニット 7 についてはリノベーションを実施した経緯ならびに共通設備を運用する必要性のため、当面 (4~5 年) は運用を継続する予定であるが、ユニット 1&2 についてはアンバラのユニット 6 および 7 が正式に運転を開始すれば、廃止が可能な状況である。

(3) 主要機器地点

- 1) 主要機器の建設地点は Obra, 'A' TPS (Stage-1 & 2) 撤去後の跡地となる。
- 2) 400 kV 開閉所のためのスペースを確保するために、既設 Obra 'A' の 132/220 kV の撤去地および既設の 5 つの 220 kV と 3 つの 132 kV フィーダーベイが移設される。
- 3) 既設 Obra 'A' 発電所の廃止措置に伴い、Obra 'A' 発電所の CW ポンプハウスや取水池は消滅する。また、CW ポンプハウスは撤去され、取水池は原水供給施設や冷却塔のためのスペースとして再利用される。
- 4) 石炭貯蔵やコールハンドリングのためのスペースは十分である。既設 Obra 'A' の石炭供給設備は、新規発電所のための新たなコールハンドリングシステムを提供するために撤去される。

(4) 石炭供給

既設の Obra 'A' 発電所は主に、発電所周辺から安定的に採掘される国内炭を使用しており、この石炭割当てをそのまま新設ユニット向けに使うことが出来る。

年間約 29.9 万トンの石炭が、既設同様 NCL/CCL より新規発電設備に割当てられ、インド国営鉄道システムにて輸送される。

(5) 灰捨場

既設 Obra 'A' 発電所用の灰捨場エリアは既に満杯になっており、今後資材置き場や作業ヤードとして使用される予定である。新 Obra 'A' 発電所向けには 150 エーカーの新しい灰捨場エリアが、別途計画中の Obra 'C' 火力発電所の灰捨場に隣接して計画されている。この灰捨場は、新規発電所の境界線から直線距離で約 4 km に位置する。

(6) 用水

660 MW の発電設備に必要な所内用水ならびに冷却水は、発電所近くに位置する Obra ダムから取水する計画である。ダムから取水した淡水の大部分は復水器の冷却水として使用され、その後は元の Obra ダムへ放流される (once through 方式)。

(7) 送電線および開閉所設備

開閉所は UPRVUNL 社の所有であるが、送電線は送電会社である UPPTCL 社の所有設備となっている。開閉所からの電力は 400 kV の送電線によって 10 箇所ベイより送電される。供給箇所は送電会社である UPPTCL 社によって指定されている。

(8) 環境対策装置

MoEF の通達 (S.O. 3305(E) dated 7th December, 2015) により、2017 年 1 月以降に設置される新規火力発電所は以下の排出ガス規制値を満たす必要がある。

ばいじん濃度 :	30 mg/Nm ³
硫黄酸化物 (SO ₂) :	100 mg/Nm ³
窒素酸化物 (NO _x) :	100 mg/Nm ³
水銀 (Hg) :	0.03 mg/Nm ³

このため、選択触媒還元式脱硝装置 (SCR) 等の低 NO_x システムを有する超臨界圧ボイラを設置する計画である。また、SO₂ 排出対策として排煙脱硫装置 (FGD) を設置する。

(9) 土木工事 (既設発電所の基礎および地質状況)

既設本館エリアについては、岩盤までの深さが約 8 m 程度であるため、オープンタイプの基礎を使用している。従い、発電所本館エリアの土木工事においては、基礎杭を打設する必要は無いと考えられている。

なお、岩盤までの距離が比較的浅いことは、先行する Obra 'C' 計画のデータからも裏付けられている。

SITE LOCATION MAP

INDIA MAP



1x660 MW Obra TPS



Figure 5.1.1-1 Site Location Map

5.1.2 初期フィジビリティスタディ（FS）報告書

初期フィジビリティスタディの実施結果については Attachment-3 に添付している。

5.2 SATPURA 火力発電所リプレースプロジェクト（Madhya Pradesh 州）

5.2.1 プロジェクトの進捗

MPPGCL 社では、Satpura 発電所の既設 1～5 号機（Stage-1）および 6～9 号機（Stage-2, 3）を撤去し、それぞれの敷地に 660 MW の新 1 号機及び新 2 号機を建設する計画である。

既に、1～5 号機の撤去工事が始まっており、6～9 号機についても経年（9 号機運開から 32 年経過）による熱効率の低下が激しいため、MPPGCL 社は新 1 号機運開後にこれらのユニットを廃止する計画である。

なお、9 号機に隣接する比較的新しい 10～11 号機（2×250 MW）は運用中である。

MPPGCL 社は、当初計画していた超臨界（SC: Supercritical）発電設備に代わり、さらに熱効率の高い超超臨界（USC: Ultra Supercritical）発電設備を導入する意向を調査団に伝えている。また、新環境規制に対応するため USC の他、最新の環境対策技術を投入することを計画中。

以下に、既設 Satpura 発電所設備構成の概要である。

Table 5.2.1-1 Satpura Thermal Power Station

Stage	Unit	Rated Output (MW)	Year of Commercial Operation Year
1	1	62.5	1967
1	2	62.5	1968
1	3	62.5	1968
1	4	62.5	1968
1	5	62.5	1970
2	6	200	1979
2	7	210	1980
3	8	210	1983
3	9	210	1984
4	10	250	2013
4	11	250	2014

Source: Satpura Power Station, MPPGCL

(1) プロジェクトの位置

Satpura 火力発電所（MP 州 Betul 地区 Sarni、北緯 22.111128、東経 78.174591）は、マディヤプラディッシュ州の南東に位置し、最寄りの空港であるジャバルプールから車で約 6 時間の場所にある。

(2) 主要発電設備の敷地

既設 1～5 号機 (Stage-1 : 62.5 MW×5) は既に撤去工事が開始されているものの、6～9 号機 (Stage-2 : 200, 210 MW & Stage-3: 2×210MW) は現状残ったままの状態であるため、今後廃止・撤去工事の実施が計画されている。

なお、10 号機、11 号機 (2×250 MW) は 9 号機の隣に建設されている。

(3) 石炭供給設備

コールブロックについては Sasan 近郊の Gondbehera, Ujhaini が 1×660 MW (Satpura) および 2×660 MW (Khandwa) 向けに 792 万トン/年が割当てられている。

この他に、コンベア輸送により Western Coalfields Ltd. (WCL) の Pathakheda 炭鉱および Penchkanal 炭鉱よりトラック輸送により受入れされ、発電所主要設備から約 1km 西側に位置する貯炭場にて貯炭される。石炭受入量については、6～7 百万トンが Pathakheda 炭鉱よりコンベア輸送 (3～5km) され、12～13 百万トンが Penchkanal 炭鉱 (Nagpur 近郊 Chinchinwad) よりトラック輸送される。

(4) 灰捨場

現在工事中の新設灰捨場は、2 箇所あり、No.1 エリア (111 ha) については Stage-1、2、3 の灰を、No.2 エリア (130 ha) については Stage-4 の灰を捨てる計画である。新 660 MW 機のボトムアッシュ (クリンカ灰) は、No.1 エリアに捨てられ、フライアッシュは No.1 エリアまたは No.2 エリアのどちらかに捨てられる。

No.1 エリアは既に満杯になっているが、今後かさ上げを実施する事で使用可能であり、No.2 エリアについても本案件での利用が可能である。また、10 号機と 11 号機については別の灰捨場を確保している。

(5) 用水

発電設備に必要な用水は、発電所近くに位置する Satpura Reservoir から取水する計画である。Reservoir から取水した用水は、主に復水器の冷却水として使用され、冷却後は元の Satpura Reservoir へ放流される。Stage-2、Stage-3 も同様のシステムを採用しているが、Stage-4 は自然通風冷却塔方式を採用している。なお、新規 660 MW ユニットでは使用水量の規制のため、自然通風冷却塔方式が採用される計画である。

MPPGCL 社によると、用水供給については、約 110 百万立方フィート (1 年の貯水池容量) の割当てを確保しており、Reservoir 水を再利用できるので、問題は無いと考えている。用水利用に関する支払いは、流域面積 (約 2,839 エーカ) に相当する定額料金を使用量に係らず一年に一度支払う。

MPPGCL 社作成のドラフト DPR レポート (1×660 MW ベース) によると、Satpura 発電の Reservoir からの取水量は約 1,800 t/h となっている。

(6) 送電線および開閉所

開閉所は発電会社である MPPGCL 社の所有であり、開閉所から外側の送電線は送電会社の MPPTCL 社が所有している。Stage-1 からの電力は 220 kV の開閉所から送電される。近隣にある既設の 440 kV 開閉所は既設 220 kV 開閉所と連系設備で接続されている。

追加予定の 400 kV 機器や送電線に関しては MPPTCL 社と共同で調査および検討する必要がある。

(7) 環境規制および社会配慮

MOEF から 2015 年 12 月に新しい環境基準が通達され、2017 年 1 月 1 日以降に設置される新規火力には以下の規制値が適用される。

このため、新規火力発電所は排煙脱硫装置 (FGD) や排煙脱硝装置 (SCR) を設置する必要がある。

Table 5.2.1-2 Standards applicable for TPPs (units) to be installed from 1st January, 2017

Parameters	Standards
Particulate Matter	30 mg/Nm ³
Sulphur Dioxide (SO ₂)	100 mg/Nm ³
Oxides of Nitrogen (NO _x)	100 mg/Nm ³
Mercury (Hg)	0.03 mg/ Nm ³

Source: MOEF's Change Notification dated 7th December 2015

(8) 土木工事（既設発電所基礎および地質状況）

新規工事エリアを確保する為、機器ごとのコンクリートマットの基礎を掘削および撤去する必要がある。既存の埋設杭についても本撤去工事によって撤去される予定であり、2017 年 11 月に工事が完了することになっている。基礎杭を含む土木撤去工事が終了後、設計に従ってリプレース工事が実施される。

5.3 SAGARDIGHI 火力発電所増設計画

5.3.1 計画進捗状況

(1) 計画地点

Sagardighi 火力発電所は、インド国西ベンガル州 Murshidabad 地区 Manigram 村に位置し、国道 (NH-34) からおよそ 20 km の位置にあり、地域の道路網と繋がっている。近傍の鉄道駅は東部鉄道 Bandel-Barhawara 線の Manigram 駅となる。

Sagardighi 計画地点に関する主要データは以下のとおり。

場所: Manigram 村、Sagardighi, Raghunathganj 区、Murshidabad 地方、
West Bengal 州

アクセラ道路: 国道 (NH-34) から 20 km

最寄りの終端駅: Manigram 駅、Bandel-Barhawara 支線 (サイトから 1 km)

用水の取水: Bhagirathi (サイトから 5 km)

石炭の供給: Pachwara (北部) 鉱区 (Jharkhand)

(2) 計画概要

州政府の全額出資によって 1985 年設立された WBPDCCL 社 (West Bengal Power Development Corporation Limited) は、現在 Phase-II として Sagardighi 増設計画 (2×500 MW) を実施している。

WBPDCCL は、この建設中の Sagardighi 発電所 Phase-II (2×500 MW) に加え Phase-III として 660MW の超臨界発電所の増設案件を提案してきた。この計画の定格蒸気条件は、主蒸気圧力 25MPa、主蒸気温度 568°C (±5°C)、再熱蒸気温度は約 596°C (±5°C) である。

(3) 土地の確保

Phase-I 発電所、Phase-II 増設計画および Phase-III 計画 (5 号機) は共通の敷地内にあり、全体で約 365 ha のスペースを有する。(灰捨場と居住地域を除く)

Phase-I 発電所 (2×300 MW) と Phase-II 増設 (2×500 MW) 計画のレイアウトは、地上調査・地質調査を基に、予め 1 ユニット (当初 500 MW を想定) の増設スペースを含めて策定されたものである。

(4) 用水

発電所は、Phase-II 計画用に 60 立方フィート毎秒の用水の割当てがされている。Phase-II 増設計画および Phase-III 計画に必要な用水使用量はおよそ 5,068 m³/hr と想定されている。

用水は Bhagirathi 川から取水可能であることも確認されており、現在、Phase-II 増設計画および Phase-III 計画向けの用水として割り当て量で問題ない。

(5) 燃料供給

Sagardighi 火力発電所は ECL (Eastern Coalfields Limited) の鉱区とリンクしているため、石炭は、既設 Pakur – Tildanga – Dhulian – Monigram 鉄道または、Pakur – Nalhati (計画) – Takipara – Gosaingram – Poradanga – Monigram 鉄道を通じて輸送される。

なお、Pachwara (北) 鉱区は Sagardighi 火力発電所計画に割り当てられたリンケージ鉱区のひとつである。この鉱区の地質学上の埋蔵量はおよそ 609.35 MMT であるが、可採埋蔵量は 392.84 MMT と想定されている。

Phase-II 計画 (2×500 MW) と Phase-III 計画 (1×660 MW) の合計石炭消費量は、およそ 1,140 t/h (タービン最大連続定格時) および 1,250 t/d (ボイラー最大連続定格時) と見積もられている。

従って、石炭コンベアの保証設備容量 2,000 t/h で Phase-II 増設計画および Phase-III 計画に必要な石炭量に対して十分である。

(6) 灰捨場

灰処理設備は当初 Phase-II 増設計画および Phase-III 計画 (3×500 MW) で発生するボトムアッシュ (BA) およびフライアッシュ (FA) を低濃度スラリーで処分することで計画していたが、現在、Phase-III 計画では 1×660 MW となり合計出力が増加していることからこの増加分も考慮して設計される。

(7) 送電設備

Phase-II (660 MW) の電力は、Sagardighi 発電所の 400 kV 開閉所 (West Bengal State Electricity Transmission Company Limited (WBSETCL) の所有) からダブルサーキット送電線にて送電される。この Phase-II 計画の既設 400 kV 開閉所には次の設備が増設される。

- 主要変圧器 1 台
- 起動用変圧器 1 台
- 将来用引出線又はベイ各 2 系統

(8) 環境認可関係

この地域は、発電所立地計画地点から 25 km 以内に主要工業地帯や大きな居住地域はない。SPM、SO_x、NO_x ほかの環境汚染レベルは、環境当局の規定値以下に十分収まっているものと考えられる。発電所の主要設備は、川の氾濫地域や国道および鉄道から 500 m 以上離れている。

環境影響調査によって、プロジェクトが住民の立ち退きや転居が必要でないことなど、周辺環境に与える影響がないことを確認する。

Phase-III の発電設備については、環境負荷を国の許容基準に抑えるため最新式の USC ボイラの採用ならびに NO_x の排出対策に脱硝設備 (SCR)、SO₂ の排出対策に脱硫設備 (FGD) が設置される。

第6章

まとめ

第6章 まとめ

6.1 調査結果

火力発電所の地点選定は、土地、燃料、水、送電線、灰捨場の確保および環境面での受容性が最も重要な条件である。この条件で調査した結果に基づいて、有望な火力発電所候補を以下のとおり選定した。

(1) Obra ‘A’ (1×660 MW) リプレース計画 (Uttar Pradesh 州)

今後 Uttar Pradesh 州電力会社 (UPRVUNL 社) は、調査団が作成した予備事業可能性調査書 (Pre-FS) に基づいて、発電所の詳細計画書 (DPR) の作成に 11 月頃より着手する予定である。

調査団が実施した予備フィジビリティ・スタディ (Pre-FS) によると、既設のエリアでは新規 660 MW 火力発電所の建設に必要なスペースが充分確保されており、燃料となる石炭や用水の確保についても既設の割当てがあることから比較的ハードルが低く、大きな問題はないことが分かった。また、既設発電所の浅い地下には強固な岩盤があることから、既設発電所も基礎杭を打設しておらず、撤去見積り時の不確定要素は少ないと考えられる。環境・社会配慮についても、一般住民の移転等に対して殆ど影響はない。

今後の課題としては、実施機関である UPRVUNL 社が、プロジェクトの実現に向けた確実な行動を早急に起こす必要があること。即ち、州政府と調整の上、中央政府 (MOP や CEA) と協議を進め、円借款要請の手続きを早急に進めて行く必要がある。但し、本件のリプレース工事の開始は、既設 1~8 号機の撤去完了後となるため、着工まで数年の猶予がある。

(2) Satpura (2×660 MW) リプレース計画 (Madhya Pradesh 州)

今回 Madhya Pradesh 州電力会社 (MPPGCL 社) は、円借款プロジェクトに強い関心を示しており、その手続きと進め方、および技術的な課題について協議した。

Satpura 発電所のリプレース計画では、燃料となる石炭の炭鉱が近くにあることや、用水や灰捨場の確保もできていること、また近隣に一般住民がいないことから、環境社会配慮に関する課題も大きな懸案もなく順調に進められている。

Satpura 火力発電所については、既設の PH-1 設備の撤去工事が既に開始されており、来年 (2017 年 11 月) には撤去が完了する。発電所建設の計画については旧 DPR (1×660 MW) を変更し、2×660 MW 版 DPR 作成業務をコンサルタントへ発注している。また、環境影響調査報告書 (EIA) の作成についてもコンサルタントへの発注手続きが進められている。

今後の手続きについては、現状のリプレースに向け、中央政府と円借款要請に向けた協議を早急に進めて行く必要がある。

(3) Sagardighi (1×660 MW) 増設計画 (West Bengal 州)

West Bengal 州電力会社 (WBPDCL) では、Sagardighi 超臨界圧火力発電所 5 号機 (660 MW)

の詳細計画書（DPR）の作成を既に完了している。

この増設計画では共通設備も増設分を考慮しており、土地や燃料用石炭、冷却用水についても確保されている。

現状本増設計画は、JICA の借款リストに推薦されていないが、WBPDC は円借款の申請に強い意欲を持っている。このため、今後円借款要請の為の州内調整の段階では、先行して進められている同州内のツルガ揚水発電所案件との優先順位に関する調整が必要になるものと思われる。

6.2 今後の課題（共通）

- (1) 円借款案件の前提条件として、日本側の要件は超超臨界（USC）火力発電設備を導入することを求めている。この点は今回調査した各州電力会社も了承しており、異論は無かった。
しかし、プロジェクトの実施にあたっては、EPC 業者の資格審査の要件をどの様にするかについて今後協議検討して行く必要がある。
- (2) 発電所の開閉所については、基本的に発電所の所掌であり、本計画で進めていくことが出来る。しかし、送電線については送電会社の所有であり、送電線計画については各発電会社と充分協議をしていく必要がある。

以上を踏まえ、各プロジェクトの進捗については今後もフォローしていく必要があると考える。

ATTACHMENT – 1

MINUTE OF MEETING

Attachment – 1

Minute of Meeting

1. Meeting with UPRVUNL	(19 th April 2016)1
2. Meeting with HPPGCL	(22 nd April 2016)4
3. Meeting with MPPGCL	(20 th June 2016)7
4. Meeting with MPPGCL	(21 st June 2016)8
5. Meeting with UPRVUNL	(24 th August 2016)12
6. Meeting with DVC	(26 th August 2016)14
7. Meeting with WBPDC	(26 th August 2016)15
8. Meeting with UPRVUNL	(20 th October 2016)18
9. Meeting with MPPGCL	(19 th October 2016)19

April 20, 2016

Subject: **UPRVUNL - Replacement Units**

A meeting was held between J Power & UP Raja Vidyut Utpadan Nigam Limited (UPRVUNL) at Lucknow on 19th April 2016

The following were present:

J POWER

1. Mr. K. Meguro
2. Mr. T. Kusuda
3. Mr. Rakesh Bhargava (**INDURE**)

UPRVUNL

1. Mr. Rakesh Trivedi, Director
2. Mr. Bidya Sagar Tiwari, Director
3. Mr. S. Chakravorty, Chief Engineer
4. Mr. B.N. Srivastava, Chief Engineer
5. Mr. Ashok Saxena, Supdt.Engineer
6. Mr. Anurag Bajpai, Supdt.Engineer
7. Other Engineers

- Mr. Kusuda gave a general introduction about the activities of J Power and their interest for replacement projects (Obra, Panki, Parichha, Harduaganj) in Uttar Pradesh.
- JICA had, earlier in the 2012, prepared a report for the replacement unit for Obra 'A' TPS (5 × 50 MW + 3 × 100 MW) wherein it was suggested to replace Unit 1 to 8 by a single unit of 660 MW.
- It was agreed to concentrate on Obra 'A' TPS replacement units, as the first project, hence discussions were limited to this power plant.
- It was generally informed by UPRVUNL that the space available in Obra 'A' would be sufficient for the replacement unit of 1 × 660 MW. This aspect would however have to be studied from the available plot plan which will be given by UPRVUNL.
- On a query from J Power regarding coal linkage/allocation UPRVUNL informed that they would not face any problem to get the coal linkage/allocation for new unit of 660 MW.
- As regards water availability, UPRVUNL informed that the existing linkage will be sufficient and can be used for the new unit.
- Regarding Ash Pond for the new unit UPRVUNL informed that the land for this will have to be arranged, however, land acquisition will be done as per the requirements.

- With regard to JICA report which was conducted in year 2012, UPRVUNL showed their concern regarding high cost and high time for putting into operation for the new unit. The Director (Technical) informed that the cost indicated by JICA was earlier approx. Rs. 12 crores per MW. However, as per the JICA report under Clause 6 – Budgetary Scale, the cost shown was Rs. 3,498 Crores i.e. Rs. 5.3 Crores per MW to which UPRVUNL agreed that this is reasonable.
- Under Clause 3 of JICA report the financial situation of UPRVUNL shown as a cumulative loss of Rs. 454 Crores, was highlighted to UPRVUNL, however, they informed that at present there are no losses.
- UPRVUNL informed that considering replacement unit, J Power should consider to squeeze the time and price as far as practicable considering that there is a general reduction in EPC prices for the new units for which UPRVUNL has received bids.
- UPRVUNL are at present installing the following 660 MW power plants for which the bids have been received/or will be received in due course:
 - 1 × 660 MW Harduaganj
 - 2 × 660 MW Obra
 - 1 × 660 MW Panki
 - 2 × 660 MW Jawaharpur
 - 2 × 660 MW Karchhana
- Regarding demolition of the foundation unit 1 to 8, J Power suggested that this could be done by UPRVUNL, however, UPRVUNL informed that this can be discussed later. However the price for demolishing should be taken into account in the feasibility report.
- For preparing the feasibility report J Power suggested that this can be got done by UPRVUNL at their cost however, UPRVUNL informed that J Power should arrange for this preliminary feasibility report through JICA or any other source.
- J Power agreed to discuss this with JICA in the proposed meeting on 22nd April 2016.
- UPRVUNL informed that once the report is prepared and they find the installation of new unit feasible at Obra ‘A’ then they will take-up the issue with Board of Directors considering the use of existing land and resources and if prices are comparable with new green field project.
- J Power was also informed that because of a new norms given by MoEF, Flue Gas Desulphurisation (FGD) & Selective Catalyst Reduction (SCR) would also have to be installed and the same will have to be taken into account in the feasibility report.

- On query from UPRVUNL, J Power informed that it would take approximately 36 months to install a new unit after demolishing the old units.
- J Power wanted to know whether the drawings for the foundations are available with UPRVUNL. UPRVUNL informed that drawings are not available with them.
- To proceed further it was agreed that J Power will talk to JICA for preparation of preliminary feasibility report and on submission of feasibility report to UPRVUNL, UPRVUNL will take up the issue with Board of Directors. In case it is found economically feasible then a Detailed Project Report (DPR) will be prepared and the same will be taken up at Government level to request for funding from JICA.
- UPRVUNL informed that the feasibility report should also include the cost related to dismantling the foundation and compacting the ground.
- The transmission voltage to be considered for 660 MW shall be 676 kV and the cost up to the switchyard is to be considered in the feasibility report.
- UPRVUNL also informed that the existing transmission line would not be sufficient for 660 MW and they will have to consider installing a new transmission line.
- After the meeting with Mr. Trivedi, we met Mr. A K Agrawal, Director (Finance). General discussions were held with him who informed that they are getting funds from Rural Electrification Corporation (REC) & Power Finance Corporation (PFC) at an interest rate of about 11% without any foreign exchange variation. In case of JICA funding, foreign exchange variation will also have to be considered.
- For the Ghatampur project the funding has been arranged from State Bank of India (SBI). In the Ghatampur project Neyveli Lignite Corporation (NLC) owns 51% share and UPRVUNL owns 49% share.

April 22, 2016

Subject: Yamunanagar TPS New Unit of 1 × 800 MW

A meeting was held between J Power & Haryana Power Generation Corporation Limited (HPPGCL) at Chandigarh on 21st April 2016

The following were present:

J POWER

1. Mr. K. Meguro
2. Mr. T. Kusuda
3. Mr. Rakesh Bhargava (INDURE)
4. Mr. Yogesh Sharma (INDURE)

HPPGCL

1. Mr. A.K. Sood, Director (Generation)
2. Mr. S.K. Khungar, CE (Planning)
3. Mr. Sunil Sharma, SE (Planning)
4. Mr. Ashok Kumar, EE (Planning)
5. Mr. B.B. Gupta, Controller (Finance)
6. Mr. A.K. Dua, SE (O&M), Panipat

- J Power gave a general introduction about the activities of J Power and their interest in setting up a new unit of 1 × 800 MW at Yamunanagar with JICA funding.
- At the onset Mr. B.B. Gupta mentioned that they have been talking into JICA for funding of the subject project.
- It was clarified to HPPGCL that JICA is interested in funding the subject project and funds are available with JICA. JICA had requested J Power to visit HPPGCL in connection with the above project to get the latest information with regard to the project including coal linkage, water availability, airport clearance, land availability, environmental clearance etc.
- Based on the discussion with JICA, J Power had planned their visit to HPPGCL.
- J Power also informed that the deadline of JICA to arrange funding is Autumn 2016, hence, the urgency to get the data from HPPGCL.
- J Power informed HPPGCL that they would be meeting JICA on Friday, 22nd April 2016 wherein this project would also be discussed. All relevant documents with regard to clearances etc. would be shown to JICA.
- HPPGCL informed that they have been allotted a new coal block at "Kalyanpur", in Jharkhand State exclusively for the 3rd unit of 1 × 660 MW/1 × 800 MW. The capacity of this unit is yet to be finalised as it depends on obtaining the required clearances and economic feasibility.

- HPPGCL informed that they had a preliminary check done by their consultant M/s Tata Consulting Engineers (TCE) wherein they confirmed that the land available would be sufficient for installing 1 × 800 MW unit.
- HPPGCL had earlier planned to install a unit of 660 MW and had got environmental clearance for the same. However, now that they want to change the unit size from 660 MW to 800 MW, the terms of reference would have to be revised and fresh clearance will have to be obtained from MOEF. As regards other clearances from Airport Authority etc. those would also have to be obtained for the new unit.
- Airport Authority has already given clearance for the chimney height of 275 meter and the same height would be applicable for the 800 MW unit. Fresh clearance would however be required.
- As regards the coal linkage HPPGCL have been allotted the coal block for which a Bank Guarantee of Rs. 15.5 Crores has to be given by HPPGCL by 29th April 2016. HPPGCL is arranging to submit the same. The agreement for coal block was signed on 30th March 2016
- HPPGCL informed that while planning for 800 MW unit they would be interested in Ultra Super Critical (USC) technology.
- The environmental clearance for their coal mine is also to be obtained and only after obtaining Stage-I clearance for the coal mine, they will be in a position to proceed for environment clearance for the power plant.
- J Power informed that a new Detailed Project Report (DPR) would be required. HPPGCL informed that they have already floated 'Notice Inviting Tender (NIT)' for preparing the DPR and they will proceed for preparing the project report.
- The transmission of power for 660 MW unit was planned at 220 kV whereas for the 800 MW unit it would be 400 kV. The new transmission line would have to be erected. Haryana Vidyut Prasaran Nigam Limited (HVPNL) will take up the work of new transmission line once it has been decided to install 800 MW as against 660 MW.
- The decision for installing a 800 MW unit would be taken up by the Government after they find that this size would be economical.
- As per HPPGCL the space for existing Ash Pond will be sufficient, however, in case more land is required then they will procure the same. In this context HPPGCL informed that Lapra Village has given an understanding that they will give the additional land for the Ash Pond.
- HPPGCL also informed that it would take about 48 – 60 months (April 2016 to April 2021) to install a power plant after receiving Stage-I clearance for the coal mine.

It would take three months for preparing a DPR after the order is placed for the same.

- HPPGCL informed that as per the environmental norms Flue Gas Desulphurisation (FGD) & Selective Catalyst Reduction (SCR) would also have to be installed. They have however approached the Government for getting an extension in time for installing FGD & SCR for the old units as it difficult to meet the deadline given by the Government for the old units.
- HPPGCL also informed their intention to use Petcoke with the calorific value of approximately 8,500 kcal/Kwh with sulphur contents of about 5% and wanted to know whether CFBC boiler would be available in the range of 800 MW.
- J Power informed that they have installed FGD & SCR for 1,000 MW units.

MPPGCL

1. Mr. I C P Keshari, Principal Secretary, MP Government

J Power

1. Mr. M Sakurai
2. Mr. K Meguro
3. Rakesh Bhargava - Indure

Subject : Replacement Units of MPPGCL – Satpura and Amarkantak

A meeting was held on Monday, June 20, 2016 at New Delhi. The meeting originally to be held in Bhopal was cancelled as Mr. Keshari had to come to New Delhi for another meeting. Mr. Keshari agreed to meet J Power in New Delhi.

The following was discussed.

J Power gave a brief introduction about their company and the purpose of this meeting. Mr. Keshari informed that he is fully aware about JICA as MPTRANSCO has recently got a loan from JICA.

Mr. Keshari informed that MPPGCL is planning to install 1 × 660 MW unit at Amarkantak and 2 × 660 MW at Satpura in place of the existing old units at both the places. At Satpura the 5 × 62.5 MW units have already been dismantled.

He wanted a concept note giving the timeline for installing the replacement units.

J Power asked Mr. Keshari's views on installation of USC (Ultra super critical) units instead of SC (Supercritical). Mr Keshari agreed for the advanced technology and requested J Power to give a techno economic comparison between USC and SC considering Indian coal, which would be available for the two power plants. They would like to know the advantages of USC over SC before taking a decision.

Mr. Keshari informed that a project report would be prepared by MPPGCL and can be given to J Power for them to take up with JICA.

June 21, 2016

MPPGCL

1. Mr. A P Bhairve, MD
2. Mr. Manjeet Singh, Director (Commercial)
3. Mr. A K Tailor, Director (Technical)

J Power

1. Mr. M Sakurai
2. Mr. K Meguro
3. Rakesh Bhargava - Indure

Subject : Replacement Units of MPPGCL – Satpura and Amarkantak

A meeting was held on Tuesday June 21, 2016 at MPPGCL's office at Jabalpur. We first met Mr. Manjeet Singh with whom we had detailed discussions and then he took us to meet Mr. Bhairve and Mr. Tailor

The following was discussed:

J Power gave a brief introduction about their company and the purpose of this meeting.

Mr. Manjeet Singh informed that MPPGCL is planning to install 1 × 660 MW unit at Amarkantak and 2 × 660 MW at Satpura in place of the existing old units at both the places. At Satpura the 5 × 62.5 MW units have already been dismantled.

The units at Satpura - 1 × 200 MW (Unit 6), 3 × 210 MW (Units 7,8,9) are 35 years old and due to their high heat rate, MPPGCL will decommission these units also. The new units of 2 × 250 MW (Units 10, 11) are working in good condition.

Coal is coming from Western Coalfields Ltd. (WCL) coalmine at Pathakheda (by conveyor) and Penchkanal, Nagpur by road transportation. About 6 – 7000 MT is coming from Pathakheda coal mines by conveyor belt (3 – 5 km) and about 12 – 13,000 MT from Penchkanal, Chinchinwad near Nagpur by road transport.

A PPA is signed with MP Power Management Company (MPPMC) and any replacement of units is covered under the PPA, without open bidding.

There was a plan (with NTPC) to renovate the old units (4 nos) but due to liquidity constraints this fell through. MPPGCL has issued a termination letter to NTPC.

Satpura – The ash pond no. 1 is full. The 2nd ash pond is available. Units 10&11 have a separate ash pond.

As MPPGCL would not like to give up the coal allocation, they plan to run the units – 6 – 9, till the time they can even if they are not performing well and also during the construction stage of the new replacement units of 2 × 660 MW.

One unit of 660 MW will be installed in place of units 1-5, and the second unit in place of units 6-9, therefore they plan to run the units 6-9 till atleast the construction of the first unit of 660 MW is complete.

J Power asked Mr. Singh's views on installation of USC (Ultra super critical) units instead of SC (Supercritical). Mr Singh informed that with the new environment norms they will have to adapt latest technology and USC is welcome.

As regards water, MPPGCL informed that there is absolutely no problem and that they have got allocation for about 110 m cu.ft – the one year capacity of their reservoir. Charges for the water are one time (per year) only irrespective of how much is drawn. The catchment area is about 2839 acres.

Coal blocks have been sanctioned for 1 × 660 MW (Satpura) + 2 × 660 MW (Khandwa) – Gondbehera, Ujhaini, MP near Sasan.

The manpower at present is about 2.2 /MW but now they plan to reduce the same to 0.6/MW with the installation of new more efficient 660 MW units.

The existing man power (after 7 years) at the time the new unit of 660 MW comes into operation will also be re-deployed for the new unit.

MPPGCL posted a profit of Rs. 95 cr in FY 2015 – 16, and its profit is projected at Rs. 300 cr for the FY 2016 – 17. This does not take care of the accumulated losses of Rs. 3,000 cr of which Rs. 700 cr is on account of pension. MPPGCL is now financially sound except for the accumulated losses. The old losses may continue for 5/6 years.

J Power informed that the ODA loan will be Government to Government. The present rate is less than 4%. The loan is for the total project cost (excluding land).

Mr. Singh wanted to know the advantages (better in what respect) of JICA loan over others like PFC and REC in order to decide that JICA is better suited to them.

MPPGCL showed their keen interest and wanted to know the following:

- a. MPPGCL wanted to know JICA's criteria for evaluating a company's eligibility for their loan as they would have limited funds.
- b. Is there any evaluation format that can be made available to MPPGCL?
- c. Is it based on Project financing or Balance sheet financing?
- d. Financials of the project / company?
- e. Does the interest rate include hedging for foreign exchange?
- f. What is the tenure of the loan?
- g. What is the moratorium period and the repayment period?

h. What is the approximate time required for approving this loan?

The approx. time line for the new unit is as under:

- a. One year for arranging the loan
- b. One to One and a half years for placing the order on ICB route
- c. Four and a half years for the erection and commissioning.
- d. A total of about 7 years for the commissioning of the unit.

This in effect gives MPPGCL sufficient time to run and the later decommission the units 6-9 at Satpura.

J Power informed that the ODA loan will be Government to Government. The present rate is less than 4% (which will be confirmed). The loan is for the total project cost (excluding land). The moratorium period is 10 years and the repayment period is 15 years. Government of India guarantee will be required. The loan amount is approx. 80 – 85% of the EPC project cost.

On a query from MPPGCL, J Power informed that the bidding for the project would be on ICB basis based on the specifications prepared by them.

J Power informed that for them to consider the project viable, they would require, a project report, EIA study and a letter of intention to avail the JICA loan.

J Power informed that this visit is a preliminary visit to identify projects which can be considered for loan and they have initially identified Obra (UP) and Yamunanagar (Haryana) for further investigation.

Amarkantak – The old units of 1 × 20 MW and 1 × 30 MW have already been decommissioned, whereas 2 × 120 MW units have recently been retired.

After the meeting with Mr. Manjeet Singh, he took us to meet the MD and Dir(T). Mr. Manjeet Singh briefed MD and Dir (T) about the discussions held with him for Satpura and Amarkantak, adding that J Power is looking at 4 States – UP, Haryana, MP and WB.

MPPGCL informed that they can provide all details to J Power / JICA as and when required. The project reports for Satpura and Amarkantak will be prepared in about three months. EIA work would also be taken up for these two projects.

June 23, 2016

Haryana – Yamunanagar Power Project

A meeting was held in Panchkula in April 2016 to discuss the above project.

HPPGCL informally informed that as on date the work for preparation of a Project report has not been awarded and various decisions for taking up this project are yet to be taken.

Meetings - August 2016

August 24, 2016 – UPRVUNL, Lucknow

UPRVUNL

1. Mr. B S Tewari, Dir(T)
2. Mr. Rakesh Trivedi, Dir(P)
3. Mr. Ashok Rathi, CE, O&M

J POWER

1. Mr. K Meguro
2. Mr. T Kusuda
3. Mr. Chandan Mishra (Indure)
4. Rakesh Bhargava (Indure)

The following points were discussed:

1. Copies of the pre-feasibility report, prepared by JPower / Indure for replacement of units 1-8 at Obra 'A' Power Station, by 1 × 660 MW USC unit, was handed over to UPRVUNL.
2. The plot plan for installation of a new Ultra Super Critical (USC) unit of 660 MW was discussed at length.
3. UPRVUNL wanted to know if two units of 660 / 800 MW could be installed in the existing space.
4. It was explained to them that with the constraints at site, wherein the proposed site is surrounded by the Marshalling Yard, Railway tracks, Coal handling Plant, water canal, transmission lines etc, there is not enough space to install two units of 660 / 800 MW units.
5. Various options of relocating the cooling tower, water system and other BOP auxiliaries were discussed but it was explained to them that due to the existing facilities at site which are required for Obra 'B' 5 × 200 MW units, it was not practically possible to accommodate 2 units with all the auxiliaries in the existing space available.
6. It is practical to relocate the existing facilities required for running the Obra 'B' Power Station.
7. In case this relocation aspect is to be considered then the cost would shoot up drastically making the project unviable.
8. Constraints of availability of land already in possession of UPRVUNL were also discussed.

9. UPRVUNL informed that unit no. 7 (100 MW) is under-going renovation and as such, would not be available for dismantling, immediately.
10. It was informed to them that the installation of a new unit would take a few years and by then unit no. 7 could also be considered as obsolete. In any case as per the CEA report, it was also suggested to dismantle the old units 1 – 8 of Obra 'A' power station.
11. After deliberations it was unanimously agreed that installation of one unit of 660 / 800 MW is practical at the available site. The unit size can be decided in due course.
12. UPRVUNL informed that they will put up this proposal in the meeting of the Board of Directors (BOD) which is to be held at the end of this month, in order to get a formal approval from the Chairman, UPRVUNL, before proceeding further.
13. J Power informed them that a DPR and EIA report will be required by JICA for considering the financing of the Obra replacement unit to which UPRVUNL informed that after getting their Board 's approval, they will get the DPR prepared and get an EIA study conducted.
14. During discussions it was also informed to them that MPPGCL, Jabalpur has already gone ahead by placing an order on DESEIN for preparing the DPR for Amarkantak TPS. The tender for preparing a DPR for Satpura TPS has also been floated.
15. Director (Projects) of UPRVUNL advised the CE (R&M) to prepare a note, within three days, for the BOD, in association with CE (PPMM).

August 26, 2016 – DVC, Kolkata

DVC

1. Mr. Andrew W K Langstieh, IA&AS
2. Mr. Pulak Datta, ED (Projects)

J POWER

1. Mr. K Meguro
2. Mr. T Kusuda
3. Rakesh Bhargava (Indure)

The following points were discussed:

1. J Power gave a brief introduction about their company and informed DVC the purpose of their visit.
DVC informed:
 2. DVC informed that in Durgapur units 1&2 (2 × 75 MW) are shutdown. Unit 3 (1 × 140 MW) was shutdown long back whereas in Chandrapur Units 4, 5, 6 are dismantled and units 1, 2&3 (3 × 130 MW) are likely to be shutdown in due course.
 3. DVC has surplus capacity of 1,500 MW to sell.
 4. In the present power scenario, there are no takers for the excess power.
 5. DVC has no plans to add any more units for a few years.
 6. The FGD installation will cost around Rs. 1.5 cr/MW. Instead of cheaper power, this will increase the cost of power.
 7. They plan to consolidate the existing setup, and will not be investing in new projects.
 8. DSP Unit no. 4 is to be retired. Any renovation will not be economical.

DVC did not show any interest in investing in new power plants, hence were not interested to talk about JICA loan.

August 26, 2016 – WBPDCCL, Kolkata

WBPDCCL

1. Mr. Santanu Basu, IAS, CMD
2. Mr. Debkumar Gupta, Dir (F&A)
3. Mr. Indranil Dutta, ED (Proj. & Plg.)

J POWER

1. Mr. K Meguro
2. Mr. T Kusuda
3. Rakesh Bhargava (Indure)

The following points were discussed:

1. J Power gave a brief introduction about their company and informed WBPDCCL the purpose of their visit.

WBPDCCL informed:

A. Sagardighi / Bakreshwar – 660 MW unit

2. WBPDCCL informed that they are interested to install 1 × 660 MW at Sagardighi on priority.
3. Bakreshwar unit of 1 × 660 MW is not on priority. It will come up in the next 5 year plan. It is not in the rolling plan, as on date.
4. Sagardighi – TOR has been given by MOEF for 660 MW unit. Earlier the TOR was for a 500 MW unit but it was changed to 660 MW unit. DPR has also been prepared for 660 MW. A copy of the DPR was given to J Power.
5. Debt portion will be Rs. 3,500 cr. 70% financing will be required. Equity of about Rs. 770 cr. Will be provided by State Government.
6. WBPDCCL is already in touch with JICA representative – Ms. Aditi Puri – and clarifications to their queries have also been replied to by WBPDCCL. A copy of the correspondence between JICA and WBPDCCL was given to J Power.
7. The DPR takes care of the new MOEF norms of installing a FGD and SCR.
8. The project cost, as per the DPR is Rs. 3,695 cr for the 660 MW unit, i.e. Rs. 5.6 cr /MW. (JY 9.52cr/MW)

9. The rate of JICA loan is about 0.15 – 0.2% (rate taken from Kolaghat project), and the hedging charges are about 7.5%, say the total interest rate would be about 8 %, which is far lower than PFC (11.5%) and SBI (10.2%).
10. Six mines have been allotted to WBPDCCL for coal mining out of which 4 MDO (Mine Development & Operator) have been selected. Two mines will start operating from January 2017. The total capacity is about 500 mMT. The lease period of the mines is about 30 years.
11. The first 500 MW unit was commissioned in November 2015, the second unit is expected to be commissioned soon. The capacity of the third unit of 500 MW has been changed to 660 MW.
12. For the 660 MW unit - the following is available:
 - i. Land
 - ii. Coal (own mines)
 - iii. Water allocation (total capacity 60 cusecs),
 - iv. Common facilities have been already built
 - v. Ash disposal area
13. As on date WBPDCCL has excess power. The State Government (State Power Ministry) is projecting a higher demand for power in the next two years, hence they will require more power.
14. The pumped storage projects are under WBSDCL – WB State Distributing Company Limited.
15. WBPDCCL was keen on obtaining JICA loan for Sagardighi.

B. Kolaghat – Units 1, 2, &3

1. FGD is to be installed in Unit no. 3 first.
2. They are in touch with JICA for this project – with Ms. Aditi Puri.

C. Battery Storage system for Grid Power

1. Mr. Santanu Basu, CMD – showed interest in installing 10 – 15 MW storage capacity for each power station.
2. They have seen Battery Storage for Grid Power in USA. This helps in plant load to be stable. Technology is available with USA. AES has installed one such unit in USA.
3. The batteries for this unit are made in Japan.
4. CMD wanted to know whether this technology is available in Japan and wanted to discuss this further. Financing for this can also be discussed from Japan (JICA).

5. 85% recovery within 12 hrs.
6. CMD was interested to discuss Technology and Financing from Japan & JICA respectively.

UPRVUNL

- Meeting held on 18/10/2016 in Indure's office, New Delhi
- The following were present:

J Power	UPRVUNL	Indure
Mr. M Sakurai	Mr. B S Tewari Dir(T)	Mr. N P Gupta
Mr. K Meguro	Mr. R K Trivedi	Mr. Chandan Mishra
	Mr. S Chakravarty	Rakesh Bhargava

1. The Preliminary Feasibility Report was given to UPRVUNL in August.
2. J Power explained the procedure for obtaining the Japanese ODA loan and gave them a flow chart. JPOWER identified the work that has to be carried out by UPRVUNL before JICA can take it up at their end. It would be a Government (Japan) to Government (India) loan.
3. UPRVUNL has not yet put up the case in their Board for getting an official approval to proceed with the project, even though the case has been discussed with the Board members informally and they have approved of it.
4. They expect to do so in the next Board meeting expected in November.
5. They are very keen for this project.
6. During discussions on the layout UPRVUNL suggested to consider 2 × 660 MW units as against 1 × 660 MW by using the space of Units 6, 7 & 8.
7. UPRVUNL requested J Power / Indure to look into in this aspect and plan a trip to Obra wherein Director (Technical) would also like to accompany.
8. UPRVUNL, internally has to decide and nominate a Chief Engineer for this work. Mr Tewari advised that Mr. Rathi CE will be the co-ordinator.
9. Mr. Tewari promised to move fast on this.

MPPGCL

- Meeting held on 19/10/2016 in MPPGCL's office, Jabalpur
- The following were present:

J Power	MPPGCL	Indure
Mr. M Sakurai	Mr. A P Bhairve MD	Rakesh Bhargava
Mr. K Meguro	Mr. A K Tailor Dir (T)	
	Mr. Manjeet Singh Dir(C)	
	Mr. H S Namdeo CE	
	Mr. Saxena Addl. CE	

1. First the meeting was held with Mr. Manjeet Singh, Mr. Namdeo and Mr. Saxena. After this meeting, the meeting was held with MD to apprise him of the developments.
2. J Power explained the procedure for obtaining the Japanese ODA loan and gave them a flow chart. JPOWER identified the work that has to be carried out by MPPGCL before JICA can take it up at their end. It would be a Government (Japan) to Government (India) loan.
3. MPPGCL informed that the reports for Satpura (Sarni) and Amarkantak would be ready by mid November 2016.
4. A copy would be given to J Power.
5. They will take out a tender for conducting EIA study for the two projects by the end of November (which was changed to October in MD's office)
6. They have had discussions with CEA also on these projects.
7. CEA informed that they have an MOU with J COAL for preparing the Feasibility Report.
8. J Power informed that it would not be necessary to carry out a Feasibility Report by J COAL as the work of F/S report / DPR is already underway.
9. MPPGCL informed that the Satpura project is already under dismantling and also shared some photographs of the project site. The work is expected to be completed by November 2017 as per the contract.
10. MPPGCL was wondering as to why this loan did not get through earlier (about 2-3 years back). Probably it was because of the bad financial

position of MPPGCL at that time. Now MPPGCL is in a sound financial position as informed by them.

11. MPPGCL will give a copy of their balance sheet to JPower.
12. Investment decision will be taken up in the 13th Five year Plan – April 2017 – March 2022. However MPPGCL will put in all efforts to put this in for approval in the current 12th Five Year Plan – ending in March 2017.
13. The Board meeting is expected to take place in November.
14. The layout for Satpura was discussed in Mr. Namdeo's office.
15. A copy of the MPPGCL's order for dismantling was given to J Power for their reference wherein the time schedule is shown.

ATTACHMENT – 2

OBRA SURVEY PHOTO

Attachment - 2

Obra 'A' Replacement Area and those Facilities



Obra 'A' Thermal Power Station



Switch Yard



Water intake



CWP Pump house (for Obra 'B')



Water intake channel



Scrap yard



Obra Dam (Lower stream)



Obra Dam (Upstream)



Coal storage yard (A)



Coal storage yard (B)



Coal unloading facilities



Coal transportation

ATTACHMENT – 3

**PRELIMINARY FEASIBILITY STUDY
REPORT OF OBRA 'A' REPLACEMENT
PROJECT**

(Draft)

PRELIMINARY FEASIBILITY REPORT ON
OBRA TPS

Uttar Pradesh Rajya Vidyut Utpadan Nigam Limited
(UPRVUNL)

Electric Power Development Power Co., Ltd.
(J-POWER)

AUGUST 2016

INDEX

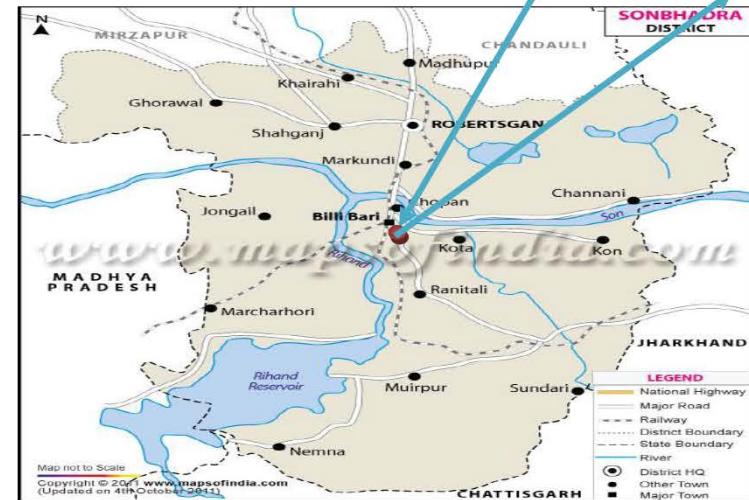
1.0	INTRODUCTION	3
2.0	OVERVIEW OF CURRENT FACILITIES	4
3.0	BASIC REQUIREMENTS	7
3.1	Infrastructure Requirements	7
3.2	Site Features	7
4.0	TECHNOLOGY & UNIT RATING	12
4.1	Adoption of Ultra-Supercritical Technology (USC)	12
5.0	TECHNICAL FEATURE OF THE BOILER & TG PLANT	14
5.1	Steam Generator	14
5.2	Steam Turbine and Auxiliaries	14
5.3	TURBINE AUXILIARIES	14
6.0	DESCRIPTION OF MAJOR SYSTEMS	16
6.1	Mechanical Systems	16
6.2	ELECTRICAL SYSTEM	18
6.3	Control and Instrumentation	19
6.4	CIVIL AND STRUCTURAL ENGINEERING ASPECTS	19
7.0	PLOT PLAN AND GENERAL ARRANGEMENT	23
7.1	Plot Plan	23
7.2	General Plant Layout	24
8.0	ENVIRONMENTAL CONSIDERATIONS	25
8.1	Air Pollution Control System	25
8.2	Water Pollution Control System	26
8.3	Noise Pollution	26
8.4	Solid Waste Management	27
8.5	Ash Management	27
8.6	ENVIRONMENT MANAGEMENT PLAN	28
9.0	EXECUTION AND MANAGEMENT	29
9.1	Construction	29
9.2	Operation & Maintenance	29
9.3	Completion Schedule	30
10.0	PROJECT COST	31
10.1	Cost Estimates	31
10.2	Financing Structure	31
10.3	Interest During Construction	31
10.4	Working Capital	31
10.5	Cost of Generation	32

SITE LOCATION MAP

INDIA MAP



1x660 MW Obra TPS



PROJECT HIGHLIGHTS

Owner	Uttar Pradesh Rajya Vidyut Utpadan Limited (UPRVUNL)	
Project	Obra Thermal Power Station, Obra, Sonebhadra District, Uttar Pradesh, India	
Plant Capacity	660 MW	
Plant Configuration	1×660 MW	
Location	In the area after dismantling Obra 'A' TPS (5 × 50 MW & 3 × 100 MW) units within the premises of existing Obra Thermal Power Plant.	
	Distance from Varanasi City : 115 km	
	Distance from Obra town : 1 km	
	Latitude : 24 27'N	
	Longitude : 82 59'E	
	Height above MSL : 76 Metres	
	Seismic Zone : III as per IS : 1893-2002	
Nearest Railway Station	Obra Dam	
Nearest National Highway	Varanasi- Shakti Nagar : 8 km	
Nearest Airport	Varanasi : 120 km	
Nearest Port	Mumbai : 1,532 km	
Land Requirement	A. Within the plant boundary	Area in Acres
	1. Main plant & equipment's	16.00
	2. Switchyard	4.00
	3. Water facilities including Cooling tower	31.00
	4. Coal Handling Plant	24.00
	5. Misc. (Plant Boundary, Road etc.)	23.00
	6. Green Belt	33.00
	Total (A)	131.00
	Outside the plant boundary	
	1. Ash Dyke area	150.00
	Total (B)	150.00
	Grand Total (A+B)	281.00
Meteorological Data		
Ambient temperature	• Daily maximum (mean)	29.1°C
	• Daily minimum (mean)	24.3°C
Relative humidity	• Maximum	83°C
	• Minimum	23°C
Rainfall	• Maximum per annum	1,969 mm
	• Average per annum	1,948 mm
Wind Speed	26 kmph	
Source of Water	Obra dam	

Water Requirement	1,730 m ³ /hr.
Cooling System	Closed cycle cooling system with Induced Draft Cooling Tower
Primary Fuel & Source	Coal from NCL & CCL coal mines
Support Fuel & Source	LDO/HSD from nearest refinery/oil depots
Fuel Requirement	
• Primary fuel (Coal)	2.99 mtpa (With GCV of coal as 3,700 kcal/kg Station Heat Rate 2,248 kcal/kwh at 85% PLF).
• Support fuel (LDO/HSD)	5,780 KL per year
Transportation	
Coal	By Railway System
Support Fuel	By Railway System
Steam Generator	Steam Generator will be of Ultra-supercritical pressure parameters, balanced draft furnace, single reheat, radiant, dry bottom type, suitable for outdoor installation designed for firing pulverized coal as main fuel.
Steam Turbine	The Steam Turbine will be multi cylinders, tandem compound single reheat, regenerative, condensing unit directly coupled to AC Generator giving a continuous rated output at generator terminals. USC's Steam Condition: 270 ata, 600/600°C.
FGD	Wet / Dry type Flue Gas De-Sulphurising System (FGD) for SO _x control.
SCR	Selective Catalytic Reactor (SCR) for NO _x abatement
Station Operation Philosophy	Base Load
Chimney	One single flue chimney of 275 meter high
Power Evacuation plan	Through 400 kV transmission lines
Project Commissioning Schedule	45 months from 'Zero date'.

1.0 INTRODUCTION

JICA has conducted Preliminary Feasibility Study for 1 × 660 MW Super Critical Unit in place of Obra 'A' TPS (5 × 50 + 3 × 100 MW) units in 16th & 17th June, 2016.

The study including collecting information and investigating the current status of existing Obra Thermal Power Station. The details of Obra 'A' TPS are as follows:

Table: 1

Stage	Units No.	Installed Capacity	Derated Capacity	Date of Synchronization	Date of Commercial Operation
'A' TPS	1	50 MW	50 MW	15.08.1967	15.08.1967
	2	50 MW	50 MW	12.02.1968	11.03.1968
	3	50 MW	Deleted	13.10.1968	13.10.1968
	4	50 MW	Deleted	11.06.1969	16.07.1969
	5	50 MW	Deleted	30.07.1971	30.07.1971
'A' TPS	6	100 MW	Deleted	04.10.1973	04.10.1973
	7	100 MW	94 MW	14.12.1974	14.12.1974
	8	100 MW	94 MW	15.09.1975	01.01.1976

Obra 'A' TPS, Units # 1 to 8 are not operating and hence are to be replaced (scrap-and-build) by Ultra-Super Critical (USC) thermal-power plant with highly efficient units.

The main purpose of This Preliminary Feasibility Study Report (the Report) is to confirm the most important criteria for planning TPS such as availability of land, fuel, water and acceptability from environmental considerations.

The findings will serve as basic information for considering Japanese ODA loan assistance and will be followed by due needs assessment with respect to complete replacement, together with cost-benefit analysis.

Preliminary Feasibility Report has been prepared as per Central Electricity Authority (CEA) guidelines and Central Electricity Regulatory Commission (CERC) / State Electricity Regulatory Commission (SERC) norms.

2.0 OVERVIEW OF CURRENT FACILITIES

Obra 'A' TPS consists of Units 3 to 6, these are already retired, and Units # 1, 2, 7 & 8 are currently in operation as per UPRVUNL record. Refer Table: 1.

Facilities for Replacement

(1) Site for power generation facilities

The site of the power station consists of those for Obra 'A' (Units 1 to 8) and Obra 'B' (Units 9 to 13). There is a linked turbine building for Obra 'A' and B.

The coal storage yard is located on the south east side behind the stacks of Obra 'A', which can be connected to the coal stock yard for Obra 'B' in emergency. Further to the southeast, there is a railway for transporting coal.

The facilities of switchyard and its land on the northeast side of Obra 'A' are owned by UPRVUNL.

There is no site available for a new 660 MW unit except for the site of existing units inside the power station compound.

(2) Coal transportation facilities

There is a railway coal transportation facility. The annual coal receiving amount is approximately 5 million tons for Obra 'A' and Obra 'B'. the total coal consumption at Obra 'A', units #1,2,7&8 currently in operation, is approximately 1.2 million tons in 2010- 11.

(3) Fuel supply

Obra 'A' power station mainly uses domestic coal (raw coal) available in the surrounding area, and thus has a stable supply.

(4) Ash pond

The ash pond has an area of 75 ha. Land preparation was minimized by developing the ash pond utilizing the natural terrain. Bottom ash from Obra 'A' and B is transferred to the ash pond as slurry. Before the pond is filled up, the existing dyke will be raised to provide capacity for 25 to 30 years (for Obra 'A' and 'B').

Currently, discharge water from the ash pond (ash water) is treated through sedimentation before release into the nearby river. The Discharge water from the ash pond (ash water) is measured once a month to monitor oil content, pH and turbidity.

The existing ash pond has a clay layer at the bottom to prevent penetration of ash water.

- (5) Raw water supply system (cooling water, etc)

Raw water is supplied from the Obra Dam located close to the power station. The water from the dam is mainly used for condenser cooling, and then returned to the dam (a once-through system). Obra 'B' uses the same system.
- (6) Waste water

Waste water from the power station is released directly to the nearby river without treatment.
- (7) Transmission lines

While the switchyard facilities are owned by UPRVUNL, the power generation company, the transmission lines are owned by UPPTCL, the power transmission company. The electric power from Obra 'A' is transmitted from the 220 kV switchyard and that from Obra 'B' from the 400 kV switchyard.
- (8) Access condition for heavy load equipment

Obra power station has witnessed the transportation of heavy load equipment for 200 MW units while the main road before branching out toward Rihand near the power station has been utilised for the transportation of heavy load equipment for 500 MW to 660 MW units.
- (9) New project (Obra 'C')

Near the existing power station (approximately 1.5 km to the northeast), the site of Obra 'C' plant (660 MW × 2) exists. Price Bid for Obra 'C' was already open. Land has been secured, and part of it is being leveled.
- (10) Environmental regulations and social considerations

Main environmental regulations are as follows.

Criteria and current conditions of flue gas at stack outlets, waste water and noise:

 - (a) Flue gas at smokestack outlets
 - (b) Waste water
 - (c) Noise: The noise limit is 90 dB (1 m from machine)
 - (d) Environmental monitoring: Regulatory objectives (quality of ambient air and water) required by law are measured and the environmental monitoring report containing the measured data is submitted to CEA every month.
 - (e) Utilization of coal ash: Currently, ash is not efficiently used (utilization is around 10% total for Obra 'A' and 'B') and

the majority is disposed of in the ash pond. The power station aims at achieving the target set by the Ministry of Environment and Forestry in November 2009 (utilization of fly ash shall be 100% by 2014 for coal/lignite thermal power stations in operation at that time or by 4 years after COD in the case of new power station after that time).

- (f) Problems concerning the social circumstances: The SPM emission exceeds the standards at the stack outlet. The SPM emissions are higher at Obra 'B' and they exceeded 6,000 mg/Nm³ at the stack outlet of Units 10, 12, and 13. ESP of Unit 9 is under R&M and ESPs of Units 10, 11, 12 and 13 are planned to use R&M for reducing dust in accordance with the instruction of the state Pollution Control Board. The EIA report for Obra 'C' describes the total amount of dust emissions of Obra 'A', 'B' and 'C'.

3.0 BASIC REQUIREMENTS

3.1 Infrastructure Requirements

A power station requires a number of basic inputs such as land, fuel, water etc. Installation of power station is primarily governed by the following basic considerations:

- (1) Dismantling work
- (2) Site Restoration
- (3) Availability of land
- (4) Rail / Road accessibility
- (5) Availability of fuel
- (6) Availability of water
- (7) Load demand / Power absorption plan
- (8) Environmental consideration
- (9) Recommendations

The most important criteria for selection of site for TPS are availability of land, fuel, water and acceptability from environmental considerations.

3.2 Site Features

The project site is occupied after dismantling of Obra 'A' TPS within the boundary of existing Obra TPS. Nearest Railway station is Obra Dam. Varanasi Airport is 125 km away.

The site is located under Seismic Zone-III as per IS: 1893-2002.

Site features and adequacy etc. has been examined in details in the Report. However, these are briefed below.

(1) Dismantling Work

Dismantling activities are initiated after completing the engineering and planning process for the new unit(s) proposed to be installed on the land cleared after dismantling. The sequence of activities will be determined at the time of dismantling, but typically a sequence would include the following items:

- (a) Removing coal yard equipment, including unloading structures, conveyors, transfer towers, and reclaim systems.
- (b) Removing above-ground storage tanks
- (c) Removing large equipment from rooftops or at higher elevations
- (d) Removing equipment that must be removed prior to start of

boiler structure removal, including fly-ash handling, coal handling, burner fuel supply, scrubbers, air and flue gas ducts, etc.

- (e) Removing electrostatic precipitator and bag houses by cutting casings and connecting gas ducts
- (f) Removing the top of the boiler enclosure to allow access to the platens
- (g) Removing the boiler water walls
- (h) Removing steam drum and de aerator by severing all connections and lowering to grade
- (i) Removing boiler structural steel
- (j) Disassembling the turbine/generator and condenser
- (k) Removing all other equipment and components required prior to structures demolition
- (l) Removing the turbine building superstructure and interior floors
- (m) Blasting/dismantling the concrete turbine-generator pedestal(s)
- (n) Removing siding from buildings
- (o) Dismantling steel framing
- (p) Demolishing structural concrete
- (q) Removing the stack(s)
- (r) Removing cooling tower(s) and / or cooling water intake and discharge structures
- (s) Removing all other site structures within the scope of the dismantling program
- (t) Sorting and organizing materials for pickup by the scrap dealer(s)
- (u) Size reducing concrete rubble to enhance its suitability for backfill
- (v) Removing any temporary services used to support the dismantling effort (lighting / ventilation / electrical / groundwater management)

(2) Site Restoration

Site restoration activities are initiated following completion of the dismantling operations. The objective of site restoration in this estimate is to restore the station grounds to a configuration that does not pose a safety hazard, and plant vegetation for erosion control. As such, landscaping will be limited to grading, placement of top soil, and seeding. A typical site restoration sequence would be:

- (a) Backfill below grade voids with recycled concrete rubble (reinforcing steel removed from concrete) or with additional fill, if necessary
- (b) General grading of the station
- (c) Placement of top soil or other suitable surface material necessary to maintain erosion control
- (d) Landscaping to the extent necessary to re-vegetate the station (grass or similar plant materials)
- (e) Demobilizing personnel and equipment

(3) Land

- (a) Land for main plant & equipment
 - a) Land for main plant and equipment will be available after decommissioning and dismantling of Obra 'A' TPS (5 × 50 + 3 × 100 MW units).
 - b) For providing space for 400 kV switchyard, existing 220/132 kV switchyard of Obra 'A' TPS will be dismantled and existing 5 nos. 220 kV & 3 nos. 132 kV outgoing feeders bays from switchyard of Obra 'A' TPS will be relocated.
 - c) On decommissioning of Obra 'A' - TPS, the CW pump House and the intake pond of Obra 'A' TPS will become defunct. The CW pump house will be dismantled and the intake pond will be reused to provide space for the water facilities, cooling towers etc. of the proposed new unit.
 - d) Adequate area for coal storage and handling facilities is available. The coal feeding facilities of Obra 'A' TPS will be dismantled to provide new coal handling system for the proposed unit.

(b) Ash dump area

For dumping of ash, land has been originally provided for all

the Obra 'A' TPS of the existing units land will be used for material storage & fabrication yard. Over the period the ash dump area has been filled up. A new ash dyke area of 150 acres is being developed adjacent to the proposed 'C' TPS ash dyke.

Ash dump area requirement based on MoEF notification dated 03.11.2009, is 50 Ha for 500 MW capacity having ash content in coal as 45%.

(c) Green Belt

Green belt will be developed as per MOEF guidelines in the area.

(4) Rail/Road Accessibility

The nearest town Obra is about 1 km from site which is connected through railway head (broad gauge) is at Obra Dam. The site is also well connected by road to National Highway (Varanasi-Shakti Nagar). Road network is already available for approach to site.

Dedicated railway link from Obra Dam Railway siding to site is available for the transportation of coal and fuel oil for the proposed power plant. The rail system will be augmented/new system will be developed based on the study of the Consultant assigned for the work. No problem is envisaged in accessibility and transportation of heavy equipment to site by road or rail.

(5) Source and availability of Fuel & transportation

Coal requirement will be about 2.99 mtpa. Coal for existing stages of the power station is received from NCL & CCL by rail system. For the proposed unit, coal linkage will be as granted by NCL/CCL. Coal will be transported by Indian Railway System.

Support fuel will be transported by Indian Railway system. Start-up

/support fuel for the proposed project will be LDO/HSD.

(6) Source and availability of Water

Water requirement of existing power station is being met from Obra Dam constructed on Son River for the TPS.

(7) Power evacuation facility

The generated power from the power plant switchyard will be evacuated at 400 kV voltage level, 400 kV switchyard will be provided. For power evacuation, there will be 10 nos. bays in switchyard. There will be two (2) nos. outgoing feeders to the destinations as may be identified by UPPTCL.

(8) Environmental aspects

The Power Plant will be developed based on the guidelines of the State Environmental Authorities and that of MoEF. Suitable provisions will be incorporated in the design of buildings, structures, and selection of equipment so that there are no adverse effects due to emissions, noise, and contamination of soil, water and air.

One single flue stack of 275 meter will be provided for 660 MW unit for wider dispersion of pollutant as per environmental guidelines.

UPRVUNL will approach Expert Appraisal Committee of MoEF for obtaining Terms of Reference (ToR) once the ToR presentation before the committee is held, the ToR letter is usually issued by MoEF (usually within a month) and consist their recommendation which need to be complied to in the EIA report.

(9) RECOMMENDATION

Replacement plan for Obra TPS

After due consideration of availability of land, fuel, water and acceptability from environmental considerations ect., it is recommendable to construct One (1) Unit of Ultra-supercritical (USC)thermal power plant on the dismantled and restored land by utilizing current existing resources like water from OBRA dam, existing coal linkage subject to comprehensive cost-benefit analysis.

4.0 TECHNOLOGY & UNIT RATING

4.1 Adoption of Ultra-Supercritical Technology (USC)

The proposed 660 MW units will have Ultra-supercritical steam parameters to achieve higher efficiency and hence, lower cost of generation. Steam parameters of Ultra-supercritical technology are as follow:

Pressure : 270 kg/cm² (a)

Main Steam Temperature : 600°C

Reheat Steam Temperature : 600°C

The main advantages of adopting higher unit size of 660 MW with Ultra- supercritical parameters are brought out below:

(1) From Plant Performance Point of View:

- Reduction in coal consumption.
- Reduction in Ash generation.
- Reduction in effluent gasses to atmosphere.
- Reduction in suspended particulate matters to environment.
- Better performance during off-design operation due to variable “Evaporate End Point”.

(2) From Operation Point of View

- Better heat rate at full load as well as partial load.
- Lesser percentage of auxiliary consumption, hence increase in net power export.
- Lesser start-up time and hence less consumption of start-up fuel and power.
- Quicker load following capabilities i.e. better response to load rise / fall.
- Lesser consumption of cooling water.
- Boiler drum is eliminated hence no need of level control.
- More favorable for frequent start / stop even for two-shift operation.
- Lesser requirement of service like compressed air; water etc. because of reduction in number of units.

(3) From Plant Upkeep Point of View

- Lesser requirement of manpower for the operation & maintenance.
- Lesser number of equipment to maintain, hence lesser

inventory.

- Increase in cost due to expensive materials to withstand higher pressure and temperature is off-set for reduction in size of balance of plant as well as number of units.

Ultra-Supercritical Pressure power plant is envisaged in view of above indicated benefits.

5.0 TECHNICAL FEATURE OF THE BOILER & TG PLANT

5.1 Steam Generator

The steam generator will be Ultra-supercritical technology designed for firing coal as primary fuel, balanced draft furnace suitable for semi-outdoor installation. Boiler including auxiliaries will be designed for operation with 100% coal.

- (1) Draft System
- (2) Air Heater
- (3) Coal Feeding and Burning System
- (4) Coal Mill Rejects Handling System
- (5) Secondary Fuel Oil System
- (6) Soot Blowing System
- (7) Electrostatic Precipitators (ESP)
- (8) Flue Gas De-Sulphurising System (FGD)
- (9) Selective Catalytic Reactor (SCR) for NOx abatement

5.2 Steam Turbine and Auxiliaries

The turbine component and its auxiliaries will be designed and selected to meet the stringent requirements in respect of superior thermal performance, excellent product reliability & operational flexibility.

The turbine will be designed based on modular design approach that divides the turbine into three main parts:

- High-pressure (HP) section
- Intermediate-pressure (IP) section and
- Low-pressure (LP) section

The turbine will have one single flow HP, one double flow IP and two double flow low-pressure cylinders exhausting downwards into condensers. All components will be selected based on long-proven records and standardized modules. The turbines will be of the tandem compound design. The individual shafts of the cylinders and the generator rotor shaft will be coupled rigidly together.

5.3 TURBINE AUXILIARIES

- (1) Gland Steam Sealing System
- (2) Oil System
- (3) Control Fluid System
- (4) Governing Systems
- (5) Turning Gear

- (6) Turbine Protection System
- (7) HP-LP Bypass Station
- (8) Condensing System
- (9) Air Extraction
- (10) Condensate Extraction Pumps
- (11) Regenerative Feed Heating Cycle
- (12) Boiler Feed Pumps (BFP)
- (13) Lube Oil Purification System

6.0 DESCRIPTION OF MAJOR SYSTEMS

6.1 Mechanical Systems

6.1.1 Coal Transportation, Unloading Facilities and Handling Plant

The coal will be transported to power plant from coal mines through Rail system.

The Coal Handling Plant (CHP) will be designed to operate throughout the year with coal with calorific value of 3,700 kcal/kg.

The Coal Analysis is enclosed as **Annexure – 6.1**.

Gross Station Heat Rate of 2,248 kcal/kwh, the coal requirement for all units works out at full load with GCV of coal as 3,700 kcal/kg as:

Tonnes per hour (tph)	$\frac{1 \times 660 \times 2,248}{3,700} = 400.99$
Tonnes per day (tpd)	9,623.72
Million tonnes per year at 85% PLF (mtpa)	2.99

2 Nos. Wagon Tippler Complex are proposed so that stock building and rake unloading operations can be carried out expeditiously.

Suitable Marshaling Yard shall be provided as per requirement of Wagon Tippler Complex.

6.1.2 Fuel Oil System

A fuel oil system for boiler start-up as well as for flame stabilization during low load operation will be provided. Essentially HSD will be used for the boilers. However, for ignition of furnace Light Diesel Oil (LDO) will be utilized.

6.1.3 Ash Handling Plant

6.1.3.1 The ash handling system will be designed to meet the following requirements:

1.	Coal consumption at full load per hour	:	400.9 THP
2.	Ash content	:	41%
3.	Ash generated	:	164.41 TPH
4.	Bottom ash generated	20%	: 32.88 TPH
5.	Coarse ash generated	10%	: 16.44 TPH
6.	Fly ash generated	90%	: 147.96 TPH

6.1.3.2 Ash pond

Adequate area of ash pond shall be located at approx. 4 km from plant boundary for the proposed unit.

6.1.4 PLANT WATER SYSTEM

6.1.4.1 Raw Water

Consumptive water requirement of 660 MW will be made available by pumping from Obra Dam to water treatment plant for plant water requirement.

6.1.4.2 Water is required in a thermal power station for:

- (1) Cooling Tower make-up.
- (2) Auxiliary cooling water system - Water for bearing cooling and other auxiliary systems through closed loop circulation
- (3) Boiler make-up.
- (4) Potable water
- (5) Plant services
- (6) Fire fighting
- (7) Ash handling
- (8) Flue gas desulphurization

6.1.4.3 Composite Water Balance

The Raw Water Analysis is enclosed as **Annexure – 6.2** & Composite Water Scheme is enclosed as per **Annexure – 6.3**.

The consumptive water requirement of 1 × 660 MW unit is worked out as follows:

A.	DM Water Requirement	Unit	Quantity
-	Make-up water in power cycle	cu.m/hr	21
-	DM CW make-up	cu.m/hr	1
-	Stator Cooling make up	cu.m/hr	1
-	Chemical dosing	cu.m/hr	1
-	Condensate polishing unit regeneration	cu.m/hr	5
-	DM regeneration	cu.m/hr	5
	Total	cu.m/hr	34
	DM streams (1 operating + 1 standby) each of capacity 40 m ³ /hr.		
	Potable water	cu.m/hr	5
	DMF backwash waste water	cu.m/hr	1
	Total	cu.m/hr	40

	DMF streams (1 operating + 1 standby) each of capacity 50 m ³ /hr.		
B.	FILTERED water requirement		
a.	Feed to DM plant including regeneration requirement	cu.m/hr	40
b.	Service water	cu.m/hr	35
b.	AHP seal water requirement	cu.m/hr	140
c.	FGD Water	cu.m/hr	130
d.	CW Makeup	cu.m/hr	1380
	Total	cu.m/hr	1725
	Raw water requirement	cu.m/hr	1730

6.2 ELECTRICAL SYSTEM

The electrical system will be designed to assure high reliability of operation and high availability of the power plant through use of proven equipment conforming to International Standards, Codes and Practices and adequate level of redundancy. The electrical systems & equipment will also have to comply with the guide lines issued / notified by Indian Statutory Authorities viz. the Central Electricity Authority (CEA), Central Board of Irrigation & Power (CBIP), Indian Electricity (IE) Rules & Act, National Electrical Code (NEC), etc.

1.	Rated continuous active power output, kW	660,000
2.	Rated Power Factor	0.85
3.	Rated terminal voltage, kV	21~27
4.	Rated Frequency, Hz	50
5.	Rated Speed, RPM	3,000

6.2.1 Switchyard

In existing Obra 'A' switchyard total 8 Nos. of outgoing bays (5 Nos. of 220 kV & 3 Nos. of 132 kV) with 2 Nos. of ICT (220/132 kV) for Obra Hydro.

400 kV New Switchyard (proposed)

Power generated will be stepped up to 400 kV for evacuation.

For evacuation of power 400 kV Gas Insulated Switchyard is considered. The configuration of 400 kV GIS shall be follows:

Description	No of bays
Generator Transformer Bays	1
Line Feeder Bays	2
Station Transformer Bays	2
Bus Reactors	1
Bus VTs	2
400/220 kV ICT	2
Total	10

The two (2) Nos. of 400/220 kV ICT shall be connected to the existing 220 kV Switchyard.

6.3 Control and Instrumentation

Composition of Control system are including following systems;

- (1) Distributed Digital Control System (DCS)
- (2) Operation, Monitoring & Diagnostic System
- (3) Communication System
- (4) Interface with other Systems

6.4 CIVIL AND STRUCTURAL ENGINEERING ASPECTS

6.4.1 Basic Design considerations

The plot of land for the proposed project is fairly level. The site elevation generally varies from 190m to 150 m above MSL. The plant grade level will be formed above the HFL of the area and will be finalized during detailed engineering stage.

Type of foundations will be decided based on the geotechnical investigation.

The power station is located under Zone - III as per IS: 1893 (part-I) :2005. Analysis and design of structures to resist the seismic forces will be carried out as per the provisions of IS: 1893. The applicable zone factor will be considered during detailed engineering.

The applicable design wind pressure will be computed during design of buildings and structures as per IS: 875 (latest version) for the zone in which the proposed power station is located.

6.4.2 Existing Foundation & Soil Condition

In existing Obra 'A' TPS has no piling in existing foundation. The main plant area is generally open type foundation in maximum depth up to 8 meters.

In this area soil type is rocky soil based on recent Obra 'C' TPS soil data.

(1) Special Foundation Requirements for Rotating Equipment

The foundation systems for rotating equipment will be sized and proportioned not to exceed the bearing and settlement criteria and to assure satisfactory performance of the equipment. In addition to all rotating equipment will be provided with vibration isolation spring system mounted foundations. The vibration isolation system supplied will be of proven make, the vibration isolation foundation system will be provided for Turbo-generator, Boiler feed pumps, ID/FD/PA fans, Coal mills and Coal crushers.

(2) Structural Works

Structural works will be designed for dead-load plus adequate live-load plus worse of wind load and earthquake load with importance factor of

1.5 and seismic load as per IS: 1893 as applicable for zone-III.

6.4.3 Roads & Culverts

The roads in the plant area will be of adequate thickness and width as per requirement of various areas. It is proposed to have wet mixed macadam (WMM) roads during construction stage and the same will be finished with asphalt surfacing during completion stage. Adequate plant roads/culverts, grading and drainage will be provided. All roads will be designed as per applicable IRC/MOR&T standards.

6.4.4 Liquid Retaining Structures

RCC Water retaining structures will be leak proof and designed as uncracked section.

6.4.5 Civil Works for Plant Water System

(1) Intake Water System

The consumptive water requirement will be drawn from the Obra Dam through dedicated intake. Intake water pump house will be provided at suitable location with pumping facilities. The makeup water pumping station will be of RCC construction. The pretreatment plant will consist of clariflocculators, clarified water tank, sludge disposal system

(2) Waste Water Management

As a part of waste water system management, adequately sized settling sump oil water separator; settling pond; waste treatment plant sumps will be provided in RCC construction lined inside with suitable materials. Plant drainage system will be designed as

per the area drainage pattern. The surface run off the power plant area and also the process water taken out of the buildings will be taken to natural drainage system through a designed storm water drains, open drains & pipes.

6.4.6 Civil Works for Coal Handling System

Conveyors galleries, supporting trestles, superstructures of crusher house and transfer houses will be of fabricated structural steel work. All components will be of welded fabrication with bolted/welded joints for erection and assembly in the field. Intermediate floors and roof in transfer houses and crusher house will be of reinforced concrete supported on structural steel framing.

6.4.7 Civil Works for Ash Handling Plant Works

The blower/compressor room will be separate RCC construction in flat roof construction located close to ESPs to accommodate the blowers/compressors with its auxiliaries.

Pipe rack for conveying the ash to ash silo will be of structural steel framed construction having its columns mounted on the RCC foundations. Suitable head room clearance will be maintained below the pipe rack for free movement of the cranes and other mobile equipment.

6.4.8 Switchyard Civil Works

Civil work for 400 kV switchyard will consist of tower foundations, equipment foundations, foundations for lighting mast towers, control room building and cable trenches, roads, drains and chain link fencing.

6.4.9 Chimney

One (1) single flue with insulation (insulated outside the flue) RCC chimney will be provided. The height of the chimney will be 275 M. Chimney will be fitted with suitable capacity elevator, staircase inside the windshield of RCC slip form construction. Chimney will be fitted with pollution measuring apparatus.

Chimney will be provided with lightning arrestor, aviation warning lights as per statutory requirement. The top of the chimney shell will be painted with alternate red and white bands conforming to aviation safety standard requirement.

6.4.10 Auxiliary Buildings

In addition to the power plant technological structures/buildings, following non- technological buildings/structures will be also provided.

- (1) Fire house
- (2) Service building
- (3) Administrative building
- (4) Workshop, canteen, store
- (5) Security gate and time keeping office
- (6) Guard / watch towers spaced adequately around the boundary wall
- (7) Motor car shed etc.

7.0 PLOT PLAN AND GENERAL ARRANGEMENT

7.1 Plot Plan

Annexure – 7.1 shows the plot plan of the 1 x 660 MW Power Plant.

The Plot Plan of the project shows the location of main plant equipment with its auxiliaries, coal storage area, and switchyard. The plant layout has been developed keeping in view the following:

- (1) Location within the designated area best suited from the point of view of available land offering least site grading costs.
- (2) Wind rose directions
- (3) Proximity to road network.
- (4) Accessibility to water source and intake system.
- (5) Accessibility to power evacuation corridor.

The Plot Plan has been developed considering the location of available land, its approach, proximity for coal transportation and water conveying facilities etc.

Coal brought by trucks to the stock yard in the plant premises is fed into hoppers, crushed further and conveyed to the boiler bunkers. Facilities have been provided for 10 days Coal stock at power plant end.

Ash silos have been provided from where ash will be removed in dry form by trucks for ash utilization facilities.

Except for the semi-outdoor boiler and outdoor transformers and switchyard, all other equipment will be located indoors.

The main plant equipment and auxiliary system are located based on the unit system design concept except for common facilities such as 400 kV switchyard, water system, coal and fuel oil unloading and handling facilities, ash disposal system.

The layout provides for:

- (6) Storage space for coal and secondary fuel.
- (7) FGD Plant
- (8) Coal Handling Plant.
- (9) Green belt all around the plant.
- (10) Administrative building.
- (11) Adequate space for built-up and open area for construction offices, stores, fabrication yard, pre-assembly yard etc.

Power Plant roads will be laid and connected to provide access to various

areas of the proposed station, taking due care for convenience of movement of materials. Water intake & disposal points indicated are provisional. These will be finalized during detailed engineering.

7.2 General Plant Layout

The general disposition of furnace with its supporting columns; FD, PA and ID fans with drives and handling columns; Rotary air pre-heaters etc. will be located as applicable to 2-pass construction, front wall fired/corner fired/down-shot burner configuration boiler. The layout is subject to revision based on the final selection of the steam generator (either single pass tower type or 2-pass conventional type). In any case, the pulverizers will be located in between the boiler air heaters and Electrostatic precipitator for better maintenance access and to reduce the critical piping lengths. The flue gas ducts from the air heater pass below feeder floor for connection to ESP and then will be connected to a 275M high RCC single flue stack, connected through two (2) ID fans.

ESP control room will be provided separately.

8.0 ENVIRONMENTAL CONSIDERATIONS

The Environment (Protection) Act of the Ministry of the Environment and Forests (MoEF) is an umbrella act that covers the EIA notification. The proposed thermal power project attracts Environmental Impact Assessment (EIA) requirement of the notification and thus requires Environmental Clearance. The MoEF has recently re-engineered the process of Environmental Clearance vide its Notification dated 14th September, 2006 suppressing the EIA Notification of 27th January, 1994 and its various amendments.

The new procedure has defined four stages of environmental clearance process. These stages in sequential order are as follows:-

- Stage (1) screening
- Stage (2) scoping
- Stage (3) public consultation
- Stage (4) appraisal

The above notification requires industries to carry out EIA study in accordance with MoEF & State environment guidelines after scoping and determination of the Terms of Reference (ToR) on likely impacts on the existing environment. Based on studies carried out in respect of identified activities including atmospheric emission and effluent discharge, predictions are made on the anticipated effects. To ensure that expected levels fall within prescribed limits, delineation of mitigation including environmental management plan is necessary for compliance. The notification also provides public consultation to mitigate public concerns for the proper compensation and rehabilitation of project affected persons.

Coal fired thermal power station contribute to environmental pollution as follows:

- (1) Atmospheric pollution through particulate and gaseous emissions.
- (2) Thermal pollution of the surroundings.
- (3) Pollution due to discharge of liquid and solid wastes.
- (4) Noise pollution.

8.1 Air Pollution Control System

As per the MoEF notifications (S.O. 3305(E) dated 7th December, 2015), all new plants to be installed after 1st January, 2017 shall have to meet the following Emission Standards:

- Particulate Matters : 30 mg/Nm³
- Sulfur Dioxides (SO₂) : 100 mg/Nm³

- Oxides of Nitrogen (NO_x) : 100 mg/Nm³
- Mercury (Hg) : 0.03 mg/Nm³

The entire system will be therefore designed to keep the pollutant emission within specified norms under worst operating condition. To control the emission of particulates electrostatic precipitators (ESPs) will be provided. The ESPs will be so designed as to limit the particulates emission <30 mg/Nm³ under worst operating condition.

To control NO_x emission, Ultra-supercritical boilers having advanced low NO_x generation system will be installed. In addition, Selective Catalytic Reduction (SCR) system will be installed.

Wet FGD system will be provided to bring down SO₂ emission to comply with the standards now specified.

For a proper dispersion of the pollutants, One (1) single flue stack of 275 m height has been considered at in accordance with the EPA Notification G.S.R. 742 (E), dated 30th August 1990. In the latest MoEF&CC Notification S.O.3305(E) dated 7th December, 2015, stack emission of NO_x and SO₂ have now been brought down to 100 mg/Nm³ which is substantially lower than the limits acceptable earlier. In view of this stricter emission norm, if the Ministry recommends lowering of chimney height, then the chimney height will be revised accordingly. For the control of fugitive dust emission within and around the coal handling plant, coal dust extraction and suppression systems will be provided.

8.2 Water Pollution Control System

The reservoir water will be used to meet the entire consumptive water (2.5 m³/MWh) requirement. Treatment facilities will be provided in all wastewater streams so as to ensure collection of treated wastewater.

A state-of-the-art rain water harvesting system will be provided to collect the run-off for ground water recharging.

Effluent management scheme will be implemented with the objective of optimization of various water systems so as to reduce intake water requirement which will result in lesser waste water discharge. Adequate treatment facilities will be provided to all the waste streams emanating from the power plant to control water pollution.

8.3 Noise Pollution

Ambient noise inside and outside the plant area will conform to the prescribed noise levels for various land use categories as per National Standards for Ambient Noise. This will be ensured through proper designing of the equipment with adequate acoustics permitting the ambient noise levels without exceeding the specified criteria from the

source.

Green belt of adequate width will be provided around plant boundary and strategic locations.

8.4 Solid Waste Management

The ash management scheme for the ash generated from power plant will involve dry collection of fly ash, supply of ash to entrepreneurs for utilization, promoting ash utilization and disposal of unused ash.

8.5 Ash Management

Ministry of Environment and Forests (MoEF) Notification dated 3rd November, 2009) stipulate that “new coal and, or lignite based thermal power station and, or expansion units commissioned after this notification to achieve the target of fly ash utilization as per Table III given below:

S.N.	Fly ash utilization level	Target date
1.	At least 50% of fly ash generation	One year from the date of commissioning
2.	At least 70% of fly ash generation	Two years from the date of commissioning
3.	90% of fly ash generation	Three years from the date of commissioning
4.	100% of fly ash generation	Four year from the date of commissioning

The unutilized fly ash in relation to the target during a year, if any, shall be utilized within next two years in addition to the targets stipulated for these years and the balance unutilized fly target) shall be utilized progressively over next five years in addition to 100% utilization of current generation of fly ash.”

Considering the above guidelines & stipulations regarding utilization of fly ash the project proponent will take necessary steps.

Terms of Reference (ToR) for conducting EIA studies is being processed by the Environmental Impact Assessment Authority and the report will be prepared based on the TOR and submitted for MOEF clearance.

8.6 ENVIRONMENT MANAGEMENT PLAN

During the construction process, the impact will be minimal and temporary in nature. So the scope of EMP during the construction phase will be limited to dust suppression and noise attenuation. Care has to be taken to reduce the SPM level of the project area.

9.0 EXECUTION AND MANAGEMENT

For a project of this magnitude, it is essential to have an effective project management and control system to ensure that the project is implemented within the stipulated time frame, budgeted cost and required quality levels. Despite a well prepared schedule, in practice, it is common to see undue delays in the execution of projects due to improper planning and inadequate control during the various phases of execution. To avoid such pitfalls, BMPL shall use reasonable endeavors for monitoring the achievement of the development milestones assessing program towards the plant implementation and will attempt to resolve any difficulties that may arise during the course of implementation.

UPRVUNL will take all the necessary measures to meet the commissioning schedule for the boiler, steam turbine generator and the unit as a whole.

UPRVUNL will engage an experienced engineering consultant for consultancy and for project management activities. In order to execute the project effectively, adequate staff of UPRVUNL will be stationed at project site.

9.1 Construction

UPRVUNL will mobilize the infrastructure such as offices etc. to start work at site for arranging construction power & water supply and for construction of temporary offices etc. immediately on making the decision to implement the project.

UPRVUNL will mobilize to execute the project through a well-defined turnkey EPC contract. The EPC Contract will be finalized through competitive bidding. The contract will be a fixed price EPC contract with an entity with substantial financial backing and significant experience in the engineering, procurement and construction of similar plants.

The Engineering-Procurement-Construction (EPC) contract will include provisions necessary to attract project financing and ensure the prescribed cost and performance for the term of the contract. This contract will incorporate completion guarantees, performance guarantees and liquidated damage provisions sufficient to preserve the project's ability to service its debt and meet its obligations to its customers if the facility does not achieve commercial operation in time or does not meet expected performance levels.

The construction workforce and all sub-contractors will be hired by the EPC contractor. The construction workforce will be sourced from the nearby areas.

9.2 Operation & Maintenance

The O&M organization will be headed by plant Manager having overall

administration as well as technical control of the power plant. Optimum level of suitable technical and administrative personal will be placed.

9.3 Completion Schedule

The project will be scheduled to go into commercial operation in 45 months after the 'zero date'.

The Project commissioning schedule with dismantling schedule is enclosed as **Annexure – 9.1**.

10.0 PROJECT COST

10.1 Cost Estimates

The following assumptions have been made in the preparation of the cost estimates:-

1. The land for the main plant area is in the possession of UPRVUNL and as such the cost has not been included in the cost estimate.
2. The estimate of civil and structural works has been prepared assuming no piling, Natural Draft Cooling Towers and chimney etc.
3. Freight @ 4% and insurance @ 1% for the equipment have been taken.
4. Cost of spares has been taken as 4% of the equipment cost i.e. Turbo-Generator, steam generator and balance of plant equipment.
5. Erection, testing and commissioning has been taken as 10% of equipment cost.
6. 25% of Working Capital requirement is capitalized and included as margin money. The margin money has not been considered for the purpose of tariff calculation.
7. Excise duty @ 12.50% including education cess of equipment cost.
8. Service tax @ 15% has been considered on Erection, testing & commissioning and freight & insurance cost.

10.2 Financing Structure

It is proposed to finance the project such that Capital structure is built up of:-

Equity Capital	-	30%
Loan Capital	-	70%

The equity capital will be arranged by UPRVUNL/State Contribution.

The debt capital, comprising loan capital and Interest During Construction, will be financed by JICA.

10.3 Interest During Construction

Fixed interest rate of 5.00% has been considered.

Also the payment of interest has been worked out at the end of each quarter of construction period in line with Gol (Finance Department) requirements.

10.4 Working Capital

Provision for working capital requirement has been made in line with

CERC guidelines. These estimates are worked on the basis of

- i. 1 month O&M expenses
- ii. 2 months receivables
- iii. 2 months fuel charges (coal)
- iv. 2 months support fuel charges
- v. Maintenance & spares 20% of O&M charges.
- vi. Interest rate for working capital has been considered as 1.04% per annum.
- vii. Discount factor is considered as 13.10%.

10.5 Cost of Generation

Assumptions for working out cost of generation are given below. GOI guideline & CERC indices, wherever utilized, are marked with asterisk.

➤	Plant Capacity	1 × 660 MW
➤	Auxiliary Consumption	5.25%
➤	Station Heat Rate	2248 kCal/Kwh
➤	Depreciation	For Year 1 – 12 @ 5.28% For Year 13-25 @ 2.05%
➤	O&M	16.27 Lac/MW/Year @ 6.32% annual Escalation
➤	Loan period	18 years
➤	Loan repayment	72 equal quarterly installments including 7 years deferment period.
➤	GCV of coal	3,700 kcal/kg
➤	Present day Coal Price	Rs. 2,400/tonne on delivered basis @ 2% annual escalation.
➤	GCV of Support fuel	10,000 k.cal/kg
➤	Support fuel present day price	Rs. 45,000/tonne
➤	PLF	85%
➤	Return on equity	15.50% (base rate)
➤	Completion Schedule	45 months
➤	Life of plant	25 years
➤	Cost of Project excluding IDC	Rs. 3,880.60 crores
➤	Interest During Construction	Rs. 219.94 crores
➤	Cost of Project including IDC	Rs. 4,100.54 crores
➤	Cost/ MW	Rs. 6.21 crores
➤	First year tariff at 85% PLF	Rs. 3.01 /kwh
➤	Levellised Tariff at 85% PLF	Rs. 3.33 /kwh
➤	Internal Rate of Return	13.09
➤	Average DSCR	2.52

The Detailed Financial analysis are enclosed as **Annexure – 10.1**.

COAL ANALYSIS

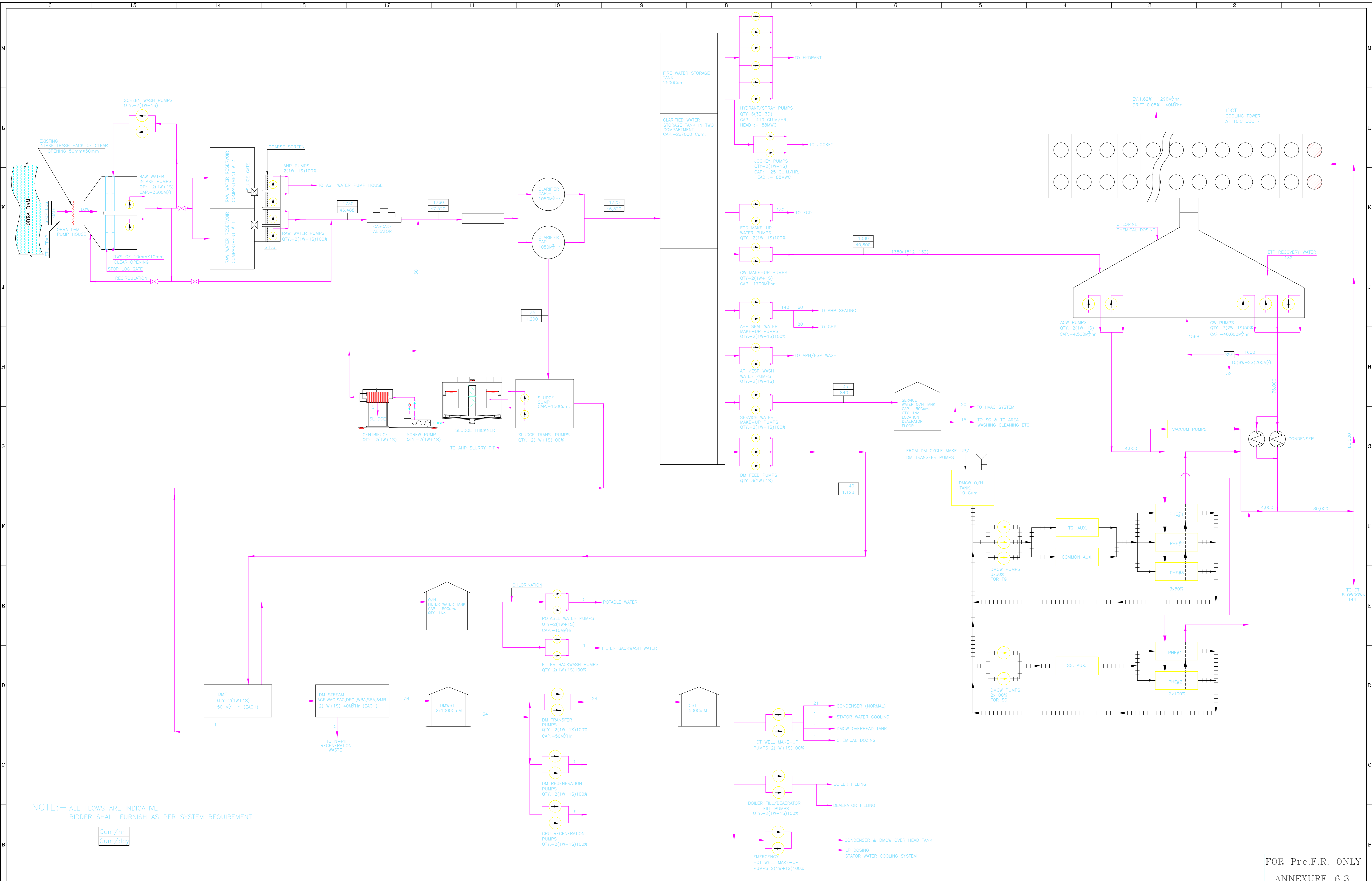
Heating Values		
LHV	3,472.6	kcal/kg
HHV	3,683.3	kcal/kg
Ultimate Analysis (weight %)		
Moisture	12.00	%
Ash	41.00	%
Carbon	37.14	%
Hydrogen	2.70	%
Nitrogen	0.70	%
Chlorine	0.00	%
Sulfur	0.46	%
Oxygen	6.00	%
Total	100.00	%
Proximate Analysis (weight %)		
Moisture	12.00	%
Ash	41.00	%
Volatile Matter	22.90	%
Fixed Carbon	24.10	%
Total	100.00	%

Source: NCL & CCL.

RAW WATER ANALYSIS

S.No.	Parameter	Unit	Value
1	Physical Characteristics		
	pH at 25°C	----	7.8
	Turbidity	NTU	0.86
	Conductivity at 25°C	μs/cms	294
	Total Dissolved Solids	ppm	196
	Total Suspended Solids	ppm	44
2	Cations		
	Calcium Hardness	ppm as CaCO ₃	56
	Magnesium Hardness	ppm as CaCO ₃	40
	Sodium + Potassium	ppm as CaCO ₃	17.45
	Iron	ppm as CaCO ₃	0.38
	Total Cations	ppm as CaCO ₃	113.83
3	Anions		
	M-Alkalinity	ppm as CaCO ₃	80
	Chlorides	ppm as CaCO ₃	19.74
	Sulphates	ppm as CaCO ₃	11.44
	Nitrates	ppm as CaCO ₃	1.62
	Fluoride	ppm as CaCO ₃	1.03
	Total Anions	ppm as CaCO ₃	113.83
4	Total Hardness	ppm as CaCO ₃	96
5	P-Alkalinity	ppm as CaCO ₃	Nil
6	Reactive Silica (Dissolved)	ppm as CaCo ₃	----
7	Colloidal Silica	ppm as CaCo ₃	Traces
8	COD	ppm	10
9	BOD	ppm	0.5
10	Total Coliform	MPN/100ml	110

Source: Son D



NOTE: - ALL FLOWS ARE INDICATIVE
 BIDDER SHALL FURNISH AS PER SYSTEM REQUIREMENT

Cum/hr
 Cum/day

FOR Pre.F.R. ONLY
 ANNEXURE-6.3

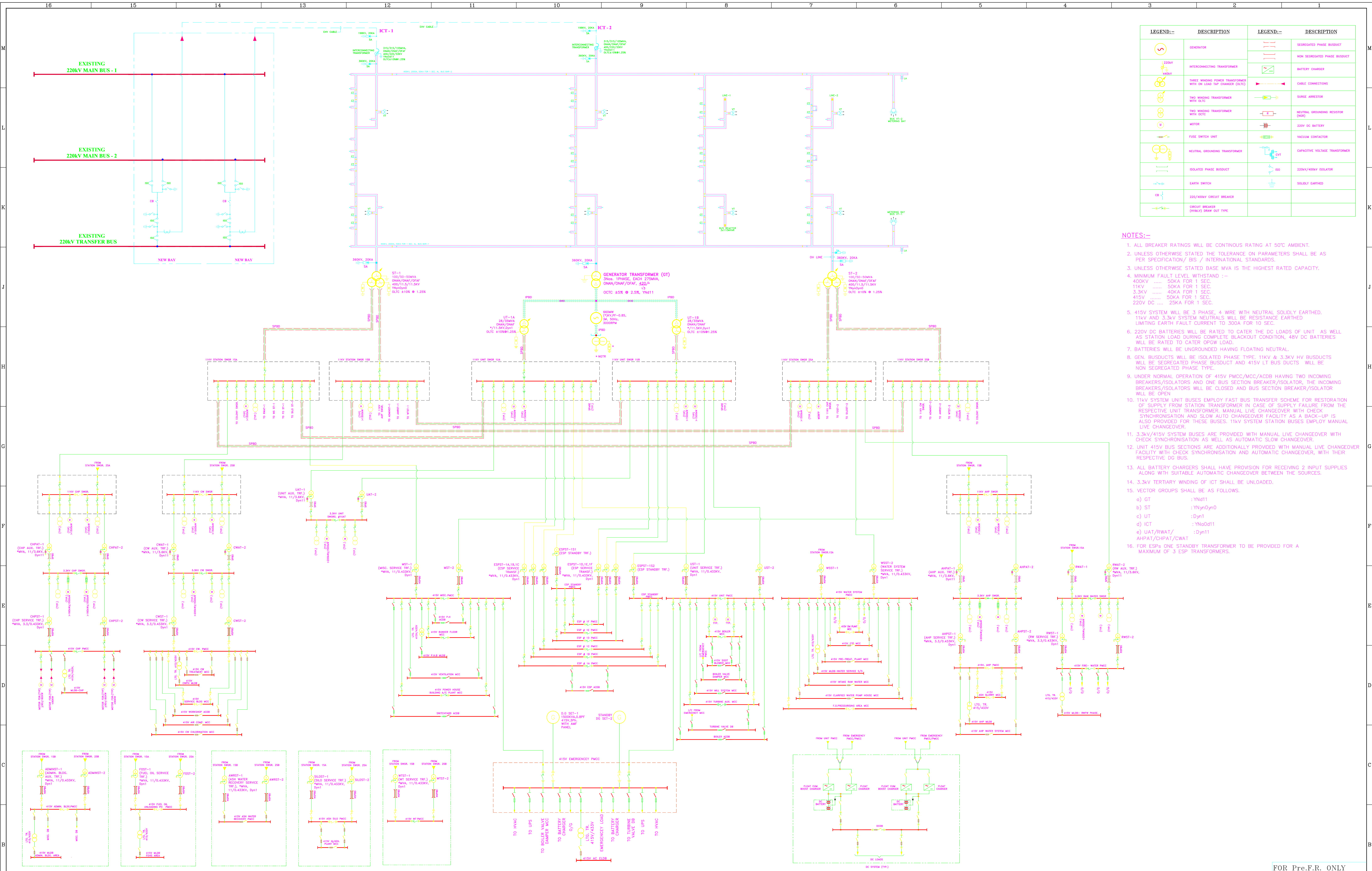
11	
10	
9	
8	
7	
6	
5	
4	
3	
2	
1	

REFERENCE DRAWINGS.	NOTES
	1. DO NOT SCALE. ASK WHEN IN DOUBT. 2. ALL DIMENSIONS ARE IN MILLIMETERS UNLESS NOTED OTHERWISE.

ZONE	MARK	PARTICULARS	DATE	HOD	STRUCT	MECH.	ELEC.

REVISIONS	APPRD. BY	CLEARED BY

PROJECT:	1x660 MW OBRA THERMAL POWER STATION	DRAWN	
TITLE	COMPOSITE WATER SCHEME	DESIGNED	
		CHECKED	
		SCALE	NTS
		JOB. No.	I-0161
		DWG. No.	111-12-3100
		REV.	0
		Sheet No.	of



LEGEND:-	DESCRIPTION	LEGEND:-	DESCRIPTION
	GENERATOR		SEGREGATED PHASE BUSDUCT
	220KV BUS		NON SEGREGATED PHASE BUSDUCT
	INTERCONNECTING TRANSFORMER		BATTERY CHARGER
	THREE WINDING POWER TRANSFORMER WITH ON LOAD TAP CHANGER (OLTC)		CABLE CONNECTIONS
	TWO WINDING TRANSFORMER WITH OLTC		SURGE ARRESTOR
	TWO WINDING TRANSFORMER WITH DTC		NEUTRAL GROUNDING RESISTOR (NGR)
	MOTOR		220V DC BATTERY
	FUSE SWITCH UNIT		VACUUM CONTACTOR
	NEUTRAL GROUNDING TRANSFORMER		CAPACITIVE VOLTAGE TRANSFORMER
	ISOLATED PHASE BUSDUCT		220kV/400V ISOLATOR
	EARTH SWITCH		SOLIDLY EARTHED
	CB		
	CIRCUIT BREAKER (220KV/400V/33KV/11KV)		

- NOTES:-**
- ALL BREAKER RATINGS WILL BE CONTINUOUS RATING AT 50°C AMBIENT.
 - UNLESS OTHERWISE STATED THE TOLERANCE ON PARAMETERS SHALL BE AS PER SPECIFICATION/ BIS / INTERNATIONAL STANDARDS.
 - UNLESS OTHERWISE STATED BASE MVA IS THE HIGHEST RATED CAPACITY.
 - MINIMUM FAULT LEVEL WITHSTAND :-
 400KV 50KA FOR 1 SEC.
 11KV 50KA FOR 1 SEC.
 3.3KV 40KA FOR 1 SEC.
 415V 50KA FOR 1 SEC.
 220V DC 25KA FOR 1 SEC.
 - 415V SYSTEM WILL BE 3 PHASE, 4 WIRE WITH NEUTRAL SOLIDLY EARTHED. 11KV AND 3.3KV SYSTEM NEUTRALS WILL BE RESISTANCE EARTHED LIMITING EARTH FAULT CURRENT TO 300A FOR 10 SEC.
 - 220V DC BATTERIES WILL BE RATED TO CATER THE DC LOADS OF UNIT AS WELL AS STATION LOAD DURING COMPLETE BLACKOUT CONDITION, 48V DC BATTERIES WILL BE RATED TO CATER OPFW LOAD.
 - BATTERIES WILL BE UNGROUNDED HAVING FLOATING NEUTRAL.
 - GEN. BUSDUCTS WILL BE ISOLATED PHASE TYPE, 11KV & 3.3KV HV BUSDUCTS WILL BE NON SEGREGATED PHASE TYPE.
 - UNDER NORMAL OPERATION OF 415V PMCC/MCC/ACDB HAVING TWO INCOMING BREAKERS/ISOLATORS AND ONE BUS SECTION BREAKER/ISOLATOR, THE INCOMING BREAKERS/ISOLATORS WILL BE CLOSED AND BUS SECTION BREAKER/ISOLATOR WILL BE OPEN.
 - 11KV SYSTEM UNIT BUSES EMPLOY FAST BUS TRANSFER SCHEME FOR RESTORATION OF SUPPLY FROM STATION TRANSFORMER IN CASE OF SUPPLY FAILURE FROM THE RESPECTIVE UNIT TRANSFORMER. MANUAL LIVE CHANGEOVER WITH CHECK SYNCHRONISATION AND SLOW AUTO CHANGEOVER FACILITY AS A BACK-UP IS ALSO PROVIDED FOR THESE BUSES. 11KV SYSTEM STATION BUSES EMPLOY MANUAL LIVE CHANGEOVER.
 - 3.3KV/415V SYSTEM BUSES ARE PROVIDED WITH MANUAL LIVE CHANGEOVER WITH CHECK SYNCHRONISATION AS WELL AS AUTOMATIC SLOW CHANGEOVER.
 - UNIT 415V BUS SECTIONS ARE ADDITIONALLY PROVIDED WITH MANUAL LIVE CHANGEOVER FACILITY WITH CHECK SYNCHRONISATION AND AUTOMATIC CHANGEOVER, WITH THEIR RESPECTIVE DG BUS.
 - ALL BATTERY CHARGERS SHALL HAVE PROVISION FOR RECEIVING 2 INPUT SUPPLIES ALONG WITH SUITABLE AUTOMATIC CHANGEOVER BETWEEN THE SOURCES.
 - VECTOR GROUPS SHALL BE AS FOLLOWS.
 a) GT :YNd11
 b) ST :YNyn0yn0
 c) UT :Dyn11
 d) ICT :YNd0d11
 e) UAT/RWAT/ AHPAT/CHPAT/CWAT :Dyn11
 - FOR ESPs ONE STANDBY TRANSFORMER TO BE PROVIDED FOR A MAXIMUM OF 3 ESP TRANSFORMERS.

11	
10	
9	
8	
7	
6	
5	
4	
3	
2	
1	

REFERENCE DRAWINGS.	NOTES
	1. DO NOT SCALE ASK WHEN BY COPY. 2. ALL DIMENSIONS ARE IN MILLIMETERS UNLESS NOTED OTHERWISE.

REVISIONS		DATE	HOD	STRUCT	MECH.	ELEC.
0						

PROJECT:	1x660 MW OBRA THERMAL POWER STATION
TITLE:	KEY SINGLE LINE DIAGRAM
JOB. No.	I-0101
DWG. No.	112-10-0100
Sheet No.	of 0

FOR Pre.F.R. ONLY
ANNEXURE-6.4

ATTACHMENT – 4

DISMANTLING WORK AT SATPURA POWER STATION (PH-1)

Dismantling work at Satpura Power Station (PH-1)



Boiler Building and ESP



Scrap yard



Turbine floor (HP Heater / CCR)



Turbine floor (TG base)



Turbine Building (Transformer)



Turbine Building



ESP



Stack yard



Conveyer area



Turbine Building



ESP



Conveyer area