

APPENDIX 5

DATA COLLECTION AND 1ST STAGE SCREENING OF POTENTIAL PUMPED STORAGE PROJECTS

(IDENTIFICATION AND PRIMARY SCREENING)

BASE PAPER
**Pumped Storage Development and
Integration with Renewable Energy**

**Workshop on
27th October 2015**



Central Board of Irrigation & Power
Malcha Marg, Chanakyapuri, New Delhi – 110 021

INDIAN SCENARIO OF PUMPED STORAGE HYDRO DEVELOPMENT

P.K.SHUKLA
Director
CEA

Status of Pumped Storage Potential

- **Identified Sites** **56 nos.**
- **Probable Installed capacity** **96,524 MW**

Region	Probable Installed Capacity (MW)	Capacity Developed (MW)	Capacity under Construction (MW)
Northern	13065	0	1000
Western	39684	1840	80
Southern	17750	2006	0
Eastern	9125	940	0
North Eastern	16900	0	0
Total	96524(56 Nos.)	4785.6(9 Nos.)	1080(2 Nos.)

CONFIDENTIAL



भारत सरकार
Government of India
केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण
Central Electricity Authority
जल विद्युत क्षमता पुनर्निर्धारण प्रभाग
Hydro Electric Potential Reassessment Division



[I.S/I.S.O.: 9001-2008]

No.6/1/2016-HEPR/166-184

Dated: 07.07.2016

Sub: Minutes of Meeting taken by Chairperson, CEA with States having Pumped Storage Project potential.

Enclosed please find herewith the Minutes of meeting taken by Chairperson, CEA on 20th June, 2016 at 3:00 PM in CEA to discuss the strategies and issues involved in development of the Pumped Storage Projects (PSPs) in the country and for firming up doable pumped storage potential in various States in the near future.

Encl: As above

Sharada

(Sharada Prasad)
Director (HEPR)

1. Joint Secretary (Hydro), MoP, Shram Shakti Bhawan, New Delhi-110001
2. Principal Secretary (Energy), Govt. of Maharashtra, Mumbai-400001. Fax-022-22820474
3. Principal Secretary, Department of Power & NCES, Government of West Bengal, 1, Kiron Shanker Roy Road, New Sectt. Building, 7th Floor, Kolkata-700001. Fax- 033-22438379
4. Principal Secretary (Energy), Govt. of Bihar, Energy Department, 8, Daroga Rai Path, Patna - 800001. Fax - 0612-2506189
5. Principal Secretary, Department of Energy, Govt. of Odisha, Bhubaneswar
6. Additional Chief Secretary (Energy), Government of Karnataka, Vikasa Soudha, Bengaluru -560001. Fax- 080-22353952
7. Additional Chief Secretary (Power), Government of Kerala, Secretariat, Thiruvananthapuram - 695001. Fax- 0471-2725482

TATA CONSULTING ENGINEERS LTD, BANGALORE

Job No: 10236A

Job Title : JICA Study for Data Collection Survey on Pumped Storage Projects in India

Date 30-Aug-16

Ver. 3

Update of Information on Pumped Storage Projects

Project Name Malshej Ghat Pumped Storage Project

State: Maharashtra

Sl.No.	Description	Information	Info. Source	Remarks
(a) or (b)	To confirm the current status of following pumped storage projects	DPR completed in 2010 Current Status: Implementation agreement is yet to be signed with State Government (A Joint venture among GoM (WRD), NPCIL and THDC is under proposal and the respective share is being worked out).	Website of THDC India Ltd	Latest development discussed on 15th and 16th June 2016 with WRD, GoM
(e)	To grasp purpose of each potential pumped storage project from state agencies, such as;	To meet the peak power requirement of Maharashtra.		
(f)	To obtain particular information of each potential pumped storage project such as;			
(i)	Site location (map, general layout, etc.);	Upper dam - Pune district Lower dam - Thane district		
(ii)	Year to be programmed to be commissioned;	Originally planned to be commissioned by 2017-18	Draft DPR (2010)	Presently DPR is not yet approved & Formal agreement for development yet to be signed
(iii)	Technical Information such as;			
	- Installed capacity (capacity per unit, number of units);	700 MW (2 x 350 MW)	Salient Features of Malshej Ghat PSS (THDC website)	
	- Head (gross, net);	Rated Head : 396 m (generation), 413 m (pumping)	Ditto	
	- Maximum discharge for power generation and pumping up;	210 m ³ /s (generation) 184 m ³ /s (pumping)	Ditto	
	- Output duration per day;	8 hours generation	Ditto	
	- Height of a dam;	Upper dam - 37 m Lower dam - 62 m	Ditto	
	- Length of a dam's crest;	Upper dam - 2450 m Lower dam - 682 m	Ditto	
	- Design flood discharge of a spillway;	Upper dam - 106 m ³ /s Lower dam - 460 m ³ /s	Ditto	
	- Full reservoir level, Maximum drawdown level and available depth of a upper & lower reservoirs;	Upper dam: FRL: RL 686.80 m, MDDL: RL 679.00 m Lower dam: FRL: RL 286.00 m, MDDL: RL 263.00 m	Ditto	
	- Internal diameter of a headrace, a penstock and a tailrace;	HRT - 8 m dia, Pressure shaft - 6.5 m Tailrace - 9.0 m	Ditto	
	- Thickness of lining or filling concrete of a headrace, a penstock and a tailrace;	Information not available at source document		
	- Length of a headrace, a penstock and a tailrace;	HRT - 350 m Pressure shaft - 650 m Tailrace - 1110 m	Ditto	
	- Thickness of a steel penstock;	Penstock not provided	Ditto	
	- Plan area and height of a underground powerhouse;	120 m x 25 m x 52 m	Ditto	Refer: THDC website

TATA CONSULTING ENGINEERS LTD, BANGALORE

Job No. 10236A Job Title : JICA Study for Data Collection Survey on Pumped Storage Projects in India

Date 30-Aug-16

Ver. 3

Update of Information on Pumped Storage Projects

Project Name Malshej Ghat Pumped Storage Project

State: Maharashtra

Sl.No.	Description	Information	Info. Source	Remarks
	- Length of a main access tunnel;	1370 m	Ditto	
	- 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 1. 8 Hours generation on weekdays 2. No generation on Sunday 3. 7 hours pumping on weekdays 4. 16.1 hours pumping on Sunday	Ditto	
	(iv) Capacity of transmission line planned to be connected and distance to the transmission line	400 kV, 85 km long transmission line to Kudus Substation	Ditto	
	(v) Natural environmental conditions such as:			
	- Hydrology;	1. 90% Dependable Yield Upper dam: 14.78 Mm ³ Lower dam: 27.36 Mm ³ 2. Quantity of water required daily for 8 hours power generation 6.05 Mm ³ 3. Maximum usable Storage required for weekly cycle of Operation 14.9 Mm ³ 4. Catchment Area Upper dam: 10.53 km ² Lower dam: 26.03 km ²	Ditto	
	- Geology	The area lies in the Western part of famed Western Ghats gently sloping dissected tabletop of Deccan Plateau and Project lies in a hilly terrain. A terrain with undulating denuded hills and ridges of low to high relief characterizes the area. Area is drained by a number of seasonal streams from the high hills around Khubi and other locations on a steep gradient. Valleys at places are flat and broadly covered with reported shallow overburden made of boulders and black cotton soil, silt, gravel and murum underlain by basalts. Geologically, Project area lies in a terrain made up of Deccan lava flows and their variants poured out during late Cretaceous-Early Eocene times. Basaltic flows are generally horizontal in disposition and are more or less uniform in character over a wide area.	Draft DPR (2010)	
	- Distribution maps and related information of protected area such as national parks, animal sanctuaries, biosphere reserves, Important Bird Areas, reserved forest, protected forest, etc.;	There are no national parks, animal sanctuaries, biosphere reserves, reserved and protect forests near the project area	Discussions with WRD	
	- Distribution maps and related information of forest areas required Forest Clearance (i.e. Protected Forest stipulated in Indian Forest Act 1927);	Not available		
	(vi) Social environmental condition such as;			
	- Land-use map;	Refer Appendices of Draft Final Report		
	- Distribution maps and related information of private land;	Not available		

TATA CONSULTING ENGINEERS LTD, BANGALORE

Job No : 10236A

Job Title : JICA Study for Data Collection Survey on Pumped Storage Projects in India

Date 30-Aug-16

Ver. 3

Update of Information on Pumped Storage Projects

Project Name Malshej Ghat Pumped Storage Project

State: Maharashtra

Sl.No.	Description	Information	Info. Source	Remarks
	- Length of an newly-constructed access road to a dam or between a dam site and the existing road;	About 2.5 Km long approach to be built from the existng road NH 222	Draft DPR (2010)	
	- Necessity of resettlement (If yes, number of people to be resettled is also to be collected.);	No resettlement		
	- 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. 20952.0 Millions (Generating + transmission cost (at 2010 Price Level), Levellised conversion cost = INR. 2.89 / kWh 2. The project was found techno-economically viable and recommended to the State Government for execution.	Ditto	Refer THDC website
	(viii) Customers to sell electric power;	MAHAGENCO Plans to sell the power to MAHADISCOM		Based on discussions with WRD & MAHAGENCO
	(ix) With or without power purchase agreement;	With power purchase agreement		
	(x) Situation to offer to Discom;	Generating company MAHAGENCO will sell to Discom		
	(xi) Source of finance;	Learnt that, this will be taken up after signing of Implementation agreement		
	(xii) Movement of aid agencies such as World Bank, ADB, etc., except JICA;	Learnt that, this will be taken up after signing of Implementation agreement		
	(xiii) Obstacle and difficulty, if any;	Implementation agreement is yet to be signed with State Government (A Joint venture among GoM (WRD), NPCIL and THDC is under proposal and the respective share is being worked out).		Discussions with WRD during interview held on 15th June 2016
(g)	To obtain other data/information requested by JICA study team	None		

Hydro Power- Pumped Storage

**Chief Engineer (Electrical) Hydro Projects
Hydro Projects
Mumbai**

20-6-2016

Hydropower is a renewable, economic, nonpolluting and environmentally benign source of energy. Hydropower stations have inherent ability for instantaneous starting, stopping, load variation etc. and help in improving reliability of power system.

Appendix 5-6 : GoMWRD Reply to Questionnaire from JICA Study Team

Questionnaire for Discussion with JICA Study Team

<p>1. Standpoint of Pumped Storage (a) Are you eager to install pumped storage plant? If yes, please show us what is the main driver for GOMWRD to pursue PSP opportunities (such as financial benefits, peak power supply, supplying balancing power to grid, etc.)? (b) Has the state government been aware of the needs of PSP? What is their standpoint for PSP</p>	<p>The maximum demand of the state in the month of March 2016 was 19646MW and minimum demand was 14489MW. Therefore there is a difference of 5150MW in the maximum and minimum demands. However due to variation in the availability of coal, water and sunlight the generation gets affected. During the minimum demand the electricity generation of thermal plants may have to be reduced which is not suitable. This surplus energy can be provided to the PSS. Further by 2020 state has planned to add 7500MW of solar energy and 5000 MW of wind energy. These two energy sources being variable and intermittent in nature, Pumped storage scheme can be the only long term and technically feasible option for balancing energy source. Hence GOMWRD requires Pumped storage scheme for catering to peak hour demand and also for supplying balancing power to grid.</p>
<p>2. Current Status of 3 Pumped Storage Projects listed in 2012 by JICA Survey Please show us the present progress of Panshet, Warasgaon & Varandh Ghat pumped storage projects which were classified as hopeful in the "Data Collection Survey on Pumped Storage Hydropower Development in Maharashtra" executed in 2012 by JICA. In addition, please show us your development plans of the three projects such as commencement of the construction, commissioning, etc. What scale of the annual budget has GOMWRD been working on for new PSP developments (above 3 projects) in general?</p>	<p>The present status of the three PSP is as below-</p> <ul style="list-style-type: none"> ◦ Warasgaon PSP (1200MW) Pre feasibility report (PFR) has been approved. The survey and investigation of the project has been completed. The (Preliminary Investigation Report) of the project has been approved. The preparation of Detail Project Report (DPR) is in progress. ◦ Panshet PSP (1600MW) Pre feasibility report (PFR) has been approved . The survey of the project has been completed. Investigation of upper dam and upper portion of water conductor system has been completed. however due to stiff opposition from local villagers on the lower portion of the PSP, the work of the investigation of the lower dam and lower portion of water conductor system could not be started. ◦ Varandhghat PSP (800MW) Pre feasibility report (PFR) has been approved . The survey of the project has been completed. Investigation of upper dam and upper portion of water conductor system has been completed. However due to stiff opposition from local villagers on the lower portion of the PSP, the work of the investigation of the lower dam and lower portion of water conductor system could not be started.
<p>3. Current Status of Kodali Pumped Storage Projects (a) According to CEA's presentation on PSP held on 27th October 2015, status of Kodali</p>	<p>Detailed survey and investigation for this scheme for preparation of project report is yet to be taken in hand.</p>

1

mate/h/new folder/pb8/jica 13.06.2016

<p>PSP was reported that the project economical investigation report was submitted to the government by WRD. In this regard, we would like to know current status to review the report by the government. (b) Please please show us the project name and give us the detailed information such as the map, drawing, installed capacity, number of units, maximum discharge, head, etc. (If the PFR has been completed, we would like to obtain copy of the PFR.)</p>	
<p>4. Standpoint of Inchampalli Pumped Storage Project According to Telangana State Generation Co., Ltd., Inchampalli PSP jointly proposed by Telangana, Maharashtra and Chhattisgarh has been called off. In this regard, is there any influence on your development of PSP?</p>	<p>To be replied at Government Level.</p>
<p>5. THDC's Malshej Ghat Pumped Storage Project According to TCE's information, it is reported that the implementation agreement is yet to be signed with State Government. In this regard, (a) Is there any obstacle against the signing? (b) Do you foresee to sign the agreement? (c) In your electric power development plan, when is this PSP planned to be Commissioned?</p>	<p>The process of obtaining approval of Cabinet sub-committee dealing with infrastructure development is in progress at government level.</p>
<p>6. THDC's Humbarli Pumped Storage Project According to TCE's information, it is reported that</p>	<p>Status is asked from Superintending Engineer, Koyna Construction Circle, Satara and same will be incorporated. This project is considered as future PSS Project</p>

2

mate/h/new folder/pb8/jica 13.06.2016

Chapter 8 Candidate Projects

8.1 Selection of Candidate Projects

8.1.1 Existing Candidate Sites

The Study team extracted the candidate sites for survey out from the existing candidate sites in the “Master Plan Study (1998)” and the new sites discussed in this Study. 32 sites were selected in “Master Plan Study (1998)” and 3 sites among them were selected as the promising sites at the time. However no progresses on those sites have been observed since then. The reasons are considered as follows.

The base load power sources have been put higher priority as the power demand growth were significant than ever expected. (GSDP growth marked more or less 10% in 2000s that urged the development of pure new base load power than pumped storage hydropower schemes)

The acquisitions of forest clearance (FC) for the 3 selected sites were difficult (Especially recently FC approval processes has restricted the development strictly that made the progresses of those technically suitable sites difficult.

The existing candidate sites out of “Master Plan Study (1998)” are shown the table below. As more than 10 years have passed since the previous study all these 32 sites have been reviewed again.

Table 8.1.1-1 Candidate Sites in “Master Plan Study (1998)”

	Site	Capacity (MW)	Head (m)	Effective reservoir capacity (10 ⁶ m ³)			Site	Capacity (MW)	Head (m)	Effective reservoir capacity (10 ⁶ m ³)	
				Upper	Lower					Upper	Lower
1	Ulhas	600	548	4.80	4.80	17	Kundi	1,200	600	8.92	8.92
2	Sidgarh	350	649	2.20	2.20	18	Jalware	440	552	3.57	3.57
3	Amba	500	541	4.28	4.28	19	Tillariwadi				
4	Pinjal	30	129	1.34	1.34	20	TillariForebay	720	550	5.83	5.83
5	Kengadi	160	293	2.50	2.50	21	Marleshwar	1,200	665	8.68	8.68
6	Kalu	300	545	2.50	2.50	22	Valvand	1,200	546	9.36	9.36
7	Jalond	1,000	576	7.50	7.50	23	Shemi	60	185	1.6	1.60
8	Kolmanpada	250	450	2.36	2.36	24	Kudanbudrak	450	354	5.53	5.53
9	Chornai	480	461	4.55	4.55	25	Kaudoshi	400	448	3.95	3.95
10	Savitri	1,000	630	6.50	6.50	26	Kumbhavde	630	363	7.60	7.60
11	Madhaliwadi	500	508	4.80	4.80	27	Mundirichi	750	659	5.00	5.00
12	Vaitarni	360	466	3.36	3.36	28	Virdi	660	717	4.00	4.00
13	Morawadi					29	Bamnoli	1,320	662	8.70	8.70
14	Gadgadi	200	632	1.34	1.34	30	Kinjale	420	642	2.93	2.93
15	Aruna	440	584	3.28	3.28	31	Khakharwadi	660	505	5.67	5.67
16	Kharari	420	613	2.94	2.94	32	Hevale	960	551	7.64	7.63

(No.13 eliminated due to un-accessibility, No.19 eliminated due to small scale)

(Source: Master Plan Study (1998))

8.1.2 New Candidate Sites

During the study the new candidate sites have also been selected through the data collection and the discussions with the counterpart. The prospecting sites were searched from the Konkan area by dividing it into several geographically prospecting areas. As a result 4 new areas were extracted:

The sites were evaluated according to the criteria described earlier in this section. The result for each criterion was quantified, 3 for the best (©) and 0 for the worst (×). Points for both upper and lower reservoirs were combined as a pair for each site.

The site with the highest point is Panshet, followed by Warasgaon, and Varandh Ghat is the lowest. The difference in terms of the points is very small and this evaluation method is not generalized or orthorized. Therefore, the difference should be regarded as negligible.

Because the geology for each site is the same Deccan Trapps, the rock types and features are basically equal despite there are slight differences in the thickness of weathered portions and covering layers.

Incidentally, Warasgaon upper alternative reservoir was treated in a different way; solidness of the rock beds was unfavorable for excavation as opposed to that it was favorable for dam foundation.

As far as only surface conditions are concerned, no major problem is expected for each site. All the three sites are geologically feasible to construct a dam as proposed and there is no significant difference among them.

If it is necessary to differentiate the three sites, in other words, to determine the best, additional information about underground condition must be obtained by drilling or other means.

9.3 Layout

In this chapter, layout of every structure is reviewed to three candidate sites planed by WRD in terms of topographic condition observed in the site survey.

9.3.1 Panshet

(1) Main Features

Main features of Panshet Pumped Storage scheme planned by WRD are as summarized in Table 9.3.1-1.

Table 9.3.1-1 Main Features of Upper Dam and Lower Dam

	unit	Upper Dam	Lower Dam
F.R.L.	EL.-m	738.00	176.50
M.D.D.L.	EL.-m	715.00	164.50
Available Depth	m	23.00	12.00
Dam Type	-	Roller Compacted Concrete	
Gross Capacity	MCM	19.78	33.44
Available Capacity	MCM	13.42	13.42
Dam Height	m	70.20	56.70
Crest Length	m	480.00	1395.00

(Source: Pumped Storage Hydro Electric Power Development in Maharashtra, WRD, 09th March 2012)

Appendix 5-9 : Costs for Warasgaon, Panshet & Varandh Ghat PSPs

10.5 Construction Cost

Based on revised layout and structural studies as mentioned in this chapter, construction cost of each project is also estimated. Table 10.5-1 shows revised general feature of Projects. Furthermore, Table 10.5-2 and Table 10.5-3 shows summary of project cost, and break down of project cost, respectively. In addition, Table 10.5-4 shows summary of project cost in case that the adjustable speed pumped storage system is introduced with 4 units in each projects.

Table 10.5-1 Revised General Feature of Project

No.		1	2	3
	Unit	Panshet	Warasgaon	Varandh Ghat
General Feature				
Installed Capacity	MW	1,400	1,000	1,100
Unit Capacity	MW/unit	350	250	275
Number of Units	unit	4	4	4
Generating Discharge	m ³ /s	332.27	240.58	268.20
Effective Head	m	517.65	500.48	507.96
Generating Hours	hours/day	7.00	7.00	7.00
Upper Reservoir				
FRL	EL.-m	735.00	693.00	658.90
MDDL	EL.-m	706.00	663.00	651.00
Effective Depth	m	29.00	30.00	7.90
R.I.W.L	EL.-m	725.00	683.00	656.00
Gross Capacity	MCM	17.17	12.90	37.67
Effective Capacity	MCM	13.95	10.10	11.26
Dam Type	-	Rockfill	Rockfill	RCC
Dam Height	m	70.00	59.00	44.90
Crest Length	m	530.00	520.00	620.00
Lower Reservoir				
FRL	EL.-m	168.00	141.50	106.20
MDDL	EL.-m	152.00	134.00	100.00
Effective Depth	m	16.00	7.50	6.20
R.T.W.L	EL.-m	163.00	139.00	104.00
Gross Capacity	MCM	21.71	28.83	26.67
Effective Capacity	MCM	14.00	10.75	11.31
Dam Type	-	Rockfill	Rockfill	RCC
Dam Height	m	51.00	38.50	44.20
Crest Length	m	1350.00	1720.00	620.00
Waterways				
Headrace Length	m	1510.00	1050.00	790.00
Headrace Dia.	m	5.95	5.10	5.20
Penstock Length	m	1100.00	1120.00	1160.00
Penstock Dia.	m	4.60	3.95	4.05
Tailrace Length	m	1000.00	1330.00	950.00
Tailrace Dia.	m	6.50	5.60	5.70

Appendix 5-10 : Salient Features of Kodali PSP

KODALI PUMPED STORAGE SCHEME

Tal - Chandgad, (220 MW) Dist - Kolhapur

Salient Features

Sr. No.	Description	Unit	Upper Dam (Forebay @ Kodali)	Lower Dam
i) Location				
1	State		: Maharashtra	: Maharashtra
2	Region		: Western	: Western
3	District		: Kolhapur	: Kolhapur
4	Taluka		: Chandgad	: Chandgad
5	Village		: Kodali	: Mangam-Khurda
6	Toposheet No.		: 48 II	: 48 II
7	Latitude		: 15°-47'-20"	: 15°-40'-37"
8	Longitude		: 74°-10'-21"	: 74°-09'-40"
9	River		: Kodali Nella	: Kharal Nadi
ii) Hydrology				
1	Average Runoff	Mcum	: 5.48	: 57.89
2	Average annual rainfall	Inch	: 133.66	: 137.80
		cm	: 340.0	: 350.0
3	Water to be utilised for Daily power generation	Mcum	: 0.9426	
4	Peak discharge	Cumecs	: 52.38	
5	Max usable storage required for weekly cycle of power generation	Mcum	: 10363	Q
iii) Reservoir				
1	Catchment Area	sq km	: 2.12	: 21.68
2	Storage Capacity			
	a) Dead storage	Mcum	: 0.6168	: 2.8242
	b) Live storage	Mcum	: 1.5139	: 1.6512
	c) Gross storage	Mcum	: 2.1307	: 4.4754
3	Levels			
	i) R.B.L.	m	: 702.500	: 140.000
	ii) Sit R.L.	m	: 710.000	: 170.000
	iii) M.D.D.L.	m	: 720.590	: 182.000
	iv) F.R.L.	m	: 727.234	: 190.000
	v) M.W.L.	m	: 727.234	: 191.500
	vi) T.B.L.	m	: 729.044	: 193.000
4	Dam & Appurtenant Works			
	i) Type of dam		: Gravity Masonry Dam	: Roller Compacted Concrete
	ii) Total length of dam	m	: 347.50	: 600.00
	iii) Top of dam	m	: 729.044	: 193.000
	iv) Free board	m	: 1.61	: 1.50
	v) River bed level	m	: 702.500	: 140.000
	vi) Max height of dam @ RBL	m	: 26.544	: 53.000
5	Spillway			
	i) Type		: Ogee type	: Ogee type
	ii) Total length	m	: 41.00	: 200.50
	iii) Crest R.L.	m	: 727.234	: 190.000
	iv) Design discharge	Cumecs	: 70.94	: 613.58

Head loss 11.58 m



About Us ▾ Projects ▾ Performance ▾ Looking Ahead Environment ▾ CSR ▾ Financial ▾ RTI & Vigilance ▾ Commercial ▾ Tender & Bids ▾ Recruitment Press Rel

- ▾ [Introduction](#)
- ▾ [Features](#)
- ▾ [Photo Gallery / Videos](#)

MALSHEJ GHAT PSS

Introduction



The Malshej Ghat Pumped Storage Scheme (PSS) is situated on the river Kalu on the border of Pune & Thane Districts in Western Maharashtra. For the Upper Dam site, the nearest Airport is Pune (145 Km), nearest Rail head is Kalyan (105 Km). For the Lower Dam site, which falls in Thane District, the nearest Airport is Mumbai (165 Km), nearest Rail head is Kalyan (85 Km). The project envisages an installed capacity of 700 MW with two reversible units of 350 MW capacity each.

The Project mainly comprises of **following as per draft DPR:**

The Upper and Lower Dam (about 2 Km downstream of Upper Dam) both are proposed on river Kalu. The Upper Dam and Lower Dam both are [Roller Compacted Concrete (RCC)] and having O.F. & N.O.F. sections totaling to 2450 m and 682 m length respectively. The max. Heights of both the dams are 37 m and 62 m respectively with ungated spillway (Ogee). The Khubi bund (earthen) 17 m height is separating two reservoirs i.e. Upper reservoir of PSS hydel scheme and reservoir of Pimpalgaon Joge Irrigation project.

The water conductor system consisting of Intake structure (vertical), Control shaft, HRT (350 m) and one inclined pressure shaft (length- 650 m & dia- 6.5 m bifurcating to 4.5 m near Power House) leading to P. H. to feed two nos. of reversible Pump/ Turbine units of 350 MW capacity each. The tail discharge from P. H. is taken through a common 1110 m long Tailrace (dia - 9.0 m) to the lower reservoir with downstream surge shaft, outfall structure (horizontal) at end with trash rack panels.

The underground Power House is consisting of Machine hall & Inlet Valve house, and Transformer hall & d/s Valve house with cavity sizes 120 m X 25 m X 52 m and 76 m X 22 m X 24 m respectively. The Cable and Ventilation tunnel (length- 925 m, D-shape 5 m X 5 m) connecting Machine hall & Transformer hall. The Main Access tunnel (length- 1370 m, D-shape 7.6 m X 8.5 m) provided from left bank of lower dam to the Service bay of the Power House.

The Project would afford Annual Generation of 1680 MU, while the off-peak requirement of energy for Pumping is 2237 MU annually. As per the draft DPR, the estimated cost of project is ' 2695.26 Crores including IDC & FC ' 298.86 Crs (but excluding Transmission cost ' 130.65 Crs) at May' 2010 price level. The first year and levelised Conversion Cost of project would be ' 3.41 & ' 2.89 per unit respectively.

NEW PROJECTS (MAHARASHTRA STATE)

Malshej Ghat PSS (600 MW) and Humbarli PSS (400 MW)

- To develop the hydropower in Maharashtra, Govt. of Maharashtra (GoMH) has allotted two Pumped Storage Schemes namely; Malshej Ghat PSS (600 MW) and Humbarli PSS (400 MW) to the Joint Venture (JV) of THDCIL and NPCIL in April-08 for Survey & Investigation and Preparation of DPRs to ascertain the viability of projects, and for subsequent implementation of projects if found viable.

A. Malshej Ghat PSS

- THDCIL submitted DPR of Malshej Ghat PSS with enhanced installed capacity of 700 MW to the Secretary (CAD), GoMH on 16th Sept-10, therein also requesting to sign the MoU for implementation of the project.
- Hon'ble Dy. Chief Minister of Maharashtra in meeting held on 29th April-11 agreed for implementation of the Malshej Ghat PSS (700 MW) through JV of THDCIL and NPCIL subjected to approval of state cabinet. Discussions were held with GoMH on draft Implementation Agreement (IA) on 5th Nov-11 and comments of the JV on draft IA were submitted to Jt. Secy (WRD), GoMH on 18th Nov-11.
- Hon'ble Minister of Power, Gol vide letter dated 17th Sept-12 and letter dated 21st March-13 had requested Hon'ble Chief Minister, Maharashtra to consider approval of signing of Implementation Agreement. In response, Hon'ble Chief Minister of Maharashtra vide letter dated 4th April-13 has desired to discuss the issue with the concerned officials.
- CMD, THDCIL vide letter dated 03rd May'2013 has sought appointment from Hon'ble CM, GoMH. Further, Director(Technical) THDCIL vide letter dated 28th Sep-13 to the Chief Secretary, GoMH, Additional Chief Secretary to CM, GoMH & Principal Secretary(CAD), GoMH requested for scheduled meeting with CM, GoMH regarding signing of IA for Malshej Ghat PSS.
- Further Secretary (Power), Gol requested to Chief Secretary (GoMH) to convene the meeting vide D.O. letter dtd. 24.07.2013 and again Hon'ble Minister of Power, Gol vide letter dtd. 13.01.2014 to CM, GoMH requested for personal intervention in the matter so that issues are discussed & finalised at the earliest to facilitate signing of IA.
- In reply, dated 24th Jan-14, Hon'ble Chief Minister, GoMH has mentioned that matter is being examined through Principal Secretary (Water Resources), GoMH and shall back to MoP, Gol at earliest. The said matter is being persuaded by Pune office with WR Deptt. and Chief Minister's office, GoMH. Accordingly officers of THDCIL & NPCIL had a meeting with Principal Secretary (CAD), GoMH in May' 2014.
- In persuasion with GoMH, the D(T), THDCIL vide letter dtd. 05th June'2014 had requested the Chief Secretary, GoMH for an early decision on signing of Implementation Agreement for Malshej Ghat PSS. Also a meeting is held with Jt. Secy./ CE, WRD, GoMH by Addl. GM, Pune on 08.10.2014.
- On the invitation of Govt. of Maharashtra, a meeting was held on 27.04.2015 under the Chairmanship of Secretary (WRM & CAD) with the representatives of THDCIL & NPCIL for discussion on Terms & Conditions of Draft Implementation Agreement for Malshej Ghat PSS in which the J.S. (CAD), C.E. (Hydro Project) and representatives of MSEDCL were

Appendix 5-13 Result of Data Collection on PSPs planned in Odisha

State	Project Name	Current Status	Motivation of Development	Site Location		Commissioning Year	Instaled Capacity (MW)	No. of Units	Head (m)		
				Upper Dam	Lower Dam				Generation	Pumping	
1 Odisha	Upper Indravati	DPR	PFR: Completed in 2012 DPR: under preparation by WAPCOS	1. Supply of Peak Power 2. Supply of Balancing Power to the Grid 3. Follow to Policy of the central government	Kalahandi district	Kalahandi district	2021-22	600	4	344.37	379.17
2 Odisha	Upper Kolab	PFR	Completed in 2012 by THDC	Ditto	Koraput district	Koraput district	N/A (54 months after award of works)	320	4	251.25	273.73
3 Odisha	Balimela	PFR	Completed in 2012 by THDC	Ditto	Malkangiri district	Malkangiri district	N/A (54 months after award of works)	400	4	245.57	264.86
4 Odisha	Jharlama	Unknown	The site may be located outside Odisha.	N/A	N/A	N/A	N/A	2,500	N/A	N/A	N/A

Note: N/A: Information is not available.

State	Project Name	Max. Discharge (m ³ /s)		Output Duration (hr)	Dam Height (m)		Dam Crest Length (m)		Design Flood Discharge (m ³ /s)		F.R.L (EL.m)		M.D.D.L (EL.m)		Available Depth (m)	
		Generation	Pumping		Upper	Lower	Upper	Lower	Upper	Lower	Upper	Lower	Upper	Lower	Upper	Lower
Odisha	Upper Indravati	208.0	164.8	5.5	54.50	18.00	630.50	1,200.00	11,430.0	Flood studies not carried out during PFR stage.	642.00	281.50	625.00	269.00	17.00	12.50
Odisha	Upper Kolab	152.8	115.8	5.5	54.50	16.84	630.50	1,144.15	10,020.0	Not reported in PFR or any other open sources or dam database of India.	858.00	593.50	844.00	587.65	14.00	5.85
Odisha	Balimela	185.20	141.72	5.5	70.00	17.50	1,823.00	1,350.00	10,930.0	Ditto	462.10	202.00	438.90	190.00	23.20	12.00
Odisha	Jharlama	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Note: N/A: Information is n

State	Project Name	Internal Diameter (m)			Thickness of Lining/ Filling (m)				Length (m)				Area of PH (m ²)	Length of MAT (m)	Transmission Line		Length of Newly-Constructed Construction Road (m)
		HRT	Penstock	TRT	HRT	Penstock	Steel Liner	TRT	HRT	Penstock	Steel Liner	TRT			Capacity	Distance	
Odisha	Upper Indravati	7.50	5.0 (shaft) 3.5 (penstock)	6.00	500 mm	varies from 24 mm to 36 mm	N/A	N/A	2,700	450 (pressure shaft - 2 nos)	160 m (penstock - 4 nos.)	1600 (TRT - 2 nos.)	2,016	N/A	220 kV	Routing & length of transmission line is not yet finalized. Will be available after DPR preparation	3,000
Odisha	Upper Kolab	6.60	4.5 (shaft) 3.0 (penstock)	7.00	500 mm	varies from 24 mm to 36 mm	Ditto	Ditto	3,500	400 (pressure shaft - 2 nos)	160 m (penstock - 4 nos.)	900	1,940.4	Ditto	220 kV	10 km (approx.)	5,000
Odisha	Balimela	7.00	4.6 (shaft) 3.25 (penstock)	6.00	500 mm	varies from 24 mm to 36 mm	Ditto	Ditto	4,350	740 (pressure shaft - 2 nos.)	200 m (Penstock - 4 nos.)	1200 m (TRT - 2 nos.)	1,837.5	Ditto	220 kV	Routing & length of transmission line is not yet finalized. Will be available after DPR preparation	8,000
Odisha	Jharlana	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Note: N/A: Information is n

State	Project Name	No. of Settlement	Obstacle against Development	Movement of Aid Agencies	Project Cost (10 ⁶ INR)	Tariff (INR / kWh)		Remarks
						1st Year	Levellalised	
Odisha	Upper Indravati	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	Involves land acquisition for lower reservoir (private/forest)	Not yet finalized. Learnt that, it will be finalized during DPR	16,005.0	2.97	2.50	1. As per OHPCL, Upper Indravati is the front-runner of the 3 PSP's considered for development 2. DPR is planned to be finalized in December, 2016.
Odisha	Upper Kolab	No displacement and resettlement is involved as existing reservoirs are used. However, as the capacity of lower reservoir will be increased to facilitate operation of PSP extent of land and R&R required needs to be studied during DPR.	Involves land acquisition - private/forest lands	Not yet finalized. Learnt that, it will be finalized during DPR	8,134.2	3.58	3.00	No action is taken for preparation of DPR at present.
Odisha	Balimela	Project involves submergence of land for construction of lower reservoir. Extent of R&R - will be studied during DPR stage	Involves land acquisition for lower reservoir (private/forest)	Not yet finalized. Learnt that, it will be finalized during DPR	14,036.1	3.71	3.13	Ditto
Odisha	Jharlama	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	Listed as potential pumped storage projects in India prepared by CBIP in Oct 2015 without consent of OHPC / GEDCOL.

Note: N/A: Information is n



ODISHA HYDRO POWER CORPORATION LTD.

Final Report on Pre-Feasibility Study for Pumped Storage Scheme in Upper Indravati Hydro Electric Project, ODISHA (600 MW)

September, 2012

Consultant



THDC INDIA LTD

(A Joint Venture of Govt. of India & Govt. of U.P.)

ALAKNANDA BHAWAN, PRAGATIPURAM, RISHIKESH- 249201, UTTRAKHAND



**GOVERNMENT OF ODISHA
ODISHA HYDRO POWER CORPORATION
LTD
(A Govt. of Odisha Undertaking)
BHUBANESWAR**



onsultant:



WAPCOS Ltd.

*(A Govt. of India Undertaking)
76-C, Sector-18, Institutional Area
Gurgaon, Haryana – 122015
Tel: 0124-2342576
Fax.: 0124-2349187*

APRIL, 2014



ODISHA HYDRO POWER CORPORATION LTD.

Final Report on Pre-Feasibility Study for Pumped Storage Scheme in Upper Kolab Hydro Electric Project, ODISHA (320 MW)

September, 2012

Consultant



THDC INDIA LTD

(A Joint Venture of Govt. of India & Govt. of U.P.)

ALAKNANDA BHAWAN, PRAGATIPURAM, RISHIKESH- 249201, UTTARAKHAND



ODISHA HYDRO POWER CORPORATION LTD.

Final Report on Pre-Feasibility Study for Pumped Storage Scheme in Balimela Hydro Electric Project, ODISHA (400 MW)

September, 2012

Consultant



THDC INDIA LTD

(A Joint Venture of Govt. of India & Govt. of U.P.)

ALAKNANDA BHAWAN, PRAGATIPURAM, RISHIKESH- 249201, UTTRAKHAND

Appendix 5-18 Result of Data Collection on PSPs planned in Telangana

State	Project Name	Current Status	Motivation of Development	Site Location		Commissioning Year	Instaled Capacity (MW)	No. of Units	Head (m)		
				Upper Dam	Lower Dam				Generation	Pumping	
1 Telangana	Nagarjuna Sagar	Constructi on	The lower reservoir is being constructed.	Stabilization of the grid against large amount introduction of renewable energy such as wind & solor power generation.	Guntur District	Guntur District	1980-85	705.60	7	93.5	98*
2 Telangana	Inchampalli	Cancelled	---	---	---	---	975.00	---	---	---	---

Note: N/A: Information is not available.

* - Estimated in the absence of data, pumping head assumed at 105% of generation head, cycle efficiency about 75%

State	Project Name	Max. Discharge (m ³ /s)		Output Duration (hr)	Dam Height (m)		Dam Crest Length (m)		Design Flood Discharge (m ³ /s)		F.R.L (EL.m)		M.D.D.L (EL.m)		Available Depth (m)	
		Generation	Pumping		Upper	Lower	Upper	Lower	Upper	Lower	Upper	Lower	Upper	Lower	Upper	Lower
Telangana	Nagarjuna Sagar	994.0	760*	--	124.66	N/A	4,865.00	N/A	42,476.0	N/A	179.83	N/A	155.45	N/A	24.38	N/A
Telangana	Inchampalli	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Note: N/A: Information is n

* - Estimated in the a

State	Project Name	Internal Diameter (m)			Thickness of Lining/ Filling (m)				Length (m)				Area of PH (m ²)	Length of MAT (m)	Transmission Line		Length of Newly-Constructed Construction Road (m)
		HRT	Penstock	TRT	HRT	Penstock	Steel Liner	TRT	HRT	Penstock	Steel Liner	TRT			Capacity	Distance	
Telangana	Nagarjuna Sagar	N/A	4.88	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	157	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Telangana	Inchampalli	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Note: N/A: Information is not available

* - Estimated in the absence of data

State	Project Name	No. of Settlement	Obstacle against Development	Movement of Aid Agencies	Project Cost (10 ⁶ INR)	Tariff (INR / kWh)		Remarks
						1st Year	Levellingised	
Telangana	Nagarjuna Sagar	N/A	Nil	Project already existing	N/A	N/A	N/A	This plant is currently operated as conventional hydropower station. Although the construction of lower reservoir has been completed, the scheme could not be operated in pumping mode due to inter-state aspects between Govt. of Andhra Pradesh and Telangana
Telangana	Inchampalli	---	---	---	---	---	---	This PSP has been cancelled because of, 1) Unsolved interstate issue among Telangana, Andhra Pradesh, Maharashtra & Chattisgaph. 2) Construction of Dam at the downstream of the site.

Note: N/A: Information is n

* - Estimated in the a

Appendix 5-19 Result of Data Collection on PSPs planned in Karnataka

State	Project Name	Current Status	Motivation of Development	Site Location		Commissioning Year	Instaled Capacity (MW)	No. of Units	Head (m)		
				Upper Dam	Lower Dam				Generation	Pumping	
1 Karnataka	Sharavathy PSP	PFR	Tender notice for preparation of DPR will be released in the near future.	1. Stabilization of the grid against large-scale installation of renewable energy 2. Supply of peak power	Shimoga district	Uttara Kannad district	2023	450 (800, 900)	4	436	456
2 Karnataka	Varahi PSP	PFR	Ditto	Ditto	Shimoga district	Udupi district	2023	700	4	476.3	496.30
3 Karnataka	Kali PSP	PFR	GoK/KPCL has stopped the project due to environmental issues	Ditto	Uttara Kannada district	Uttara Kannada district	Not available, as GoK has stopped the project due to environmental issues	1,000 (600)	4	347.3	N/A
4 Karnataka	Kollur	Unknown	All the 4 PSPs are located in Western Ghat region which is declared as ecological sensitive region by MoEF, and hence KPCL/GoK has no intention to develop these PSPs.	N/A	N/A	N/A	N/A	900	N/A	N/A	N/A
5 Karnataka	Minhole	Unknown		N/A	N/A	N/A	N/A	2,200	N/A	N/A	N/A
6 Karnataka	Sitanadi	Unknown		N/A	N/A	N/A	N/A	2,600	N/A	N/A	N/A
7 Karnataka	Hulagi	Unknown		N/A	N/A	N/A	N/A	2,200	N/A	N/A	N/A

Note: N/A: Information is not available.

* from PFR

State	Project Name	Max. Discharge (m ³ /s)		Output Duration (hr)	Dam Height (m)		Dam Crest Length (m)		Design Flood Discharge (m ³ /s)		F.R.L (EL.m)		M.D.D.L (EL.m)		Available Depth (m)	
		Generation	Pumping		Upper	Lower	Upper	Lower	Upper	Lower	Upper	Lower	Upper	Lower	Upper	Lower
1 Karnataka	Sharavathy PSP	234	180	6.0	26.70	62.00	100.00	421.00	N/A	6,245.0	500.00	55.00	480.00	43.50	20.00	11.50
2 Karnataka	Varahi PSP	173.6	133.60	8.0	42.00	30.00	412.00	N/A	4,476.0	N/A	563.88	78.00	557.00	65.00	6.88	13.00
3 Karnataka	Kali PSP	337.5	N/A	8.0	30.45	52.10	1,024.80	534.00	8,822.00	7,460.00	438.38	75.50	429.29	62.50	9.09	13.00
4 Karnataka	Kollur	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
5 Karnataka	Minhole	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
6 Karnataka	Sitanadi	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
7 Karnataka	Hulagi	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Note: N/A: Information is n

* from PFR

State	Project Name	Internal Diameter (m)			Thickness of Lining/ Filling (m)				Length (m)				Area of PH (m ²)	Length of MAT (m)	Transmission Line	
		HRT	Penstock	TRT	HRT	Penstock	Steel Liner	TRT	HRT	Penstock	Steel Liner	TRT			Capacity	Distance
1 Karnataka	Sharavathy PSP	9.00	5.2 (shaft)	5 x 5 (d-shaped)	300 mm lining	N/A	N/A	300 mm lining	46	602 (shaft)	38	560	2,040	900	220 kV	25 km
2 Karnataka	Varahi PSP	Details not finalised, only preliminary studies carried out							100	4,000	Details not finalised, only preliminary studies carried out				400 kV	N/A
3 Karnataka	Kali PSP	8.00	5.77	Details not finalised, only preliminary studies carried out				6,770	4,250	Details not finalised, only preliminary studies carried out				400 kV	N/A	
4 Karnataka	Kollur	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
5 Karnataka	Minhole	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
6 Karnataka	Sitanadi	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
7 Karnataka	Hulagi	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Note: N/A: Information is not available

* from PFR

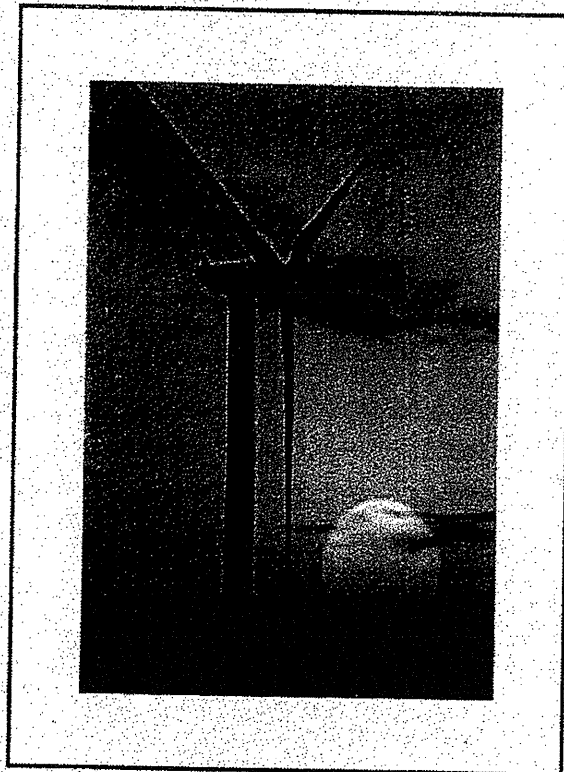
State	Project Name	Length of Newly-Constructed Construction Road (m)	No. of Settlement	Obstacle against Development	Movement of Aid Agencies	Project Cost (10 ⁶ INR)	Tariff (INR / kWh)		Remarks
							1st Year	Levellalised	
1 Karnataka	Sharavathy PSP	10 km (approx)	Resettlement expected for upper reservoir as per PFR proposal. No resettlement expected as per latest proposal	Nil	Learnt that, this will be taken up after finalisation of DPR	14,490 (900MW)*	N/A	N/A	The project is ranked as 1st priority. There are three options on the installed capacity. It was informed by KPCL that exact particulars of the project like installed capacity, head etc will be finalised only during the DPR stage,
2 Karnataka	Varahi PSP	N/A	Resettlement expected for lower reservoir	Nil	Learnt that, this will be taken up after finalisation of DPR	39,000 (1,000MW) 23,460 (600MW) 10,250 (250MW) *	N/A	N/A	The project is ranked as 2nd priority. The current installed capacity is 700 MW in comparison with options of 250, 600, 1,000 MW. Various alternatives are formulated. However, exact particulars will be finalized after DPR studies
3 Karnataka	Kali PSP	N/A	No resettlement for one alternative, resettlement expected for other alternative	Forest & Environmental clearances	Learnt that, this will be taken up after finalisation of DPR	12,434 (600MW)*	N/A	N/A	The project is ranked as 3rd priority. There are 2 options on the layout, and layout of 1,000 MW seems to be more hopeful than that of 600 MW because upper reservoir in the case of 600 MW is planned in Kali Reserved Forest. Project involves environmental issues
4 Karnataka	Kollur	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	All the PSPs are listed up by CEA without consent of KPCL.
5 Karnataka	Minhole	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	
6 Karnataka	Sitanadi	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	
7 Karnataka	Hulagi	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	

Note: N/A: Information is n

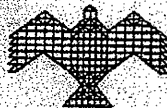
* from PFR

Appendix 5-20 (1 - 2)

Wind and Solar Energy for meeting Karnataka's Future Electricity Demand



March 2015



National Institute of Advanced Studies

In association with:



Potential for installing Pumped Storage Schemes in Karnataka

Pumped Storage Schemes

- Specially designed Francis turbines are used in pumped storage projects.
- Acts both as generator and pump as the requirement demands.
- A typical Pumped storage scheme consists of
 - An Upstream reservoir at an higher elevation
 - A down stream reservoir at minimum possible elevation
 - High head is needed between the two reservoirs.
 - Penstocks, Surge tank, power house and tail race form the full scheme.

Appendix 5-22 : PFR for Sharavathy PSP

KARNATAKA POWER CORPORATION LIMITED
(A GOVERNMENT OF KARNATAKA ENTERPRISE)

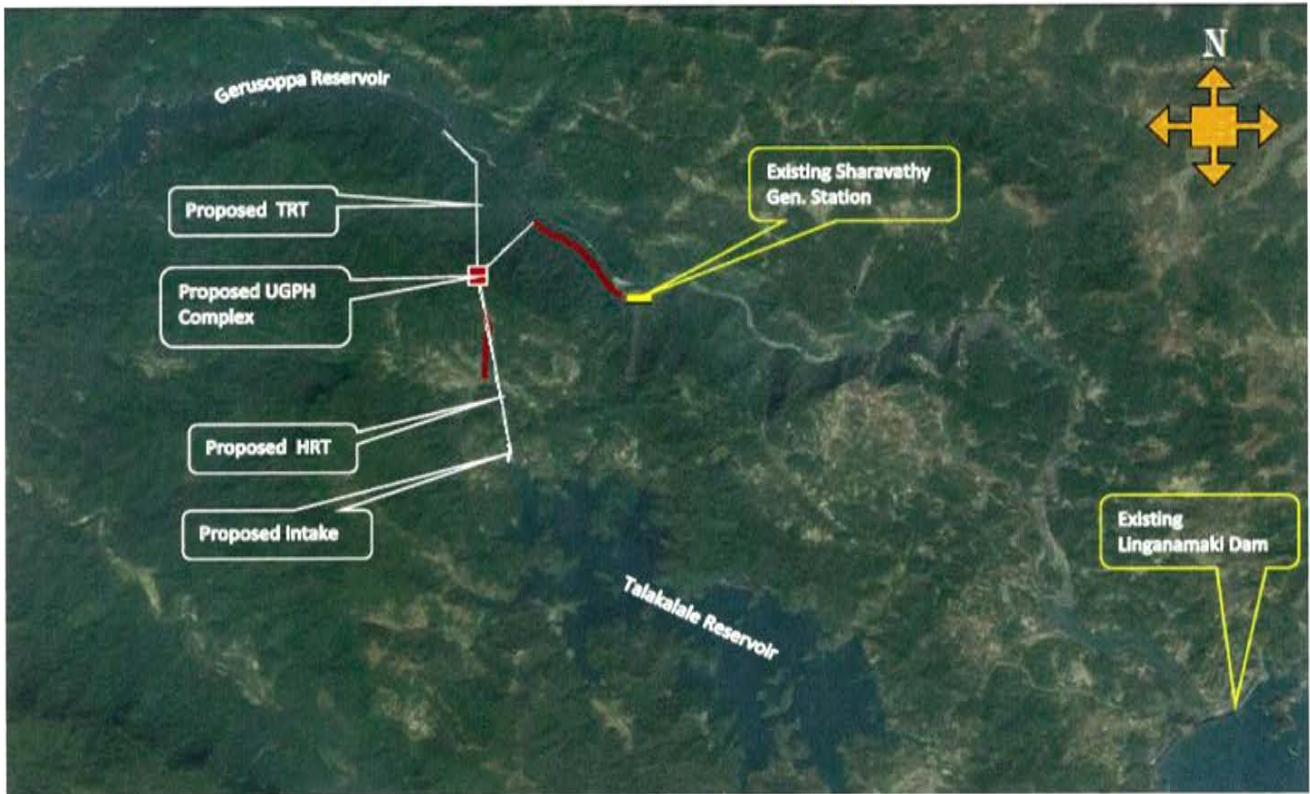


PRE FEASIBILITY REPORT
SHARAVATHI PUMPED STORAGE SCHEME

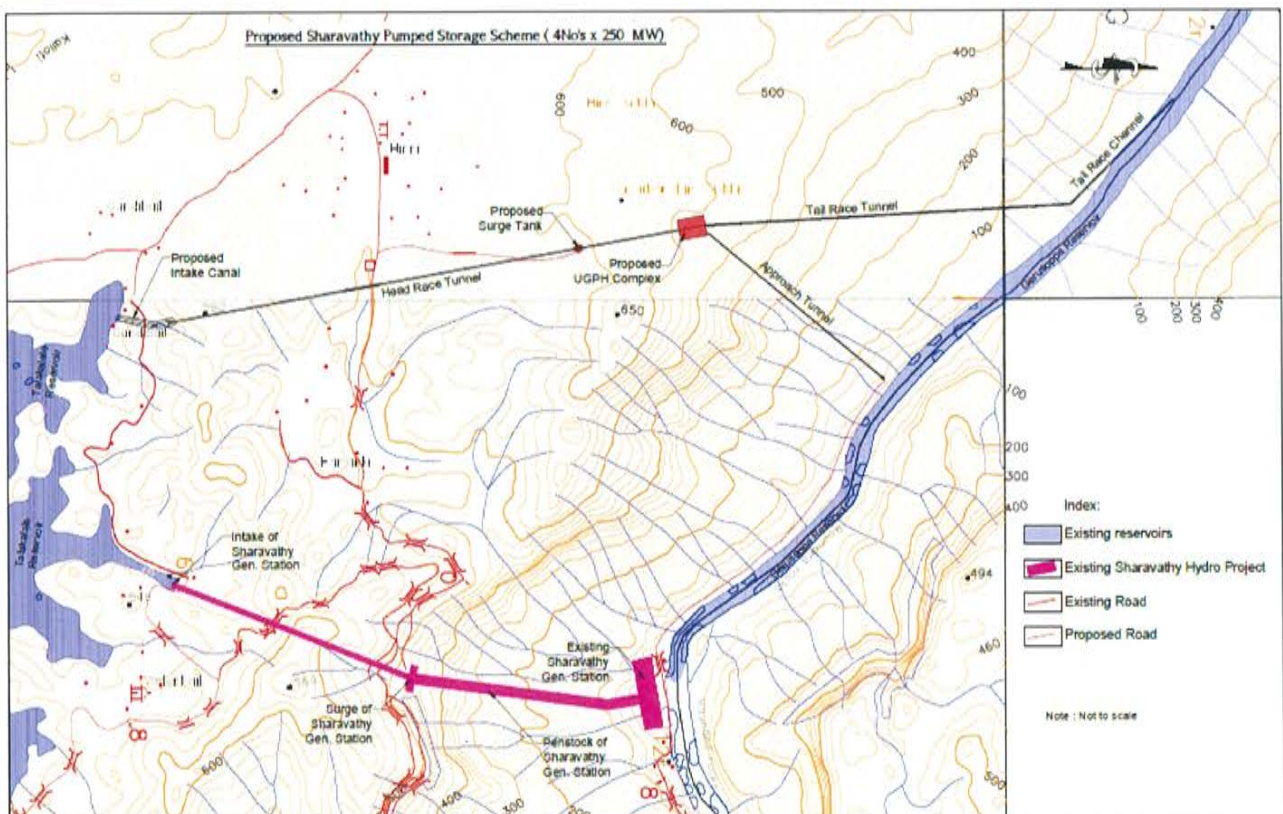
**OFFICE OF CHIEF ENGINEER(CI&TA),
SUDARSHAN COMPLEX,
SHESHADRI ROAD,
BANGALORE - 560 009**

Proposed Sharavathi Pumped Storage Scheme

Appendix 5-23 : Conceptual Layout for Sharavathi PSP



Sharavathi Pump Storage Scheme - Layout



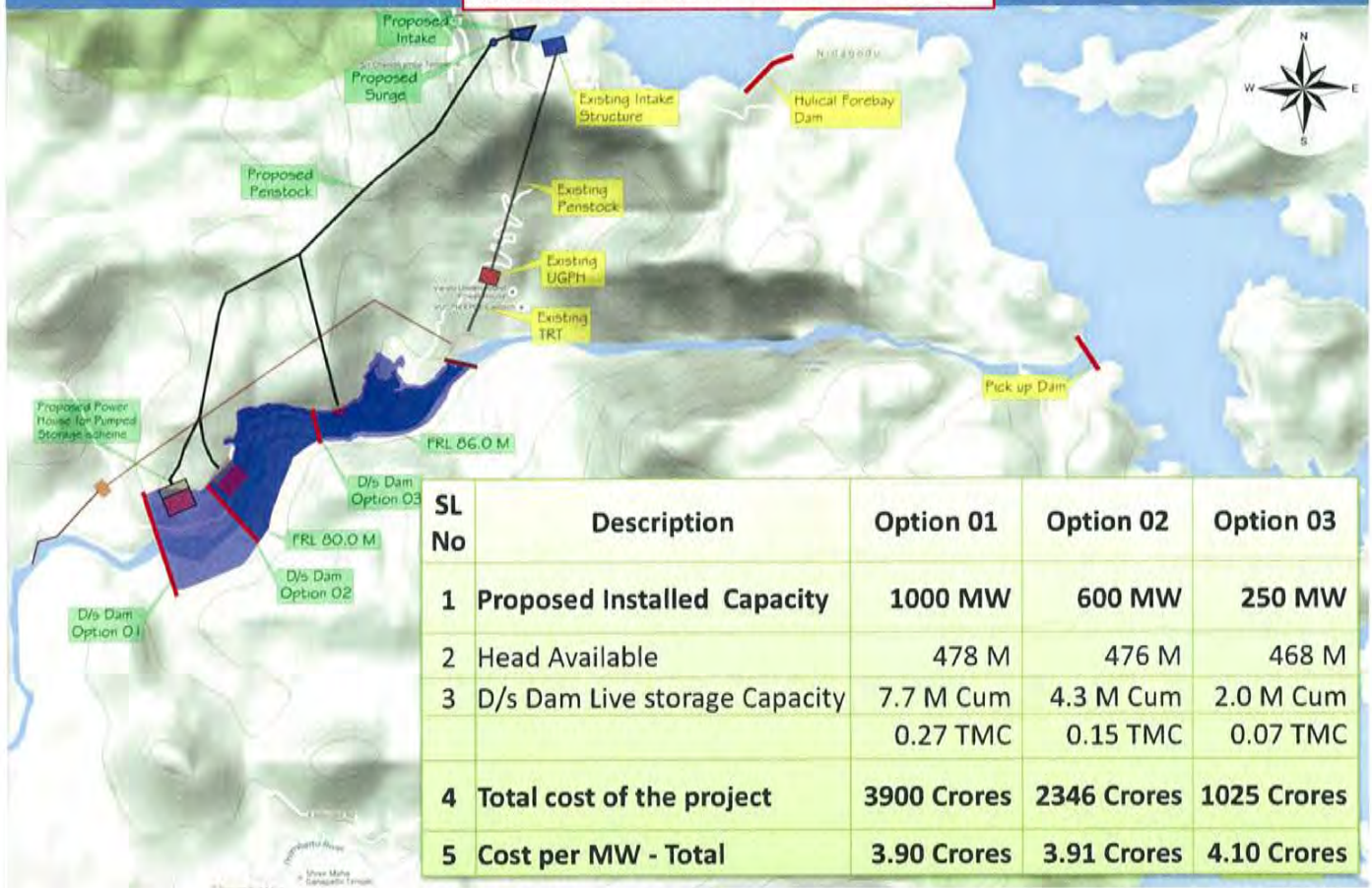
Appendix 5-24 : Distribution of Wildlife Sanctuary around Sharavathy PSP



(Source: National Remote Sensing Centre, India)

Proposed Varahi Pumped Storage scheme

Appendix 5-26 : Unchosen Layouts of Varahi PSP



Proposed Varahi Pumped Storage scheme – Option 01 (1000 MW)

SL No	Description	Option 01
1	Proposed Installed Capacity	1000 MW
2	Head Available	478 M
3	D/s Dam Live storage Capacity	7.7 M Cum
		0.27 TMC
4	Total Land required	104.7 ha
		259 Acre
5	Submersion Area	83.0 ha
		205 Acre
6	Private Land (to be ascertained)	14.7 ha
		36 Acre
7	Approx. Cost of Civil Works % cost of Civil works	1600 Crores
		41%
8	Approx. Cost of E & M works % cost of E & M works	2300 Crores
		59%
9	Total cost of the project	3900.00 Crores
10	Cost per MW - Civil	1.60 Crores
11	Cost per MW - E & M	2.30 Crores
12	Cost per MW - Total	3.90 Crores

Appendix 5-27 : Distribution of Wildlife Sanctuary around Varahi PSP



(Source: National Remote Sensing Centre, India)

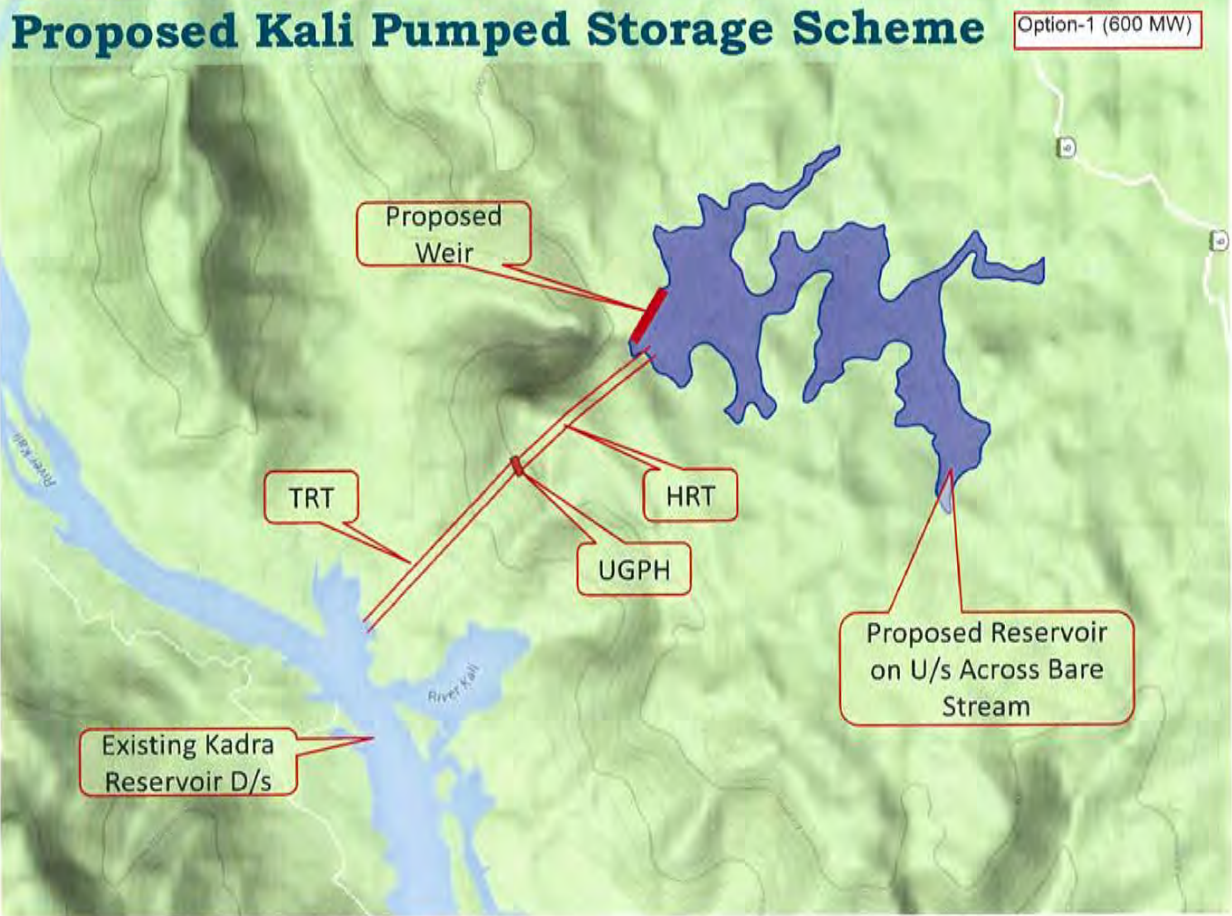
Appendix 5-28 : PFR for Kali PSP

KARNATAKA POWER CORPORATION LIMITED
(A GOVERNMENT OF KARNATAKA ENTERPRISES)



PRE FEASIBILITY REPORT
KALI PUMPED STORAGE SCHEME

OFFICE OF CHIEF ENGINEER(CI&TA) ,
SUDARSHAN COMPLEX,
SHESHADRI ROAD,
BANGALORE - 560 009



- Intake
 - Type of dam
 - Height of dam
 - Overflow Section length
 - Non Overflow section length
 - Spillway
 - Average yield
- : Conventional type
 - : Concrete
 - : 18m (Maximum Height) → 25m
 - : 100m
 - : 150m on both sides
 - : Over Flow Type
 - : 120 Mcum
- Kadra Dam (D/s Reservoir Details):**
- FRL : EL 34.5 m
 - MDDL : EL 27.0m
- WATER CONDUCTOR SYSTEM:**
- Intake
 - Gates
- : Conventional type
 - : One gate of size 14m x 12m with stop log Provision and hydraulic hoist Mechanical cleaning arrangement for trash Rack is also provided
- HRT - Length:**
- Dia : 700 m
 - Design Discharge : 8.1 m (Circular)
 - Type lining : 90 cumecs (For 2 units)
 - Length of pressure shaft : CC M20 30cm thick
 - Dia of Pressure shaft : 620 m
 - Penstock Dia : 4.6m (steel lined)
 - Total Friction loss : 3.2m (Steel Lined) (of lengths 36m) : 10.0m
- UNDERGROUND POWER HOUSE:**
- Type of turbines
 - Central Line of Turbine
 - Deepest Draft tube Level
 - Installed capacity
- : Vertical Reversible Francis Pump Turbine
 - : EL -13.12 m
 - : EL -22.21m
 - : 4No x 150 MW (Ultimate 600 MW)

Appendix 5-30 Result of Data Collection on PSPs in Kerala

State	Project Name	Current Status		Motivation of Development	Site Location		Commissioning Year	Instaled Capacity (MW)	No. of Units	Head (m)	
					Upper Dam	Lower Dam				Generation	Pumping
1 Kerala	Idukki	PFR	PFR is under preparation & is expected to be completed within 6 months (i.e, Jan 2017).	1. Supply of Peak Power 2. Supply of Balancing Power to the Grid 3. Land reqd. for developing thermal/gas/nuclear plants is not available or has envrionmental issues. Hence, PSP is considered more favorable for development.	Idukki district	Idukki district	Expected to be commissioned by 2026-27	300 (proposed to be enhanced to 600 MW)	N/A	550	577*
2 Kerala	Pallivasal	Identified	Investigation is ongoing. PFR is expected to be completed within 6 months (i.e, Jan 2017).	Ditto	Idukki district	Idukki district	Expected to be commissioned by 2026-27	600	N/A	550	577*
3 Kerala	Kakki/ Upper Moozhiyar as upper reservoir and Moozhiyar Reservoir as lower	Identified		Ditto	Pathanamthitta district	Pathanamthitta district	N/A	375	N/A	700	735*
4 Kerala	Idukki as upper reservoir and Malankara as lower reservoir	Identified		Ditto	Idukki district	Idukki district	N/A	1,100	N/A	635 (approx)****	680*
5 Kerala	Idukki as upper reservoir and Marmala as lower reservoir	Identified		Ditto	Idukki district	Kottayam district	N/A	450	N/A	260 (approx)****	273*
6 Kerala	Pommudi as upper reservoir and Kallarkutty as lower reservoir	Identified		Ditto	Idukki district	Idukki district	N/A	250	N/A	216 (approx)****	227*
7 Kerala	Sengulam and Kallarkutty reservoirs	Identified		Ditto	Idukki district	Idukki district	N/A	200	N/A	345 (approx)****	362*
8 Kerala	Kallarkutty and Lower Periyar reservoirs	Identified		Ditto	Idukki district	Idukki district	N/A	200	N/A	172 (approx)****	181*
9 Kerala	Peringalkuth and Idamalayar reservoirs	Identified		Ditto	Thrissur district	Ernakulam district	N/A	350	N/A	202 (approx)****	212*
10 Kerala	Sholayar and Idamalayar reservoirs	Identified		Ditto	Thrissur district	Ernakulam district	N/A	900	N/A	520 (approx)****	546*

State	Project Name	Max. Discharge (m ³ /s)		Output Duration (hr)	Dam Height (m)		Dam Crest Length (m)		Design Flood Discharge (m ³ /s)		F.R.L (EL.m)		M.D.D.L (EL.m)		Available Depth (m)	
		Generation	Pumping		Upper	Lower	Upper	Lower	Upper	Lower	Upper	Lower	Upper	Lower	Upper	Lower
1 Kerala	Idukki	131**	98*	4.0	169	N/A (New dam proposed for project)	366	N/A (New dam proposed for project)	8,014	N/A (New dam proposed for project)	732.62	N/A (New dam proposed for project)	694.94	N/A (New dam proposed for project)	37.68	N/A (New dam proposed for project)
2 Kerala	Pallivasal	131**	98*	Ditto	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
3 Kerala	Kakki/ Upper Moozhiyar as upper reservoir and Moozhiyar Reservoir as lower	69.44	52*	Ditto	116.13	N/A (New dam proposed for project)	336.19	N/A (New dam proposed for project)	1787.7	N/A (New dam proposed for project)	981.46	192.63	955.55	181.36	25.91	11.27
4 Kerala	Idukki as upper reservoir and Malankara as lower reservoir	208***	156*	4.0 (assumed)	169	23	366	460	8,014	1444.32	732.62	42.00	694.94	36.00	37.68	6.00
5 Kerala	Idukki as upper reservoir and Marmala as lower reservoir	208***	156*	Ditto	169	N/A (New dam proposed for project)	366	N/A (New dam proposed for project)	8,014	N/A (New dam proposed for project)	732.62	N/A (New dam proposed for project)	694.94	N/A (New dam proposed for project)	37.68	N/A (New dam proposed for project)
6 Kerala	Ponmudi as upper reservoir and Kallarkutty as lower reservoir	139***	104*	4.0	59	43	294	182.88	1416.03	1982.4	707.75	456.59	678.79	438.91	28.96	17.68
7 Kerala	Sengulam and Kallarkutty reservoirs	69.44***	52*	4.0 (assumed)	26.82	43	144.5	182.88	70.8	1982.4	847.65	456.59	832.10	438.91	15.55	17.68
8 Kerala	Kallarkutty and Lower Periyar reservoirs	139***	104*	Ditto	43	41	182.88	284	1982.4	14200	456.59	253.00	438.91	N/A	17.68	N/A
9 Kerala	Peringalkuth and Idamalayar reservoirs	208***	156*	Ditto	23	102	290.25	373	N/A	3013	424.00	169.00	405.80	115.00	18.20	54.00
10 Kerala	Sholayar and Idamalayar reservoirs	208***	156*	Ditto	66	102	430.53	373	1710	3013	811.69	169.00	776.94	115.00	34.75	54.00

State	Project Name	Internal Diameter (m)			Thickness of Lining/ Filling (m)				Length (m)				Area of PH (m ²)	Length of MAT (m)	Transmission Line		Length of Newly-Constructed Construction
		HRT	Penstock	TRT	HRT	Penstock	Steel Liner	TRT	HRT	Penstock	Steel Liner	TRT			Capacity	Distance	
1 Kerala	Idukki	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
2 Kerala	Pallivasal	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
3 Kerala	Kakki/ Upper Moozhiyar as upper reservoir and Moozhiyar Reservoir as lower	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	8500 m (Total length of water conductor system. Component wise length is not available)				N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
4 Kerala	Idukki as upper reservoir and Malankara as lower reservoir	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
5 Kerala	Idukki as upper reservoir and Marmala as lower reservoir	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
6 Kerala	Ponmudi as upper reservoir and Kallarkutty as lower reservoir	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
7 Kerala	Sengulam and Kallarkutty reservoirs	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
8 Kerala	Kallarkutty and Lower Periyar reservoirs	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
9 Kerala	Peringalkuth and Idamalayar reservoirs	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
10 Kerala	Sholayar and Idamalayar reservoirs	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

State	Project Name	No. of Settlement	Obstacle against Development	Movement of Aid Agencies	Project Cost (10 ⁷ INR)	Tariff (INR / kWh)		Remarks
						1st Year	Levellalised	
1 Kerala	Idukki	10 families	Forest clearance	N/A	N/A	N/A	N/A	1. PFR is under preparation. 2. There are some options to utilize the existing Idukki reservoirs for PSP. Lower reservoir to be newly constructed 3. Project is having more priority as it involves minimal land acquisition 4. Survey is going-on for the project
2 Kerala	Pallivasal	1 family	Forest clearance	N/A	N/A	N/A	N/A	1. Just identified & Investigation is under way. 2. Although both reservoirs are required to be newly constructed, the both sites seem to be at the outside of reserved forest and wildlife sanctuary. 3. Project is having more priority as it involves minimal land acquisition
3 Kerala	Kakki/ Upper Moozhiyar as upper reservoir and Moozhiyar Reservoir as lower	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	KSEB is currently surveying and studying this PSP, and no action for preparation of the PFR has been taken.
4 Kerala	Idukki as upper reservoir and Malankara as lower reservoir	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	Ditto, There are some options to utilize the existing reservoirs for development of PSP. Peak demand is assumed as 4 hours (between 6 pm to 10 pm) for Kerala state.
5 Kerala	Idukki as upper reservoir and Marmala as lower reservoir	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	Ditto, There are some options to utilize the existing Idukki reservoirs for PSP. Land at this site is private land (rubber plantations) Peak demand is assumed as 4 hours (between 6 pm to 10 pm) for Kerala state.
6 Kerala	Ponmudi as upper reservoir and Kallarkutty as lower reservoir	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	Ditto Land involved may be only private land
7 Kerala	Sengulam and Kallarkutty reservoirs	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	Ditto No forest land is involved Peak demand is assumed as 4 hours (between 6 pm to 10 pm) for Kerala state.
8 Kerala	Kallarkutty and Lower Periyar reservoirs	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	Ditto Involvement of forest land at lower reservoir area needs to be ascertained Peak demand is assumed as 4 hours (between 6 pm to 10 pm) for Kerala state.
9 Kerala	Peringalkuth and Idamalar reservoirs	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	Ditto Peak demand is assumed as 4 hours (between 6 pm to 10 pm) for Kerala state. A little forest land may be required near lower reservoir for switchyard & other structures
10 Kerala	Sholayar and Idamalar reservoirs	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	Ditto Peak demand is assumed as 4 hours (between 6 pm to 10 pm) for Kerala state. Involves tribal and forest areas (Lad required is about 10 Ha) This scheme is considered as an attractive one

State	Project Name	Current Status		Motivation of Development	Site Location		Commissioning Year	Instaled Capacity (MW)	No. of Units	Head (m)	
					Upper Dam	Lower Dam				Generation	Pumping
11 Kerala	Kakkayam and Peruvannamoozhi reservoirs	Identified		Ditto	Kozhikode district	Kozhikode district	N/A	900	N/A	520 (approx)****	546*
12 Kerala	Pazhassi sagar	Identified		Ditto	Kannur district	Kannur district	N/A	200	N/A	115 (approx)****	121*
13 Kerala	Sholayar-I	Cancelled	Involves acquisition of forest land (> 25 Ha). Non-availability of Forest Clearance	Not applicable, as the project is cancelled due to forest and/or environmental issues.	N/A	N/A	N/A	810	N/A	N/A	N/A
14 Kerala	Sholayar-II	Cancelled	Ditto	Ditto	N/A	N/A	N/A	390	N/A	N/A	N/A
15 Kerala	Poringalkuthu	Cancelled	Non-availability of Forest Clearance & Involves acquisition of tribal land	Ditto	N/A	N/A	N/A	80	N/A	N/A	N/A
16 Kerala	Kuttiyadi	No Action	The site exists in Reserved Forest.	Ditto	N/A	N/A	N/A	2,400	N/A	N/A	N/A
17 Kerala	Edamalayar	No Action	Ditto	Ditto	N/A	N/A	N/A	2,000	N/A	N/A	N/A

State	Project Name	Max. Discharge (m ³ /s)		Output Duration (hr)	Dam Height (m)		Dam Crest Length (m)		Design Flood Discharge (m ³ /s)		F.R.L (EL.m)		M.D.D.L (EL.m)		Available Depth (m)	
		Generation	Pumping		Upper	Lower	Upper	Lower	Upper	Lower	Upper	Lower	Upper	Lower	Upper	Lower
11 Kerala	Kakkayam and Peruvannamoozhi reservoirs	208***	156*	Ditto	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	757.72	N/A (New dam proposed for project)	737.62	N/A (New dam proposed for project)	20.10	N/A (New dam proposed for project)
12 Kerala	Pazhassi sagar	208***	156*	Ditto	N/A (New dam proposed for project)	18.99	N/A (New dam proposed for project)	245	N/A (New dam proposed for project)	3510	N/A (New dam proposed for project)	26.50	N/A	N/A	N/A	N/A
13 Kerala	Sholayar-I	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
14 Kerala	Sholayar-II	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
15 Kerala	Poringalkuthu	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
16 Kerala	Kuttiyadi	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
17 Kerala	Edamalayar	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

State	Project Name	Internal Diameter (m)			Thickness of Lining/ Filling (m)				Length (m)				Area of PH (m ²)	Length of MAT (m)	Transmission Line		Length of Newly-Constructed Construction
		HRT	Penstock	TRT	HRT	Penstock	Steel Liner	TRT	HRT	Penstock	Steel Liner	TRT			Capacity	Distance	
11 Kerala	Kakkayam and Peruvannamoozhi reservoirs	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
12 Kerala	Pazhassi sagar	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
13 Kerala	Sholayar-I	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
14 Kerala	Sholayar-II	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
15 Kerala	Poringalkuthu	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
16 Kerala	Kuttiyadi	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
17 Kerala	Edamalayar	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

State	Project Name	No. of Settlement	Obstacle against Development	Movement of Aid Agencies	Project Cost (10 ⁷ INR)	Tariff (INR / kWh)		Remarks
						1st Year	Levellalised	
11 Kerala	Kakkayam and Peruvannamoozhi reservoirs	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	Ditto Peak demand is assumed as 4 hours (between 6 pm to 10 pm) for Kerala state. Involves forest land (1 to 2 Ha) and some private lands on the downstream end
12 Kerala	Pazhassi sagar	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	Ditto Peak demand is assumed as 4 hours (between 6 pm to 10 pm) for Kerala state. Laterite quarries located near existing lower reservoir is proposed to be used as upper reservoir (at an elevation of 200 m)
13 Kerala	Sholayar-I	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	The PSP was cancelled without expectation to obtain forest clearance.
14 Kerala	Sholayar-II	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	Ditto
15 Kerala	Poringalkuthu	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	Ditto
16 Kerala	Kuttiyadi	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	KSEB has no intention to advance the PSP because the site exists in reserved forest.
17 Kerala	Edamalayar	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	Ditto

Appendix 5-31 : KSEBs Reply to Questionnaire from JICA Study Team

Questionnaire for Discussion with JICA Study Team

regarding Pumped Storage for the Data Collection Survey on Power Sector and Pumped Storage Projects in India

As you know, Government of India plans to install renewable energy of 175,000 MW by 2022 which mainly consist of solar and wind powers. Accordingly, the Ministry of Power aims at adopting pumped storage power plant for the large-scale development in order to stabilize the grid system as well as to secure peak power & to effectively use surplus off-peak power. Currently, JICA Study Team is surveying pumped storage projects in India for future implementation of PSP utilizing Japanese Yen Loan. So, JICA Study Team would like to ask you the following.

Questions	Answers
<p>1. Standpoint of Pumped Storage According to THE HINDU on 26th April, 2016, it was reported that <i>the state government urgently needs pumped storage hydroelectric power plants</i>. In this regard, we have the following questions:</p> <p>(a) Does KSEB have the same standpoint against development of PSP? (b) If yes, please show us what is the main driver for KSEB to pursue PSP opportunities? (such as financial benefits, peak power supply, supplying balancing power to grid, etc.)?</p>	<p>(a) Yes. A National workshop on "Challenges and opportunities in pumped storage hydro electric plants" was conducted at College of Engineering, Trivandrum on 25th & 26th April 2016 jointly by KSEBL & College of Engineering, Trivandrum. The report in the Hindu daily is based on this workshop. (b) Peak power supply, storage of excess energy in off peak hours</p>
<p>2. Current Status of Idukki & Pallivasal Pumped Storage Projects We heard from CEA in the end of June 2016 that KSEB focus on Idukki (300MW) and Pallivasal (600MW) PSPs after abandoning the above 3 PSPs. In this regard, we would like to know:</p> <p>(a) Current stage of the projects (Identified, PFR, Survey & Investigation for DPR, preparation of DPR, etc.) (b) When the PSPs are planned to be commissioned? (c) Is there any obstacle to develop the PSPs? (d) If PFRs have been completed, please provide the PFRs for our survey.</p>	<p>(a) Feasibility report of Idukki PSP is under preparation. Location for Pallivasal PSP is just identified. Investigation for both schemes is under way. (b) By the year 2027 (c) Difficulty in obtaining Environmental clearance and Forest clearance (d) Under preparation</p>
<p>3. Current Status of Kuttiyadi & Idamalyar Pumped Storage Projects According to list of pumped storage projects prepared in October 2015 by Central Board of Irrigation & Power, two PSPs, namely Kuttiyadi PSP (2,400 MW) and Idamalyar PSP (2,000 MW), were listed up as "PSH Sites identified by CEA". In this regard:</p> <p>(a) We would like to know current status to review the report by the government. (b) Please give us the detailed information such as the map, drawing, installed capacity, number of units, maximum discharge, head, etc. (If the PFR has been completed, we would like to obtain copy of the PFR.)</p>	<p>Due to involvement of forest land no further action has been taken by KSEBL for implementation of these two projects. Also L/H ratio is more</p>

1

<p>(c) When you plan to be commissioned the PSPs in your electric power development plan?</p>	
<p>4. Newspaper Articles on Pumped Storage Project According to THE HINDU on 24th July, 2015, it was reported that</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ <i>Government plans to equip pumped storage plants by incorporating the Edamalayar (or Idamalayar), Kakkayam, Sholayar, and Kakkai hydropower projects to enhance reserve generation capacity and offset the increasing uncertainties in rainfall due to climate change;</i> ➤ <i>Feasibility studies were being conducted for the augmentation of the Edamalayar, Sholayar, Panniyar, Sabarigiri and Kakkad hydropower projects to enhance the availability of peak load energy;</i> <p>In this regard, we would like to know you the following:</p> <p>(a) Which PSP including PSPs listed in No. 3 & 4 of our questions has priority for development among the PSPs? (b) Development plan of PSPs in Kerala;</p>	<p>(a) Idukki PSP and Pallivasal PSP are the priority projects. (b) In Kerala, the existing reservoirs cannot be connected to develop PSPs due to various technical reasons. Therefore, either an upper pond or a lower pond need to be formed so as to operate the PSP at least for 4 hours in a day. Head of 200-500m with an installed capacity of above 100MW would be the ideal option for Kerala. The main hurdle in the formation of such a pond is the involvement of forest area and the requirement of environmental clearance.</p>
<p>5. Workshop titled as "Challenges and Opportunities of Pumped Storage Hydroelectric Power Plants" According to THE HINDU on 26th April, 2016, it was reported that <i>National workshop titled as "Challenges and Opportunities of Pumped Storage Hydroelectric Power Plants" was held from 24th to 25th April, 2016</i>. In this regard, we would like;</p> <p>(a) To know the key issues of the panel discussion hosted by Shri. M. K. Parameswaran Nair? (b) To obtain contents of the workshop for the survey. Indirectly, we heard that the contents are as below:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Pumped Storage Power Plants - A State of the art technology. ➤ Case study of Kadamparai Pumped Storage Plant on Hydro in Tamil Nadu - Mechanical aspect. ➤ Opportunities and challenges faced in the operation and maintenance of Kadamparai Pumped Storage Plant in the southern regional grid. ➤ Renovation and modernization of turbine-generating units at Kadamparai PSP - A Critical Assessment. ➤ Overview of Ghatghar PSP in Maharashtra- planning, construction and supervision w.r.t. roller compacted concrete dam. ➤ Operation and maintenance of Ghatghar PSP - Grid stabilization w.r.t E&M ➤ Planning, implementation, operation and maintenance of Purulia PSP in West Bengal ➤ Environmental and other statutory clearances for new PSPs ➤ Economic evaluation and financial viability of PSPs 	<p>Soft copy of the presentations made in the workshop is attached.</p>

2

Appendix 5-32
Details of various Pumped Storage Schemes considered by KSEBL

1. Kakki/Upper Moozhiar as upper reservoir and Moozhiar reservoir as lower

Both these reservoirs are under the control of KSEB Ltd. Kakki has a storage capacity of 446 MCM and Moozhiar 1.16 MCM. There is an elevation difference of 789 m. Possibility of aligning a water conductor through the same ridge as that of the existing one is bleak. Hence aligning the water conductor system along the ridge on the LHS of Moozhiar stream is to be considered. Length of the water conductor system may be of the order of 8.5 km. Due to limited capacity of Moozhiar reservoir a quantity of about 1 MCM can be considered for generation of power for 4 hour peak duration. Discharge available is 69.44 cumecs. At a net head of about 700 m this can be transformed into about 375 MW minimum. Instead of Kakki reservoir, Upper Moozhiar can also be considered as an alternative to reduce the length of the water conductor system. Storage can be created in summer with the water pumped up from Moozhiar and closing the control gates at Upper Moozhiar to Kakki. Various alternatives giving due consideration of construction difficulties, involvement of forest land, as well as increasing the capacity of Moozhiar reservoir etc has to be studied.

2. Idukki as upper reservoir and Malankara as lower

Elevation difference is about 690 m at FRLs. Both reservoirs have sufficient storage. Hence quantity of water that can be utilized for generation during peak hours has flexibility. 3 MCM of water utilized can transform to about 1100 MW on the minimum. Intake location has to be selected with utmost care so that alignment of water conductor system does not conflict with the existing one. Land between Moolamattom and Malankara is held by private parties. A detailed study is to be conducted for fixing the alignment and selection of power house site.

3. Idukki as upper reservoir and Marmala

A small hydro project is planned at about 0.3 km upstream of Marmala falls. At about 1.5 km upstream of Marmala falls a suitable site is available for creation of a lower reservoir. If a reservoir of capacity around 5 MCM can be created, about 450 MW generation would be possible utilizing a discharge of 3 MCM during peak demand. Land at this site is private rubber plantations. Intake can be suitably located on the periphery of the Idukki reservoir off Kulamavu.

4. Ponmudi as upper reservoir and Kallarkutty as lower

There is a difference in elevation of 230 m. Land involved may be only private land. Detailed study for aligning water conductor system is to be studied. 2 MCM of water can be transformed into about 250 MW during a peak time of 4 hours.

5. Sengulam and Kallarkutty reservoirs

Upper reservoir of Sengulam has storage limitation. Its capacity is 1.6 MCM. Elevation difference is about 400 m. Hence 1 MCM can be considered and can be transformed into about 200 MW. No forest land is involved. Proper alignment is to be fixed for the water conductor system.

6. Kallarkutty and Lower Periyar reservoirs

Appendix 5-33 Result of Data Collection on PSPs in Tamil Nadu

State	Project Name	Current Status	Motivation of Development	Site Location (District)		Commissioning Year	Instaled Capacity (MW)	No. of Units	Head (m)		
				Upper Dam	Lower Dam				Generation	Pumping	
1 Tamil Nadu	Kundah	Constructi on	DPR has been approved. Tunneling of MAT & CCVT is ongoing.	1. Storage of power mainly produced by solar & wind power generations 2. Securement of peak power 3. Stabilization of the grid against increase of largely fluctuated renewable energy	Nilgiris	Nilgiris	2021	500	4	236	245.67
2 Tamil Nadu	Sillahalla	DPR	DPR under preparation	Ditto	Nilgiris	Coimbatore	2021-2022	2,000	4	1500	1560*
3 Tamil Nadu	Mettur	PIR	1. PFR is under preparation. 2. Techno-economical viavility is also being studied. 3. Survey & investigation for study on the upper reservoir (height, capacity) is in progress. 4. Plant layout such as headrace, tailrace, MAT, etc. is under finalization.	Ditto	Salem	Salem	N/A	500	4	208	216*
4 Tamil Nadu	Kodayar	PIR	1. Preliminary investigation has been finished. 2. PFR is under preparation	Ditto	Kanyakumari	Kanyakumari	N/A	500	4	1234	1283*
5 Tamil Nadu	Manalar	PIR	1. Preliminary investigation has been finished. 2. PFR is under preparation	Ditto	Theni	Theni	N/A	500	4	1050	1092*
6 Tamil Nadu	Vellimalai	Identified	Very preliminary stage. Currently, no action is taken for advance of the PSP.	No action for development.	Kanyakumari	Kanyakumari	N/A	200	N/A	N/A	N/A
7 Tamil Nadu	Nallar	Unkown		No action for development.	---	---	---	2,700	N/A	N/A	N/A

Note: N/A: Information is not available.

* - Estimated in the absence of data, pumping head assumed at 104% of generation head, cycle efficiency about 75% as adopted in Kundah PSP.

** DPR

*** PFR

State	Project Name	Max. Discharge (m ³ /s)		Output Duration (hr)	Dam Height (m)		Dam Crest Length (m)		Design Flood Discharge (m ³ /s)		F.R.L (EL.m)		M.D.D.L (EL.m)		Available Depth (m)	
		Generation	Pumping		Upper	Lower	Upper	Lower	Upper	Lower	Upper	Lower	Upper	Lower	Upper	Lower
Tamil Nadu	Kundah	240.0	180.0	5.5	56.0	65.0	335.0	323.0	240.0	N/A	2,220.46	1,985.77	2,207.55	1,957.98	12.91	27.79
Tamil Nadu	Sillahalla	160	120*	6	90.8	88.0	750.0	357.0	N/A	448.0	1,985.8	426.7	N/A	396.0	N/A	30.7
Tamil Nadu	Mettur	291.0	218*	N/A	N/A	70.41	N/A	1,615.00	--	12,915.0	450	240.73	N/A	219.00	N/A	21.73
Tamil Nadu	Kodayar	63.6	48*	N/A	88.00	46.32	166.00	122.00	257.0	1,104.5	1,326.00	92.05	1,296.00	77.42	30.00	14.63
Tamil Nadu	Manalar	57.8	43*	N/A	40.00	N/A	185.00	N/A	327.0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Tamil Nadu	Vellimalai	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Tamil Nadu	Nallar	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Note: N/A: Information is n

* - Estimated in the a

** DPR

*** PFR

State	Project Name	Internal Diameter (m)			Thickness of Lining/ Filling (m)				Length (m)				Area of PH (m ²)	Length of MAT (m)	Transmission Line		Length of Newly-Constructed Construction Road (m)
		HRT	Penstock	TRT	HRT	Penstock	Steel Liner	TRT	HRT	Penstock	Steel Liner	TRT			Capacity	Distance	
Tamil Nadu	Kundah	8.50	6.30	8.50	0.5	36 mm	20 to 36 mm	0.5	1,261	60	400	860	2,240	1,027	230 kV	N/A	4000 (approx)
Tamil Nadu	Sillahalla	6.50	4.50	7.50	N/A	N/A	N/A	N/A	3,800	3,900	N/A	8,980	2,080	5,750	Detailed design not yet completed, DPR for phase 2 is yet to be started	N/A	N/A
Tamil Nadu	Mettur	N/A	6.30	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	250.00	N/A	N/A	1500.00	N/A	1250.00	N/A	N/A	N/A
Tamil Nadu	Kodayar	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Tamil Nadu	Manalar	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Tamil Nadu	Vellimalai	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Tamil Nadu	Nallar	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Note: N/A: Information is n

* - Estimated in the a

** DPR

*** PFR

State	Project Name	No. of Settlement	Obstacle against Development	Movement of Aid Agencies	Project Cost (10 ⁶ INR)	Tariff (INR / kWh)		Remarks
						1st Year	Levellalised	
Tamil Nadu	Kundah	No settlement	Nil	REC is already funding	18,312.9**	N/A	5.64**	The project is divided into 3 phases: Phase-1: Main Civil Works and Installtion of one unit (125 MW) Phase-2: Installation of two unit (125 MW x 2) Phase-3: Installation of one unit (125 MW x 1)
Tamil Nadu	Sillahalla	No resettlement	Nil	Will be finalised after DPR	69,890***	N/A	3.31***	The project is divided into 2 phases: Phase-1: Construction of upper dam and tunnel conncting to Emerald reservoir Phase-2: Power plant such as powerhouse, water conductor system, switchyard, etc.
Tamil Nadu	Mettur	N/A	Upper reservoir is to be newly constructed, the location is in Reserved forest area	N/A	22,000	N/A	N/A	The upper reservoir is planned at Koilpalayam & the location is in Palamalai Reserved Forest limits.
Tamil Nadu	Kodayar	N/A	N/A	N/A	25,500	N/A	N/A	Upper dam - Upper Kodayar Dam Lower dam - Pechiparai Dam
Tamil Nadu	Manalar	N/A	N/A	N/A	33,500	N/A	---	Lower dam to be newly constructed.
Tamil Nadu	Vellimalai	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	I. Both the upper and lower reservoirs are to be newly constructed.
Tamil Nadu	Nallar	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	

Note: N/A: Information is n

* - Estimated in the a

** DPR

*** PFR

Kundah Pumped Storage Hydro-electric Project (4x125 MW)
in Nilgiris District

1. Location : In Nilgiris District, Tamil Nadu.

2. Salient details of Project components :-

i) Upper reservoir :-

Under this project, the existing TANGEDCO's Porthimund reservoir with FRL 2220.46m with a storage capacity of 1.78 TMC (49.01Mm³), is to be utilized as upper reservoir.

ii) Lower reservoir :-

The existing TANGEDCO's 'Avalanche - Emerald' Reservoir, with FRL 1985.80m with storage capacity of 5.500 TMC (149.57Mm³), will be utilised as the lower reservoir .

iii) The water conductor system :-

The water conductor system comprises of a Head race tunnel of 1247m length & 8.5m dia.; Head race surge shaft (restricted Orifice) of 65.41m height and 17.00m dia. (Lower) & 24.00m (upper); 2 Nos Pressure shaft of each 474.34m length & 5.50m dia.; 4 Nos. Penstock of each 50.00m long & 3.90m dia.; Tail race tunnel of 912.77m length & 8.50m dia., and a Tail race surge shaft of 78.37m height with 13m x 52m collection chamber.

iv) Power house

An underground Power House of size 156m(L) x 22m(W) x 48 m(H) to house 4 units of 125 MW ; an Access tunnel of length 1355m & 8.00m x 8.00m size - 'D' shape to approach the Power House;



KUNDAH PUMPED STORAGE HYDRO ELECTRIC PROJECT NILGIRIS DISTRICT/ TAMIL NADU



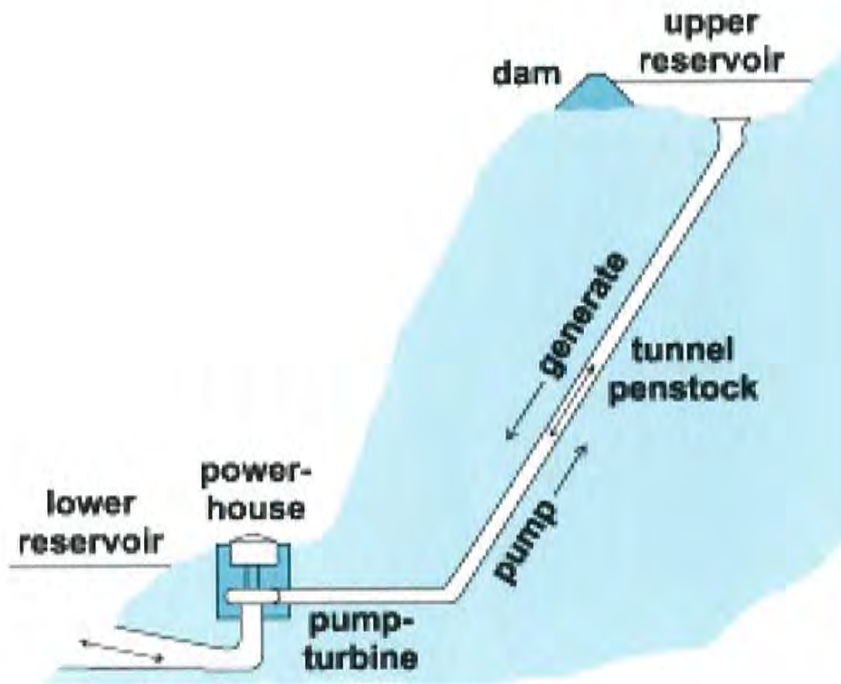
DETAILED PROJECT REPORT (1×125MW + 2×125MW + 1×125MW) VOLUME I - TECHNICAL ASPECTS

CONSULTANT:

The logo of WAPCOS Limited features a stylized water drop and a dam structure within a circular frame, with text in Hindi and English.	<p>वापकोस लिमिटेड WAPCOS LIMITED</p>	<p>WAPCOS LIMITED, 76-C, INSTITUTIONAL AREA, SECTOR-18, GURGAON (HARYANA) Tel.: 0124-2349433 Fax: 0124-2349184 Email: adv@wapcos.gov.in</p>
<p>(भारत सरकार का उपक्रम - जल संवर्धन, नदी विकास और गंगा संरक्षण मंत्रालय) (A Government of India Undertaking - Ministry of Water Resources, River Development & Ganga Rejuvenation)</p>		

October - 2015

TANGEDCO



PRE-FEASIBILITY REPORT

ON

SILLAHALLA PUMPED STORAGE HYDRO ELECTRIC PROJECT

(4X500MW)

January 2012
CONTENTS



प्रणाली प्रचालन विवरण SYSTEM OPERATION REPORT

**अगस्त 2011
AUGUST 2011**

दक्षिण क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र
बेंगलूर
**SOUTHERN REGIONAL LOAD DESPATCH CENTRE
BANGALORE**

Appendix 5-38 Result of Data Collection on PSPs planned in West Bengal

State	Project Name	Current Status		Motivation of Development	Site Location		Commissioning Year	Instaled Capacity (MW)	No. of Units	Head (m)	
					Upper Dam	Lower Dam				Generation	Pumping
1 West Bengal	Turga	DPR	DPR will be approved soon.	1. Stabilisation of grid and a backup power for fluctuations in thermal power plants generations, 2. To secure peak power	Purulia district	Purulia district	2022	1,000	4	146.4 (Rated)/ 178.0 (Max)/ 121.0 (Min)	136.2 (Min) / 186.9 (Max)
2 West Bengal	Bandhu	S & I	PFR has been Completed. Survey & Investivation for DPR is ongoing.	Ditto	N/A	N/A	2030**	900	N/A	N/A	N/A
3 West Bengal	Kulbera	Identified	Just identified. This PSP will be taken up next to Bandhu PSP.	Ditto	N/A (however, the site is located in Ajodhya Hill as with Purulia & Turga PSPs.)		N/A	1,100	N/A	N/A	N/A
4 West Bengal	Kathlajal	Identified	1. Locations of the project components are within the boundary of Mata Reserved forest. 2. Studies related to project not taken up due to forest land issues	Ditto	N/A	N/A	N/A	900	N/A	N/A	N/A
5 West Bengal	Boro	---	1. PSP not proposed by WBSEDCL 2. Information not available	Not considered for development by State Govt.	N/A	N/A	N/A	500	N/A	N/A	N/A
6 West Bengal	Panchet Hill	Identified	1. PSP proposed by DVC 2. Information not available	Ditto	N/A	N/A	N/A	600	N/A	N/A	N/A
7 West Bengal	Panchet	---	Tail Dam not constructed, Presently working as conventional hydropower project	Operating as conventional hydro power project by DVC	N/A	N/A	N/A	40	N/A	N/A	N/A

Note: N/A: Information is not available.

* In the case of combination of 3 fixed speed type units + 1 adjustable speed type unit

** WBSEDCL foresees that the PSP will be commissioned between 2025 and 2030 at earliest

State	Project Name	Max. Discharge (m ³ /s)		Output Duration (hr)	Dam Height (m)		Dam Crest Length (m)		Design Flood Discharge (m ³ /s)		F.R.L (EL.m)		M.D.D.L (EL.m)		Available Depth (m)	
		Generation	Pumping		Upper	Lower	Upper	Lower	Upper	Lower	Upper	Lower	Upper	Lower	Upper	Lower
West Bengal	Turga	197.0	196.7	5.0	63.50	64.00	732.00	872.00	280.0	428.0	464.00	316.50	444.40	280.40	19.60	36.10
West Bengal	Bandhu	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
West Bengal	Kulbera	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
West Bengal	Kathlajal	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
West Bengal	Boro	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
West Bengal	Panchet Hill	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
West Bengal	Panchet	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Note: N/A: Information is not available
* In the case of combined generation and pumping
** WBSEDCL forecast

State	Project Name	Internal Diameter (m)			Thickness of Lining/ Filling (m)				Length (m)				Area of PH (m ²)	Length of MAT (m)	Transmission Line		Length of Newly-Constructed Construction Road (m)	
		HRT	Penstock	TRT	HRT	Penstock	Steel Liner	TRT	HRT	Penstock	Steel Liner	TRT			Capacity	Distance		
West Bengal	Turga	9.00	9 & 6.4	7 & 10	0.6	0.6	25mm to 42mm	0.6 / 0.5	618	298			546	4,000	430	400 kV	Length details not furnished in the available information	13 km
West Bengal	Bandhu	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
West Bengal	Kulbera	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
West Bengal	Kathlajal	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
West Bengal	Boro	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
West Bengal	Panchet Hill	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
West Bengal	Panchet	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Note: N/A: Information is not available
* In the case of combined penstock
** WBSEDCL forecast

State	Project Name	No. of Settlement	Obstacle against Development	Movement of Aid Agencies	Project Cost (10 ⁶ INR)	Tariff (INR / kWh)		Remarks
						1st Year	Levellalised	
West Bengal	Turga	None	Forest clearances	Developer has approached JICA for funding	45,188.4*	6.77*	6.07*	DPR is under approval stage at CEA. State government has already approached JICA for funding. Tenders will be called after obtaining all the statutory approvals.
West Bengal	Bandhu	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	Project is at preliminary stage. Only survey and investigations have been carried out. Hence, project details are not available at this stage.
West Bengal	Kulbera	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	Project has just been identified. No detailed studies/investigations have been carried out for the project. Hence details of project are not available
West Bengal	Kathlajal	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	Ditto
West Bengal	Boro	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	Project not proposed by state government. No studies have been carried out and no details related to project is available
West Bengal	Panchet Hill	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	Ditto
West Bengal	Panchet	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	Project is operating as a conventional hydro power project.

Note: N/A: Information is not available
* In the case of combined project
** WBSEDCL forecast

4 x 250 MW TURGA PUMPED STORAGE PROJECT



SOLAR POWERED ENERGY **STORAGE PEAKING POWER PROJECT**

Total Pumped Storage Potential in West Bengal

- **900 MW capacity Purulia Pumped Storage Project**
 - is already in operation
- **1000 MW capacity Turga Pumped Storage Project**
 - in development stage
- **900 MW capacity Bandu Pumped Storage Project**
 - in Investigation stage
- **900 MW capacity Kathlajal Pumped Storage Project**
 - identified
- **1100 MW capacity Kulbera Pumped Storage Project**
 - identified
- **4800 MW Total Capacity**

Appendix 5-40 : EIA Report for Turga PSP (extract)

**WEST BENGAL STATE ELECTRICITY
DISTRIBUTION COMPANY LIMITED**
(A Government of West Bengal Enterprise)



VOLUME- I: EIA REPORT



**TURGA PUMPED STORAGE
PROJECT**

(Previously known as Purulia Pumped Storage Extension Project on Turga Nala)

(4 X 250 MW)

APRIL 2016

Appendix 5-41 : Outline of Tehri PSP in Uttarakhand

TEHRI PUMPED STORAGE PLANT (1000 MW)

(UNDER CONSTRUCTION)

0 BACKGROUND

Tehri PSP comprising of four reversible pump turbine units of 250 MW each involves construction of an Underground Machine Hall on the left bank of river Bhagirathi. The main feature of the Project is the large variation of about 90 m between the maximum and minimum head, under which the reversible units shall operate. The operation of Tehri PSP is based on the concept of recycling of water discharged between upper reservoir and lower reservoir. The Tehri Dam reservoir shall function as the upper reservoir and Koteshwar reservoir as the lower balancing reservoir.

On completion, additional generating capacity of 1000 MW, peaking power will be added to the Northern Region (annual generation of 1321.82 million units). For pumping operation of reversible units during off-peak hours, the energy requirement will be of the order of 1651.66 MU limited to maximum of 1000 MW during off-peak hours. With the construction of Tehri PSP, Tehri Hydro Power Complex shall function as a major peaking station having an installed capacity of 2400 MW.

0 PROJECT APPROVAL

Govt. of India approved the execution of Pumped Storage Plant (4X250 MW) in July-2006, at a cost of ₹ 1657.60 Cr including IDC of ₹ 81.64 cr. at Dec.' 05 price level with debt equity ratio of 70:30.

1 REVISED COST ESTIMATE

CCEA has approved Revised Cost Estimate (RCE) of the Project amounting to ₹ 2978.86 Cr. including IDC of ₹ 405.04 Cr. at Apr-10 PL in Nov'11.

0 PROJECT STATUS

Layout of Tehri PSP Project is enclosed at **Exhibit - I**

1 Works already executed before award of EPC contract

Essential works of Tehri PSP already completed along with the execution of Tehri Stage-I & before award of EPC contract are as follows:

- Two Headrace Tunnels for PSP
- Intakes for Headrace Tunnels of PSP
- Transformer Hall constructed under Tehri Stage-I has been planned to accommodate Generator Transformers for the PSP also.
- Main Cable Gallery
- Interface Facility (Civil works)
- The protection wall in front of TRT outlet up to level of El. 622.0 M.
- Excavation of various Adits leading to Machine Hall, Down Stream Surge Shaft and link shafts to isolate approach of Tehri HPP from PSP works.

0 MAJOR WORKS

- Major works of the Project are being executed through a single EPC contract. Agreement for EPC/Turnkey execution of the Project was signed with the consortium of M/S Alstom Hydro France and Hindustan Construction Company and Work on the project has commenced w.e.f. 27th Jul-11 with a contractual completion time of 54 months.

.0 CIVIL WORKS:

5.1 Construction of Approach Adits & Drainage Galleries:

- Design & Drawings of all access Adits and Drainage Galleries have been issued.

**PROSPECTS OF DEVELOPING PUMPED STORAGE PROJECTS
UTILISING THE RESERVOIR OF EXISTING HYDROPOWER
PROJECT IN THE STATE OF UTTARAKHAND**

Rajendra Chalisgaonkar¹ and Mukesh Mohan²

¹*Chief Engineer, Projects/Garhwal, Irrigation Department, Uttarakhand, Dehradun.*

²*Superintending Engineer, Irrigation Department, Uttarakhand, Dehradun.*

ABSTRACT

The growing economy with corresponding increase in power demand causes more challenges in power sector of developing countries. In India, the increase in peak power demand necessitates energy storage schemes over and above the storage—hydro, oil and gas based peak power plants to ensure power system stability. This growing energy demand has proved to be one of the biggest challenges in ensuring a healthy economic growth rate of the country and needs to exploit all its available natural resources to the fullest in order to bridge the widening demand-supply gap in the power sector. Pumped storage hydroelectricity is a method of storing and producing electricity to supply high peak demands by moving water between reservoirs at different elevations. At times of low electrical demand, excess electrical capacity is used to pump water into the higher reservoir. A pre-feasibility study conducted on the Construction of Additional Pumped Storage Project on Ichari Dam Project has been described in detail in the paper. The study clearly indicates that the Project is techno-economically viable.

1.0 DEVELOPMENT OF PUMPED STORAGE PLANTS

The first known conceptual demonstration of pumped storage was seen in Zurich, Switzerland in 1882 in which a reciprocating pump was proposed for energy storage. The first official facility was opened in 1909 in Schlaffhausen, Switzerland with a capacity of 1500 kW and a separate pump and turbine. Additional installations followed throughout Europe over the next few decades. The extent of its development was largely increased by two particular installations: The first plant over 20MW near Dresden, Germany in 1928, and the first large-scale North American installation in Connecticut in 1929 which featured a reversible pump-generator. Early arrangements typically included a horizontal arrangement of a separate pump/turbine assembly aligned with the generator/motor. Eventually, in the 1930s, reversible pump turbines were introduced, the first installation occurring in Baldeney, Germany. This advancement typically saved the cost approximately 30% while compromising on complicated starting modes, efficiency, and long changeover times. Although this resulted in an efficiency loss through compromise, the capital savings and system simplification were significant. This particular technology underwent major development in the 1960-70s and is often used to date. Since then, number of Pumped Storage Schemes have been constructed and are running successfully all over the world.



Sinafdar Pumped Storage Scheme (3 x 115 MW)



Introduction

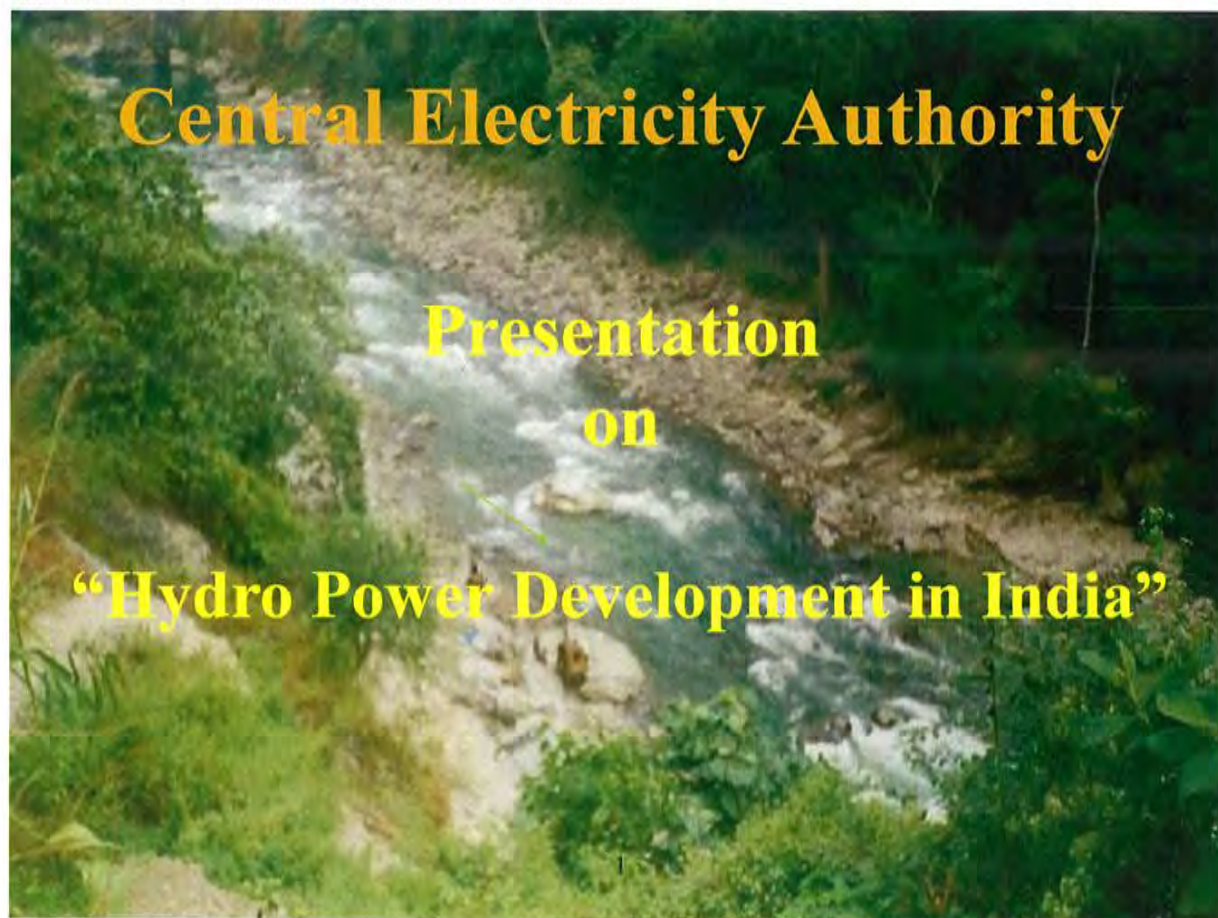
To cater the power requirement of state, Bihar State Hydroelectric Power Corporation Ltd., (BHPC) is trying to exploit the available hydro potential in the state. In the process of identifying the potential sites for hydro power generation, reconnaissance survey was got conducted by BHPC through NHPC to set up large hydel projects in the district of Kaimur and Munger in Bihar. Reconnaissance survey report was submitted by NHPC to BHPC in May 2002. NHPC in it report identified some hydel projects for possible development. It was also found that from geological and topographical considerations, it was possible to develop Pumped Storage scheme at some locations subject to technical feasibility and economical viability.

Project Purpose

Sinafdar fall site is located on the Karsotha Nallah in the Kaimur district of Bihar. The site is located about 60 km from Bhabua road which is the nearest rail head. The site is suitable for a Pumped Storage scheme. The power required for pumping the water from lower reservoir to upper reservoir shall be taken from the grid during off-peak hours when it is available at cheaper rates. This will act as value addition to nearby thermal power plant and improve the grid stability. Pumped Storage Schemes consume energy during off-peak hours thereby improving plant load factor of thermal plants. These can act as spinning reserve and help in improvement of load factor of the system. Pumped Storage Schemes can provide the required peaking support especially during lean season. It also helps in smoothening the frequency curve. Pumped Storage Schemes are independent of vagaries of monsoon. During peak period the Sinafdar Pumped Storage Scheme shall provide the required high value power to the State of Bihar.

Salient Feature

1.0	Location	
	Country	India



Pumped Storage Schemes not feasible for development

S. No.	Name of Scheme	Probable I.C. (MW)	State	Reasons
1	Kollur	900	Karnataka	Located in Western Ghat region, declared as Ecological Sensitive region by MoEF and all the construction activities have been stopped.
2	Minhole	2200	Karnataka	
3	Sitanadi	2600	Karnataka	
4	Hulagi	2200	Karnataka	
5	Kuttiyadi	2400	Kerala	Located in Western Ghat region, declared as Ecological Sensitive region by MoEF and all the construction activities have been stopped.
6	Idamalyar	2000	Kerala	
7	Mara	1100	M.P.	Could not be developed due to issues of Forest Land, wild life clearances and coal mines.
8	Binauda	2250	M.P.	
9	Kabra	1200	M.P.	
10	Tanbia	1600	M.P.	
11	Dangari	1500	Chattisgarh	Located in Reserved Forest area and clearances for S&I not granted.
12	Rauni	2500	Chattisgarh	
13	Suini	1000	Chattisgarh	
Total		23450		

APPENDIX 6

FORMATION OF CONCRETE CANDIDATE (Stage 2 & 3 Screening)



Government of India
Ministry of Power
Central Electricity Authority
Office of Secretary
PAC Directorate
Sewa Bhawan, R.K. Puram
New Delhi - 110066
Website: www.cea.nic.in



[आई.एस.ओ.: 9001-2008]

File No. 2/NB/22/CEA/2013-PAC/ 713-745

Date: 5th October, 2016

OFFICE MEMORANDUM

Subject: Turga Pumped Storage Project (4x250 MW = 1000 MW) in West Bengal by M/s West Bengal State Electricity Distribution Company Limited (WBSEDCL) at an Estimated Completion Cost of Rs. 4234.90 Crores at December, 2014 PL including IDC of Rs. 439.42 Crores - Issue of Concurrence.

M/s West Bengal State Electricity Distribution Company Limited (WBSEDCL) submitted the Detailed Project Report (DPR) of Turga Pumped Storage Project (4x250 MW = 1000 MW) to Central Electricity Authority in November, 2015. Thereafter, the DPR was forwarded to various appraisal divisions of CEA, CWC, GSI and CSMRS for examination of their respective portions. After clearance of all appraisal divisions, the proposal was considered in the 336th Meetings of CEA held on 04th August, 2016 based on the Agenda notes circulated vide CEA letter No. 2/NB/22/CEA/2013-PAC/499-533 dated 02.08.2016.

2. In exercise of the powers vested with the Authority under Section 8 of the Electricity Act, 2003,

the Central Electricity Authority accords Concurrence to the aforesaid scheme at an Estimated Completion Cost of Rs. 4234.90 Crores (December, 2014 PL) including Interest During Construction (IDC) of Rs. 439.42 Crores with the following stipulations: -

- i) The cost of the scheme shall not exceed the above cost except on account of: -
 - a) Price Escalation
 - b) Change in rates of Indian taxes & duties and additional taxes & duties levied, if any, subsequent to issue of this O.M.
 - c) Change in Indian Law resulting in change in cost.
 - d) Change in quantities (duly approved by competent authority) due to Geological Surprises.
- ii) Interest During Construction (IDC) shall be as per actuals as the rate of interest proposed for Concurrence is tentative & may get changed at the time of financial closure.

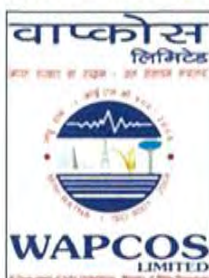
3. The abstract of approved Project Cost is furnished at Annex-I, I (A) & I (B). The salient features of the scheme are given in Annex- II.



**GOVERNMENT OF ODISHA
ODISHA HYDRO POWER CORPORATION
LTD
(A Govt. of Odisha Undertaking)
BHUBANESWAR**



onsultant:



WAPCOS Ltd.

(A Govt. of India Undertaking)
76-C, Sector-18, Institutional Area
Gurgaon, Haryana – 122015
Tel: 0124-2342576
Fax.: 0124-2349187

APRIL, 2014

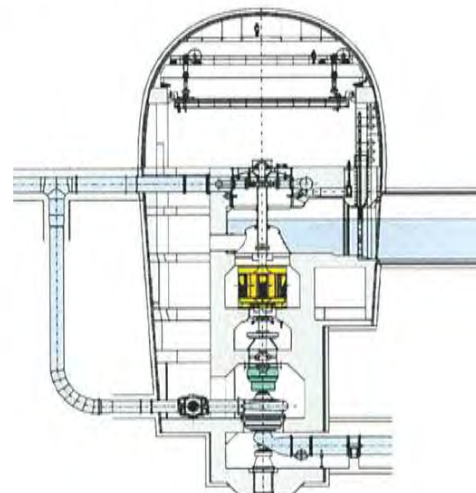
Preliminary Hydraulic Layout - Sillahalla



Technical Exchange Meeting | T. Aschenbrenner / T. Schoener | November 2013

Hydraulic Layout – boundary conditions

	SPEC	VH
number of units	4	8
rated power	500 MW	250 MW
gross head	1559 m	1559 m
power house type	-	cavern type
power unit concept	-	ternary set



可変速揚水発電技術適用可能性調査 ファイナルレポート

平成 24 年 1 月

(2012 年)

独立行政法人

国際協力機構 (JICA)

東京電力株式会社

東電設計株式会社

産公

JR

11-072

THE HINDU

CITIES » CHENNAI

Published: October 21, 2016 00:00 IST | Updated: October 21, 2016 05:42 IST CHENNAI, October 21, 2016

TANGEDCO floats tender for 500 MW solar power

• Special Correspondent

: Proposing to procure 500 MW of solar power through reverse bidding in order to meet its Renewable Purchase Obligation (RPO) requirement, Tamil Nadu Generation and Distribution Corporation Limited (TANGEDCO) has floated a tender with an upper limit of Rs. 5.10 per unit.

According to the tender document floated on Thursday, TANGEDCO has proposed to facilitate investors by procuring the energy generated from these plants through a long-term Energy Purchase Agreement up to a capacity of 500 MW.

The Tamil Nadu Electricity Regulatory Commission (TNERC) has fixed the RPO targets at 2.5 per cent for 2016-17 and 5 per cent for 2017-18. "To meet RPO targets, approximately 1,200 MW of solar power is required for 2016-17 and approximately 2,400 MW of solar power is required for 2017-18," the document stated.

REFERENCE

MINUTES OF THE MEETINGS HELD

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング	
日時	2016年4月19日 14:30～16:00	
場所	WAPCOS、Mr.A.Tripathiの執務室	
参加者	WAPCOS JPOWER	Mr.A.Tripathi 原田団長、近藤、中畑、廣瀬、佐々（記）

Attachment-1 及び 2 に記載のインド国における揚水発電計画について、Tripathi 氏から情報収集を行った。ヒアリング内容は以下のとおり。

- 1) WAPCOS が係っているインドでの揚水発電計画は Odisha 州の Upper Indravati 計画と Tamil Nadu 州の Kundha 計画の二つである。
- 2) Odisha 州の Upper Indravati 計画は、既存の Indravati 貯水池を上池とする計画であり、上池以外を新設する計画である。Indravati 貯水池は元々、灌漑プロジェクトのために建設されたもので、揚水発電では、貯水量の 2～3% を用いるものである。落差は 300m 弱。OHPC の計画では、既に入札を実施している計画であったが、後 1 年半から 2 年はかかると思われる。
- 3) Tamil Nadu 州の Kundha 計画は、2015 年 10 月に開催された揚水発電に関するワークショップでの CEA のプレゼン資料では、「本計画の DPR は Interstate Aspects が未解決のために差し戻された」と記載されているが、実際のところ、その未解決の問題はクリアになり、3 ステージに分けて開発する予定である (1st Phase: 125MW×1、2nd Phase: 125MW×2、3rd Phase: 125MW×1、Total: 500MW)。WAPCOS は DPR のレビューを実施し、7 更に、Project Management Consultant (PMC) に就くことになっている。現在、本計画は、1st Phase の入札の準備をしているが、建設資金の調達が固まっておらず、加えて、環境に関する事項にもペンディングのものがある。
- 4) Karnataka 州が揚水発電計画に非常に積極的である。
- 5) WAPCOS では、Turga 計画に続く WBSEDCL の Bandhu 計画が進み、この計画の DPR 作成等の業務を受注したいと考えている。
- 6) Telangana 州の Icchampally 計画は、揚水発電計画ではなく、灌漑プロジェクトの中で、灌漑用水を揚水する機能が備えるものである。
- 7) WAPCOS では、Kerala 州での揚水計画に関する情報を持っていない。また、Madhya Pradesh 州の揚水発電計画についても、情報を持っていない。
- 8) Attachment-2 に記載されている Rajasthan 州の Badrinagar 計画と Barah 計画はどちらも虎の保護区 (Tiger Sanctuary) に立地しているので、開発の見込みがない。
- 9) Jammu & Kashmir 州や Himachal Pradesh 州にも揚水発電計画があるが、近傍に揚水原資がない点が問題である。
- 10) インドでは、PFR (Pre-Feasibility Report) とは、現地調査を行わず、既存の地形図等を用いて検討した段階を示す言葉である。一方、S & I (Survey & Investigation) とは、DPR 作成のための現地調査を実施しているととらえられる。
- 11) 4/22 に Kerala 州で揚水発電に関するセミナーがあり、WBSEDCL が Purulia 揚水発電所

の成功体験を発表するらしい。揚水発電に積極的な州では、どのようにすれば、Puruliaのようにプロジェクトを進めることができるか、関心がある。

以上

丸紅森下所長との面談

日時 2016年4月20日 16:10から18:30

場所 Eros Hotel

相手側； 丸紅インド電力工事事務所 森下篤司 所長

JP；原田 TL, 楠田団員、近藤（記）

1. 丸紅側からタミルナド州、カルナタカ州、マハラシュトラ州の揚水案件に関する情報提供。
 - 1-1 タミルナド州 Shillahara 揚水に関しては落差が 1000m であり、日本企業の実績がないので円借は無理か。
 - 1-2 カルナタカ州は KPCL の CMD が同州揚水案件開発に円借款の活用に変積極的であるので、フォローしていきたい。
 - 1-3 同様にマハラシュトラ州も円借の活用協力を東芝にした由。

2. 当方から昨年 10 月に丸紅主催で揚水セミナーを行った折のインド側の感触を聞いたところ、インド側は再生可能エネルギーの大規模開発が行われていることもあり、揚水発電に関し強い関心を示していた。多くの質問も出た。→議事メモ依頼。

3. 火力案件に関しハリアナ州ヤムナガール火力の増設の超臨界案件の紹介があった。追加灰捨場土地取得の問題あり。JP から EC 失効と設計炭炭鉍変更の件でどうなるか質問→まだ調査中とのことで明確な返答なし。

4. 今年 1 月に環境省から火力発電所の既設、新規の排出ガスの Sox, Nox, 煤塵等の排出基準が厳しくなり、環境機器での対応が必要となった。NTPC だけでも 8,000 億円規模の新たな環境対策機器導入が必要となった。NTPC 側は追加機器の単品買を考えているようだが、環境機器一体としたパッケージにまとめ、今後営業活動を行っていく予定。この分野での JP の協力を期待したい。ただ火力（楠田氏）によると全体コストの 5-10%と小規模な点を置いておいても日本製品が競争力を持つような高い基準値ではないとのことらしい。

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年4月21日 11:00～12:15
場所	CEA Member Hydro 執務室
参加者	CEA; Mr. S. D. Dubey, Office of Member (Hydro) JPOWER 原田団長、近藤、廣瀬、佐々（記）

インド国における揚水発電計画について、CEAのS.D.Dubey氏から情報収集を行った。ヒアリング内容は以下のとおり。

Q; インド政府内での揚水発電所の位置づけは如何に？

A; インド政府は揚水を含め、水力発電の開発には非常に力を入れている。特に、太陽光と風力を中心とした再生可能エネルギーの大量投入のために、相当数の揚水発電所が必要と考えている。政府の水力発電の対応方について、この6月にPolicy Paperを出す。WEBでも公表されるので、それを見てほしい。作成はMOPが行い、もちろんCEAも関与する。（ただし、その他の省庁と横断して作成している訳ではない。）

Q; 揚水発電所の開発計画はどうなっているのか？

A; これについても、上記のPolicy Paperに記載されるはず。ちなみに、インド国内での揚水のポテンシャルは100,000MWある。しかしながら、新規案件は土地収用、森林保護地域、動物保護地域、環境問題などクリアしなくてはならない問題が山積している。一方、既設貯水池を利用した揚水発電案件は、それらの問題がない、若しくは、少ないことから、既設貯水池を利用した揚水案件に注目して開発したい。個人的な見解では、上記のポテンシャルのうち、半分くらいが実態としては開発可能と思っている。

Q; 短期的に、どの州に揚水発電が必要と考えているか？

A; 上記のPolicy Paperに示されるだろう。ちなみに、インドでは西部のガート山脈沿いに揚水発電の適地が多く存在する。JICAの円借款を利用して開発が進むことを期待したい。今回のJICA Studyでの対象州について、JPOWERが調べた揚水計画について、コメントすることは以下のとおり。

州	コメント
Maharashtra 州	揚水発電所の適地が多いが、障害も多い（Reserved Forestなど）。Malshej GhatのDPRは終了し、州政府内での審査が終わり、CEAに上るのを待っている。
Karnataka 州	この州は、揚水開発に特に積極的である。また、JPOWERの調べたリストに記載されているMekadatu計画は揚水ではなく、一般水力である。
Tamil Nadu 州	Kundah計画について、障害となっていたInter-State Issueは司法判断が出たので、プロジェクトが進んでいくだろう。

Kerala 州	コメントなし。
Telangana 州	コメントなし。
Odisha 州	Upper Indravati 計画は PFR が終了し、現在、州政府内で審査していると聞いている。
West Bengal 州	Turga 計画の DPR が審査中である。

インドにおいては、揚水原資となる火力発電を運営する会社と、揚水発電を運営する会社が一般的には異なり、揚水原資の確保が障害になる場合がある。この点、West Bengal 州の Purulia 揚水発電所は、火力発電所を運営する WBSEDCL が揚水発電所も運営しており、上記の障害がない成功例である。

Q; 定速機と可変速機の導入割合の計画はあるか？

A; ない。経済性、可変速機導入の便益などを総合的に考えて、個々の事業者で決めればよい。ちなみに、Tehri は 4 台とも可変速であるし、Turga は最近、定速機：2 台＋可変速機：2 台となることが決まった。(注：Tehri の場合は、系統からの要求ではなく、変落差が大きいのので、4 台とも可変速になっている。)

Q; 揚水地点の開発、発掘は誰が行うのか？国(CEA)が主体的に行うことはあるのか？

A; まず地方が主体的に発掘を行うのが原則である。

Q; 民間が揚水発電に参画する可能性はあるか？

A; 無い。料金がピーク、オフピークで差がないので、事業としては成り立たないのではないかと。ただし、今後メガソーラーがどんどん入ってくれば、ソーラー＋揚水の組み合わせも成り立つ可能性はある。100GW ソーラーに対して 15～20GW の PSP が要る計算。

Q; Solar 大幅増強に対して火力抑制や VRE 抑制に働く点は？

A; 送電線に関しては、州間送電網整備が計画され順調。その問題はカバーされる。2020 年までにはすべての州で最大需要を満たせる送電線網が整備される見通し。ただし、2022 年断面ではごく一部の州で制約が出るかもしれない。

Q; その費用負担は？揚水は系統に寄与するのにその送電コストも負担し、便益を無償で他が享受するのは PSP に阻害要因では。

A; 各送電利用者が bear することになっている。コスト分担について詳細を知りたければ CERC に聞くのがよいだろう。

Q; その他何か？

A; 2030 年には水力はインド全体の設備出力の 35% を目標としている。2022 年には地域連携を強化し、インド全体を一つのグリッドとする予定。

以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年4月22日 14:45～15:30
場所	NHPC Mr. Vijay Kumar の執務室
参加者	NHPC Mr. Vijay Kumar [General Manager (Finance) Internal Audit] JPOWER 原田団長、廣瀬、佐々

NHPC の揚水発電に関するスタンスを Mr. Vijay Kumar からヒアリングした。内容は以下のとおり。

- 1) NHPC には揚水発電の開発計画はなく、一般水力の開発を行っている。というのも、NHPC は水力発電を担う国営会社であるが、石炭火力発電所等から産み出される低廉な off-peak power の獲得が困難だからである。ちなみに、現在、NHPC が注力しているプロジェクトは Loktak
- 2) Downstream Hydroelectric Project (66MW) で、NHPC と Manipur 州政府が 74% : 26% の比で出資した LDHCL (Loktak Downstream Hydroelectric Co., Ltd.) がプロジェクトを担っている。ただし、このプロジェクトはコストが高い。建設費が 1.6 億 (1,600Crore) ルピー、料金に換算すると kwh あたり 10 ルピーを越え、電力会社は誰も欲しがらない。(民間企業への直接販売なら可能性はあるかもしれないが、この地域に企業需要はない。)
- 3) 同じ国営会社で、主に火力発電を担う NTPC と協力して、揚水発電の開発を行うということもない(例えば、NHPC が揚水発電所を建設・運営し、NTPC が揚水原資を供給するようなスキーム)。
- 4) 自らが率先して揚水発電所を開発することはないが、政府からの要請や援助があれば、開発に着手する。これまで、NHPC は一般水力だけを開発してきたが、揚水発電所も開発する力はある。
- 5) 揚水に共通する問題として、水力開発に対する地元住民の反対で許認可などはすべてクリアになっているにもかかわらず、工事が中断している例が散見され、4年止まっている例もある。
- 6) インドは金利コストが高い。昨日、JBIC のヤナギサワ氏とアシダ氏が来訪して、ファイナンスに関する相談をした。(詳細不明。) 彼らに面会した外国資金融資担当のファイナンスは Chakraborty だが本日は会議中。→面会取次ぐとのことで、別機会に(必要に応じ)取次を検討することとした。

以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング	
日時	2016年4月23日 15:00～15:45	
場所	WAPCOS の会議室	
参加者	WAPCOS	Mr. Anupam Mishra, Executive Director Mr. A.B. Pandya (Ex-Chairman in CWC) Mr. A.Tripathi
	JPOWER	原田団長、近藤、佐々（記）

昨年10月に開催された揚水発電に関するカンファレンスでプレゼンターを務めたが、4/19の訪問時に不在であった、Mr. Anupam Mishraに面会し、インド国内においてWAPCOSが係っている揚水発電計画、ならびに、インド国内における揚水発電開発について、ヒアリングを行った。内容は以下のとおり。

- 1) WAPCOS が係っているインドでの揚水発電計画は Odisha 州の Upper Indravati 計画、Tamil Nadu 州の Kundha 計画に加えて、West Bengal 州の Bandhu 計画の3つである。
- 2) Upper Indravati 計画と Kundah 計画の概要資料は後日提供可。しかしながら、これらプロジェクトの各州政府から受注して実施しているので、守秘義務があるので、取扱いには注意願いたい。
- 3) Odisha 州の Upper Indravati 計画は現在、DPR を準備している(その中で1年目の survey & investigation 中ともコメントしたが資料を待ちたい)。Kundah は DPR 了。implementation stage で州機関 (TERC と聞いたがそこには疑問あり) が審査中。これも data を渡してやる。Odisha 州については、Upper Indravati 計画の他に、Upper Kolab 計画も揚水のはず (OHPC のプロジェクトリストによると、4×80MW=320MW と規模が小さい)。Kerala にもある。WAPCOS と一緒にやるなら data 出せる。
- 4) JP が作成したインド国内で開発可能性がある揚水計画リスト内で、CEA や CWC が発行する Clearance (下記 initial clearance) のいくつか得ている計画は、Tamil Nadu 州の Sillahara 計画だけである。
- 5) Maharashtra 州の Malshej Ghat 計画は、THDC と NPCIL が開発しているが、もともとは EDF が手掛けていた計画である (EDF と TEC が JV で DPR 作成業務を行ったということではないか)。このプロジェクトの DPR は承認されたと思う。
- 6) Telangana 州での揚水計画は現時点ではない。また、JP が作成したリストに記載の Icchampally 計画については、Maharashtra、Telangana、Andhra Pradesh 及びチャテイスガルの4州の間に存在する Inter-state issue により、プロジェクトが進んでいない (4/19の Mr. A. Tripathi の情報では灌漑計画であり、揚水発電計画ではないとのこと)。
- 7) Technical Economic Clearance (TEC) 制度が変更になり、現地調査を行わず、机上検討のみで作成する PFR (Pre F/S Report) 承認プロセスにおいて、水文とレイアウトの Initial Clearance が CEA と CWC から得られれば、次の段階として、DPR 作成のための S & I (Topo Survey and Geological Investigation) 調査実施を承認する (initial clearance to go ahead と表現。たぶん正確な表現は別にある)、という形で水力プロジェクトを進める

ように制度変更があった。あらかたの州は詳細を把握していない（だから WAPCOS をコミットさせろとの含意）。

- 8) 現在、インドでは包蔵水力調査を行っているが、それによると、一般水力だけで 100,000MW の未開発の包蔵水力が存在することが分かった。揚水のポテンシャルは、上記の 100,000MW に含まれていない。
- 9) インド国政府は、今後 5 年間に、100,000MW の太陽光発電と、60,000MW 風力、15,000（または 16,000）MW の原子力発電を開発する方針なので、必然的に、それ相応の揚水発電所が必要になる（ただし、原子力は 2016 予算でも確かに推進としているが、300 億 INR 程度の予算なのでスローガンのと推測）
- 10) しかしながら、州毎に方針が違い、水資源確保が電源確保よりも優先する州があるなど、全国大で揚水開発が進むという状況ではない。ちなみに、揚水開発に積極的な州は、Maharashtra、Karnataka、Tamil Nadu、Kerala、Odisha 及び West Bengal だと思ふ。West Bengal 州の Bandhu と Turga、Tamil Nadu 州の Kundah と Silahara、Odisha 州の Upper Indravati は前進。
- 11) 更に、昨年 10 月に Central Board of Irrigation & Power が作成した揚水計画リストに記載の Maharashtra 州の計画地点は全て Reserved Forest や Wildlife Sanctuary のために計画が進んでいないように、環境問題がプロジェクト推進に障害となっている。
- 12) 州政府（電力公社含む）からの情報収集、アポイントメントなどの点で、WAPCOS は有益なサポートができる。DPR 審査では、guideline に従い、内容毎に 9 個の個別 approval を得る必要がある（upper dam, lower dam, 水路、etc.）。これらの内容を熟知しているのは WAPCOS だが、WB 以外の州は現制度での DPR 審査の経験ない。揚水発電の技術力持つ JP とインド国内の承認プロセスを熟知した WAPCOS が組めば、各州の揚水案件の受注に有利であるので、WAPCOS をコミットさせて欲しい。（有望地点が選定された以降の段階（Pre-F/S）で、揚水 PFR を JP と WAPCOS で実施したい）。
- 13) 中央政府もようやく太陽光だけでは行き詰まることを認識しつつある。一般水力、揚水も必要なこと、tariff も TIME OF DAY TARIFF 導入などが入らないと駄目なことも気づいてきている。中央政府では、近々これらの検討に関するレポートを出す見込み（CEA が 6 月発行とした制度通知）。一方、州政府では、政権に就く政党毎に様々な主張があるが、電源開発については、中央政府の政策を踏まえ始めている。Regional Grid 間の拡充・統合および Regional Grid 間での電力売買が進んでいることが、州政府による電源開発を後押ししていると見ている。しかしながら、環境省 MOEF は依然、電源開発を進める上で高いハードルである。
- 14) Mr. Anupam Mishra, Executive Director は 1990 年にブルリア DPR 着手時に WAPCOS 入社、以来、近藤さんと知己。
- 15) Mr. A.B. Pandya は CWC でチェアマンを務めた経歴があり、その当時、は、ダム安全性について、マツモトジュン氏と仕事をしたことがあるとのこと。

以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水政策/市場情報ヒアリング
日時	2016年4月25日 16:30～17:45
場所	IEX (Indian Energy Exchange) 内会議室
参加者	IEX; Mr. Rajesh K. Mediratta, Director, Business development Ms. Shilpy Dewan, Senior Executive, Research & Development JPOWER; 原田団長、廣瀬、久谷 (記)

インド国における揚水発電にかかる政策/市場情報について、情報収集を行った。
ヒアリング内容は以下のとおり。

- ・ ピーク/オフピークの卸電力価格差は2倍程度ある。価格差が1.4倍程度以上あれば揚水発電が経済合理的になると考える。
- ・ 一般的にインドの夏季は5-9月、冬は10-2月。
- ・ IEX で取引されるのは翌日物が中心。取引は全て現物であり、ペーパー取引はない。先物は1週間先までしかなく、長期のフォワードカーブはない。
- ・ 市場で取引されるのは全電力量の約3%。残りはPPAなど相対取引。すなわち、新規電源のほとんどはPPAを基に組成される。石炭火力については、PPAがないと国内炭の割り当てを受けることが出来ない（マーチャント火力は輸入炭を使うしかない）ということも、PPAベースのプロジェクトが主流となっている要因。
- ・ 電力需給がひっ迫していた（卸電力価格が高かった）数年前まではマーチャント火力を志向した計画があったが、現在はPPAベースの計画が主流。
- ・ 再生可能エネルギーの導入拡大にともなって、揚水発電の必要性はますます高まる。
- ・ WBSEDCLはプルリアを活用して、市場取引にてかなりの利益を上げている。IEXとしても他の参加者に対して、この側面からも揚水の有用性を説いている。
- ・ 取引プラットフォームにも、双方向化、同時に売買が成立する場合のみ落札などの機能の追加を行いつつある。
- ・ 政府はアンシラリーサービスを2-3か月前に開始した。ただし、現在は初歩的なものであり、料金は政府が定めている。今後数年以内に市場ベース化すると思われる。
- ・ (受領した資料中の)送電網の混雑度合いは、送電に制約がない場合の潮流と実際の送電制約を考慮した場合の潮流の差と定義して算定している。
- ・ 値差については、まずは潮流制約がないものとして落札候補者をリストアップし、これをNLDCに提出すると、各地域間の系統制約の回答が示される。これを満たすように、再度地域ごとに落札者を定めた時に発生している最大の値差。取引データはネットで公開している。もしも、DLが困難であるなどの場合は、メールしてもらえれば協力する。

以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年4月25日 12:15～13:00
場所	電力省 Mr. Aniruddha Kumar 執務室
参加者	Ministry of Power; Mr. Aniruddha Kumar, Joint Secretary Mr. Flarpreet Singh Pruthi, Director JPOWER 原田団長、廣瀬、久谷（記）

インド国における揚水発電計画について、情報収集を行った。ヒアリング内容は以下のとおり。

- ・ 現時点では、MOPにおいて揚水発電に関する大きな政策変更はない。
- ・ 2020年までに太陽光発電を100GW導入する計画である。このことが、現在は20GW程度ピーク/オフピーク電力差を80GWまで拡大するとみている。
- ・ 現在CEAにて、揚水発電計画の再評価を行っている。再評価はすでに抽出済の100,000MWの潜在揚水地点から、用地の指定から実現が比較的容易と考えられる地点を抽出することが目的であり、技術的な評価を行うものではない。
- ・ 揚水発電で最も問題となるのはコストである。石炭火力の平均的な発電原価は5ルピー/kWhであり、これを超えるコストの電源は経済性の面で立地が難しい。短期取引市場は3ルピー/kWhで動いている。
- ・ 今後5年間の電力需給を計画したElectric Power Surveyが間もなく発行される。
- ・ 初期投資額が大きいため、借入金の利率もプロジェクトの経済性を左右する重要な要素。
- ・ NHPCが行う連邦政府直轄の水力発電プロジェクトがある。揚水発電では、現時点ではそのようなものはない。
- ・ 揚水には安価な電源が確保できなければ成り立たないため、NHPCはそれを確保できないから計画していないと聞いたが、仮に電源を持つNTPCが揚水を持つことはあり得るのか尋ねたところ、面白い考えだ。あり得ると思う。とコメントし、メモしていた。
- ・ 現時点では、揚水側がDISCOMと相対契約にて電源を確保し、それを同じDISCOMへ戻す形で運営されているのではないかと。DISCOMが早朝などに非常に安い電気を放出するケースがあることから、コスト要因は主にCAPEXであり、電源ではないのではないかと。
- ・ 水力発電の開発と利用を促進する目的から、その電力は競争入札を経ずにMOUにてコスト+で電力販売締結することが出来ることになっている。揚水発電にもこのスキームを適用することが考えられる。
- ・ 揚水発電は電力供給における役割から、ガス火力と競合することになる。
- ・ 中央政府は水力、揚水発電推進を掲げているため、支援する目的で料金規制の見直しを検討している。
- ・ 全ての州配電会社（Discom）は、総電力量の8%分の再生可能エネルギーを調達する義務がある。このとき総電力量には水力発電を含まない。
- ・ 最近発刊されたIndian Energy Yearbook 2016-17において、電力需給に関する分析などを行っている。

- ・ ピーク対応電源への投資に対するインセンティブの付与が課題であり、2-3 か月以内にバランスングに関する規則を出す予定。
- ・ 揚水発電の開発促進のために、viability gap funding など多様な資金供給を検討している。
- ・ UDAY プログラムは各州議会での採択などの手続きが必要であり、したがってその成否は政治的な意思によるところが大きい。
- ・

以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング	
日時	2016年4月25日 12:00～12:40	
場所	NTPC Mr. A.K.Ahuja の執務室	
参加者	NTPC	Mr. A.K. Ahuja, Executive Director Ms. Charu Khemani, Additional General Manager (共に所属は Corporate Planning & Corporate Communication)
	JPOWER	中畑、佐々（記）

NTPC の揚水発電に関するスタンスを Mr. A. K Ahuja と Ms. Charu Khemani からヒアリングした。内容は以下のとおり。

- 1) NTPC には現在、揚水発電計画はないし、今後も開発する計画はない。ただし、中央政府から揚水発電所の開発要請があれば、それに従う。開発形態も中央政府の指示に従うだけで、NTPC 単独でも、同じ国営企業の NHPC と共同でも可能である。
- 2) 中央政府の方針である 2022 年までに 175,000MW の再生可能エネルギー導入のうち、NTPC は 10,000MW を開発するよう中央政府（MOP）から指示を受けている。その内訳は、ほとんどが太陽光発電である。ちなみに、NTPC の現在の設備容量（Joint Venture 含む）は 46,653MW、建設中が 24,009MW であり、その他（?）が 5,000MW ぐらいあり、近い将来、おおよそ 75,000MW になる。よって、上記の新規導入の再生可能エネルギーは NTPC の設備容量の約 13% を占めることになるだろう。
- 3) NTPC は Off-Peak に揚水用の電力供給を行う余力がある。NTPC の平均的な電気代は 4 INR/kWh 程度ではないかと思うが、様々な条件によって異なる。
- 4) NTPC をはじめとする Genco には、Renewable Generation Obligation (RGO) が課せられており、中央政府が指定する日以降に、新しい石炭火力発電所（亜炭含む）は再生可能エネルギーの発電所を開発するか、再生可能エネルギーを購入することになる。NTPC では、購入せず、開発するスタンスである。
- 5) 一方、Disco には、Renewable Purchase Obligation (RPO) が課せられており、2022 年 3 月までに、売電量の 8% を太陽光で発電された電気としなければならない。
- 6) 貯水池式水力、揚水、蓄電池といったアンシラリーサービス機能を有する設備を保有する義務はないが、ガス火力および石炭火力発電所の運用を工夫して、約 5% の予備力（spinning reserve）を保有し 系統安定に寄与している（別紙参照）。保有すべき予備力は、CERC の指示によるものである。なお、アンシラリーサービスの市場取引の開設が、近い将来予定されている。

受領資料

- 1) インド中央政府の 2022 年までの再生可能エネルギー開発の総量とその内訳
- 2) NTPC の設備容量（既設）とその内訳
- 3) NTPC の建設中の容量
- 4) Power Tariff Policy (Amended) – Salient Features
- 5) CERC (Ancillary Services Operations) Regulations

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年4月26日 17:00～18:00
場所	CERC(Central Electricity Regulatory Commission) Mr. S.C. Shrivastava 執務室
参加者	CERC; Mr. S.C. Shrivastava Chief (Engineering) JPOWER; 原田団長、久谷（記）

インド国における揚水発電計画について、情報収集を行った。ヒアリング内容は以下のとおり。

- ・ (IEX など) 市場で取引されている量は全電力量の 3-4%。
- ・ 揚水発電向けには有利な料金を設定している。(Tariff regulation 2014 に規定)
 - 電力の販売料金はコストプラスで算定。
 - Pumping 用の電力購入費用は、全て料金に転嫁可能。
 - ROE は通常 15.5%だが、揚水発電は+1%の 16.5%。
- ・ 上記規定は、当該揚水発電所が電力を 2 つ以上の州に供給する場合 (= CERC の所管となる場合) に適用される。電力供給相手が単一州内の場合は、州規制局の管轄。
- ・ 揚水発電のポテンシャルは 19GW あると見られているが、開発の問題は経済性ではなく、環境影響評価などその他にある。
- ・ 再生可能電力の普及拡大に合わせて揚水発電も増やす政策方針にある。
- ・ 揚水発電は高コストであり、特に CAPEX が大きいため、長期・低利の融資は揚水発電コストの引き下げに貢献する。
- ・ 揚水発電はガス火力と競合する。現在はガスが安く、capex 高→fixed charge 高の揚水とでは、ピーク電力を調達する Discom の立場からはガス火力が魅力的なのは事実。しかし、ピーク対応のガス火力や石炭火力の利用が難しい州では、揚水発電は有望な選択肢。
- ・ 年率 6.5-7%の GDP 成長率を維持することを目標とするのであれば、電力の安定供給は不可欠。負債を抱える Discom がピーク需要対応として行う負荷抑制は持続可能な措置ではなく、本来は適切なピーク電源の開発と利用を行うべき。
- ・ 揚水発電は高コストだが、その供給量は少なく、揚水発電を含む全電源のコストを平均化すれば、揚水発電を利用することによる平均コストの増分はごくわずか。つまり、揚水発電のコストだけで評価するのではなく、電源全体のポートフォリオのなかで揚水発電の価値 (= 需給調整能力) を評価すべき。行政の役割は、そのようなポートフォリオを組み立てられるように条件を整えて誘導すること。
- ・ 揚水発電の CAPEX はサunkコストであり、これを無視すれば揚水発電のコストは OPEX だけとなるためローコストで、他電源に対して競争力がると見ることができる。
- ・ CERC ではアンシラリーに対する ROAD MAP を用意、WEB に公表している。あと 1 年くらいで実行に移したいと考えている。
- ・ 将来的には、PEAK 電力については容量市場 CAPACITY MARKET と ENERGY MARKET の中間を目指したい。どの電源を選択するかは市場に委ねるのがスタンス。完全な市場価格支配は好ましくないが、今考えているアンシラリーを除き揚水にことさら特別な整備を

することは目下考えていない。

・ 事前に送付した質問に対する回答

- OPEN ACCESS 託送制度は今後も維持する。
- 電気料金の内部補助（CROSS SUBSIDY）は大きな問題と認識。
- Discom の経営状況は改善しつつある。以前は独自に料金を引き上げることが出来なかったが、現在は可能。UDAY プログラムも進行中。ただし、これらの措置と Discom の経営効率化は別問題。
- アンバンドルを進める方向にあるが、州内の Discom は全て特定の持ち株会社の所有化にあり、実態は単一企業による独占と変わらない。
- 今後卸取引市場の活用はより多くなる見込み。

以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水政策/市場情報ヒアリング
日時	2016年4月26日 17:10～18:00
場所	PFC Mr. Sanjay Saxena 氏 執務室(801)
参加者	JPOWER; 廣瀬 (記)

インド国における揚水発電計画に係るファイナンスについて、情報収集を行った。ヒアリング内容は以下のとおり。

- ・ JICA からの借りにあたり、PFC は十分な財務体質があり、資金力もあり国営企業であることから中央政府からの保証要請は一切受け付けない。表面金利は安くとも、仕上がりコスト、融資条件の厳しさなどを PFC が計算して受け入れるか否かを決めている。
- ・ 実績として、PFC が借りに入っていない理由はこのあたりにある。ECB は国の保証なしを条件に定めている。
- ・ PFC は地方のプロジェクトへの融資を行っているが、州も UDAY などによって財務体質が改善しており、無理に JICA から借りに入れる必要はないのではないか。
- ・ 揚水発電所の必要性については、コメントしない。
- ・ Sanjay 氏は、海外からの借入の担当 General Manager であり、態度は強気。ODA ベースの長期資金については、国が保証することになるがこれは財務省マターであり、管轄外という印象を受けた。以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年4月26日 11:00～11:30
場所	PTC Mr. Rajib K Mishra 執務室
参加者	PTC; Mr. Rajib K Mishra, Director JPOWER; 原田団長、廣瀬、久谷（記）

インド国における揚水発電計画について、情報収集を行った。ヒアリング内容は以下のとおり。

- ・ 夜間オフピーク時の安価な余剰電力を揚水発電に利用することが出来る。
- ・ 揚水発電は CAPEX が高コストな電源であり、州の電源構成（揚水と競合するガス火力の有無）、ピーク/オフピークの卸電力価格差などの条件を踏まえて、経済性を評価する必要がある。
- ・ 州によってばらつきはあるが、一日のピークは 8:30～14:00, 17:30～22:00。
- ・ インドの需要は長期的に見てますます増大する。現在は供給力の伸びが需要の伸びを上回っているが、短期的なもの。供給力の増加には海外企業の参加が不可欠。
- ・ Off peak tariff は今後変動再生電源が参入増大するとますます低下する。
- ・ 卸市場での取引量は今後拡大する。インド市場はオープンである。新規の（火力）電源については、競争入札ないしは市場経由での契約となり、従来型のコストベースの相対での長期 PPA は認められない。現在の取引割合は 10%だが 25%まで増えるだろう。
- ・ 現在は市場での取引は e-trading portal（発電側からの売りのみ）で行っているが、これを双方向の exchange に移行していく。そのための取引プラットフォームを準備中であり、以降は新規電源の電力は全てこれを通じて取引されるようになる。PPA も、このプラットフォームで競争入札を行う。
- ・ DISCOM がピーク電力の調達よりも負荷抑制を選択することも、ピーク料金があまり上がらない理由の一つ。ただし、DISCOM の財務状況は今後 UDAY により改善するだろう。
- ・ DISCOM には供給義務は課されているが、実態として満たしていない。また、今後は DISCOM の供給義務はなくなる代わりに需要家が供給者を選べる権利を持てるようになる。もし、DISCOM の供給体制に不満があれば、供給者を変更すればよい。
- ・ アンシラリーサービス料金は、現在は CERC の認可の対象。しかし将来は、この料金も市場で決まるようにすべきと考えている。
- ・ 国際取引の通貨は取引によって異なる。例えばバングラデシュの間では米ドルで決済し、ブータンの間ではルピーで決済している。

以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水政策/市場情報ヒアリング
日時	2016年4月26日 13:30～14:30
場所	TERI 内会議室
参加者	TERI; Mr. Girish Sethi, Senior Director, Industrial Energy Efficiency JPOWER 原田団長、廣瀬、久谷（記）

インド国における揚水発電政策/市場情報について、情報収集を行った。
ヒアリング内容は以下のとおり。

- ・ 既存の揚水発電は 10-12 箇所あるが、大型のものは限られている。
- ・ 地域別には、西部に多くの開発余地がある。
- ・ 東部のマハラシュトラ州は、首長が連邦政府の政権与党と同じ党派であり、プロジェクトを進行させやすい環境にあるのではないか。
- ・ ピーク／オフピークの卸電力料金差は 10-15%程度小さく、場合によっては 1ルピーしかない場合もある。規制委が決める regulated tariff はまだ揚水には低い水準。
- ・ 時間帯別料金があるのは産業用のみで、民生用は時間帯で料金は変わらない。
- ・ 2012 年にインド北部一帯で大規模な停電があったが、近年は電力の供給量が随分と増え、例えばデリー首都圏ではここ数年、めったに停電がない。ただし、南部など地方の状況は別で、依然として電力供給不足が深刻な地域や未電化地域が残されている。
- ・ 一般的に需要のピークは午後 6 時から 10 時頃にある。ただし、ピークは州・系統によって異なり、州際の電力融通によって相互に過不足を調整することが可能。
（筆者註：ピーク時間帯のずれを利用した電力融通の進展は、ピーク料金を抑制する要因となり得る。）
- ・ メーターの設置による商業的な損失の低減に対する取組みが進んでいる。ただし、依然として農業用（筆者註：灌漑ポンプ用電力供給）の電力供給の多くは計量を行っておらず、損失の大きな原因となっている。
- ・ Modhi 政権は太陽光や風力といった出力が変動する再生可能電力の普及拡大を進めており、揚水発電にとっては追い風である。
- ・ Grid 上必要なのだから揚水ニーズがある。しかし経済性でまだ揚水環境が整備されていないのは認める。
- ・ 各州が揚水を上げてきているのは事実。環境が変化（再生義務化のリターンとして制度面改善は置いておいても各電源保有・開発者が balancing, spinning reserve を認める状況に）。
- ・ 揚水発電の新規案件を進めようとするのであれば、JICA などがイニシアチブを取るのが良いと考える。NEDO の支援で行ったスマートグリッドのパイロットプロジェクトでは、NEDO がイニシアチブを取り、関連省庁を含むインド側ステークホルダーが動いて実現した。MOP/CEA は日々の業務に忙殺されている（彼らのイニシアチブで新たなプロジェクトを率先して立ち上げる雰囲気はない）。長期・低利の融資を行うことに対して、印財務省

が反対をすることはない。

- ・ 逆に計画だけ作成しても、イニシアチブを取って（地方、中央）政府を押す主体がないと物事はすすまないのがこの国。同様に欧州からの Green Corridor などの例もある。
- ・ 長期の需給バランスは MOP/CEA/送電会社が責任を負っておる。MOP/CEA/送電会社が需給計画を策定し、実際の投資は国営の NHPC や NTPC などが行う。

以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング	
日時	2016年6月15日 15:40~16:10	
場所	マハラシュトラ州 Finance Department	
参加者	FD:	Ms. Meeta Rajivlochan Principal Secretary (Financial Reforms)
	J-POWER;	平原（記）、浦郷、近藤

水力案件開発に対する ODA 資金の借入れに関して、州政府の観点からのコメントを求めた。

マハラシュトラ州にはファイナンスの必要な約 30 のセクターが存在する。一般的に言うと、マーケットからの調達が可能なのは借入れを行い、それが難しいセクターに対しては財政資金を振り向けるというのが原則である。

電力会社について言えば、発電、送電、配電の 3 つの州の会社があるが、そのうちの 2 つは財務的に問題がないが、配電会社は少々問題あり。州としては電力会社が投資に資金が必要な場合には、我々のところに援助を求めてくるのではなく、独立して自助努力の範囲内で資金調達を行うように希望している。

ODA については州政府が口をはさむ余地は少なく、中央政府レベルの話となり、Ministry of External Affairs と Ministry of Finance の承認が必要。

州政府は電力会社に支配権を保持できる資本参加をしている。しかし、そのことにより州政府が資本参加以上の負担を行わなければならないという義務を課せられるものではない。電力会社が独自に JICA 融資を受けるのは構わないが、融資にあたって州政府を含めた三者協定書を作成することが求められるのであれば話は別である。州政府は毎年借入金の限度が設定されているため、それに影響を与えるようなことはしたくない。

マハラシュトラ州の場合、水力開発は電力会社ではなく州政府 Energy Dept もしくは Water Resources Dept. が開発主体となっているという理解であることを伝え、その場合の ODA 借入についての州政府の意向を問いかけたが、州政府は電力会社への資本参加を通じての協力を行うだけで、ということで、議論がかみ合わなかった。

個別の質問については回答をするとのことであったため、別途正式に質問状を送付することにして面談を終了した。

以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング	
日時	2016年6月15日 11:50~12:40	
場所	GoMWRD (Sinchan Bhavan, Barne Road, Mangalwar Peth, Pune)内の会議室	
参加者	GoMWRD	Er. T. N. Munde Chief Engineer(Water Resource) Mr. R. Shah, Superintending Engineer (Hydro Electric Project, Koyna Design Circle), Mr. Sharad(前 superintending engineer) 他数名
	JPOWER	原田団長、中畑、佐々(記)
	TCE	Mr. Rajaram Raman, Senior Manager (Civil)

マハラシュトラ州政府で水力発電計画並びに建設を担っている Water Resource Department (WRD) に所属し、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』でカウンターパートであった Munde 氏に、マハラシュトラ州での揚水発電開発の状況や将来展望を伺った。内容は以下の通り。

- 1) 事前に受け取った JICA Study Team の質問への回答は、添付資料-1 の通り。Warasgaon が最も advance stage。PFR、PIR を終え DPR 実施段階にある。他 Panshet, Varandah Ghat は S&I が反対によりストップ。
- 2) 上記質問票の 7 番への回答欄に記載のある Atvan PSP と Koyna Stage-VI (PSP) の Pre-Feasibility Report を後日提供する。
- 3) WRD は揚水発電所を建設したいが、発電会社である MAHAGENCO は揚水発電の発電コストが火力発電に比べて、割高であることから、低廉な電力を供給するという観点から、揚水発電は不要と立場(既設の Ghatghar 揚水:7 INR/kWh に対し、火力は 2 INR/ kWh)。
- 4) MAHAGENCO はピーク対応を比較的豊富な既存の一般水力で行い、ベースやミドルロードは火力で行うという考えである。しかしながら、MAHAGENCO には、州政府の 10,000MW の再生可能エネルギー(主に風力と太陽光)の開発目標が実現した場合の系統安定性の確保という視点はない。
- 5) 上記のほかに、揚水発電計画が推進しない原因としては、責任ある開発主体の不在、(系統安定に必要なだとしても)割高な発電コストの負担者の不在もあげられる。
- 6) 以上により、マハラシュトラ州においては、揚水発電所を不要と見なしている勢力も存在するが、WRD は将来的に揚水発電が必要になると考えているので、WRD の予算で、揚水発電計画の DPR 作成のための調査を実施している。よって調査の具体的な完成期限、target を持っているわけではない。
- 7) (Warasgaon 地点では住民移転が必要ではないか、との JICA Study Team の質問に対して) 移転しなければならない人数は約 150 名であるが、移転に反対している人はおらず、本プロジェクト推進上、住民移転が障害になると考えていない。
- 8) ただし EIA はまだ未着手。EIA にかかるのは DPR の州政府承認を得てからになる。

以上

添付資料

- 1) JP の質問票への回答 (att-1)

Questionnaire for Discussion with JICA Study Team

<p>1. Standpoint of Pumped Storage (a) Are you eager to install pumped storage plant? If yes, please show us what is the main driver for GOMWRD to pursue PSP opportunities (such as financial benefits, peak power supply, supplying balancing power to grid, etc.)? (b) Has the state government been aware of the needs of PSP? What is their standpoint for PSP</p>	<p>The maximum demand of the state in the month of March 2016 was 19646MW and minimum demand was 14489MW. Therefore there is a difference of 5150MW in the maximum and minimum demands. However due to variation in the availability of coal, water and sunlight the generation gets affected. During the minimum demand the electricity generation of thermal plants may have to be reduced which is not suitable. This surplus energy can be provided to the PSS. Further by 2020 state has planned to add 7500MW of solar energy and 5000 MW of wind energy. These two energy sources being variable and intermittent in nature, Pumped storage scheme can be the only long term and technically feasible option for balancing energy source. Hence GOMWRD requires Pumped storage scheme for catering to peak hour demand and also for supplying balancing power to grid.</p>
<p>2. Current Status of 3 Pumped Storage Projects listed in 2012 by JICA Survey Please show us the present progress of Panshet, Warasgaon & Varandh Ghat pumped storage projects which were classified as hopeful in the "Data Collection Survey on Pumped Storage Hydropower Development in Maharashtra" executed in 2012 by JICA. In addition, please show us your development plans of the three projects such as commencement of the construction, commissioning, etc. What scale of the annual budget has GOMWRD been working on for new PSP developments (above 3 projects) in general?</p>	<p>The present status of the three PSP is as below-</p> <ul style="list-style-type: none"> • Warasgaon PSP(1200MW) Pre feasibility report (PFR) has been approved. The survey and investigation of the project has been completed. The (Preliminary Investigation Report) of the project has been approved. The preparation of Detail Project Report (DPR) is in progress. • Panshet PSP (1600MW) Pre feasibility report (PFR) has been approved . The survey of the project has been completed. Investigation of upper dam and upper portion of water conductor system has been completed. However due to stiff opposition from local villagers on the lower portion of the PSP, the work of the investigation of the lower dam and lower portion of water conductor system could not be started. • Varandhghat PSP (800MW) Pre feasibility report (PFR) has been approved . The survey of the project has been completed. Investigation of upper dam and upper portion of water conductor system has been completed. However due to stiff opposition from local villagers on the lower portion of the PSP, the work of the investigation of the lower dam and lower portion of water conductor system could not be started.
<p>3. Current Status of Kodali Pumped Storage Projects (a) According to CEA's presentation on PSP held on 27th October 2015, status of Kodali</p>	<p>Detailed survey and investigation for this scheme for preparation of project report is yet to be taken in hand.</p>

<p>PSP was reported that the project economical investigation report was submitted to the government by WRD. In this regard, we would like to know current status to review the report by the government.</p> <p>(b) Please please show us the project name and give us the detailed information such as the map, drawing, installed capacity, number of units, maximum discharge, head, etc. (If the PFR has been completed, we would like to obtain copy of the PFR.)</p>	<p>To be replied at Government Level.</p>
<p>4. Standpoint of Inchampalli Pumped Storage Project</p> <p>According to Telangana State Generation Co., Ltd., Inchampalli PSP jointly proposed by Telangana, Maharashtra and Chhattisgarh has been called off. In this regard, is there any influence on your development of PSP?</p>	<p>The process of obtaining approval of Cabinet sub-committee dealing with infrastructure development is in progress at government level.</p>
<p>5. THDC's Malshej Ghat Pumped Storage Project</p> <p>According to TCE's information, it is reported that the implementation agreement is yet to be signed with State Government. In this regard,</p> <p>(a) Is there any obstacle against the signing?</p> <p>(b) Do you foresee to sign the agreement?</p> <p>(c) In your electric power development plan, when is this PSP planned to be Commissioned?</p>	<p>Status is asked from Superintending Engineer, Koyna Construction Circle, Satara and same will be incorporated. This project is considered as future PSS Project</p>
<p>6. THDC's Humbarli Pumped Storage Project</p> <p>According to TCE's information, it is reported that</p>	<p>Status is asked from Superintending Engineer, Koyna Construction Circle, Satara and same will be incorporated. This project is considered as future PSS Project</p>

<p>approval from National Wildlife Board is pending even though the project was recommended and forwarded by the state board wildlife in 2011, and almost five years have passed since the above recommendation. In addition, according to homepage of THDC, it is explained that this project is located on the fringe area of Konya Wildlife Sanctuary (KWLS) affecting six villages, namely; Torane, Gokul, Hymbarli, Kaamergaon, Mirgaon and Deshmukhwadi. Considering the above, it seems to be difficult to acquire approval of National Wildlife Board even though the recommendation by the state wildlife board. In this concern;</p> <p>(a) We would like to hear about your view.</p> <p>(b) Is this PSP ranked in your electric power development plan?</p>	<p>In addition to the above three P.S.Ps the Pre feasibility reports of the following PSP have been approved.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Atvan PSP(1200MW) Taluka –Maval/Sudhagad Dist.Pune/Raigad. • Estimate for the work of survey and investigation has been submitted to GOMWRD for obtaining Revised Administration Approval . • Koyana Stage VI (400MW) Taluka – Patan Dist.Satara. <p>The work of survey & investigation could not be taken in hand for want of information regarding availability of off peak energy in the state.</p>
<p>7. Pumped Storage Project except the above Except the above project, do you have other pumped storage project? If yes, please show us the project name and give us the detailed information such as the map, drawing, installed capacity, number of units, maximum discharge, head, etc.</p>	<p>The work of KDPH is stopped at present pending approval to revised cost of project.</p>
<p>8. Current Situation of Konya Left Bank PSP (a) Please show us the current status of this project under construction. (b) Please show us when this PSP will be planned to be commissioned</p>	<p>The total capacity of the identified five PSPs namely</p> <ul style="list-style-type: none"> • Panshet -1600MW
<p>9. Measures for Advance of PSPs According to CEA's presentation on PSP held on</p>	

27th October 2015, it was reported that Maharashtra state has the largest capacity for pumped storage potential in India and the capacity is 27,094 MW. But, only 400 MW (Bhira & Ghatghar PSPs) has been developed and 80 MW (Konya Left Bank PSP) is under construction. Although most of the undeveloped PSP probably have obstacles on reserve forest, wildlife sanctuary, etc., do you have any idea to overcome such problems for advance of the undeveloped PSP?

- Warasgaon -1200MW
- Varandghat-800MW
- Atvan -1200MW
- Koyna Stage VI- 400MW,

Which total up to 5200 MW. The identification of potential PSPs along the western ghat in the state will be continued. The projects though having obstacles of reserved forest clearances may be sought from the forest department once the DPR s are approved by the state government. However the projects lying in the core area of the wild life ^{Social Security} century may not be taken up.

To be replied at Government Level.

10. **Interest in Japanese Yen Loan**
 (a) Are yen-denominated government credits attractive? Do you hope to borrow yen-denominated government credits for construction of pumped storage plant?
 (b) If you have interests to pursue Japanese Yen Loan for PSP, have you shown interest to the state government?
 (c) Has the state government, especially finance sectors acknowledged the interest and has been supporting it?

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング	
日時	2016年6月16日 17:00～18:00	
場所	Maharashtra Electricity Regulatory Commission 内会議室	
参加者	MERC;	Mr. Prafulla S. Varhade, President Mr. Sachinkumar Bayas, Vice President
	JPOWER;	廣瀬、Mr. Mr. Rajiv Santhanam (Desein)、久谷 (記)

- ・ 既存揚水発電所は州 Discom と PPA を結んでいる。
- ・ TATA の揚水発電所は、灌漑用水との競合から稼働が落ちている。
- ・ 揚水発電所の場合、揚水用の電力所費と発電量の差分（ネット消費量）を電力消費量として課金する。託送料金を支払う必要はないと定められている。
- ・ Maharashtra 州の揚水発電用電力料金の取扱いは tariff regulation に定められており、下記サイトからダウンロード可能。

<http://www.mercindia.org.in/>

Case No 111 of 2014

<http://www.mercindia.org.in/pdf/Order%2058%2042/Order-111of2014-25032015.pdf>

Tariff regulation 2015, 50. Pumped storage hydro generating station

http://www.mercindia.org.in/pdf/Order%2058%2042/MYT%20Regulations%202015_Gazette.pdf

- ・ 現在でもピーク/オフピークの差が 50%程度あり、また再生可能エネルギーの増加などから、今後アンシラリーサービスが必要になると認識しており、その検討を行っている。どういったサービスが必要となるのか、どういようにして取引をするのか等様々な検討を行う必要がある。（もう少しばかり時間を要すると理解）
- ・ 発電及び送電の料金は CEA がインド全体に適用する基準を定め、州規制委員会はそれに従う。州規制委員会には若干の裁量の余地があるが、全ての州で均一の基準が適用されている＝州規制委員会の裁量の余地は小さい、と理解してよい。他方、配電・小売料金の設定は州規制委員会の専管事項。アンシラリーなどについては中央のガイドラインがまだない。
- ・ 関係者から具体的な要請があれば、必要な検討、公示などを行い定める。
- ・ 揚水発電は水資源局の管轄下にあり、関連政策の策定や用地の選定は当該部署で行われる。
- ・ Maharashtra 州では、揚水発電は Genco が売電者になることとなっており、Discom は所有することはない。
- ・ Discom の債務削減には他州に先駆け 2000 年から取り組んでいる。段階的に（2005 年、2011 年、2015 年）料金改定を進め、現在は小売料金と供給コストの差が小さくなっている。UDAY には参加したが、十分マネージ出来ている。
- ・ 火力の燃料価格の変化は毎月自動的に小売料金に反映されるようになっている（燃料費調整制度）。調整幅が認可料金の+20%以上となる場合は、新たに料金審査が必要となる。

- Discom の電力調達については、短期契約（3 年未満）が 5%を超える場合は認可対象となる。（中期：3-12 年、長期：12 年以上、多くは 25 年）
- DISCOM の中には、ほとんどの PPA が 3 年という会社も存在する。
- 電力調達の契約形態別には、相対契約の場合は認可対象となる。入札による調達の場合は、入札手順を確認する。
- 既存を含む 100MW 以上の石炭火力は脱硫、脱硝設備の設置が義務となった。
- 1MW 以上の需要家は自由化されており、送電線料金を払って Genco と直接契約することが出来る。21GW 中 6GW が対象。自由化された料金に関しては、MERC の管轄外。
- 需要管理の観点からは、ピークシフトに協力した場合は INR1/kWh が支払われる。
- 様々な省エネ政策（LED 電球の普及：DELPC）や DSM などにも取り組んでいる。
- マハラシュトラ州は、ムンバイに人口が集中しており、かつ地形的にも狭い範囲に密集している。経済的な重要性から電力の供給が途切れることは許されない。ムンバイへの送電は主に北と東からになっており、送電容量はひっ迫気味。不足する場合はムンバイ近郊の石油火力を起動して対応している。

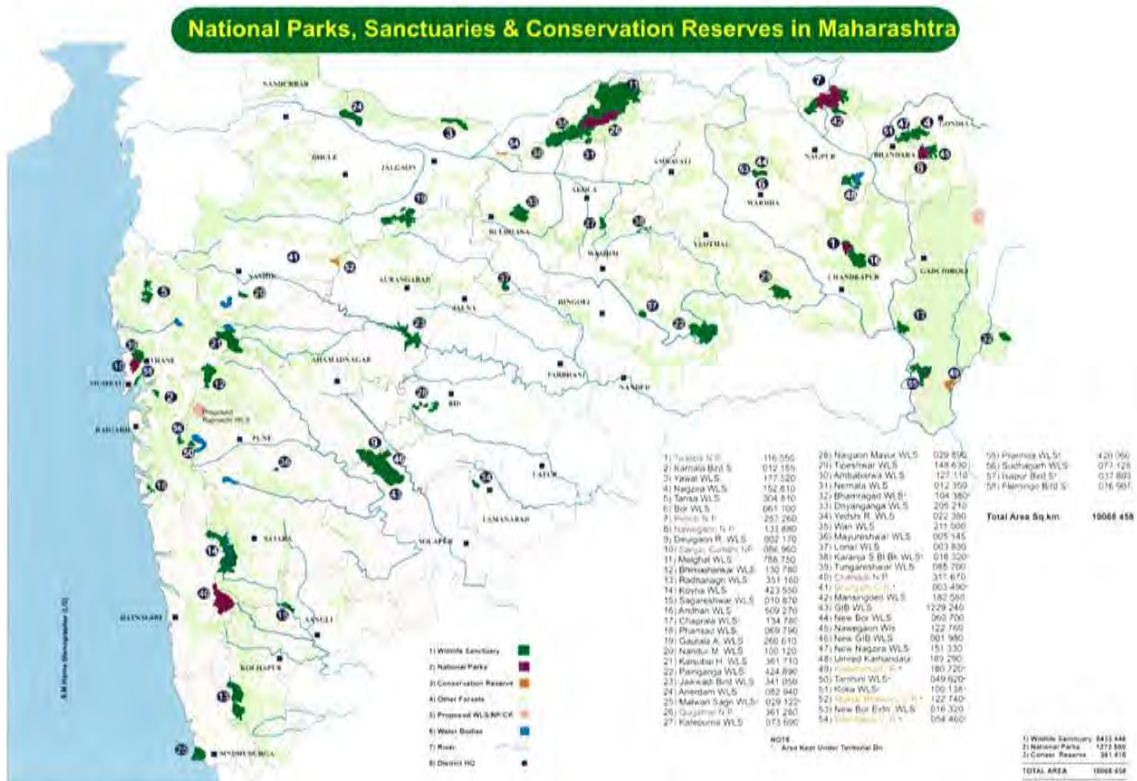
以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年6月16日 11:00~11:30
場所	マハラシュトラ州 Forest Department
参加者	IFS: Mr. Shree Bhagwan, Principal Chief Conservator of Forests (wildlife) & Chief Wildlife Warden, Maharashtra State J-POWER; 平原、浦郷（記）、近藤

JICA 調査の目的と調査の概要を説明し、Maharashtra 州内の保護区の位置と、Panshet, Warasgaon, Varandah Ghat, Kodali, Humbarli, Malshej Ghat 周辺の森林地図の提供を求めた。

州内の保護区は 47 地点で保護区境界線のトレースによるデジタル化が終わっているが、すべての保護区の境界がデジタル化されているわけではない。おおよその位置は州全体図で把握可能である。公園の名称をメールで受信後、境界の情報を提供する。



サンクチュアリーや国立公園の周辺 10km は、バッファゾーンもしくは Eco Sensitive Zone として指定されており、大規模な開発は規制されている。

州内の森林の位置は Survey of India の地図に記載されている緑地と同一ではない。森林情報の必要な District の名前をメールで受信した後、森林の図を提供する。

以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング	
日時	2016年6月16日 11:30~13:15	
場所	GoMWRD Mrs. Vasanti A. Ankush のオフィス (Mumbai, HSBC Building 4 th FL)	
参加者	GoMWRD	Mrs. Vasanti A. Ankush, Chief Engineer(Elec, Head of PSP) 他4名
	JPOWER	原田団長、中畑、佐々(記)
	TCE	Mr. Rajaram Raman, Senior Manager (Civil)

マハラシュトラ州政府で水力発電計画並びに建設を担っている Water Resource Department (WRD) の中で、丸紅情報によると、揚水発電の責任者 (Head of PSP) である Mrs. Vasanti A. Ankush に、添付の質問票に沿って、マハラシュトラ州での揚水発電開発の状況や将来展望を伺った。内容は以下の通り。

- 1) JP が準備した質問への回答は添付資料-1 の通り。
- 2) Maharashtra 州では、火力発電の平均発電コスト 2~3 INR/ kWh に対し、揚水発電 (既設 Ghatghar 揚水発電所の場合) の発電コストが 7 INR/kWh であり、揚水発電は火力発電に比べて、高コストであることが揚水発電の推進に障害となっている。
- 3) よって、MAHAGENCO、MAHATRANSCO は、低廉な電気を供給するとの考えのもと、揚水発電ではなく、火力発電を推進することを主張している。
- 4) 現在、一時的に電力の供給不安は解消されているが、添付資料-3 に示すように、Peak Power の需要が 2031-32 年時点で、現在の約 3 倍に達するので、WRD としては、揚水発電が必要と考えている。
- 5) 現在、一時的に電力需給緩和し、電力供給が需要を上回っているが、その一因はこの 2 年間モンスーンによる降雨が比較的多く、ポンプ動力用電源のための農業灌漑需要が低迷したためであると WRD は考えている。上記のように、電力需要は今後一貫して伸びるのは確実であるので、現在のような電力供給が需要を上回っている状況は長く続くはずはないと WRD は考えているが、一方、州政府 (Energy Department) や MAHAGENCO 等はそうのように考えておらず、電力供給の面で、揚水発電所の必要性を認識していない。
- 6) SLDC (State Load Dispatch Center) も系統安定のために、揚水発電が必要と考えている。
- 7) 現在、最も計画が進んでいる Warasgaon 計画において、可変速機の導入を考えているが、定速機と比べて、コストはどのくらい違うのか。また、可変速機の有効性 (アンシラリーサービス) を金額で評価できるか。
⇒JP 回答: 日本の 2 社に可変速機の値段をヒアリングした結果、20 Million USD/ unit と 50 Million USD/ unit と大きな差があった。前者であれば、プロジェクト全体コストに占める可変速機によるコスト増は小さいが、後者では多少大きくなる。可変速機の有効性を金額で評価することは難しい。
- 8) 揚水発電所の経済性評価のための国際的なガイドラインはあるか?
⇒JP 回答: ないと思う。基本的に、一般水力だろうと、揚水発電だろうと、評価手法は同じで、代替火力発電所との経済性の比較になる。

- 9) 6/20（月）に開催される CEA 主催の揚水発電に関する会議には、Mrs. Vasanti A. Ankush が出席する。その会議のためのプレゼン資料を披露していただき、また、ソフトコピーも入手した。（添付資料-3）。

以上

添付資料

- 1) JP の質問票への回答 (Att-1)
- 2) Kodila PSP の緒元 (Appendix-5_10)
- 3) 6/20（月）の CEA 主催の PSP に会議のために作成したプレゼン資料 (Appendix-5_05)

Questionnaire for Discussion with JICA Study Team
regarding Pumped Storage for the Data Collection Survey on Power Sector and Pumped Storage Projects in India

As you know, Government of India plans to install renewable energy of 175,000 MW by 2022 which mainly consist of solar and wind powers. Accordingly, the Ministry of Power aims at adopting pumped storage power plant for the large-scale development in order to stabilize the grid system as well as to secure peak power & to effectively use surplus off-peak power. Currently, JICA Study Team is surveying pumped storage projects in India for future implementation of PSP utilizing Japanese Yen Loan. So, JICA Study Team would like to ask you the following.

Questions	Answers
<p>1. Standpoint of Pumped Storage</p> <p>(a) Are you eager to install pumped storage plant? If yes, please show us what is the main driver for GOMWRD to pursue PSP opportunities (such as financial benefits, peak power supply, supplying balancing power to grid, etc.)?</p> <p>(b) Has the state government been aware of the needs of PSP? What is their standpoint for PSP?</p>	<p>(a) Yes. The main objects are supply of peak power as well as balancing power to the grid.</p> <p>(b) Yes.</p>
<p>2. Current Status of 3 Pumped Storage Projects listed in 2012 by JICA Survey</p> <p>Please show us the present progress of Panshet, Warasgaon & Varandh Ghat pumped storage projects which were classified as hopeful in the “Data Collection Survey on Pumped Storage Hydropower Development in Maharashtra” executed in 2012 by JICA. In addition, please show us your development plans of the three projects such as commencement of the construction, commissioning, etc.</p> <p>What scale of the annual budget has GOMWRD been working on for new PSP developments (above 3 projects) in general?</p>	<p>3つの計画の中では、Warasgaon 計画が最も進んでおり、2012年実施の JICA Study で Pre-Feasibility Study (PFR) が終わり、その後、Preliminary Investigation Report (PIR) も承認され、現在、Detailed Project Report (DPR) 作成のための、調査を実施している。この計画は、自然及び社会環境上の障害もなく、WRD の揚水計画地点の中で、最も有望と考えている。</p> <p>それに比べ、他の2地点は、用地獲得等の問題もあり、上記の JICA Study で、Pre-Feasibility Study が終わっているが、PIR の準備中である。</p> <p>As for budget for PSPs, 特別 PSP のために割り当てられた予算はない。よって、DPR 作成も他の予算を使って実施している。</p>

Questions	Answers
<p>3. Current Status of Kodali Pumped Storage Projects</p> <p>(a) According to CEA's presentation on PSP held on 27th October 2015, status of Kodali PSP was reported that the project economical investigation report was submitted to the government by WRD. In this regard, we would like to know current status to review the report by the government.</p> <p>(b) Please please show us the project name and give us the detailed information such as the map, drawing, installed capacity, number of units, maximum discharge, head, etc. (If the PFR has been completed, we would like to obtain copy of the PFR.)</p>	<p>(a) Kodali 計画は、PIR の準備中である。</p> <p>(b) 現時点での諸元表を提供する (添付資料-2 参照)。レイアウトは提供できない。</p>
<p>4. Standpoint of Inchampalli Pumped Storage Project</p> <p>According to Telangana State Generation Co., Ltd., Inchampalli PSP jointly proposed by Telangana, Maharashtra and Chhattisgarh has been called off. In this regard, is there any influence on your development of PSP?</p>	<p>貯水池の背水が Maharashtra 州に入るだけであり、Inchampalli PSP が中止になっても、Maharashtra 州での揚水開発計画に影響はない。</p>
<p>5. THDC's Malshej Ghat Pumped Storage Project</p> <p>According to TCE's information, it is reported that <i>the implementation agreement is yet to be signed with State Government</i>. In this regard,</p> <p>(a) Is there any obstacle against the signing?</p> <p>(b) Do you foresee to sign the agreement?</p> <p>(c) In your electric power development plan, when is this PSP planned to be commissioned?</p>	<p>(a) 左記の Implementation Agreement への署名に障害はない。</p> <p>(b) 上記の通り、障害はないはずなので、時期が来れば、署名されるはず。</p> <p>(c) 明確になっていない。</p>
<p>6. THDC's Humbarli Pumped Storage Project</p> <p>According to TCE's information, it is reported that <i>approval from National Wildlife Board is pending even though the project was recommended and forwarded by the state board</i></p>	<p>はつきりしたことはわからないが、左記の問題のために、プラントレイアウト (or 場所) を再検討しているようだ。</p>

Questions	Answers
<p>wildlife in 2011, and almost five years have passed since the above recommendation. In addition, according to homepage of THDC, it is explained that <i>this project is located on the fringe area of Konya Wildlife Sanctuary (KWS) affecting six villages, namely; Torane, Gokul, Hymbarli, Kaamergaon, Mirgaon and Deshmukhwadi</i>. Considering the above, it seems to be difficult to acquire approval of National Wildlife Board even though the recommendation by the state wildlife board. In this concern;</p> <p>(a) We would like to hear about your view.</p> <p>(b) Is this PSP ranked in your electric power development plan?</p>	
<p>7. Pumped Storage Project except the above</p> <p>Except the above project, do you have other pumped storage project? If yes, please show us the project name and give us the detailed information such as the map, drawing, installed capacity, number of units, maximum discharge, head, etc.</p>	<p>Inchampalli 計画を除く上記の 6 地点のほかに、6 地点あり、出力の合計は 8,355MW である (添付資料-3 参照)。</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Mutkhel PSP (110 MW = 1×110 MW) ➤ Ghatghar PSP Stage-2 (125 MW = 1×125 MW) ➤ Chikhaldara PSP (400 MW = 2×200 MW) ➤ Atvan PSP (1,200 MW = 4×300 MW) ➤ Koyana Hydel Project Stage-VI (400 MW = 2×200 MW) ➤ Nive PSP (1,200 MW = 3×400 MW) <p>しかしながら、いずれの計画の進捗は極めて初期の段階である。また、上記のうち、Konya Hydel Project Stage-VI は、NHPC が関心を示している PSP である。</p>
<p>8. Current Situation of Konya Left Bank PSP</p> <p>(a) Please show us the current status of this project under construction.</p> <p>(b) Please show us when this PSP will be planned to be commissioned.</p>	<p>(a) 建設費が高いことが原因となり、建設が中断している (デリア水車が高コストの原因とのこと)。</p> <p>(b) 上記のような状態であり、運開時期は未定である。</p>

Questions	Answers
<p>9. Measures for Advance of PSPs</p> <p>According to CEA's presentation on PSP held on 27th October 2015, it was reported that Maharashtra state has the largest capacity for pumped storage potential in India and the capacity is 27,094 MW. But, only 400 MW (Bhira & Ghatghar PSPs) has been developed and 80 MW (Konya Left Bank PSP) is under construction. Although most of the undeveloped PSP probably have obstacles on reserve forest, wildlife sanctuary, etc., do you have any idea to overcome such problems for advance of the undeveloped PSP?</p>	<p>自然環境条件をクリアするため、具体的方策を持っていない。</p>
<p>10. Interest in Japanese Yen Loan</p> <p>(a) Are yen-denominated government credits attractive? Do you hope to borrow yen-denominated government credits for construction of pumped storage plant?</p> <p>(b) If you have interests to pursue Japanese Yen Loan for PSP, have you shown interest to the state government?</p> <p>(c) Has the state government, especially finance sectors acknowledged the interest and has been supporting it?</p>	<p>(a) 円借款は魅力的であり、PSPを推進する際に借入したいと考えている。</p> <p>(b) DPRがなければ、州政府には上記の関心表明ができない。</p> <p>(c) 同上</p>

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年6月16日 14:30～15:30
場所	Maharashtra State Power Generation Co. Ltd 内会議室
参加者	MAHATransco; Mr. Manohar D. Godwe JPOWER; 原田、佐々、中畑、Mr. Rajaram Raman (TATA)、廣瀬、Mr. Rajiv Santhanam (Desein)、久谷 (記)

揚水発電の運用について

- ・ 揚水発電の計画および設置は州 Water Resource Department (WRD) が行い、運用・保守を MAHAGenco が行う。
- ・ 電力は PPA で Discom に販売しており、実際の発電指令は給電指令所が出す。
- ・ MAHAGenco は WRD から発電所をリースされており、WRD にリース料を支払っている。リース料や運転保守費用を加えた発電コストは INR7/kWh。これには揚水用の電力コストを含んでいない。
- ・ これらのコストは全て Discom にパススルーするため、MAHAGenco 自体の懐は痛まず、電力を購入する Discom の負担となる。足元の火力の平均発電コストは約 INR3/kWh であり、Discom は揚水発電の高コストを嫌う傾向にある。
- ・ WRD は複数の揚水発電計画を持っているが、Discom が PPA を締結しない限り実現しない。計画中の揚水発電のコストは INR13-17/kWh と試算されており、これが計画実現の障害となる可能性がある。
- ・ 需給調整電源、アンシラリーサービスが必要であり、揚水発電がその機能を持っていることは理解しているが、経済性が大きな課題と認識。

電源開発計画について

- ・ Discom が需要予測を行う。
- ・ 供給側は、揚水を含む水力発電の開発計画は WRD が行う (MAHAGenco ではない)。火力の開発計画は MAHAGenco が策定。再生可能エネルギーは、MAHAGenco が仲立ちして発電者と Discom が直接契約を締結する (MAHAGenco が開発計画を立てるのではない)。これら全体の調整を行うのは、州 Energy Department。
- ・ MAHAGenco および IPP が今後行う電源開発の多くは石炭火力。現在進行中のものとしては、石炭火力 2000MW、ガス火力 200MW (国産ガス) がある。
- ・ MAHAGenco の開発計画は 5 年計画しかなく、2020 年以降の長期はない。

以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年6月17日 11:15～12:15
場所	Maharashtra State Electricity Transmission Co. Ltd 内会議室
参加者	MSETCL; Mr. Ravindra D. Chavan, Director 他9名 MSLDCからの参加者も含まれる。 JPOWER; 廣瀬、Mr. Mr. Rajiv Santhanam (Desein)、久谷（記）

- ・ 冒頭、PSP の建設に係ることであれば、MWRD および MahaGENCO が管轄であり、MSETCL ではない。何をしに来たのか？と聞かれたが、州の需給バランス、系統内の電力の移動などについては TCL も知見が大いにあると考えたため訪問している。他の関係各所も聴取する予定だと説明。
- ・ 既存 Ghatghar 揚水発電所および MH 州の電力需給に関する資料（プレゼン）を受領
 - ・ 州の需給状況
 - 2015 年 4 月から 2016 年 6 月の実績では、ピーク／オフピークのギャップが 2.8～5.3GW。
 - 日負荷曲線で 18 時前後の需要が急減しているのは、農業用の電力消費がなくなるため（16 時から 22 時は利用が規制されている）。
 - ピーク対応電源としては、最もコストの安い水力を優先。次いでガス火力であるが、これは場合によってはガス供給（燃料が供給されず稼働できない）が問題となる。
 - 現状では、
 - ガスは供給上ためることが出来ないため、自由に発電することはできない。
 - ・ Ghatghar 揚水の運用
 - 州のピーク需要 21GW に対して揚水発電の容量は 250MW と小さいが、需給バランスの安定化に貢献。
 - 毎日 6 時間、年間 313 日稼働。ただしここ 3 年間は、渇水の影響で稼働が落ちている。
 - 発電は朝 9 時～午後 3 時、夕方 6 時半ないし 7 時より 3 時間。
 - 揚水は夜のオフピーク時が中心
 - 系統周波数が下がっている時に発電、あるいは上がっている時に揚水することもある。
 - 15 分で連系でき、最低でも 1 時間は運転する。
- ・ 州 Water Resource Department が 2022 年度以降の commissioning 予定で 7 地点(350MW×2、400MW×4、300MW×4、400MW×2、110MW、200MW×2、400MW×3) の揚水発電を計画している。（通知文書あり）すべて 2022 年以降運開となのは、建設に 6 年はかかるため。これらに基づき、送電線の計画などを TCL は行う。
- ・ マハラシュトラ州では、Transco や Discom が揚水発電を自ら建設、所有、運用することはない。水力は WRD が建設し、OM を MahaGENCO が担当。PPA は MahaGENCO と DISCOM の間で結ばれる。
- ・ 揚水発電は森林の伐採や住民の移転が課題となる。

- 2013年に連邦政府で土地収用に関する新法が出来た。州政府は新法に則った規則を定めなければならないが、マハラシュトラ州では未施行。
- 送電線の Right of Way に関する新規制（補償条件の改善）を検討しており、将来、用地取得の環境が改善することを期待。
- ただし、すでに送電線網が州内に張り巡らされているため、新規に RoW を獲得しなければならないケースは少ない。（既設送電線の増強で対応。）また、比較的手厚い補償パッケージを用意しているので、大きな問題になることはない。
- 太陽光発電の増加は、朝ピーク時の供給力として期待できる。ただし、系統運用はさらに難しくなる。風力に関しては、現状 434MW、平均 48MU/日。（U: unit=kwh）

以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年6月17日 14:10~14:40
場所	Maharashtra Energy Development Agency (MEDA)
参加者	MEDA: Manoj A. Pise, General Manager (PG-1 & IDD) J-POWER; 平原(記)、浦郷、近藤

Q1: 州の政策では今後5年間に VRE (Variable Renewable Energy) を 14.4GW 増やす計画がある一方、Power for All 報告書では FY2019 のピーク需要を 26MW と見込んでいる。計画すべてをグリッドに投入することができるか？

数値は確かにその通り。Renewable Energy (RE) の計画には小水力計画も含まれている。設備出力 25MW までは小水力という位置づけ。小推力全体では 400MW 程度。ただし、揚水案件は RE には含まれていない。

Q2: PSP は需給ギャップを解決する方法であるか？

PSP はコストが高いのが難点。これに尽きる。

Q3: MH 州の中では太陽光、風力、バガス等の RE があるが、このうちどれに開発のプライオリティーがあるのか？

優先度の高いのは何と言っても太陽光である。その理由の一つとして、州内には雨があまり降らずに太陽光発電に適した地点があることが挙げられる。1年のうち約 10 か月間は雨が降らないところもある。もう一つの理由は、年々設備コストが下がってきており、商業的にも competitive なものになってきていることである。コストは 4.5 ルピー/kWh 程度。

風力についてはコストが高止まりしている。それに加えて信頼性が低いのが難点。

Q4: 揚水への可変速機導入による電力の質の安定化機能についてどう考えるか？

RE 導入に伴い、電力の質の安定化は重要で、技術的には可変速機導入はよいオプションであることは間違えない。ただし実務的には揚水発電のコストがそれに見合うものなのかどうかは十分に検討する必要がある。

Q5: 州の政策として VRE で発電された電力の一部しか州の DISCOM で購入されないようになってきている。他州への売電はうまく機能しているのか？

RPO (Renewable purchase obligation) Obligation により配電会社は買い取り電力量の 10%は Renewable energy での発生電力を買い取る義務がある。世界的な気候変動問題対応として 10%の数値が設定されたが、現実的には高い原価の電気を買入れることは、高い電力料金につながるため、必ずしも RE の普及に役立つものでもない。

価格競争力がある RE はオープン・アクセス制度によりで州内に限らず発電業者が市場原理に基づき、より高く売れるところを選ぶことができる。

Q6: マハラシュトラ州の VRE プロジェクトは他州のものと比較して競争力のあるものか？

売電単価が 6-7US セントの場合には Discom が購入してくれる。

マハラシュトラ州の特徴として夏の気温が 40-42℃であるのに対し、グジャラートやラジャスタンも太陽光発電の盛んな州では 45℃以上になる。気温は太陽光の発電効率にも影響する。その点でマハラシュトラ州はより太陽光発電に適しているといえる。その意味で太陽光発電の競争力はあるといえる。

Q7: より現実的想定として発電設備増強はどのくらいであると考えているのか？

Renewable Energy の開発として 2GW/year をターゲットとしている。

Q8: つい先日 Suzlon グループ会長が風力が計画通り開発されないため、State Renewable Policy の変更を要求していると報道されたが、政策の何が問題なのか？

これは政策の問題でなく、風力のコストが高いということが一番の原因。MAHADISCOM はすでに 10%の購入義務を果たしており、原価の高い風力からの電気を引き取る必然性がない。

以前は風力開発に関するインセンティブ制度があったが、廃止された。今は太陽光開発が主眼である。

今年の 12 月までに Renewable Energy Management Centre が設立される予定で、そこでは発電量の想定およびモニターを行う。

その他追加の質問があれば 電子メールをくれればいつでも対応する。

Mr. Manoj A. Pise gmid@mahaurja.com

以 上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年6月17日 11:00~11:30
場所	マハラシュトラ州 Department of Agriculture
参加者	Dr. S.L. Jadhar, Director of Agriculture (Soil Conservation & Water Shed Management) 1. Shri. Ramesh Dhumal, Deputy Director of Agriculture 2. Shri. G.R. Adav, Deputy Director of Form pond 3. Shri p.N. So awake, Deputy Director of Agriculture (machinaug) 4. Shri. T.K. Chavdhari, Deputy Director of Agriculture 5. Shri. H.R. Mhaske, Deputy Director 6. Mahesh S. Zende, Deputy Director J-POWER; 平原、浦郷（記）、近藤

当該部署には、葉草栽培、養蚕、土壌保全などの部があり、雨水の地下浸透や土壌保全を促進するプログラムを実施・モニタリングしている。なお灌漑を管轄するのは Irrigation Department という別の部署である。

調査団の示した候補地には、既存もしくは計画中の灌漑・土壌保全などのプログラムを実施しているところがある。後日調査団から電子メールにて送付される GoogleEarth の位置情報を基に、既存・計画中のプログラムを連絡する。

灌漑プロジェクトや土壌保全プログラムはいずれも揚水発電事業と大きく競合するものではなく、問題は発生しないと思われる。揚水発電事業で用いる貯水池の集水域で土壌保全や地下浸透のプログラムが機能すれば、揚水ため池への堆砂量が減ることになるであろう。

過去に行われた灌漑プロジェクトでよく問題になったのは、森林、移転、土地収用、補償額などである。漁業や養殖への影響はあまり大きくない。生活用水や工業用水と灌漑事業が同じ貯水池を用いる場合は、最初に生活用水や工業用水への配水分が確保された後、灌漑用水に用いるようなルールを貯水池ごとに定めている。

以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年6月17日 10:45～12:45
場所	Maharashtra State Power Generation Co. Ltd 内会議室
参加者	MAHAGenco; Mr. Ravindra A. Deshpande, Executive Engineer 他計6名 JPOWER; 原田、廣瀬、Mr. Mr. Rajiv Santhanam (Desein)、久谷 (記)

電源開発計画について

- ・ 水力は Water Resource management、火力は MAHAGenco が立案し、州 Energy Department が全体のコーディネートを行う。

火力の燃料選択について

- ・ 州内の水力資源は概ね開発されつくされており、これ以上大規模な開発の可能性はあまりないと個人的には考えている。
- ・ 天然ガスは供給が確保されていない点が問題。天然ガスは ONGC が割り当てを行っているが、第一優先は肥料製造、第二優先は製鉄、第三が発電。URAN にはガス火力が6ユニットあるが、ガス供給不足で3ユニットしか稼働していない。
- ・ URAN では 200MW の増設計画があり用地の取得も済んでいるが、Ministry of Natural Gas (?) による天然ガス割り当てが許可されない。以前はイランから輸入する計画があったが、パキスタン領を通過することから実現していない。
- ・ そのため結果として、新たな開発は石炭火力となる。
- ・ 既存火力の平均的なコストは、石炭火力 INR2.5～4/kWh、ガス火力 INR2.75-2.85/KWh である。石炭火力は炭田と発電所間の距離が石炭の供給コストに影響する為、コストに幅がある。CAPEX は 12 年で償却しており、既存火力は O&M コストだけとなっている。

石炭火力について

- ・ 石炭火力の平均的な稼働率は 75-85%。稼働率 85%以上が目標として設定されており、これを下回るとペナルティが課せられる。このペナルティは売電コストに算入することが出来ない。
- ・ 石炭供給不足によって稼働が落ちる場合もある。これは MAHAGenco にとって不可抗力であり、ペナルティを課せられるのはフェアでない。
- ・ 排ガス処理設備（脱硫、脱硝）の設置を求められているが、インドの国内炭は硫黄分が高いこともあり、発電コストが増える、必要な量の石灰を確保するのが困難、副生物の処理が必要、といった問題がある。

土地収用について

- ・ 補償金は、MAHAGenco が各地域にある District Collector に金を出し、District Collector から地元住民などに支出される。民間による IPP の場合も、金の流れは同じ。
- ・ MH 州は土地コストが高い。補償金のコストもかなりを占める。

契約形態について

- ・ 発電所建設に際して融資を受ける場合、金融機関側が長期 PPA を融資実行の条件とする。そのため長期 PPA が主流であり、今後もそうなるを考える。
- ・ MAHAGenco は発電した電力の全量を MAHADiscom に売却する義務を負っている。民間や民間との JV であれば、MAHADiscom 以外にも販売が可能。
- ・ MAHAGenco の場合、10-12%が自己資金で、残りが借入。JICA を含め、海外からの融資も歓迎。

太陽光発電について

- ・ 州政府は 2015 年から 2020 年までの 5 年間で合計 7500MW の太陽光発電を追加することを決めた。このうち 2500MW が MAHAGenco に割り当てられ、残り 5000MW は民間が行う。7500MW 全て系統に接続する。
- ・ 2500MW の内訳は次の通り。ヒアリング時点の追加実績は 180MW(うち、50MW が PPP、130MW が独自 EPC)。
 - 1000MW : PPP。所有権は MahaGenco だが、Revenue Sharing という形で民間資金を入れる。土地も政府の土地。
 - 500MW : MAHAGenco が独自に行う EPC。州政府より未利用の公有地を確保して行う。
 - 500MW : Solar Park(50MW 以上)での設置。土地は州政府が確保済み。
 - 250MW : 運河への設置など、innovative なもの。
 - 250MW : 農業用。
- ・ PV 以外には、州政府は MahaGenco に再生可能エネルギーの導入目標を課していない。
- ・ 風力 5000MW など、MEDA の管轄。バガス発電は自家消費が主。
- ・ 最大の課題は用地の取得。用地は非農業用でなければならず、州政府による土地の確保が目標達成の成否を握っている。目標を達成するには 2 年以内の土地の確保が必要。
- ・ PV で発電した電力は MAHADiscom に 25 年の PPA で販売する。
- ・ 販売価格は MERC による審査の対象であり、MAHAGenco としては、来年 3 月までに完成した分については契約価格として INR6.04/kWh を期待している。完工が遅れた場合には価格は見直しが行われる可能性がある。
- ・ PV 電力の買取価格は INR4 まで低下しており、投資回収年数は 10-12 年。そのため、民間の投資が得にくくなっている。

需給調整について

- ・ 石炭火力のガバナ・フリー運転で一定の調整が可能で以前試みたが、上手く機能せず、現在は行っていない。(±5%以上の運用はしない趣旨の発言)
- ・ ガス火力は石炭火力よりも柔軟に調整可能だが、そもそも燃料の供給が不安定という問題がある。
- ・ そのため結果として水力が調整の多くを担っている。
- ・ マハラシュトラ州では水力発電が 3GW しかなく、この先ピーク/オフピークの差が拡大す

ることや PV が増えることによって需給調整が難しくなる可能性を指摘。彼ら（火力担当）は解決策について特段の意見はなし。（というよりその立場、ポストになく関心をあまり持たない模様）

以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年6月18日 10:50～12:00
場所	Maharashtra State Power Generation Co. Ltd 内会議室
参加者	MAHAGenco; Mr. Anil R. Nandanwar, Executive Director(火力計画) 他計2名 JPOWER; 原田、廣瀬、Mr. Mr. Rajiv Santhanam (Desein)、久谷(記)

需給調整について

- ・ 需給調整はガス火力と水力で行うことになる。
- ・ ガス火力は天然ガス供給が不足しているため十分に稼働することができず、調整の多くは水力に頼らざるを得ないと考える。ただし、水力の開発は MAHAGenco の所管ではない。
- ・ 輸入天然ガスの利用は選択肢としてあり得る。ただし、安い電力を供給する必要があり、したがって利用可能性は輸入天然ガスのコストに依存する。現在、ガス火力の発電コストは INR4.5/kWh (6/17 のヒアリングとは異なる額、6/17 の Executive Engineer の方が信用できる？と思われる) であるが、これと同等の発電原価を実現可能な天然ガスコストでなければならない。(現在は国産ガス利用で価格は \$4.2/MMBtu=輸入ガスの利用は不可能)
- ・ 近年連邦政府はより柔軟な需給調整・アンシラリー機能を求める Deviation regulation を導入し、州政府は今後これらに則った規則を制定する必要がある。しかし一方で、MAHAGenco の電源構成は需給調整に適さない石炭火力に偏っており、今後の開発計画も石炭火力中心。このような状態では、連邦政府が求める新規制に対応することが難しいのではないかと？
→ ガス火力および水力による調整能力を強化するしかないが、将来のことは誰もわからない。石炭火力の変動幅は 2-5%。

排ガス処理について

- ・ 既設を含め石炭火力は排ガス処理設備の設置が義務付けられた。特に脱硫が必要であるが、投資額の大きさが課題。これはマハラシュトラ州に限った問題ではなく、インド全土で共通の課題。連邦政府は 2017 年までの設置を求めているが、無理。延長を求めている。

水力発電について

- ・ MAHAGenco が州政府に支払っているリース料 INR7/kWh の内訳は不明。
- ・ 揚水を含む水力発電の開発では住民の移転が大きな問題。補償金を受け取った後に訴訟を起こされる例もあり、訴訟となると非常に長期になってしまう。

電力の卸売りにについて

- ・ 現在 MAHAGenco は全量を MAHADiscom に売電している。現在は供給力が余剰となっており、余剰発電能力の有効活用という点から、MAHADiscom 以外(民間 Discom、卸市場)への卸売りが可能となる方が良く考える。
- ・ 具体的な計画はないが、太陽光が増加する数年後にはさらに余剰が増えるため、対応せざる

るを得ないのではないか。

飛び込み面談：氏名、所属不明（名刺をもらえず）(MahaGenco Managing Director?)

- ・ MAHAGenco が所管する設備のうち、火力については自前で資金調達が可能であり外部からの支援は不要、太陽光発電は外部からの支援が必要となる可能性がある。
- ・ 州全体の電源開発計画のコーディネートは州 Energy Department が行っている。
- ・ 州全体では、揚水発電よりも太陽光発電に対する関心が高い。
- ・ 揚水発電のリース料は所定のルールに従って MERC が定めている。
- ・ 一般的に、揚水発電はネットで電力を消費する（発電電力よりも揚水用に消費する電力の方が大きい）ことからコストは高くならざるを得ない。

以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年6月20日 14:00～14:10
場所	オリッサ州 Department of Agriculture
参加者	Manoi Ahuja, I.A.S. J-POWER; 平原、浦郷（記）

Department of Agriculture は、灌漑計画などは掌握していない。灌漑を管轄するのは Department of Water Resources という別の部署である。隣のビルにいる Principal Secretary の Shri Pradeep Kumar Jena に会って話を聞きなさい。

以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年6月20日 12:30~13:15
場所	オリッサ州政府 Energy Department 内の会議室
参加者	オリッサ州政府 Energy Department, Principal Secretary Mr. Rajesh Verma (IAS) GEDCOL Mr. Hemant Sharma, Managing Director OHPC Mr. Aswini Kumar Sahu, CGM(Elect)-cum-Director(Ope), I/C Study Team 原田団長、廣瀬、久谷、中畑、近藤、佐々

Odisha 州政府の Energy Department に、同州における電力セクターの現状、揚水開発をヒアリングした。内容は以下の通り。

- 1) Odisha 州政府では、系統へのバランスパワーの供給（ピーク／オフピークの格差拡大、変動性再エネの増加への対応、乏しいガス火力）、中央政府の揚水開発を促進するポリシーなどのために、揚水発電が必要と考えている。
- 2) しかしながら、Odisha 州では揚水発電の経験がないので、揚水発電計画を立てる上で、無償資金協力にて“Project Development Assistance (PDA)”という方法で援助してほしいと考えている。これについて、過去に ADB と協議したことがある。西ベンガル州の Purulia 揚水（運転中）や Turga 揚水（DPR 審査中）といった事例と同じスキームがやり易いかもしれない。
- 3) また、揚水発電所の DPR が完成して以降、D/D や S/V のためのファイナンスにおいて、特定の資金ソースが念頭にあるわけではなく、よって、円借款も候補の一つである。
- 4) 海外からの借り入れには上限が定められているが、余裕がある。
- 5) (『円借款を借りるためには、まず開発の意志を正式に表明する必要がある』との調査団のコメントに対し、) DPR が完成してから JICA 等に要請したいと考えている。その他、州政府 Finance Department から中央政府に対して、開発優先度が高いプロジェクトとして、リストアップすることを要請する。
- 6) Odisha 州には揚水計画が3つあり、それらは Upper Indravati、(2地点目は聞き取れず、CEA がリストアップしている Jharlama 地点ではなさそう)、Upper Kolab という3つのである。この中で、Upper Indravati 計画が最も進んでおり、且つ、ポテンシャルがある。これらプロジェクトの詳細は、6/22（水）の打合せで示す。
- 7) Upper Indravati 計画は、WAPCOS に DPR の作成を依頼しており、契約では後6か月で完成することになっている。
- 8) 残り2地点は DPR 作成に着手しておらず、JICA が技術協力などで DPR 作成費用を支援してくれるのであれば歓迎。
- 9) 水力開発において、Odisha 州ではダムの建設までは、Water Resource Department (<http://www.dowrorissa.gov.in/>) が担当するが、水力発電の場合、発電設備の建設は OHPC が担当する。ただし、揚水発電計画の場合はすべて OHDC が担当する。

10) Odisha 州の電源開発計画は Gridco が取りまとめを行い、同州政府の Energy Department が最終承認を行う。

【備考】

オリッサ州政府 Energy Department, Principal Secretary の Mr. Rajesh Verma は、OHPC の Chairman-cum-Managing Director、OPGCL の Chairman 及び OPTCL の Director を兼任している。

GEDCOL の Managing Director である Mr. Hemant Sharma は、OPTCL の Chairman-cum-Managing Director、OPGCL の Director を兼任している。

以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年6月20日 15:00～15:30
場所	オリッサ州 Department of Water Resources
参加者	Principal Secretary Shri Pradeep Kumar Jena, IAS J-POWER; 平原、浦郷（記）

Upper Indravati PSP は、WAPCOS から既に DPR（おそらく PIR、PFR のこと）が提出され、Department of Water Resources はプロジェクトを承認した。Indravati 貯水池を上池に、Mangalpur barrage を下池にする計画も良い案だと考えている。

Jharlama PSP は、知らない。近くに Lower Indra という 30,000 ha の灌漑と 700 村の飲料水を給水するダムがある。

Upper Kolab PSP は、まだ PSP の DPR を受け取っていない（おそらく PIR、PFR のことと思われる）。受け取った際はすぐに承認する予定である。Upper Kolab を上池に、Satiguda dam を下池にする計画も良い案だと思っている。

この他、Malkanagiri District に、75,000ha の灌漑と 510MW の電力、Balimela 村と Malkanagiri 町に飲料水を供給する Balimela ダムがあり、Balimela ダムを上池に、Satiguda ダムを下池にする案も良いのではないかと考えている。

ダムを建設する上で最も問題になるのは Forest Clearance、次に土地収用、移転である。

以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年6月20日 15:50～16:25
場所	Central Electricity Supply Utility (CESU) 内会議室
参加者	CESU; Mr. Shri S.K. Popli, IFS, Executive Director Sri S.K. Sahoo, SGM(Technical) JPOWER; 原田、廣瀬、Mr. Mr. Rajiv Santhanam (Desein)、久谷 (記)

電力取引および価格について

- ・ Odisha 州の全ての Discom は、電力は全て Gridco から調達し、OHPC（水力）や OPGCL（火力）、IPP などから直接購入することはない。（＝揚水発電のコストを特別に意識することはない）であるから、揚水発電計画そのものについては回答する立場にはない。
- ・ Dicom は 33kV 以下を管理し、132kV 以上は TCL の管理。
- ・ Gridco から調達する電力の価格は Bulk Supply Tariff (BST) と呼ばれ、毎年州規制局が定める。
- ・ BST は Discom によって異なる。これは高圧で受電する需要家（Extreme High Tension Consumer）の多寡を反映して決められる。（高圧受電する需要家が多い＝送電損失が小さい＝BST は高料金）
- ・ CESU の BST は、2015 年度が INR2.85/kWh、2016 年度は INR2.70/kWh である。
- ・ BST に 132kV 以上の送電コスト（INR0.25/kWh）と給電指令所のコスト（INR0.02 程度のごく少額）を足したものが、CESU の調達コスト。これに CESU の配電コスト（INR1.8/kWh）を足したものが、最終需要家に対する供給コスト（INR5/kWh 前後）。
- ・ CESU を含む Discom の小売料金は規制局の審査を受けて決定する。平均小売料金に対して±20%の内部補助が認められている。最も安い料金は INR2.5/kWh で、これは BST を下回る。
- ・ 現在の配電ロス約 33%であるが、州規制局は 22%相当での料金しか認めていない。
- ・ CESU の小売料金は固定料金と従量料金からなる二部料金制。39 種類ある。州規制局の認可事項であり、これは州内統一。

Open Access について

- ・ 大口需要家は Open Access が利用可能であり、系統の混雑など合理的な理由がない限り、CESU はこれを受けなければならない。
- ・ Open Access の顧客は送配電コストと cross subsidy 負担の INR1.4/kwh 相当のみを CESU に支払う。大口需要家は cross subsidy の財源なので、CESU にとり財政的には痛手。

需要管理について

- ・ Odisha 州では農業部門の需要は総需要の 1%程度であり、農業用ポンプの稼働制限はピーク抑制に効果がないが、農業用、漁業用フィーダーを分離する
- ・ 特に産業用向けに off peak incentive を提供している。

- ・ 他にも国主導の LED 配布や、試行的に net metering や DSM も行っている。

送配電損失について

- ・ 直近の AT&C 損失 (Aggregate Technical and Commercial loss) は 32.49%。
- ・ このうち 4-5 割が技術的な損失であり、変圧器の更新、高圧送電と変圧器の再配置などを進めている。
- ・ 盗電対策として、Aerial Bunched cable への入替や、機械式電力量計を電子式電力量計への入替(約 6 割完了)、Energy Police station の設置、電力消費量の急減監視を進めている。
- ・ 結果、電化率を向上させる一方で年 3% 程度ロスを改善させている。

その他

- ・ UDAY については、GridCo は既に州政府への申請が完了した。CESU は申請中。
- ・ 中央政府は 2017 年までに電化率 100% を目指しており、政府の補助金などをもらいながら拡張を続けている。
- ・ Odisha 州は水力資源が豊富なことが強み。安価な電力を供給可能なほか、大気汚染物質の排出が少ないという点で将来のリスクも少ない。
- ・ 揚水発電も火力発電よりは安い電源になるはずであり、水利用への影響が少ない事も利点。
- ・ 石炭資源も豊富で、全インドのおよそ 2 割が賦存。そのため近年は鉄鋼業が盛ん。
- ・ Odisha 州は Central Sector への依存度も小さい。電源には十分な余力がある。
- ・ S.K.Popli 氏はもともと森林局の出身であり、水力発電には好意的。

以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年6月21日 11:00～11:15
場所	Odisha Electricity Regulatory Commission (OERC) 内会議室
参加者	OERC; Mr. K.L.Panda, Director of Engineering Tel) 9439 2047 62 JPOWER; 近藤、廣瀬、久谷（記）

揚水発電の可能性他について

- ・ 前提として、聞きたい内容は GridCo に尋ねるのが良い。
- ・ 基本的に電力不足のポジションにあり、電力を消費する揚水発電の可能性は小さいと考える。それよりも、供給力を増やすための超臨界圧石炭火力の方が重要。
- ・ 州の小売電力は Gridco が一元調達している。
- ・ 発電会社と Gridco の間の契約は相対であり、両者が合意する限りこれに OERC が関与することはない。ただし、Gridco は市民により安く安定した電力を調達する義務があるため、発電料金が高ければ PPA を結べないのではないか。
- ・ 州内の IPP、Central Sector は一部のみを Gridco と契約し残りは州外等に販売している。発電所を建設し投資することは自由。日本だろうが、中国だろうが、モンゴルだろうが安く安定しているのであれば誰でも歓迎。
- ・ 現在の最新 Tariff regulation は 2014 年のもの。見直しがあれば随時ホームページでアップデートする。
- ・ Discom は以前、州政府が約半分を所有する民間との JV であったが、現在、全て州政府が所有している。これは将来民営化することが議論されている。
ただし、一旦民営化し Reliance との JV にした 3 社の免許を昨年取消し、州政府の所有にしたことで訴訟が起こされており、この判決を待つ必要があるため時間を要する。

以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年6月21日 11:00～11:30
場所	Centre for Environmental Studies, Department of Forest & Environment, Odisha
参加者	Centre for Environmental Studies Mr. Prashanta Kumar Nayak, Information Officer Study Team 平原、浦郷、Rajiv

調査団は、Odisha 州の保護区、希少生物の保護エリア(コリドーなど)、Forest Clearance が必要になる森林エリアの図の提供を求めた。先方からの回答は以下の通り。

- 保護区や、希少生物のコリドー、森林エリアの情報などは、データの入手に 2、3 日を要する。入手後、メールにて送付する。
- 保護区の情報、変更されても古い情報のまま Web で公開されていることも多く、正確ではない。
- Centre for Environmental Studies の持っている情報は Department of Forest & Environment の作成したデータに基づく 2 次データである。
- JICA はかつて、オリッサの森林局を支援していた。

以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング	
日時	2016年6月22日 12:30～13:15	
場所	OHPC 会議室	
参加者	OHPC	Mr. Aswini Kumar Sahu, CGM(Elect)-cum-Director(Ope), I/C Mr. Sanjib Kumar Tripathy, GM(Elect.) その他
	GRIDCO	Mr. Upendra Nath Mishra, C.G.M (Electrical) Mr. P. K. Pradhan, Director (Commercial) その他
	Study Team	原田団長、廣瀬、久谷、中畑、近藤、佐々
	TCE	Mr. Rajaram Raman
	Desein	Mr. Rajiv

Odisha 州で水力発電を担っている公営企業である OHPC に、同州における揚水開発の状況や展望について、ヒアリングした。あわせて、GRIDCO から電力需給、開発計画などについてヒアリングした。内容は以下の通り。なお、本面談に出席する予定だった GEDCOL の Mr. Herman Sharma (Managing Director) は 6/20 (月) に既に面談したためか、欠席であった。

1) 揚水発電計画の現状や展望

- JICA Study Team の質問への回答は、添付資料-1 及び 2 のとおり（後日、OHPC で記入し送ってくれるそうなので、後で差し替え）。
- Odisha 州では、揚水発電計画が 4 つあり、現状は以下のとおり。

計画名	現状
Upper Indravati (600MW)	<ul style="list-style-type: none"> ・ PFR が完成。現在、DPR を作成中で、6 か月後に完成予定（ちなみに、WAPCOS が DPR を作成している）。 ・ 4 地点の中で最もポテンシャルがあり、且つ、最も進んでいる計画
Balimera	<ul style="list-style-type: none"> ・ PFR が完成。 ・ しかしながら、次の段階に進んでいない。
Upper Kolab	<ul style="list-style-type: none"> ・ PFR が完成。 ・ しかしながら、次の段階に進んでいない。
Jharlama	<ul style="list-style-type: none"> ・ 地点発掘されただけ。 ・ というか、OHPC は昨年 10 月に CEA が作成したリストになぜ本地点がリストアップされている不思議な様子。 ・ 中には、Odisha 州内の計画ではないのではないかとという人も存在（実際、Chattisgarh 州との州境付近の計画のようだ）

- いずれの揚水発電計画も、資金調達方法は未定であり、円借款に関心がある。
- Upper Indravati 揚水の総投資額が 1,600 INR Crores。着工は最速で 2017 年であり、建設期間を 4～5 年と見込むと、運転開始は 2021～22 年以降。（ただし 2012? の PFR での計算）
- 揚水発電所で発電された電気は GRIDCO が買い取るため、揚水発電計画の推進には、GRIDCO の経営面からの Judgement が不可欠とのこと。Odisha 州の平均発電コストは、豊富な一般水力発電のおかげで安価であり、割高な電気を産み出す揚水発電開発

は慎重に行うべきとのことで、現状では、一般水力だけで十分との立場。Resessionにより鉄鋼アルミ需要低迷により需給が緩和した経緯もある。(Mr.Pradhan の発言, Gridco の Director (Commercial))

- WB 州で揚水発電が成立する背景として、West Bengal 州の Industrial 向け単価はピーク 9Rs/kWh 台、平均でも 7Rs/kWh 台。対して Odisha 州では、Industrial は 5Rs/kWh。ピーク、オフピークの区別はなく、家庭向けは 3Rs/kWh 台。Industrial は自家発電設置、市場調達など、配電会社から離脱する傾向にあり値上げの余地はない。
- 揚水開発について、OHPC と GRIDCO (特に commercial) とでは、意見の相違がある。6/20 (月) に州政府 Energy Dep.との面談で伺った Odisha 州政府の揚水開発におけるスタンスとは祖語がある印象であり、Odisha 州 Energy Dep.、電力関係公営企業すべての見解が統一されていないとの印象であった。

2) 電力需給、開発計画

- 添付資料-3 に示されている質問には、別途書面で回答する。
- 再生可能エネルギー導入義務 (RPO) を達成するために、Odisha 州では、太陽光発電を大規模に導入する計画である。
- ただし、現時点では、太陽光発電の出力は日負荷の変動と概ね整合しており、且つ、総電力需要に占める比率も小さいので、系統安定性に影響与えるまでに至っていない。
- 自家発電や IPP が増えており、Genco の電力に対するニーズが減る (Genco の発電資産がストランデッド化?) と共に、卸市場の価格が低下している。
- Odisha 州では GRIDCO がシングルバイヤーとして機能している。これにより、電力市場全体のコーディネート、Genco に対する支払の安定化、資金調達能力の向上、といった利点をもたらしている。
- UDAY については、一般水力の平均発電コストは 3 Rs/ kWh。これに対して、揚水発電は CAPEX のみで 3.8 Rs/ kWh。
- 日負荷には大きな変動がなく、ピーク/オフピークの買取り料金差はない。

以上

添付資料

- 1) Questionnaire for Discussion with JICA Study Team regarding Pumped Storage (OHPC 向け)
- 2) Questionnaire for Discussion with JICA Study Team regarding Pumped Storage (GEDCOL 向け)
- 3) 廣瀬さんにご準備された Questionnaire
- 4) 新たに明らかになった Balimera 揚水計画の地点情報

Questionnaire for Discussion with JICA Study Team
regarding Pumped Storage for the Data Collection Survey on Power Sector and Pumped Storage Projects in India

As you know, Government of India plans to install renewable energy of 175,000 MW by 2022 which mainly consist of solar and wind powers. Accordingly, the Ministry of Power aims at adopting pumped storage power plant for the large-scale development in order to stabilize the grid system as well as to secure peak power & to effectively use surplus off-peak power. Currently, JICA Study Team is surveying pumped storage projects in India for future implementation of PSP utilizing Japanese Yen Loan. So, JICA Study Team would like to ask you the following.

Questions	Answers
<p>1. Standpoint of Pumped Storage</p> <p>(a) Are you eager to install pumped storage plant? If yes, please show us what is the main driver for OHPC to pursue PSP opportunities (such as financial benefits, peak power supply, supplying balancing power to grid, etc.)?</p> <p>(b) Has the state government been aware of the needs of PSP? What is their standpoint for PSP?</p>	<p>(a) 6/20 (月) の州政府の Energy Dep. で答えたように、Odisha 州に揚水発電所は必要と考える。その理由は、Peak Power Supply、Supplying Balancing Power と中央政府の揚水発電推進の方針である。</p> <p>(b) 上記のように、Energy Dep. が回答しているのだから、州政府も揚水発電を必要だと考えている。</p>
<p>2. Pumped Storage Project listed as “New Project”</p> <p>According to the future projects list shown in your homepage (http://www.ohpcld.com/index.asp?type=projects#NP), it is found that <i>one unnamed pumped storage project is being assessed to be during DPR stage</i>. Please show us the project name and give us the detailed information such as the map, drawing, installed capacity, number of units, maximum discharge, head, etc.</p>	<p>Upper Indravati 揚水発電計画である。</p>
<p>3. Upper Indravati Pumped Storage Project</p> <p>(a) According to TCE, OHPC has Upper Indravati Pumped Storage Project (600 MW), and pre-feasibility report (FRP) was completed in 2012. Currently, survey & investigation for DPR of this project is under progress. For our survey, we kindly request you to provide us with copy of the FPR.</p>	<p>(a) PFR のサマリーは提供可。PFR 全てほしいのならば、JICA の名前でその旨を記したレターで正式に依頼してほしい。</p>

Questions	Answers
<p>(b) According to TCE, it is reported that both reservoirs of this PSP exist in Kalahandi district. Considering that the district is positioned in the north of the existing Indravati reservoir, does waterway of this PSP go through under the Benakhamar Reserve Forest?</p> <p>(c) Is there any social and environmental obstacle for implementation of this PSP?</p> <p>(d) According to TCE, it is reported that the PSP is planned to be commissioned by 2017-18, which is next fiscal year. Commonly thinking, it is impossible to be commissioned. So, we would like to know your plan when this PSP will be commissioned.</p>	<p>(b) PFR 全てを得られれば、わかるはず。下池を水路及び発電が地下に配置し、新設する下池も既設の Upper Indravati 水力発電所（一般水力）の西側に新設し、社会及び自然環境の問題もなはず。ただし、地下の工事を行うにしても、上池となる既存の Upper Indravati 湖の北西に広がる Benakhamar Reserve Forest 内で Forest Clearance が必要になると思うが、クリアできる問題だと考えている。</p> <p>(d) 現在作成中の DPR が 2016 年末に完成し、速やかに CEA の許可が下り、建設に 4～5 年かかると仮定すると、運開は早くても 021～22 年ごろ。</p>
<p>4. Current Status of Jharlama Pumped Storage Project</p> <p>According to list of pumped storage projects prepared in October 2015 by Central Board of Irrigation & Power, one project named as Jharlama PSP (2,500 MW) is listed. In this regard, please show us the current status of the project and give us the detailed information such as the map, drawing, installed capacity, number of units, maximum discharge, head, etc.</p>	<p>CEA によって地点発掘されただけでは不十分か？ Odisha 州内の揚水計画でないかもしれない。</p>
<p>5. Pumped Storage Project except the above</p> <p>(a) Except the above project, do you have other pumped storage project? If yes, please show us the project name and give us the detailed information such as the map, drawing, installed capacity, number of units, maximum discharge, head, etc. According to our initial survey, we heard unofficially that you have PSP using existing Upper Kolab reservoir.</p> <p>(b) And, we would like to know your mid-and-long term plan to develop PSP.</p>	<p>(a) Balimera 揚水計画と Upper Kolab 揚水計画がある。ともに PFR は完成しているが、その後、動きなし。PFR 全てをほしいのならば、Upper Indravati の場合と同じく、JICA の名前でその旨を記したレターで正式に依頼してほしい。</p> <p>(Belimera 510MW と回答したようだが、510MW は既設の一般水力の出力)</p> <p>(b) 中長期の揚水開発計画は無い。とりあえず、Upper Indravati 揚水発電所を運開に持っていききたい。</p>

Questions	Answers
<p>6. Interest in Japanese Yen Loan</p> <p>(a) Are yen-denominated government credits attractive? Do you hope to borrow yen-denominated government credits for construction of pumped storage plant?</p> <p>(b) If you have interests to pursue Japanese Yen Loan for PSP, have you shown interest to the state government?</p> <p>(c) Has the state government, especially finance sectors acknowledged the interest and has been supporting it?</p>	<p>いずれの揚水発電計画も、資金調達方法は未定であり、円借款に関心がある。</p>

Questionnaire for Discussion with JICA Study Team
regarding Pumped Storage for the Data Collection Survey on Power Sector and Pumped Storage Projects in India

As you know, Government of India plans to install renewable energy of 175,000 MW by 2022 which mainly consist of solar and wind powers. Accordingly, the Ministry of Power aims at adopting pumped storage power plant for the large-scale development in order to stabilize the grid system as well as to secure peak power & to effectively use surplus off-peak power. Currently, JICA Study Team is surveying pumped storage projects in India for future implementation of PSP utilizing Japanese Yen Loan. So, JICA Study Team would like to ask you the following.

Agenda	Answers
<p>1. Development Plan of Renewable Energy According to GEDCOL's homepage, it is found that <i>the main objective for creation and constitution of GEDCOL is to explore the huge renewable energy resources in the State.</i> In this regard, please show us the concrete plan when and where to develop renewable energy in the future.</p>	<p>Odisha 州での再生可能エネルギーの開発は、太陽光発電と小水力がメイン。系統の不安定化を引き起こす恐れのある太陽光は 25 MW 開発されており、これからもっと開発されていくだろう。</p>
<p>2. Provision against Unstable Grid System due to Huge Development of Renewable Energy Generally speaking, large-scale development of renewable energy will make electric power system unstable. Do you have any provision against such situation?</p>	<p>揚水発電を用いて系統安定を図りたい。</p>
<p>3. Necessary Capacity of Pumped Storage Plant With reference to the above question, have you discussed with OHPC how much capacity of pumped storage plant will be required in consideration of development of renewable energy plant?</p>	<p>特に、再生可能エネルギーの大量投入によって引き起こされるであろう系統不安定化に対するために、必要となる揚水発電の容量を OHPC と GEDCOL で話していない。</p>
<p>4. Timing of Development of Pumped Storage Plant Following the above, when will each pumped storage plant be required?</p>	<p>上記と同様、具体的な揚水発電の開発計画は無い。</p>

Questionnaire to the Department of Energy, The state of Odisha,

Thank you very much for sharing your time. We appreciate if you would share your views to our questions below.

Power Demand

I appreciate if you would share us your current and historical data (Peak and Energy) of the state.

I appreciate if you would share us your most updated mid-term and long-term forecast of the state.

The power development plan for Odisha

We would like to know WHO is making the Power Development Plan of this state, and HOW each Commissioning Date, Selection of type of technology (Coal Thermal, Gas Fired, Hydel, Pumped Storage, Renewables (VREs)) and Capacity are decided.

I appreciate if you would share us your Mid and Long term Power Development Plan.

Introduction of VREs (Variable Renewable Energy such as Solar, Wind, Biomass etc)

With regards to the central government's initiative to introduce 175GW of renewable energy, what is the (mid and long term) plan for this state?

Securing flexibility of Generation with rising Peak Demand and increasing VREs

With increasing Peak demand and increasing gap between Off Peak demand, and facilitating the introduction of VREs, securing flexibility of the grid is getting more important than ever.

As of today, is there some difficulty to secure such flexibility?
(Especially in Dry Season where power from Hydels are reduced.)

Do you think there would be some difficulties in the near future?

What is the strategy to secure the flexibility (accommodating higher fluctuation)?

I have stated some examples. Please state your priority or please guide us your strategy.

- a. Rely on UI
- b. Increase accuracy of power demand and procure from the Market
- c. Build peak load power station such as large Hydel or Gas CC
- d. Build Pumped Storage Power Plant
- e. Increase measure to strengthen peak shaving and Demand Side Management such as TOD tariff, energy saving equipment
- f. Others, if any.

Pumped Storage Projects

We have heard that there is a potential site for PSPs in the state. Also, referring to the joint report for Power for All initiatives, Pumped Storage Project was one of recommendation.

We would like to know the current status of possible project in the state.

Who will be the owner and operator of a PSP?

(In WB, it is Discom. In MH, owner is WRD and operated by state Genco.)

Japan has technology of Adjustable Speed Pumped Storage which has flexibility in Pumping mode which conventional PSPs do not have, and increased flexibility on Generation mode which would contribute stable operation of the grid and power producers.

Do you think application of ASPs can contribute to the grid?

Power and Fuel Prices

As of today, the spot market power price (such as IEX) price is very low.

Do you think this trend will continue for many years? Why?

Do you foresee any risk of sudden rise of power price due to rising fuel prices and/or tighten supply/demand in the future?

DISCOMs and Gridco.

We understand that ODISHA was the first state to introduce private equity to DISCOMs. What was the background for such measure?

We understand that remaining 3 DISCOMs were revoked last year.

What is the current situation?

There are in huge debts. Has this state applied for UDAY?

Are they not effecting the payments to Gencos?

Financing from Oversea Government Agencies

JICA (Japan International Cooperation Agency) is the Japanese Government Agency providing ODAs such as Grants and Yen-loan.

We would like to know what is the restriction and ceiling for the state and power sector to acquire financing from foreign agencies?

Is there specific area in Power Sector which maybe suitable (or you have priority to find funding) where JICA funds can contribute to the development of the state?

Thank you.

Odisha 州で計画されている揚水地点 (6/22 OHPC との面談で明らかになった地点)

Balimela 揚水計画

- 既設 Balimela 貯水池を利用する PSP と思われる。
- Malkangiri District に位置し、河川名称は Sileru 川。
- 既設の Balimela 一般水力発電所の出力は 510MW。
- Balimela 貯水池の東に、既設 Jolaput 貯水池が存在するが、直線距離で 10 km 強と距離あり。また、両貯水池内に、Odisha 州と Andhra Pradesh 州の州境 (灰色の破線) が存在しており、Inter-state 問題などを考慮すると、Odisha 州内に貯水池を新設する計画か？



議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年6月23日 12:00～13:00
場所	TSGENCO 会議室
参加者	TSGENCO Mr. Venkata Rajam, Director (Hydel) TSTRANSCO Mr. T. Jagath Reddy, Director (Transmission) SLDC 所属と思われる方 (名称不明) その他 Study Team 原田団長、廣瀬、久谷、中畑、近藤、佐々 TCE Mr. R. Raman Desein Mr. G. Satish Chandra, Mr. P. Bharat Kumar

Telangana 州の電力関係の公営企業である TSGENCO、TSTRANSCO と SLDC から、同州における揚水開発の状況や展望、電力セクターの現状などについて、ヒアリングを行った。内容は以下の通り。

- 1) 揚水開発の状況や展望に関する質問に対して、以下の回答が得られた。
 - JICA Study Team の質問への回答は、添付資料-1 のとおり。
 - 揚水発電所は、TSGENCO が所有。運転する。
 - 可変速機を導入するかどうかは、経済性が判断基準になる。
 - Srisaïlam Left Bank 揚水発電所、Nagrjuna Sagar 揚水発電所とも、Telangana 州と Andhra Pradesh 州の州境に位置しており、発電所の運用ルールを両州で合意し、円滑な運用が求められている。
 - Telangana 州では灌漑用水供給を主目的とする 15m～30m の低落差のダムが多く存在し、このようなダムを利用して、大容量・低落差の揚水発電をできないかと考えているが、そのような技術を提案できないか。GE がそのような技術を持っていると耳にしたことがあるが日本の企業ではどうか？ちなみに、灌漑用ポンプに要する電力は最大で 6,000MW に達する（4～6月の夏期）。
- 2) 電源開発計画に関する質問に対して、以下の回答が得られた。
 - 電源開発計画は州政府 Energy department が取りまとめ、承認を行う。
 - 需要に応じて供給計画を策定するが、今後 2～3 年で、州全体で供給余剰となる見込み。
 - ピーク対応電源として、揚水発電のほかに、ガス火力の可能性もあるが、ガスの割り当てを獲得できるかが問題。
 - 2020 年以降の長期見通しなどデータが必要な場合は、正式にレターで要求すること。トップの許可が得られれば、開示可能。
- 3) 再生可能エネルギー導入に関する質問に対して、以下の回答が得られた。
 - 太陽光発電を合計 4,000MW 開発する計画で、内訳は Solar Park (2,000MW) と小規

模なもの(2,000MW)。

- 風力は、Telangana 州は向いておらず、今後は 60MW を開発する程度。
- その他に小水力などがある。

4) 需給調整に関する質問に対して、以下の回答が得られた。

- 概算で、ベース需要 5,000MW、ピーク需要 6,500MW。
- 灌漑用ポンプの動力として利用する太陽光発電は、天候の成り行き運転を想定している。(晴天時に発電してポンプ稼働、雨天・夜間はポンプも停止＝需給調整の必要なし)
- 電力需要は、気象の影響を大きく受け(晴天→エアコン需要増、雨天→エアコン需要減)、その変動は 2,000MW 程度にもなり、調整に苦慮している。
- 需要が下がり過ぎることがあり、この場合は火力を止めるしかない。
- 夏季は貯水池や河川の水量が十分でなく、一般水力で発電が不可能。雨季が始まったばかりの現在も停止中。
- 将来は、電力消費が比較的安定している産業用需要が増えると考えており、そうなれば、エアコン需要の変動の影響は相対的に小さくなる。
- Telangana 州が属する南部地域送電系統の強化することも、有力な選択肢。より大きな容量の系統で変動を吸収すれば、州内だけで変動も吸収するよりも良い。(ただし、南部地域送電系統に属する Tamil Nadu 出身の TCE の Mr. R. Raman が発言した通り、Tamil Nadu でも Telangana 州と同様の問題があるとのこと。)
- 2015 年 10 月時点の州内の合計発電容量約 9,400MW (参考)

5) 電力価格に関する質問に対して、以下の回答が得られた。

- 現在の全電源平均発電価格は 3.54Rs/ kWh。
- スポット価格の見通しは、需給バランスによる。州の経済が回復すれば、当然需要は増え、価格も上昇する見込み。

6) Discom に関する質問に対して、以下の回答が得られた。

- Genco は、Discom と直接 PPA を結んでいる。
- Discom に対する売電料金の一部は支払が滞っている。

7) 海外からの融資受け入れに関する質問に対して、以下の回答が得られた。

- 条件によるが、基本的に歓迎。
- 債務の上限はない。
- 利用に際しては州財務省の許可が必要。

8) 州分割後の法制度に関する質問に対して、以下の回答が得られた。

- 2014 年に、Andhra Pradesh 州から分離したが、法令は分離前と同じものを適用しており、現時点では変化はない。
- ただし、再生可能エネルギー政策については、Telangana 州と Andhra Pradesh 州で異なり、太陽光発電の導入目標を切り分けるための改正を行った。

- ほとんど全ての主要発電所（水力、火力共に）Andhra Pradesh 州と Telangana 州が権利を分配する形となり、Interstate 発電所の位置付けになる。
- 揚水については、両州から受発電することになり、その貯蔵配分には課題がある。（純揚水ではなく、混合揚水であるため、揚水運用は非常に困難と思われる。）

添付資料

- 1) Questionnaire for Discussion with JICA Study Team regarding Pumped Storage
- 2) Questionnaire regarding the power sector of Telangana State

以上

**Questionnaire for Discussion with JICA Study Team
regarding Pumped Storage for the Data Collection Survey on Power Sector and Pumped Storage Projects in India**

As you know, Government of India plans to install renewable energy of 175,000 MW by 2022 which mainly consist of solar and wind powers. Accordingly, the Ministry of Power aims at adopting pumped storage power plant for the large-scale development in order to stabilize the grid system as well as to secure peak power & to effectively use surplus off-peak power. Currently, JICA Study Team is surveying pumped storage projects in India for future implementation of PSP utilizing Japanese Yen Loan. So, JICA Study Team would like to ask you the following.

Questions	Answers
<p>1. Standpoint of Pumped Storage</p> <p>(a) Are you eager to install pumped storage plant in addition to Srisailem Left Bank Pumped Storage Plant? If yes, please show your view.</p> <p>(b) In view of the power development of the state, it seems few potential in hydropower, but larger growth of thermal and renewables. What is your view in balancing power generations meeting with rapid growth of renewables, if except PSP?</p> <p>(c) Has the state government been aware of the needs of PSP? What is their standpoint for PSP?</p>	<p>既に揚水運転している Srisailem L/B PSP に加え、後述する Nagrjuna Sagar PSP が近い将来、運開する見通しである。主に太陽光を中心とする再生可能エネルギーの大量投入を考慮すると、揚水発電を更に投入したいが、現在、Telangana 州では現在、上記以外の揚水計画は無い。よって、系統安定確保は上記の 2 つの揚水発電所を活用し、更には、South Regional Grid の中で、他州と協力して行いたい。</p>
<p>2. Inchampalli Pumped Storage Project</p> <p>We heard that this project has been called off. In this regard, we would like to know why this project has been called off.</p>	<p>このプロジェクトは、Telangana, Andhra Pradesh, Maharashtra 及び Chattisgarh の 4 州に関わるプロジェクトであり、Interstate-Issue が解決に至らない。また、同地点の下流に本プロジェクトに影響を及ぼすダムもできてしまい、断念した。</p>
<p>3. Nagrjuna Sagar Pumped Storage Power Station</p> <p>We heard that this PSP hasn't been operated in the pump mode because the tail pool dam hasn't been operational yet. In this regard, we would like to hear about future action in order to use this plant as pumped storage plant.</p>	<p>諸事情により、揚水発電所の下ダムの建設が遅れていたが、近い将来、下ダムが完成し、揚水発電を開始できる目途がついたので、楽観視している。8 台のうち、7 台が揚水で、1 台が一般水力である。電機機器は水車・ポンプが日立、発電機・電動機が三菱電機 (MELC) である。</p>

Questions	Answers									
<p>4. Future Pumped Storage Plan</p> <p>Except the above two pumped storage plants, do you have any plan to develop a pumped storage plant? If yes, please show us the project name and give us the detailed information such as the map, drawing, installed capacity, number of units, maximum discharge, head, etc.</p> <p>According to CEA's presentation on PSP on 27th October 2015, probable installed and developed capacities of pumped storage power generation in Telangana including Andhra Pradesh is explained as below:</p> <table border="1" data-bbox="592 1032 791 2033"> <tr> <td>Probable Installed Capacity</td> <td>2,350.0 MW</td> <td>Total in Telangana & Andhra Pradesh</td> </tr> <tr> <td>Developed Capacity</td> <td>1,605.6 MW</td> <td>Srisailem LB: 900 MW Nagarjuna Sagar: 705.6 MW</td> </tr> <tr> <td>Undeveloped Capacity</td> <td>744.4 MW</td> <td></td> </tr> </table> <p>Considering the undeveloped capacity, there seems to remain one undeveloped PSP. If you have concrete PSP, please show us the detail.</p>	Probable Installed Capacity	2,350.0 MW	Total in Telangana & Andhra Pradesh	Developed Capacity	1,605.6 MW	Srisailem LB: 900 MW Nagarjuna Sagar: 705.6 MW	Undeveloped Capacity	744.4 MW		<p>現在、左記の Srisailem LB 揚水発電所と Nagarjuna Sagar 揚水発電所以外の揚水計画は Telangana 州にないので、CEA の試算は誤っていると思われる。</p>
Probable Installed Capacity	2,350.0 MW	Total in Telangana & Andhra Pradesh								
Developed Capacity	1,605.6 MW	Srisailem LB: 900 MW Nagarjuna Sagar: 705.6 MW								
Undeveloped Capacity	744.4 MW									
<p>5. Interest in Japanese Yen Loan</p> <p>(a) Are yen-denominated government credits attractive? Do you hope to borrow yen-denominated government credits in the event of construction of pumped storage plant?</p> <p>(b) If you have interests to pursue Japanese Yen Loan for PSP, have you shown interest to the state government?</p> <p>(c) Has the state government, especially finance sectors acknowledged the interest and has been supporting it?</p>	<p>市中銀行の金利（9～10%）と比べて、低金利な点は良いが、為替変動リスクが問題である。</p>									

Questionnaire regarding the power sector of Telangana State:

Thank you very much for sharing your time.

We appreciate if you would share your views to our questions below.

Regulatory framework

How does regulatory framework shifted/changed after independent from AP state?

- Apply existing AP state law/regulation/rule in the first step, then gradually developing/shifting to the new ones?
- What has been changed so far in power sector regulation?

Power Demand

I appreciate if you would share us your current and historical data (Peak and Energy) of the state.

I appreciate if you would share us your most updated mid-term and long-term forecast of the state.

I appreciate if you would share us the information regarding the share of users (energy and kw wise) such as Domestic, Industrial, Irrigation Pumping etc.

The power development plan of the State

We would like to know WHO is making the Power Development Plan of this state, and HOW each Commissioning Date, Selection of type of technology (Coal Thermal, Gas Fired, Hydel, Pumped Storage, Renewables (VREs)) and Capacity are decided.

I appreciate if you would share us your Mid and Long term (over 10 years) Power Development Plan of this state.

Introduction of VREs (Variable Renewable Energy such as Solar, Wind, Biomass etc)

With regards to the central government's initiative to introduce 175GW of renewable energy, what is the (mid and long term) plan for this state?

Securing flexibility of Generation with rising Peak Demand and increasing VREs

With increasing Peak demand and increasing gap between Off Peak demand, and facilitating the introduction of VREs, securing flexibility of the grid is getting more important than ever.

As of today, is there some difficulty to secure such flexibility?
(Especially in Dry Season where power from Hydels are reduced.)

Do you think there would be some difficulties in the near future?

What is the strategy to secure the flexibility (accommodating higher fluctuation)?

I have stated some examples. Please state your priority or please guide us your strategy.

- a. Rely on UI
- b. Increase accuracy of power demand and procure from the Market
- c. Build peak load power station such as large Hydel or Gas CC
- d. Build Pumped Storage Power Plant
- e. Add hydel generators to increase peak output
- f. Increase measure to strengthen peak shaving and Demand Side Management such as TOD tariff, energy saving equipment
- g. Others, if any.

Pumped Storage Projects

We have heard that there is a potential site for PSPs in the state. Also, referring to the joint report for Power for All initiatives, Pumped Storage Project was one of recommendation.

We would like to know the current status of possible project in the state.

Who will be the owner and operator of a PSP?

(In WB, it is Discom. In MH, owner is WRD and operated by state Genco.)

What is the laws regulation and compensation rule regarding land acquisition or re-settlement? Has this state endorsed the change in national law in 2013?

Japan has technology of Adjustable Speed Pumped Storage which has flexibility in Pumping mode which conventional PSPs do not have, and increased flexibility on Generation mode which would contribute stable operation of the grid and power producers.

Do you think application of ASPs can contribute to the grid?

Transaction of electricity

How does electricity transacted between the stake holders (generators, TSTransco, Discoms).

- Single buyer system (TSTransco will purchase whole of the generated electricity)?
- Bilateral contract (PPA, long-term, short-term)?
- Market place (OTC: over the counter, exchange)?

Power and Fuel Prices

As of today, the spot market power price (such as IEX) price is very low.

Do you think this trend will continue for many years? Why?

Do you foresee any risk of sudden rise of power price due to rising fuel prices and/or tighten supply/demand in the future?

DISCOMs

There are in huge debts. Has this state applied for UDAY?

Are they not effecting the payments to Gencos?

What will be the maximum power purchase price for peak power?

Financing from Oversea Government Agencies

JICA (Japan International Cooperation Agency) is the Japanese Government Agency providing ODAs such as Grants and Yen-loan.

We would like to know what is the restriction and ceiling for the state and power sector to acquire financing from foreign agencies?

Is there specific area in Power Sector which maybe suitable (or you have priority to find funding) where JICA funds can contribute to the development of the state?

Thank you.

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年6月23日 17:15～17:45
場所	Telangana State Southern Power Distribution Company 内会議室
参加者	TSSPDC; Mr. T Srinivas, Director (Project & IT) Mr. P. Srinath Reddy, DE Tech to CMD 他1名 JPOWER; 廣瀬、久谷（記） Desein 2名

(当日、Goyal 大臣がハイデラバートを予告なしに来訪。州政府関係者が急遽召集されることとなり、エネルギー局とのアポイントメントはキャンセル。配電公社の CMD も呼び出され、本打ち合わせもキャンセル寸前だったが、同席する予定の Director が我々を対応。本日、電気料金の値上げが朝刊に掲載されていたが、配電公社としては、本日認められるはずだった認可がこの時間になっても連絡が来ないとのこと。)

揚水発電の可能性について

- ・ Telangana 州は土地が平坦で高低差が小さく、地形が水力発電に向いていない。
- ・ また現在は供給余剰となっている他、日負荷はほぼフラットであり、またピーク／オフピークの電力調達コスト差も小さいことから、コストをかけて電力を貯蔵する必要性が少ない。
 - 現在はおおよそ 20%を市場から調達しているが（資料受領）、今後数年以内 TSGENCO の供給力がさらに増えるが、Genco と Discom は一体で運用する関係にあるため Genco の電力は全量 Discom に供給され、市場からの調達はゼロになると予測。（市場価格の下げ要因）
 - 農業用の灌漑ポンプにはそれぞれ 1 日 9 時間電力を供給。電力を供給する時間帯をずらすことで負荷を平準化している。揚水発電が必要なのは、年に数日程度しかない。（灌漑ポンプへの電力供給管理が重要な需給調整手段となっている）
 - PPA におけるピーク／オフピークの電力調達コスト差は約 INR1.5/kWh。（電力を貯蔵する経済的なインセンティブに欠ける）
- ・ 通常の雨天で需要が大きく変動することはない。大規模な風水害の際にフィーダーが脱落し、結果として需要が激減することがある。

Discom の経営状況について

- ・ UDAY に参加。
- ・ 毎年料金改定を規制局に申請しており、本日も値上げが認められる見込みである。このような取り組みを通じて徐々に財務状況は改善している。
- ・ 現在の平均小売料金は INR5.64/kWh。

再生可能エネルギーについて

- ・ 総電力の 5%を非在来型電力とすることが義務付けられているが、来年には目標を達成する

見込み。

- ・ Solar park が発電した電力は、競争入札によって Discom が購入する。現在の上限価格は INR5.17/kWh。
- ・ Telangana 州は土地が狭く、政府所有の土地を 25 年間占有することは不可能。このため、Solar park の場合、Telangana 州では民間事業者自身が土地を確保する。(土地確保コストは事業者負担。)

JICA による ODA について

- ・ 以前 JICA に高圧配電線と sub-station に対する ODA を申請したが、どうなったのか？
→ 問い合わせのあったことを JICA に伝える。

以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年6月24日 15:30～16:00
場所	Telangana State Southern Power Distribution Company 内会議室
参加者	TSSPDC; Mr. C. Srinivasa Rao, Joint Managing Director 他計4名 JPOWER; 廣瀬、久谷（記） Deseign 2名

揚水発電の可能性について

- ・ 水資源の利用では常に灌漑と競合し、かつ灌漑が優先される。また、Telangana 州が独立したことで、アンドラ・プラデシュ州との間で水力発電を含む電力インフラの管理、運営の切り分けが煩雑になっている。こうしたことが揚水発電開発の障害となり得る。

太陽光発電について

- ・ 現在 650MW だが、PPA 締結済みの追加容量が 2.6GW あり、これらは 2017 年から 2018 年にかけて運開する。
- ・ PV 容量の追加は非常に順調にすすんでおり、2018 年度には総容量が 5GW に達すると見込んでいる。
- ・ PPA は競争入札で選定し、最近行った 2GW の入札の平均価格は INR4.6/kWh。
- ・ 大型太陽光は設置場所を分散させる方針であり、ある地域で応札可能な PV の容量に上限を設けている。(前回の 2GW 入札では各 district の上限を 300MW に制限。)
- ・ 州内に灌漑用ポンプは 210 万台あるが、オフグリッドの PV を動力にすることも進めている。
- ・ 太陽光の稼働率は 18-19% 程度。
- ・ 太陽光関連の情報は以下で入手可能。
 - Solar Power Policy (コピーを受領)
<https://www.tssouthernpower.com/pages/Careers/telanganaSolarPolicy.jsp>
 - TS-ipass <https://ipass.telangana.gov.in/>
(土地転用、環境認証等々の認可を One Stop で提供。)

その他の再生可能電力について

- ・ 州内には風力発電のポテンシャルが 4.5GW ある。近々 Wind Power Policy を制定する予定であり、開発を加速する。
(ドラフトが入手可能)
http://tnredcl.telangana.gov.in/PDFs/Telangana_Wind_Power_Policy_2016.pdf
- ・ 風力タービンは 2.1MW 型を想定している。安定した風速が得られるよう、タワーの高さは 100m で計画。(100m 以下では十分な風速が得られない。)
- ・ 風力の稼働率は 21%程度
- ・ 風力は主に夜間に稼働するため、太陽光発電とは被らないと考えている。

- ・ バイオマスは 200MW（コジェネを含む）ある。燃料調達（農業残渣）が問題となっており、増強は難しい。

系統対策について

- ・ 太陽光 5GW までであれば系統の運用に問題を生じることはないと考えている。ただし、これを超えて更に増えるとなると、何らかの対策を講じる必要が生じる。揚水発電は将来の選択肢の一つと考える。
- ・ インド大では、北から南への送電にボトルネックがあり、これを緩和するための送電線増強が行われている。2017年4月までに送電線2本が建設される予定であり、ボトルネックは解消される。

JICAによる支援ニーズについて

- ・ JICAによる地方高圧配電線支援が最近完了した。
- ・ 現在、ハイデラバード市内の配電線の地中化に対する支援を要請すべく、詳細ペーパーの準備をしている。
- ・ 灌漑ポンプの高効率化入替も重要であり、Energy Efficiency Service Limited (EESL) が中心となって取り組んでいる。

以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年6月22日 16:00～16:30
場所	Environment & Forest Department, Karnataka
参加者	Forest Division, Environment & Forest Department Mr. Keshava Murthy, APCCF Study Team 平原、浦郷、Poorva

調査団は、Karnataka 州の保護区、希少生物の保護エリア(コリドーなど)の提供を求めた。先方からの回答は以下の通り。

- 現在計画されている揚水地点を見る限り、いずれも保護区内に入っているように見える。保護区内での大規模開発は基本的に認められない。
- 保護区や保護エリアの情報は、Wildlife Division の管轄なので、Forest Division は情報を持ち合わせていない。Mr.Hosmath(Wildlife Division)はどのような対応だったか？(情報提供を拒否された旨説明)。
- Wildlife Division で入手できないのであれば、Central Board of Irrigation & Power や Karnataka Power Corporation Ltd. (KPCL) は保護区の地図を持っているはずなので、そこから入手するのが良いのではないか。
- 現在 Karnataka 州では、トラの数もゾウの数も増えている。一番の問題は、人と生物の衝突である。多くの事件が起き、補償が求められている。
- Karnataka 州森林局は多くの支援が必要である。JICA にはもっと Karnataka 州森林局の支援をしてもらいたい。

以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年6月22日 15:30～15:40
場所	Environment & Forest Department, Karnataka
参加者	Wildlife Division, Environment & Forest Department Mr. BJ Hosmath, PCCF Study Team 平原、浦郷、Poorva

調査団は、Karnataka 州の保護区、希少生物の保護エリア(コリドーなど)の提供を求めた。先方からの回答は以下の通り。

保護区や保護エリアの情報は、事業者が正式なルートを通してプロジェクトエリアを確定させたうえで照会すべきことであり、直接訪問されても情報は提供できない。保護区やコリドーの情報は Web にもアップしていない。保護区の情報を提供すると自分の仕事がなくなる。

- そもそもこの打ち合わせのアポイント自体受け入れられないと回答したが、どうしても、ということなので、止むを得ず面会することは決めた。しかし、上記理由で直接の情報提供は一切できない。それはプロジェクトがどんなに初期の段階で、具体的内容・範囲が確定していない場合でも変わりがない。

以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年7月18日 11:30~12:00
場所	KREDL 本部
参加者	KREDL : G.V.Balaram, Managing Director 調査団 : 原田、近藤、広瀬 (記)、Rajiv Santhanam (DESEIN)

- Karnataka Renewable Energy Development Limited へのヒアリングを実施した。
- 現在の状況について Balaram 氏より口頭説明。
 - ・ 現在、風力が 3000MW, (2020 年計画 5500MW)、年 400-500MW 増加。
太陽光が 800MW(2020 年計画 6000MW) (計画は 2020 年だが、2018 年には前倒し達成見込み)。小水力(25MW 未満) 815MW(ポテンシャル 3000MW)、バガス 200MW。
 - ・ バガスは製糖工場に付随。工場が新設されれば出来る形。
Biomass については、投資はあったものの燃料源を独自に確保しない限り成立しない。
 - ・ 太陽光の短時間変動が系統に与える影響が大きい。この吸収のため、中央政府主導で 120MW(15 分)の蓄電池を試験導入する。このような設備への JICA 資金供与の可能性はないのか？
 - ・ (計画が進めば、州の最大需要すら超える可能性があるが、その点についてはどうか?)
太陽光と風力は補完関係にある。昼間は太陽光、夜間は風力。
 - ・ 現在、州内には水力が 3600MW あるが、必ずしもピーク対応とはなっていない。
さらに VRE が導入されれば、水力をピークに発電する傾向は強まるのではないか。
 - ・ 地下水のくみ上げポンプも多く、5 馬力だが 250 万台あり計 2000MW。これには現在、一日の供給時間に制約を設けている。太陽光が増えれば、昼間にくみ上げることも考えられる。当州は地下水のくみ上げに依存しており、地下水位の低下が深刻。
 - ・ (太陽光 6000MW の目標設定の根拠は?)
2020 年には州の需要は 10 万 MU(=GWh)に達する。10%の RPO を満たすのに必要な 1 万 MU を太陽光発電 1MW あたり 1.6MU で割り戻した値。
 - ・ 小水力候補地点の多くが森林奥深くに存在しており、これまで Forest Clearance は無条件に却下されていたが、これは撤廃され環境影響評価を審査して許可する形になった。ただし、送電線を森林に影響なく通すことが難題として残っている。

○質問状については、メールにて送ってもらえれば数日中に回答する。

以 上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング																										
日時	2016年7月18日 15:00～16:00																										
場所	Karnataka Energy Dep.内の会議室																										
参加者	<table border="0"> <tr> <td>Energy Dep.</td> <td>Shir P. Ravikumar, IAS, Addl Chief Secretary to Government</td> </tr> <tr> <td>KPTCL</td> <td>Shri Jawaid Akthar, Managing Director</td> </tr> <tr> <td>KPCL</td> <td>Shri THM Kumar, Managing Director</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Shri NV Raghu Ramu, Superintending Engineer (EL.)</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Shir Shivamalli, Chief Engineer (EL-Designs)</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Shri P. Bhaskar, JD</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Shri R.Nagaraj, FD</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Shri Kumar Naik, Managing Director</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Shri U. Bharatheesha Rao, JD</td> </tr> <tr> <td>Energy Dep.</td> <td>Shri M.D.Ravi, Special Officer(Reforms)</td> </tr> <tr> <td>TCE</td> <td>Mr. Rajaram Raman</td> </tr> <tr> <td>Desein</td> <td>Mr. R. Santhanam</td> </tr> <tr> <td>JPOWER</td> <td>原田団長、近藤、廣瀬、佐々（記）</td> </tr> </table>	Energy Dep.	Shir P. Ravikumar, IAS, Addl Chief Secretary to Government	KPTCL	Shri Jawaid Akthar, Managing Director	KPCL	Shri THM Kumar, Managing Director		Shri NV Raghu Ramu, Superintending Engineer (EL.)		Shir Shivamalli, Chief Engineer (EL-Designs)		Shri P. Bhaskar, JD		Shri R.Nagaraj, FD		Shri Kumar Naik, Managing Director		Shri U. Bharatheesha Rao, JD	Energy Dep.	Shri M.D.Ravi, Special Officer(Reforms)	TCE	Mr. Rajaram Raman	Desein	Mr. R. Santhanam	JPOWER	原田団長、近藤、廣瀬、佐々（記）
Energy Dep.	Shir P. Ravikumar, IAS, Addl Chief Secretary to Government																										
KPTCL	Shri Jawaid Akthar, Managing Director																										
KPCL	Shri THM Kumar, Managing Director																										
	Shri NV Raghu Ramu, Superintending Engineer (EL.)																										
	Shir Shivamalli, Chief Engineer (EL-Designs)																										
	Shri P. Bhaskar, JD																										
	Shri R.Nagaraj, FD																										
	Shri Kumar Naik, Managing Director																										
	Shri U. Bharatheesha Rao, JD																										
Energy Dep.	Shri M.D.Ravi, Special Officer(Reforms)																										
TCE	Mr. Rajaram Raman																										
Desein	Mr. R. Santhanam																										
JPOWER	原田団長、近藤、廣瀬、佐々（記）																										

Karnataka 州 Energy Department と同州で水力発電を担っている公営企業である KPCL 及び配電会社である KPTCL に対して、同州における揚水開発の状況や展望、電力政策について、ヒアリングした。内容は以下の通り。

1. 揚水計画

添付資料-1 のとおり。

2. 電力政策

添付資料-2 のとおり。

3. その他

- 1,000MW の揚水発電を確保することが確定した目標。そのため、まず Sharavathy PSP を開発する。この PSP の出力が 1,000MW に達しない場合、Varahi PSP を開発し、目標達成を目指す。上記目標は、急増していくと予想される再生可能エネルギーの導入容量等から系統制御に必要な容量として決定したもので、当面この容量で十分との認識とのこと。
- Karnataka の Sharavathy, Kali, Verahi は貯水池型の発電専用水力発電。既設の調整池を利用しない PSP は開発は極めて困難と考えている。
- Sharavathy、Varahi 及び Kali PSPs の PFRs の提供を求めたところ、先方より『TCE 経由で提供する』との回答を得た。
- また、2022 年までの Power Development Plan も TCE 経由で提供すること。
- 可変速機の導入には積極的で、例えば、4 台のユニットの場合はならば、全て可変速機を導入したいとのこと。
- 既設設備を利用しない大規模水力は環境問題が大きく、開発が極めて困難なこと

から開発する意思はない。

- これら PSP 案件の Environment Clearance、Forest Clearance は、中央政府から得なければならない。最難関は Forest Clearance。しかし、中央政府が揚水開発を推進するとのことなので、TEC の獲得はそれほど難しくないのではないか？且つ、州間問題を孕んでいないこと、プロジェクトコストが 1,000crore 以下であることから、中央政府の TEC は必要ないはず。
- ここ数年の電源開発は、石炭火力の開発と中央政府からの割当てにより、順調である。電力需要軟化は、世界経済やインド国内の経済情勢を反映したものと認識。今後 5 年の開発計画も円滑に進むとの見通しで、2018 年には需給 surplus を確信しているとのこと。更に、ガス火力新設計画も現在順調に進捗しているとのこと（本件は、電源開発計画と需給予測から裏を取るしかないと思料）。
- 風力発電は夜間かつ 6～9 月が盛期であり、一方、太陽光発電は日中が盛期であるので、競合しないとの認識。また、太陽光で発電された電気の相当量は灌漑ポンプ需要に充てているとのこと。
- Energy Department によると、Tariff については毎年更新している。Purchase cost-retail tariff の乖離はない、とのこと

添付資料

- 1) 揚水計画に関する質問とそれに対する回答 (Att_1)
- 2) 電力政策に関する質問とそれに対する回答 (Att_2)
- 3) CEA の Tecno-Economic Clearance を要するプロジェクト (Att_3)

以上

**Questionnaire for Discussion with JICA Study Team
regarding Pumped Storage for the Data Collection Survey on Power Sector and Pumped Storage Projects in India**

As you know, Government of India plans to install renewable energy of 175,000 MW by 2022 which mainly consist of solar and wind powers. Accordingly, the Ministry of Power aims at adopting pumped storage power plant for the large-scale development in order to stabilize the grid system as well as to secure peak power & to effectively use surplus off-peak power. Currently, JICA Study Team is surveying pumped storage projects in India for future implementation of PSP utilizing Japanese Yen Loan. So, JICA Study Team would like to ask you the following.

Questions	Answers
<p>1. Standpoint of Pumped Storage</p> <p>(a) Are you eager to install pumped storage plant? If yes, please show us what is the main driver for KPCL to pursue PSP opportunities (such as financial benefits, peak power supply, supplying balancing power to grid, etc.)?</p> <p>(b) Has the state government been aware of the needs of PSP? What is their standpoint for PSP?</p>	<p>(a) Yes. Prime reason to develop PSPs is to stabilize the grid against large-scale installation of renewable energy such as wind and solar. Second reason is to secure peak power for some part. But, financial benefit isn't reason to develop PSPs.</p> <p>(b) Yes, the government has the same standpoint on PSP as KPCL.</p>
<p>2. 3 Pumped Storage Projects presented in January 2016</p> <p>You presented us with three PSPs in January 2016, namely Kali (600 or 1,000 MW), Sharavathy (800 or 1,000 MW) and Varahi (700 MW) PSPs. In this regard, we would like to know;</p> <p>(a) Which PSP has priority in your development plan? According to KPCL's explanation in Jan. 2016, it is presented that <i>Karnataka should plan for an implementation of a 1,000 MW pumped storage scheme by 2022.</i></p> <p>(b) Current status of public announcement for preparation of DPRs for the PSPs (According to JICA's information, the public announcement was planned to be done in the end of May 2016. But, TCE reported in the beginning of July that the public announcement hasn't been done yet.)</p>	<p>(a) 1st priority is Sharavathy PSP because both reservoirs existing so that obstacles to the development are less than other two PSPs. 2nd is Varahi PSP and 3rd is Kali PSP because Kali PSP has natural environmental issue.</p> <p>(b) The public announcement hasn't been unveiled yet, but it will be released up to the next week. The work is to prepare DPRs for Sharavathy and Varahi PSPs, which doesn't include DPR for Kali PSP. The preparation of the DPRs is done by using KPCL's budget, and environmental survey includes the works. Duration of the works will be 18 months.</p>

Questions		Answers															
<p>(c) As for Sharavathy PSP, we would like to know the current development plan because we have noticed that the following are different between your presentation in Jan 2016 and study by NIAS & POSOCO:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Items</th> <th>KPCL's Presentation in Jan 2016</th> <th>Study by NIAS & POSOCO done in March 2015</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Installed Capacity</td> <td>800 MW</td> <td>1,000 Mw</td> </tr> <tr> <td>Output Duration per Day</td> <td>6 hours</td> <td>8 hours</td> </tr> <tr> <td>Head</td> <td>Almost 450 m</td> <td>474 m (Generation) 500 m (Pumping)</td> </tr> </tbody> </table>		Items	KPCL's Presentation in Jan 2016	Study by NIAS & POSOCO done in March 2015	Installed Capacity	800 MW	1,000 Mw	Output Duration per Day	6 hours	8 hours	Head	Almost 450 m	474 m (Generation) 500 m (Pumping)	<p>(c) The PSP is at the PFR stage now, so that there are some options. These matters will be consolidated in the DPR stage. The capacity is also to be determined in the DPR whether the maximum output reaches 1,000MW or not.</p>			
Items	KPCL's Presentation in Jan 2016	Study by NIAS & POSOCO done in March 2015															
Installed Capacity	800 MW	1,000 Mw															
Output Duration per Day	6 hours	8 hours															
Head	Almost 450 m	474 m (Generation) 500 m (Pumping)															
<p>(d) As for Kali PSP, we would like to know the current development plan because we have noticed that the following are different between your presentation in Jan 2016 and study by NIAS & POSOCO:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Items</th> <th>KPCL's Presentation in Jan 2016</th> <th>Study by NIAS & POSOCO done in March 2015</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Installed Capacity</td> <td>600 MW</td> <td>1,000 Mw</td> </tr> <tr> <td>Output Duration per Day</td> <td>6 hours</td> <td>8 hours</td> </tr> <tr> <td>Reservoirs</td> <td>Upper: Newly Constructed Lower: Kadra (Existing)</td> <td>Upper: Bommanhalli (Existing) Lower: Kodasalli (Existing)</td> </tr> <tr> <td>Others</td> <td>Land required for the upper reservoir exists in the reserved forest.</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>		Items	KPCL's Presentation in Jan 2016	Study by NIAS & POSOCO done in March 2015	Installed Capacity	600 MW	1,000 Mw	Output Duration per Day	6 hours	8 hours	Reservoirs	Upper: Newly Constructed Lower: Kadra (Existing)	Upper: Bommanhalli (Existing) Lower: Kodasalli (Existing)	Others	Land required for the upper reservoir exists in the reserved forest.		<p>(d) The PSP is also at the PFR stage now, so that there are some options. These matters will be consolidated in the DPR stage.</p>
Items	KPCL's Presentation in Jan 2016	Study by NIAS & POSOCO done in March 2015															
Installed Capacity	600 MW	1,000 Mw															
Output Duration per Day	6 hours	8 hours															
Reservoirs	Upper: Newly Constructed Lower: Kadra (Existing)	Upper: Bommanhalli (Existing) Lower: Kodasalli (Existing)															
Others	Land required for the upper reservoir exists in the reserved forest.																

Questions	Answers								
<p>(e) As for Verahi PSP, three layouts are proposed. In this regard, we would like to know which option is favorable.</p> <table border="1" data-bbox="304 1032 453 1973"> <thead> <tr> <th data-bbox="304 1032 352 1279">Items</th> <th data-bbox="304 1279 352 1514">Option-1</th> <th data-bbox="304 1514 352 1749">Option-2</th> <th data-bbox="304 1749 352 1973">Option-3</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="352 1032 453 1279">FRL (EL.m) of Lower Reservoir</td> <td data-bbox="352 1279 453 1514">???</td> <td data-bbox="352 1514 453 1749">80.0</td> <td data-bbox="352 1749 453 1973">86.0</td> </tr> </tbody> </table>	Items	Option-1	Option-2	Option-3	FRL (EL.m) of Lower Reservoir	???	80.0	86.0	<p>(e) The PSP is also at the PFR stage now, so that there are some options. These matters will be consolidated in the DPR stage.</p>
Items	Option-1	Option-2	Option-3						
FRL (EL.m) of Lower Reservoir	???	80.0	86.0						
<p>3. Current Status of 4 Pumped Storage Projects identified by CEA According to list named as “PSH Sites identified by CEA” in the paper prepared in October 2015 by Central Board of Irrigation & Power, four PSPs, namely Killur PSP (900 MW), Minhole (2,200 MW), Sitanadi (2,600 MW) and Hulagi (2,200 MW) are found. In this regard, please show us the current status of the projects and give us details of each project such as the map, drawing, installed capacity, number of units, maximum discharge, head, etc. By the way, according to TCE’s information, it is reported that activities on all the 4 PSPs stopped since the project areas exist in Western Ghat region which is ecological sensitive zone.</p>	<p>These PSPs are listed up by CEA, not KPCL as well as Karnataka Energy Department. All sites of the PSPs exists in eco-sensitive zone, and the PSPs are “green field project” that all facilities are constructed from scratch. Considering difficulty to newly construct reservoirs in eco-sensitive zone, we think it impossible to develop the PSPs.</p>								
<p>4. Pumped Storage Project except the above (a) Except the above project, do you have other pumped storage project? If yes, please show us the project name and give us the detailed information such as the map, drawing, installed capacity, number of units, maximum discharge, head, etc. (b) And, we would like to know your mid-and-long term plan to develop PSPs including PSPs listed up in the No.2 & 3 of our questions.</p>	<p>(a) No. KPCL & Energy Department currently focus on Sharavathy & Verahi PSPs. Both KPCL and the Energy Department think that “green field project” to construct all facilities from scratch, especially construction of new reservoir, is practically unfeasible. So, PSPs to utilize existing reservoirs like Sharavathy, Verahi & Kali are regarded as feasible. (b) The power development plan will be given through TCE.</p>								

Questions	Answers
<p>5. Interest in Japanese Yen Loan</p> <p>(a) Are yen-denominated government credits attractive? Do you hope to borrow yen-denominated government credits for construction of pumped storage plant?</p> <p>(b) If you have interests to pursue Japanese Yen Loan for PSP, have you shown interest to the state government?</p> <p>(c) Has the state government, especially, finance sectors acknowledged the interest and has been supporting it?</p>	<p>Energy Department & KPCL are interested in Japanese yen-denominated government credits. Finance Department probably has the same idea. Energy Department has lots of experience to borrow the loan and well know scheme of the loan.</p>
<p>6. Social and environmental</p> <p>(a) As was seen in Gundia project, environmental issues are one of the critical conditions for a hydropower project. Considering that JICA's environmental policy is very strict in financing, the following issues may be key point, so please explain situations for all PSPs planned in Karnataka;</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Local ingenious peoples objections/status, ➤ Castes/tribes ➤ Any present or potential NGO issue to be arisen, ➤ Land procurement status ➤ Interstate river water disputes/potentials <p>(b) It may be discussed to other departments later, it is often noticed State government applies specified modifications to State regulations from Central regulations. Are you aware if Karnataka has locally modified regulations/acts/rules from central, on;</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ EIA notification rules, (such as 2006 onwards) ➤ New land acquisition bill, which is being proposed in the central gov., ➤ Forest conservation rules, (such as 2004 & amendments) <p>(c) Ecologically sensitive areas (ESAs) of the Western Ghats (Expert Panel)</p>	<p>(a) Replies on Sharavathy, Varahi & Kali PSPs are shown below.</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Local ingenious peoples objections/status; No. ➤ Castes/tribes; No. ➤ Any present or potential NGO issue to be arisen; At present "NO", but it is unclear in the future. ➤ Land procurement status; Sharavathy has no private land. Land expropriation or resettlement of small villages may be required for Varahi PSP. ➤ Interstate river water disputes/potentials No interstate issue on the PSPs. <p>(b) Karnataka state government follows regulation/ acts/ rules of the central government without modification.</p>

Questions	Answers
<p>7. Power regulation reforms</p> <p>Recently there are various actions being activated in the Central (CERC, MOP, CEA) for power regulations/rules/notifications, acts. Is Karnataka power sector totally (100%) in line with the Central actions on:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Deviation settlement mechanism (DSM) regulations, ➤ Ancillary service regulations, ➤ Roadmaps for operationalize reserves (such as secondary control reserves, Automatic generation control (AGC), etc.) ➤ Flexible generation planning & flexible generation obligations, including valuating energy storage. ➤ Electricity Act reform including stringent RPO, RGO, <p>If there are any other State “specific” actions varying from the central, please advise us.</p>	<p>Karnataka government has no intention to modify these rules of Central government.</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Deviation settlement mechanism (DSM) regulations; ➤ Yes. Karnataka government introduced it. ➤ Ancillary service regulations; ➤ Central government has endorsed it. But Karnataka gov. has not yet taken it as of now. ➤ Roadmaps for operationalize reserves (such as secondary control reserves, Automatic generation control (AGC), etc.); ➤ Only the draft has been released in the Central Government, awaiting for releasing regulation. ➤ Flexible generation planning & flexible generation obligations, including valuating energy storage; ➤ These are also in the discussion stage in the Central gov. These have not come yet. ➤ Electricity Act reform including stringent RPO, RGO; ➤ No.

Questionnaire for Energy Department, Karnataka

Background and Purpose of the Survey

We are assigned by JICA (Japan International Cooperation Agency) to seek new opportunity of financial aid (Japan's ODA loan) in the field of Pumped Storage power plant (herein after PSP) in India. Our task is to provide suggestion for JICA in this regard by surveying various affecting elements for PSP development in the several candidate states including policy, load shape, and business structure of power sector.

■ Commercial transaction of electricity

1. How does electricity transacted between the stake holders? What is a share structure?

- Bilateral contract (PPA, long-term/short-term)
- ~~- Single buyer system (Certain entity will procure all of the generated electricity and distribute it to Discoms.)~~
- Market trading (OTC: Over The Counter, Exchange) approx..200MW/at9000MWpeak

2. Is there any reform plan of electric power business (e.g. privatization, etc.)?

No

■ Load shape and necessity of peak power plant

1. How are the current situation and the future prospect of peak/off-peak gap?

Load pattern is flattering

2. Do you have any issue in grid operation (present, future)?

At present, no. Installation of VRE may create problem in the future.

3. What would be the possible mechanism / tool to balance peak/off-peak gap, and what would be a priority option?

- Peak power plant (Conventional hydro, Gas-fired power plant, PSP) Gas and PSP
- Wider grid connection Yes
- Battery No
- TOD pricing and demand response, etc.

TOD is introduced to industry. LED lighting, Segregation of Agricultural Feeders, restricted supply to agricultural loads have been introduced.

■ Power development plan

1. What is a philosophy (basic consideration/condition) of power development plan?

- Energy mix (choice of fuel, role of each fuel)

- Cost
 - Environmental consideration, etc
- Both elements are considered.

2. What is an uncertainty in achieving power development plan?

- Fossil fired power
- Hydro power (conventional, PSP)
- Renewable power, in particular solar PV and Wind

No uncertainty.

■ PSP development

1. Do you have any PSP development plan? If any, what is a development status?

2. How is an availability of water resource for hydro power generation?

- Monsoon condition of recent year.
- Priority of water resource allocation.

(Drinking, Farming / Irrigation, Industry, Power generation, etc)

Taking into 10 year average, availability was good. Last year was bad but this year is more than good. It is cyclic. In case of KPCL large Hydel stations, water allocation is solely for generation.

3. What are the major supportive elements to develop new PSP?

- Increasing necessity for peak power plant, balance power plant for Grid stability.
- Ancillary service tariff for peak power procurement
- Policy to encourage low carbon technology
- Rich in water resources, etc

This is discussed previously with the other queries but basically necessity to introduce 1000MW of PSP to cope with introduction of VRE is the driver.

4. What are the major barriers to develop new PSPs?

This is discussed previously with the other queries

- Low necessity for balancing power plant
- Higher cost compared to alternative options (gas-fired, demand side management)
- Water resource and its use
- Land use and acquisition (environmentally protected area, land ownership)
- Local issues (protest, re-settlement)

- Local resident issues, etc

5. Is there any support policy/measure for PSP developments?

■ Tariff policy

1. What is a current tariff policy/design for PSP?

No difference to Hydel Projects

2. Is there any plan to review/reform tariff policy/design?

No.

■ What is a situation of Discom in terms of;

- Debt repayment, including UDAY program

No debt problem. UDAY not subscribed (but reported according to UDAY.)

Copy available upon request..

- AT&C loss improvement (technical, metering/theft, collection)

Improving. Reports available on web.

- Balance between supply cost and tariff

Revenues covers the cost of supply.

■ State specific questions

- What is the role of PCKL?

In case of PPA, who will contract the PPA against Power Producers?

PCKL is a SPC coordinating procurement, tendering etc for ESCOMs. Actual PPA contracts are made between DISCOMs (incl. ESCOMs) and Power Generators.

On the web, it is stated that PCKL makes the future demand forecast on behalf of ESCOMs.

On the other hand, BESCO filed tariff petition with various estimates.

Who is making the actual forecast and the power development plan of the state?

- There seems to be vast potential of Wind and Solar (VREs) generation in the state which may even exceed the current peak demand. What is the strategy to cope with large introduction of VREs? Do you think storage scheme such as Pumped Storage are necessary for stable supply of power?

It is estimated that 1000MW of PSP will be sufficient to stabilize the grid.

■ Data / information requirement

It would be appreciated if you could provide us following data & information. Electronic format is preferable.

1. Electricity supply & demand outlook (long-term outlook is preferable)
2. Power development plan (long-term plan is preferable)
3. Variable Renewable Energy (VRE) development plan (long-term plan is preferable)
4. Annual electricity load curve (kW distribution among 8760hrs)
5. Daily electricity load curve (kW distribution among 24hrs)
6. Average power generating cost [Rp/kWh]
 - Coal fired power plant (at Rp xx / ton of coal cost)
 - Gas fired power plant (at \$ xx / MMBtu of gas cost)
 - Conventional hydro power plant
 - PSP
 - Solar PV
 - Wind
7. Electricity procurement cost of Discom [Rp/kWh]
 - Average (actual)
 - Peak power (actual, upper limit)

///

添付資料-3 : CEA の Tecno-Economic Clearance を要するプロジェクト

Techno-economic clearance from CEA

Under Section 29 of the Electricity Supply Act, 1948, projects, involving capital expenditure above certain limits require clearance from the CEA. CEA clearance is a two stages process: at the first stage CEA grants “in principle clearance” to the project and the final “techno-economic clearance” is granted at the second stage. The cost limit of this project has been fixed at:

1. Rs. 1,000 crores (US\$ 250m approximately) – for generation projects selected through competitive bidding.
2. Rs. 500 crores (US\$125m approximately) – for schemes for renovation and modernisation of existing power plants.
3. Rs. 100 crores (US\$ 25m approximately) – for other schemes (including generation projects selected otherwise than through competitive bidding).

Techno-economic clearance involves a comprehensive review of the project involving both its technical and economic parameters. The project cost is comprehensively reviewed by the CEA.

cf. Karnataka 州 Energy Department は、上記 1.の金額について、打合せの席で『3,000 Rs crores』と発言したように聞こえた。

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年7月19日 11:30~13:30
場所	BESCOM 本社内 各所
面会者	BESCOM : Mr. Rajendra Cholan, Managing Director, Mr. Navaneeth Krishnan S, Technical Assistant to MD Ms. P. Shailaja, Deputy General Manager (Power Purchase) Mr. B.V. Malleshappa, Deputy General Manager (Operation) 調査団 : 広瀬 (記) 、 Rajiv Santhanam (DESEIN)

- BESCOM へのヒアリングを実施した。
BESCOM は、州配電部門を再編して生まれた 5 電力会社の一つであり、最大。バンガロール地域を中心に州の電力の約 1/4 を供給している。
- Mr. Rajendra Cholan 氏 (MD 室にて)
 - ・ 州政府高官との会議があるとのことで、短時間となった。当方の調査目的等を説明。当初は揚水計画に関することは、州として賛成だが、内容については KPCL へ聞くべき(ここで聞く内容はない)との見解であったが、現在および将来の需要想定などの重要性について理解を得た。
 - Questionnaire への回答、データ提供等の実務は Technical Assistant がサポートするとして、隣室の N. Krishanan 氏の執務室へ移動。
- Mr. N. Krishanan S 氏 (TA to MD 室にて)
 - ・ 当方からの質問状を提示。正式なレターがないと協力できないとのやり取りもあったが、JICA からのアポレターをもって協力要請と理解。質問状に対する回答、データを数日中にまとめてメールし、その後ミーティングを行ってはどうかとの提案であったが、日程の都合上、本日聞ける範囲で話を聞きたいと申し入れ、承諾を得て、料金及び運用の DGM を紹介され、その執務室へ移動した。(GM は不在と後程判明。)
- Ms. P. Shailaja 女史 (DGM-PP 室)
 - ・ Ms. Shailaja の担当は料金。PPA は GM の担当だが、PPA の内容については、KERC のサイトに公示されているとのこと。
 - 電力購入価格・数量について、2015 年度年間および 2016 年 4 月、5 月月間データを手にした。(別添ファイル ; Att_1,2,3)
 - ・ 回収料金は受電コストを上回っており、支払いなどは問題ないとのこと。
- Mr. B.V. Malleshappa 氏 (BESCOM Operation Center)
 - ・ Operation Center に通され、勤務中の Mr.Malleshappa 氏と面会した。
 - ・ 同氏は州 LDC 等での勤務経験もあるとのこと。

- ・ UI 導入に伴い Schedule と実需の乖離に対して厳しくなったために、LDC のような Operation Center を設けて州内の需要、発電状況、周波数、送発電状況等をすべて把握できるシステムになっており (ABB?) 5 配電会社の需給なども常時監視している。
- ・ 画面を用いて州内の発電所の説明を受けた。新設の発電所なども既に取り込み済み。水力については、Sharavathy, Nagjhari, Varahi は発電専用の大ダム。下流に平野がなくアラビア海に注ぐため灌漑などの需要がない。ピーク対応で夏に向けて貯留が基本。発電所の中には、Multi Purpose のものもあり、これは灌漑に左右され、乾季には発電最低水位よりさらにゲート放流が行われて使えなくなる。
- ・ 揚水、可変速揚水の導入には賛成。VRE 対応に必要。
- ・ 現在最大需要は 2400-2500MW、オフピークには 1000MW ほど下がる。今後最大ピークは 2800MW を予測し、2900-3000MW に達するかもしれない。ピークは朝 7 時~11 時ごろ。これについてはあるものは全て使って供給する。
- ・ 農業系需要については、フィーダー分離、中央政府の定めた一日 6~7 時間供給を行う。現在は半分以上が需要の下がる夜間帯を割り当てている。(ロードシフト) このためロードカーブが平準化。仮に太陽光で昼間の発電が過剰になれば、農業系を昼間に充てる。農民もそれの方が喜ぶ。割り当て時間は需要予測を立てたうえで通知している。
- ・ 農業系は平均 24-25%。多い季節には 30-35%に達する。少ない時期は 20%を切る。
- ・ さらに VRE が導入された場合でも、州の需要を超えるような事態にはならないだろう。仮になった場合は、農業系を昼間に供給して需要を増やす。風力は 6-8 月のみ。それ以外の期間はほぼ止まる。6-8 月は雲が多く太陽光は少ない。
- ・ 水力の停止など、調整手段は十分にあると思う。(発電専用機としては、
- ・ 逆に予定よりも大幅に需要が伸びた場合、農業系を 1 時間だけ供給を止める。止めた分はオフピークに振り替える。(農業系に始まり、地方家庭向け等々優先順位は存在。)
- ・ 需給データはある。提供は可能だが正式要請が必要。(TAtoMD を通じて要請する。) 種類別のデータはないが、月間、1 時間おき、15 分おきデータも存在するので、正式要請さえあればいつでも提供する。
- ・ 発電調整は SLDC の仕事だが、発電専用機として、ベルトンは最低負荷が小さく、解列せずに使用できる範囲が広いのが魅力。フランスはそこまで小さくできない。
- ・ Jurala は製鉄所生成ガスを用いた発電所だが、高いので誰も買わない。

○終了後、N. Krishnan 氏執務室に立ち寄り、礼を述べた。

質問状の内容、データについては数日中に提供する。追加等あれば、同氏にメールすれば対応してもらえることとなった。

以 上

**STATEMENT SHOWING THE DETAILS OF POWER PURCHASED &
AMOUNT BILLED DURING APRIL 10**

SL.NO	NAME OF THE COMPANY	CONS IN KWII	AMOUNT BILLED	P.P Cont
1	CGS	929608227.5	3054710233.00	3.29
2	UI CHARGES	17898438	55384261	3.09
3	Jurala		24453467	
4	TBHE			#DIV/0!
	Short term purchases	378115239	1854409136	5.50
	Sec 11	156899044	773542004	
	NTPCL-VVNL coal	22030871	64785730	2.94
	NTPCL-VVNL solar	5677764	59955854	10.56
12	VVNL-HYDEL	29495838	13242939	0.45
13	VVNL-DG	0	-440788.00	#DIV/0!
14	KPCL-HYDEL	223058882	245453695.00	1.10
15	KPCL-THERMAL	923986289	3910506479.00	4.23
16	KPCL-WIND	359370	1484583.00	4.13
17	KPCL-Solar	359200	2155200.00	6.00
18	Solar	7501880	54049373.00	7.20
16	UPCL	326189665	1251144701.29	3.84
18	Bio-Mass	7986428	41613488	5.21
19	Mini-Hydel	2185809	7346036	3.36
20	Wind	105154033	377324069	3.59
		3136506977	11791120460	3.76
21	KPTCL TR.Charge		1239347200	
22	PGCIL Tr. Charge		464211193	
23	SLDC Charges(KPTCL O&M Exp)		7641667.00	
		3136506977	13502320520.29	4.30

STATEMENT SHOWING THE DETAILS OF POWER PURCHASED, POWER PURCHASE COST AND COST PER UNIT FROM VARIOUS SOURCES DURING THE YEAR 2015-16

SL.NO	NAME OF THE COMPANY	CONS IN MUs	AMOUNT BILLED (Rs/crores)	P.P Cost (Rs/Kwh)
1	Central projects			
	CGS	8251.54	2608.39	3.16
	UI CHARGES	319.74	94.87	2.97
2	Short term purchases			
	M/s JSW	343.32	184.62	5.38
	GUVNL	0.00	0.00	
	ESSAR	0.00	0.00	
	IDEAL	8.74	3.90	4.46
	Sec 11 Energy	1324.37	673.67	5.09
	Short term purchases	3247.49	1616.25	4.98
3	State Projects			
	KPCL-DG	0.00	-0.53	
	KPCL-HYDEL	1949.26	175.85	0.90
	KPCL-THERMAL	8693.14	3700.06	4.26
	KPCL-WIND	7.80	2.89	3.70
	KPCL-SOLAR	4.07	2.46	6.05
4	Private Producers			
	UPCL	5104.06	2139.78	4.19
5	NCE Projects			
	Co-Generation	0.00	0.00	
	Bio-Mass	39.36	20.50	5.21
	Mini-Hydel	453.41	144.95	3.20
	Wind	2160.72	773.61	3.58
	solar	70.98	51.43	7.25
	SUB-TOTAL(I)	31977.99	12192.70	3.81
6	Transmission Charges			
	PGCIL Tr.Charges		491.16	
	KPTCL Tr. Charges		1225.91	
	SUB-TOTAL(II)		1717.07	
7	Other Charges			
	INTER ESCOM-GESCOM	3.68	1.43	
	INTER ESCOM-MESCOM	-1.15	-0.45	
	INTER ESCOM-HESCOM	21.75	8.46	
	INTER ESCOM-CESC	-6.24	-2.43	
	SLDC O&M EXP		10.53	
	POSOCO charges		1.34	
	PCKL REV.EXP		2.39	
	Tangedco		0.24	
	Legal exp		0.25	
	Open Access UI charges		4.77	
	Energy Balancing CESC	-200.50	-78.00	
	Energy Balancing GESCOM	-438.71	-170.66	
	Energy Balancing HESCOM	-2046.89	-796.24	
	Energy Balancing MESCOM	-214.61	-83.49	
	SUB-TOTAL(III)	-2882.68	-1101.83	
	Prior period expenditure a/ced during the year		269.77	
	Prior period income		-380.83	
	GRAND TOTAL	29095.32	12696.88	4.3639

**STATEMENT SHOWING THE DETAILS OF POWER PURCHASED &
AMOUNT BILLED DURING MAY 16**

SL.NO	NAME OF THE COMPANY	CONS IN KWH	AMOUNT BILLED	P.P Cost
1	CGS	795211518.4	2701622087.00	3.40
2	UI CHARGES	2299000	32081957	
3	Jurala		24453467	
4	TBHE			
	Short term purchases	384902208	1904659533	5.08
	Sec 11	183200754	930659829	
	NTPCL-VVNL coal	20923660	121935527	5.83
	NTPCL-VVNL solar	5709744		0.00
12	VVNL-HYDEL	28664403	11278750	0.39
13	VVNL-DG	0	-440788.00	
14	KPCL-HYDEL	100605684	188947925.00	1.88
15	KPCL-THERMAL	746508354	3232606021.00	4.33
16	KPCL-WIND	501500	1863630.00	3.72
17	KPCL-Solar	302600	1815600.00	6.00
18	Solar	8110395	45685786.00	5.63
16	UPCL	314045102	1226498818.79	3.91
18	Bio-Mass	6612540	34683134	5.25
19	Mini-Hydel	3552673	11921380	3.36
20	Wind	193767855	712007612	3.67
		2794917990	11182280269	4.00
21	KPTCL TR.Charge		1239347200	
22	PGCIL Tr. Charge		529621858	
23	SLDC Charges(KPTCL O&M Exp)		7641667.00	
		2794917990	12958890993.79	4.64

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における財務情報のヒアリング
日時	2016年7月19日 14:30~15:30
場所	Karnataka State Beverages Corporation Ltd.,(KSBCL), MD Office
参加者	Finance Dept. Shir Sri Arvind Shrivastava, IAS, Secretary to Government JPOWER 近藤、原田（記）

Karnataka 州 Finance dept.に対して、同州における外国融資の制限や展望、融資政策について聴取。内容は以下の通り。

- Energy dept.から借款申請があった場合、具体的な借款額を Finance dept.が組織する committee で審査、融資枠に対する影響を計算する。了承すれば初めて中央政府に話が出ていくことになる。
- 州として守らなければならない融資制約は Fiscal Responsibility Act（財務規律法）による上限。以下3項目あるが、Fiscal deficit の遵守が最重要である。州の外国借款額に上限枠があるという話は、legal obligation ではなく、いわば operational ceiling があるだけで既に Karnataka は突破している。
 - Fiscal deficit の上限 GSDP の 3% →Karnataka では 14 年継続達成
 - Revenue surplus の維持→Karnataka ではほぼゼロで維持（今年は+0.3%）
 - Total liability(州負債)の上限 GSDP の 25%
 - 州予算の 80%まで借入保証
- 円借款は会計上州の借入金で計上され州の赤字上限 3%の中にカウントされる。
（ちなみに、現在、円借款は中央から転貸されるのではなく、back to back で円建てのまま州に来る。）
- Karnataka は農業需要が大きく irrigation への支出が相当額を占め、政策上も多額の subsidy が出ていく。これらは州財政を圧迫しているが止められない。州はこれら支出を融資で調達している。従い、大型電力案件での融資を受ければ農業分野の融資を抑制せねばならない。財務規律を維持するならばパイの取り合いになる。過去に円借で配電網整備融資を受けられたのは少額であったため、1,000Cr などの大型案件では政治的な力関係で取り合いになるから政治判断で決まる。これは Chief Secretary issue となる。
- したがって、州電力事業では、各プロジェクトが個別に PFC、REC 融資、あるいは出資により資金調達することを念頭に置く。各プロジェクトが資金調達する分には州営企業なので州の財政赤字は増えない。それ以外では、中央政府と州政府の JV が例えば地下鉄事業を進め、円借款を付けるならばこれも州会計にのらない。あるいは事業収入から返済原資を充当できる tool business の場合であっても受理できる。
- 電力分野では規制委員会が独立機関として tariff も電力会社収支も査定し、州政府が関与できない。それなのに円借款では州政府が返済義務を負わねばならない。州赤字枠 3%を圧迫するだけである。それでも政府が電力借款案件を他分野に優先してやるべきとなれば従うが、財務規律を破ってもやるか、あるいは増税や他分野の支出抑制で財務規律を維持す

るかは政治問題であって Energy dept.だけがどうこう決められる話ではない。そもそも電力は規制委員会で収益が担保されている。であれば州からの融資に依存せず自ら PFC なり REC なり投資を求めるなりで資金調達すればよい。電力が返済すればよく州政府が利子負担するのはおかしい。

7. 外国借款の場合、以前は州政府から州実施機関への転貸のメカニズムがなかったが、今は州政府から実施機関への転貸メカニズムが出来たので、円借款も州実施機関に行きわたる。即ち、JICA—インド政府—州政府—州実施機関という資金の流れが確保された。
(Secretary の理解が必ずしも合っているとは限らず、JICA インドに確認した方がよい)

以上

議事メモ

Ref-2-KN-7

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年7月20日 10:30～11:30
場所	Karnataka Energy Regulatory Commission (KERC) 本部
面会者	<p>KERC : Safiulla Khan, Director (Tariff), Prabhakar Rao, Deputy Director (Tariff) B R Manjunath, Deputy Director (Demand Forcast), H S Sheshadri, Deputy Director (Transmission), H M Uma, Deputy Director (Generation), N S Vishwanath, Deputy Director (Generation) Sreenivasappa, Deputy Director (Distribution), K Paramesh, Deputy Director (Power), G.V. Hegde, Consultant (Legal), J Ramakantha, Consultant (Technical), P S Jagannantha Gupta, Consultant (Technical)</p> <p>調査団： 原田、近藤、廣瀬（記）、Rajiv Santhanam (DESEIN)</p>

○ KERC へのヒアリングを実施した。

KERC は Karnataka 州の電力規制局である。他州の電力規制局に比べ、積極的に活動している印象である。料金関連申請もタイムリーに行われており、電力会社への指導も積極的であり、これは情報発信の充実度にも表れている。年報
 今回、役員、Secretary レベルとの面談は出来なかったものの、ほぼ全ての Director, Deputy Director, Consultant が参加してのミーティングとなった。

○ 揚水計画について

- ・ Sharavati で 900～1000MW を計画していると KPCL より聞いている。
- ・ 過去に Advisory Committee が開かれ、揚水発電を進めるべきとの結論が出された。
- ・ 実際の推進は KPCL のマター。現時点では、料金等に特段の措置を設ける予定はない。
- ・ 揚水に限らず Tariff Policy は、中央に従う。変更されれば対応を検討する。
 揚水を含む水力については、次の夏の国会にて何らかの改定があると聞いている。
- ・ 揚水発電のコストが高いかもしれないことについては承知している。いずれにせよ、揚水の料金は実際の申請が来ない限りは何とも言えない。ケースバイケース。
- ・ KERC としては、市民の負担が過度にならないことが重要であり、バランスの問題と考えている。

○ PPA 等について

- ・ ESCOM が契約当事者となるが、PCKL が一括して入札を行い、州政府が割り当てを決めている。通常は長期で、長期 PPA が 9 割、5～10%が短中期で、渇水などが発生した場合に市場から購入する。州政府が割り当てを決めているのは、各 ESCOM によりコストが異なる一方で、州内ほぼ統一料金となっていることから、これを調整している。

- ・ Renewables などの標準 PPA はウェブにて公開している。従来型の PPA は多岐にわたり、これは KERC では公開していない。(PCKL 等に確認すべき)
- 需要予測について
- ・ PPA などの妥当性を見る上でも需要予測は提出を受けている。ベースとなるものは、CEA 発行の 18th EPS。(かなり乖離しているのではないか?) 乖離は承知している。長期予測は困難を伴う。特に Unrestricted Demand については、Load Shedding (Shifting)も行われており予測困難。
実際には、過去の実績に基づき、3 年先までを予測して適用している。3 年ごとに予測を見直している。
 - ・ 大規模工業団地の建設など、大きな変動要因がない限り、これでは十分である。
- 電力政策について
- ・ 中央では、現在 Reserve Capacity を 5%に定め、最終的には 10%にする方向。
アンシラリーの適用拡大、有効電力、周波数だけでなく、Reactive Power Ancillary もある。2020 年には太陽光を 8%導入し、さらに 15%まで引き上げる方向。
 - ・ 州では、省エネおよび DSM を国の補助金を得て実施しており、農業負荷の別フィーダー化、供給時間制限も DSM の一環。高圧 500kVA 以上の工業負荷には時間帯別料金を導入している。
 - ・ 中央では New hydro policy の導入を予定している。
 - ・ 州は CERC の定めた規則をガイドラインとし、上限としている。これに州の実態を加味して若干の調整を加えている。全く違う政策を定めることはない。
- その他
- ・ 発電所の多くがバンガロールから離れたところにあることが問題。
これを解消するために、ディーゼル発電を 350MW のガス火力に取り換える工事が進んでいる。ガスのパイプラインは出来ており、Dabhol Power Station から供給を受ける。さらに別の場所でも 2000MW のガス火力を建設する予定である。
 - ・ カルナタカ州の電力事業は 2001 年より改善に取り組んでおり、タイムリーな料金改定申請に加え、翌年度には True Up を確実に行うなどの方策を行っているため、負債返済などに支障をきたすことはない。
 - ・ 仮に揚水を導入しない場合、再生電源に対応する調整としては、との問いに
 - 水力 3600MW
 - ガス火力 (既設+新設)
 - 送電網による州外からの輸入、州外への輸出

以 上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年6月24日 13:50～14:20
場所	ケララ州 Finance Department
参加者	FD: Mr.Minhaj Alam, IAS Secretary (Financial Resources) 調査団: 平原(記)、浦郷

水力案件開発に対する ODA 資金の借入れに関して、州政府の観点からのコメントを求めた。

一般的に言って、発電プロジェクトに JICA 資金を導入することについては問題がなく、歓迎するものである。ただ、ファイナンスに値するフィージブルな計画があるかどうかは Power Department に聞いてみないとわからない。ケララ州としては港湾プロジェクト等いろいろな計画を抱えているのでそれらに対する資金協力をしてもらえるのであれば、それに越したことはない。

電力について言えば、インドの銀行の資金を使用する機会が多い。特に National Bank for Agriculture and Rural Development (NBARD)を利用することが多く、大規模案件に対する多額の資金利用も可能である。

電力案件については州政府がイニシアチブをとって資金源を決めている。電力会社が州政府にプロジェクトのプロポーザルを提出し、州政府が資金源を探す。資金を探すときに一番重要なポイントは、資金調達コストが安いかどうかということである。外国の資金を使用する場合には州政府の判断だけで調達できるものではなく、中央政府の承認を取り付ける必要がある。外国の資金を導入する場合の上限額についてはインド政府が検討することで州政府が関与することはない。ただし、州としては州の債務借入上限額を常に念頭に置く必要がある。

(ここでインドでの電力分野での JICA 融資案件に関する質疑あり)

ケララ州では WB や ADB の資金を使用したプロジェクトが実施されている。これら外国からの資金を使用する際に適用する州のガイドラインの類は存在しない。案件によってはガイドラインを定めているものもあるかもしれないが、すべての案件に適用するものではなく、一義的には中央政府の決めたガイドラインに従っているのみである。

現時点で外国援助受け入れについて州政府において特に問題になるような障害は存在しない。ただし、外国借款の場合に一番懸念されることは為替リスクの問題である。

(ところで現在の円とルピーの為替レートに関する質疑応答あり)

「マハラシュトラ州で Finance Dept と面談した際に、JICA ローン借り入れに州政府の保証を求められるのであれば JICA 資金導入には躊躇するという説明を受けたが、その理由は何であろうか？」と尋ねたところ、それは政治的な問題であろうとのことであった。外国からの借款は多分に政治的な意味合いを含んでおり、州議会での議論の的にもなる。州政府の保証が直接州債務につながるものではなく、単に政治的な問題だと考える。

海外融資取り付けの際のプロセスは以下の通り。

- ① 電力会社が州政府に対して案件のプロポーザルを提出する。
- ② 州政府でどのような資金が適切であるかを州政府で検討して決める。
- ③ 資金調達予定を含めた案件のプロポーザルを中央政府に提出する、
- ④ 中央政府は案件を取り上げるかどうか検討する。

ケララ州の優先分野は道路建設、港湾、メトロレール、(付け足しのように)電力ももちろん重要。ただし、当地では環境汚染は大きな問題としてとらえられているので環境汚染のない案件でなければならない。仮に原子力発電を立案しても、皆が反対する。石炭火力も同じ。従って、開発可能なのはグリーンエネルギーに限られる。その他 IT セクターも重要。

案件を絞り込むため、必要性、効率性、便益、コスト、裨益人口等を勘案してプライオリティー付けをおこなう。

電力だけでなくほかのセクターへの JICA 協力も歓迎する

以 上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年6月24日 15:00～15:30
場所	Forest and Wild Life Department, Kerala
参加者	Dr. B.S. Corrie, Head of Forest Force G. Harikumar, PCCF (Wildlife) & CWW K.G. Mohanlal, PCCF (FM) D.K. Varma, APCCF (SA & NO) P.K. Kesavan, APCCF (F, L & R) Study Team 平原、浦郷(記)、Poorva

調査団は、調査の目的と PSP の概要を説明し、ケララ州の保護区の状況、事業計画地付近の保護区境界線の情報の提供を求めた。先方からの回答は以下の通り。

- 国立公園、サンクチュアリー、Eco-Sensitive Zoneなど保護区内で開発行為を行う場合は、事業計画概要など必要な書類を準備した上で、中央や州の審査手続きを経て、Wildlife Certificate が与えられた事業者だけが実施可能である。提供のあった案件に関し、電力部に問い合わせたものの、何の情報も得られなかった。
- 事業が計画されているあたりは、トラやゾウの生息域であるが、これら生物が好んで移動するコリドーなどの具体的な場所は分からない。希少生物生息エリアや保護区境界などの情報は、具体的な事業計画の図面および関連政府機関からの指示がないと提供できない。
- ケララ州、特に保護区内での新規の貯水池の開発は、環境 NGO などの多くの反対が予想され、困難であろう。ただし、既存の貯水池を使い、新たな貯水池を作らない形の発電システムであれば、社会的・政治的問題はあるものの、実現可能なのではないかと思われる。ケララ州は電力が不足しており、州内では 40%しか自給できず、他州から購入している。何らかの形での電力供給は必要である。具体的な図面を持ってきてもらえれば協力できる。
- 保護区内では、乾季に森林火災が発生することもあるが、他州ほど深刻ではない。違法伐採は無いが、帰化植物・帰化生物の侵入は問題になっている。
- Forest Clearance の必要な森林のエリアは、Survey of India の発行する Topo sheet に記載されている森林の範囲と同じである。

以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年6月24日 10:00～10:30
場所	KERALA STATE LAND USE BOARD, Kerala
参加者	Mr. Nizamudeen. A, Land Use Commissioner Study Team 平原、浦郷(記)、Poorva

調査団は、調査の目的と PSP の概要を説明した後、ケララ州の土地利用の状況、事業計画地付近の土地利用開発関連の情報の提供を求めた。先方からの回答は以下の通り。

- 土地利用計画やゾーニングは、The Department of Town & Country Planning (<http://www.townplanning.kerala.gov.in/>)の管轄である。
- 事業が計画されているエリアは、Scheduled Tribe の居住しており、道路が少なくアクセスも不便で、開発が遅れているところである。近年、このエリアの開発を目的として新たに村(Panchayat Cell)が作られ、教育、保健、福祉など多くのプログラムが実施されている。
- ケララ州は土地利用が進んでおり、事業のための用地を見つけることが容易ではない。
- ケララ州は Kerala State Biodiversity Board (<http://keralabiodiversity.org/>) という独立した生物多様性監視機関があり、環境に影響を与える事業の開発は難しい。石炭火力や原子力は多くの反対が予想され、無理であろう。
- ケララ州には、Agency for Non-conventional Energy and Rural Technology (ANERT) (<http://www.anert.gov.in/>)という独立機関があり、風力、太陽光、小水力などを推奨していて、800以上の小規模事業を紹介している。

以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年7月20日 10:30~11:30
場所	Agency for Non-conventional Energy and Rural Technology (ANERT) 本部
面会者	ANERT : Ms. T Mithra, Director Mr. Aneesh S.Praseed, Program Officer (Roof Top Solar) Mr. R Rajesh, Program Officer (Solar PV) Mr. R Jayakumar, Program Officer (Wind) Mr. Ajith Gopi, Program Officer (Solar) 調査団 : 原田、近藤、廣瀬 (記)、Rajiv Santhanam (DESEIN)

- ANERT へのヒアリングを実施した。
ANERT は、MNRE と協力して新エネ開発を行う州の機関。
EMC との違いは、EMC は省エネを主体として、小水力を扱う点。
(ANERT では KSEB による揚水計画を全く具体的に認識していない)
- 太陽光発電について
 - ・ Kerala は人口密度が West Bengal に次いで 2 番目であり、未利用地が少ない。
 - ・ また、緑が多いため陰になる部分が多く、用水路上を用いることも出来ない。
 - ・ このため、10,000 Roof Top Project (1kW オフグリッドを 1 万軒に設置)計 10MW、(9000 軒達成)や 1~5kW の系統連系発電を 2015~16 年度に 15MW、16~17 年度に 19MW 計画。(ただし、配電会社の連系許可次第)、政府建物の屋上に 15MW、太陽光発電による 10hp 未満の飲料用ないし農業用ポンプなどを計画している。
 - ・ その他、KSEB にて行う大型のプロジェクトはそちらに確認してほしい。
- 風力について
 - ・ 現在のケララ州の風力発電規模は 43.27MW、州全体のポテンシャルは 837MW と推測。ただし、20m 高で測定した結果であり、土地利用の制約などは考慮していない。現在は 6 地点で 8 本の 80m 高風速測定をしており、100m 高も 4 本計画。推測方法などにより、推計は大きく変動する。
 - ・ 風力資源が豊富なのは Idukki, Palakkad districts。3 年以内に前者では 10MW、後者では NHPC と共同で 82MW を建設する計画(これは全て forest area 外)。DPR も存在。但し、送電線容量から今年度は 8MW。これ以上は KSEB による増強が必要。
 - ・ 森林地域では発電設備は建設できない。これは風力でも同じ。
 - ・ Idukki は比較的平坦だが、Palakkad は地形が複雑であり、輸送の制約から 750kW と比較的小型の機種を採用する。
 - ・ 未利用と思われた用地の一部に Tribal land が判明。発電売上の 5%を部族に渡すことで

合意した。

○ 揚水発電について

- ・ (ANERT では KSEB による揚水計画を全く認識していないことが判明。) 基本的には KSEB に聞いてほしい。太陽光や風力などが大量導入された場合に系統への影響対策に有効な手段の一つであることは理解。また当州に適地が多いことも理解。
- ・ ただし、揚水発電だけが調整手段ではない。反対の意見も存在する。(州レベルの話か否かは不明。)

以 上

議事メモ

件名	インド国 電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水発電計画並びに電力・政策情報に関するヒアリング
日時	2016年7月22日 11:00～12:30
場所	Kerala State Electricity Board Limited (KSEB) 本社
参加者	<p>KSEB: Shri. N S Pillai, Director (Fiancial) (Board Member) (議長を務めた) Ms. P. Vijayakumari, Director (Transmission) (Board Member) Dr. E Mohhamed Sheveef, DCE (Centrally Aided Projects & Safety) B.V. Moharckumar, Hydro CE o/o Director (Distribution) Biju R, Finance Advisor (Finance) Anilrosh T S, Finance Officer (Finance) Swany Varkey, Senior Finance Officer (O/o Finance) N S Rajeuchen, Senior Account Afair(?) (O/o C/A) Alphome R J, Finance Officer (O/o Director (Finance)) Dr. N Ramkumar, Superintendent (GIS), (O/o CB(IT)) Sabeeda K, DAO (O/o HRE, CIA) Jolly Mathou M, SS (O/o HRE, O/o FA) Mini T N, EE, Commercial. (O/o CE(commercial & tariff)) Padmakumar G, EE (Planning) D Sudhadeci, DCE (SCM), (O/o CE(SCM)) Mohammed Shajahcu, EE (O/o D(D, SZGE) Ajith Kumar K N, ACE (O/o D(Gen Civil & HRM) K G P Nampoothin, EE (O/o CE(commercial & tariff)) Bipin Sankar P, DCE (O/o CE(commercial & tariff)) (添付資料-1 参照)</p> <p>TCE Mr. Rajaram Raman Desein Mr. R. Santhanam JPOWER 原田団長、近藤、廣瀬、佐々 (記)</p>

Kerala 州で水力発電を担っている公営企業である KSEB に対して、同州における揚水開発の状況や展望、電力政策について、ヒアリングした。内容は以下の通り。また、KSEB の Managing Director であり、州政府の Power Department の Additional Chief Secretary である Shri. Paul Antony (IAS) は欠席し、Power Department からの参加もなかった。

1. 揚水計画

添付資料-2 のとおり。

2. 電力政策

添付資料-3 のとおり。

3. その他

- 現在実施中の PSP に関する調査・検討は全て州予算で実施中とのこと。
- 送電線案件（事業規模 1,000 Crore 程度）は、既に MOP 宛に要請状を提出済み。その Copy を JICA Survey Team に渡すとのこと。
- 添付資料-1 において、略語は以下の意味と推測される。
 - ✓ O/o : Office of ;
 - ✓ O/o D: Office of Director ;

- ✓ CE: Chief Engineer, EE: Executive Engineer。接頭語の D: Deputy, A: Assistant.

添付資料

- 1) KSEB 出席者リスト (Att_1)
- 2) 揚水計画に関する質問とそれに対する回答 (Att_2)
- 3) 電力政策に関する質問とそれに対する回答 (Att_3)

以上

Please Write Your Good Name, Title, Dept. and Entity
(e-mail, mobile numbers are also appreciated.) Thank you.

<u>Name</u>	<u>Title</u> Designation	<u>Dept.</u>	<u>Entity</u>
N. S. Pillai Vijayakumar	Div (Finance) Dir (Transmission & S)	Finance Transmission ISO	KSEBL KSEBL
Dr. E. Mohammed Shaveef	Deputy Chief Engineer (CAPS & S)	Centrally Aided Projects & Safety	KSEBL
B. V. Mohandassan	Asst. Dir. of Director (Gen) Distribution		KSEBL
Pravin R	Financial Adviser	Finance	KSEBL
ANIL ROSH. T.S.	Finance Officer	Finance	KSEBL
Swamy Varkey	Sr. Finance Officer	Gen. FA	KSEBL
N. S. Rajeshwar	Sr. Accounts Officer	o/o CIA	
Alphonse. RJ	Finance Officer	o/o Director (Finance)	KSEBL
Dr. N. Ram Kumar	Superintendent (GIS)	o/o CE (IT)	KSEBL
Sabeeda K	DAO o/o the CIA	o/o CIA, KSEBL	
Jolly Mathai M	SS o/o the	o/o FA	KSEBL
MINI. T. N.	EE, Comm.	o/o CECT	KSEBL
Padmakumar. G	EE (Planning)		
B. Sudhadevi	Dy CE (scm)	o/o CE (scm)	KSEBL
Mohammed Sajitha	EE, o/o D (D, S & G E)	Generation	KSEBL
Ajith Kumar KN	Asst. o/o D (Gen. Gen & HRM)		KSEBL
K. G. P. Nampoothiri kgpneb@gmail.com	EE o/o CE (Comm. & Tariff)		KSEBL
Bipin Sankar P bipin.sankar@kseb.in	Dy CE o/o CE (Comm. & Tariff)		KSEBL

**Questionnaire for Discussion with JICA Study Team
regarding Pumped Storage for the Data Collection Survey on Power Sector and Pumped Storage Projects in India**

As you know, Government of India plans to install renewable energy of 175,000 MW by 2022 which mainly consist of solar and wind powers. Accordingly, the Ministry of Power aims at adopting pumped storage power plant for the large-scale development in order to stabilize the grid system as well as to secure peak power & to effectively use surplus off-peak power. Currently, JICA Study Team is surveying pumped storage projects in India for future implementation of PSP utilizing Japanese Yen Loan. So, JICA Study Team would like to ask you the following.

Questions	Answers
<p>1. Standpoint of Pumped Storage According to THE HINDU on 26th April, 2016, it was reported that <i>the state government urgently needs pumped storage hydroelectric power plants</i>. In this regard, we have the following questions:</p> <p>(a) Does KSEB have the same standpoint against development of PSP? (b) If yes, please show us what is the main driver for KSEB to pursue PSP opportunities? (such as financial benefits, peak power supply, supplying balancing power to grid, etc.)?</p>	<p>(a) Yes. A National workshop on “Challenges and opportunities in pumped storage hydro electric plants” was conducted at College of Engineering, Trivandrum on 25th & 26th April 2016 jointly by KSEBL & College of Engineering, Trivandrum. The report in the Hindu daily is based on this workshop. (b) Peak power supply, storage of excess energy in off peak hours</p>
<p>2. Current Status of Idukki & Pallivasal Pumped Storage Projects We heard from CEA in the end of June 2016 that KSEB focus on Idukki (300MW) and Pallivasal (600MW) PSPs after abandoning the above 3 PSPs. In this regard, we would like to know;</p> <p>(a) Current stage of the projects (Identified, PFR, Survey & Investigation for DPR, preparation of DPR, etc.) (b) When the PSPs are planned to be commissioned? (c) Is there any obstacle to develop the PSPs? (d) If PFRs have been completed, please provide the PFRs for our survey.</p>	<p>(a) Feasibility report of Idukki PSP is under preparation. Location for Pallivasal PSP is just identified. Investigation for both schemes is under way. (b) By the year 2027 (c) Difficulty in obtaining Environmental clearance and Forest clearance (d) Under preparation</p>
<p>3. Current Status of Kuttiyadi & Idamalyar Pumped Storage Projects According to list of pumped storage projects prepared in October 2015 by Central Board of Irrigation & Power, two PSPs, namely Kuttiyadi PSP (2,400 MW) and Idamalyar PSP (2,000 MW), were listed up as “PSH Sites identified by CEA”. In this regard;</p> <p>(a) We would like to know current status to review the report by the government. (b) Please give us the detailed information such as the map, drawing, installed capacity, number of units, maximum discharge, head, etc. (If the PFR has been completed, we would like to obtain copy of the PFR.) (c) When you plan to be commissioned the PSPs in your electric power development plan?</p>	<p>Due to involvement of forest land no further action has been taken by KSEBL for implementation of these two projects. Also L/H ratio is more</p>

<p>4. Newspaper Articles on Pumped Storage Project According to THE HINDU on 24th July, 2015, it was reported that</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ <i>Government plans to equip pumped storage plants by incorporating the Edamalayar (or Idamalayar), Kakkayam, Sholayar, and Kakkai hydro power projects to enhance reserve generation capacity and offset the increasing uncertainties in rainfall due to climate change;</i> ➤ <i>Feasibility studies were being conducted for the augmentation of the Edamalayar, Sholayar, Panniyar, Sabarigiri and Kakkad hydro power projects to enhance the availability of peak load energy;</i> <p>In this regard, we would like to know you the following:</p> <p>(a) Which PSP including PSPs listed in No. 3 & 4 of our questions has priority for development among the PSPs?</p> <p>(b) Development plan of PSPs in Kerala;</p>	<p>(a) Idukki PSP and Pallivasal PSP are the priority projects. (b) In Kerala, the existing reservoirs cannot be connected to develop PSPs due to various technical reasons. Therefore, either an upper pond or a lower pond need to be formed so as to operate the PSP at least for 4 hours in a day. Head of 200-500m with an installed capacity of above 100MW would be the ideal option for Kerala. The main hurdle in the formation of such a pond is the involvement of forest area and the requirement of environmental clearance.</p>
<p>5. Workshop titled as “Challenges and Opportunities of Pumped Storage Hydroelectric Power Plants” According to THE HINDU on 26th April, 2016, it was reported that <i>National workshop titled as “Challenges and Opportunities of Pumped Storage Hydroelectric Power Plants” was held from 24th to 25th April, 2016.</i> In this regard, we would like;</p> <p>(a) To know the key issues of the panel discussion hosted by Shri. M. K. Parameswaran Nair?</p> <p>(b) To obtain contents of the workshop for the survey. Indirectly, we heard that the contents are as below:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Pumped Storage Power Plants - A State of the art technology. ➤ Case study of Kadamparai Pumped Storage Plant on Hydro in Tamil Nadu - Mechanical aspect. ➤ Opportunities and challenges faced in the operation and maintenance of Kadamparai Pumped Storage Plant in the southern regional grid. ➤ Renovation and modernization of turbine-generating units at Kadamparai PSP - A Critical Assessment. ➤ Overview of Ghatghar PSP in Maharashtra- planning, construction and supervision w.r.t. roller compacted concrete dam. ➤ Operation and maintenance of Ghatghar PSP - Grid stabilization w.r.t E&M ➤ Planning, implementation, operation and maintenance of Purulia PSP in West Bengal ➤ Environmental and other statutory clearances for new PSPs ➤ Economic evaluation and financial viability of PSPs 	<p>Soft copy of the presentations made in the workshop is attached.</p>

<p>6. Pumped Storage Project except the above Except the above project, do you have other pumped storage project? If yes, please show us the project name and give us the detailed information such as the map, drawing, installed capacity, number of units, maximum discharge, head, etc.</p>	<p>No</p>
<p>7. Interest in Japanese Yen Loan (a) Are yen-denominated government credits attractive? Do you hope to borrow yen-denominated government credits for construction of pumped storage plant? (b) If you have interests to pursue Japanese Yen Loan for PSP, have you shown interest to the state government? (c) Has the state government, especially finance sectors acknowledged the interest and has been supporting it?</p>	<p>To be decided as a policy matter</p>
<p>8. Social and environmental (a) Environmental issues are one of the critical in especially Kerala, forest rich states. With regards to these in JICA mind, could you explain for all PSPs mentioned above about the situations of ➤ Forestry ➤ Local ingenious peoples objections/status, ➤ Castes/tribes ➤ Any present or potential NGO issue to be arisen, ➤ Land procurement status ➤ Interstate river water disputes/potentials (b) It is often noticed State government applies specified modifications to State regulations from Central regulations. Are you aware if Kerala has locally modified regulations/acts/rules from central, on: ➤ ELA notification rules, (such as 2006 onwards) ➤ New land acquisition bill, which is being proposed in the central gov., ➤ Forest conservation rules, (such as 2004 & amendments) (c) Ecologically sensitive areas (ESAs) of the Western Ghats (Expert Panel)</p>	<p>(a) Involvement of forest and tribal land for the construction of PSPs can be ascertained only after conducting field level surveys. As the studies are only progressing at present, this aspect cannot be explained as of now. (b) To the best of our knowledge, Kerala has not made any state specific modifications in the regulations/acts/rules on EIA, land acquisition, forest coservation etc. (c) Reports of the committees on Western ghats are yet to be finally notified by the Central govt.</p>
<p>9. Power regulation reforms Recently there are various actions being activated in the Central (CERC, MOP, CEA) for power regulations/rules/notifications, acts. Is Kerala power sector totally (100%) in line with the Central actions on: (a) Deviation settlement mechanism (DSM) regulations, (b) Ancillary service regulations, (c) Roadmaps for operationalize reserves (such as secondary control reserves, Automatic generation control (AGC), etc.) (d) Flexible generation planning & flexible generation obligations, including valuating</p>	<p>No state specific actions has been made by Kerala varying from the central acts/regulations/rules etc. on power sector.</p>

<p>energy storage.</p> <p>(e) Electricity Act reform including stringent RPO, RGO, RCO, etc.</p> <p>If there are any other State “specific” actions varying from the central, please advise us.</p>	
<p>10. Project List of 10 Pumped Storage Projects</p> <p>(a) According to the discussion on 22/JUL, we kindly request you to unveil the project list with the salient features such as site, output, head, name of reservoirs, etc.</p> <p>(b) If PFRs of the PSPs have been completed, please provide them for our survey.</p>	<p>(a) Brief write up on the list of 10 PSPs identified in Kerala is attached.</p> <p>(b) PFRs are yet to be made prepared for these PSPs.</p>
<p>11. Variable (Adjustable) Speed Type Unit</p> <p>(a) Are you interested in installation of variable speed type unit into your PSP?</p> <p>(b) When number of units are four, how many unit do you hope to install variable speed type unit?</p>	<p>These details will be finalised only on completion of the PFRs/ DPRs of the projects.</p>

Details of various Pumped Storage Schemes considered by KSEBL

1. Kakki/Upper Moozhiar as upper reservoir and Moozhiar reservoir as lower

Both these reservoirs are under the control of KSEB Ltd. Kakki has a storage capacity of 446 MCM and Moozhiar 1.16 MCM. There is an elevation difference of 789 m. Possibility of aligning a water conductor through the same ridge as that of the existing one is bleak. Hence aligning the water conductor system along the ridge on the LHS of Moozhiar stream is to be considered. Length of the water conductor system may be of the order of 8.5 km. Due to limited capacity of Moozhiar reservoir a quantity of about 1 MCM can be considered for generation of power for 4 hour peak duration. Discharge available is 69.44 cumecs. At a net head of about 700 m this can be transformed into about 375 MW minimum. Instead of Kakki reservoir, Upper Moozhiar can also be considered as an alternative to reduce the length of the water conductor system. Storage can be created in summer with the water pumped up from Moozhiar and closing the control gates at Upper Moozhiar to Kakki. Various alternatives giving due consideration of construction difficulties, involvement of forest land, as well as increasing the capacity of Moozhiar reservoir etc has to be studied.

2. Idukki as upper reservoir and Malankara as lower

Elevation difference is about 690 m at FRLs. Both reservoirs have sufficient storage. Hence quantity of water that can be utilized for generation during peak hours has flexibility. 3 MCM of water utilized can transform to about 1100 MW on the minimum. Intake location has to be selected with utmost care so that alignment of water conductor system does not conflict with the existing one. Land between Moolamattom and Malankara is held by private parties. A detailed study is to be conducted for fixing the alignment and selection of power house site.

3. Idukki as upper reservoir and Marmala

A small hydro project is planned at about 0.3 km upstream of Marmala falls. At about 1.5 km upstream of Marmala falls a suitable site is available for creation of a lower reservoir. If a reservoir of capacity around 5 MCM can be created, about 450 MW generation would be possible utilizing a discharge of 3 MCM during peak demand. Land at this site is private rubber plantations. Intake can be suitably located on the periphery of the Idukki reservoir off Kulamavu.

4. Ponmudi as upper reservoir and Kallarkutty as lower

There is a difference in elevation of 230 m. Land involved may be only private land. Detailed study for aligning water conductor system is to be studied. 2 MCM of water can be transformed into about 250 MW during a peak time of 4 hours.

4. Sengulam and Kallarkutty reservoirs

Upper reservoir of Sengulam has storage limitation. Its capacity is 1.6 MCM. Elevation difference is about 400 m. Hence 1 MCM can be considered and can be transformed into about 200 MW. No forest land is involved. Proper alignment is to be fixed for the water conductor system.

5. Kallarkutty and Lower Periyar reservoirs

Elevation difference is about 200 m. Both reservoirs have capacity above 4 MCM. If 2 MCM is considered for peak utilization it can deliver about 200 MW. Involvement of forest land at the Lower Periyar end is to be ascertained.

6. Peringalkuth and Idamalayar reservoirs

A preliminary study was already conducted. Elevation difference is about 250 m. Water is being diverted from Peringalkuth to Idamalayar reservoir through Vachumaram stream. There is a tribal colony at Vachumaram and a road is available between the reservoirs through this colony. A water conductor system aligned near to this without disturbing the tribal settlement can be easy for construction. Developing the road to cater our minimum needs is to be looked into. A little forest land may be required at the banks of the Idamalayar reservoir for locating the switch yard and other structures. Land is also required for construction infrastructure. Evacuation of power has to be done through UG cables along the above mentioned road. Detailed study is to be conducted to minimize the forest involvement. Minimum power that can be generated with 3 MCM of water is about 350 MW.

7. Sholayar and Idamalayar reservoirs

This is a completely forest area. Water conductor system may be made fully underground. Near Malakkapara there is a tribal colony at Kappayam in the stretch between Sholayar and Idamalayar reservoirs. Switchyard and other structures require some extent of forest land. Access roads for power house and switch yard has to be constructed along the tribal settlement without any disturbance to their routines. Extent of about 10 ha of land may be required for the scheme for road development and for switchyard and other infrastructure. Elevation difference is of the order of 650 m. Both reservoirs have sufficient storage and the head available is fairly large. A quantity of 3 MCM during the peak can transform to about 900 MW. Hence this scheme is an attractive one. Detailed studies are to be conducted to minimize the extent of forest land so that the scheme can be materialized.

8. Kakkayam and Peruvannamoozhi reservoirs

Elevation difference is about 670 m. Due to the presence of water conductor systems of existing schemes it may not be possible to align the water conductor system through right bank. Hence left bank has to be selected. Tail race will have to be located near Kariyathumpara. Both reservoirs have good storage capacity. A quantity of 3 MCM during peak can deliver about 900 MW. This is very attractive. Since intake is located on left bank, forest land may be involved for access roads. But this may be of the order of 1 to 2 ha. Downstream end is totally private land. Another possible alternative for the water conductor system is through the ridge along the northern side of the Kakkayam colony. Intake can be suitably located near the KHTC boating point. Detailed studies are to be made.

9. Pazhassi sagar

On the northern side of Pazhassi sagar reservoir, about 1.3 km away, laterite quarries (about 300 ha) are available at an elevation of about 200 m. FRL of Pazhassi reservoir is 26.5 m. If an extent of 30 ha can be acquired in this area, a reservoir can be created artificially to contain storage of 4 MCM. With about 3 MCM storage a power of about 200 MW can be generated during the peak. No forest land is expected. Detailed study is to be conducted.

Questionnaire for availing JICA assistance for Pumped Storage Power Plants in Kerala

No.	Query	Reply
I Commercial transaction of electricity		
1	How is electricity transacted between the stake holders? What is the share structure?	Electricity is purchased by KSEBL through long term/medium term/short term contracts with various generators and power trading companies. Some amount of power is also tied up through power exchanges and OTC transactions to meet the daily requirements.
2	Is there some written contract or agreement between Distribution and Generation within KSEB?	No
3	Is there any reform plan of electric power business (e.g. privatization etc.)?	KSEBL has already implemented the reforms measures mandated by various Acts and Regulations of the country. There is no state specific reform measures. KSEBL is obliged to follow the Union Government programmes in this regard.
II Load shape and necessity of peak power plant		
1	What is the current situation and future prospect of the peak/off-peak gap?	Presently the gap between peak and off peak demand is high in the order of approximately 1200MW. Domestic demand being high in proportion, peak demand occurs during evening hours. However, the trend shows a narrowing down of the off-peak/ peak gap as day time consumption is also on the rise. The yearly demand rise is
2	Do you have any issue in the grid operation (present, future)?	There exists high peak to off peak ratio in KSEBL system. Now the grid operations are managed with the help of hydro stations. During summer season, some of the hydro stations are used only as peaking stations. During monsoon season, the runoff river plants are operated along with the thermal RTC power availed through LTA, MTOA and CGS allocation. Hence the additional 500~600MW available during off peak hours during monsoon and other low demand period can be utilized by running pumped storage power plant. Now, the excess power available during this period is being surrendered by paying fixed charges. This can be avoided if pumped storage plants are available. The emergence of solar and wind generation is expected in a large way as distributed generation and the pumped hydro schemes can help balancing the low demand that may occur during the period other than evening peak.
3	What would be the possible mechanism / tool to balance peak/off-peak gap, and what would be a priority option?	The peak/off-peak demand is mainly balanced at present by running the conventional hydro plants of KSEBL. In future gas fired power plants and Pumped storage plants would also be utilised for the balancing of peak/off-peak demand. TOD pricing is already implemented for industrial and other high value consumers as a measure to restrict the peak demand. This is being extended to other consumers also. The priority shall be (1) peaking hydro plants (2) TOD pricing for all consumers (3) other options such as gas fired plants etc.
III Power development plan		

1	What is the philosophy (basic consideration/condition) of power development plan? Please list in terms of priority	The basic philosophy adopted in the power development plan of KSEBL in the order of priority are - (1) environmental considerations (2) cost (3) energy mix
2	Please explain the Power Development Plan for the next 10 years	The capacity addition plan up to 2021-22 is attached. (Annexure-2)
3	What is the uncertainty in achieving power development plan?	Major bottlenecks expected in achieving the power development plan are - (1) constraints imposed by environmental protection laws and forest clearances in case of hydel plants (2) lack of any fossil fuel reserves, transportation of fuel and environmental concerns for thermal plants (3) lack of adequate vacant land, undulating terrain etc. for renewable power such as solar and wind.
IV Pumped Storage Plant (PSP) development		
1	Do you have any PSP development plan? If yes, what is the development status?	PSP as an option is very seriously considered, but the same is not fit to be called as a plan. Implementation of Idukki PSP (300 MW) and Pallivasal PSP (600MW) schemes are under investigation stage.
2	How is the availability of water resource for hydro power generation? (monsoon condition of recent years, priority of water resource allocation for drinking, farming/irrigation, industry, power generation etc.)	Availability of water from the two monsoon seasons will be utilized for power generation. Inflow into major reservoirs of KSEBL during the past years is attached (Annexure-3) . All the major hydro plants have exclusive reservoirs. Hence the priority is on power generation itself. Diversion for drinking/agricultural/industrial purposes occur deeper downstream after the power generation, hence all the projects fits into a harmonic working model. There has not been any serious issues of fixing the priority.
3	What are the major supportive elements to develop new PSP? (increasing necessity for peak power plant, balancing plant for grid stability, ancillary service tariff for peak power, policy to encourage low carbon technology, rich in water resources etc.)	PSP schemes are devised by KSEBL with the objectives of meeting peak hour demand and storage of excess energy during off peak hours
4	What are the major barriers to develop new PSPs? (low necessity for balancing plant, higher cost compared to alternate options (gas fired plant, DSM etc.), water resource and its use, land use and acquisition (environmentally protected area, land ownership etc), local issues (inhabitant resettlement etc.) local resident issues	(1). Lack of proper location to set up PSPs, not affected by forest/ wild life sanctuary /reserve forest etc. (2). High cost of generation in PSPs (3). Delay in obtaining statutory clearances from concerned authorities like CEA, MoE&F etc.

5	Is there any supportive policy/measures for PSP development?	The National Tariff Policy declared by Govt. of India includes PSPs of all capacity under 'Renewable' category. Hence utilities can account such energy under their RPO.
V Tariff policy		
1	What is the current tariff policy/design for Hydel?	For small hydro projects of capacity less than 5 MW, a normative tariff of Rs.5.47/kWh, and for small hydro projects from 5 MW upto 25 MW a normative tariff of Rs.4.65/kWh is fixed by the State Regulatory Commission. For hydel projects above 25 MW, project specific tariff is fixed by the Commission. All hydro plants below 25 MW are classified as 'Renewable' so that such energy can be accounted to meet the RPO of utilities.
2	Is there a separate tariff policy/design for PSP? If yes, please explain.	The National Tariff Policy mentions that the developer of a PSP has the option of getting the tariff determined by the Appropriate Commission on the basis of performance based cost of service regulations
3	Is there any plan to review/reform tariff policy/design?	The National Tariff Policy has lately been revised on 28.01.2016.
VI What is the situation of Distribution business in terms of Debt accumulation, repayment, status of application for UDAY program		
1		KSEBL has intimated its willingness to the State Govt. to join the UDAY scheme. Loan liability of KSEBL as on 30.09.2015 was Rs.5800 Crore. It is learnt that the State Govt. has accorded sanction to sign the UDAY scheme for improving the operational efficiency part of the scheme only. Awaiting formal communication in this regard from Govt. of
2	AT&C loss improvement (technical, metering/theft, collection)	AT&C loss is declining steadily over the years. AT&C loss during 2013-14, 2014-15 and 2015-16 were 16.15%, 15.77% and 16% respectively. All the consumers except street light consumers are metered. The Anti Power Theft Squad constituted to detect power thefts has conducted 34313 inspections during 2015-16 and 4524 irregularities were detected. The collection efficiency during 2015-16 was 97.63% (99.4% excluding Govt. departments).
3	Balance between cost of supply and tariff	The average cost of supply during 2015-16 was Rs.5.85/kWh and the average realisation is Rs.5.41/kWh.
VII Data / information requirement		
1	Electricity supply & demand record for past and future outlook (long-term outlook is preferable)	Attached (Annexure-1)

2	Power development plan (long-term plan is preferable)	Attached (Annexure-2)
3	Variable Renewable Energy (VRE) development plan (long-term plan is preferable)	Attached (Annexure-4)
4	Annual electricity load curve (for 8760hrs)	Daily Load Curve on 28.06.2015 and 28.03.2016 is attached (Annexure-4)
5	Daily electricity load curve (for 24 hrs)	
6	Average power generating cost [Rp/kWh]	
	- Coal fired power plant (at Rp xx / ton of coal cost)	No coal fired power plants in Kerala
	- Gas fired power plant (at \$ xx / MMBtu of gas cost)	No gas fired power plants in Kerala
	- Conventional hydro power plant	Rs.0.74/kWh
	- PSP	No PSP power plants in Kerala
	- Solar PV	Rs.7.04/kWh fixed by KSERC
	- Wind	Rs.6.58/kWh for Zone-1, Rs.5.98/kWh for Zone-2 and Rs.5.27/kWh for Zone-3 fixed by KSERC
7	Electricity procurement cost of Discom [Rs./kWh]	
	- Average (actual)	During 2015-16, the average power purchase cost was Rs.3.99/kWh (excluding self generation)
	- Peak power (actual, upper limit)	During 2015-16, the upper limit was Rs.8.67/kWh
8	Financial details of KSEBL and outlook.	Details attached (Annexure-5)

Annexure-1

Electricity Supply & Demand - Past and Future Scenarios

Item	Actuals										Projections				
	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19				
Unrestricted demand (MW)	3004	2998	3119	3473	3298	3588	3727	3985	4214	4510	4821				
Peak availability (MW)	2765	2998	3119	3348	3268	3558	3602	3860	4612	4859	4967				
Energy requirement (MU)	16600	17350	17808	19521	20736	21264	22040	22945	25889	27709	29620				
Energy availability (MU)	15327	17036	17470	19140	19876	21940	21925	22637	26832	28327	30893				

Power Development Plan of KSEBL (including Renewable Energy)

SI No	Name of Project	Capacity (MW)	Expected year of completion
I	Gas fired Projects		
	Brahmapuram conversion	40	2017-18
	Brahmapuram CCPP	400	2020-21
	Sub Total Gas	440	
II	Coal fired Projects		
	Cheemeni	1320	2021-22
	Sub Total Coal	1320	
III	Hydro Projects		
	Pallivasal Extension	60	2017-18
	Thottiyar	40	2017-18
	Mankulam	40	2019-20
	Athirappally	163	2021-22
	Pambar	40	2021-22
	Achankovil	30	2021-22
	Sub Total SHP	373	
IV	Small Hydro Projects		
1	Vellathooval	3.6	2016-17
2	Perumthenaruvi	6	2016-17
3	Kakkayam	3	2017-18
4	Bhoothathankettu	24	2017-18
5	Poringalkuthu	24	2017-18
6	Chathankottunada II	6	2017-18
7	Upper Kallar	2	2018-19
8	Olikkal	5	2019-20
9	Poovaramthode	3	2019-20
10	Chembukadavu III	7.5	2019-20
12	Peruvannamuzhi	6	2019-20
13	Ladrum	3.5	2019-20
14	Pazhassi Sagar	7.5	2019-20
15	Upper Sengulam	24	2020-21
16	Chinnar	24	2020-21
17	Deviyar	24	2020-21
18	Peechad	3	2020-21
19	Western Kallar	5	2020-21
20	Marmala	7	2020-21
21	Maripuzha	6	2020-21
22	Valanthode	7.5	2020-21
23	Pasukadavu	2	2021-22
24	Chembukadavu IV	1.35	2021-22
25	Thommankuthu	3	2021-22
26	Kallar	4	2021-22
27	Meloram	3.5	2021-22
28	Chathankottunada I	3.5	2021-22
29	Pambla	12	2021-22
30	Upper Sengulam II	24	2021-22
	Sub Total SHP	254.95	
V	Solar Power Projects		
1	Kasargod Solar Park	200	2017-18
2	West Kallada Floating Solar Project	50	2017-18
3	Kanjikode Solar Stage-II	6	2016-17

4	Barapole Canal Bank Solar Project	1	2016-17
5	Barapole Canal Top Solar Project	3.5	2016-17
6	Banasurasagar Floating Solar Project	3	2017-18
7	Kanjikode Solar Hybrid Project	3	2017-18
8	Ramakkalmedu Solar Hybrid Project	2	2017-18
9	Solar Plants in KSEB Substations	15	2016-17
10	Solar Plants in KSEB Substations	6	2017-18
11	Solar Plants in KSEB Substations	2	2018-19
12	Solar Plants in KSEB Substations	5	2019-20
13	Solar Plant in Padinjarethara Dam	1	2016-17
14	Solar Pumping Project at Kakkayam	1	2017-18
15	Floating Solar Project at Kakkayam	1	2017-18
16	Vilangad Canal Top Solar Project	1	2016-17
17	Grid connected solar at various	16	2016-17
18	Grid connected solar at various	5	2017-18
19	Grid connected solar at various	4	2018-19
20	Grid connected solar at various	10	2019-20
21	Roof top solar in various Govt.	83	2017-18
	Sub Total Solar	418.5	
VI	Wind Power Projects		
1	Palakkad Wind farm	102	2018-19
2	Ramakkalmedu Wind Hybrid Project	5	2017-18
3	Kanjikode Wind Hybrid Project	3	2017-18
	Sub Total Solar	110	

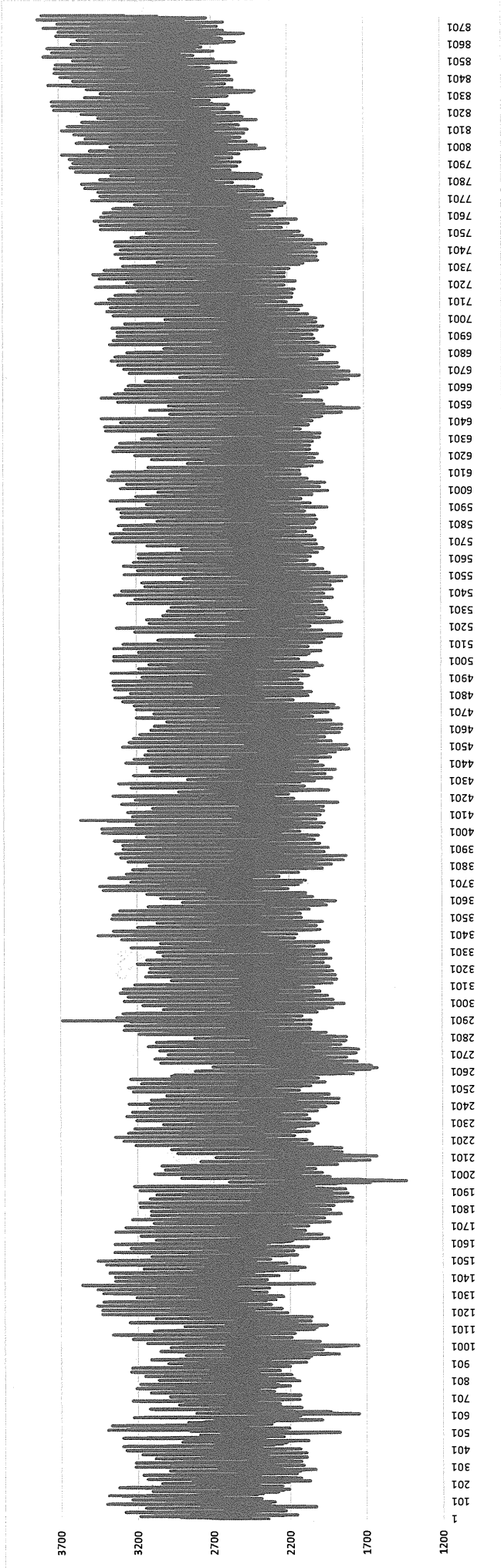
Annexure-3

Inflow into the Reservoirs of KSEBL

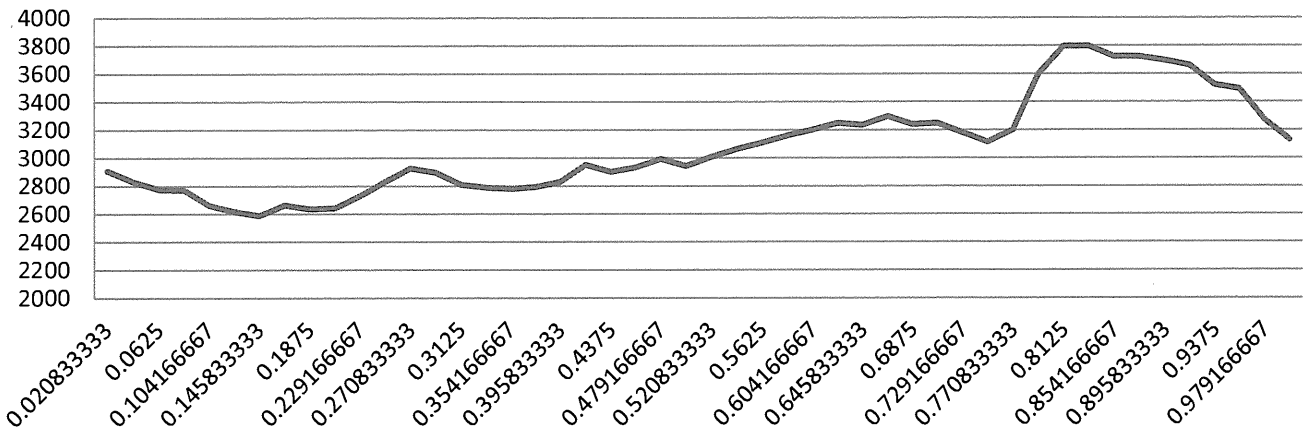
Year	Inflow (in MU)
2010-11	6818
2011-12	7497
2012-13	3886
2013-14	8810
2014-15	7346
2015-16	5839

Annexure-4

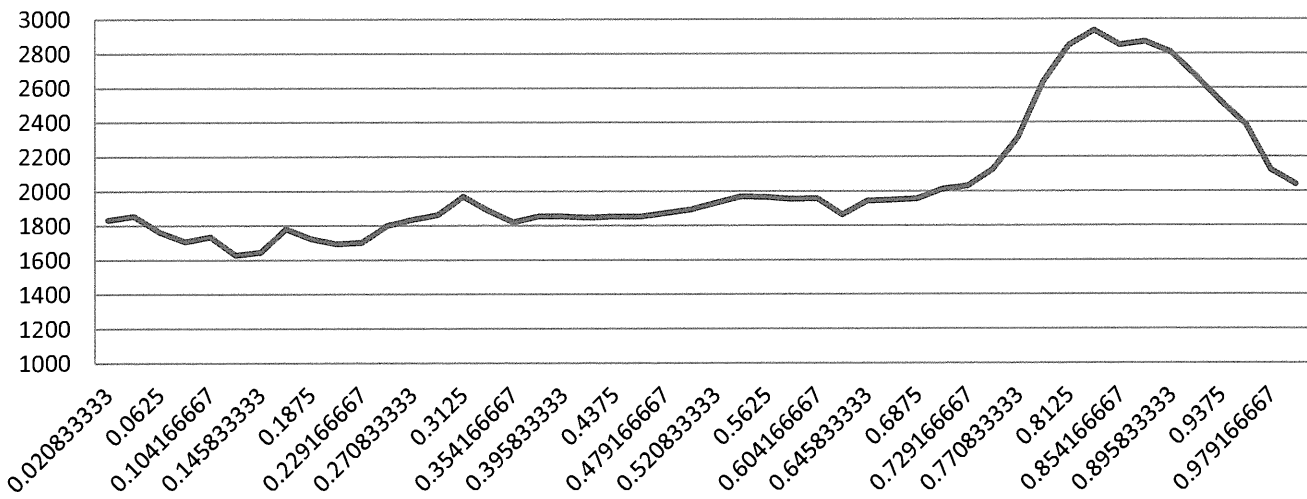
Load Curve for 2015-16



Load Curve for 28.03.2016



Load Curve for 28.06.2015



**ABSTRACT OF REVENUE ACCOUNT AND WORKING
RESULTS(PROV) FOR THE YEARS 2015-16 AND 2016-17**

(₹ in Lakh)

Sl. No.	Particulars	Accounts 2014-15 (Provl.)	Budget Estimate 2015-16	Revised Estimate 2015-16	Budget Estimate 2016-17
1	2	4	5	6	7
1.	Sale of energy (Million Units)	18795.43	19675.53	20106.00	22641.00
2.	Revenue Receipts				
a)	Sale of power	1011625.98	1034084.00	1080000.00	1152300.00
b)	Other Income	29661.07	42505.00	40000.00	51000.00
	Total of (2)	1041287.05	1076589.00	1120000.00	1203300.00
3.	Expenditure				
a)	Purchase Of Power	678276.09	668362.00	630000.00	735400.00
b)	Generation of power	20991.20	20825.00	20000.00	24000.00
c)	Repairs & maintenance	24443.94	28341.00	26631.00	29318.00
d)	Employee cost	272084.04	222826.00	291886.00	233512.00
e)	Pension and related expenses through Master Trust	0.00	0.00	24700.00	116588.00
f)	Administration & General expenses excluding sec.3(i)duty	16976.06	18514.00	18974.00	19733.00
g)	Depreciation	45969.87	59551.00	47700.00	50100.00
h)	Interest and finance cost	85346.20	102701.00	84304.00	46100.00
i)	Other expenses including prior period charges and and Section 3 (1) duty	24489.85	58451.00	16426.00	17867.00
	Total of (3)	1168577.25	1179571.00	1160621.00	1272618.00
4	Net Profit(+)/Loss(-)(2 - 3)	-127290.20	-102982.00	-40621.00	-69318.00
5	Net Internal Resources				
a)	Net Profit(+)/Loss(-)(4)	-127290.20	-102982.00	-40621.00	-69318.00
b)	Depreciation	45969.87	59551.00	47700.00	50100.00
c)	Repayment of loan	276904.00	265672.00	337060.00	70375.00
	Net Internal Resources5(a)+(b)-(c)	-358224.33	-309103.00	-329981.00	-89593.00

ABSTRACT OF CAPITAL RECEIPTS & EXPENDITURE(PROVISIONAL)

(₹ in Lakh)

Sl. No.	Particulars	Accounts (Provl.) 2014-15	Budget Estimate 2015-2016	Revised Estimate 2015-2016	Budget Estimate 2016-17
1	2	3	4	6	7
I	RECEIPTS				
1	Assistance fom GOI/GOK sponsered schemes vizDDUGJY, PSDF,IPDS,DRIP etc and loan from banks and financial Institutions like REC,LIC,PFC etc	351091.00	315000.00	300000.00	218875.00
2	Receipts from deposit work/ Service connection charges	32752.00	42797.00	41000.00	44000.00
3	Debts and Deposits	91194.33	86606.00	-179879.00	-35282.00
4	Net deficit in Internal Resources	-358224.33	-309103.00	-40621.00	-89593.00
	TOTAL RECEIPTS	116813.00	135300.00	120500.00	138000.00
II	EXPENDITURE(Scheme-wise)				
1	Generation	29387.00	38565.00	38330.00	39000.00
2	Transmission	22415.00	24000.00	18500.00	26000.00
3	Distribution	65011.00	71000.00	61500.00	70500.00
4	Others	0.00	1735.00	2170.00	2500.00
	TOTAL CAPITAL EXPENDITURE	116813.00	135300.00	120500.00	138000.00

Questionnaire for KSEB & Power Dept., Kerala

Background and Purpose of the Survey

We are assigned by JICA (Japan International Cooperation Agency) to seek new opportunity of financial aid (Japan's ODA loan) in the field of Pumped Storage power plant (herein after PSP) in India. Our task is to provide suggestion for JICA in this regard by surveying various affecting elements for PSP development in the several candidate states including policy, load shape, and business structure of power sector.

Answers will be given to the Study team within Next week (by July 30) together with data.

Comments during the meeting are stated in red.

■ Commercial transaction of electricity

1. How does electricity transacted between the stake holders? What is a share structure?

- Bilateral contract (PPA, long-term/short-term) ⇒ Yes. We have all.
- Single buyer system (Certain entity will procure all of the generated electricity and distribute it to Discoms.) ⇒ It is almost like monopoly.
- Market trading (OTC: Over The Counter, Exchange)
- Is there some written contract or agreement between Distribution and Generation within KSEB? ⇒ No. Internal Generation within KSEB is 40 to 50 % (Energy. Depending on rain)

2. Is there any reform plan of electric power business (e.g. privatization, etc.)?

⇒ No. KSEB will be kept as public entity and no de-bundling or privatization is planned.

■ Load shape and necessity of peak power plant

1. How are the current situation and the future prospect of peak/off-peak gap?

⇒ Gaps are diminishing (especially in Summer) due to increase of consumption in daytime.

2. Do you have any issue in grid operation (present, future)?

⇒ Yes, there would be a problem if VREs increases. As of current, hydro is covering the peak.

3. What would be the possible mechanism / tool to balance peak/off-peak gap, and what would be a priority option?

- Peak power plant (Conventional hydro, Gas-fired power plant, PSP)

⇒ PSP is the only viable solution. Hydro: Forest clearance difficulty. Gas: Not available.

Coal Thermal: Not in the state (opposition from the public.) will be built in Odisha.

- Wider grid connection ⇒ Yes.
- Battery ⇒ Not a viable option.
- TOD pricing and demand response, etc.
⇒ Energy conservation program, ToD applied to HT and over 20kVA customers.

■ Power development plan

1. What is a philosophy (basic consideration/condition) of power development plan?

Please list up in terms of priority. For example:

- 24 x 7 supplies to customer.
- Cost
- Environmental consideration, etc
- Energy mix (choice of fuel, role of each fuel)

2. Please explain (and give us a copy) of Power Development Plan for the next 10 years.

⇒ We have up to 2022. Beyond we will try.

3. What is an uncertainty in achieving power development plan?

- Fossil fired power ⇒ Public Protest against Coal Thermal in local community is eminent.
Also Fuel not secured. We set up a joint entity in Odisha to generate for our state.
- Hydro power (conventional, PSP) ⇒ Forest Clearance is very difficult. We have to avoid.
- Renewable power, in particular solar PV and Wind
⇒ Land is scarce. Transportation problem for Windpower blades in mountainous area.

■ PSP development

1. Do you have any PSP development plan? If any, what is a development status?

⇒ Already discussed.

2. How is an availability of water resource for hydro power generation?

- Monsoon condition of recent year. ⇒ Approx. 7000MU/year if favorable from Hydrel.
- Priority of water resource allocation. ⇒ For KSEB dams, Generation has priority.
(Drinking, Farming / Irrigation, Industry, Power generation, etc)

3. What are the major supportive elements to develop new PSP?

⇒ Supplying balancing to the grid.

No other alternatives to peak generation has been materialized.

- Increasing necessity for peak power plant, balance power plant for Grid stability.
- Ancillary service tariff for peak power procurement
- Policy to encourage low carbon technology
- Rich in water resources, etc

4. What are the major barriers to develop new PSPs?

- ⇒ We will try to find a site which has no or less barriers to implement. Study is on the way.
- Low necessity for balancing power plant
 - Higher cost compared to alternative options (gas-fired, demand side management)
 - Water resource and its use
 - Land use and acquisition (environmentally protected area, land ownership)
 - Local issues (protest, re-settlement)
 - Local resident issues, etc

5. Is there any support policy/measure for PSP developments?

- ⇒ There is no support as of now, but we are confident that the state will give some kind of support once we have compiled our report and proposal.

■ Tariff policy

1. What is a current tariff policy/design for Hydel?

2. Is there a separate tariff policy/design for PSP? If yes, please explain.

3. Is there any plan to review/reform tariff policy/design?

- ⇒ The tariff policy is decided and binding by the central government. There are some clauses where some flexibility is allowed. There is no separate/independent tariff policy.
For example, the state ERC decided RPO target considering the circumstance of the state.

■ What is a situation of Distribution business in terms of;

- Debt accumulation, repayment, status of application to UDAY program
⇒ Repayment of the debt or payment to generators outside KSEB is done well.
No problem with the Finance. KSEB is in profit. KSEB/State decided to apply for UDAY for operational clauses only. (And not for Financial restructuring.)
- AT&C loss improvement (technical, metering/theft, collection) ⇒ Statistics will be provided.
- Balance between supply cost and tariff ⇒ No problem.

■ Data / information requirement

It would be appreciated if you could provide us following data & information. Electronic format is preferable.

1. Electricity supply & demand record for past and future outlook (long-term outlook is preferable)
2. Power development plan (long-term plan is preferable)
3. Variable Renewable Energy (VRE) development plan (long-term plan is preferable)
4. Annual electricity load curve (kW distribution among 8760hrs)
5. Daily electricity load curve (kW distribution among 24hrs)
6. Average power generating cost [Rp/kWh]
 - Coal fired power plant (at Rp xx / ton of coal cost)
 - Gas fired power plant (at \$ xx / MMBtu of gas cost)
 - Conventional hydro power plant
 - PSP
 - Solar PV
 - Wind
7. Electricity procurement cost of Discom [Rp/kWh]
 - Average (actual)
 - Peak power (actual, upper limit)
8. Finance Record of KSEBL and outlook.

///

Since our request above might be vague to you, we state below some examples of data/information we expect to receive.

Monthlywise Demand Data (Energy and Peak) from year 2011.

If unrestricted energy data is available, we wish to have it too.

Load Curve of the state for year 2011 to 2016 (present)

for following days: (15minutes interval or hourly)

Day when Peak Demand (MW) was recorded in a Fiscal Year.

Day when Maximum Daily Demand (MU) was recorded in a Fiscal Year.

Day when Lowest Demand (MW) was recorded in a Fiscal Year.

Day when Lowest Daily Demand (MU) was recorded in a Fiscal Year.

January 15th, March 15th, May 15th, August 31st, October 30th. Every year.

(In case it falls on Sunday or Holiday, Next Working Day.)

(These Dates are used for calculation of PoC charges by NLDC.)

Copy of Tariff Petition and ARR report (true up) from 2011.

Monthlywise Forecast of Energy (MU) and Peak (MW) for coming next 10years (if possible, if not as far as available.)

In case there are several forecast, please provide all of them and state how was decided as final.

Recent and Planned addition of Power Generation Capacity.

(Capacity and planned online date.)

Coal, Gas, Hydel, Wind, Solar and Biomass etc. including CGS stations

Copy of PPA for Conventional Power Stations.

Rules, Laws, Regulation, Scheme and Procedure to Acquire land and/or Right of Way (in case of transmission line) necessary for installation of power infrastructures.

Financial Statement of the state and KSEBL.

Thank you.

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画に関するヒアリング	
日時	2016年7月22日 14:30～16:00	
場所	Kerala State Electricity Board Limited (KSEB) 本社内 Mr. Moni の執務室	
参加者	KSEB TCE JPOWER	Mr. Moni P.K., Chief Engineer(Civil I & P) Mr. Rajaram Raman 原田団長、近藤、佐々 (記)

7/22 (金) 午前中に開催された KSEB との面談の終了後、先方より、『Idukki と Pallivasal PSP に詳しい人物と面談可能』との申し出があり、面会した。主な内容は以下のとおり。

- PFR には 6 か月かかる (適当な数値とも思われる)。その後我々内部で資金供与元をどこにするかは比較検討することになる。
- 円借款の融資条件を教えてほしい。⇒添付資料-2 で回答
- Kerala 州の揚水発電計画はすべて初期段階であり、将来的に、開発の承認を得るために必要となる DPR を作成しなければならないが、それらを作成する場合に、JICA から技術面、資金面でのサポートが得られるのか。⇒添付資料-1 で回答
- JICA は、一般水力に対する援助は念頭にないのか？
- 6/20(月)に CEA が揚水発電開発に関心がある州等を集めた会議に出席したとのこと (その際の CEA 議事録を提示し、概説した。手交はせず。KSEB の揚水発電計画を最も知っているのは自分である、といったことが言葉の端々に表れていた)。
- 上記会議にて、Mr.Moni は、『揚水開発において、CEA が DPR を承認したとしても、他省管轄の Environment Clearance (E/C) や Forest Clearance (F/C) の承認が大きな壁であり、中央政府主導で揚水発電を推進したいならば、中央政府にて承認手続き及びその要件を改善すべき』と発言し、それを受けて、CEA は『検討すると返答』したとのこと。また、政府系の機関や会社が Environmental Impact Assessment (EIA) を実施し、問題なければ、円滑に E/C や F/C が発給されるようにしなければ、開発が進まないだろう。現状では、政府系の機関や会社が EIA を実施したとしても、E/C や F/C の取得は容易ではなく、いわんや、一般の民間企業が行った EIA で更に困難が伴う。
- Idukki PSP は Reconnaissance レベルで調査実施中。出力 300MW、落差 550m、ピーク継続時間午後 6 時から午後 10 時と同じ 4 時間で計画 (落差、ピーク継続時間については、とりあえず口にした感じで、不正確と思われる)。上池は既設の Idukki 貯水池を用い、下池は新設する予定 (午前中の面談では、下池は既設の Malankara 貯水池を用いる予定とのことだった。3 ページの図参照)。上池の取水口が、Idduki 調整池の 3 つのダム (Cheruthoni, Idukki, Kulamavu) のうち、貯水池西部の Kulamavu ダム付近に設けられ、そこから水路を伸ばすレイアウト。住民移転は 12 世帯と思われる。
- Pallivasal PSP は、出力 600MW、落差 550m、ピーク継続時間 4 時間で計画 (落差、ピーク継続時間については、とりあえず口にした感じで、不正確と思われる)。上池、下池とも新設しなければならないが、どちらも Reserved Forest 外に建設することを考えているので、Forest

Clearance の問題は生じないはず。また、住民移転についても、教育水準が高い Tribe の 4 世帯だけと思われる。

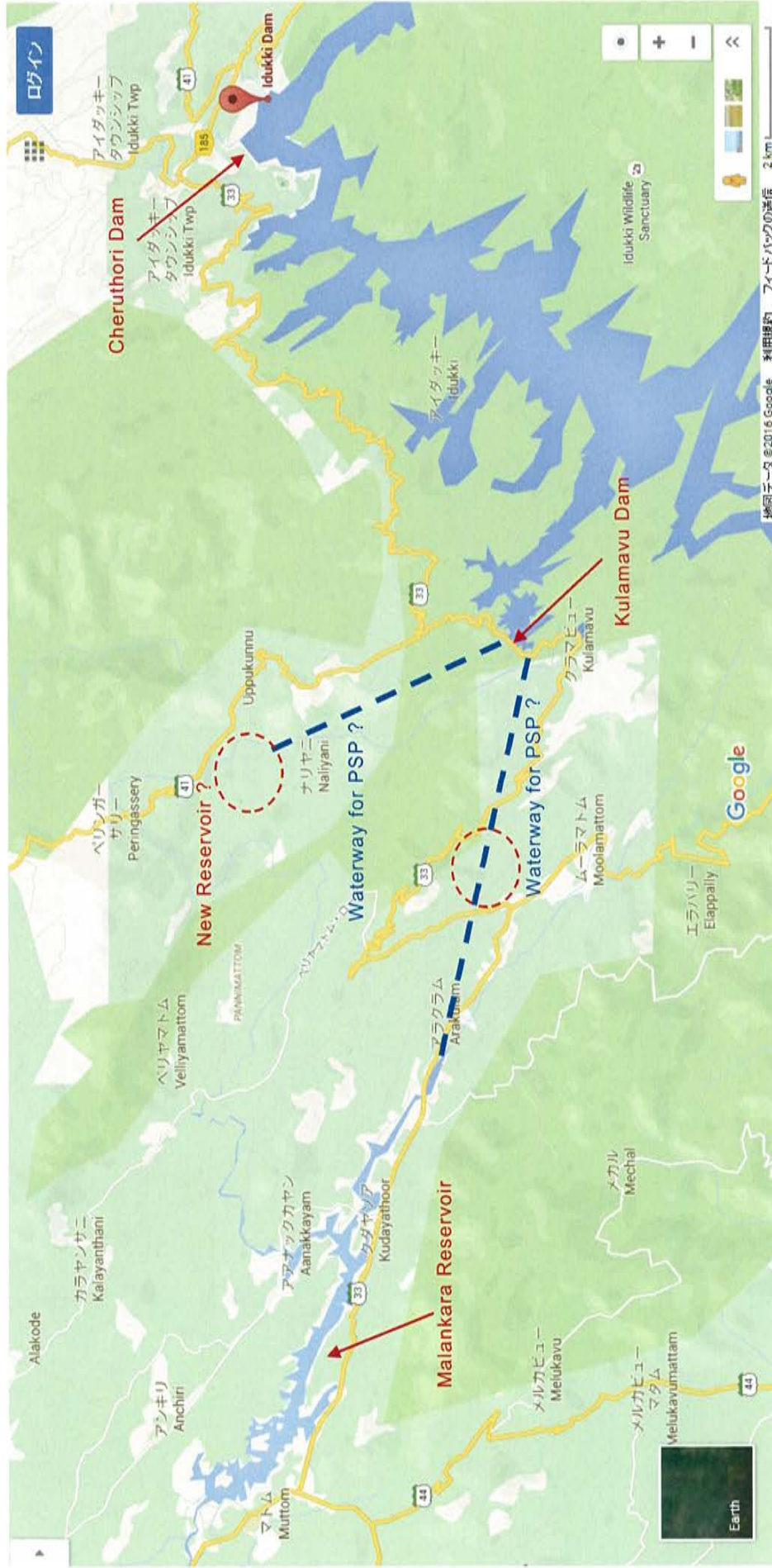
- Pallivasal PSP については、PIR (Preliminary Investigation Report) が完成した段階で、PFR、DPR ともまだ準備できていない (Idukki PSP については発言なく、午前中の面談で『2 か月前から調査に着手した』という発言から推測すると、PIR すら無いと思われる。)

添付資料

- 1) Types of JICA's development assistances for Kerala DPR preparation
- 2) Terms and Conditions of Japanese ODA Loans (Effective from April 1, 2015)
- 3) 原田団長から Mr. Moni P.K. に上記を送信した Email

以上

Idukki PSPのレイアウト案



22th, July, 2016

JPOWER, Electric Power Development. Co., Ltd.

Types of JICA's development assistances for Kerala DPR preparation

1. Technical Cooperation for Development Planning --- Grant

While supporting developing countries' policymaking and public works plans, JICA transfers technologies, including survey/analysis methods and planning methods to counterparts in the partner country. The following four features are the main contents of cooperation.

1. Master plans (M/P) and policy support studies (fiscal reforms, establishment of legal systems, etc.) to support policymaking and the planning of public projects
2. Emergency support studies (rehabilitation and reconstruction of basic infrastructure that has been damaged by natural disasters, conflicts or other factors)
3. Feasibility studies (F/S) for projects which will be realized by the developing country governments or other donor
4. Other studies (topographic mapping, groundwater surveys, etc.)

Following the completion of this cooperation, based on the results of Technical Cooperation for development planning, developing countries will 1) formulate plans for sector/regional development or rehabilitation/reconstruction by utilizing recommendations; 2) implement plans (project) by raising funds from international organizations and others; and/or 3) carry out the recommended organizational/institutional reforms.

2. Engineering Service (E/S) Loans --- Loans

Engineering Service (E/S) loans are for engineering services which are necessary at the survey and planning stages of projects. These services include reviews of feasibility studies, surveys on detailed data on project sites, detailed designs and the preparation of bidding documents. In the same manner as Project Loans, completion of feasibility studies or their equivalent and confirmation of the project's overall necessity and relevance are prerequisite for this type of loan.

As seen in the descriptions, 2. Engineering Service (E/S) Loans are applicable to advanced stage, so 1. Technical cooperation (Technical Assistance) can be applicable.

Terms and Conditions of Japanese ODA Loans
(Effective from April 1, 2015)

Category	GNI Per Capita (2013)	Terms	Fixed / Variable	Standard / Option	Interest Rate (%)	Repayment Period (years)	Grace Period (years)	Conditions for Procurement		
Least Developed Countries	Low-Income Countries *	General Terms	Fixed	Standard	0.01	40	10	Untied		
				Option1	0.70	30	10			
				Option2	0.65	25	7			
		Option3		0.60	20	6				
		Preferential Terms **		Standard	0.55	15	5			
				Option1	0.01	40	10			
Option2	0.01		30	10						
Low-Income Countries	-US\$1,045	General Terms	Fixed	Standard	0.01	40	10	Untied		
				Option1	1.20	30	10			
				Option2	0.90	25	7			
		Option3		0.75	20	6				
		Preferential Terms **		Standard	0.65	15	5			
				Option1	0.25	40	10			
			Option2	0.20	30	10				
		STEP ***			Fixed	Option3	0.15	20	6	Tied
						Option2	0.10	15	5	
						Option1	0.10	40	10	
		Lower-Middle-Income Countries	US\$ 1,046- US\$ 1,985	General Terms	Fixed	Standard	0.10	40	10	Untied
						Option1	1.40	30	10	
Option2	0.80					20	6			
Variable ****	Option3				0.70	15	5			
	Standard				JPY LIBOR+10bp	30	10			
	Option1				JPY LIBOR	20	6			
Preferential Terms **	Fixed			Option2	JPY LIBOR-5bp	15	5			
				Standard	0.30	40	10			
				Option1	0.25	30	10			
	Variable ****			Option2	0.20	20	6			
				Option3	0.15	15	5			
				Standard	JPY LIBOR-100bp	40	10			
STEP ***					Fixed	Option1	JPY LIBOR-110bp	30	10	Tied
						Option2	JPY LIBOR-120bp	20	6	
						Option3	JPY LIBOR-125bp	15	5	
Middle-Income Countries	US\$ 1,986- US\$ 4,125			General Terms	Fixed	Standard	0.10	40	10	Untied
						Option1	1.40	25	7	
						Option2	0.95	20	6	
		Variable ****	Option3		0.80	15	5			
			Standard		JPY LIBOR+15bp	30	10			
			Option1		JPY LIBOR+10bp	25	7			
		Preferential Terms **	Fixed	Option2	JPY LIBOR+5bp	20	6			
				Option3	JPY LIBOR	15	5			
				Standard	0.30	40	10			
			Variable ****	Option1	0.25	30	10			
				Option2	0.20	20	6			
				Option3	0.15	15	5			
		STEP ***			Fixed	Standard	JPY LIBOR-95bp	40	10	Tied
						Option1	JPY LIBOR-105bp	30	10	
						Option2	JPY LIBOR-110bp	25	7	
		Upper-Middle-Income Countries	US\$ 4,126- US\$ 7,184	General Terms	Variable ****	Option3	JPY LIBOR-115bp	20	6	Untied
						Option4	JPY LIBOR-120bp	15	5	
						Standard	0.10	40	10	
Fixed	Option1				JPY LIBOR+20bp	30	10			
	Option2				JPY LIBOR+15bp	25	7			
	Option3				JPY LIBOR+10bp	20	6			
Preferential Terms **	Variable ****			Option4	JPY LIBOR+5bp	15	5			
				Standard	1.70	25	7			
				Option1	1.60	20	6			
	Fixed			Option2	1.50	15	5			
				Standard	JPY LIBOR-90bp	40	10			
				Option1	JPY LIBOR-100bp	30	10			
STEP ***					Fixed	Option2	JPY LIBOR-105bp	25	7	Tied
						Option3	JPY LIBOR-110bp	20	6	
						Option4	JPY LIBOR-115bp	15	5	
Uppermost-Middle-Income Countries (Countries whose GNI per capita level exceeds that of Upper-Middle-Income Countries)	US\$ 7,185- US\$12,745			General Terms	Variable ****	Standard	0.60	40	10	Untied
						Option1	0.50	30	10	
						Option2	0.40	20	6	
		Preferential Terms **	Option3	0.30		15	5			
			Standard	JPY LIBOR+20bp		25	7			
			Option1	JPY LIBOR+15bp		20	6			
STEP ***			Fixed	Option2	JPY LIBOR+10bp	15	5	Tied		
				Option3	JPY LIBOR-95bp	30	10			
				Option1	JPY LIBOR-105bp	20	6			

Consulting Services For consulting services, the interest rate will be minimal (0.01%) and the repayment, grace periods and conditions for procurement will be the same as those for main components.

Options for Program Type Japanese ODA Loans In case of co-financing, it is possible to apply the same repayment terms as co-financer's lending while maintaining the concessionality of Yen loans.

* For Low-Income LDCs, the term and condition of 0.01% interest rate and 40-year repayment period including 10-year grace period are applied, irrespective of sectors and fields.
** Preferential Terms are applied for the following sectors and fields:
(i) Problems and Issues on Global Environmental and Climate Change
(ii) Health and Medical Care and Services
(iii) Disaster Prevention and Reduction
(iv) Human Resource Development
*** Special Terms for Economic Partnership (STEP) is extended to the projects for which Japanese technologies and know-how are substantially utilized, based on the recipient countries' request to utilize and transfer excellent technologies of Japan.
**** Although the base rate of Variable Loan is the value of the 6-month Japanese Yen LIBOR, the spread shall be fixed. The actual value of interest rate will be capped so that the grant element over the life of the loan is at least 25%, and if the actual value of interest rate is lower than 0.1%, the interest shall be 0.1%.
***** Irrespective of the income category, the term and condition of 0.01% interest rate and 40-year repayment period including 10-year grace period are applied to projects assisting recoveries from disasters, including Stand-by Emergency Credit for Urgent Recovery (SECURE). For Stand-by Emergency Credit for Urgent Recovery (SECURE), the term and condition of 20-year repayment period including 6-year grace period, or 15-year repayment period including 5-year grace period are also available, in order to apply Currency Conversion Option.

<note>
• The concessionality level of optional terms does not exceed that of standard terms.
• Under the EPSA initiative, the loan for projects co-financed with the AfDB are extended using "Preferential Terms," determined for each income category: in the case of Low-Income LDCs, the term and condition of 0.01% interest rate and 40-year repayment period including 10-year grace period are applied.
• A two-step loan extended to the AfDB to cover its sub-loans to private enterprises under EPSA is extended using the term and condition of 0.55% interest rate and 40-year repayment period including 10-year grace period.
• For countries complying with ongoing IMF-supported programs or receiving grants from IDA, it is possible to modify the terms and conditions of the ODA Loans so as to meet the IMF's concessionality criteria.
• For Uppermost-Middle-Income countries, LIBOR-based term will be applied without exception. For Upper-Middle-Income Countries, LIBOR-based term will be applied in principle, although Fixed Term could be applied. For Lower-Middle-Income Countries or Middle-Income Countries, Fixed Term will be applied in principle, although LIBOR-based term could be applied. For program type Japanese ODA Loans in Upper-Middle-Income Countries, LIBOR-based term will be applied. As for program type Japanese ODA Loans for specific sector, Fixed Term could be applied.



mamoru sasa <sasamamoru@gmail.com>

JICA's funding terms for Pumped Storage project

harada_madoka@yahoo.co.jp <harada_madoka@yahoo.co.jp>

2016年7月23日 0:53

返信先: harada_madoka@yahoo.co.jp

To: "cecip@ksebnet.com" <cecip@ksebnet.com>

Cc: 近藤様(個人) <kondo_shigeru@dream.com>, 土木建築部 佐々様(個人) <sasamamoru@gmail.com>, 佐々衛 <Mamoru_Sasa@jpower.co.jp>, 国際営業部 広瀬様 <taichi_hirose@jpower.co.jp>, 国際営業部 廣瀬様(個人) <hirose.taichi@gmail.com>

Dear Mr. Moni. P. K., Chief Engineer (Civil I & P),
Dear Sir,

Thank you so much for sharing your time to meet JICA team (JPOWER) this afternoon.

As discussed and agreed,

We attache the JICA's funding terms for Pumped Storage Project.

Please kindly see the attachments,

1. JICA's assistance measures for DPR

Please see the attachment 1, JICA proposes

1. Technical Cooperation
2. Engineering Services
2. Engineering Services are not applicable.

2. JICA's loan Terms and Conditions

Please see the attachment 2,

JICA's loan conditions to India are ;

Interest rate 1.4%, 30 years with 10 years gestation period for standard case.]

We hope this will assist your further consideration,

If you have any questions or anything to confirm, please contact us JICA Team,

Kind Regards,
Madoka Harada
Team Leader,
JICA Study Team,

議事メモ

Ref-2-TN-1

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年6月27日 16:30~17:00
場所	TANGEDCO
参加者	TANGEDCO: Dr. M. Saikumar, IAS (Chairman cum Managing Director) Mr. Kamaraj (Chief Engineer / Projects) Ms Helan (Director / Projects) Mr. Arulsamy (Director / Finance) 調査団： 平原（記）、浦郷、Poorva

TN州で計画されている揚水発電計画に関し聴取を行った。

州内には二つの揚水計画がありどちらもニリグリ地方にある。Shillahalla 計画について、もし JICA が政府の Techno-economic Clearance 取得にこだわるのであれば、難しい(?)。州政府案件としていくのであれば可能性はある。

1000 Crore を超えるすべての案件について中央政府の Techno-economic clearance が必要となる。ただし、州間の水問題 (Inter-state water dispute) があるものはインド政府は取り上げないので、自分たちでローンを調達することになる。そのような案件に融資をしてくれるのであれば、歓迎する。

・ Kundah 計画

すでに DPR は完成し、REC からの資金調達交渉も決まった。現在入札書類が完成しており、ボードの承認が取れ次第、近々第1ステージの入札 (ICB) を行い、4か月後に着工となる予定。(全部で4ステージで開発) しかし JICA が融資をしてくれるのであれば、第2ステージ以降を JICA 融資に切り替える選択肢もある。

・ Shillahalla 計画

現在コンサルタント (RB Consultant 社) が DPR を作成中で今年の8月もしくは9月に完成する。その後ファイナンスをどうするのか決めることになる。

・ Vellimalai 計画 (200MW)

PreF/S 以前のごく初期段階の計画である。

・ Mettur 計画 (800MW)

これは揚水ではなく通常の水力発電計画である。

電力案件へのファイナンスについては国内資金としては PFC と REC に限られるのが現状。Kundah 計画も REC 資金を調達した。JICA が融資してくれるのであれば、金利が安いことと返済期間が長いことから、そちらに切り替える用意がある。REC の融資条件は自己資金 20%、金利 12.5%、返済期間 15 年間、州政府の保証である。REC からの資金調達に当たっては、州政府の基本的な了解はとりつけるものの、州政府にプロポーザルを提出するものではなく、REC と直接交渉を行うのが通常のやり方である。

インドの市中銀行に対してプロジェクトへの投資資金を求めることはない。せいぜい、Working Capital くらいにしか利用できない。

Forest clearance については DPR 作成と並行して環境クリアランスの TOR を作成するので、DPR 完成時には環境クリアランスも取れることになる。環境クリアランスには決まった手続きがあり、州レベルの Environmental clearance agency を通過したのちに中央政府にあげられる。中央政府では二つの種類の手続きがある。ひとつは Environmental clearance / Forest clearance で、もう一つは環境省の承認である。

Kundah の DPR 作成前に Forest Dept に相談はしていないが、Protected area に入っていないことは分かっている。土地の範囲が決まったら、すべての District の代表である District Collector(?)に報告をする。彼の承認がない限り土地の取得手続きを進めることができない。承認が出るということは保護区ではないということになる。

Kundah 計画の DPR (3 分冊) および Shillahalla 計画の pre-FS のソフトコピーを入手。

プロジェクトに関してクラリフィケーションが必要な場合には Mr. Kamaraj (Chief Engineer / Projects) が対応する。連絡先は以下の通り。

Mobil: 094 4585 7543

Fax: 044-2852-0878

E-mail: cepr@tnebnnet.org

以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年6月27日 11:00~11:40
場所	タミールナド州 Finance Department
参加者	FD: Dr. P. Umanath, IAS, Additional Secretary 調査団: 平原(記)、浦郷、Poorva

水力案件開発に対する ODA 資金の借入れに関して、州政府の観点からのコメントを求めた。

私は電力担当の Secretary であったが、つい最近その他の分野も担当するようになった。TN 州では TANGEDCO が担当する 1 billion dollar の Shillahalla 揚水計画があり、JICA 資金をぜひとも調達したいと考えているところである。

揚水はカルナタカ、マハラシュトラ、タミールナド、西ベンガル州など高低差のあるところに限られる。

電力案件のファイナンスについては州政府が決める。より具体的に言えば私と私の上司が決定する。電力会社は案件のプロポーザルをファイナンスの候補を付けて州政府に提出する。それを州政府で検討することになる。

国内資金 (Power Finance Corp. や Rural Electrification Corp.) の場合は電力会社が直接の借入人となり、州政府は支払い保証を行う。

外国援助資金の場合には JICA、電力会社、州政府の三者が Joint Agreement を締結して州政府が支払の保証を行う。

州政府として期待している資金ソースは第一に JICA 資金である。何よりも返済期間が長期であることが一番のメリットである。資金調達に当たり考慮するのは融資条件 (返済期間および金利) である。従って、条件の良い JICA ローンが第一の候補となる。まずは JICA に話をもち込んで、JICA が受け付けてくれないものについてはほかのドナーをあたる。円借款のもうひとつの利点は、ドルに比べると、ルピーの対円の為替変動幅が小さく、ドル借款に比べて為替リスクがより少ないことである。

現時点で州政府が円借款を借り入れるに当たり、問題となる点はない。TN 州はインドの中でも対 GSDP の債務比率が一番低い州である。ぜひとも JICA ローンを調達したい。と

ところで、JICA ローンはタイトなのか、アンタイトなのか？（借入人が望めばタイトになる場合もあるが、一般的にはアンタイトと返答。）

現実的にはインドの市中銀行からの多額のローンを取り付けることはできないので、資金源としては対象外である。国営銀行もすでに貸出額の上限に来ている。PFC や REC は借りることができるが、金利が高い（10.75~11.25%）のが難点。従って多額の融資をとりつけることができるのは JICA 等の外国からの借款に限られているのが現状である。

以 上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年6月27日 15:00~15:30
場所	Forest Department, Tamil Nadu
参加者	Forest Department Mr T.P.Raghunath, PCCF, Additional Principal Chief Conservator of Forests (Forest Conservation Act) Mr. Yogesh Singh, PCCF, Chief Conservator of Forests (Headquarters) Mr. Limatoshi Ao, PCCF, Chief Conservator of Forests (Bio-Diversity) Study Team 平原、浦郷(記)、Poorva

調査団は、タミルナド州の保護区、希少生物の保護エリア(コリドーなど)の提供を求めた。先方からの回答は以下の通り。

- Eco Sensitive Zone は、4箇所 の保護区で指定済み。その他の保護区 の Eco Sensitive Zone も申請中。6ヶ月程度で承認される見込み。Eco Sensitive Zone の幅は保護区により異なり、Tiger Reserve は最低 1km、その他は最低 0~0.5km、最高 9km 程度である。10km がデフォルトの幅であるが notification ができればそれに従った範囲となる。保護林の図面は見せることができるが、現時点では境界線のデータや図面のコピーを渡すことはできない。
- 保護区には、ゾウ、トラなどの希少な生物が生息している。
- 地下構造物を作るときも Forest clearance が必要である。Survey of India の地形図に示されている森林エリアは、Forest Clearance の必要な森林の場所と同一である。
- ニルカリ District には既に多くの水力発電所が稼働中である。この地区は約 60%が森林である。
- 森林火災、ランタナ(Lantana camara)の侵入は顕著である。
- Mitigation としてのソフトコンポーネントは、Forest Clearance や Wild life Clearance の認可時に承認条件として提示する。
- Forest Department の中にある Geomatics Center は、Forest Clearance や Wildlife Clearance 審査の技術支援をする部隊であり、コンサルタント業務の委託を受けることはない。
- タミルナドの森林局は以前 JICA による森林管理の技術支援を受けた。

以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年7月26日 11:00~12:15
場所	Tamil Nadu Electricity Regulatory Commission (TNERC) 本部
面会者	TNERC : S C Hinnavajalu, Secretary S Ponle Mendayv Mepari, Director R M Sugandhi, Deputy Director, Engineering K Sumalty, Deputy Director, Engineering K Dhanakakshmi, Deputy Director, Tariff A V Vaikuntasrinivasan, Assistant Director T E Praveena, Assistant Director, SA J Ramesh Balu, AO 調査団 : 原田、近藤、廣瀬(記)、Rajiv Santhanam (DESEIN)

- TNERC(タミルナド州電力規制局)へのヒアリングを実施した。
準備した質問状は添付のとおり。
- 電力の取引状況
 - ・ TN州では DISCOM は TANGEDCO のみである。年間約 80,000MU に対して、自社発電が約 30,000MU、CGS など州外からの購入が約 30,000MU である。他は IPP、NCS(Non-Conventional Supply)などを長期 PPA にて購入。不足分は IEX などの市場から短期の調達するが量は多くない。詳細は TANGEDCO に確認してほしい。
 - ・ 現時点では、これ以上発電分離などの処置を取る予定はない。
- PSP の開発について
 - ・ 揚水の必要性は、ピーク発電やアンシラリ、再生可能エネルギーのさらなる導入による。
 - ・ 1987~89年頃には既に候補地点があったように思う。(400MW カランバリ?) それ以降どうなったのか、なぜ進まなかったのかなどは、TANGEDCO に聞いて欲しい。
 - ・ 揚水について、料金政策上の支援は特段ないが、送電料金を揚水動力と発電分のネット(差分)に対して課金することになっている。また、中央は Tariff Policy を 2016年1月に改定し、揚水を含むピーク発電などに対応した。前回の改定は 2006年。
- 州の発電会社の状況について
 - ・ UDAY、債務問題など Political な内容は Energy Dept.などに聞いて欲しい。ERC に決める権限があるわけではない。
 - ・ ロスについては、ERC として目標値を定めている。実態としてはこれよりも少し高い。
 - ・ 2014-15年料金では、調達コスト 5.77Rs/kWh に対して、収入は 5.74Rs/kWh であり、0.03Rs/kWh の赤字。年間額にすると 220Crore の赤字。実際にはこれよりも少し多い。

- ・ 料金については、2014-15 年版のものが最新。2015-16 は ERC の権限で延長した。2016-17 も明後日公聴会を開くが、同じ料金の延長(エスカレなし)になる可能性が高い。
- ・ 電力会社は、毎年実際の収入支出がどうであったかを ERC に提出する義務があるが、これは 2010-11 年度を最後に行われていない。料金申請も行われていない。本来であれば事業者が提出した資料に基づき査定を行い、料金を定めるところであるが、提出されていないものは査定できない。なぜ、提出されないのか、実際の収入支出見込、需要見込みなどは TANGEDCO に確認すること。
- ・ 情報については、Web 上にあるはずだが、それでも見つからないものについては、問い合わせてもらえれば対応する。

○ その他

- ・ 再生可能エネルギーの導入量が多いことは認識している。風力について、TANGEDCO 内に Renewable Energy Centre を設け、ABT やスケジュールの導入を目指して、風力発電の予測に取り組んでいるようである。
- ・ 太陽光発電の RPO の義務量は 2015-16: 0.5% (現在 80MW)、2016-17: 2.5%、2017-18: 5%、2018-19: 8%(3000MW)。
- ・ 料金資料中、CDT とは ERC が査定した料金、GDT とは政府が制定した料金を指す。
- ・ TN 州で風力発電の発電カットなどがあったが、ERC としては技術的問題であり、近く解消されると見ている。(確認は必要だが。) 事業者からこれについて ERC に持ち込まれたケースは現時点ではなく、TANGEDCO と事業者との間で解決されていると思う。

以 上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年7月26日 15:20~16:00
場所	Tamil Nadu Energy Development Agency (TEDA) 本部
面会者	TEDA : Dr. Jagmohan Singh Raju, IAS Additional Chief Secretary/Chairman and Managing Director 調査団 : 廣瀬 (記)、Rajiv Santhanam (DESEIN)

- TEDA へのヒアリングを実施した。
- TEDA について
 - ・ TEDA の役割は、主に太陽光、風力などの普及促進を図ること、および、州政府に対して政策提案をおこなうことである。
- VRE の開発について
 - ・ 実際の導入 (特に大規模のもの) については TANGEDCO が中心的役割を担っており、風力および太陽光から発電した電力の買電、入札なども全て TANGEDCO。
 - ・ 太陽光、風力発電の実際の建設は用地所得を含め民間事業者が行う。
 - ・ 州の計画では 2022 年までに風力 10,000MW、太陽光発電 5,000MW を計画している。現在の実績は風力 7,900MW、太陽光 1,700MW。
 - ・ 導入は中央政府の政策であり、これによる系統への影響などは TANTRANSCO が対応すべきもの。(⇒目標設定において、系統への影響などは特に考慮していない。)
 - ・ 質問状にある技術的内容については、可能な範囲で Director などに回答させるので数日時間がほしい。また、TANGEDCO, TANTRANSCO, 州の Energy Dept.に質問した方がより詳細な回答が得られるのではないかと思う。
- 揚水発電の計画は知らない模様。逆に揚水発電のメリットについて質問された。

以上

議事メモ

件名	インド国 電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水発電計画並びに電力・政策情報に関するヒアリング
日時	2016年7月26日 15:15～15:45
場所	Tamil Nadu 州 Energy Department
参加者	Energy Dep. Shri. Thiru N.S. Palaniappam (IAS), Additional Chief Secretary to Government TCE Mr. Rajaram Raman JPOWER 原田団長、近藤、佐々（記）

Tamil Nadu 州政府の Energy Department に対して、同州における揚水開発の状況や展望、電力政策について、ヒアリングした。内容は以下の通り。また、添付の Questionnaire を手交したが、時間的な制約（16:00 から ADB と打合せとのこと）、ならびに、翌日 TANGEDCO や TANTRANSOCO から詳細な情報収集を行ってほしいとのことで、先方がわかる範囲で回答して頂いた。

- 基本的な需給バランスは surplus に達し、現時点での揚水発電導入目的は再生電源への対応として位置付けている。（価格ではない。）すでに州政府の方針。
- Tamil Nadu 州は、再生可能エネルギーのポテンシャルが他州に比べて多く、大量導入された場合のグリッドの安定性確保および貯蔵のために、揚水発電が必要と考えている。
- Tamil Nadu 州では、国内炭火力は石炭が産出されず、また輸入炭火力は依然ある程度進めるものの価格変動がネックとなる。更に、石炭火力自体、環境規制から開発することは難しい上に、将来的に CO₂ 排出問題から脱石炭という動きもある。リグナイトを利用するにしても、州内での産出量が少ないので、こちらも厳しい。
- 石炭以外の電源では、再生可能エネルギーのポテンシャルが大きい。水力に関しては、大規模水力を開発しつつしており、新規開発する余地がない。、現状の水力開発は小規模水力のみだが、既存の貯水池を利用するような揚水発電であれば、開発の余地あり。
- 現在、5つの揚水発電計画があり、それぞれの状況は以下のとおり。

	Site	Output	Status
1. Kundah	Nilgiris District	500MW (=4×125MW)	DPR has been completed. Construction of Phase-1 is ongoing. (The project is divided into 3 phases.)
2. Sillahalla	Nilgiris District	2,000MW (=4×500MW)	DPR will be completed by 10 th August, 2016.
3. Kadayar	Kanyakumari District	500MW (=4×125MW)	Investigation is ongoing.
4. Manalar	Manalar Division	500MW (=4×125MW)	Ditto
5. Mettur	Salem District	500MW (=4×125MW)	Ditto

- Kundah は上池、下池とも既設の貯水池を利用する PSP であるが、その他の 4 つは既設の下池を利用し、上池を新設する PSP である。

- Kadayar 地点は、District から判断して、Vellimalai PSP (200MW) を出力アップし、改名した PSP ではないか。
- 先月、既に Kundah PSP の DPR を手交しているし、Sillahalla PSP の DPR が完成したら、手交することも可。(予定通り、8/10 までに完成したら、8 月の調査時に受領することも可能とのこと)
- Kundah に関しては phase2 以降の JICA 参画意思あれば歓迎するが、参加有無を問わず州として開発を進める。
- Sillahalla への JICA 参画はまだ間に合う。(DPR はもうすぐ完成するが、EIA 着手しているかは知らない、明日確認してくれ)
- Tamil Nadu 州の財務規律は 3%を継続維持しているし、今後も維持する。GSDP 成長が高いことから外国借款を受けることが規律を圧迫することはない。ADB も WB も貸したがっている (急いだ方がいいと)。
- Tamil Nadu は保守的な州であり、州政府保証もあまり多くは出さない。融資も同様だが、JICA 融資は長期低利子が魅力的であり、興味はある。
- 州に対する外国借款枠は中央の問題。彼らが州の行動に規制をかけたいだけである。

添付資料

- 1) 揚水計画に関する質問とそれに対する回答 (Att_1)
- 2) 電力政策に関する質問とそれに対する回答 (Att_2)

以上

**Questionnaire for Discussion with JICA Study Team
regarding Pumped Storage for the Data Collection Survey on Power Sector and Pumped Storage Projects in India**

As you know, Government of India plans to install renewable energy of 175,000 MW by 2022 which mainly consist of solar and wind powers. Accordingly, the Ministry of Power aims at adopting pumped storage power plant for the large-scale development in order to stabilize the grid system as well as to secure peak power & to effectively use surplus off-peak power. Currently, JICA Study Team is surveying pumped storage projects in India for future implementation of PSP utilizing Japanese Yen Loan. So, JICA Study Team would like to ask you the following.

Questions	Answers
<p>1. Standpoint of Pumped Storage</p> <p>(a) What do you feel policy of the central government to forward development of PSPs?</p> <p>(b) Are you eager to install pumped storage plant?</p> <p>(c) If yes, please show us what is the main driver in your state to develop PSP (such as financial benefits, peak power supply, supplying balancing power to grid, etc.)?</p> <p>(d) If no, please show us the reason.</p>	
<p>2. Power Development Plan</p> <p>(a) Please show us Power Development Plan (PDP) in your state. If possible, please provide it for us.</p> <p>(b) Currently, we find 4 PSPs in your state, namely Kundah (500MW), Sillahalla (2,000MW), Muttur (500MW) and Vellimalai (200MW). Please show us commissioning years of the PSPs or order to develop the PSPs.</p> <p>(c) How much capacity do you hope to develop PSPs in the future in addition to the existing Kadamparai PSP?</p>	
<p>3. Variable (Adjustable) Speed Type Unit</p> <p>(a) Are you interested in a variable speed type unit?</p> <p>(b) Do you have any PSP to plan to install a variable speed type unit?</p>	

Questions	Answers
<p>4. Interest in Japanese Yen Loan</p> <p>(a) Are yen-denominated government credits attractive? Do you hope to borrow yen-denominated government credits for construction of pumped storage plant?</p> <p>(b) If no, please show us weak point of yen-denominated government credits as well as other finance source.</p>	
<p>5. Social and environmental</p> <p>(a) Considering that JICA's environmental policy is very strict in financing, the following issues may be key point, so please explain situations for all PSPs planned in your state;</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Local ingenious peoples objections/status, ➤ Castes/tribes ➤ Any present or potential NGO issue to be arisen, ➤ Land procurement status ➤ Interstate river water disputes/potentials 	

Questionnaire for Energy Dept., Tamil Nadu

Background and Purpose of the Survey

We are assigned by JICA (Japan International Cooperation Agency) to seek new opportunity of financial aid (Japan's ODA loan) in the field of Pumped Storage power plant (herein after PSP) in India. Our task is to provide suggestion for JICA in this regard by surveying various affecting elements for PSP development in the several candidate states including policy, load shape, and business structure of power sector.

■ Commercial transaction of electricity

1. How does electricity transacted between the stake holders? What is a share structure?
 - Bilateral contract (PPA, long-term/short-term)
 - Single buyer system (Certain entity will procure all of the generated electricity and distribute it to Discoms.)
 - Market trading (OTC: Over The Counter, Exchange)
 - Is there some written contract or agreement between Distribution and Generation within TNEB?

2. Is there any reform plan of electric power business (e.g. privatization, etc.)?

■ Load shape and necessity of peak power plant

1. How are the current situation and the future prospect of peak/off-peak gap?

2. Do you have any issue in grid operation (present, future)?

3. What would be the possible mechanism / tool to balance peak/off-peak gap, and what would be a priority option?
 - Peak power plant (Conventional hydro, Gas-fired power plant, PSP)
 - Wider grid connection
 - Battery
 - TOD pricing and demand response, etc.

■ Power development plan

1. What is a philosophy (basic consideration/condition) of power development plan?

Please list up in terms of priority. For example:

- Energy mix (choice of fuel, role of each fuel)
- Cost
- Environmental consideration, etc

2. Please explain (and give us a copy) of Power Development Plan for the next 10 years.

3. What is an uncertainty in achieving power development plan?

- Fossil fired power
- Hydro power (conventional, PSP)
- Renewable power, in particular solar PV and Wind

■ PSP development

1. Do you have any PSP development plan? If any, what is a development status?

2. How is an availability of water resource for hydro power generation?

- Monsoon condition of recent year.
- Priority of water resource allocation.
(Drinking, Farming / Irrigation, Industry, Power generation, etc)

3. What are the major supportive elements to develop new PSP?

- Increasing necessity for peak power plant, balance power plant for Grid stability.
- Ancillary service tariff for peak power procurement
- Policy to encourage low carbon technology
- Rich in water resources, etc

4. What are the major barriers to develop new PSPs?

- Low necessity for balancing power plant
- Higher cost compared to alternative options (gas-fired, demand side management)
- Water resource and its use
- Land use and acquisition (environmentally protected area, land ownership)
- Local issues (protest, re-settlement)
- Local resident issues, etc

5. Is there any support policy/measure for PSP developments?

■ Tariff policy

1. What is a current tariff policy/design for Hydel?

2. Is there a separate tariff policy/design for PSP? If yes, please explain.

3. Is there any plan to review/reform tariff policy/design?

■ What is a situation of Distribution business in terms of;

- Debt accumulation, repayment, status of application to UDAY program
- AT&C loss improvement (technical, metering/theft, collection)
- Balance between supply cost and tariff

■ Data / information requirement

It would be appreciated if you could provide us following data & information. Electronic format is preferable.

1. Electricity supply & demand record for past and future outlook (long-term outlook is preferable)

2. Power development plan (long-term plan is preferable)

3. Variable Renewable Energy (VRE) development plan (long-term plan is preferable)

4. Annual electricity load curve (kW distribution among 8760hrs)

5. Daily electricity load curve (kW distribution among 24hrs)

6. Average power generating cost [Rp/kWh]

- Coal fired power plant (at Rp xx / ton of coal cost)
- Gas fired power plant (at \$ xx / MMBtu of gas cost)
- Conventional hydro power plant
- PSP
- Solar PV
- Wind

7. Electricity procurement cost of Discom [Rp/kWh]

- Average (actual)
- Peak power (actual, upper limit)

8. Finance Record of TANGEDCO and outlook.

///

In case our requests above are vague to you, we state below some examples of data/information we expect to receive.

Monthlywise Demand Data (Energy and Peak) from year 2011.
If unrestricted energy data is available, we wish to have it too.

Load Curve of the state for year 2011 to 2016 (present)
for following days: (15minutes interval or hourly)
Day when Peak Demand (MW) was recorded in a Fiscal Year.
Day when Maximum Daily Demand (MU) was recorded in a Fiscal Year.
Day when Lowest Demand (MW) was recorded in a Fiscal Year.
Day when Lowest Daily Demand (MU) was recorded in a Fiscal Year.

January 15th, March 15th, May 15th, August 31st, October 30th. Every year.
(In case it falls on Sunday or Holiday, Next Working Day.)
(These Dates are used for calculation of PoC charges by NLDC.)

Copy of Tariff Petition and ARR report (true up) from 2011.

Monthlywise Forecast of Energy (MU) and Peak (MW) for coming
next 10years (if possible, if not as far as available.)

In case there are several forecast, please provide all of them
and state how was decided as final.

Recent and Planned addition of Power Generation Capacity.
(Capacity and planned online date.)
Coal, Gas, Hydel, Wind, Solar and Biomass etc. including CGS stations

Copy of PPA for Conventional Power Stations.

Rules, Laws, Regulation, Scheme and Procedure to Acquire land and/or Right of Way (in case
of transmission line) necessary for installation of power infrastructures.

Financial Statement of the state and TANGEDCO.

Thank you.

議事メモ

件名	インド国 電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水発電計画並びに電力・政策情報に関するヒアリング
日時	2016年7月27日 16:00～17:30
場所	Tamil Nadu Generation and Distribution Co.,Ltd. (TANGENCO)
参加者	TANGENCO Shri. R.Kamaraj, Chief Engineer (Projects) Shri. G. Radhakrishnan, Superintending Engineer Mrs. T. Amutha, Executive Engineer Mrs. R. Lalithambiga, Executive Engineer Shri. S. Ponnuseshan, Executive Engineer TCE Mr. Rajaram Raman Desein Mr. Rajiv Santhanam JPOWER 原田団長、近藤、廣瀬、佐々（記）

Tamil Nadu 州で発電事業を担う公営企業の TANGENCO に対して、同州における揚水開発の状況や展望、電力政策について、ヒアリングした。内容は以下の通り。なお、Chairman、Director クラスとの面談をお願いしていたが、州議会の下院が開催中で対応できない、ということで上記の Chief Engineer と面談することになった。

1. 揚水計画

添付資料-1 のとおり。

2. 電力政策

添付資料-2 の資料を提示したものの、TANGEDCO, R.Kamaraj 氏より当該の質問は Chief Engineer (Planning)より回答する故、質問状をメールにて同氏宛に送付する様提案されたため、メールを送付し後日回答を待つこととなった。

3. その他

TANGEDCO より、現在、同州で計画中的の PSP5 地点の概要資料を頂いた（添付資料-3 参照）。（Appendix 5_34 Outline of % PSPs planned in Tamil Nadu）

添付資料

- 1) 揚水計画に関する質問とそれに対する回答 (Att_1)
- 2) 電力政策に関する質問票(Att_2)
- 3) Tamil Nadu 州で現在計画中的の PSP5 地点の概要資料(Appendix 5-34 に添付)

以上

Questionnaire for TANGEDCO

Background and Purpose of the Survey

We are assigned by JICA (Japan International Cooperation Agency) to seek new opportunity of financial aid (Japan's ODA loan) in the field of Pumped Storage power plant (herein after PSP) in India. Our task is to provide suggestion for JICA in this regard by surveying various affecting elements for PSP development in the several candidate states including policy, load shape, and business structure of power sector.

■ Commercial transaction of electricity

1. How does electricity transacted between the stake holders? What is a share structure?
 - Bilateral contract (PPA, long-term/short-term)
 - Single buyer system (Certain entity will procure all of the generated electricity and distribute it to Discoms.)
 - Market trading (OTC: Over The Counter, Exchange)
 - Is there some written contract or agreement between Distribution and Generation within TNEB?

2. Is there any reform plan of electric power business (e.g. privatization, etc.)?

■ Load shape and necessity of peak power plant

1. How are the current situation and the future prospect of peak/off-peak gap?

2. Do you have any issue in grid operation (present, future)?

3. What would be the possible mechanism / tool to balance peak/off-peak gap, and what would be a priority option?
 - Peak power plant (Conventional hydro, Gas-fired power plant, PSP)
 - Wider grid connection
 - Battery
 - TOD pricing and demand response, etc.

■ Power development plan

1. What is a philosophy (basic consideration/condition) of power development plan?

Please list up in terms of priority. For example:

- Energy mix (choice of fuel, role of each fuel)
- Cost
- Environmental consideration, etc

2. Please explain (and give us a copy) of Power Development Plan for the next 10 years.

3. What is an uncertainty in achieving power development plan?

- Fossil fired power
- Hydro power (conventional, PSP)
- Renewable power, in particular solar PV and Wind

■ PSP development

1. Do you have any PSP development plan? If any, what is a development status?

2. How is an availability of water resource for hydro power generation?

- Monsoon condition of recent year.
- Priority of water resource allocation.
(Drinking, Farming / Irrigation, Industry, Power generation, etc)

3. What are the major supportive elements to develop new PSP?

- Increasing necessity for peak power plant, balance power plant for Grid stability.
- Ancillary service tariff for peak power procurement
- Policy to encourage low carbon technology
- Rich in water resources, etc

4. What are the major barriers to develop new PSPs?

- Low necessity for balancing power plant
- Higher cost compared to alternative options (gas-fired, demand side management)
- Water resource and its use
- Land use and acquisition (environmentally protected area, land ownership)
- Local issues (protest, re-settlement)
- Local resident issues, etc

5. Is there any support policy/measure for PSP developments?

■ Tariff policy

1. What is a current tariff policy/design for Hydel?

2. Is there a separate tariff policy/design for PSP? If yes, please explain.

3. Is there any plan to review/reform tariff policy/design?

■ What is a situation of Distribution business in terms of;

- Debt accumulation, repayment, status of application to UDAY program
- AT&C loss improvement (technical, metering/theft, collection)
- Balance between supply cost and tariff

■ Data / information requirement

It would be appreciated if you could provide us following data & information. Electronic format is preferable.

1. Electricity supply & demand record for past and future outlook (long-term outlook is preferable)

2. Power development plan (long-term plan is preferable)

3. Variable Renewable Energy (VRE) development plan (long-term plan is preferable)

4. Annual electricity load curve (kW distribution among 8760hrs)

5. Daily electricity load curve (kW distribution among 24hrs)

6. Average power generating cost [Rp/kWh]

- Coal fired power plant (at Rp xx / ton of coal cost)
- Gas fired power plant (at \$ xx / MMBtu of gas cost)
- Conventional hydro power plant
- PSP
- Solar PV
- Wind

7. Electricity procurement cost of Discom [Rp/kWh]

- Average (actual)
- Peak power (actual, upper limit)

8. Finance Record of TANGEDCO and outlook.

///

In case our requests above are vague to you, we state below some examples of data/information we expect to receive.

Monthlywise Demand Data (Energy and Peak) from year 2011.

If unrestricted energy data is available, we wish to have it too.

Load Curve of the state for year 2011 to 2016 (present)

for following days: (15minutes interval or hourly)

Day when Peak Demand (MW) was recorded in a Fiscal Year.

Day when Maximum Daily Demand (MU) was recorded in a Fiscal Year.

Day when Lowest Demand (MW) was recorded in a Fiscal Year.

Day when Lowest Daily Demand (MU) was recorded in a Fiscal Year.

January 15th, March 15th, May 15th, August 31st, October 30th. Every year.

(In case it falls on Sunday or Holiday, Next Working Day.)

(These Dates are used for calculation of PoC charges by NLDC.)

Copy of Tariff Petition and ARR report (true up) from 2011.

Monthlywise Forecast of Energy (MU) and Peak (MW) for coming next 10years (if possible, if not as far as available.)

In case there are several forecast, please provide all of them and state how was decided as final.

Recent and Planned addition of Power Generation Capacity.

(Capacity and planned online date.)

Coal, Gas, Hydel, Wind, Solar and Biomass etc. including CGS stations

Copy of PPA for Conventional Power Stations.

Rules, Laws, Regulation, Scheme and Procedure to Acquire land and/or Right of Way (in case of transmission line) necessary for installation of power infrastructures.

Financial Statement of the state and TANGEDCO.

Thank you.

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年8月16日 12:10~12:45
場所	西ベンガル州 Finance Department
参加者	Finance Dept: Mr. Hari Krishna Dwivedi, IAS, Principal Secretary Mr. Puneet Yadav, IAS, Secretary (Budget) 調査団: 原田、平原（記）、久谷、近藤滋、近藤浩； C. Mishra, S. Maitra

揚水案件開発に対する ODA 資金の借入れに関して、州政府の観点からのコメントを求めた。

1. 円借款借り入れの意向

JICA とは長い付き合いがあり、いろいろなプロジェクトに対する協力を受けてきた。最近では Rural Water Supply Project をやっている。インフラ建設のための JICA 資金は常に歓迎する。

政権交代後 5 年が経過したが、我々のフォーカスはインフラ建設のための資本投資である。優先しているのはこの地域の経済発展に資する分野である。West Bengal はインドの中でも資本投資が遅れている地域であった。新政権が財務規律問題や財政資金創出に取り組んだ結果、資本投資の額が以前に比べて 15 倍以上に増加した。

JICA には今後とも地方の上水道整備、電力、道路建設等の優先分野に対する協力を期待している。

2. 円借款借り入れ上の問題点の有無

円借款借り入れに当たり、特に問題になるようなことはない。West Bengal は債務額の多い州ではあるが、対 GSDP 比 3% という Fiscal Deficit 目標を達成した。財務規律については過去 5 年間に Debt Stock が対 GSDP 比 39% だったのが 33% まで低下したのをはじめ、Fiscal Deficit、Revenue Deficit 等すべての債務関連指標が劇的に改善した。また、Tax to GSDP 比も 4.5% であったのが 5% に上昇した。他州に比べれば低い値ではあるが着実に改善してきている。

我々は ADB や世銀等とのコンタクトもあるが、JICA との長い付き合いもあり、円借款の方が良いと考えている。

3. 円借款のメリット

国内資金 (PFC, REC) と比較しての円借款のメリットは、金利が低いことおよび返済期間が長いことといった貸し付け条件に加えて、技術的な関与をしてくれることが大きいと考える。我々は PFC/REC と同様に円借款借り入れの経験もあるので、各種手続きに関しても何の心配もしていない。

4. 電力開発に対する融資における課題

電力案件は息の長く、多額の投資が必要となるため、州政府としては自己資金分の負担はできても、全額を負担することはできない。従って必ず資金調達が必要となるため、前述のようなメリットを持った円借款に期待するところが多い。

必要があれば州政府の保証を付けるということについても問題がない。その保証が財務規律関連指標の数値計算に反映されるものではないからである。

5. 優先開発分野

優先分野は上水道、道路、電力、内陸水路（Inland waterway）、港湾などである。

6. 州の外国借款借り入れ規定

特に州独自で設定した借款借り入れに関する規定は存在しない。ただし、外国借款借り入れが必要となるのは、州政府のでは賄いきれない多額の資金が必要となるプロジェクトとなる。従って、その返済ができるのかどうかという事前のチェックが重要である。外国借款を予定している場合には担当部門が事前に Finance Department の同意を得ること、これが唯一の policy といえる。

7. 州政府の資金決定への関与

州営企業の営業成績は州政府にも直接影響してくる。資金ソースについて最初に提案するのは実施機関や Power Department であるが、最終的な資金源決定において Finance Department が関与することになる。

数あるプロジェクトを整理するため、州政府が全体的な開発のプライオリティーを決定する。それに基づき、実施機関が具体的なプロジェクトを提案する。Power Department は電力案件のプライオリティー付けを行い、Finance Department に案件のプロポーザルを提出する。

8. バンドゥ揚水計画

プロジェクトの名称は承知しているが、現時点では Power Department 内での協議が行われている段階で、Finance Department に正式な話としてあがっているものではない。

Finance Department との協議プロセスは以下の通り。

- ① まずは Chief Secretary レベルでの打ち合わせ（Preliminary Discussion）が行われ、それには Finance Secretary も参加する。
- ② そこで Go サインが出され、債務枠があり、借款借り入れが可能であると確認されれば、DPR を作成し、プロジェクトコストを固めたうえで、Finance Department に話が持ち込まれる。
- ③ ファイナンスについての合意後に Cabinet にあげられる。

Preliminary Discussion 段階では Finance Department としてはそのプロジェクトについて口出しをしたり、リジェクトすることはない。彼らの議論にまかせるのみ。その段階で決められるのは、プロジェクトの重要性と州政府のプライオリティーに当てはまるかどうかということである。Finance Department が本格的に関与するのは後の formality の段階である。

仮にツルガ、バンドゥと揚水案件への円借款が連続すると、他セクターの案件推進派からクレームが来るのではないかとのことであるが、現在も North-South Corridor で道路を作ったり、上水道案件に借款をとりつけたりしているので、必ずしも発電案件だけをとりにあげているものではない。案件採択は開発プライオリティーと外国借款の必要性を判断した結果によるものである。

先日、外国援助機関と融資の協議をする場合には事前に Finance Department の了解得るように、という Directive をだした。その趣旨はプロジェクトが煮詰まってきた段階で Debt sustainability の観点から Finance Department が NO ということになると、関係者に迷惑がかかるからである。

(注：Directive は次のサイト参照 <http://wbfin.nic.in/writereaddata/321-FB.pdf>)

以 上

議事メモ

Ref-2-WB-2

件名	インド 電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報等のヒアリング
日時	2016年8月17日 14:45～15:45
場所	WBERC 会議室
参加者	WBERC; (Chairman)、Mr. Abhijit Bose (Adviser) 他1名 JPOWER 原田団長、近藤、佐々、平原 IEEJ 久谷、近藤浩(記)

インド国における揚水発電計画、電力政策等について、WBの規制当局の立場から情報収集を行った。ヒアリング内容は以下のとおり。

- PSPについて、TurgaのDPRを入手していないので、評価することは難しい。ただ、ポイントは電力コスト如何である。
- PSPを今後展開する上で、以下の4点を論点として指摘しておきたい。
 - (1) 建設費、MW当たりコストをどの程度と見込んでいるか。
 - (2) 効率性および稼働率を何%と見込んでいるか。
 - (3) 完成までの建設期間。
 - (4) PSPの建設地点としてどこを選択しているのか。
- 再生可能エネルギーについて、太陽光を2020年までに中央政府の定める目標値を達成しなければならない。
- 太陽光は火力と異なり、コントロールできない。このため、電力貯蔵が必要となるが、テクノロジーはいろいろな分野で進歩している。例えば、バッテリーも価格が低下しており、PSPが唯一の選択肢ではない。
- 供給コスト、Discom債務については“No idea”。Discomに融資を行う金融機関が一番よく知っている。
- JICA Loanについて、円はドルやルピーなどに比べて変動が少ないことから評価。
- 発電側、小売側ともにPeak TariffやOff-peak Tariffは導入していない。Tariff Policyは中央政府マターでそれに従っている。
- 石炭火力の平均発電コストはRp2.2-2.5/kWh(変動費のみ)、水力発電はRp3.2-3.5/kWh(固定費込)。
- PSPはシステムの安定化に寄与するものとして評価すべきであり、単純に平均発電単価で他と比べても意味がない。また、現時点はアンシラリーサービス料金や市場は存在しない。
- WB州の場合、PSPを含む水力発電はDiscomが所有しているため、それら発電コストは全てDiscomのTariffに反映される。
- 負荷の平準化について、WBでは灌漑用電力のピーク時間帯の使用に対する高い料金設定を導入済み。WBのHourly Demandをみると、最低負荷と最高負荷の差はさほど大きくない。
- WBではマルチ Tariff Policyを導入、向こう3年間のTariffを想定している。2016-17のTariffは準備が完了。

- WBPDC (火力発電会社) が発電する電力は長期 PPA で WBSDC や CESC に販売される。WBSDC や CESC は、この他に IEX など取引所からも電力を調達する。
- WB は南部の州と比べて、風力の適地は少ない。太陽光については、ルーフトップを推進しているが、どこまで大規模な導入が進むか不明。

以上

議事メモ

件名	印 電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画、電力政策のヒアリング	
日時	2016年8月17日 10:30～11:00	
場所	Department of Power and Non-Conventional Energy Sources 内の会議室	
参加者	Power Dep. WBSEDCL	Dr. S. Kislore, IAS, Principal Secretary Mr. Debidas Datta, Director (Generation) Mr. Surajit Chakraborty, Chief Engineer in charge, PSP Dep. Mr. Arup Kr. Chattopadhyay, Chief Engineer, Purulia PSP
	所属不明	火力担当1名(WBPDCL or Power Dep.所属ではないかと思われる)
	Survey Team	原田団長、廣瀬、久谷、近藤 (IEEJ)、中畑、近藤(JP)、佐々
	TCE	Mr. R. Raman
	Desein	Mr.Soumitra Maitra (GM) Mr. Chandan Mishra

West Bengal 州で電力部門を管轄している Department of Power and Non-Conventional Energy Sources から、同州における揚水開発の状況や展望、電力セクターの現状などについて、ヒアリングを行った。内容は以下の通り。

- 質問については、明日にでも文章で回答する。(同日中に質問状のソフトコピーを Power Dep.と WBSEDCL に送付済)
- West Bengal 州では、太陽光発電や風力発電の増強を目指しており、今後、系統安定化対策が必要となってくる。
- 上記対策には、系統そのものの強化に加え、石炭火力や一般水力の強化、揚水発電を含む様々な貯蔵技術や需要管理などがあると考えている。揚水発電は選択肢の一つであり、多様な選択肢の得失を分析したうえで、州にとってより相応しい方法を選択したい。
- 石炭火力の稼働率低下とそれに伴う発電効率の低下が問題となっている。石炭火力をもっと効率的に運用するための方策を考えたい。
- 火力という点では、Bakreshwar 6号機の増設よりも、既存ユニットの排ガス対策の方が優先順位が高い。

添付資料

- 1) Questionnaire for Discussion with JICA Study Team regarding Pumped Storage (for Power Dep.)
- 2) Questionnaire for Discussion with JICA Study Team regarding Pumped Storage (for WBSEDCL)
- 3) Questionnaire for Department of Power and Non-Conventional Energy Sources (電力政策班)

以上



WBSEDCLからの質問状(8/17)への回答

原田 円 (国際営業部 プロジェクト開発室 水カタスク)

2016/09/09 10:08

宛先: ichiro.kutani, hiroshi.kondo, motokura, nakahata, urago, Mamoru

Sasa, Tetsuya Hirahara, Taichi Hirose

Cc: Shigeru Kondo

送信元: 原田 円 (国際営業部 プロジェクト開発室 水カタスク)

宛先: ichiro.kutani@tky.ieej.or.jp, hiroshi.kondo@tky.ieej.or.jp, motokura@tky.ieej.or.jp,
nakahata@jpower.co.th, urago@ba2.so-net.ne.jp, Mamoru Sasa/PRP/EPDC, Tetsuya
Hirahara/PRP/EPDC, Taichi Hirose/PRP/EPDC

Cc: Shigeru Kondo <kondo_shigeru@dream.com>

履歴: このメールに返信しました。

各位

WBSEDCLが埋めた部分の回答のみ、内々にて入手しました。

内々ゆえ、全体としては未入手として、督促要。(昨日レターにて督促済)

電力セクター質問に対しては、WBSEDCL(おそらくChakraborty C.E.)が埋められる箇所のみ一部回答にとどまり
9月訪問時まで回答未着を前提に具体的な質問を用意願います。

原田

----- 転送者: Madoka Harada/PRP/EPDC 転送日: 2016/09/09 09:57 -----

送信元: "Shigeru KONDO" <kondo_shigeru@dream.com>

宛先: 原田 円 <Madoka_Harada@jpower.co.jp>, "harada_madoka" <harada_madoka@yahoo.co.jp>

日付: 2016/09/09 08:51

件名: Fw: JICA QUESTIONNAIRE 17 August 2016

原田団長殿

添付回答のpdf届きました。

なぜ丸紅経由なのか？ですが。

電力班の回答は

From: [subarata basu-KOLPOWR](mailto:subarata_basu-KOLPOWR)

Sent: Thursday, September 08, 2016 6:42 PM

To: kondo_shigeru@dream.com ; SHIGERU KONDO ; Shigeru Kondo

Cc: [subarata basu-KOLPOWR](mailto:subarata_basu-KOLPOWR)

Subject: JICA QUESTIONNAIRE 17 August 2016

[8th September, 2016]

Dear Kondo-san,

Mr. Chakraborty asked me to send the attached document. When you are visiting next to Kolkata ?
Can you spare some time ?



Best Regards/S. Basu

JICA Questionnaire (17Aug'2016).pdf

**Questionnaire for Discussion with JICA Study Team
regarding Pumped Storage for the Data Collection Survey on Power Sector and Pumped Storage Projects in India**

Government of India plans to install renewable energy of 175,000 MW by 2022 which mainly consist of solar and wind powers. Accordingly, the Ministry of Power aims at adopting pumped storage power plant for the large-scale development in order to stabilize the grid system as well as to secure peak power & to effectively use surplus off-peak power.

Questions	Answers
<p>1. Standpoint of Pumped Storage</p> <p>(a) Are you eager to install pumped storage plant? If yes, please show us what is the main incentive for WBSEDCL to develop PSP (such as financial benefits, peak power supply, supplying balancing power to grid, etc.)?</p> <p>(b) Does the state government have the same standpoint on PSP?</p> <p>(c) PSPs in West Bengal seem to be ahead of other states. Please show your views on the differences between West Bengal and other states?</p>	<p>(a) Yes, for increasing necessity for peak power in the evening time and to balance the instability of the grid throughout the day</p> <p>(b) Yes</p> <p>(c) Difficult to assess.</p>
<p>2. Current Status of Turga Pumped Storage Project</p> <p>We heard that the DPR for the PSP will be approved by CEA soon. In this regard, we would like to hear about your program after approval of the DPR:</p> <p>(a) Detail Design and Preparation of the Tender Documents;</p> <p>(b) Construction;</p> <p>(c) Commissioning.</p> <p>(d) Could it be possible for you to provide EIA/EMP for Turga PSP for our reference, please?</p>	<p>(a) Detail Design and Preparation of the Tender Documents may start in last quarter of 2016</p> <p>(b) October 2017</p> <p>(c) All units by December 2022</p> <p>(d) EIA/EMP for Turga PSP is yet to be finally cleared by MoEF & CC</p>

Questions	Answers
<p>3. Current Status of Bandu(Bandhu) Pumped Storage Project We heard that public announcement on tendering for preparation of DPR for the PSP would be done soon. In this regard, we would like;</p> <p>(a) To hear about the time schedule of this PSP such as preparation of DPR, Detail Design & Preparation of Tender Document, Construction, Commissioning, etc.;</p> <p>(b) To know the TOR for the preparation of the DPR;</p> <p>(c) To request you to provide us with the PFR for comparison to other PSPs.</p>	<p>(a) DPR to be completed by 2019-20</p> <p>(b) Not yet finalized</p> <p>(c)</p>
<p>4. Kathlajal & Kulbera Pumped Storage Projects We heard that stage of Kathlajal (900MW) & Kulbera (1,100MW) PSPs were "identified". In this regard, we would like to know;</p> <p>(a) Current status of the projects;</p> <p>(b) Details of each project such as the map, drawing, , number of units, maximum discharge, head, etc.</p> <p>(c) If PFRs have been completed, please provide us with them for our survey to compare these PSPs to others.</p>	<p>(a) Kulbera is Identified only Kathlajal is Identified only but in Reserve Forest area.</p> <p>(b) Proposed Installed capacity 6x185 = 1110 MW, upper dam FRL 457m lower dam FRL 305m</p> <p>(c) PFR not done</p>
<p>5. Boro Pumped Storage Power Project According to list named as "PSH Sites identified by CEA" in the paper prepared in October 2015 by Central Board of Irrigation & Power, Boro PSP (500 MW) is also found. In this regard, we would like to know;</p> <p>(a) Current status of the projects</p> <p>(b) Details of each project such as the map, drawing, installed capacity, number of units, maximum discharge, head, etc.</p>	<p>Not in WBSEDCL scope</p>

Questions	Answers
<p>6. Standpoint for Panchet (40MW) & Panchet Hill (600MW) Pumped Storage Projects We would like to know your viewpoint for Panchet & Panchet Hill PSPs owned by Damodar Valley Corporation (DVC):</p> <p>(a) Panchet PSP is currently operated as conventional hydropower station due to no lower reservoir. Do you hope this PSP is operated as PSP?</p> <p>(b) Is Panchet Hill PSP included in your PSP's development plan?</p>	<p>Not in WBSEDCL scope</p>
<p>7. Other Pumped Storage Project in West Bengal If you have other PSPs, we kindly request you to clarify;</p> <p>(a) Current status of the projects</p> <p>(b) Details of each project such as the map, drawing, installed capacity, number of units, maximum discharge, head, etc.</p>	<p>Not in WBSEDCL's knowledge</p>
<p>8. Interest in Japanese Yen Loan</p> <p>(a) Are yen-denominated government credits attractive? Do you hope to borrow yen-denominated government credits for construction of pumped storage plant?</p> <p>(b) If you have interests to pursue Japanese Yen Loan for PSP, have you shown interest to the state government?</p> <p>(c) Has the state government, especially finance sectors acknowledged the interest and has been supporting it?</p>	
<p>9. Social and environmental</p> <p>(a) Environmental issues are ones of the critical conditions for hydropower projects. Also, considering that JICA's environmental policy is strict in financing, the following issues</p>	

Questions	Answers
<p>may be key points, so please explain situations for all PSPs planned;</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Local ingenious peoples objections/status, ➤ Castes/tribes ➤ Any present or potential NGO issue to be arisen, ➤ Land procurement status ➤ Interstate river water disputes/potentials <p>(b) It may be discussed to other departments later, it is often noticed State government applies specified modifications to State regulations from Central regulations. Are you aware if West Bengal has locally modified regulations/acts/rules from central on;</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ EIA notification rules,(such as 2006 onwards) ➤ New land acquisition bill, which is being proposed in the central gov., ➤ Forest conservation rules, (such as 2004 & amendments) 	
<p>10. Power regulation reforms</p> <p>(a) Does West Bengal power sector consider the following rules, regulations, which potentially benefits PSP?</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Deviation settlement mechanism (DSM) regulations(recentlyset in central for frequency stabilization) ➤ Ancillary service regulations (ditto) ➤ Valuation on reserve capacity (spinning reserve, secondary control reserves, tertiary reserve, etc. (ex. Automatic generation control (AGC) plant, etc.) ➤ Valuation on flexible generation capacity (flexible generation obligations such as energy storage) ➤ Stringent RPO (Renewable Purchase Obligation) for Distributors, RGO (Renewable Generation Obligation) on thermal generations ➤ Peak and non-peak Electricity tariff (Time of Day tariff) 	

Questions	Answers
(b) If there are "the State specific" rules varying from the central rules, please advise us.	

**Questionnaire for Discussion with JICA Study Team
regarding Pumped Storage for the Data Collection Survey on Power Sector and Pumped Storage Projects in India**

Government of India plans to install renewable energy of 1,75,000 MW by 2022 which mainly consist of solar and wind powers. Accordingly, the Ministry of Power aims at adopting pumped storage power plant for the large-scale development in order to stabilize the grid system as well as to secure peak power & to effectively use surplus off-peak power.

Questions	Answers
<p>1. Standpoint of Pumped Storage</p> <p>(a) What do you feel policy of the central government to forward development of PSPs?</p> <p>(b) Are you eager to install pumped storage plant?</p> <p>(c) If yes, please show us what is the main driver in your state to develop PSP (such as financial benefits, peak power supply, supplying balancing power to grid, etc.)?</p> <p>(d) If no, please show us the reason.</p>	<p>(a) We consider this as most appropriate action at present</p> <p>(b) Yes</p> <p>(c) PSP is required for increasing necessity for peak power in the evening time and to balance the instability of the grid throughout the day</p> <p>(d) Not applicable</p>
<p>2. Power Development Plan</p> <p>(a) Please show us Power Development Plan (PDP) in your state. If possible, please provide it for us.</p> <p>(b) Currently, we find 7 PSPs in your state, namely and Kathlajal (900MW), Boro (500MW), Panchet (40MW) and Panchet Hill (600MW). Please show us commissioning years of each PSP or order to develop the PSPs.</p>	<p>(a) –</p> <p>(b) Turga (1,000MW) - 2022, Bandu (900MW) - 2028, Kulbera (1,100MW) – Not yet taken up, Kathlajal (900MW) – In Reserve Forest area, Not yet taken up Others is not in the scope of WBSEDCL</p>
<p>3. Variable (Adjustable) Speed Type Unit</p> <p>(a) Are you interested in a variable speed type unit?</p> <p>(b) Do you have any PSP to plan to install a variable speed type unit?</p>	<p>(a) Yes</p> <p>(b) WBSEDCL has already decided to install 2 variable speed type units in Turga PSP.</p>

Questions	Answers
<p>4. Interest in Japanese Yen Loan</p> <p>(a) Are yen-denominated government credits attractive? Do you hope to borrow yen-denominated government credits for construction of pumped storage plant?</p> <p>(b) If you have interests to pursue Japanese Yen Loan for PSP, have you shown interest to the state government?</p> <p>(c) Has the state government, especially finance sectors acknowledged the interest and has been supporting it?</p>	
<p>5. Social and environmental</p> <p>(a) Environmental issues are ones of the critical conditions for hydropower projects. Also, considering that JICA's environmental policy is strict in financing, the following issues may be key points, so please explain situations for all PSPs planned;</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Local ingenious peoples objections/status, ➤ Castes/tribes ➤ Any present or potential NGO issue to be arisen, ➤ Land procurement status ➤ Interstate river water disputes/potentials <p>(b) It may be discussed to other departments later, it is often noticed State government applies specified modifications to State regulations from Central regulations. Are you aware if West Bengal has locally modified regulations/acts/rules from central on;</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ EIA notification rules,(such as 2006 onwards) ➤ New land acquisition bill, which is being proposed in the central gov., ➤ Forest conservation rules, (such as 2004 & amendments) 	

Reply to Questionnaire of JICA for Department of Power and Non-Conventional Energy Sources, West Bengal

➤ PSP development

1. PSP development plan

Purulia Pumped Storage Project of capacity 900 MW (4X225 MW) on Kistobazar Nala in Ajudhya Hills, Purulia, West Bengal has already been developed by WBSEDCL and in successful operation since 2007-08.

Besides this, four pumped storage schemes have been identified by WBSEDCL (erstwhile WBSEB) in Ajudhya Hills, Purulia, West Bengal.

• **Turga Pumped Storage Project** Capacity 1000 MW (4X 250 MW)

Major investigation work COMPLETED.

The DPR prepared by engaging the local consultant, WAPCOS in association with CEA & CWC and the Foreign Consultant, EPDC (J-Power)-Japan was submitted to CEA. The DPR has been recommended for clearance in TEC Concurrence Meeting held on 04 August 2016 in CEA.

Stage-I TOR clearance from MoEF & CC obtained in 2013. Public Hearing for Environmental Clearance conducted in February 2016. Expert Appraisal Committee of River Valley & Hydroelectric Projects, MoEF & CC has recommended the Environmental clearance for the project subject to Stage-I Forest clearance.

For Stage-I Forest clearance, proposal for diversion of 234 Ha Forest land submitted to Forest Department in February 2013. 234 Ha of Non-forest Government land has already been identified for Compensatory Afforestation purpose.

• **Bandu Pumped Storage Scheme** Capacity 900 MW

(a) First stage Topographical Survey Work in scale 1:5000 has been carried out by the Survey of India (SOI).

(b) A preliminary Geotechnical Investigation has also been carried out by the Geological Survey of India (GSI).

(c) Hydrological data collection is going on and will be continued for 3(three) more years.

(d) A joint site visit was made by officials of WBSEDCL, WAPCOS Ltd. and the experts from CWC, CSMRS and GSI at Bandu PSP site to assess the extent of investigations required and selection of alternative layouts for preparation of DPR of Bandu Pumped Storage Project.

(e) Memorandum Of Undertaking is signed between WBSEDCL and GSI for taking up detailed Geotechnical Investigation at Bandu Pumped Storage Project by GSI .

(f) Action is being taken for engagement of local and foreign consultant for preparation of Detailed Project Report of Bandu Pumped Storage Project.

- **Kulbera Pumped Storage Scheme Capacity 1110 MW**

This project is identified. Survey and Investigation work is yet to be taken up.

- **Kathlajal Pumped Storage Scheme Capacity 900 MW**

This project is identified. But this project is in Reserved Forest area.

2. These projects are all in Purulia Ajodhya Hill area.

Monsoon condition in the recent year is adequate to run such closed loop pumped storage projects after catering the need of Farming/Irrigation and drinking in the locality.

3. These pumped storage projects are required for increasing necessity for peak power in the evening time and to balance the instability of the grid throughout the day.

PSPs will help not to procure additional power in the peak.

It will reduce the carbon emission due to less utilisation of fossil fuel.

It will also utilize the renewable power in the locality, available during day off-peak period and shift this power to the evening peak period.

4. Land use and acquisition in the environmentally protected area/ Reserved Forest is barrier to develop Kathlajal PSP.

5. Supportive policy by Govt. of West Bengal.

**Questionnaire for Discussion with JICA Study Team
regarding Pumped Storage for the Data Collection Survey on Power Sector and Pumped Storage Projects in India**

As you know, Government of India plans to install renewable energy of 175,000 MW by 2022 which mainly consist of solar and wind powers. Accordingly, the Ministry of Power aims at adopting pumped storage power plant for the large-scale development in order to stabilize the grid system as well as to secure peak power & to effectively use surplus off-peak power. Currently, JICA Study Team is surveying pumped storage projects in India for future implementation of PSP utilizing Japanese Yen Loan. So, JICA Study Team would like to ask you the following.

Questions	Answers
<p>1. Standpoint of Pumped Storage</p> <p>(a) Are you eager to install pumped storage plant? If yes, please show us what is the main incentive for WBSEDCL to develop PSP (such as financial benefits, peak power supply, supplying balancing power to grid, etc.)?</p> <p>(b) Does the state government have the same standpoint on PSP?</p> <p>(c) PSPs in West Bengal seem to be ahead of other states. Please show your views on the differences between West Bengal and other states?</p>	
<p>2. Current Status of Turga Pumped Storage Project</p> <p>We heard that the DPR for the PSP will be approved by CEA soon. In this regard, we would like to hear about your program after approval of the DPR:</p> <p>(a) Detail Design and Preparation of the Tender Documents;</p> <p>(b) Construction;</p> <p>(c) Commissioning.</p> <p>(d) Could it be possible for you to provide EIA/EMP for Turga PSP for our reference, please?</p>	

Questions	Answers
<p>3. Current Status of Bandu (Bandhu) Pumped Storage Project</p> <p>We heard that public announcement on tendering for preparation of DPR for the PSP would be done soon. In this regard, we would like;</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) To hear about the time schedule of this PSP such as preparation of DPR, Detail Design & Preparation of Tender Document, Construction, Commissioning, etc.; (b) To know the TOR for the preparation of the DPR; (c) To request you to provide us with the PFR for comparison to other PSPs. 	
<p>4. Kathlajal & Kulbera Pumped Storage Projects</p> <p>We heard that stage of Kathlajal (900MW) & Kulbera (1,100MW) PSPs were “identified”.</p> <p>In this regard, we would like to know;</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) Current status of the projects; (b) Details of each project such as the map, drawing, installed capacity, number of units, maximum discharge, head, etc. (c) If PFRs have been completed, please provide us with them for our survey to compare these PSPs to others. 	
<p>5. Boro Pumped Storage Power Project</p> <p>According to list named as “PSH Sites identified by CEA” in the paper prepared in October 2015 by Central Board of Irrigation & Power, Boro PSP (500 MW) is also found. In this regard, we would like to know;</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) Current status of the projects (b) Details of each project such as the map, drawing, installed capacity, number of units, maximum discharge, head, etc. 	

Questions	Answers
<p>6. Standpoint for Panchet (40MW) & Panchet Hill (600MW) Pumped Storage Projects</p> <p>We would like to know your viewpoint for Panchet & Panchet Hill PSPs owned by Damodar Valley Corporation (DVC):</p> <p>(a) Panchet PSP is currently operated as conventional hydropower station due to no lower reservoir. Do you hope this PSP is operated as PSP?</p> <p>(b) Is Panchet Hill PSP included in your PSP's development plan?</p>	
<p>7. Other Pumped Storage Project in West Bengal</p> <p>If you have other PSPs, we kindly request you to clarify;</p> <p>(a) Current status of the projects</p> <p>(b) Details of each project such as the map, drawing, installed capacity, number of units, maximum discharge, head, etc.</p>	
<p>8. Interest in Japanese Yen Loan</p> <p>(a) Are yen-denominated government credits attractive? Do you hope to borrow yen-denominated government credits for construction of pumped storage plant?</p> <p>(b) If you have interests to pursue Japanese Yen Loan for PSP, have you shown interest to the state government?</p> <p>(c) Has the state government, especially finance sectors acknowledged the interest and has been supporting it?</p>	
<p>9. Social and environmental</p> <p>(a) Environmental issues are ones of the critical conditions for hydropower projects. Also, considering that JICA's environmental policy is strict in financing, the following issues may be key points, so please explain situations for all PSPs planned;</p>	

Questions	Answers
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Local ingenious peoples objections/status, ➤ Castes/tribes ➤ Any present or potential NGO issue to be arisen, ➤ Land procurement status ➤ Interstate river water disputes/potentials <p>(b) It may be discussed to other departments later, it is often noticed State government applies specified modifications to State regulations from Central regulations. Are you aware if West Bengal has locally modified regulations/acts/rules from central on;</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ EIA notification rules, (such as 2006 onwards) ➤ New land acquisition bill, which is being proposed in the central gov., ➤ Forest conservation rules, (such as 2004 & amendments) 	
<p>10. Power regulation reforms</p> <p>(a) Does West Bengal power sector consider the following rules, regulations, which potentially benefits PSP?</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Deviation settlement mechanism (DSM) regulations (recently set in central for frequency stabilization) ➤ Ancillary service regulations (ditto) ➤ Valuation on reserve capacity (spinning reserve, secondary control reserves, tertiary reserve, etc. (ex. Automatic generation control (AGC) plant, etc.) ➤ Valuation on flexible generation capacity (flexible generation obligations such as energy storage) ➤ Stringent RPO (Renewable Purchase Obligation) for Distributors, RGO (Renewable Generation Obligation) on thermal generations ➤ Peak and non-peak Electricity tariff (Time of Day tariff) <p>(b) If there are “the State specific” rules varying from the central rules, please advise us.</p>	

Questionnaire for Department of Power and Non-Conventional Energy Sources, West Bengal

Background and Purpose of the Survey

We are assigned by JICA (Japan International Cooperation Agency) to seek new opportunity of financial aid (Japan's ODA loan) in the field of Pumped Storage power plant (herein after PSP) in India. Our task is to provide suggestion for JICA in this regard by surveying various affecting elements for PSP development in the several candidate states including policy, load shape, and business structure of power sector.

■ Commercial transaction of electricity

1. How does electricity transacted between the stake holders? What is a share structure?
 - Bilateral contract (PPA, long-term/short-term)
 - Single buyer system (Certain entity will procure all of the generated electricity and distribute it to Discoms.)
 - Market trading (OTC: Over The Counter, Exchange)

2. Is there any reform plan of electric power business (e.g. privatization, etc.)?

■ Load shape and necessity of peak power plant

1. How are the current situation and the future prospect of peak/off-peak gap?
2. Do you have any issue in grid operation (present, future)?
3. What would be the possible mechanism / tool to balance peak/off-peak gap, and what would be a priority option? For example,
 - Peak power plant (Conventional hydro, Gas-fired power plant, PSP)
 - Wider grid connection
 - Battery
 - TOD pricing and demand response, etc.

■ Power development plan

1. What is a philosophy (basic consideration/condition) of power development plan?
 - Energy mix (choice of fuel, role of each fuel)
 - Cost
 - Environmental consideration, etc

2. What is an uncertainty in achieving power development plan?

- Fossil fired power
- Hydro power (conventional, PSP)
- Renewable power, in particular solar PV and Wind

■PSP development

1. Do you have any PSP development plan? If any, what is a development status?

2. How is an availability of water resource for hydro power generation?

- Monsoon condition of recent year.
- Priority of water resource allocation.
(Drinking, Farming / Irrigation, Industry, Power generation, etc)

3. What are the major supportive elements to develop new PSP?

- Increasing necessity for peak power plant, balance power plant for Grid stability.
- Ancillary service tariff for peak power procurement
- Policy to encourage low carbon technology
- Rich in water resources, etc

4. What are the major barriers to develop new PSPs?

- Low necessity for balancing power plant
- Higher cost compared to alternative options (gas-fired, demand side management)
- Water resource and its use
- Land use and acquisition (environmentally protected area, land ownership)
- Local issues (protest, re-settlement)
- Local resident issues, etc

5. Is there any support policy/measure for PSP developments?

■Tariff policy

1. What is a current tariff policy/design for PSP?

2. Is there any plan to review/reform tariff policy/design?

■ What is a situation of Discom in terms of;

- Debt repayment, including UDAY program
- AT&C loss improvement (technical, metering/theft, collection)
- Balance between supply cost and tariff

■ Data / information requirement

It would be appreciated if you could provide us following data & information. Electronic format is preferable.

1. Electricity supply & demand outlook (long-term outlook is preferable)
2. Power development plan (long-term plan is preferable)
3. Variable Renewable Energy (VRE) development plan (long-term plan is preferable)
4. Annual electricity load curve (kW distribution among 8760hrs)
5. Daily electricity load curve (kW distribution among 24hrs)
6. Average power generating cost [Rp/kWh]
 - Coal fired power plant (at Rp xx / ton of coal cost)
 - Gas fired power plant (at \$ xx / MMBtu of gas cost)
 - Conventional hydro power plant
 - PSP
 - Solar PV
 - Wind
7. Electricity procurement cost of Discom [Rp/kWh]
 - Average (actual)
 - Peak power (actual, upper limit)

///

議事メモ

件名	印 電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画、電力政策のヒアリング	
日時	2016年8月18日 13:00～13:30	
場所	West Bengal State Electricity Distribution Co., Ltd. (WBSEDCL) CMD 執務室	
参加者	WBSEDCL	Mr. Rajesh Pandey, IAS, Chairman cum Managing Director Mr. Debidas Datta, Director (Generation) Mr. Surajit Chakraborty, Chief Engineer in charge, PSP Dep.
	Survey Team	原田団長、廣瀬、久谷、近藤 (IEEJ)、中畑、近藤(JP)、佐々
	TCE	Mr. R. Raman
	Desein	Mr. Soumitra Maitra (GM) Mr. Chandan Mishra

West Bengal 州の配電部門の公営企業である WBSEDCL から、同州における揚水開発の状況や展望、電力セクターの現状などについて、ヒアリングを行った。内容は以下の通り。

- 8/17 に受信した質問票への回答は現在作成中であり、8/23 (火) までに返信する。(受信後、「8/17 に受信した質問票への回答は添付のとおり」と入れ替えます。)
- 揚水発電は、需給ギャップの解消を目的とするものであり、コストは高いものの、システムを安定化させる機能として必要と認識。
- 再生可能電力の増加によって、揚水発電に対するニーズが高まる。
- 現在、Peak ですら卸市場の電力価格が安く、揚水発電を開発するための経済的なインセンティブが弱い。このような状況が続けば、ガスタービンが台頭してくるかもしれない。
- WB 州は産業の拡大が予想を下回っており、したがって、電力需要の伸びも現在は弱くなっている。このことも、揚水発電に対する投資意欲を減じることになっている。
- (日本では、系統安定化のために kwh 価値も重要視されるとの調査団発言に対して) インド経済が伸びていけば、日本と同じような価値観となるだろうが、インドでそういう状況が訪れるには、まだ時間を要するであろう。
- Turga に続く揚水発電計画の状況は以下のとおり。
 - Bandu (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 年だろう。PFR は完成しており、DPR 作成のための調査を実施中(インドでいうところの S & I stage とと思われる)。
 - 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。
 - Kathlajal (900MW) : プロジェクトの段階としては、“Identified”。しかしながら、Reserved Forest がサイトに存在するので、開発の見通しは暗い。
 - Boro (500MW) : これは、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。
 - Panchet (40MW) : これは中央政府直轄の公営企業である Damodar Valley Corporation (DVC) のプロジェクトであるので、DVC に問い合わせしてほしい。
 - Panchet Hill (600MW) : Panchet と同じ。
- 他州の揚水発電開発状況について、情報交換。

添付資料

1) WBSEDCL から受信するであろう質問票への回答を添付いたします。

以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年8月18日 15:10~16:15
場所	West Bengal Renewable Energy Development Agency 内会議室
参加者	WBREDA: Samir Kumar Das, Chief Engineer JPOWER: 平原、広瀬、近藤 (IEEJ)、久谷 (記) Desein: Mr.Soumitra Maitra (GM) Mr. Chandan Mishra

West Bengal 州で再生可能エネルギーの開発を管轄している Renewable Energy Development Agency から、同州における再エネ開発の状況や課題、系統への影響などについて、ヒアリングを行った。内容は以下の通り。

- ▶ 通常発電側は1時間前に州給電指令所 (SLDC) に次の1時間の発電計画を連絡するが、再エネはそれが出来ない。そのため、系統対策 (Grid Interface と表現) が極めて重要。現在 Institute of Science & Technology に委託して、出力特性の異なる電源や電力貯蔵技術を組み合わせることで系統を安定化させることを研究している。
- ▶ 幾つかの再エネ事業について言及。
 - ・ PV による街灯への給電パイロット事業があったが、蓄電池が盗まれたために2011年に中止となった。
 - ・ PV による家庭照明への給電パイロット事業は、間もなく5年の実施期間を終える。
 - ・ PV によるオフグリッドの電力供給パイロット事業が複数進行中。
 - ・ バイオガスによる調理用燃料供給事業 (LPG を購入できない世帯向け) を実施していたが、重複申請が複数見つかり2011年にプログラムを停止。
 - ・ 官公庁や学校などに PV を設置するアロ・スリム (スペル不明: Beautiful light の意) プログラムが進行中。2016-17年は60MW、2017-18年は120MWを設置する計画。州政府の各部門が資金を出し、WBSEDCLが電力を買い取る。
- ▶ 支援には補助金 (州政府負担割合 70%) とインセンティブ (州政府負担割合 75%) の2種類がある。
- ▶ 風力発電はポテンシャルが小さいものの、2MWの設備を REDA は建設した。しかし、買取価格が Rp3/kW と安く、O&M が十分に出来ていない。さらには 11kV 配電線が切断されるが復旧されないなどの問題があり、WBSEDCLに移管する予定である。
- ▶ 太陽光発電は、石炭火力や水力発電と比較して高コスト。さらには他州より日射量も弱い。PVの買取価格は最大 Rp4.4/kWh。また、土地の確保とその取得費も大きな課題。
- ▶ COP21 パリ協定での首相の宣言に基づき州では2022年までに4,322MWという再エネ導入目標を設定しているが、二つの点で問題。一つは州の実行能力 (readiness) であり、WB州は例えばグジャラートやラジャスタンと比較すると様々な面で遅れており、彼らと同じように再エネ導入目標に向かって行動することが難しい。二つ目は系統対策で、導入目標は州のピーク需要 (大凡 7,000~8,000MW) に対して過大であり、目標通りに再エネ電源を入れようとするのであれば系統安定化対策を真剣に考えなければならない。

- WB 州は産業が弱く（電力需要がそれほど大きくなく）、歴史的に電力需要に対して過大な発電能力を保有してきた。一方で、州政府が電力料金へ補助金を出すことはなく、WBSDCL の内部補助で全て賄うことになっているため、再エネへの買取価格を上げるとは消費者の負担に直結することも考慮しなければならない。

以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年8月19日 10:30～11:00
場所	West Bengal Renewable Energy Development Agency 内会議室
参加者	WBPDC: Mr. Indranil Dutta, Executive Director (Proj. & Planning) 他3名 JPOWER: 平原、久谷（記） Desein: Mr.Soumitra Maitra (GM) Mr. Chandan Mishra

West Bengal 州で火力発電を管轄している Power Development Corporation Limited から、同社における火力発電の状況や開発計画などについてヒアリングを行った。内容は以下の通り。

- PDCL が発電する電力は全量を WBSDCL に長期 PPA（25 年）で販売している。販売料金は Rp3.3/kWh でフラット。ピーク料金のようなものはない。
- 今後の開発計画は次の通り。
 - ・ Sagardighi 500MW 2016 年運開予定
 - ・ Sagardighi 660MW 2021-22 年予定
 - ・ Bakreshwar 660MW 2022-23 年予定
 - ・ Santaldih 660MW
- 2021-22 年予定の Sagardighi 660MW は資金調達が最大の難関。現在各所と調整中であり、JICA にも期待。
- 自前の炭鉱を有しており、新規電源の石炭供給に問題はない。
- ガス火力の可能性は、経済性の観点からない。発電コストは凡そ Rp7.5/kWh と石炭火力の倍以上。
- 石炭火力の排ガス対策が求められており、既設の対策を計画している。排ガス対策強化を見込んだとしても、ガス火力よりも石炭火力の方が安い。
- 既存発電所の平均稼働率は約 70%。これは過去数年の状況と変わらない。
- （今後水力や再エネ電源の増加で石炭火力の稼働が下がる可能性はないかとの問いに対し）産業用をはじめとした電力需要の拡大を見込んでおり、石炭火力は今後も電力供給の中軸であり続けると考える。
- PV の導入目標はあるが、石炭火力よりも発電コストが高く、また用地の確保が課題となる。
- 将来 PSP が増えて揚水用電力需要が増加したとしても、十分に供給が可能。
- PDCL が WBSDCL に販売する電力のうち 200MW は、WBSDCL からバングラデシュに輸出している。

以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年8月19日 14:55～15:25
場所	West Bengal State Transmission Company Limited 内会議室
参加者	WBSTCL: Mrs. Arundhoti Ghosh, Chief Engineer JPOWER: 原田団長、平原、近藤 (JP)、広瀬、近藤 (IEEJ)、久谷 (記) Desein: Mr.Soumitra Maitra (GM) Mr. Chandan Mishra

West Bengal 州で送電を管轄している West Bengal State Transmission Company Limited から、同州における送電部門の状況などについてヒアリングを行った。内容は以下の通り。

- WBSTCL は WBSEDCL 等の電力供給計画に合わせて送電線を計画する。長期の送電量は WBSEDCL 等との長期契約に基づき、短期の送電量は SLDC (給電指令所) が定める。
- WBSEDCL が需要見通しを作成し、WBSTCL はそれを基に送電線の投資計画を作成する。計画期間は 5 年で、毎年見直しを行う。
- 送電網の運用および拡張投資のコストは Open Access 分を除き、全て WBSEDCL が負担する。Open Access にかかる託送料金はフラットで、時間帯別料金などはない。託送料金でコストは 100%回収できている (正確にはファイナンス部門に確認のこと)。
- 州際送電線は中央の Power Grid Corporation が計画、建設を行い、WBSTCL はその計画に基づいて接続線を整備する。
- 需要の特性や見通しは SLDC の管轄であり、答える立場にない。情報提供を要請するレターを Managing Director 宛に出してもらえば、SLDC に問い合わせることは可能。ただし、回答の得られることを保証するものではない。
- 送電設備の投資計画などは面談者の管轄。必要な情報があればレターを出してもらいたい。

以上

議事メモ

件名	インド 電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報等のヒアリング
日時	2016年8月19日 11:15～12:20
場所	CESC 会議室
参加者	CESC; SanjoyKumar Chakraborti (ExecutiveDirector-Generation) Aniruddha Basu (ManagingDirector) JPOWER 廣瀬 IEEJ 近藤浩 (記)

インド WB 州カルカタで配電事業を手掛ける CESC から、電力ビジネスについて情報収集を行った。なお、CESC 出席者の2名とも J-Power の礮子発電所を視察経験があり、J-Power とは人脈がある。ヒアリング内容は以下のとおり。

- CESC の電気事業は 100 年を超える歴史がある。WB に火力発電所、RE 発電所を保有し、カルカタを中心に 24 時間供給を行っている。また、マハラシュトラ州など他州でも発電所を建設、IPP として事業展開するほか、配電事業も展開している。
- 都市部への供給であることから 15 分以上停電すれば苦情が殺到する。CESC では真の 24 時間供給を実現しており、2011 年以降供給カットは実施していない。
- WB を含め、インドでは Supply Deficit から Surplus に転じている。供給力が余剰になって、電力取引価格が低下していることから、効率の悪い古い発電所を止め、市場からの調達を行っている。この方がコストを低減できる。
- 他の州でも効率の悪い発電所を停止したり、低稼働率になっているところが多い。
- 今後、需要は数%伸びると想定しており、いずれ供給不足となる事態も予想されるが、ここ数年は供給過剰が続くと見込んでいる。
- CESC の電力量の伸びは年 2～2.5%。1,900MW を超えるような状態は年間でも 50 時間に満たないため、新規発電への投資は正当化できる状況にない。むしろ、配電部門のロス低減への投資支援を求めたい。
- WB のピークは夕方であるが、CESC では供給地域が都市部であり需要家のほとんどが家庭用、商業用であることから昼間の午後がピークである。また、夜間になると急速に低下する傾向にある。このため、太陽光の大規模な導入により、需給のバランスが崩れるという可能性は少ない。
- (事務室のモニターで) 周波数は現在、49.95Hz であるように、系統の安定化は図られている。産業用需要が少ないことから、アンシラリーサービスの需要はない。

以上

議事メモ

件名	印 電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画、電力情報のヒアリング
日時	2016年9月21日 14:50～16:10
場所	OHPC 会議室
参加者	GRIDCO, Mr. Sanjib Kumar Tripathy, G.M, 他 2-3 名 GEDCOL, Mr. Upendra Nath Mishra, C.G,M,他 3-4 名 SLDC, 2 名 (全出席リストは依頼中) Survey Team 原田団長、平原、近藤(JP)、浦郷

先だって送付した GRIDCO,SLDC,GEDCOL への JICA(及び JP)質問状に基づき電力セクター情報などについて、ヒアリングを行った。内容は別添添付の通り。

(GRIDCO, SLDC, GEDCOL: 質問状に赤字記入(att-1~3)。SLDC: 回答記載の daily load curve 併せて受領(一部添付(att-4)。後日 pdf 添付))。

なお、

- 9/21 10:30 より OHPC 個別揚水案件に関する打ち合わせ
(時間変更 11:00→10:30)
- GEDCOL の情報では、Upper Indravati PSP の DPR は当初 2016/12 完成を予定したが現在は 2017/6 を想定している。

以上

Questionnaire for the GRIDCO

1. It is correct to understand that the most of commercial transaction of electricity (between Genco and GRIDCO, and GRIDCO and Discom) is made through long-term PPA?

If so, what is a share of such long-term PPA in total procurement/sales of electricity of GRIDCO?

What are the remaining means and its share for GRIDCO to procure/sale electricity?

Long term PPA occupies 98%. The rest is purchased by power exchange etc. including power purchase from IPPs.

Even if GRIDCO purchases peak time (4 to 5 hrs) power beyond demand forecast, no high peak time purchase cost incurs GRIDCO contracts all power on RTC contract price.

Actual market power cost is 2-3 INR/U.

2. How does a purchase price of renewable energy been fixed?
 - Bilateral negotiation or competitive bidding between RE generator and RPO recipient (such as GRIDCO), then OERC authorization?
 - Fixed price for fix term (year) which is authorized by OERC?
 - or other?

Solar used to be fixed by both bilateral contract and competitive bidding. But now all solar are moving to competitive bidding as cost becomes competitive.

Non-solar (bio, small hydro, etc.) are the state regulated price.

Contract years etc. are determined by OERC (Solar 25yrs, small hydro 35yrs, biomass 20 yrs, etc.).

3. Central government was published the (Ancillary service operation) regulation 2015. How does ancillary service charge be fixed? What is the actual charge/tariff for different type of ancillary service?

At present, Ancillary service regulation is only applied to CGU. (such as NTPC).

Discussion at the state government level has been started, but OERC's intention is not known. They are silent in this, and we refrain from commenting opinions.

4. Are the Discoms receives subsidy (which aims at making up fiscal deficit of Discom) from the state government?

If so, what were the actually received amounts for the latest few years?

What is a plan/schedule to reduce it?

In Odisha there are no subsidies to Discoms. Instead, state government directly disburses investment on discom's infrastructure developments (substations, etc.)

GRIDCO also receives state government direct investment on projects of AT&C loss reduction plan. The target is set 22% by OERC, and the actual loss has got down to 37%

from 45 by 2019.

5. Renewable is mentioned in Odisha as the driver for PSP. But Odisha have very low of 2% renewable capacity at present. How much is actual target of Renewable, and how much of it was secured/ contracted already?

→Odisha was assigned 3,000MW renewable target. This is given from central Gov. We think this is feasible and already has many plans (such as 500, 350, 1,000, 250, 200, 200MW). All are solar, and some of them have been contracted.

6. GRIDCO expressed that they are not welcoming PSP because PSP is costlier and increases GRIDCO's purchase generation cost. Is it still your common concept?

→GRIDCO is not willingly to accept costlier energy. But when Renewable has to be purchased at (say) 7 INR/U because of RPO, PSP to some portion has reasons to be accepted if cost remains within certain range (for example, plus 2 INR/U).

Also, PSP is acceptable as a balancing power for meeting renewable introduction in large scale.

Questionnaire for the Dispatch Center

1. Is it correct to understand an operational criterion is solely based on the Grid Standard Regulation 2010 which was published by CEA?

If the eastern region/state has his own criteria, please advise us.

OPTCK is adopting the CEA (Grid Standard) Regulation, 2010. There is no separate standard developed by the State.

2. Central government was published the (Ancillary service operation) regulation 2015. How does ancillary service charge be fixed? What is the actual charge/tariff for different type of ancillary service?

Reserved Regulation Ancillary Services (RRAS) providers shall be paid at their fixed & variable charges (as decided by CERC for the quantum of RRAS scheduled.

3. If possible, we would like to request you to provide some data with regard to load shape in Eastern Region and/or Odisha state.

- Annual electricity load curve (kW distribution among 8760hrs) for the latest few year

- Daily electricity load curve (kW distribution among 24hrs) for a few typical days

Demand Curve (Typical Days 15th August, 21st August, 19th September, 2016.

4. We assume that fluctuation and/or peak-off peak gap of electricity demand will become larger in a future because of change of economic structure and large introduction of VREs (in particular solar PV)

What would be the possible mechanism / tool to balance electricity supply-demand gap, how do you see a applicability of each options, and what would be a priority option?

- Peak power plant (Conventional hydro, Gas-fired power plant, PSP)

- Wider grid connection

- Battery

- TOD pricing and demand response

- Control timing of electricity supply for agricultural/irrigation demand, etc.

Presently, the peak demand is being met from conventional hydro power station.

TOD pricing is being adopted for bulk consumers.

By controlling timing of electricity supply for agriculture / irrigation demand is also a feasible option to reduce peak - off peak demand gap.

→How much is the agricultural/ irrigation demand out of total demand in Odisha?

→it is only 5%. The majority is industrial demand (Steel industry, etc.)

as of 9 Sep 2016
JICA Survey Team

End

Questionnaire for the GEDCOL

1. What is a status of enactment of the Odisha Renewable Energy Policy 2015-22? What is an effective date?

The Odisha Renewable Energy Policy 2016-2022 is almost in final stage. The probable enactment date may be December 2016.

Until then draft copy is not open.

2. What is a relationship between RPO: Renewable Purchase Obligation and Solar Power Obligation? Are they co-existing?

In the draft Renewable Energy Policy there is only one Renewable Purchase Obligation where all the Renewable Energy is clubbed together.

3. How does a purchase price of renewable energy been fixed?

- Bilateral negotiation or competitive bidding between RE generator and RPO recipient (such as GRIDCO), then OERC authorization?

- Fixed price for fix term (year) which is authorized by OERC?

- or other?

Presently the Purchase Price for Renewable Energy is fixed by both bilateral negotiation/ competitive bidding between RE generator and GRIDCO, then OERC authorization for Renewable Energy.

4. What is a status of establishment of the Odisha Renewable Energy Development Fund?

Is it already operational?

How much is an amount of the fund?

How does it work to support deploy renewable energy?

There is no existence of OREDF in Odisha. However, in the draft Odisha Renewable Energy Policy, a provision of such Fund is proposed. The amount of such fund and how it will be operated to support development of Renewable Energy will be clear after enactment of the Policy.

End

ANSWER BY SLDC TO THE QUESTIONNAIRE OF JICA STUDY TEAM.

Operational Criteria

1. OPTCL is adopting the CEA (Grid Standard) Regulation, 2010. There is no separate standard developed by the State.
2. Reserves Regulation Ancillary Services (RRAS) providers shall be paid at their fixed & variable charges (as decided by CERC) for the quantum of RRAS scheduled.
3. Demand Curve (2014, 2015, 2016)

Demand Curve (Typical Days 15th August, 21st August & 19th September 2016)

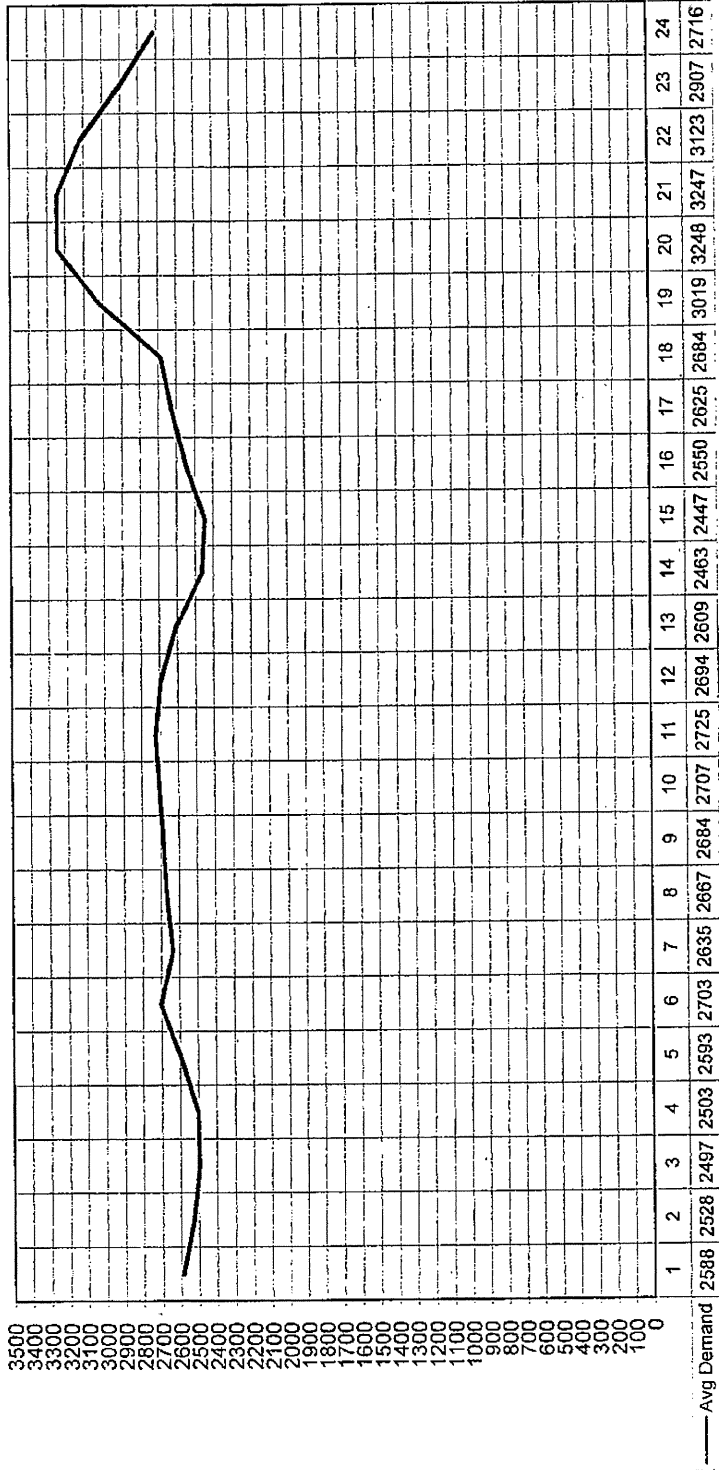
4. Presently, the peak demand is being met from conventional hydro power station.

TOD pricing is being adopted for bulk consumers.

By controlling timing of electricity supply for agriculture / irrigation demand is also a feasible option to reduce peak off peak demand gap.

Region 5/0
major part is existing demand
Steel industry

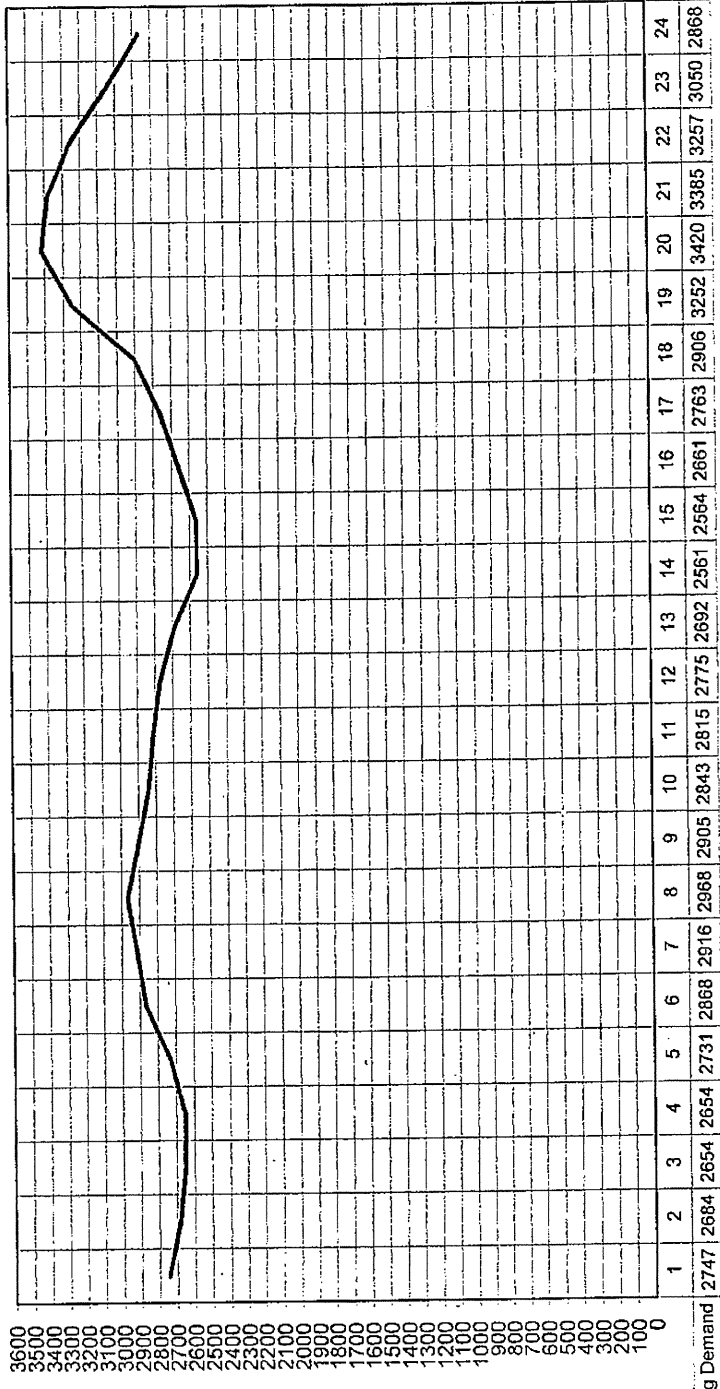
DEMAND CURVE FOR HOURLY AVERAGE DEMAND EXCLUDING TRADING FOR YEAR ENDING MARCH 2014



Demand (MW)

Hours

DEMAND CURVE FOR HOURLY AVERAGE DEMAND EXCLUDING TRADING FOR YEAR ENDING MARCH 2015

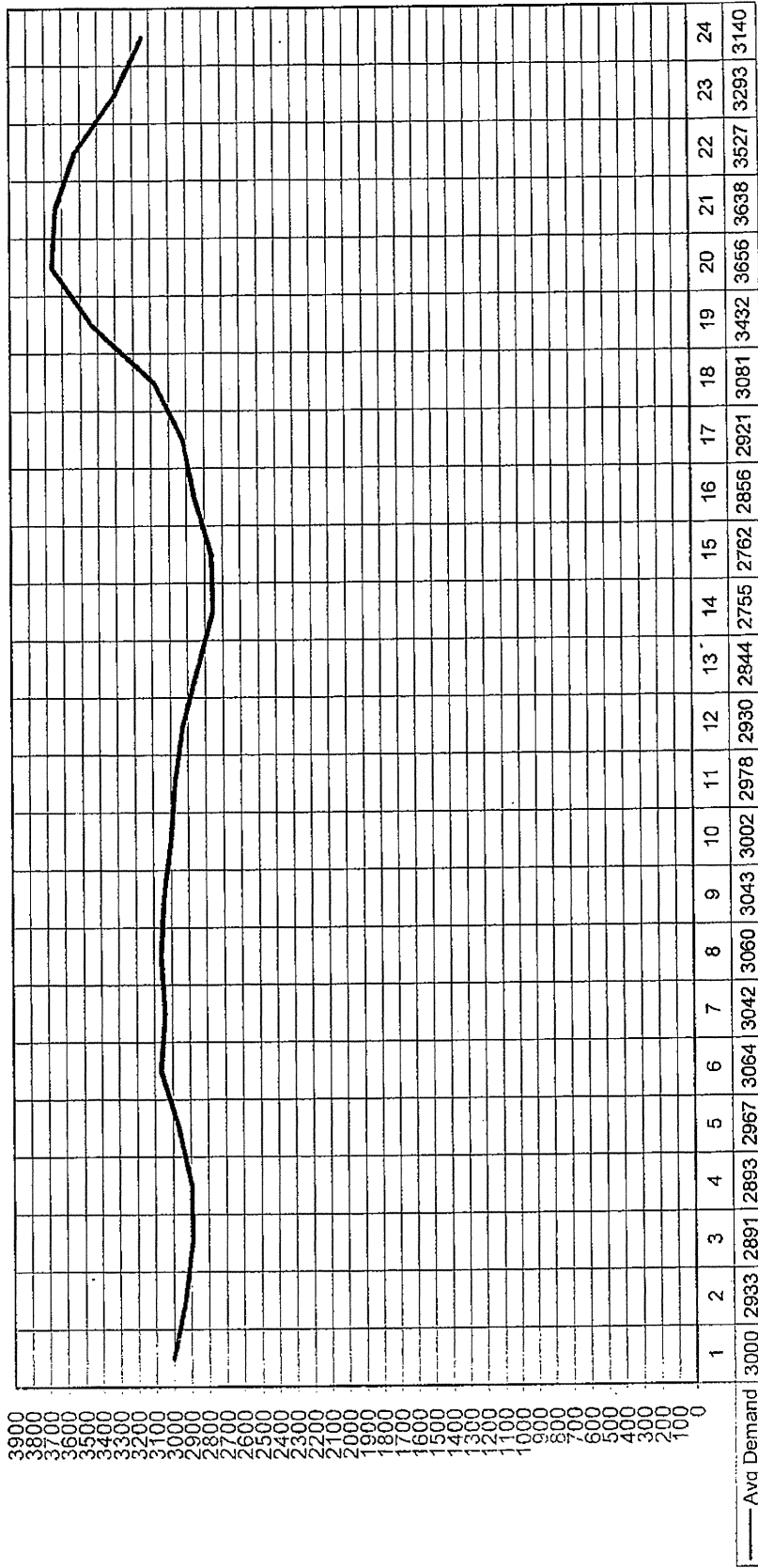


Demand (MW)

Hours

— Avg Demand

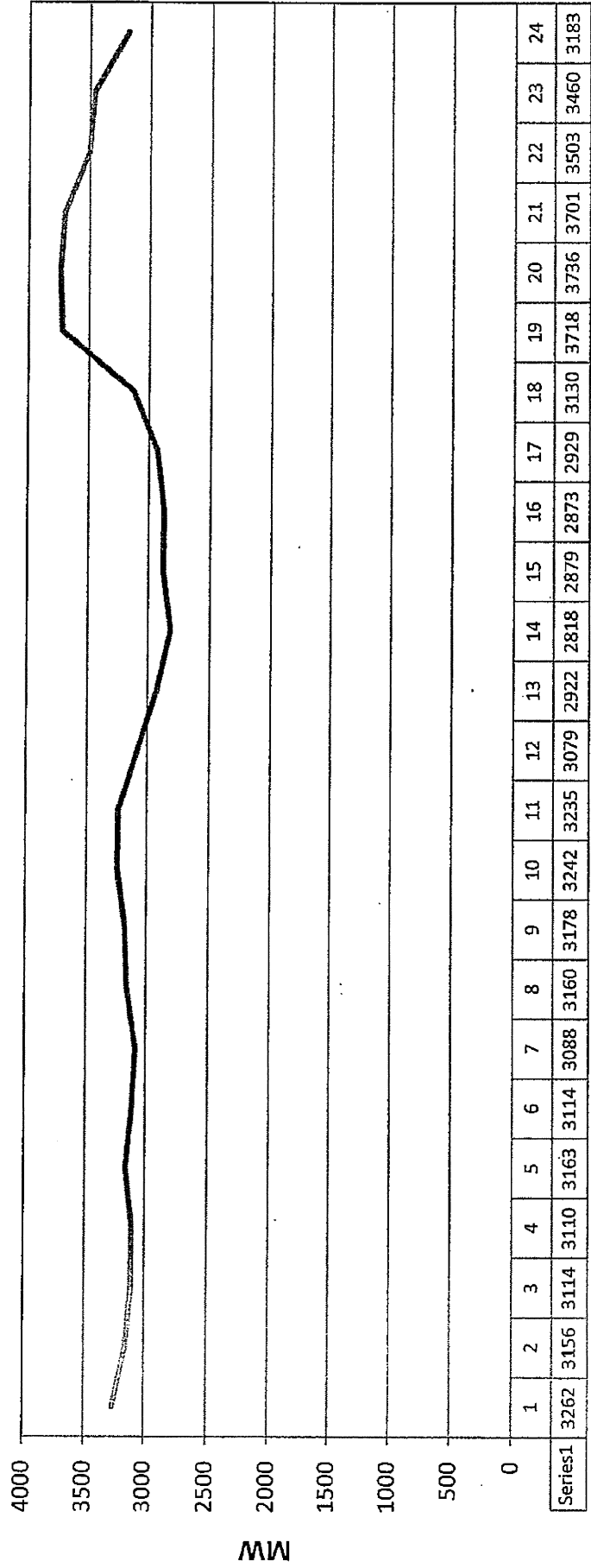
DEMAND CURVE FOR HOURLY AVERAGE DEMAND EXCLUDING TRADING FOR YEAR ENDING MARCH 2016



Demand (MW)

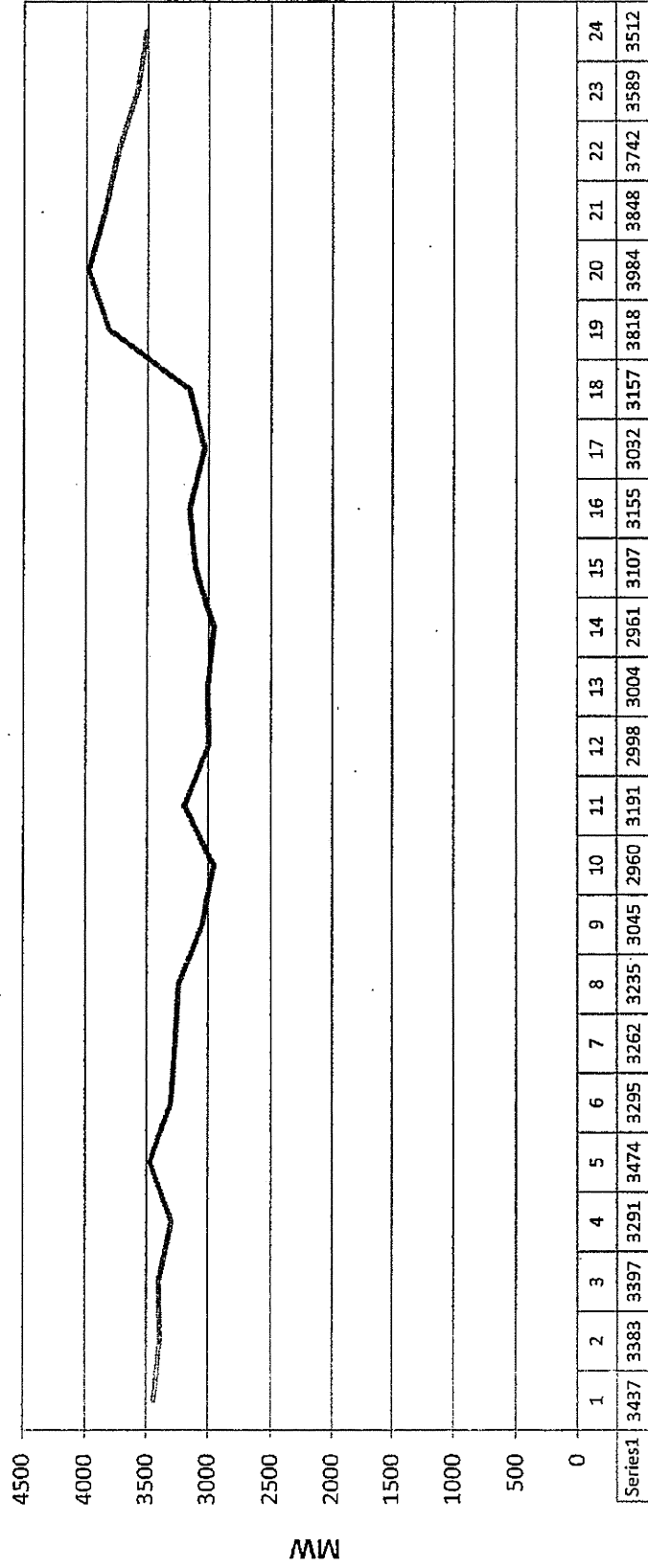
Hours

DEMAND CURVE FOR 15th August'2016

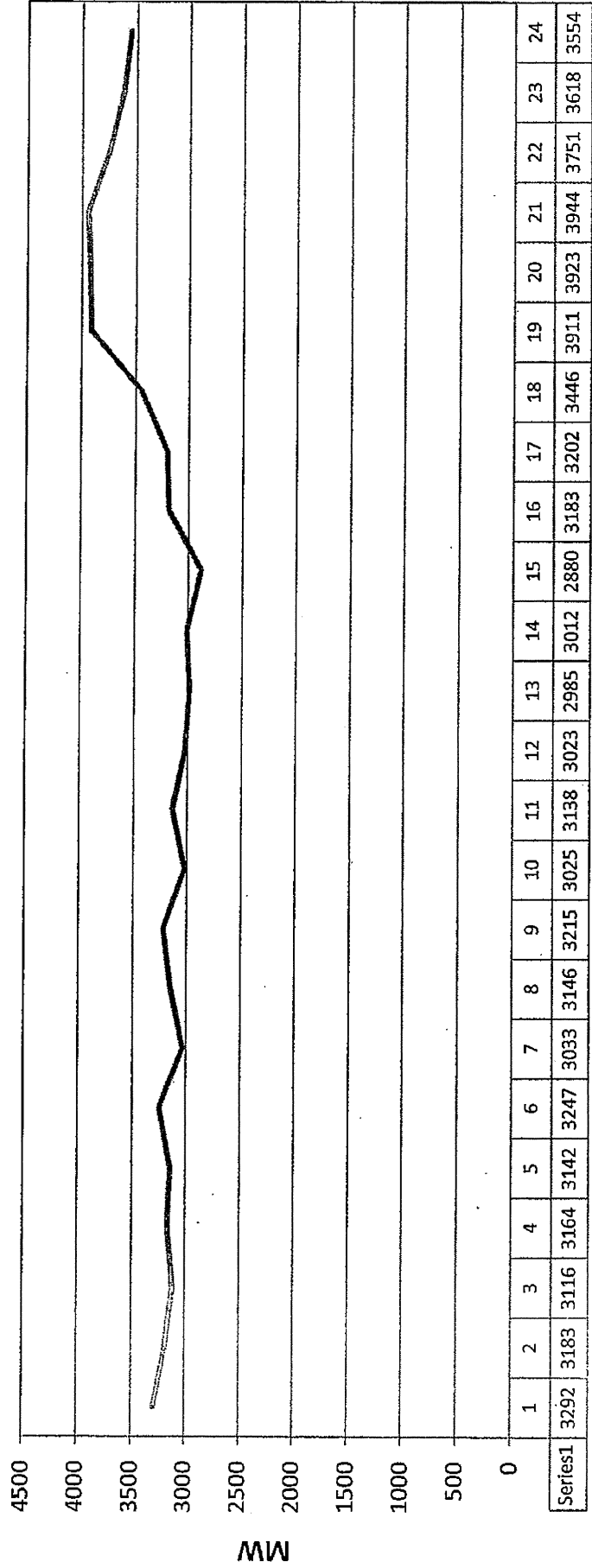


HOUR

DEMAND CURVE FOR 21st August'2016

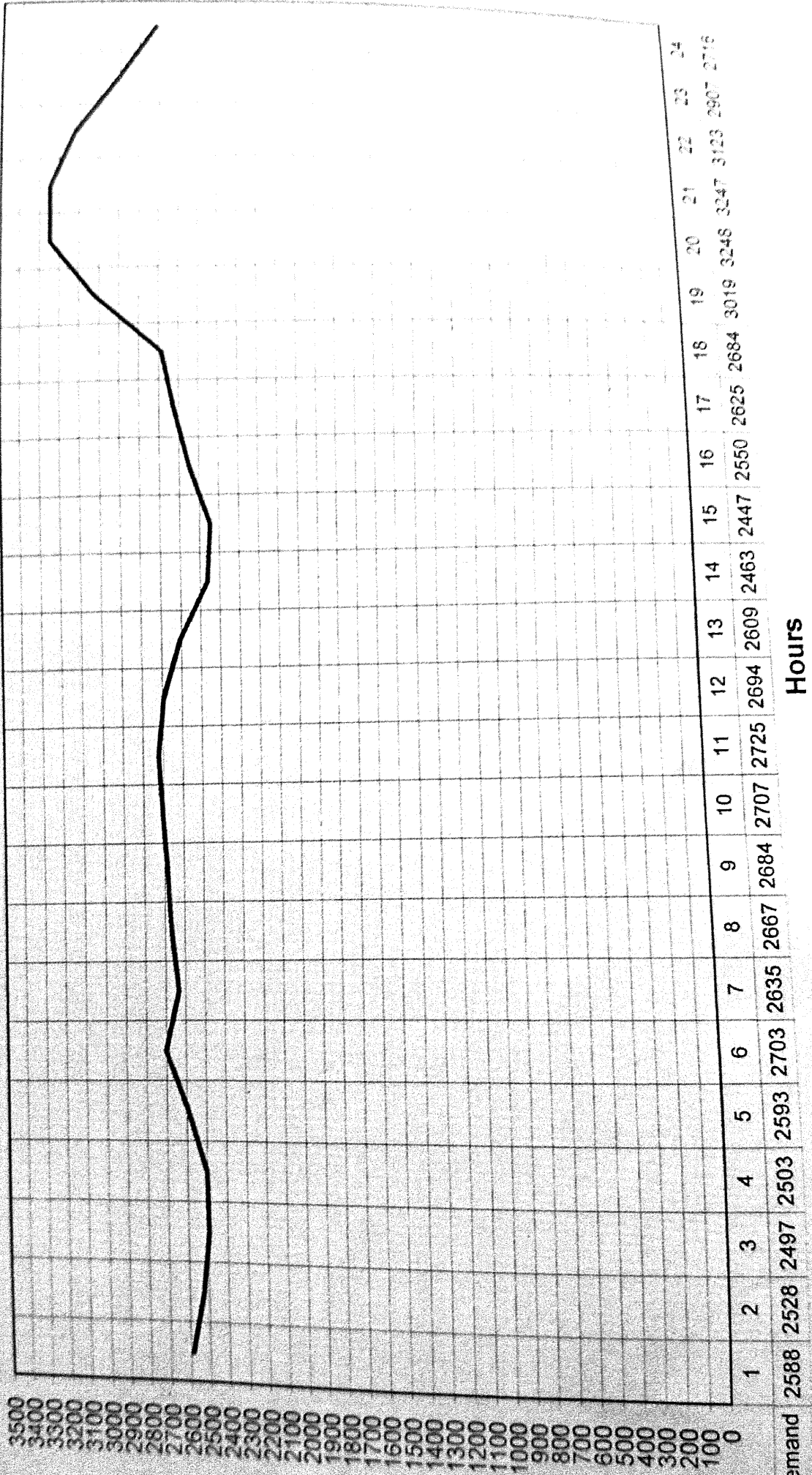


DEMAND CURVE FOR 19th September'2016



HOUR

DEMAND CURVE FOR HOURLY AVERAGE DEMAND EXCLUDING TRADING FOR YEAR ENDING MARCH 2014



-- Avg Demand

議事メモ

Ref-3-OD-2

件名	インド 電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報等のヒアリング
日時	2016年9月22日 15:00～15:45
場所	Odisha Electricity Regulatory Commission
参加者	OERC; Mr. K. L. Panda (Secretary, Retired-IAS) Mr. Anil Kumar Panda (Joint Director, Tariff/Engineering) Dr Priyabrata Patnaik (Director, Regulatory Affairs) J-POWER 原田、近藤、廣瀬 (記)

オデッサ州における電力規制政策を中心に情報収集を行った。

事務局長である K.L. Panda 氏を訪問したところ、A.K.Panda 氏が質問に答えるとのことでヒアリングは、Mr. Anil Kumar Panda 氏に対して行った。ヒアリング内容は添付1のとおり。もし、追加の質問などがあれば A.K.Panda 氏に対応してもらえることとなった。

(e-mail: amil_oerc1@rediffmail.com, mobile: 09437285585)

ヒアリング後、Director である、Dr. P Patnaik に面会を行い、終了した。

以上

Questionnaire for the OERC

1. It is correct to understand that the most of commercial transaction of electricity (between Genco and GRIDCO, and GRIDCO and Discom) is made through long-term PPA?

If so, what is a share of such long-term PPA in total procurement/sales of electricity of GRIDCO?

What are the remaining means and its share for GRIDCO to procure/sale electricity?

Most of power is supplied through Long term PPA. Odisha is power surplus state, so they are sufficient in most cases. Even in case the demand exceeds in exceptional cases, GRIDCO is able to procure power through Banking and Power exchanges.

Most of the power is transacted with two part (fixed + variable) tariff. List of average cost estimate for FY2016-17 was handed to the Study team.

There is also a notification by the OD government (No. 8960, dated 8 August, 2008) that new IPPs are obliged to sell 12 to 14% of power at variable cost to GRIDCO. The rest of power is sold inside and outside the State. There are 4 IPPs applied this clause till today.

There is no peak pricing clause between Generator and GRIDCO PPAs, but DISCOMs offer 20% rebate and/or accepting 120% demand in off-peak hours in some of their tariff to the Consumers.

2. How does a purchase price of renewable energy been fixed?
 - Bilateral negotiation or competitive bidding between RE generator and RPO recipient (such as GRIDCO), then OERC authorization?
 - Fixed price for fix term (year) which is authorized by OERC?
 - or other?

OERC has issued Generic Tariff for Generation from Renewable Energy Sources. (OERC Case No.80 of 2013). This Tariff has been determined in accordance to CERC regulation for renewable energy and they are single part tariff (Rs/kwh) except Biomass.

While Solar is now applying Competitive Bidding, this Generic Tariff acts as Maximum Price for GRIDCO. For generation from other sources (such as small Hydro, Wind or Biomass), this Generic Tariff is applied for bilateral contract with GRIDCO.

3. Central government was published the (Ancillary service operation) regulation 2015. How does ancillary service charge be fixed? What is the actual charge/tariff for different type of ancillary service?

As of today, OERC has no plan, decision or draft regulation of implementing Ancillary services.

4. Are the Discoms receives subsidy (which aims at making up fiscal deficit of Discom) from the state government?

If so, what were the actually received amounts for the latest few years?

What is a plan/schedule to reduce it?

In Odisha there are no tariff subsidies to DISCOMs including BPL supplies. OERC will examine whether the cross subsidy is within the +-20% Limit. On the other hand, state government directly disburses investment on DISCOM's infrastructure developments (substations, etc.)

Detail of subsidies for CAPEX are not published, but maybe identified through ARR petition/order documents submitted by DISCOMs to OERC because OERC will request all documents and evidences related to ARR examination.

AT&C losses are very high in Odisha. The tariffs are based on the Target determined by OERC. Exceeding losses shall be borne by the DISCOMs and not by the customer.

End.

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング	
日時	2016年9月22日 10:30～11:00 / 12:00～13:00	
場所	Odisha Hydro Power Co., Ltd.(OHPC) 会議室	
参加者	OHPC	Sri Sanjib Kumar Tripathy, GM (Elect.) Sri Hara Prased Mohapaton, Manager (Elect.) Sri Pranab Kumar Mohanty, Company Secretary Sri Patitapaban Sahu, SGM (Finance)-cum-CFO Mr. Ajay Nandy
	Survey Team	原田団長、廣瀬、平原、浦郷、近藤、佐々

Odisha州で水力発電を担っている公営企業であるOHPCが計画しているUpper Indravati計画が6月～8月の第2次調査の結果、円借款を用いて開発する揚水計画として有望となり得る可能性があるということになったので、本計画について、更にヒアリングを行った。合わせて、本計画を実施する際の資金調達、ならびに、社会及び自然環境上の懸念についても、ヒアリングした。

1. Upper Indravati 計画について

- JICA Study Team の質問への回答は、添付資料-1 のとおり。
- 2016年8月31日付の Indian Express の記事（添付資料-2）には『Odisha 州政府が National Clean Energy Fund (NCEF) に対して、Upper Indravati、Upper Kolab 及び Balimela 揚水を建設するための資金の75%を助成するよう要求した』とあるが、実際は、Upper Indravati 計画のみとのこと（しかしながら、翌9/23の州政府 Finance Department 及び Energy Department との面談によると、州内での石炭産出に伴う汚染に対する補償といった意味合いで、Upper Indravati に加えて、Upper Kolab、Balimela 揚水の建設資金の75%をNCEFが助成するように求めている模様）。

2. 資金調達

- JICA Study Team の質問への回答は、添付資料-3 のとおり。

3. 社会及び自然環境上の懸念

- JICA Study Team の質問への回答は、添付資料-4 のとおり。
- OHPC には常設の環境部がない。EIA など環境関連の業務が必要になった場合、プロジェクトごとに環境セクションを置く。環境セクションには州の森林局から人を派遣してもらう。現時点で OHPC には環境セクションが置かれていない。
- OHPC は Site Clearance を取得していない。(Notification S.O.1533(2006)によると、50MW 以上の水力発電事業は、PFR の段階で Prior Environmental Clearance (Site Clearance) を取得すべきとされているが、OHPC はこのルールを知らない。)

4. その他

- 灌漑設備増強の記事（添付資料-5）を踏まえ、『これらの灌漑ダムを利用した揚水発電を計画する可能性はあるか？』と質問したところ、OHPCからは『その可能性はない』ということであった。
- APGENCO が Balimela ダムの下流の Odisha 州と Andhra Pradesh 州の州境に位置する Upper Sileru 貯水池と Lower Sileru 貯水池を結ぶ揚水計画については、OHPCとして、特段コメントがないとのこと。

以上

添付資料

- 1) Upper Indravati 揚水計画に関する質問とその回答 (Att_1)
- 2) Odisha 州政府が NCEF に揚水発電所建設の資金の 75% を NECF に助成するよう求めた記事 (2016 年 8 月 31 日付) (Att_2)
- 3) 資金調達に関する質問とそれへの回答 (Att_3)
- 4) 社会自然環境に関する質問とそれへの回答 (Att_4)
- 5) 灌漑設備増強に関する記事 (2016 年 9 月 15 日付) (Att_5)
- 6) OHPC 参加者氏名 (Att_6)

Questionnaire for Discussion on Upper Indravati Pumped Storage Project with JICA Study Team for the Data Collection Survey on Power Sector and Pumped Storage Projects in India

As a result of our initial survey for future implementation of PSP utilizing Japanese yen-dominated-government credit, Upper Indravati pumped storage project is regarded as one of hopeful project. Therefore, JICA Study Team would like to inquire the following from you.

Questions	Answers
<p>1. Development Schedule & Current Status of Preparation of DPR</p> <p>(a) We would like to hear about the development schedule for this project. According to Marubeni who gave presentation on an adjustable speed unit, we obtained the following schedule:</p> <p style="padding-left: 40px;"><i>Dec/ 2016 Completion of the DPR</i></p> <p style="padding-left: 40px;"><i>May/ 2017 CEA's Approval (Acquisition of Tech Economic Clearance)</i></p> <p style="padding-left: 40px;"><i>Oct/ 2017 Acquisition of Forest & Environmental Clearance</i></p> <p style="padding-left: 40px;"><i>Mar/ 2018 Loan Agreement</i></p> <p style="padding-left: 40px;"><i>2018 Tender for Civil Works</i></p> <p style="padding-left: 40px;"><i>2019 Tender for Electro Mechanical Works</i></p> <p style="padding-left: 40px;"><i>(The construction is planned to be finished for 4.5 years.)</i></p> <p>(b) Please show us the current status of the preparation of the DPR. According to the last discussion between you and us in June 2016, the DPR will be completed by the end of 2016.</p> <p>(c) On the other hand, according to WAPCOS who has prepared DPR for Turga PSP together with JPOWER, he thinks that it takes four years from the beginning of the preparation of DPR to acquisition of Techno Economic Clearance at least under the present CEA's guideline. Considering the current status, is it necessary to reschedule the development schedule?</p>	<p>(a) The completion of the DPR is probably delayed. In spite of the delay, OHPC foresees that tender for EM works can be done in 2019.</p> <p>(b) The completion of the DPR is probably delayed.</p> <p>(c) OHPC has different opinion from WAPCOS's. Considering the following, Forest Clearance, Environmental Clearance and Techno Economic Clearance can be probably obtained less time than case of Turga PSP:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Upper Indravati PSP utilizes the existing Upper Indravati reservoir as upper reservoir, and land for the lower reservoir isn't involved in any forest land; ✓ Resettlement in the development is quite limited; ✓ The Central Government has a policy to develop PSPs on a massive scale (10 GW according to The Economic Times). <p>As answered to (a), OHPC foresees that tender for EM works can be done in 2019, so that it is unnecessary to amend the commissioning time.</p>

Questions	Answers
<p>2. Fund for the Development</p> <p>(a) According to an article reported by Indian Express on 7th September, 2015, it is found that the state government requested the central government to finance 1,200 crore INR from National Clear Energy Fund (NCEF) to construct this PSP, which is 75 % of the total construction cost. In this regard, have you already obtained confirmation to receive the finance?</p> <p>(b) If yes, how do you obtain the balance?</p> <p>(c) If no, how do you obtain finance for the development? (loan from foreign country such as yen-denominated government credits, ADB, World Bank, etc. or loan from domestic bank?)</p> <p>(d) What finance is the most attractive among domestic finances (NCEF, REC, etc.) and foreign finances (Japanese yen-denominated government credits, ADB, World Bank, etc.)?</p> <p>(e) What point of Japanese yen-denominated government credits is merit and demerit for you?</p>	<p>(a) No.</p> <p>(b) No answer.</p> <p>(c) It will be decided after comparison of financing conditions of each lender.</p> <p>(d) It will be clarified after comparison of financing conditions of each lender.</p> <p>(e) This matter shall be presented by JICA Survey Team (or JICA).</p>
<p>3. Adoption of Adjustable (Variable) Speed Unit</p> <p>(a) According to the page 39 of the PFR, it is found that adoption of an adjustable speed unit is studied in the DPR stage. In this regard, we would like to hear about;</p> <p>✓ Your view on the adoption of an adjustable speed unit;</p> <p>✓ Whether adoption of an adjustable speed unit is studied in the DPR or not.</p> <p>(b) In the case of adoption of an adjustable speed unit, how many adjustable speed unit do you hope to install?</p>	<p>(a) OHPC is very interested in an adjustable speed type unit and has already requested WAPCOS to study whether adjustable speed type unit is adoptable for Upper Indaravati PSP or not.</p> <p>(b) OHPC has already requested WAPCOS to study how many adjustable speed units are installed.</p>

Questions	Answers
<p>4. Forecast of Electric Power Demand</p> <p>(a) According to the page 43 of the PFR released in 2012, electric power demand and peak power demand as FY 2016-17 are forecasted as 1,392 x 10³ GWh and 218 GW respectively at least. Does the forecast meet the predicted figures as of this month even though FY 2016-17 hasn't finished yet?</p> <p>(b) In the same page of the PFR, electric power demand and peak power demand as FY 2021-22 are forecasted as 1,915 x 10³ GWh and 298 GW respectively at least. If the forecast has been updated, please unveil the updated ones.</p>	<p>These matters were discussed yesterday. OHPC isn't in a position to reply to these questions because GRIDCO is in charge of these matters. But, these matters are probably shown in GRIDCO's web site.</p>
<p>5. Conceptual Drawing</p> <p>(a) We kindly request you to provide us with the conceptual layout drawing because we heard from Marubeni that the drawing was completed. Especially, we hope to receive the layout plan drawing because any layout plan drawing is attached to the PFR.</p>	<p>The soft copy will be emailed. And also, the hard copy will be handed to us tomorrow.</p>
<p>6. Operation</p> <p>(a) According to the page 29 of the PFR, it is found that pumping operation is planned not to be taken in the monsoon season from 1st July to 30th September. Does this mean that water abundantly inflows into the upper reservoir (namely the existing Upper Indravati reservoir) during the monsoon season?</p> <p>(b) Is there any difficulty against other parties such as irrigation, water supply, etc., in operation of the pumped storage plant?</p>	<p>(a) Yes.</p> <p>(b) OHPC anticipates that there is no difficulty against other parties since the PSP circulates water between the lower and the upper reservoirs.</p>
<p>7. Flow Velocity in the Waterway</p> <p>(a) Flow velocities in the headrace and tailrace are estimated as below. Considering that flow velocity for a pumped storage plant is generally designed as 5 to 6 m/s, internal diameters of the headrace (L=2,700 m x 2 lines) and tailrace (L=1,600 m x 2 lines) can be smaller than the PFR's design for reduction of the construction cost even though the head loss shall be checked.</p>	<p>This matter will be conveyed to WAPCOS for studying it in the preparation of the DPR.</p>

Questions		Answers																			
<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2"></th> <th colspan="2">PFR</th> <th colspan="2">Proposal</th> </tr> <tr> <th>Dia. (m)</th> <th>V (m/s)</th> <th>Dia. (m)</th> <th>V (m/s)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Headrace</td> <td>7.5</td> <td>2.4</td> <td>4.7</td> <td>6.0</td> </tr> <tr> <td>Tailrace</td> <td>6.0</td> <td>3.7</td> <td>5.1</td> <td>5.0</td> </tr> </tbody> </table>			PFR		Proposal		Dia. (m)	V (m/s)	Dia. (m)	V (m/s)	Headrace	7.5	2.4	4.7	6.0	Tailrace	6.0	3.7	5.1	5.0	
	PFR		Proposal																		
	Dia. (m)	V (m/s)	Dia. (m)	V (m/s)																	
Headrace	7.5	2.4	4.7	6.0																	
Tailrace	6.0	3.7	5.1	5.0																	
<p>8. Number of Unit</p> <p>(a) Is there a possibility to change number of units? According to the PFR, the width of the underground cavern and interval between units are designed as 18.0m and 16.0m respectively for housing four 150 MW units. In consideration of the width, we think the width can be expanded more (approximately 25m) for changing the unit capacity to 300 MW x 2 or 200MW x 3 even though it depends on geological condition.</p>	<p>This matter will be conveyed to WAPCOS for studying it in the preparation of the DPR.</p>																				
<p>9. Longitudinal Layout of Penstock</p> <p>(a) According to the PFR, the penstock is designed as vertical shaft. For reduction of the total length, is there a possibility to modify the penstock arrangement from vertical to inclined like Purulia PSP in West Bengal.</p>	<p>This matter will be conveyed to WAPCOS for studying it in the preparation of the DPR.</p>																				
<p>10. Surge Tank</p> <p>(a) According to the PFR, it is designed to place surge tank in both the headrace and the tailrace. For reduction of the construction cost, we think it better to place only one surge tank in the headrace or the tailrace by means of change of position of the powerhouse.</p>	<p>This matter will be conveyed to WAPCOS for studying it in the preparation of the DPR.</p>																				

Questions	Answers
<p>11. Lower Dam</p> <p>(a) According to the PFR, the lower dam is designed as earth dam. Considering that water level of the lower reservoir largely changes every day, the dam type is better to change to rockfill, CFRD, etc.</p>	<p>This matter will be conveyed to WAPCOS for studying it in the preparation of the DPR.</p>
<p>12. Length of Steel Penstock</p> <p>(a) In comparison of the salient features and the drawing in the PFR, lengths of both 5.0 m in dia. and 3.5 m in dia. seem to be underestimated.</p>	<p>This matter will be conveyed to WAPCOS for studying it in the preparation of the DPR.</p>

Ask Prabhu
 Editorial Director
 Your tomorrow depends on the question you ask today
 Column: Power and Politics



Home > States > Odisha

CM asks Centre to share 75 PC cost of hydro-electric projects

By Express News Service | Published: 31st August 2016 08:47 PM | Last Updated: 31st August 2016 08:47 PM

Email 0

BHUBANESWAR: The State Government today urged the Centre to share 75 percent of the cost of three proposed pumped hydroelectric storage facilities in the state from the National Clean Energy Fund (NCEF).

Reiterating his demand for a major share from NCEF in a letter to Prime Minister Narendra Modi, Chief Minister Naveen Patnaik said the state government has conducted pre-feasibility studies of three pump storage hydroelectric facilities at Upper Indravati with a capacity of 600 MW, Balimela (400 MW) and Upper Kolab (320 MW).

These three projects with a projected generating capacity of 1320 MW would require an investment of Rs 3,950 crore.

Detailed project report of Upper Indravati Hydro-electric project is under preparation.

"Financial assistance (grant) to the tune of 75 percent of the estimated cost of each pump storage project may be provided from the NCEF to bring down the cost of power from these projects in order to make the tariff affordable," the Chief Minister said.

Once the institutional mechanism is established and in-principle clearance is accorded by the government of India, specific proposals will be submitted by the state government for execution of renewable energy projects including hydro-electric projects, more particularly, the PSPs, he added.

"Hydro-electric projects having installed capacity of more than 25 MW, especially the Pump Storage Hydroelectric Projects, may be considered as renewable energy projects. These projects would help tremendously in meeting the peak demand and also in balancing the Grid," Patnaik said in the letter.

The Chief Minister said that the coal bearing states have to bear the brunt of negative externalities on account of setting up of the pit-headed thermal plants to cater to the power requirement of the country while some other states have the locational advantage of harnessing the renewable energy.

"It is therefore, imperative that the coal bearing states should be assigned reasonably lower limits for Renewable Power Obligation (RPO). Besides, the renewable energy projects in the coal bearing states should be funded from NCEF," Patnaik said.

Expressing annoyance about non-revision of coal royalty for four years, the Minister said the Centre would collect clean environment cess of about Rs 100 crore from the state in 2016-17.

The state has the legitimate expectation of getting a its share from the NCEF, he said.

デル史上最小
 ビジネス向け13.3インチノートパソコン
 Latitude™ 13 7000シリーズ
 新登場



第6世代インテル® Core™ m3 プロセッサ
 Intel Inside®
 最新の生産性 ご購入はDellサイトへ

MORE NEWS

NATION

Chikungunya cases mount to 2,625, nearly 150 per cent rise

NATION

No 'knee-jerk' reaction to Uri terror attack: government sources

WORLD

Immigrant captured in New York bomb case worked in family restaurant

WORLD

Hillary Clinton on combatting terror: "I know how to do this"

SPORT

Few jealous competitors want to tarnish my reputation: Paes

SPORT

Sreejesh bats for Oltmans extension, but disappointed by Rio performance

OPINION

The ships are not built for the harbours

OPINION

Fighting for a model with witty one-liners



Questionnaire to OHPC

1. Information required

1) Financial Statements of OHPC 2015-2016

(Note: 2011-2015 are available on-line.)

2. Questionnaire

1) Financial source for power projects

- Which is the major financial source for power development projects in OHPC?
- Please explain pros and cons for the major financial source for power projects.
- How the financing source is decided in OHPC?
- Project proposal is always submitted with a specific financing source?

【回答】

OHPC は市場で資金調達をする。REC、PFC 等のインフラ向け資金を提供する機関や市中銀行を集めて、OHPC が金利以外の借り入れ条件を設定したうえで入札を行う。その中で一番低い金利を提示したところから借り入れを行う。ほとんどは PFC となっている。

2) Japanese ODA loan

- Are you interested in borrowing Japanese ODA loan for power projects?
- What are the attractive points in Japanese ODA loan?
- What are the unattractive points in Japanese ODA loan?
- Are there any current specific issues which prevent OHPC from borrowing Japanese ODA loan?
- Apart from current issues, what are the major obstacles for OHPC to borrow Japanese ODA loan? (e.g. competition with other sector projects)
- Will the ODA loan be lent directly to OHPC or to the State? In the former case, any guarantee by the State is required?

【回答】

- 日本の ODA 資金には興味があるかどうかは Policy Decision であるため、ここで興味の有無をコメントすることはできない。ただし、オフレコ発言としては、興味ありと言える。借り入れ条件をよく検討する必要あり。
- OHPC としては日本の ODA 資金借り入れに問題となることにはないが、州政府の規定があるかどうかである。借り入れコストが重要。

- 州政府にプロジェクトプロポーザル（DPR）を提出する時には常に資金源を特定したうえで、提出している。
- OHPC は約 1000Crore の資金（Fixed deposit）があり、全額自己資金でも対応することができるものがあるが、規定により 70%ローン、30%が Equity と決められているため、それに従っている。

【その他】

- 『JICA ローンは揚水発電のみが対象か？リハビリや太陽光プロジェクトはどうか？』という質問があり、JICA Study Team からは『揚水発電に特化しているものではないが、太陽光プロジェクトは（直接の借款としては）難しいと考える。』と回答した。
- JICA ローンに関する知識をあまり持ち合わせていないようなので、円借款の金利表を渡し、手続きを含め借り入れ実績のある GRIDCO と情報交換をするように勧めた。

3) Development of Pumped Storage Projects

- Do pumped storage projects have priority for development in OHPC?

【回答】

OHPC で揚水発電にプライオリティーを付けることはない。政府でどれだけピークパワーが必要かを決定し、そのために揚水発電を開発すべしと決められたものを実施するのみである。DPR ができればコストも決まり、この発電単価も見えてくるので、政府の決めたピークパワー対応設備として手を挙げることになる。

- What is the incentive for OHPC to develop pumped storage project from a financial point of view?

【回答】

OHPC として揚水発電を開発するインセンティブはない。中央政府の要請に応えるだけである。

- Please show me the expected electricity rate (tariff) for a) pumping up energy, and b) sale of energy generated by pumped storage projects both in Rs/kWh.

【回答】

単価は DPR 次第で決まるものなので、現時点では何とも言い難い。一般的に揚水の発電コストは高いと言われているが、高くても GRIDCO はその電気を引き取り、消費者負担で高い電気を売ることになる。仮に GRIDCO が購入しない場合には他州に売電するというオプションもある。

- How the profitability of a pumped storage project is assured?
- Is there any pumped storage project which has been submitted officially or unofficially to the State for discussion?
- Which is the expected energy source for pumping up?

【回答】

揚水原資としてはすべてのオフピークパワーで、発電を止めることのできない太陽光や火力の焚き増しなどが含まれる。

Questions

ENVIRONMENT DEPARTMENT, OHPC

- Are there any Environmental Impact Assessment reports of planned hydropower projects?

No. They will be prepared after preparation of DPR.

- If there are, which stage are there on? Under preparation, under reviewing, or already got Environmental Certificate?

No.

- Do you have any Environmental or Social information concerning the planned hydropower project? Such as number of resettlement, land use, water use conflict, people's opposition, important species or others.

1) Upper Indravati

No protected forest will be affected. Environmental and social issues will be identified in EIA.

2) Upper Kolab

No protected forest will be affected. No resettlement.

3) Balimela

No protected forest will be affected.

4) Jharlama

This is not a project in Odisha.

- Have you requested any Forest Clearance or Wildlife Clearance for the Hydropower Projects?

No.

- Do you have the maps of the protected areas or forest areas?

THE NEW
INDIAN EXPRESS

Tuesday, September 20, 2016

豪華同行 安心の充実サポート満載!
メキシコのピラミッド エンジェルフォール レンゾイス
カラハゴスの動物
人気の周遊ツアーも!
Ask Prabhu

Home > States > Odisha

Naveen Patnaik sets target to create irrigation potential additional 10 hectares land by 2019

By Express News Service | Published: 15th September 2016 08:18 PM
 Last Updated: 15th September 2016 08:32 PM

Like 1 G+1 0 Email 0



マチュピチュツアー／添乗員同行
 人気のマチュピチュ遺跡や南米の観光地を巡る周遊ツアーの満載! クラブツアーも

Photo - Naveen Patnaik, Chief Minister of Odisha | File Photo

BHUBANESWAR: In a bid to provide irrigation facility to additional 10 lakh hectare land by 2019, chief minister Naveen Patnaik today announced that 4000 check dams will be constructed every year to achieve the target.

The chief minister, who dedicated 1100 check dams constructed by the water resources department via video conferencing, said 2.57 lakh hectares land would get irrigation by the end of 2016-17.

"I am really happy to dedicate the check dams for the farmers of our state. I hope these check dams will benefit them in increasing their production," he said.

Stating that check dams play a vital role in providing irrigation and re-charging ground water, Naveen said that the water resources department has constructed 8700 check dams since 2010 with irrigation potential of 67,000 hectares.

He said that the water resources department will set up 4000 check dam in 2016-17.

Departments of agriculture, panchayati raj and ST and SC development have constructed 12,500 check dams since 2010. Farmers of 112 blocks in backward tribal districts including Kandhamal, Nabarangpur, Malkangiri, Nuapada, Bolangir, Deogarh and Sundergarh will be benefited from check dams, deep bore wells and mega lift irrigation projects, said the Chief Minister.

Stating that farmers are already getting water from Upper Indravati and Rengail projects, he said Lower Indra, Telengiri and Ret irrigation projects will become operational from the coming Kharif season.

進化する宅急便。詳細はこちら

MORE NEWS

NATION
 Chikungunya cases mount to 2,625, nearly 150 per cent rise

NATION
 No 'knee-jerk' reaction to Uri terror attack: government sources

WORLD
 Immigrant captured in New York bomb case worked in family restaurant

WORLD
 Hillary Clinton on combatting terror: "I know how to do this"

SPORT
 Few jealous competitors want to tarnish my reputation: Paes

SPORT
 Sreejesh bats for Oltmans extension, but disappointed by Rio performance

OPINION
 The ships are not built for the harbours

OPINION
 Fighting for a model with witty one-liners

Farmers of Nabarangpur will get benefit from Telengiri project, while Bolangir farmers from Lower Indra project. The water from Ret irrigation project will help irrigate agricultural land in Kalahandi district, he said.

The chief minister released a book on check dams on the occasion. Principal secretary in the water resources department Pradip Jena gave details about different irrigation projects. Members of the council of ministers, MLAs, chief secretary AP Padhi and senior officials attended the meeting.

マチュピチュツアー／添乗員同行
人気のマチュピチュ遺跡やイグアスの滝をゆったリツアーで観光！クラブツーリズム

Looking for a life partner? Register FREE on BharatMatrimony.



Movies



Justice Katju is right, I don't have anything inside my head: Big B

Travel



Romancing the Bali stones

Food



Take Zucchini On A European Adventure With These 3 Recipes

Books



The Weary Generations
Chronicling the downfall of a generation

Recent Activity



「いいね！」した友達はまだいません



PRIDE



News Feed

WHAT IS YOUR REACTION?



POWERED BY Youku

CHAT

Give a rating

Leave a comment

ME What is your opinion?

Name Email Post

Talk of the Town

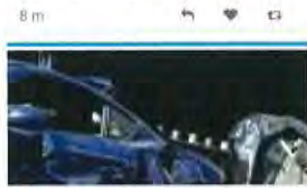
- India rejects UN Human Rights Council request to visit Kashmir
- Bengaluru techie's video on Cauvery row goes viral
- Wanted shooter Mohammad Kair spotted with former RJD MP Mohammad Shahabuddin
- India's support on Balochistan gives me hope, US should rethink on Pakistan: Baloch leader Mehran Marri
- MBBS admissions to 3 private SFMCs cancelled
- Burhan Wani effect: Hundreds join Hizbul ranks, thousands as sympathisers

#Discover

滑川温泉 福島屋



4,536円～
3つの源泉は時間によって色が変化。夏は森林浴、秋は紅葉風呂と景観・湯質の良さが自慢。溪流沿いに佇む秘湯の 軒宿
travel.zakuten.co.jp



CROWDYNWS



花たまご (30個) 【送料込】



【お彼岸】【あす楽】送料無料で花付お供えフルーツ盛り【御供】【法事】【御佛前】【御霊前】

Finance Dep.

5

4

1

2

3

1. Sri Sanjib Kumar Tripathy
2. Hary Nanda Hara Prasad Mohapatra
3. Ajay Nanda
4. Pranab Kumar Mohanty
5. Patita Paban Sahu



Odisha Hydro Power Corporation Ltd.

(A Govt. of Odisha Undertaking) A Gold rated State PSU
Powering Green Energy

Employee mail Sitemap Contact us



Sh Rajesh Verma, IAS
Principal Secretary to Govt., Deptt of Energy,
Chairman-cum-Managing Director,
OHPC Ltd.

- Home
- About Us
- Projects
- Tender
- Careers
- CSR
- RTI
- JV's
- Contact Us



Employee - Login

OHPC ARR & TARRIF For The FY 2016-17

Public Notice and Tariff Application of OHPC For The FY 2016-17

Important Links

- Board Of Directors
- Monthwise Generation & Sale
- Reservoir/Generation Data
- Current Month Generation
- Generation & Sale
- Annual Report
- Financial Details
- Policies & Notifications
- Training
- Retired Benefit Forms
- Whats New
- Notice Board

Power Station	Avg. Gen. (MW)	21/09/2016
Burla	146.583	
Chiplima	44.75	
Balimela	218.2916	
Rengali	244.6666	
Kolab	108.67	
Indravati	415.396	
Machhkund (Odisha draw)	45.75	
Total	1224.1072	

ODISHA HYDRO POWER CORPORATION LTD.

Odisha State Police Housing & Welfare Corporation Building

Vanivihar Chowk, Janpath, Bhubaneswar – 751022

Tel: 0674-2542983, 2542802, 2545526, 2542826, 2543754,

Fax : 0674-2542102, Web : www.ohpcLtd.com, Email : ohpc.co@gmail.com

着色された人物が参加。
ただし、Mr. Ajay Nandyは未記載

CORPORATE OFFICE, BHUBANESWAR

Sl No.	Name of The Officer	Designation	Phone No.	Extn.
1	Sri Rajesh Verma, IAS	Principal Secretary to Govt., Deptt of Energy, Chairman-cum-Managing Director, OHPC Ltd.	0674-2542922	101
2	Sri Srikant Nayak	Director(HRD)	0674-2541223	105
3	Sri B K Behera	Director(Finance)	0674-2541426	108
4	Sri Aswini Kumar Mishra	CGM(EI)-Cum-Director(O) I/C	0674-2542834	104
5	Sri Daitari Sethi	SGM(EI)	0674-2542862	213
6	Sri Pallitapabani Sahu	SGM (Finance)-cum-CFO	0674-2541291	223
7	Sri Bhabani Prasad Mishra	SGM(HRD)	0674-2743171	312
8	Sri Sanjib Kumar Tripathy	GM(EI)	0674-2542983	227
9	Sri Pranab Kumar Mohanty	Company Secretary	0674-2541052	121
10	Sri Pramod Kumar Kar	DGM(Finance)	0674-2541536	115
11	Sri Prabodha Kumar Pradhan	DGM(F & A)	0674-2540423	114
12	Sri Subash Chandra Jena	DGM(HRD)	0674-2541377	308
13	Sri Nilakantha Srichandan	Manager(Civil)	0674-2542963	124
14	Sri Pradeepta Mohan Singh	Manager(IT)	0674-2542963	205

OHPC TRAINING CENTRE, BHUBANESWAR, FAX: +91-674-2743008

Sl No.	Name of The Officer	Designation	Phone No.	Extn.
--------	---------------------	-------------	-----------	-------

1	Sri Bhabani Prasad Mishra	SGM(HRD)	0674-2743171	
2	Sri Siddhartha Mohapatra	Manager(EI)	0674-2743171	
CUG NO PROVIDED TO THE EXECUTIVES OF OHPC CORPORATE OFFICE				
	Sl. No	Mobile Number	User Name	Designation
	1	7328840001	Mr. Rajesh Verma	CMD
	2	7328840002		MD
	3	7328840003	Aswini Kumar Mishra	Director(O)
	4	7328840004	B K Behera	Director(F)
	5	7328840005	Srikant Nayak	Director(HRD)
	6	7328840006	Daitari Sethi	SGM(EI.)
	7	7328840007	Palitapaban Sahu	SGM(F)
	8	7328840008	Dr. Bhabani Prasad Mishra	SGM(HRD)
	9	7328840009	Sanjeeb Kumar Tripathy	GM(EI.)
	10	7328840010	Pramod Kumar Kar	DGM(F)
	11	7328840011	Prabodh Kumar Pradhan	DGM(F)
	12	7328840012	Subash Chandra Jena	DGM(HRD)
	13	7328840013	Sunasira Bhoi	DGM(EI.)
	14	7328840014	Pranab Kumar Mohanty	Company Secretary
	15	7328840015	Hara Prasad Mohapatra	Manager(EI.)
	16	7328840016	Saroj Kumar Panda	Manager(EI.)
	17	7328840017	Prakash Kumar Patra	Manager(EI.)
	18	7328840018	Akhaya Kumar Behera	Manager(EI.)
	19	7328840019	Amiya Kumar Mohanty	Manager(EI.)
	20	7328840020	Dharmendra Nath Patra	Manager(EI.)
	21	7328840021	Siddhartha Mohapatra	Manager(EI.)
	22	7328840022	Sangram Keshari Das	Manager(EI.)
	23	7328840023	Nabakrushna Nayak	Manager(EI.)
	24	7328840024	Radhamadhab Ota	DM(EI.)
	25	7328840025	Bibhuprasad Gantayat	DM(EI.)
	26	7328840026	Aditya Kumar Samantaray	DM(EI.)
	27	7328840027	Malay Kanta Swain	DM(EI.)
	28	7328840028	Akshay Kumar Das	DM(EI.)
	29	7328840029	Rajesh Kumar Sahoo	DM(EI.)
	30	7328840030	Ms. Bhagyalaxmi Dash	DM(EI.)
	31	7328840031	Prasant Kumar Sethi	AM(EI.)
	32	7328840032	Mrs. Anupama Pahadsingh	AM(EI.)
	33	7328840033	Ms. Sangita Kumari Senapati	AM(EI.)

34	7328840034	Jitendra Kumar Nayak	AM(EL.)	
35	7328840035	Amarendra Tripathy	AM(EL.)	
36	7328840036	Ms. Sonali Raysingh	AM(EL.)	
37	7328840037	Manoranjan Bindhani	AM(EL.)	
38	7328840038	Biswa Kalyan Samal	AM(EL.)	
39	7328840039	Chinmay Kumar Bastia	JM(EL.)	
40	7328840040	Pradeepta Mohan Singh	Manager(IT)	
41	7328840041	Sanjaya Kr. Biswal	AM(IT)	
42	7328840042	Priya Ranjan Rout	AM(IT)	
43	7328840043	Ms. Malati Pruseeth	AM(IT)	
44	7328840044	Suvendu Kumar Biswal	JM(IT)	
45	7328840045	Nilakantha Srichandan	Manager(Civil)	
46	7328840046	Jafran Kumar Mohapatra	DM(I&C)	
47	7328840047	Ms. Anima Tripathy	DM(HRD)	
48	7328840048	Basudeb Sahoo	DM(HRD)	
49	7328840049	Ms. Niliima Kumari Debnath	DM(HRD)	
50	7328840050	Debasis Behera	DM(HRD)	
51	7328840051	Surjyasārathi Ojha	AM(HRD)	
52	7328840052	Ms. Sulakshyana Sucharita	AM(HRD)	
53	7328840053	Ashis Kumar Mohapatra	AM(HRD)	
54	7328840054	Niranjan Jena	MANAGER(Fin)	
55	7328840055	Jagatjyoti Biswaranjan Nayak	AM(F)	
56	7328840056	Loknath Mohanty	AM(F)	
57	7328840057	Ms. Dipika Choudhury	AM(F)	
58	7328840058	Bijayananda Nayak	JM(F)	
59	7328840059	Gagan Bihari Panda	DM(Sect.)	
60	7328840060	Gouranga charan saho	AM(Legal)	
61	7328840061	Ms. Smruti Sudha Panda	AM(PR)	
62	7328840062	Ms.Srabani Nanda	JM	
63	7328840063	Dharanidhar Nayak	SO(SG)	
64	7328840064	Bhagirathi Behera	SO(SG)	
65	7328840065	Dillip Kumar Sethi	PS	
66	7328840066	Arjun Swain	PS	
67	7328840067	Sisir Ku. Mohanty	SO	
68	7328840068	Upendra Behera	SO	
69	7328840069	Golokha Behera	SO	

70	7328840070	Suresh Ch.Parida	SO	
71	7328840071	Surendranath Mohanty	SO	
72	7328840072	Balaram Sahu	PA	
73	7328840073	Laxmidhar Choudhury	PA	
74	7328840074	Bijaya Kumar Moharana	PA	
75	7328840075	Harihar Sahoo	PA	
76	7328840076	Ms. Kabita Khatua	PA	

[Privacy Policy](#) | [Disclaimer](#) | [Contact Us](#) | [Related Links](#)

© 2016 Odisha Hydro Power Corporation Ltd. All Rights Reserved.

Powered by sobeit

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング	
日時	2016年9月23日 12:30～13:00	
場所	Odisha 州政府 Energy Department 会議室	
参加者	Energy Dep.	Sri Rajesh Verma, IAS, Principal Secretary to Govt. (兼 Chairman-cum-Managing Director, OHPC) Sri Bijay Kumar Behera, FA-cum-Additional Secretary Sri Aswini Kumar Mishra, CGM(El.)-cum-Director (O) I/C Sri Sanjib Kumar Tripathy, GM (Elect.) Sri Patitapaban Sahu, SGM (Finance)-cum-CFO
	OHPC	
	Survey Team	原田団長、廣瀬、平原、浦郷、近藤、佐々

Odisha 州で 9/21～23 に実施した調査に関して、州政府の Energy Department の Principal Secretary 且つ OHPC の Chairman-cum-Managing Director である Sri Rajesh Verma に行った。また、以下の事項の情報提供があった。

- 本年末までに Upper Indaravati 揚水の DPR を完成させる予定であったが、本年度末の 2017 年 3 月までに（最悪でも 2017 年 5 月までに）終わらせたい。
- Upper Indravati 揚水に続く地点は、Balimela 揚水（400MW）であり、その次は Upper Kolab 揚水（320MW）である。
- 電源開発計画は無く、よって、揚水発電所を運開する時期は定まっていない。現在、同州における電力需給は surplus であることに加え、peak 供給も Upper Indravati 揚水（600MW）が完成すれば、当面満たされるはず。Upper Indravati に続く揚水を実施する場合、Water Resource Approval に 1 年、DPR に 2 年、建設に 4 年かかると見込んでいる。
- 揚水発電所建設に関わる資金調達は、各援助および金融機関の融資条件を比較検討した上で、決定する。
- また、州政府は 2016 年 8 月に、中央政府に対して、NCEF から上記の 3 つの揚水発電所建設資金の 75% を助成するよう要求している（石炭産出時の汚染への補償と言った意味合いらしい、添付資料-1 参照）。これに対する回答がいつ届くか不明とのこと。（Verma 氏は Upper Indravati の DPR が目途のつく 2017/3 には何らかの indication を得られると発言したが、明確な根拠があるというより、期待を示したものと推測）
- 以下の 3 か所の一般水力発電所での Replacement に対する資金調達先（370 Crore INR）を探している。ちなみに、全体で 500 Crore INR 必要とのこと。

発電所名	出力 (MW)	運開年
Balimela	510 (6×60+2×75)	Unit 1: 1973, Unit 2 & 3: 1974, Unit 4: 1975, Unit 5: 1976, Unit 6: 1977, Unit 7: 2008, Unit 8: 2009
Chiplima	72 (3×24)	Unit 1 & 2: 1962, Unit 3: 1964
Hirakud	275.5 (2×49.5+2×32+3×37.5)	Unit 1 & 3: 1956, Unit 2 & 4: 1957（ただし、Unit 1～4 は既に Replace 済み Unit 1: 1996, Unit 2: 1998, Unit 3 & 4: 2005） Unit 5: 1962, Unit 6: 1963, Unit 7: 1990

➤ 上記のうち、Balimela の Replace は既に始まっているとのこと。

以上

添付資料

1) 揚水発電所建設資金の 75%助成を NCEF に求める Chief Minister の発言に関する報道

Odisha demands grants for Pump Storage Projects from NCEF

Odishatv Bureau - August 31, 2016



Bhubaneswar: Noting that coal bearing states face the adverse effect of mining, reduction in forest area, risks of environmental pollution and strain on water resources, Odisha Chief Minister Naveen Patnaik today asked the Centre to provide financial assistance for Pump Storage Projects (PSP) from the National Clean Energy Fund.

“It is requested that financial assistance (grant) to the tune of 75 per cent, the estimated coast of each PSP, may be provided from the NCEF to bring down the cost of power from these projects in order to make the tariff affordable,” Patnaik said in his letter to Prime Minister Narendra Modi.

Patnaik further said “Once the institutional mechanism is established and in-principle clearance is accorded by the government of India, specific proposals will be submitted by the state government for execution of renewable energy projects including hydro-electric projects, more particularly, the PSPs.”

The CM said that whereas the coal bearing states have to bear the brunt of negative externalities on account of setting up of the pit-headed thermal plants to cater to the power requirement of the country, some other states have the locational advantage of harnessing the renewable energy.

“It is therefore, imperative that the coal bearing states should be assigned reasonably lower limits for Renewable Power Obligation (RPO). Besides, the renewable energy projects in the coal bearing states should be funded from the NCEF.

“Further, hydro-electric projects having installed capacity of more than 25 MW, especially the Pump Storage Projects, may also be considered as renewable energy projects.

These projects would help tremendously in meeting the peak demand and also in balancing the Grid,” Patnaik said in the letter.

Meanwhile, Patnaik said the state government has conducted pre-feasibility studies of three PSPs. They were: Upper Indravati with capacity of 600 MW, Balimela (400 MW) and Upper Kolab (320 MW).

Together, these three projects’ capacity would be 1320 MW which required investment of Rs 3950 crore. “The state sought an assistance of Rs Rs 963 crore for the three projects from the NREF.

Of the three projects, detailed project report in respect of 600 MW PSP scheme of Upper Indravati Hydro-electric project is under preparation by M/s WAPCOS Limited, Patnaik mentioned in the letter.

Stating that the rate of royalty on coal has not been revised for more than four years, Patnaik pointed out that the Central government has enhanced the “Clean Environment Cess” on coal from Rs 200 per MT to Rs 400 per MT in the Union Budget 2016-17.

“This is likely to result in collection of about Rs 6,400 crore from about 160 million tonnes of coal to be produced during this fiscal,” he said.

It is learnt that the proceed from the clean environment cess on coal are deposited in the National Clean Energy Fund, which is earmarked for development of renewable energy in the country, Patnaik said adding as the cess is collected from the coal bearing states, these states have legitimate expectation of getting a share from the funds collected on this account.

“In this context that I had requested for sharing of at least 60 per cent of the proceeds of the cess on coal with the coal bearing states through an appropriate mechanism,” Patnaik said in the letter.

He said Odisha being a major coal bearing state has to face different impact of coal mining activities.

Did you find this article helpful? Yes No



Odishatv Bureau

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング	
日時	2016年9月23日 11:20~12:00	
場所	Finance Department 会議室	
参加者	FD	Ashok Meena, IAS, Special Secretary D.K. Jena, Joint Secretary 他 Energy Dept./ OHPC 調査団: 原田、平原（記）、佐々、広瀬、浦郷、近藤

1. 電力案件の資金源

公的部門の資金は国内資金（PFC, REC）が主体である。電力案件については PFC の資金が一番多い。国内資金のメリットは何と言っても為替リスクがないこと。過去7~8年の間に為替が大きく変動した。このため、安いと思って借り入れた外国資金の実質的な金利が国内資金に比べて高くつくことになってしまった。

最近では ADB がルピー建ての債券やローンの取り扱いを始めた。これは望ましいものだが長期融資では金利、期間等融資条件を見て判断する。

それでも我々が外国借款に興味を持っているのは資金だけにとどまるものではないからである。借款の一部として技術協力やマネージメント面の協力があるのが魅力的であり、このような点で外国借款に期待をしているところがある。

2. 外国資金借入れについて

オディシャ州は過去(2年前?)には surplus state であり資金借入れを行っていなかった。現在は経済活動の拡大活性化のために国内市場から資金の借入れをすることにした。しかし現状借入れ限度をこえていることはなく、今後の借入れに問題を生じるものではない。財政的には国内でも慎重な州であると言える。

OPTCL に対して円借款が供与されたことにはとても喜んでいる。その際のポイントは国内資金と比較における資金コストと技術供与であった。新規の借入れに当たっても、どのようなマネージメント面での協力や技術協力が得られるのかがはっきりして、資金コストが低いというのであれば絶対に円借款を使用したいと考える。

3. 開発プライオリティー分野について

オディシャでは現在 Social Sector（教育や保健）開発に力を入れている。Social Development に資するインフラ開発も重要である。インフラがなければ社会開発も進まない。その意味で、電力供給やエネルギーは最重要セクターの一つである。電力のうち、発送電は Public Sector であるので、州財務部門として対応する。JICA を含む援助機関の協力が期待されている。

4. 外貨借り入れの州規定について

州としての規定はない。ただし、Norm として、次のようなものが定められている。

- ①Fiscal Deficit が国の定める基準である「対 GSDP3.5%」を下回っているかどうかということ。幸いにもオディシャはこの基準を満たしており、問題にはならない。
- ②借款の返済条件に基づき借入金返済能力があるかどうかということ？外国借款の場合には返済期間が長く、毎年の返済額が少なくて済むのが魅力である。

また、Discom は民間会社なので外国からの借り入れを含め資金調達するのは自由。ただし、資金コストが売電価格に直接反映されるため、Regulator はどのような条件の資金なのかは関心を持っている。

5. 財政状況の見通し

オディシャ州の収入は Commodity Price に大きく左右される。現在商品価格は最低の水準にある。それでも財政は健全に運営されていることから、今後商品価格が上昇することになれば、財政状態もさらに改善するものと予想される。

またオディシャ州は消費の多い州であることから、今後税制改革 (GST) が行われれば、税収の増加をもたらすものと期待されている。これらの状況から今後とも良好な財政規律が続いていくものと考えている。

6. 資金の決定方法について

どのような種類の投資が必要なのか？OHPC は政府と協議をする。政府がゴーサインを出すと、具体的な計画を Energy Dept に提出、その後 Finance Dept に話がきて、Finance Dept でリソースや財政規律を確認し、資金ソースを固める。問題なければ Energy Dept が Cabinet に報告。外国借款であれば中央政府と協議をして援助機関と話を進める。州が受けた外国借款は back to back で OHPC に移る。国内の借款の場合には直接電力会社が対応する。

資金借り入れに当たり、州政府の保証についてはプロジェクトの Viability があれば必ずしも求められるものではない。州政府保証がないと資金コストが高くなる場合があるので、その時にはコストを下げるために保証を出すこともある。

7. NCEF への資金要請について

NCEF の資金コストは非常に安い。この要請には多分に政治的な要素があるので、Energy Dept と政治家がこの要請を出させたものとする。まだ資金の供与決定はない。州としては石炭生産州として便益を与える一方で環境汚染費用を負担しているのに疑問を持っており石炭税を資金源とした NCEF からの供与を求める権利を有するという立場である。

8. 電力案件のプライオリティーについて

Regulator と Energy Dept. が Energy Mix を考えてプライオリティー付けをおこなう。再生電源には RPO 負担があり現在 3.5%。優先させ負担義務を与えるが詳細は規制委員会にて定める。

9. 揚水案件の FD 協議

現時点で Finance Dept に正式な話として持ち込まれた揚水案件はない。

以上

議事メモ

件名	印 電力セクター基礎情報収集確認調査 Sillahalla 揚水計画に関するヒアリング
日時	2016年9月29日 15:00～16:30
場所	Tamil Nadu Generation and Distribution Co.,Ltd. (TANGENCO) Ms. Helan の執務室
参加者	TANGENCO Ms. Helan (Director / Projects) (他の会議のため10分で退席) Shri. R.Kamaraj, Chief Engineer (Projects) Shri. G. Radhakrishnan, Superintending Engineer 他2～3名 JPOWER 原田団長、近藤、平原、浦郷、佐々(記)

Tamil Nadu 州で発電事業を担う公営企業の TANGENCO の Sillahalla 揚水計画が、6月～8月に行われた第2次調査に結果、円借款を用いて開発する揚水計画として有望となり得る可能性があるということになったので、本計画の内容について、更にヒアリングを行った。合わせて、先行する Kundah 揚水と Sillahalla の社会・自然環境に関する事項についても、ヒアリングを行った。なお、資金調達に関しては、先方が『回答する立場ではない』ということで、質問票は提示したが、一切回答がなかった。

1. Sillahalla 揚水計画について

添付資料-1 のとおり。

2. 電力政策

添付資料-3 に示す質問に対して、前述のとおり、TANGEDCO から一切回答はなかった。

3. 社会及び自然環境に関する事項

添付資料-4 のとおり。

添付資料

- 1) Sillahalla 揚水計画に関する質問とそれへの回答 (Att_1)
- 2) Sillahalla 揚水計画の水車／ポンプに関する VOITE の提案書
(Appendix-6-3 添付済。添付省略)
- 3) 資金調達に関する質問(Att_3)
- 4) 社会自然環境に関する質問とそれへの回答(Att_4)
- 5) Kundah 揚水の環境影響評価(Att_5)

以上

Questionnaire for Discussion on Sillahalla Pumped Storage Project with JICA Study Team for the Data Collection Survey on Power Sector and Pumped Storage Projects in India

As a result of our initial survey for future implementation of PSP utilizing Japanese yen-dominated-government credit, Sillahalla pumped storage project is regarded as one of hopeful project. Therefore, JICA Study Team would like to inquire the following from you.

Questions	Answers
<p>1. DPR for the Phase-1</p> <p>(a) If the DPR have already been completed and approved, we kindly ask you to provide it according to the discussion in July, 2016.</p> <p>(b) In the meeting in June, we heard that the DPR is being prepared by “RB Consultant Company”. We would like to know “RB Consultant Company” in detail.</p>	<p>(a) It depends on CMD’s decision.</p> <p>(b) The DPR has been prepared by AARVEE ASSOCIATES (http://www.aarvee.net/) in Hyderabad. He is good at design of tunnel and dam.</p>
<p>2. DPR for the Phase-2</p> <p>(a) If the DPR is completed and approved, we kindly ask you to provide it according to the discussion in July, 2016.</p> <p>(b) How about progress of survey & investigation for the DPR which is programmed to be finish by September, 2016?</p> <p>(c) Is the program for tender notice for the preparation of DPR for the phase-2 and the tendering unchanged? In the last meeting in July, 2016, we heard that the tender notice and the tendering would be done in December, 2016 and August, 2017 respectively?</p>	<p>(a) It depends on CMD’s decision in a similar manner as the DPR for the Phase-1.</p> <p>(b) The survey & investigation lags behind the schedule, but it will be finished in October 2016.</p> <p>(c) At present, the schedule is unchanged.</p>
<p>3. Commissioning Year</p> <p>(a) When do you plan to commission the PSP? According to the PFR, it is found that the construction period is planned as 72 months, namely 6 years. On the other hand, according to WAPCOS, he opines that it takes four years at least to obtain CEA’s</p>	<p>As of now, TANGEDCO hopes to obtain the necessary clearances for two years from 2017 to 2018 and to start the construction works from January 2019. TANGEDCO foresees that it takes 5 years to finish the construction works in</p>

Questions	Answers
<p>approval for a DPR after starting preparation of a DPR judging from the current CEA's guideline. Assuming On the assumption that the preparation for the DPR will be approved in 2020 according to WAPCOS's view, the PSP will be commissioned in 2026 at the earliest.</p>	<p>spite of requirement of 6 years according to the PFR, and consequently the PSP will be completed in 2023 if everything goes well.</p>
<p>4. Financing</p> <p>(a) Is yen-denominated government credits first priority to financing for the development of the PSP?</p> <p>(b) Is there any aid agency who approaches you for supplying fund to the development of the PSP?</p>	<p>TANGEDCO isn't in a position to reply to any financial issue, so that TANGEDCO abstain from replying to any question on financial issue.</p>
<p>5. Pre-Feasibility Report</p> <p>(a) According to the page 12, it is found that the existing Kadamparai PSP has obtained high revenue by Availability Based Tariff System. Is this also an incentive to develop a PSP in addition to storage of power mainly produced by solar & wind power generations and securement of peak power?</p> <p>(b) According to the page 15, it is mentioned that the Chairman of TANGEDCO has directed to explore development of PSP whose installed capacity is 2,000 to 3,000 MW in total in consideration of ideal ratio of thermal to hydro (60:40) and newly additional 10,000 MW thermal 6 nuclear power plants. Considering the above direction, is the installed capacity of the PSP is decided as 2,000 MW?</p> <p>(c) According to the page 16, it is found that Sillalhalla PSP functions as replacement of the existing Kundah I, II & III conventional hydropower plants when constructed over 50 years ago. In a similar manner, have you planned to develop a PSP as replacement of the existing Kundah V conventional hydropower plant? In this case, both upper and</p>	<p>(a) The high revenue isn't the primary reason to develop a PSP. The primary reasons are to store electric power mainly produced by solar & wind power generations and to secure peak power. The high revenue is ranked next to the above primary reasons.</p> <p>(b) No. TANGEDCO foresees that large-scale developments of solar & wind power plants in addition to those of thermal & nuclear power plants brings surplus electric power, so TANGEDCO thinks it necessary to develop PSPs more to store such surplus electric power.</p> <p>(c) Refer to TNAGEDCO's reply to No.7 question.</p>

Questions	Answers
<p>lower reservoirs have already existed like Kundah PSP to utilize reservoirs for Kundah IV conventional hydropower plant.</p> <p>(d) According to the page 29, Pillur reservoir which is planned to use as lower reservoir for Sillahalla PSP has a problem on sedimentation. However, cost for removal of sedimentation seems not to be counted in the cost estimation. We think it better to reestimate the cost in consideration of the de-sedimentation cost.</p> <p>(e) As for length of underground powerhouse cavern, the length (80 m) seems to be short in consideration of erection bay, control building (if any), etc. Length of the underground transformer room also seems to be short.</p> <p>(f) According to the page 34, the Switchyard is planned on the ground. In this regard, we would like to know whether Reserved Forest influence the Switchyard or not.</p> <p>(g) As for total project cost shown in the page 35 & 97, we think that the cost for civil & electro-mechanical works except cost for the transmission comes to 6,689 crore INR, not 6,614 crore INR (2,380+4,309=6,689). So, we think that necessary recalculations for the total project cost and the generation cost are required.</p> <p>(h) Please clarify why the necessary storage volume is considered for three days? (Refer to the page 43).</p> <p>(i) Considering that every tunnels are so long, we think that several working adits are probably required. Is this issue considered in the construction schedule and cost estimation?</p> <p>(j) According to the page 55, it is mentioned that <i>the generating/ pumping equipment arrangement proposed for Sillahalla PSP is similar to Lunarsee plant in Austria equipped with five Pelton turbines and five stage pump coupled to a common shaft as shown in the figure attached to this PFR</i>. If possible, please provide the attachment for our survey.</p>	<p>(d) The de-sedimentation project named as “Dam Rehabilitation Improvement Program (DRIP)” is planned to be carried out apart from Sillahalla PSP by means of finance by World Bank through CWC. The total cost is estimated as 100 to 120 crore INR. The project will be commenced in 2018.</p> <p>(e) The length of the powerhouse cavern will be finally consolidated in the DPR stage. And, Sillahalla PSP will be executed by EPC contract, and a successful EPC contractor will design the length accordingly.</p> <p>(f) In the case of an arrangement in a Reserved Forest, TANGEDCO has an opinion that this issue can be overcome. However, in case of arrangement in a Wildlife Sanctuary, he thinks it impossible to obtain any environmental clearance.</p> <p>(g) TANGEDCO also think the recalculation is required. But, the more detailed cost estimation will be done in the DPR stage.</p> <p>(h) Considering possibility of shortage of pumping energy, water for 3 days power generation (6 hr/day) is to be secured.</p> <p>(i) Considering areas for the tunnel portals in a Reserved Forest, TANGEDCO predicts that forest clearance will be obtained. After the completion of the PRF, TANGEDCO is studying to reduce length of the main access tunnel and work adits.</p> <p>(j) The proposal by VOITH is provided for the JICA Survey Team in PDF. In the proposal, VOITH has proposed 250MW x 8 units instead of 500MW x 4 units in consideration of his technical ability for manufacturing units under the extreme high head.</p>

Questions	Answers
<p>(k) According to requirement of land of reserved forests shown in the page 76, the switchyard, portals of working adits and access to the portal seems to be unlisted.</p> <p>(l) According to requirement of forest land for underground facilities, it is unclear why the following underground facilities are unlisted:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Powerhouse and Transformer Room ✓ Tailrace Tunnel (Its gate shaft and portal are listed in a reserved forest according to the page 76.) ✓ Main Access Tunnel (MAT) ✓ Cable & Ventilation Tunnel <p>(m) According to SWOT analysis, there is no THREAT. However, we have an opinion that the following seems to be “THREAT:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Availability of Pelton/ Multistage pump system; ✓ Increase of Construction Cost, especially civil works (Considering long tunneling, the impact probably gets large); ✓ Difficulty of Forest Clearance and Environmental Clearance in spite of underground facilities. etc. 	<p>(k) TANGEDCO also has already noticed. The areas of private land, forest lands on and under the ground will be revised after the survey & investigation is finished in October 2016.</p> <p>(l) This issue also will be revised in due course.</p> <p>(m) TANGEDCO also thinks that this PSP is challenging project in light of extremely high head. But, considering VOITH’s counterproposal that 250 MW x 8 units are possible, TANGEDCO expects that the high head can be overcome.</p>
<p>6. Other Development Plan to Arrange the Upper Reservoir at the Right Bank</p> <p>(a) According to Google Map, mountain at the right bank of Pillur reservoir which is planned to use as lower reservoir for Sillahalla PSP has no reserved forest even though the left slope is totally covered by Pillur Slope Reserved Forest, Nellithurai & Sundapatti Reserved Forest and Melur Slope Reserved Forest. For avoidance of these reserved forests, we have an idea to develop a PSP between the existing Pillur reservoir (lower) and a newly constructed upper reservoir at the right mountain even though the installed capacity gets small compared with Sillahalla PSP. (For reference, see Attachment)</p>	<p>TANGEDCO will study the suggested scheme. The site also will be reconnoitered by his team who is stationed in Ooty (Udhagamandalam).</p>

Questions	Answers
<p>7. Other Scheme to Utilize Reservoirs for Kundah V HEP</p> <p>(a) According to the page 8 of the PFR, Kundah V conventional hydropower plant commenced producing power in 1964, and more than 50 years have passed like Kundah I, II & III hydropower plant. So, we would like to suggest studying PSP to utilize the existing Upper Bharani and Avalanche reservoirs even though length of the water conductor system is long (approximately 5km). (For reference, see Attachment-2)</p>	<p>Same comment as above.</p>

PSP Layouts utilizing Pillur Reservoir as Lower Reservoir

1. Preface

TANGEDCO plans to use Pillur reservoir as lower reservoir for Sillahalla pumped storage plant whose head is almost 1,500 m. However, the head is so high that any Francis type pump-turbine cannot be applied to a pumped storage plant with such high head. Generally speaking, the maximum head of a Francis type pump-turbine is approximately 700m. So, it comes to the conclusion to study whether the head can be reduced or not.

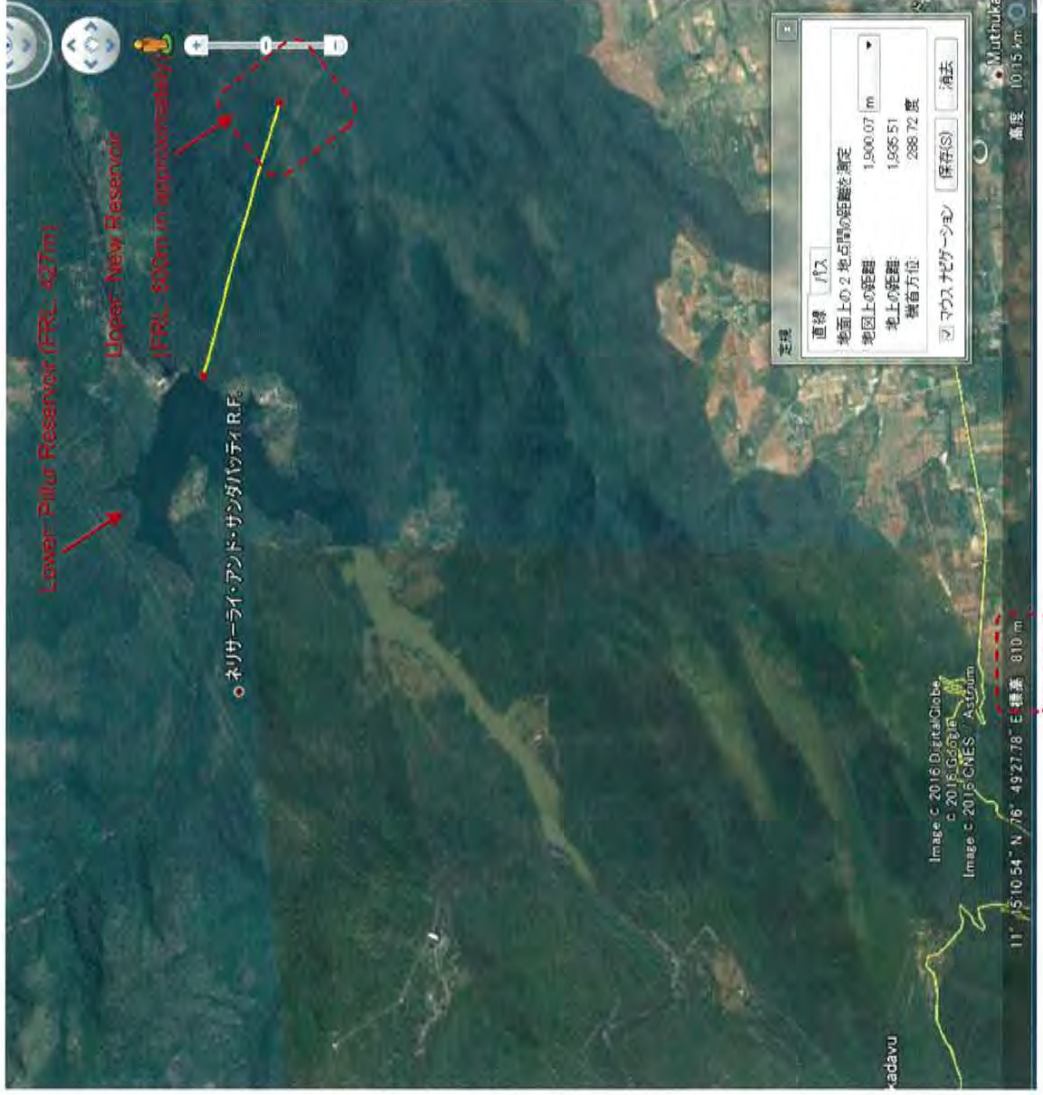
As shown in the following sketch, most parts of the left bank of Pillur reservoir are covered by reserved forests where are restricted to be developed. Ground elevation where a reserved forest doesn't cover seems to be 1,200 to 1,300m according to Google Earth, and the area is regarded as unsuitable for the upper reservoir in light of the head.

On the other hand, the right bank of Pillur Reservoir isn't covered by a reserved forest according to Google Map even though the elevation is lower than the left bank. Considering practicability, it comes to conclusion to execute rough study for PSP to place the upper reservoir at the right bank when Pillur reservoir is the lower reservoir.



2. Alternative Layout of Arrangement of Upper Reservoir at the Right Bank

2.1. Arrangement of Upper Reservoir at the Downstream Side of Pillur Reservoir



Upper Reservoir (Newly Constructed)	FRL 800m NWL 790m MDDL ???m	Based on Google Earth
Lower Reservoir (Pillur Reservoir)	FRL 427m NWL 416.67m MDDL 396m	NWL=FRL- (FRL-MDDL)/3
Head (Gross)	Hg = 373.33m	NWL
Head (Net)	He = 336.00m	90% of Hg
Discharge	Qt = 360m ³ /s	
Efficiency		
Turbine	$\eta_t = 88.0\%$	Assumed
Generator	$\eta_g = 98.3\%$	Assumed
Output	P = 1,025MW	
Duration of Peak Generation	6 hr	Assumed
Live Storage	7.78 × 10 ⁶ m ³	
Dia. of Waterway	6.46m	Waterway: 2 nos

Notes:

FRL and NWL are roughly decided based on Google Earth, etc. So, these shall be reviewed.

2.2. Arrangement of Upper Reservoir at the Downstream Side of Pillur Reservoir (Without a Surge Tank)



Judging from length of the waterway, there is a possibility that surge tank may be unnecessary. But, the head gets decreased.

Upper Reservoir (Newly Constructed)	FRL 750m NWL 740m MDDL ???m	Based on Google Earth
Lower Reservoir (Pillur Reservoir)	FRL 427m NWL 416.67m MDDL 396m	NWL=FRL- (FRL-MDDL)/3
Head (Gross)	Hg = 323.33m	NWL
Head (Net)	He = 291.00m	90% of Hg
Discharge	Qt = 410m ³ /s	
Efficiency		
Turbine	$\eta_t = 88.0\%$	Assumed
Generator	$\eta_g = 98.3\%$	Assumed
Output	P = 1,011MW	
Duration of Peak Generation	6 hr	Assumed
Live Storage	8.86 × 10 ⁶ m ³	
Dia. of Waterway	6.89m	Waterway: 2 nos

Notes:
FRL and NWL are roughly decided based on Google Earth, etc. So, these shall be reviewed.

2.3. Arrangement of Upper Reservoir at the Upstream Side of Pillur Reservoir



Considering that length of waterway of this layout is longer than that of the layout shown in 2.1 even though both heads are almost same, the layout is inferior to the layout shown in 2.1.

Questionnaire to TANGEDCO

1. Information required

1) Financial Statements of TANGEDCO 2011-2016

2. Questionnaire

1) Financial source for power projects

- Which is the major financial source for power development projects in TANGEDCO?
- Please explain pros and cons for the major financial source for power projects.
- How the financing source is decided in TANGEDCO?
- Project proposal is always submitted with a specific financing source?

2) Japanese ODA loan

- Are you interested in borrowing Japanese ODA loan for power projects?
- What are the attractive points in Japanese ODA loan?
- What are the unattractive points in Japanese ODA loan?
- Are there any current specific issues which prevent TANGEDCO from borrowing Japanese ODA loan?
- Apart from current issues, what are the major obstacles for TANGEDCO to borrow Japanese ODA loan? (e.g. competition with other sector projects)
- Will the ODA loan be lent directly to TANGEDCO or to the State? In the former case, any guarantee by the State is required?

3) Development of Pumped Storage Projects

- Do pumped storage projects have priority for development in TANGEDCO?
- What is the incentive for TANGEDCO to develop pumped storage project from a financial point of view?
- Please show me the expected electricity rate (tariff) for a) pumping up energy, and b) sale of energy generated by pumped storage projects both in Rs/kWh.
- How the profitability of a pumped storage project is assured?
- Is there any pumped storage project which has been submitted officially or unofficially to the State for discussion?
- Which is the expected energy source for pumping up?

Addition of PSP to the Existing Kundah V



This scheme is similar to Kundah PSP to utilize two existing reservoirs as upper and lower reservoirs respectively.

Upper Reservoir (Upper Bharani Reservoir)	FRL 2,276.86m NWL 2,267.71m MDDL 2,249.42m Ve 85.2MCM	NWL=FRL-(FRL-MDDL)/3 The lefts are based on "Hydroelectric Projects in India".
Lower Reservoir (Avalanche Reservoir)	FRL 1,985.70m NWL 1,943.10m MDDL 1,971.50m Ve 154MCM	
Head (Gross)	Hg =	
Head (Net)	He = 259.14m	
Discharge	Qt = 460m ³ /s	
Efficiency		
Turbine	$\eta_t = 88.0\%$	Assumed
Generator	$\eta_g = 98.3\%$	Assumed
Output	P = 1,011MW	
Duration of Peak Generation	6 hr	Assumed
Live Storage	9.94 × 10 ⁶ m ³	
Dia. of Waterway	7.30m	Waterway: 2 nos

Questions

ENVIRONMENT MANAGEMENT CELL, TANGEDCO

< Kundah >

Q1. Please provide the EIA report of Kundah submitted to obtain EC dated 08 May 2007.

- Soft Copy of EIA of Kundah was provided to the JICA Study Team.

Q2. Please provide the boundary of the Buffer zone of Nilgiri Biosphere Reserve which covers the project site (it is mentioned in the EC attached).

- It is shown in the EIA report.

Q3. Did TANGEDCO submit any EIA addendum to obtain EC extension dated 09 Sep 2013? If it did, please provide the EIA addendum.

- No. TANGEDCO did not prepare any additional documents for the EIA. TANGEDCO has just requested the extension.

Q4. Please provide the latest Environmental Monitoring Report, which is submitted every 6 months.

- TANGEDCO provided JICA study team the hard copy of the Six monthly Compliance Report to MOE & GOI – as on 1st June 2016 regarding the compliance report in respect of Kundah Pumped Storage Hydro Electric Project to the specific conditions and General conditions.

Q5. Did TANGEDCO get the wildlife clearance from MoF?

- No. There is no protected areas affected. No wild life clearance is required.

Q6. Will TANGEDCO request Forest Clearance for Phase 3? Has the procedure been started?

- Forest Clearance has already given on 26 August 2016 for all phases. TANGEDCO will not request new Forest Clearance.

< Silahalla >

Q1. Please provide the boundary of Nilgiris Biosphere Reserve -Manipulation Zone.

- These issues will be cleared in a EIA report after DPR.

Q2. Does TNAGDCO have any plan to conduct EIA? When will it be?

- It will be done after DPR.

Q3. How many resettlement is estimated? Will the people listed in scheduled tribe be affected?

- It is not clear. It will be cleared in the EIA report.



**ENVIRONMENTAL ASSESEMENT OF THE
KUNDAH PUMPED STORAGE HYDRO ELECTRIC
PROJECT, THE NILGIRIS, TAMIL NADU**

**Submitted to
TAMIL NADU ELECTRICITY BOARD**

PA Azeez, S Bhupathy and P Balasubramanian



**Salim Ali Centre for Ornithology & Natural History
Coimbatore, Tamil Nadu
June 2006**

**ENVIRONMENTAL ASSESEMENT OF THE KUNDAH PUMPED
STORAGE HYDRO ELECTRIC PROJECT,
THE NILGIRIS, TAMIL NADU**

**Submitted to
TAMIL NADU ELECTRICITY BOARD**

PA Azeez, S Bhupathy and P Balasubramanian



**Salim Ali Centre for Ornithology & Natural History
Coimbatore, Tamil Nadu
June 2006**

CONTENTS

1.Introduction	1
2.The Kundah pumped storage hydroelectric project - KPSHEP	1
3.The present study	3
3.1. Scope and objectives	4
4.Study area and methodology	9
4.1. Methodology for the study of flora	10
4.2. Methodology for the study of fauna.....	11
5.Nilgirs' environment: a brief.....	12
6.Vegetation and Floristics	16
6.1. Ecological analysis of the vegetation.....	16
6.1.1 Shola Forests	16
6.1.2 Plantations	18
6.2. Fauna in the project locations and its environs	21
6.2.1 Amphibians and Reptiles	22
6.2.2 Birds and mammals.....	24
6.2.3 Endangered species	28
7.Impacts of the hep – Key concerns of the biological environment.....	29
7.1. Impacts during the construction phase.....	29
7.1.1 Impacts arising directly from erecting various structures for the project.....	31
7.1.2 Impacts arising from the sourcing of materials such as stones	32
7.1.3 Impacts arising from movement of men and materials.....	33
7.1.4 Impacts from the operation of powerful earth moving machinery .	33
7.1.5 Impacts from blasting to excavate and clear routes of the tunnels and caverns.....	34
7.1.6 Impacts from the workforce making the project vicinity as temporary residences.....	34
7.1.7 Impacts of disposal of muck and other debris.....	35
7.1.8 Impacts from spills of fuels, lubricants, other oils and dispersed wastes from machinery and equipments.	35
7.1.9 Impacts on ambient abiotic environmental characteristics	36



7.1.10	Loss of biodiversity – that include loss of species or community	39
7.1.11	Reduction in habitat availability, feeding or breeding habitats, sites for nest, den or hideouts,	39
7.1.12	Interference in the movement of wild species	39
7.2.	Impacts during the operation phase	40
8.	Mitigatory measures	41
9.	Summary and Conclusion	45
10.	Acknowledgements	47
11.	References	48
12.	Appendices	51

TABLES

Table 1.	Abstract of land required for the purposed KPSHEP	4
Table 2.	Brief of the Kundah pumped storage HEP proposal	8
Table 3.	Sampling locations for the study	9
Table 4.	Sampling techniques used for the faunal study	11
Table 5.	Comparative account of habitat loss in the Upper Nilgiris	15
Table 6.	Ecological analysis of tree stratum in the Shola forests, Kundah	17
Table 7.	Ecological analysis of shrub layer in the Shola forests, Kundah	19
Table 8.	Ecological analysis of herb layer in the Shola forests, Kundah	19
Table 9.	Ecological analysis of tree stratum in the Wattle Plantations, Kundah	20
Table 10.	Ecological analysis of shrub layer in the Wattle plantations, Kundah	20
Table 11.	Ecological analysis of herb layer in the wattle plantations, Kundah	21
Table 12.	Vertebrate species recorded in the study area*	22
Table 13.	Amphibians observed in the study area [#]	22
Table 14.	Reptiles recorded in the project area [#]	24
Table 15.	Birds observed in the study during November 2005- April 2006	24
Table 16.	Mammals observed in the study area*	27
Table 17.	Endangered species* occurring in the study area	28
Table 18.	Approximate quantities of construction materials required for the KPSHEP	32
Table 19.	Approximate estimate of labour involved in the construction of KPSHEP	36
Table 20.	Plants suitable for afforestation in high altitude regions in the Nilgiris	43



FIGURES

Figure 1. Map showing major hydroelectric projects and reservoirs in the Nilgiris	2
Figure 2. The location of the proposed KPSHEP in the Nilgiris	5
Figure 3. The KPSHEP connects the Porthimund reservoir with Emerald Reservoir	6
Figure 4. General subsurface vertical profile of KPSHEP.....	7
Figure 5. The general layout of the KPSHEP, Nilgiris.....	8
Figure 6. Temperature (max-min) recorded in the Upper Nilgiris, Western Ghats.....	13
Figure 7. Rainfall of the Upper Nilgiris, Western Ghats	13
Figure 8. The Nilgiri Biosphere Reserve and the location of KPSHEP	17
Figure 9. Geological profile of KPSHEP site	30

PLATES

Plate 1. Topography - Valleys and Hills – of the Nilgiris	23
Plate 2: Natural vegetation and landscape of upper Nilgiris – Mukurthi National Park	23
Plate 3. Vegetation in the project environs	37
Plate 4. A view of the project environs – the HRT alignment goes underneath.....	37
Plate 5: Commercial monoculture, a major reason for environmental degradation in the Nilgiris	38

APPENDICES

Appendix 1. Details of the storages concerned with KPSHEP.....	51
Appendix 2. Salient features of the Kundah Pumped Storage HEP	51
Appendix 3. Road construction in the purposed Kundah Pumped Storage HEP	53
Appendix 4. Under ground and over ground components of the KPSHEP	54
Appendix 5. Locations of the components of the proposed KPSHEP	54
Appendix 6. Plants recorded in the study area (Kundah pumped storage HEP)	55



議事メモ

Ref-3-WB-1

件名	インド 電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報等のヒアリング
日時	2016年9月26日 14:00～14:30
場所	WBSLDC
参加者	WBSLDC; Mr. Prabir Kumar Kundu (Addl. Chief Engineer), Mr. Dibyendu Bhattacharyya (Superintending Engineer) IEEJ:本蔵 (記)

インド国における揚水発電計画、電力政策等について、West Bengal の再エネ導入が系統に与える影響のヒアリングを行った。

DESEIN のメールでは WBSLDC の Mr. Rafiqul Islam (Chief Engineer) が会ってくれる予定であったが、Islam 氏は 12:00 前に外出したとのことで、急遽、Kundu 氏が面談に応じてくれた。

- Eastern Region はすでにシンクロナイズされている。West Bengal だけを見ても意味がない。Eastern Region を構成する DVC は州ではないが、state of state である。
- 系統の運用基準は、CEA が定める Standard に従っている。
- 負荷曲線について
あるのは Daily だけである。Monthly や Annual は複雑で計算が大変である。
- 再エネ導入が系統に与える影響について
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。これは系統にとって全く問題のないレベルである。Tamil Nadu のように風力の出力を制限するといったような問題は全く発生しない。
West Bengal では既存のバイオガスや廃棄物発電があるが規模が小さい。将来のプロジェクトもあるが、そもそもこれらは VRE ではない。
将来、太陽光や風力が大量に入ってきた場合には問題が生じるかもしれない。今後の導入計画はわからない。
- その他
 - ・ West Bengal には大きな PSP があり、今後の計画もある。
 - ・ TOD pricing や demand response は distribution 側の事項である。
 - ・ West Bengal は農業用フィーダーを分けていない。将来どうするのかはわからない。
 - ・ Balancing は CERC の基準に従う。
 - ・ Power Deficit はピーク、電力量ともに 6%程度。現時点で Deficit はない。West Bengal はいくつかの州と PPA を締結しているので、deficit は気にしていない。
 - ・ WBSLDC のホームページがない。

以上

議事メモ

Ref-3-WB-2

件名	印 電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画、電力政策のヒアリング
日時	2016年9月26日 16:15～17:00
場所	West Bengal State Electricity Distribution Co., Ltd. (WBSEDCL) Mr. Datta の執務室
参加者	WBSEDCL Mr. Debidas Datta, Director (Generation) Mr. Surajit Chakraborty, Chief Engineer in charge, PSP Dep. Survey Team 原田団長、平原、浦郷、近藤(JP)、佐々

West Bengal 州で揚水発電の開発と運営を担っている公営企業の WBSEDCL が計画している Turga 及び Bandhu 計画が 6 月～8 月の第 2 次調査の結果、円借款を用いて開発する揚水計画として有望となり得る可能性があるということになったので、本計画について、更にヒアリングを行った。合わせて、本計画を実施する際の資金調達、ならびに、社会及び自然環境上の懸念についても、ヒアリングした。なお、予定では、Chairman cum Managing Director の Mr. Rajesh Pandey と面会する予定であったが、Director (Generation) の Mr. Datta と面談した。

1. Turga 計画について

添付資料-1 のとおり。(Att_1)

2. Bandhu 計画について

添付資料-1 のとおり。(Att_2)

3. 資金調達

添付資料-2 に示す質問への回答は得られなかったが、以下の情報が得られた。

- 資金調達については WBSEDCL が決めるべきことではなく、Energy Department の担当である。従って、日本の ODA 資金に興味があるかどうかも含めて、WBSEDCL としては一切コメントする立場にない。

4. 社会及び自然環境上の懸念

添付資料-3 のとおり。(Att_3)

添付資料

- 1) Turga 及び Bandhu 揚水計画に関する質問とその回答
- 2) 資金調達に関する質問とそれへの回答
- 3) 社会自然環境に関する質問とそれへの回答

以上

Replies to the Questions as received from JICA

Questions from JICA	Reply from WBSEDCL with respect to Turga Pumped Storage Project
<p>1. Turga PSP (a) Official Techno Economical Clearance Letter Have you already received the letter to mean approval of the DPR from CEA?</p>	<p>CEA on 04 August 2016 has decided to accord concurrence to the Project.</p>
<p>(b) Progress of Drift and In-Situ Rock Test for Turga PSP Please show us the current progress of the drift and your plan for in-situ rock test for underground powerhouse which is requirement for approval of the DPR.</p>	<p>As on 31 August 2016, total excavation of 172.69m has been completed.</p> <p>In situ Rock test for the Drift Tunnel shall be conducted by CSMRS, Govt. of India. It is targeted to be done by February 2017.</p>
<p>(c) List in Rolling Plan We'd like to know the current status of listing this project into Rolling Plan. (JICA can take official action after the listing has been finished.)</p>	
<p>(d) Land Acquisition According to your information on 18th Aug, transfer procedure for three lands whose areas are 185, 369 and 35 acre respectively is indispensable, but transfer procedure for lands of 369 and 35 acre haven't been completed. Have you finished the transfer procedure?</p>	<p>The transfer procedure for 369 Acres and 35 Acres of land is yet to be completed.</p>
<p>(e) Forest Clearance According to your explanation on 18th Aug, Stage-1 Forest Clearance is required for completion of transfer procedure of the above lands. Have you obtained the Forest Clearance?</p>	<p>The Forest Clearance for Turga Pumped Storage Project is yet to be obtained. Till date, the information as provided on 18 August 2016 stands.</p>
<p>(f) Environmental Clearance According to your information on 18th Aug, Expert Appraisal Committee issued a letter on 10th Aug to recommend issuing Environmental Clearance under the condition of obtaining the Stage-1 Forest Clearance. Please show us the current situation on this matter.</p>	<p>Till date, the information as provided on 18 August 2016 stands.</p>

<p>(g) Financing</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ How do you fundraise for the detailed design and construction? ✓ In case of execution of the detailed design before Loan Agreement, how do you raise fund? (We heard that you have no intention to execute the detailed design by your own money.) 	-
<p>(h) Detailed Design</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Do you still program to tender for the detailed design in Nov or Dec 2016? ✓ In this case, how do you fundraise for the detailed design? As you may know, any contract with a consultant is prohibited before Loan Agreement 	-
<p>(i) Pending Issue(s) Please unveil pending issues for Turga PSP, if any.</p>	-

Questionnaire for Discussion on Turga and Bandhu Pumped Storage Projects with JICA Study Team for the Data Collection Survey on Power Sector and Pumped Storage Projects in India

As a result of our initial survey for future implementation of PSP utilizing Japanese yen-dominated-government credit, Turga and Bandhu pumped storage projects are regarded as one of hopeful project. Therefore, JICA Study Team would like to inquire the following from you.

Questions	Answers
<p>1. Turga PSP</p> <p>(a) Official Techno Economical Clearance Letter Have you already received the letter to mean approval of the DPR from CEA?</p> <p>(b) Progress of Drift and In-Situ Rock Test for Turga PSP Please show us the current progress of the drift and your plan for in-situ rock test for underground powerhouse which is requirement for approval of the DPR.</p> <p>(c) List in Rolling Plan We'd like to know the current status of listing this project into Rolling Plan. (JICA can take official action after the listing has been finished.)</p> <p>(d) Land Acquisition According to your information on 18th Aug, transfer procedure for three lands whose areas are 185, 369 and 35 acre respectively is indispensable, but transfer procedure for lands of 369 and 35 acre haven't been completed. Have you finished the transfer procedure?</p> <p>(e) Forest Clearance According to your explanation on 18th Aug, Stage-1 Forest Clearance is required for completion of transfer procedure of the above lands. Have you obtained the Forest Clearance?</p> <p>(f) Environmental Clearance According to your information on 18th Aug, Expert Appraisal Committee issued a letter on</p>	<p>(a) CEA decided to accord concurrence to the project on 4th August 2016, but the official letter on Techno Economical Clearance hasn't been delivered to WBSEDCL yet.</p> <p>(b) As of 31st August 2016, total excavation length of the drift was 172.69m. In-situ rock test shall be conducted by CSMRS, Govt. of India, which is presently targeted to be done by February 2017.</p> <p>(c) After receiving a letter on the Techno Economical Clearance from CEA, WBSEDCL will take action.</p> <p>(d) Transfer procedure for the 369 acres and 35 acres lands hasn't been completed yet.</p> <p>(e) As of today, situation explained on 18th August 2016 is unchanged, namely the Forest Clearance for the project hasn't been obtained.</p> <p>(f) As of today, situation explained on 18th August 2016 is unchanged, namely the Environmental Clearance for the project hasn't been obtained.</p>

Questions	Answers
<p>10th Aug to recommend issuing Environmental Clearance under the condition of obtaining the Stage-1 Forest Clearance. Please show us the current situation on this matter.</p> <p>(g) Financing</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ How do you fundraise for the detailed design and construction? ✓ In case of execution of the detailed design before Loan Agreement, how do you raise fund? (We heard that you have no intention to execute the detailed design by your own money.) <p>(h) Detailed Design</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Do you still program to tender for the detailed design in Nov or Dec 2016? ✓ In this case, how do you fundraise for the detailed design? As you may know, any contract with a consultant is prohibited before Loan Agreement <p>(i) Pending Issue(s)</p> <p>Please unveil pending issues for Turga PSP, if any.</p>	<p>(g) No reply. However, in the idle conversation, Mr. S. Chakraborty said that it isn't the appropriate time to speak of the issue. The first priority for WBSEDCL is to obtain outstanding clearances. After obtaining the clearances, WBSEDCL can start discussing this issue.</p> <p>(h) No reply. Same situation as above (g).</p> <p>(i) Slow progress on the excavation of the drift is matter for anxiety.</p>
<p>2. Bandhu PSP</p> <p>(a) Please unveil schedule for preparation of the DPR. According to the minutes of the meeting on PSP held on 20th June 2016, it is recorded that <i>the DPR is likely to be prepared by 2019</i>.</p> <p>(b) Where is the project site? We found one village named as "Bandu" near the state border between West Bengal and Jharkhand where is the east of Chandil Reservoir.</p> <p>(c) When is the PSP commissioned? In the last meeting in August, we heard that the PSP would be commissioned between 2025 and 2030.</p> <p>(d) Please provide us with the PFR for our survey.</p>	<p>(a) No reply</p> <p>(b) No reply.</p> <p>(The Bandhu site is in the same Ajodhya hill as Turga and Purulia. But, it is located at the other side (north side) of the hill. The site upper dam axis was shifted to 500m downstream following to the GSI suggestion. Tender for Preparation of the DPR is under consideration and will be announced in near future. But, the DPR tender will be only for domestic consultants.</p> <p>(c) No concrete schedule for the COD of this PSP hasn't been set up.</p> <p>(d) Declined because a part of the PFR is to be reconsidered, namely the PFR hasn't been finalized.</p>

Questionnaire to WBSEDCL

1. Information required

1) Financial Statements of WBSEDCL 2011-2013 / 2015-2016

(Note: 2013-14 and 2014-15 are available on-line.)

2. Questionnaire

1) Financial source for power projects

- Which is the major financial source for power development projects in WBSEDCL ?
- Please explain pros and cons for the major financial source for power projects.
- How the financing source is decided in WBSEDCL?
- Project proposal is always submitted with a specific financing source?

2) Japanese ODA loan

- Are you interested in borrowing Japanese ODA loan for power projects?
- What are the attractive points in Japanese ODA loan?
- What are the unattractive points in Japanese ODA loan?
- Are there any current specific issues which prevent WBSEDCL from borrowing Japanese ODA loan?
- Apart from current issues, what are the major obstacles for WBSEDCL to borrow Japanese ODA loan? (e.g. competition with other sector projects)
- Will the ODA loan be lent directly to WBSEDCL or to the State? In the former case, any guarantee by the State is required?

3) Development of Pumped Storage Projects

- Do pumped storage projects have priority for development in WBSEDCL?
- What is the incentive for WBSEDCL to develop pumped storage project from a financial point of view?
- Please show me the expected electricity rate (tariff) for a) pumping up energy, and b) sale of energy generated by pumped storage projects both in Rs/kWh.
- How the profitability of a pumped storage project is assured?
- Is there any pumped storage project which has been submitted officially or unofficially to the State for discussion?
- Which is the expected energy source for pumping up?

Questions

ENVIRONMENT DEPARTMENT, WBSEDCL

Q1- Are there any Environmental Impact Assessment reports of planned hydropower projects?

- WBSEDCL has prepared detailed Reports on EIA, SIA and EMP for Turga.

Q2. If there are, which stage are there on? Under preparation, under reviewing, or already got Environmental Certificate?

- Bandhu and Kurbera is now in PFR stage. After finalizing the PFRs, first stage EC will be requested to the Forest Department.
- There is no information of Kathlajal, Panchet and Panchet hill.

Q3. - Do you have any Environmental or Social information concerning the planned hydropower project? Such as number of resettlement, land use, water use conflict, people's opposition, important species or others.

- In terms of Turga PSP, the information is in the SIA.

Q4. Have you requested any Forest Clearance or Wildlife Clearance for the Hydropower Projects?

- Forest Clearance of Turga PSP is requested to Forest Department, Govt. of West Bengal (State Serial No.42 of 2013). Now WBSEDCL is waiting for the Land Transfer Letter by Land Department. After receiving the Land Transfer Letter, the Stage 1 First Clearance will be issued. It is not clear when the FC will be issued.

Q5. Do you have the maps of the protected areas or forest areas?

- The forest area is shown in the SOI topo sheet No. 7314.

Others

- There is no Environmental Department in WBSEDCL. EIA is conducted by WAPCOS Limited.

議事メモ

Ref-3-WB-3

件名	インド 電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報等のヒアリング	
日時	2016年9月27日 11:00～12:40	
場所	ERLDC 会議室	
参加者	ERLDC; JPOWER IEEJ	Mr. P.P.Bandyopadhaya, (DGM (SO)), Tushar Ranjan Mohapatra (Mgr.), Surajit Banerjee (Dy. General Manager), Saurav Kumar Sahay (Sr. Engineer (OS)), Partha Sarathi Das (Asstt. General Manager), 平原 本蔵 (記)

インド国における揚水発電計画、電力政策等について、東部地域の給電指令所 Eastern Region Load Despatch Center から情報収集を行った。ヒアリング内容は以下のとおり。

- CEA と CERC 系統の機能ははっきりと区分される。CEA は技術基準を定め、CERC は規制基準を定める。
各州はそれぞれ基準を持っているが、中身は中央の基準に従ったものである。
- アンシラリーサービスは料金などの基準を含め、CERC が基準を定め、NRDC が詳細を定め、CERC が承認する。
- 需要曲線は、ピーク、オフピーク別に過去数年はある。事前に送付された質問状には東部 and/or Orissa 州となっていたので州単位では Orissa を作成した。(WBSLDC で州の需要曲線をもらうのを忘れたと言ったら、West Bengal の需要曲線を作成してくれた(紙でもらい、翌日電子データがメールで送られてきた)。
- 経済情勢変化や VRE 大量流入による電力の需給をバランスさせるメカニズムに関する議論
ピーキング対策として、在来型水力、PSP はすでに使っている。ガス火力は燃料供給の問題は別にして、ベースロードとピークの両方に使用される。
バッテリーはまだテスト段階。
TDO pricing や demand response は配電会社によってはすでに導入している。
5つの Grid はすでに繋がっている。風力発電シーズン(6月～9月)には Tamil Nadu では風力発電の Curtailment が行われたことがあるが、VRE 大量流入は個別の問題であり、特に南部と西部で発生する。東部の場合は現時点、再エネ導入量は少ない。
南部と西部を繋ぐ送電能力増強が完成したら、Tamil Nadu の風力問題は解決するかもしれない。
すでに電力需給をバランスさせるために使用している手法は、どれが優先的かはわからない。
- 万が一、再エネ 175GW が達成された場合、東部地域にはどのようなことが起こりうると考えられるか。グリッド安定性を維持するためにはどのようなことが必要か。
グリーンエナジーコリドープロジェクトには、様々な緩和装置が付けられるだろう。

PSPは1つのオプション

火力の稼働を70~65%での運転を調整することはできても、55%まで落とさなければならぬようであると、運転のFlexibilityの問題が生じてくる。

Load managementが必要になってくる。

バランシング問題はVREに集中している。例えばTamil Naduでは風力。大量のVREが流入するとグリッドの安定を維持するのが難しくなるので、PSPのような貯蔵設備は必要になってくるだろう。既存のPSPはフル稼働することになるので、新規のPSDPが必要になってくるだろう。ただし、現状でも9か所のPSPのうち、動いているのは5か所。4か所はIncomplete Constructionやその他の問題で稼働していない。

総合的な手法が必要となり、これにはdemand responseも含まれる。

大きなポイントはuncertaintyを減らすこと。そのために、Renweable (Energy) Management Centre設立の動きがある。

- 8月訪問時に依頼したquestionnaireに対する回答書を手渡されたが、West Bengalの需要曲線の話をしたところ、回答書は回収された(州の需要曲線はOrissa州のみであった)。

以上

議事メモ

件名	インド 電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報等のヒアリング	
日時	2016年9月27日 15:00～15:30	
場所	WBERC 会議室	
参加者	WBERC; JPOWER IEEJ	T.K.Mukherjee (Deputy Director,(Admin)) Abhijit Bose (Adviser (Engg.)) 原田、近藤、平原 本蔵 (記)

インド国における揚水発電計画、電力政策等について、West Bengal Electricity Regulatory Commission (WBERC)から情報収集を行った。ヒアリング内容は以下のとおり。

- Q. DISCOM が総電力購入量に占める長期 PPA の比率はどの程度か？
A. 約 90%。残りは長期以外で、Power Exchange が多い。
- Q. RE の購入価格はどのようにして決定するのか。
A. WBERC が決めるのは RE 種別の上限価格のみ。2013 年に notification を出した。
価格決定方式は CERC の基準に従う。
期間は 5 年であるが、5 年経過前に WBERC は価格を見直すことができる。
- Q. アンシラリーサービスについて
A. West Bengal ではアンシラリーサービスに関する基準はない。West Bengal では DISCOM が発電を行っている事情がある。
- Q. DISCOM への補助金について
A. DISCOM の料金を引き下げるために目的を絞った補助金であって、経営補助ではない。
補助金は州政府マターであるので、よく分からない。
- Q. 現在の DISCOM が購入する料金について
A. 基本は DISCOM による競争入札であり、WBERC は関与しない。
競争入札によらない場合は、WBERC が決定する。価格の算定基準は CERC のに従う。
末端料金の決定は CERC の Tariff Policy に従う。
- Q. 2017-18 以降の RPO 目標について
A. 作業中である。
- Q. 土地の収用について
A. 別の部署に聞いて欲しい。

以上

議事メモ

Ref-4-WB-1

件名	印 Turga 揚水計画情報収集・円借款協議
日時	2016年10月25日 11:00~13:30
場所	West Bengal State Electricity Distribution Co., Ltd. (WBSEDCL)
参加者	WBSEDCL Mr. Surajit Chakrabortty, Chief Engineer PSPP, Mr. Bhomick, Superintending Engineer, PSPP Survey Team 原田団長、近藤(JP)

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 (Chakrabortty C.E.) の見解は以下のとおり。

1. TEC 後の円借へのアクション状況については、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。11 月第 1 週のデワリ祭りの後にコストを得る予定で、その後 WBSEDCL の Board の承認を取り CMD から州 Power Dept. に申請を出すこととなると思う。エスカレ率は内貨 5%, 外貨 1% 程度ではないか。コスト作業は WAPCOS で 8/5TEC を通知された日のうちに指示をしている。
2. 新任 director は、まだ着任していない。ツルガの担当 director が誰になるかはなんともいえない (executive director を選定する予定)。私も申請した。前任 director Dutta は Power dept. の advisor に就任した。
3. 現在コストの修正と、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 WBSEDCL の Corporate finance 部門が取り仕切っておりどうなるか私にはわからない。
4. (円借款借入は WBSEDCL 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。
5. 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 着手時期は、入札審査期間・理事会承認手続きを考えると、2017 年 4 月が最短であろう。ただし 1 社入札の場合は入札期間延長となるので更に延伸となるだろう。
6. 前に見せた 260MM は誤りだった。なかったことにしてくれ。全体の MM を考えるため、JPOWER の phase III の見積も出してほしい。
7. 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) だけで着手させ、LA 締結後に円借款でカバーしたい。

→それは JICA が認定しない。L/A の前に独自でできるのは short list までで、契約はしなくとも 1 コンサルを決定する行為は許されない。

8. (要員の要件について、関連会社からの調達が可能か確認したところ、) 最初は駄目としたが、議論したところ CV のサインは誰がするかとは言ってきたが、はっきり OK とは言っていなかった。Member の増減、追加の可能性については、proposal 提出時にカウンターを出せとのこと。実施中の交代は理由を付せば可能。

(JP としてはダミーで正社員をノミネイトし、例えば吉野。契約後変更してはと思います。契約後の変更に関しては人で判断するのではなく、当該 Study に相応しい経験かであるかで決めると言っていた。)

9. 最終 TOR での要員は以前より変更となり下記 14 名。これで確定とのこと。

- 1) Team Leader
- 2) Civil (Dam)
- 3) Civil (Underground)
- 4) Civil (Concrete)
- 5) Civil (Underground PH)
- 6) Grout Engineer
- 7) Electro Chief
- 8) Electrical Engineer 1
- 9) Electrical Engineer 2
- 10) Electrical Engineer 3
- 11) HydroMechanics 1
- 12) HydroMechanics 2
- 13) Architect
- 14) Geotechnical

議論の最後に、当方より再度 tender の時期を確認したところ、

- 今朝までは 11 月 tender のつもりだったが、今回の話で微妙になった。Phase I, II と phase III を分けて発注しなければと思っている。(Phase I は自己資金、Phase III は JICA 資金とするため。)
- JICA から、州上層部 (Power Dept. の Principal Secretary S.KISHOR) に面談していただけないだろうか。LOI では駄目だという話をしてほしい。理事会での審議が必要になる。まず Power dept. に行った Dutta にコンタクトしてほしい。

以 上

議事メモ

Ref-5-KN-1

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング	
日時	2016年11月15日 11:00～12:00	
場所	Karnataka Power Co., Ltd.(KPCL)内の会議室	
参加者	KPCL	Shri Kumar Naik, I.A.S, Managing Director 主に発言していた3名の氏名は不明 Shir Shivamalli, Chief Engineer (EL-Designs) Shri Chima Somaich, CCED Shri Premanath.HR, Chief Engineer (Civil) Bidadi Shri Chendlealcant D, Chief Engineer (Elect.), GSW (上記は前列に着席、後列に着席していた方の指名等は不明)
	印日商工会議所	Mr. P. N. Karanth (名誉会長)
	JPOWER	原田団長、近藤、平原、浦郷、佐々 (記)

6～8月に実施した第2次調査の結果、Karnataka州で水力発電を担っている公営企業であるKPCLが計画しているSharavathy揚水計画とVarahi揚水計画が円借款を用いて開発する揚水発電プロジェクトとして有望になり得る可能性があるため、再度、ヒアリングを実施した。内容は以下の通り。

- 7月の面談で伝えたとおり、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、KPCLは揚水発電が必要と考えている。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。
- インド工科大学(IIT)Roorekee校のKumar博士に上記の揚水計画の正当性を評価してもらった。
- Sharavathy揚水、Varahi揚水、“ナイジャリ”揚水計画(Kali揚水計画が改名された模様)のPFRをWAPCOSがアップデートしており、3か月後にアップデートが完了する計画である(本業務はWAPCOSへ随契で発注したとのこと。)
- Sharavathy揚水計画は、上記のアップデートにおいて、出力とピーク継続時間は1,000MW(4×250MW)、10hrとなる見込み。
- PFRのアップデートが完了後、18か月かけてDPRを作成する計画である(PFR作成を含めて18か月とも発言、いずれにしても業務期間は15～18ヶ月)。そのための予算は25Crore INRと見込まれており、そのうち、Survey & Investigationは18Crore INRである。DPR作成、調査工事、各種クリアランスの取得手続きに係る業務を競争入札で発注することを考えていたが、WAPCOSに随契で発注した。WAPCOSとの契約には、環境調査も含まれる。
- Sharavathy揚水計画は、上池、下池とも既設の貯水池を活用するので、新たに建設する構造物は地下構造物がほとんどであるので、DPRの作成後、速やかに建設工事に必要となるクリアランスも取得できるとKPCLは見通している。また、KPCLは、上下のダムの建設がないので、建設工事は5年あれば竣工すると考えている。
- Varahi揚水計画については、ドイツやオーストリアの企業も興味を持っているようだ。
- Varahi揚水計画の建設サイトの一部は、Someshwara Wildlife Sanctuaryに含まれるが、

どのくらい上記の Wildlife Sanctuary にサイトが含まれるか、現時点で明確になっていない。

- KPCLとしては、揚水発電プロジェクト推進のために、円借款を利用したいと考えている。合わせて、インド中央政府組織からの資金援助やインド国内金融機関からの融資についても念頭にある。これらの判断はプロジェクトコスト含む study を踏まえて判断する。
- (Karnataka 州政府 Finance Dep.は電力プロジェクトのために円借款を利用することに消極的だという指摘に対して)。KPCLは財務状況が良いので明日 5,000Crore が必要だといえばすぐにでも市場から調達できる。そのような会社に JICA ローンを取り付ける必要があるかどうかという議論がある。従って、揚水発電プロジェクトに JICA ローンを借用するかどうかという点は政治的な決断が必要になるだろう。いずれにせよ、会社として現金を持っているわけではないので、20%の自己資金以外はどこからかのローンを取り付ける必要がある。
- Sharavathy、Varahi ならびに Kali 揚水計画のいずれも EIA 調査を開始していない。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。WAPCOS による PFR のアップデートが完了する 3 か月後に判明する。~~いずれの事業も移転や土地収用は発生しない。~~
- JP と WAPCOS がインド国内での揚水開発に関わる MOU を締結する予定であり、WAPCOS 経由で Sharavathy および Varahi 揚水計画の情報を入手可能かとの問いに対して、KPCLは了承した。

以上

議事メモ

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年11月17日 16:10~18:00
場所	Meghalaya Energy Corporation Ltd.内会議室
参加者	<p>Meghalaya Energy Corporation Ltd. Mr. P. S. Thangkhiew(CMD), 他 1 名</p> <p>Meghalaya Power Generation Corporation Ltd. Mr. E. W. Nongrum (Director, Generation) 他 6 名</p> <p>Meghalaya Power Transmission Corporation Ltd. Mr. C. Kharkrang (Director, Transmission)</p> <p>Meghalaya Power Distribution Corporation Lt. Mr. T. Possah (Director, Distribution)</p> <p>JPOWER 原田団長、平原、近藤 (記)</p>

10月に実施した第4次調査の結果報告をJICAインド事務所に行った際、Meghalaya州から3ヶ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。

- 事前に送付された質問状の回答は以下の通り。(一部はMePGCLとしては回答する権限がないとのことで無回答のものもあり)
 1. 通常の開発資金源は？→PFC/RECおよび州政府。建設にはローンが必須であるが、資金コストが高いことが一番の問題。
 2. JICA資金借り入れ→中央政府の問題なのでコメントは差し控えたい。
 3. プライオリティー→電力セクター内であればマイクロ・ミニ水力(1MW以下)の開発。Meg州の包蔵水力は3000MW。このうち314MWを開発。ミニハイドロのポテンシャルは30MW。500-1MWの小水力を開発主眼として、off-gridの農村電化に繋げる発想。これらの開発にJICAの協力をえることはできないか？
 4. 借款に関する州規制→(権限外)
 5. 融資決定方法→(権限外) 調査については州政府の無償スキームを利用。
 6. 優先順位決定→ 調査をおこない、プライオリティーを付けて州政府にプロポーズするのはMePGCLであるが、資金についてはFinanceDeptが決める。
 7. 揚水案件について→MePGCLでは揚水案件はない。
- Priority Area for development; 流れ込み式のMicro, Mini水力の地点が多数あり開発の優先度高い。また、ジャイプラカシュ(JP)に開発権を与えたUmngot(210MW)はJPが水力IPPから撤退したので、M州で取り上げ開発調査を行っている。既にCEAに申請しTECへの審査を実施中。
- 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があり、その場合バングラ向けの国際関係線がMeghalaya州を通過する。M州内の南部国境沿いに6カ所substation設置計画があるのでこれを利用して400KVを通す。Transmission Charge

が収入と期待できる。

- 揚水発電；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。
- 具体的な開発の優先順位は
 - Umngot 210MW TEC stage
 - MHEP (Myntdu Leshka) 210MW DPR stage
 - Mawblei 75MWこれらに ODA を当てられないかと期待。

その後、必要な資料として、需要 Load curve, cost of power purchase, retail tariff, 電源開発計画、希望する案件の緒元、を要求。翌日、installed capacity, retail tariff order、州内送電網図、5年の generation prospect、案件概要を受領。

彼らの資料によると現状の available 容量 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)。

彼らは M 州は power surplus だと強調したが、M 州は全需要 1830MU に対し州供給量=860MU で、6割を州外の NEEPCO 等から PPA 調達して成り立っている。PSP 導入する場合の構想はバングラ買電での収益。現在の PPA、新規 PPA の検討も必要。

➤ 以上

議事メモ

Ref-5-ME-2

件名	インド国電力セクター基礎情報収集確認調査における揚水計画情報のヒアリング
日時	2016年11月18日 12:30～13:00
場所	Power Department of Meghalaya State Government
参加者	Power Department Mr. Praveen Kumar Srivastava, IAS Principal Secretary Finance Department Mr. Sanjay Goyal MePGCL Mr. K. Tiewsoh (CE) JPOWER 原田団長、平原、近藤（記）

10月に実施した第4次調査の結果報告をJICAインド事務所に行った際、Meghalaya州から3ヶ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。

- 当方から訪問の説明
- 先方より揚水発電の経済性についての質問があった。これに対し、以下を回答。揚水発電ではある程度の規模（1000MW）程度ないと一般的には経済性は成り立たない。一方で、Meg州にはそれだけの需要があるかどうか疑問。北東地方全体で考える場合には可能性はある。ただし、Meg州は地形的に揚水発電に適した地形があることから、ピーク電源が脆弱なバングラデシュ向けの揚水発電が考えられる。その場合一般水力IPPと同様な考えに基づき、地点を提供しRoyaltyを得る考えもある。バングラへの送電は国際送電線、中央政府の了承等課題がいろいろとある。
- バングラへの売電は可能性がる。概算建設費はどのくらいになるのか？（約4000Crore）。
- 揚水も再生可能エネルギーに区分される。Meg.は石炭産出州なので揚水建設にNCEF基金を利用できる可能性もある。
- 揚水に関してJICAがフィジビリティを検討する調査を行ってくれるのであればありがたい。バングラへの売電については検討をしてみたい。
-

➤ 以上

議事メモ

件名	WBSEDCL Turga 揚水計画情報収集・円借款協議 インド国電力セクター情報収集・確認調査情報収集
日時	2016年11月16日 11:00～13:30
場所	West Bengal State Electricity Distribution Co., Ltd. (WBSEDCL)
参加者	WBSEDCL Mr. Surajit Chakrabortty, Chief Engineer PSPP, Mr. Bhomick, Superintending Engineer, PSPP Survey Team 原田団長、近藤、平原

最新の Turga 揚水計画について状況確認、方針協議を行った。相手方 (Chakrabortty C.E.) の見解は以下のとおり。

1. DPR コスト修正完了 (2014年12月 price→INR : 0.23%/mth で修正。\$は為替変動補正のみ)。
 - Direct cost 3795.48 Crores→4008.44 Crores
 - EM 1845.92 Crores→1960.18 Crores (送電線 17.66Crores 含む)
 - Civil 1949.56 Crores→2048.26 Crores
 修正前 cost は CEA の最終承認額。(丸紅メモ(別添)と同一)
2. 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。
3. DD 発注は、現時点でどのレベルで分けるかは自分には決められない。
仮に SV、DD 分割するとしても、最速で1月初の公示と予想。
現在 Modi の新札発行の影響で WBSEDCL 財務部門の動きが鈍い。
(12月末～1月頭と言ったが次第に1月初となる)
4. JICA の Purulia 事後評価ミッションで WBSEDCL に来れないか? その際に WB 上層部に円借では retroactive 不可である旨を伝えてほしい。
→JP) JICA に相談済だが、目下 JICA が来るのは早くても1月頃。前回、JICA から州上層部 (Power Dept. の Principal Secretary S.KISHOR) に面談し LOI では駄目だという話をしてほしいと要請あったが、WBSEDCL CMD or 州政府上層部の正式要請書なりがないと、来訪しても key person に面談できない懸念があるとのことだ。表だって JICA 側がコンタクトするのは MOP の前で難しい。そちらでアクション可能か?
→WBSEDCL) (同意し) 「レターなければ面談がかなわない」はその通り。かといって自分にはつけそうもない。

5. その他

- 1) 新任 director : 面談時点では未決。
→その後、11/18、Executive Director に Chakraborty が就任。
- 2) 現時点で EC 許可レターは発行されているが Forest Clearance stage-I 許可を正式発効の条件としている。目下、2 か月内に土地収用完了→FC stage-I 申請→許可に 6mth 見込む。よって EC の正式発行は 8mth 後。

以 上