

第4章

州電力セクターの現状

第4章 州電力セクターの現状

4.1 MAHARASHTRA 州 (MS)



Map source : Indian Renewable Energy & Energy Efficiency Database¹

4.1.1 政治状況

Maharashtra 州議会選挙は 2014 年 10 月に行われた。Bharatiya Janata Party(BJP)が躍進し 288 議席のうち 122 議席を獲得した。Shiva Sena は 63 議席で第二位となった。Indian National Congress および Nationalist Congress Party はそれぞれ 42 および 41 議席を獲得した。

上位の二党が連立を組み 第一党の BJP 党首が初の同州知事となった。選挙結果を Table 4.1.1-1 に示す。

Table 4.1.1-1 Result of Assembly Election in Maharashtra

Party	Seats won	Vote %
Bharatiya Janata Party	122	27.8 %
Shiv Sena	63	19.3 %
Indian National Congress	42	18.0 %
Nationalist Congress Party	41	17.2 %
Others	20	17.7 %
Total	288	100%

source: Election Commission of India²

¹ <http://ireeed.gov.in/>

4.1.2 経済状況

(1) 一般

Maharashtra 州への投資は資源、政策、インフラ、気候により支えられている。Maharashtra Agro Industries Development Corporation は同州の農業開発を、Maharashtra Industrial Development Corporation は産業インフラ開発を担当している。Maharashtra Small Scale Industries Development Corporation は中小企業の発展に資する指導を行っている。

州政府は IT/ITeS、製薬、バイオテクノロジー、繊維、自動車・自動車部品、宝石、食物加工等いくつかの Special Economic Zones (SEZ) の設置を推進している。2014-15 年度時点で、9 か所の SEZ が実現し、そのほとんどがエンジニアリングおよび電機分野のものとなっている。

Maharashtra 州の主要産業

- Pharmaceuticals
- Biotechnology
- IT and ITeS
- Electronics
- Engineering
- Auto & auto components
- Oil & gas
- Food & agro processing
- Gems and jewelry
- Banking, financial services and insurance (BFSI)
- Textiles

1) 州内総生産 (GSDP)

2013-14 年度時点で、Maharashtra 州の GSDP はインドで 15.9 % を占め、同国一番の経済規模となっている。ここ 2 年間農業生産は落ち込みが続いており、農業に依存している地方経済に大きな影響が出ている。一方で、サービス・工業セクターは好調で州経済の成長に貢献している。このような状況の中で GSDP (2011-12 年基準の実質価格) は前年比 5.6 % の成長が見込まれている。GSDP (要素価格) を Table 4.1.2-1 に示す。

Table 4.1.2-1 Gross State Domestic Product at Factor Cost (Constant Price)

(unit: Lakh INR)

State	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15
GSDP	74,204,180	77,560,965	83,529,859	89,676,749	94,754,976
Increase	---	4.5%	7.7%	7.4%	5.6%

source: Handbook of Statistics on Indian States, 2016, Reserve Bank of India³

² http://eci.nic.in/eci/eci.html_etc.

³ <https://rbi.org.in/scripts/OccasionalPublications.aspx?head=Handbook%20of%20Statistics%20on%20Indian%20States>

2) 産業構造（対 GSDP 比）

2014 年は第 3 次セクターが GSDP（名目値）の 61.52% を占め、第 2 次セクター（26.82%）がそれに続いた。第 2 次セクターは製造業、建設業、電気・ガス・水道供給業が成長を支えた。第 1 次セクターでは農業が主要産業であり、林業、漁業と続く。セクター別 GSDP の割合を Table 4.1.2-2 に示す。

Table 4.1.2-2 Percentage Distribution of GSDP for 2014-15

Item	Distribution
Tertiary	61.52 %
Secondary	26.82 %
Primary	11.66 %

source: IBEF (India Brand Equity Foundation), 2015, (www.ibef.org)

(2) 経済政策・開発政策

Maharashtra 州の 2016-17 年度予算書では主要政策として水資源開発、電気料金補助、インフラの近代化、女性専用バスに関し以下が取り上げられている。

- Water resources: INR 2,000 Crores has been allocated in 2016-17 for the “Farm Pond on Demand” Scheme, with a view to provide for one lakh farm ponds, 37,500 wells and 90,000 electric pumps.
- Energy subsidy: INR 4,462 Crores is proposed to be allocated for the subsidizing of energy tariff for agriculture, power loom, industrial and commercial consumers. Further, for the provision of energy to industries in the Vidharba and Marathwada regions, INR 1,000 Crores a year has been proposed.
- Modernization of infrastructure: 21,000 km of state highways and major district roads is proposed to be modernized under public private partnership over the next eight years.
- Ease of transport for women: 300 exclusive “Tejasvini” buses are proposed to be provided for women passengers, with an allocation of INR 50 Crores in 2016-17.

(3) 財政状況

Maharashtra 州財政規律予算管理法（FRBM 2006）では段階的に債務残高、歳入不足、財政赤字を削減するための目標を設定している。

- ・ 歳入不足：これは収益収入（Revenue Receipt）に対する収益支出（Revenue Expenditure）超過分であり、政府が資産にはならない費用の借り入れを行う必要を示している。2016-17 年度の財政不足は INR 3,645 Crores と見積もられている。2015-16 年度には赤字額は、自然災害対策関連支出のため、予算時目標の INR 3,757 Crores よりも 147 % も多い INR 9,290 Crores となった。
- ・ 財政赤字：これは総受け取り額を超える総支出額超過分で、その差額は政府の借り入れにより補填され、州債務の増加となる。2016-17 年度の財政赤字は INR35,031 Crores（GSDP

比 1.6 %) と見積もられており、前年度の INR 37,950 Crores (GSDP 比 1.93 %) からは減少している。1.6 % という数字は FRBM 法記載の対 GSDP 比 3 %、第 14 回 Finance Commission 規定の対 GSDP 比 2.8% の枠内に収まっている。

- ・ 債務総額：これは過去の債務額の蓄積で、2016-17 年度には GSDP の 16.15 % となることが想定されている。前年の 16.26 % からの微減で、過去の減少傾向の流れをくむものである。財政管理の推移を Table 4.1.2-3 に示す。

Table 4.1.2-3 Transition of Fiscal Management

(Percent)

Item	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	Target for 2016-17
Revenue deficit / GDP	-0.34	-0.68	-0.47	-0.17	0.00
Fiscal deficit / GDP	-1.72	-1.78	-1.93	-1.59	-3.25
Total debt stock / GDP	17.84	16.62	16.26	16.15	22.64

source: Medium term Fiscal Policy, Maharashtra 2016-2017⁴

(4) 外国投資

Maharashtra 州知事は 2015 年 9 月に、日本からの投資を呼び込むためすべての日本企業を対象とした one-stop shop としてのジャパン・デスクを設置することを発表した。併せて JETRO の協力のもと、Supa に Japanese Industrial Park を設けるつもりであることにも言及した。

1) 外国直接投資

Maharashtra, Dadra & Nagar Haveli, and Daman & Diu を管轄する Mumbai の RBI 地域事務所が受け取った外国直接投資額を Table 4.1.2-4 に示す。その額は着実に増加している。

Table 4.1.2-4 Transition of DFI

Unit: Crore INR (US\$M)

Year	2013-14	2014-15	2015-16	Cumulative (2000-2016)	Percentage of total inflow
Amount	20,595 (3,420)	38,933 (6,361)	62,731 (9,511)	415,753 (82,629)	29%

source: Fact Sheet on Foreign Direct Investment, Dept. of Industry Policy and Promotion⁵

2) 州内の日系企業拠点

Maharashtra 州の日系企業拠点数の推移を Table 4.1.2-5 に示す。

Table 4.1.2-5 Transition of Japanese Firms

Year	2011	2012	2013	2014	2015
Number	218	277	395	625	712

source: Embassy of India in Japan⁶

⁴ https://finance.maharashtra.gov.in/sitemap/finance/pdf/FRBM/FRBM_1617.pdf

⁵ http://dipp.nic.in/English/Publications/FDI_Statistics/2016/FDI_FactSheet_JanuaryFebruaryMarch2016.pdf

4.1.3 州政府予算および揚水実施機関の財務状況

(1) 州政府予算⁷

2016-17 年度の Maharashtra 州予算では、電力セクターの主要政策として配電システム整備、発電所建設、再生可能エネルギーに関し以下が取り上げられている。

- A new scheme has been announced for the upgradation and modernization of the electricity distribution system in 120 zones in the state with an allocation of INR 300 Crores.
- INR 784 Crores has been allocated for investment in the energy sector in the state, in order to increase capacity
- INR 456 Crores is proposed to increase the capacity of renewable energy sources.

2016-17 年度予算における Energy Department および Water Resources Department の配分額を Table 4.1.3-1 に示す。

Table 4.1.3-1 Department-wise Plan Outlay for Maharashtra Budget 2016-17

(unit: Crore INR)

Item	2014-15	2015-16	2016-17
Industries, Energy and Labour	15,469	14,583	9,840
Water Resources	9,842	11,652	11,720

source: PRS Legislative Research, March 19, 2016⁸

(2) 揚水実施機関の財務状況

Maharashtra 州では揚水発電所の建設は州の水資源省⁹、建設後の保守運転は MAHAGENCO が担当する。ここでは MAHAGENCO の財務状況について記す。

MAHAGENCO 社は水力（水力発電所は水資源省からの長期リース）および火力発電所を有する発電会社である。2012-13 年度の数値が前年度に比べて大きく増えたのは Khaperkheda 火力 5 号機 (500 MW) および Bhusawal 火力 4 号機 (500 MW) の運転開始によるものと考えられる。収入は安定している一方で、2013-14 年度には人件費や減価償却費の増加により収益が大きく落ち込んだ。

収益率 (ROE) は 3.50 %、7.03 %、1.35 %、税引き後利益は 200、488、111 Crores と年によって大きく変動しているが、費用を上回る収入を上げている。每期とも黒字を確保できる利益構造になっており、その安定化が望まれる。

Table 4.1.3-2 に MAHAGENCO の財務状況を示す。

⁶ http://www.in.emb-japan.go.jp/Japanese/2015j_co_list.pdf

⁷ <http://www.prsindia.org/parliamenttrack/state-budgets/>

⁸ <http://www.prsindia.org/parliamenttrack/state-budgets/>

⁹ 水力発電所は建設後長期リースにより GOMWRD から MAHAGENCO に運転・管理を移管する。

Table 4.1.3-2 Financial Situation of MAHAGENCO

	2011-12		2012-13		2013-14	
Total Income (Crore)	12,922	---	16,641	28.8%	16,620	-0.1%
Total Expenditure	12,723	---	15,715	23.5%	16,302	3.7%
Profit before Tax	200	---	928	364.0%	320	-65.5%
Profit after Tax	200	---	488	144.0%	111	-77.3%
Cost Structure (Crore)						
Power purchase	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%
Generation cost	9,673	76.0%	11,063	70.4%	10,888	66.8%
Employee cost	793	6.2%	910	5.8%	1,116	6.8%
O&M cost	529	4.2%	597	3.8%	673	4.1%
Interest cost	854	6.7%	1,361	8.7%	1,711	10.5%
Depreciation	404	3.2%	557	3.5%	1,163	7.1%
Admin & Gen Exp	458	3.6%	1,065	6.8%	910	5.6%
Other Expenses	12	0.1%	163	1.0%	-160	-1.0%
Total	12,723		15,716		16,301	
Return on Equity (%)	3.50		7.03		1.35	
Return on Networth (%)	2.95		5.71		1.11	
Return on Capital Employed (Crore)	4.01		5.41		4.63	
Debt Equity Ratio	2.87		3.00		2.95	

source: Report on "The Performance of State Power Utilities for the years 2011-12 to 2013-14", 2015 PFC ¹⁰

4.1.4 電力セクターの概況

Maharashtra 州の電力需給は 2015-16 年に飛躍的に改善したものの、2019 年には再び、逼迫する見通しである。州では 2019 年までに、再生可能エネルギー導入量を 14,400MW にまで拡大する計画である。

送配電ネットワークを安定化させるために、現在は水力発電を有効活用している。将来に向けては揚水発電の導入可能性について検討している。

¹⁰ <http://www.pfcindia.com/Content/PerformanceReport.aspx>

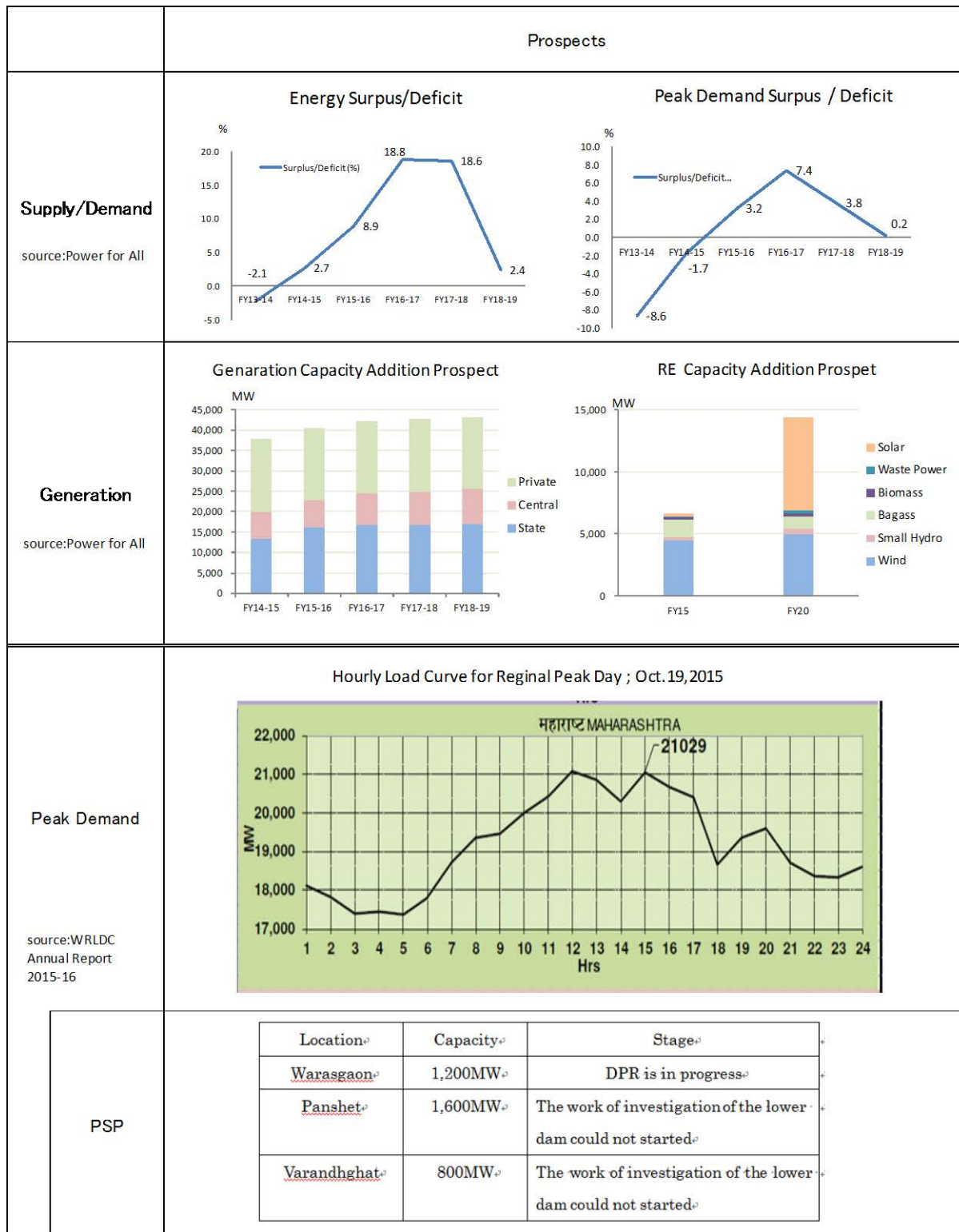


Figure 4.1.4-1 Maharashtra state power sector feature

4.1.5 電力供給構造

(1) 関係機関

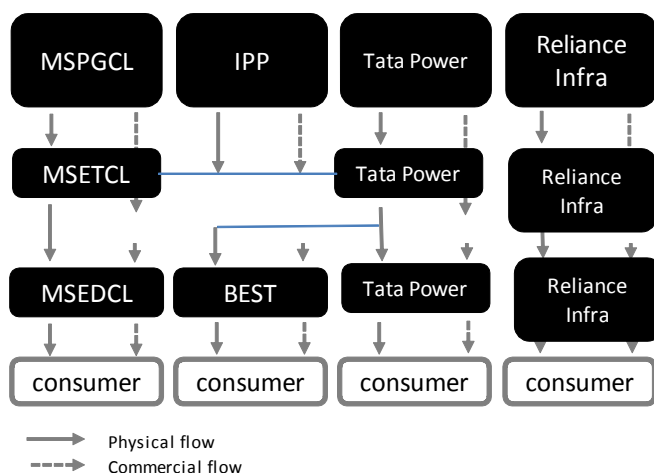
Policy	Maharashtra Power Department
Regulation	Maharashtra State Electricity Regulatory Commission (MSERC)
Power generation	Maharashtra State Power Generation Corporation Ltd. (MSPGCL)
Transmission	Maharashtra State Electricity Transmission Company Ltd. (MSETCL)
Dispatch	State Load Dispatch Centre (SLDC)
Distribution	Maharashtra State Electricity Distribution Company Ltd. (MSEDCL) Reliance Infrastructure Limited (Rinfra), Bombay Electric Supply & Transport Undertaking (BEST) Tata Power Corporation (TPC)

(2) 供給構造

Maharashtra 州は 2005 年に発送電分離を実施し、以前の Maharashtra State Electricity Board (MSEB) は MSEB Holding Company Limited, Maharashtra State Power Generation Corporation Limited (MSPGCL – Genco)、Maharashtra State Electricity Transmission Company Limited (MSETCL – Transco)、Maharashtra State Electricity Distribution Company Limited (MSEDCL – Discom)に分割された。

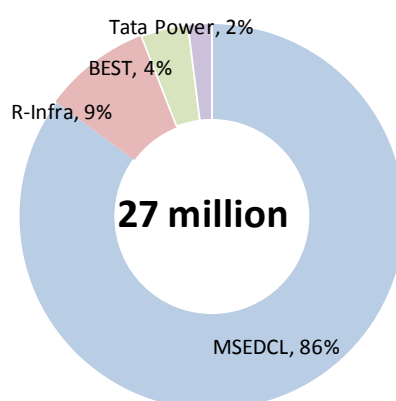
事業許可を受けている配電会社は MSEDCL、Reliance Infra、BEST (Brihanmumbai Electricity Supply and Transport)、TPC (Tata Power Co. Ltd.’s Distribution Business) の 4 社で、後者の 3 社はムンバイとその近郊を供給エリアとしている。

発電所の開発にあたっては、火力発電は州電力省が、水力発電は揚水発電を含め水資源省が管轄し、計画から建設までを担っている。



source : Power for All Maharashtra, MOP, Feb., 2016 (Appendix 4-16)

Figure 4.1.5-1 Electricity Supply Structure



source : Power for All Maharashtra, MOP, Feb., 2016 (Appendix 4-16)

Figure 4.1.5-2 Share of Distribution Companies by Number of Household Customers

(3) 州独自の電力政策

Renewables	<ul style="list-style-type: none"> • Maharashtra Renewable Energy Policy 2015
------------	--

MERC による主な規制は以下とおり。

- MERC Generic Tariff for Renewable Energy Sources for FY 2014-15
- MERC (MULTI YEAR TARIFF) REGULATIONS, 2011, amendments, 2015
- MERC (RENEWABLE PURCHASE OBLIGATION, ITS COMPLIANCE AND IMPLEMENTATION OF RENEWABLE ENERGY CERTIFICATE FRAMEWORK) REGULATIONS, 2016,

etc.

(4) 揚水発電の実施機関

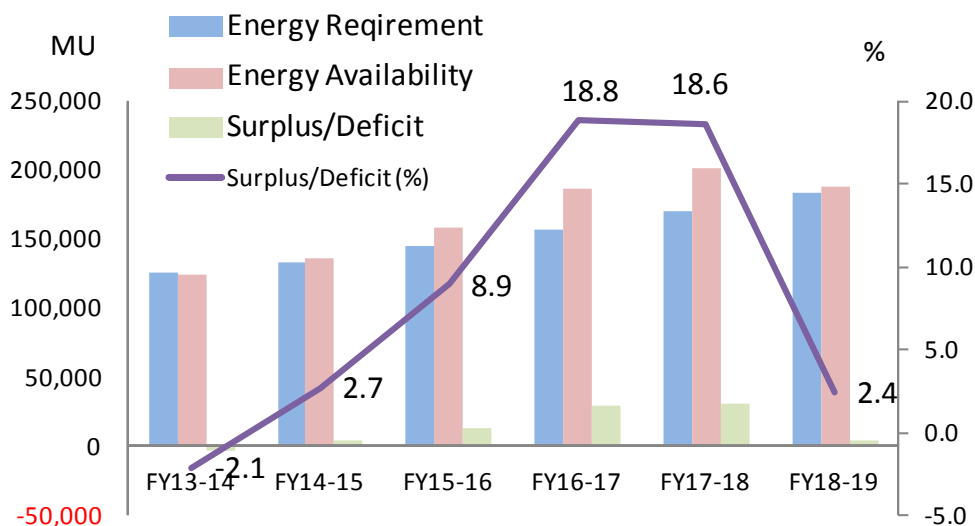
揚水発電の実施機関は、建設は州水資源省、運転・保守は MAHAGENCO が担うことになっている。

4.1.6 電力需給見通し

電力の需要増加に対応するため、MSPGCL は発電能力を 2019 年までに 3,480 MW 増強する。また、既存発電所の R&M を進め、稼働率を向上させる。2015-19 年に総額 47,162 Crores 投資することとしており、2019 年までのプロジェクトのファイナンスについては承認を受け、MSPGCL は今後順次、プロジェクトを進めていく予定である。¹¹

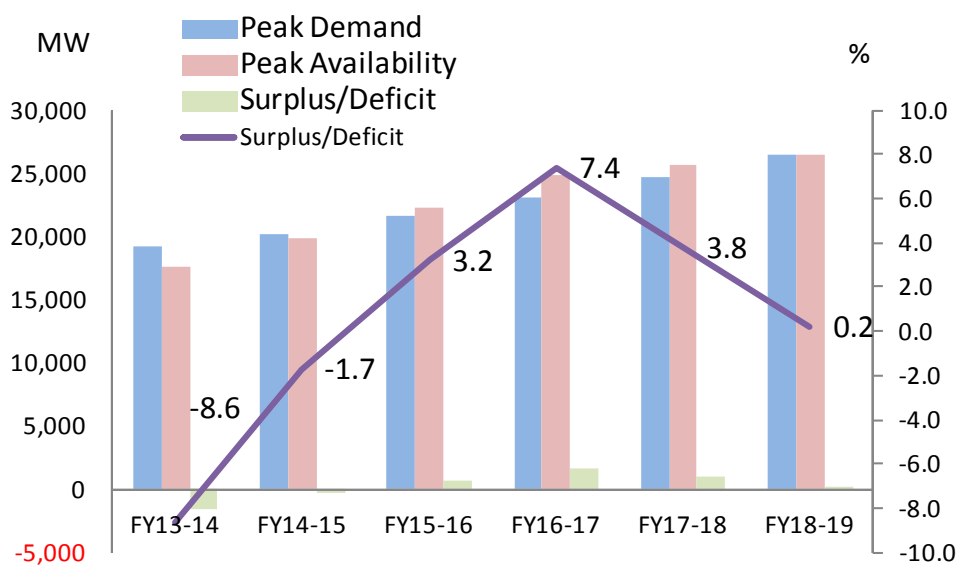
¹¹ Power for All Maharashtra, MOP, Feb., 2016. (Appendix 4-16)

Unless otherwise noted, the information and figures in this section are from the websites and documents from the related ministries and agencies including MOP, GOM, etc.



sources: Generation Balance Report 2016-17, CEA, May,2016 (Appendix 4-3), Power for All Maharashtra, MOP, Feb., 2016 (Appendix 4-16)

Figure 4.1.6-1 Energy Supply FY2013-2019

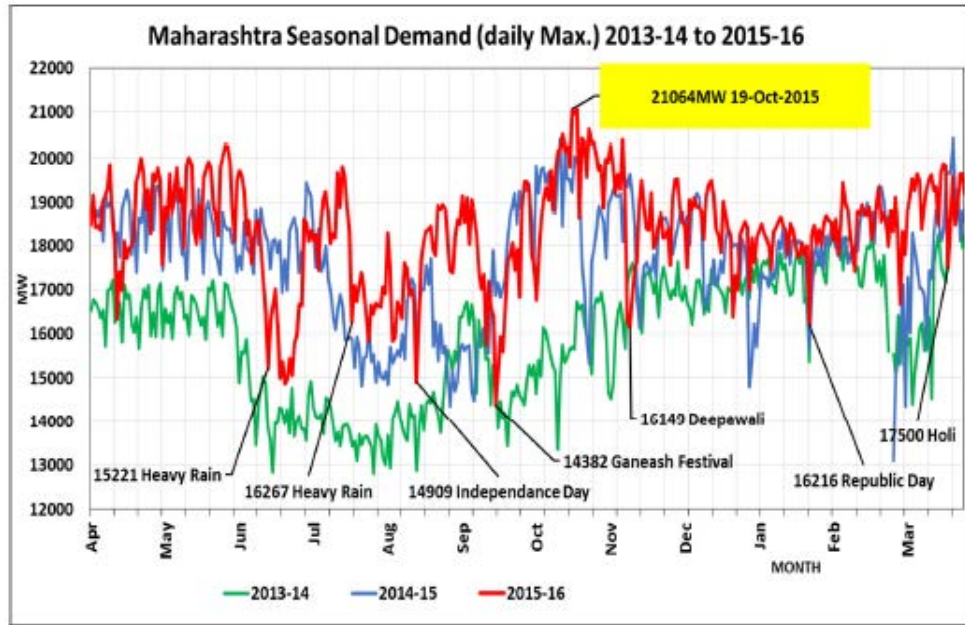


sources: Generation Balance Report, CEA, May,2016 (Appendix 4-3), Power for All Maharashtra, MOP, Feb., 2016 (Appendix 4-16)

Figure 4.1.6-2 Peak Demand FY2013-FY2019

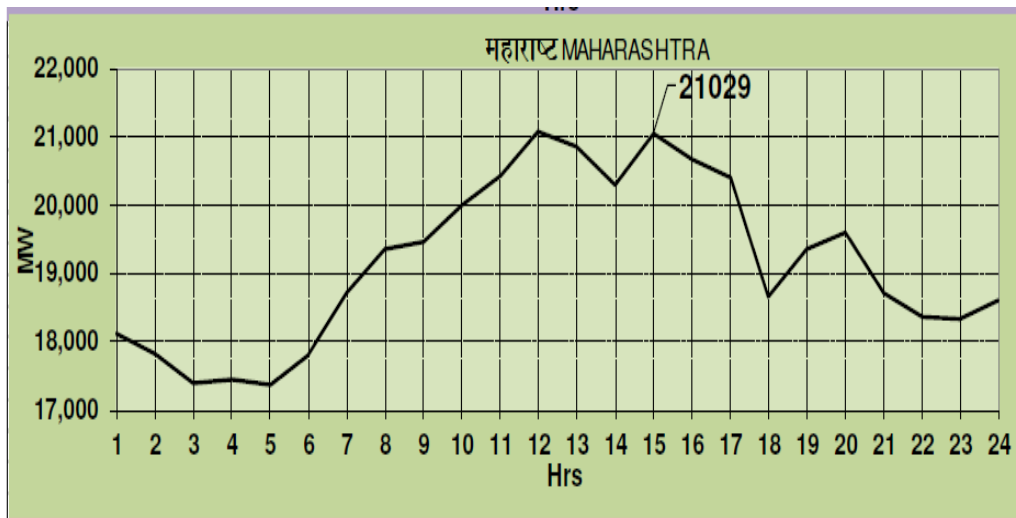
(1) ピーク需要の特徴

ピーク需要を月別にみると、ピークは10月で近年、増加傾向にある。時間帯別にみると、正午から午後3時にピークを迎えている。2015年10月の最大需要と最小需要の差は約5,150MWとなっている。



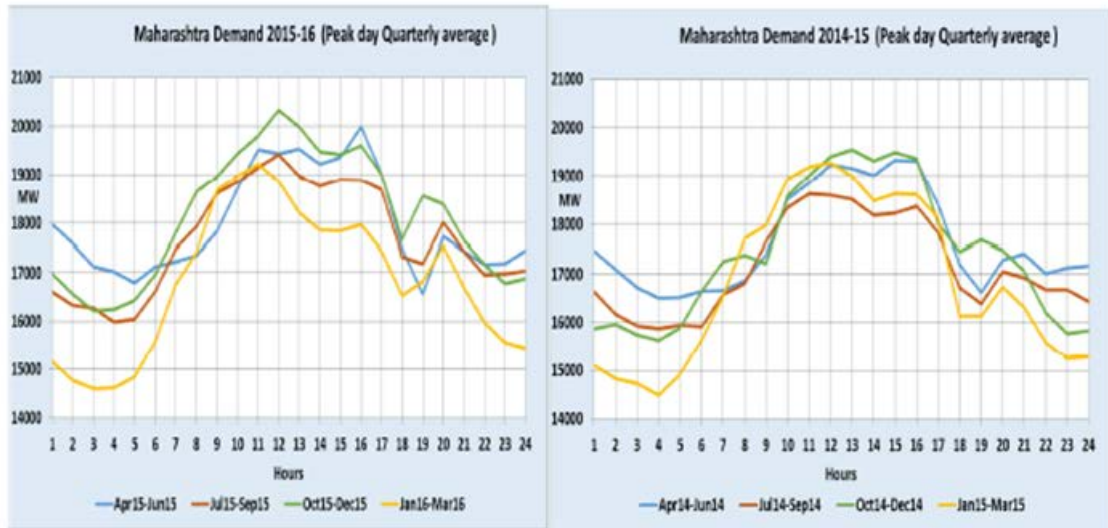
source: Western Regional Load Dispatch Center (Appendix 4-18)

Figure 4.1.6-3 Monthly Demand Curve



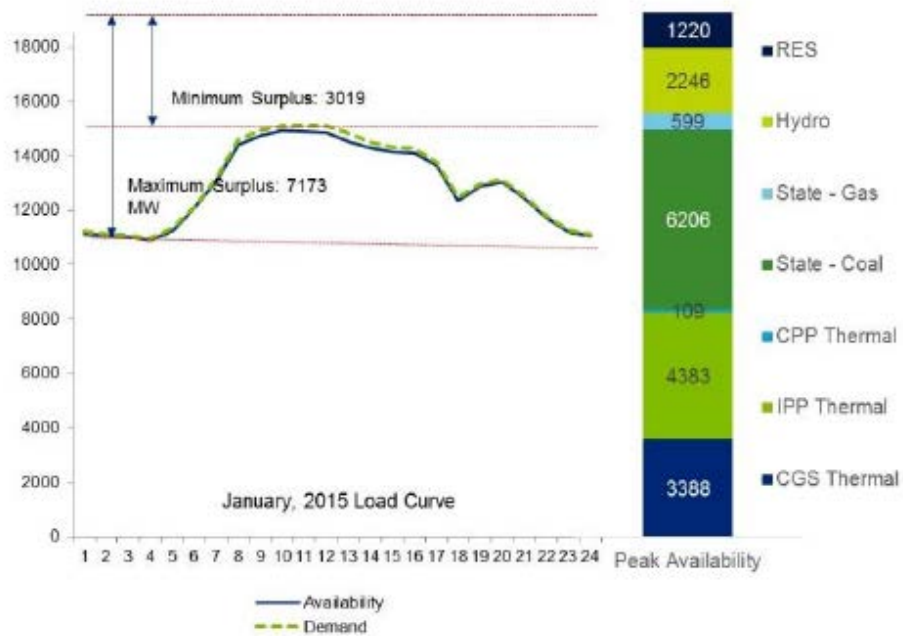
source: Western Regional Load Dispatch Center (Appendix 4-18)

Figure 4.1.6-4 Hourly Demand Curve on Peak Day (19.10.2015 AT 15:00 HRS)



source: Western Regional Load Dispatch Center

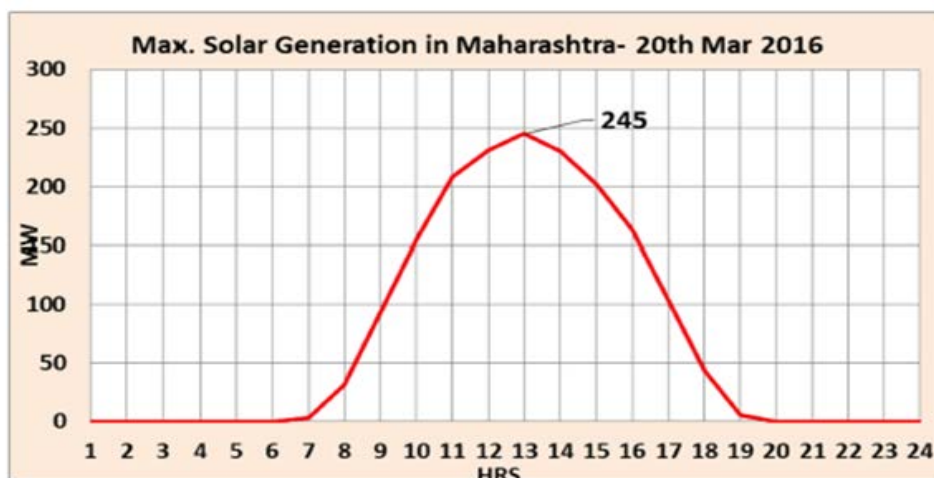
Figure 4.1.6-5 Seasonal Demand Load Pattern



source: Power for All Maharashtra, MOP, Feb., 2016 (Appendix 4-16)

Figure 4.1.6-6 MSEDCL Typical Load Curve Vs. Full Generation Availability (FY2015)

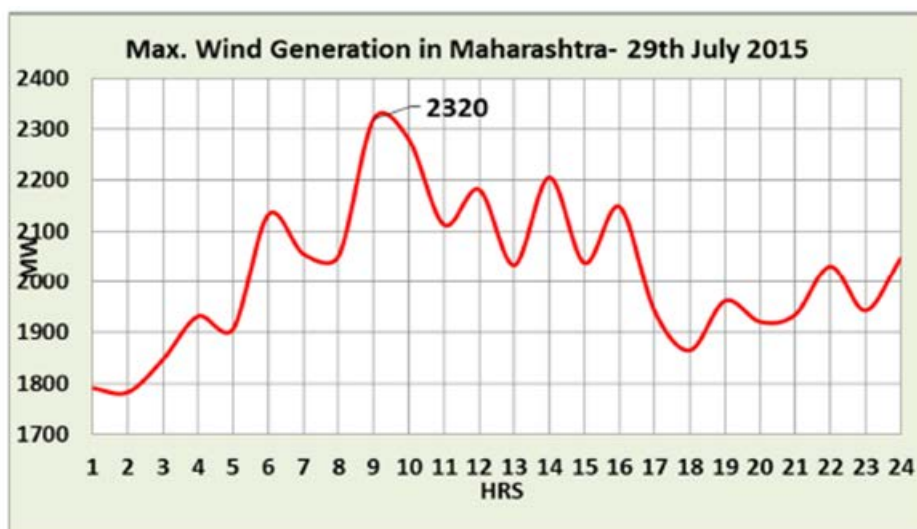
太陽光発電の最大出力は、2016年3月20日で245MWとなっている。時間帯別のロードカーブは以下のとおり。



source: Western Regional Load Dispatch Center (Appendix 4-18)

Figure 4.1.6-7 Solar Generation Pattern

風力発電の最大出力は、2015年7月29日で2,320MWとなっている。時間帯別のロードカーブは以下のとおり。

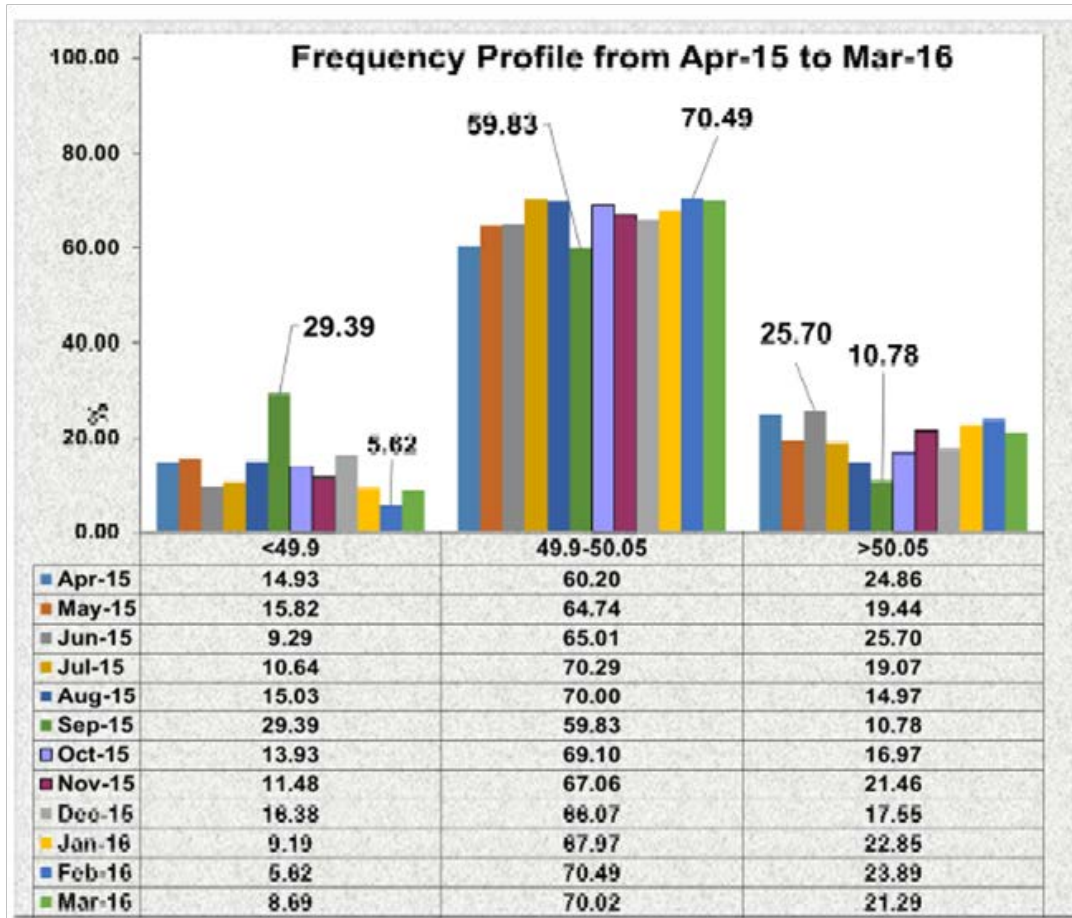


source: Western Regional Load Dispatch Center (Appendix 4-18)

Figure 4.1.6-8 Wind Generation Pattern

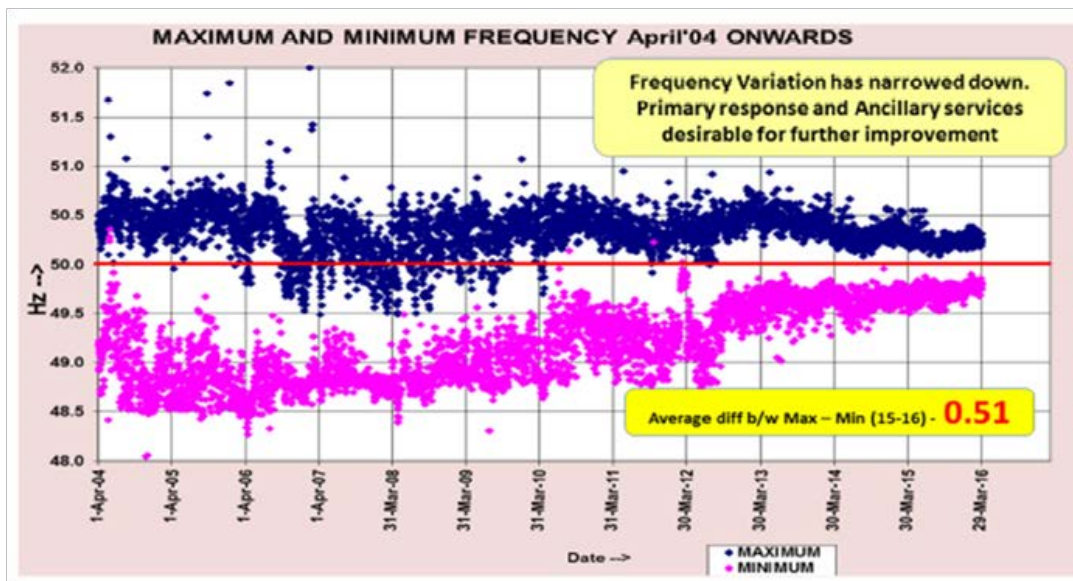
(2) 西部地域の周波数

西部地域の2015-16年の周波数をみると、IEGC基準値49.5Hz-50.5Hz内にあるのは60-70%にとどまっている。周波数の最大値50.55Hzは、2015年4月25日の11時47分に発生した地震によるものである（需要低下は主にUP, Delhi, Bihar, West Bengalにおいて発生）。最小値49.5Hzは2015年4月7日午後9時4分に発生している。周波数障害は年々、低下している。



source: Western Regional Load Dispatch Center, 2015-16 Annual Reeport, (Appendix 4-18)

Figure 4.1.6-9 frequency profile 2015-16



source: Western Regional Load Dispatch Center, 2015-16 Annual Reeport, (Appendix 4-18)

Figure 4.1.6-10 Max. Vs Min. Frequency since Apr. 2004

(3) 年負荷率

Maharashtra 州の年負荷率は、2011-12 年から低下していたが、2015-16 年には再び、増加している。

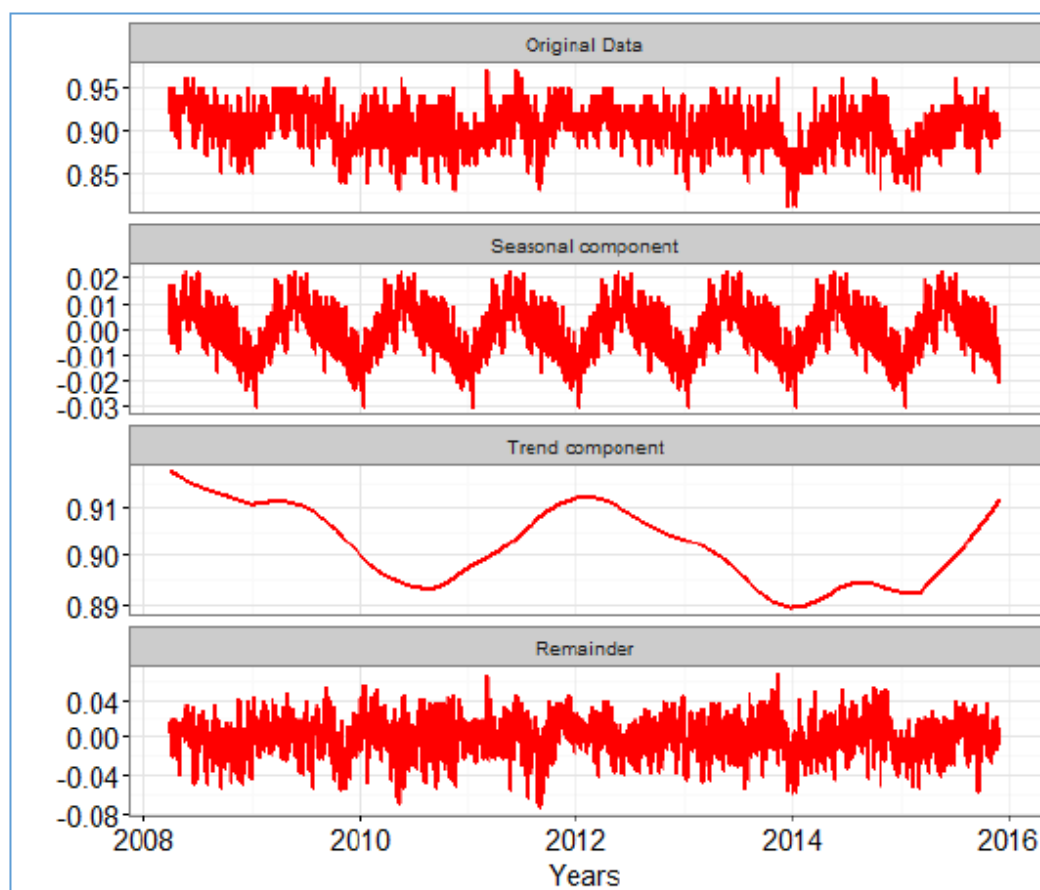
1. Average Load Factor (%)

Average Daily Load Factor from 2008-2015(Till Nov.)	90
Average Monthly Load Factor from 2008-2015(Till Nov.)	82
Average Annual Load Factor from 2008-2015(Till Nov.)	75

2. Change in Yearly Load Factor (%) from 2008-2015:

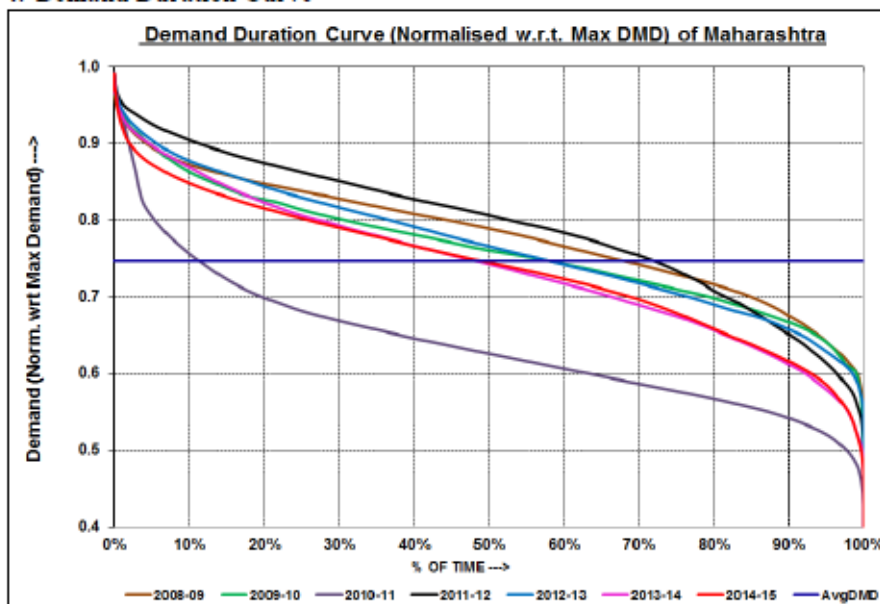
2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16 (Till Nov.)	Inc(↑)/ Dec(↓)	Acc(↑)/ Dec(↓)
78	76	64	79	77	73	74	79	↓	↑

3. Seasonal Decomposition of Load Factor Trend

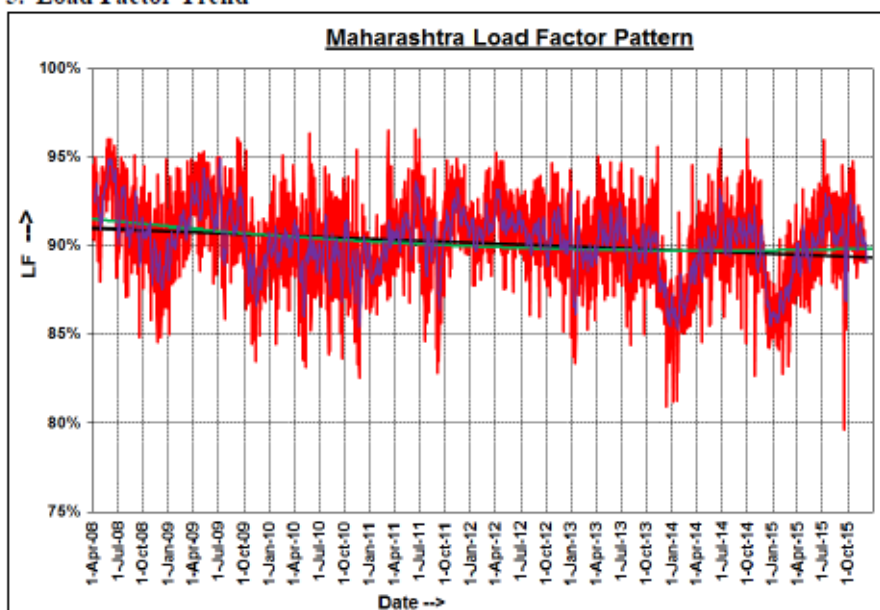


西部地域の年間負荷率は減少傾向にある。例えば、2008-09 年に 81%であったが、2014-15 年には 79%となっている。また、日負荷の変動は年間を通して約 8-10%となっている。西部地域では産業用と農事用の需要が大きい。

4. Demand Duration Curve



5. Load Factor Trend



6. Highest/Lowest Load Factor Occurrence

Month/ Period of highest Load Factor	March-April
Month / Period of lowest Load Factor	Sept-October

source : POSOCO Electricity Load Factor in Indian Power System (Appendix 4-7)

Figure 4.1.6-11 Load factor data in Maharashtra

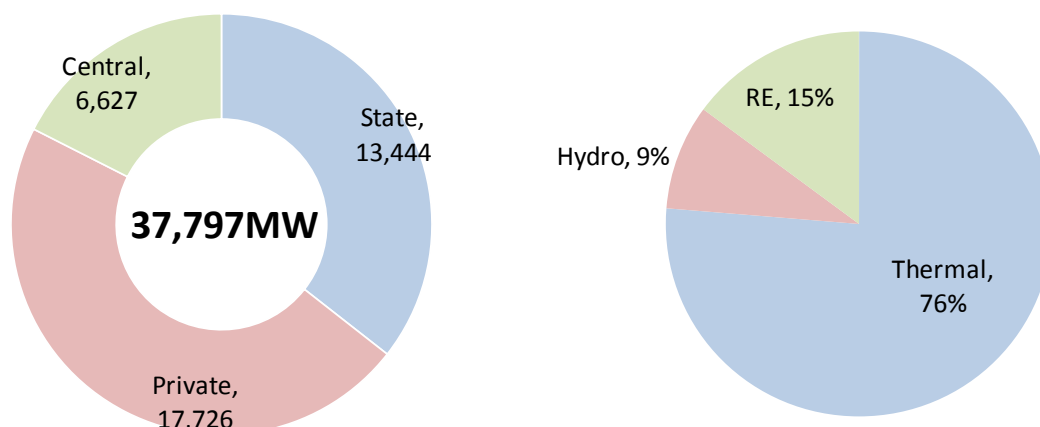
2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16 (Till Nov.)	Inc(↑)/ Dec(↓)	Acc(↑)/ Dec(↓)
81	79	74	81	82	79	79	80	↑	↑

Figure 4.1.6-12 Change in Yearly Load Factor (%) for Western Region from 2008-2015

4.1.7 発電

(1) 発電能力

電力需要の増加に対応するため、MSPGCL は発電能力を 2019 年までに 3,480 MW 増強する。また、既存発電所の R&M を進め、稼働率を向上させる。2015-19 年に総額 47,162 Crores を投資することとしており、2019 年までのプロジェクトのファイナンスについては承認を受け、MSPGCL は今後順次、プロジェクトを進めていく予定である。

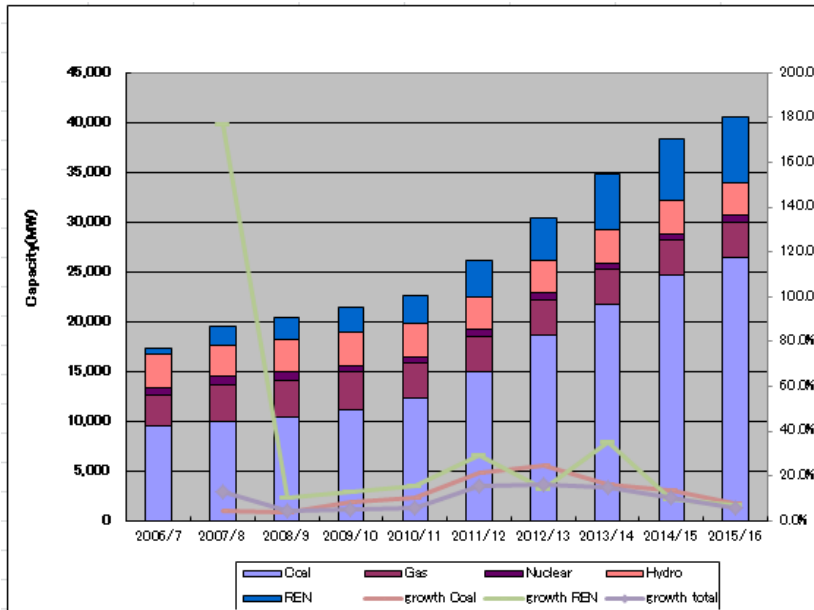


source: Power for All Maharashtra, MOP, Feb., 2016 (Appendix 4-16)

Figure 4.1.7-1 Installed Capacity by Ownership & by Fuel in 2015

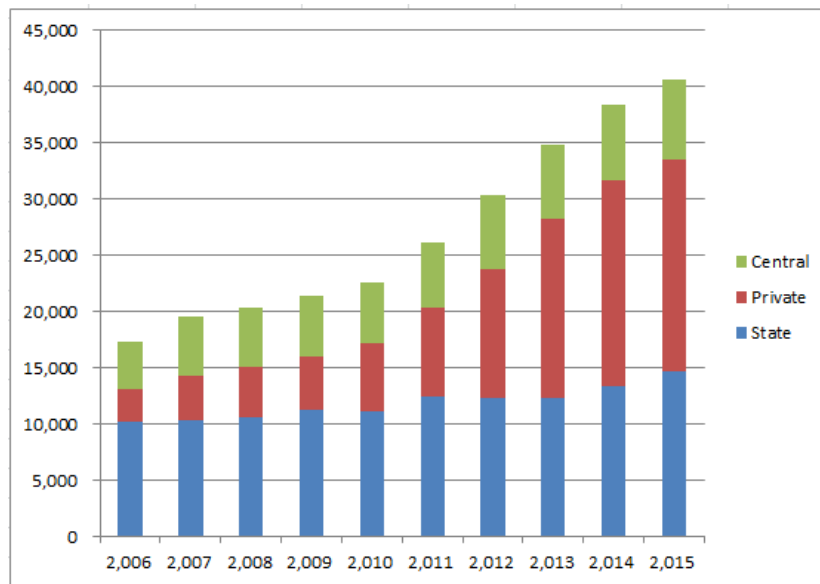
Maharashtra 州の発電能力をみると、石炭火力が 75%を占め、年率 10%で増加している。水力は 8%を占めているが、発電能力は近年、増加していない。再生可能エネルギーは過去、10-40%で増加していたが現在では 8%にとどまり、全体の 16%を占めている。

州保有分が全発電能力の 36%を占め、中央政府が 17%、民間事業者が 46%となっている。発電能力の伸びでは、民間事業者が最も高くなっている。



source : JICA team, from CEA monthly report

Figure 4.1.7-2 Installed Capacity History by Fuel



source : JICA team, from CEA monthly report

Figure 4.1.7-3 Installed Capacity History by Ownership

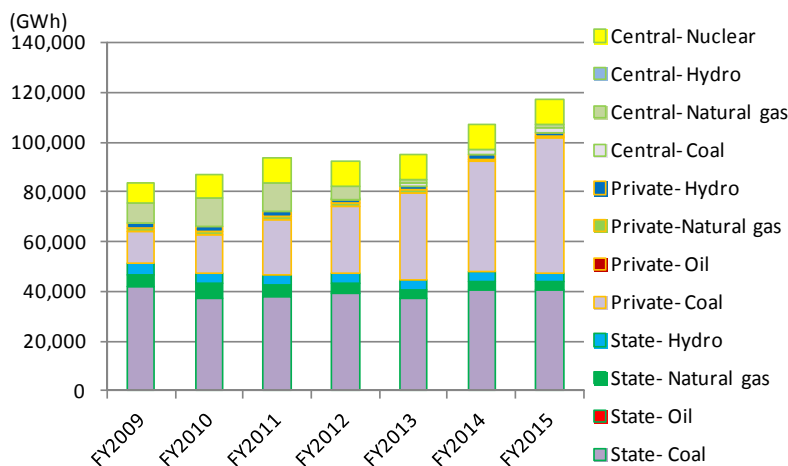
州と民間事業者が保有する発電所は以下のとおり（中央政府からの割り当て分は除く）。
(Appendix 4-18)

MAHARASHTRA					
TYPE	STATION	INSTALLED CAPACITY		EFFECTIVE CAPACITY	
		UNITS	TOTAL (MW)	UNITS	TOTAL (MW)
HYDRO	KOYNA I & II	4x(65+5)+4x(75+5)	600	4x(65+5)+4x(75+5)	600
	KOYNA III	4x80	320	4x80	320
	KOYNA DPH	2x20	40	2x18	36
	KOYNA IV	4x250	1000	4x250	1000
	KHOPOLI	3x24	72	3x24	72
	BHIVPURI	3x24+2x1.5	75	3x24+2x1.5	75
	BHIRA	6x25	150	6x25	150
	BHIRA PSS	1x150	150	1x150	150
	VAITHARNA	1x60	60	1x60	60
	TILLARI	1x66	66	1x66	66
	BHIRA T/R	2x40	80	2x40	80
	GOM HYDRO		38		38
	DADSON	1x44	44	1x44	44
GHATGHAR	2x125	250	2x125	250	
TOTAL HYDRO			2945		2941
Coal	CHANDRAPUR	4x210+3x500	2340	4x210+3x500	2340
	CHANDRAPUR Extension	1x500	500	1x500	500
	TROMBAY	2x500+1x250	1250	2x500+1x250	1250
	KORADI	1x200+2x210	620	1x200+2x210	620
	KORADI	2x660	1320	2x660	1320
	NASIK	3x210	630	3x210	630
	KHAPERKHEDA	4x210+1x500	1340	4x210 +1x500	1340
	PARLI	2x0+3x210+2x250	1130	0	1130
	BHUSAWAL	2x210+ 2x500	1420	2x210+ 2x500	1420
	REL DAHANU	2x250	500	2x250	500
	PARAS	2x250	500	2x250	500
	JSW Ratnagiri(Jaigad)	4x300	1200	4x300	1200
	Mihan TPP(Abhijit)	4x61.5	246	4x62.5	246
	Wardha Warora Power Co Ltd.	4x135	540	4x135	540
	Vidharbha Industry, Butibori	2x300	600	2x300	600
	APML,Tiroda-Ph-I(400 kV)	3x660	1980	3x660	1980
	APML,Tiroda-Ph-II(765 kV)	2x660	1320	2x660	1320
	IEPL (Ideal Energy Power Ltd, Belapur)	1x270	270	1x270	270
	IBL (India Bulls Limited, Amravati) Ratan India	5x270	1350	5x270	1350

	EMCO	2x300	600	2x300	600
	Indrajeet	1x77	77	1x77	77
	Indorama	1x49	49	1x49	49
	Finolex, Ratnagiri	1x43	43	1x43	43
	JSW Boisar, Vashi Circle	1x37.6	37.6	1x37.6	37.6
	Uttam Galwa	1x60	60	1x60	60
	Gupta Energy ltd	2x60	120	2x60	120
	Topworth Urja	1x30	30	1x30	30
	Ultratech Cement ltd.	1x46	46	1x46	46
	Vayunandana Power ltd	1x10	10	1x10	10
	Dhariwal-I& II (STU)	1x300	300	1x300	300
	ISMT Ltd	40	40	40	40
	Suryalakshmi Cotton & Mills Ltd	25	25	25	25
	Grace Industries Ltd	33	33	33	33
	Prithvi Ferro Alloys Pvt. Ltd	18	18	18	18
	RCF, , Pen circle	30	30	30	30
	BILT Power, Baramati @ circle	5	5	5	5
	Reliance Patalganga	20	20	20	20
	Sunflag , Bhandara Circle	15	15	15	15
	BILT Power, Chandrapur circle	10	10	10	10
	Gopani Chandrapur circle	12	12	12	12
	ONGC, Vashi circle	59.6	59.6	59.6	59.6
	IG Petro, Vashi circle	4.2	4.2	4.2	4.2
	Technocraft Industries, Kalyan Circle	5	5	5	5
	Ratan India Pvt Ltd.(Sinner)	1x270	270	1x270	270
	RPL URJA YEOTMAL		10		10
	Siddhabali Ispat, Chandrapur Circle		20		20
	TOTAL COAL		21005.4		21005.4
	TROMBAY-7A & 7B	120+60	180	120+60	180
	URAN (G)	4x108	432	4x108	432
	URAN-DPH	2x120	240	2x120	240
	RATNAGIRI PHASE - I	2x205+1x230	640	2x205+1x230	640
	RATNAGIRI PHASE -II	2x213 + 237.54	663.54	2x213 + 237.54	663.54
	RATNAGIRI PHASE- III	2x213 + 237.55	663.54	2x213 + 237.55	663.54
	TOTAL GAS		2819		2819
Diesel	Diesel		0		0
WIND+RES	WIND+RES		6820		6820
MAHARASHTRA	HYDRO		2945		2941
	COAL		21005.4		21005.4
	GAS		2819.08		2819.08
	WIND+RES		6820		6820
GRAND TOTAL (MAHARASHTRA)			33589		33585

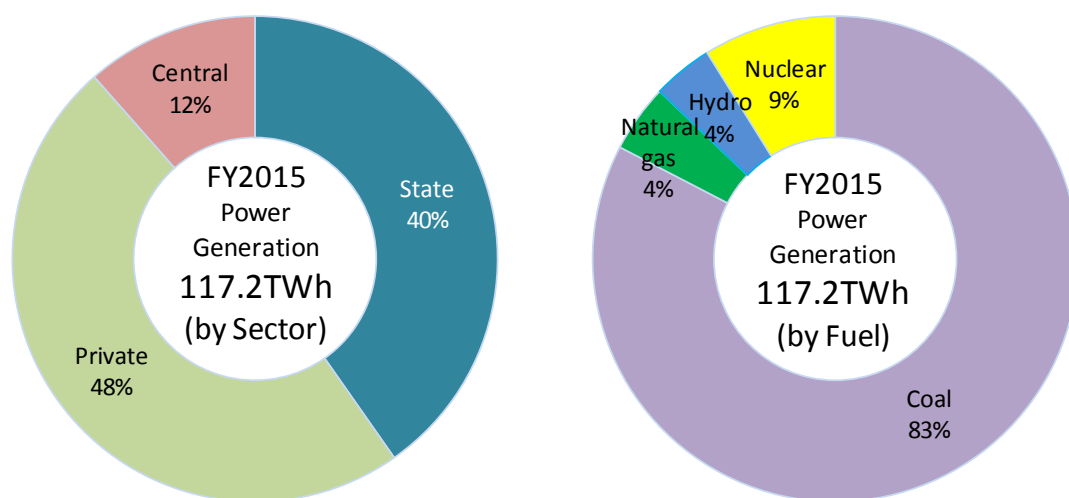
(2) 発電量

発電量をみると、石炭火力が圧倒的に多く、水力発電は少ない。中央政府による原子力発電もある。発電量の多くを民間事業者の発電に依存する構造となっている。



source : CEA Monthly Report

Figure 4.1.7-4 Generation



source: CEA Monthly Report

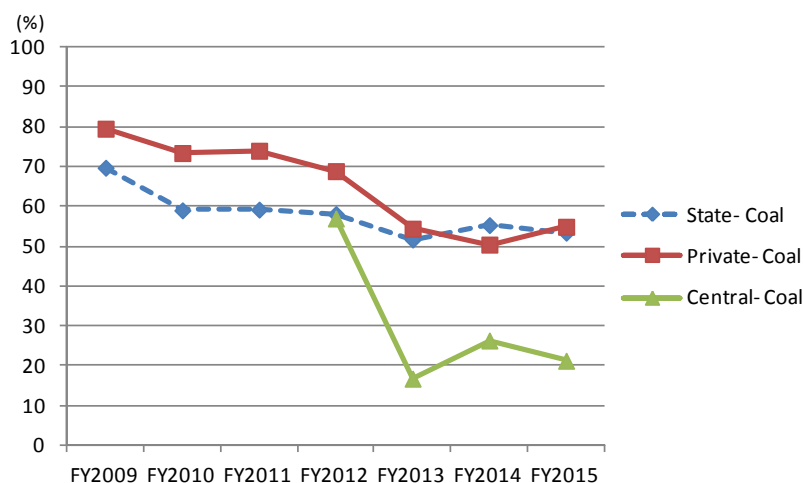
Figure 4.1.7-5 Generation by Ownership & by Fuel

(3) 発電所の稼働率

州の火力発電所の稼働率は 50-60%で近年低下しており、中央政府のものはさらに低い稼働率となっている。州は低品質の石炭やガスの供給不足から発電能力を最大限に活かすことができず、停電せざるを得なくなっている。7つの発電所すべてが石炭不足によって 2-19%のロスが生じており、またガス火力はガス不足により 28%のロスが生じている。

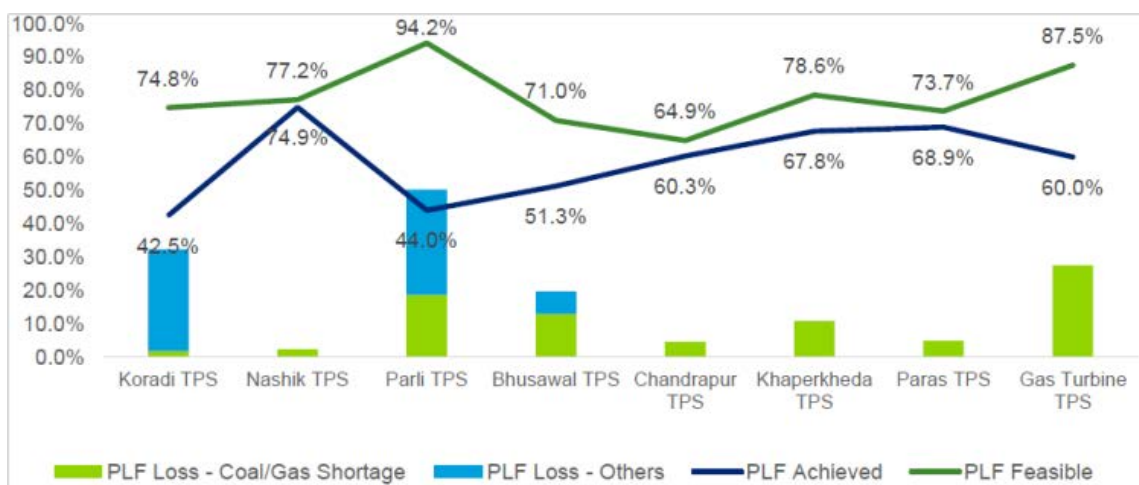
CEA によると、2015-16 年まで新規のガス火力発電所はない。

RGPP (Ratnagiri Gas And Power Pvt. Ltd.) は 2013 年以降、ガス発電所 1,697MW の運転を停止している。しかしながら、RGPP は配電会社に対しキャパシティー・チャージを要求しており、これが支払われると配電会社の債務は年 1,900 Crores 悪化する。



source : CEA Plant load factor of Coal-fired power

Figure 4.1.7-6 Plant load factor of Coal-fired power



source : Maharashtra, Power for All (Appendix 4-16)

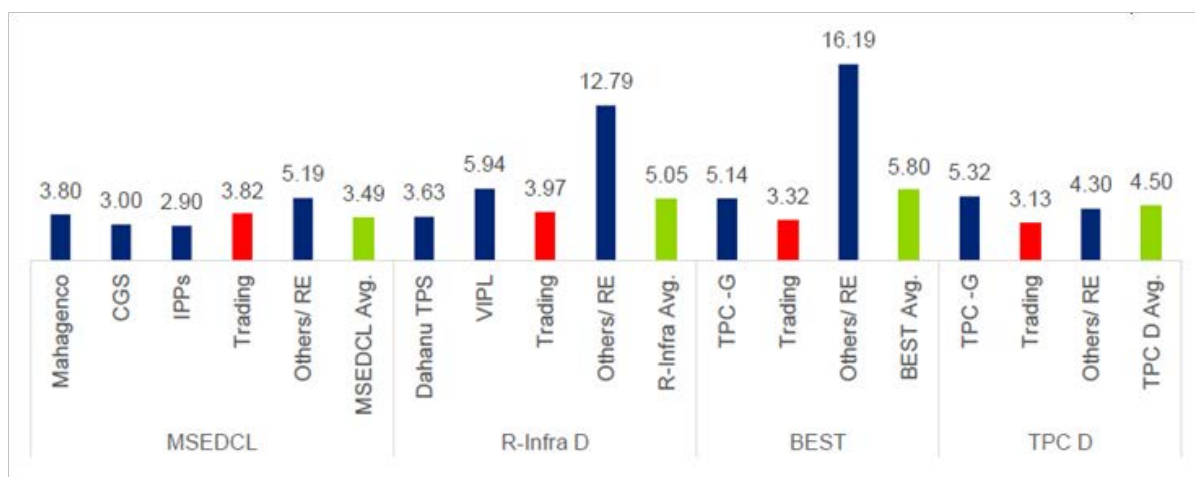
Figure 4.1.7-7 PLF Achieved & PLF Loss Due to Various Reasons – FY2015

(4) 発電コスト

配電会社の 2015 年の発電コストは以下のとおり。MSEDCL は電力の 98% を長期 PPA に依存する一方、短期市場調達が少ない。コストは 3-4 INR/U と民間事業者よりも高くなっている。長期 PPA コスト (LT コスト) は短期市場調達コスト (ST コスト) よりも安くなっている。

R-Infra, BEST, TPC D に関しては、長期 PPA コストは短期市場価格よりも高くなっている。民間事業者は供給安定化のため長期 PPA に依存しているものの、高い LT コストを補うため短期市場からの調達も求められている。州は各配電会社に短期市場からの調達を促している。

配電各社の予測では、調達コストは今後5年間平均で、4.5 INR/U と見込んでいる。¹²



source : Maharashtra, Power for All (Appendix 4-16)

Figure 4.1.7-8 Purchase Cost (INR/ U) for Distribution Licensees (FY2015)



source : Maharashtra, Power for All (Appendix 4-16)

Figure 4.1.7-9 LT vs. ST Energy Mix (%) of Distribution Licensees

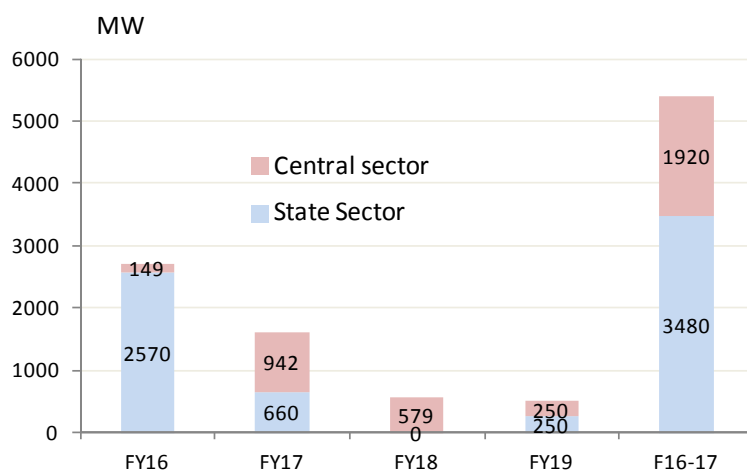
(5) 発電所の開発計画

需要増加と PFA (Power for All) の目的を達成するため、MSPGCL は2019年末までに 3,840 MW を新規に開発する予定である。中央政府からの割当は2015年の 4,356 MW から2019年には 6,423 MW へと拡大する。¹³

今後、運転開始する州の火力発電所と中央政府のプロジェクトは下表のとおり。

¹² From Maharashtra Power for All, Feb., 2016 (Appendix 4-16)

¹³ These estimate from Maharashtra Power for All was made at the timing of March, 2015 though published at Feb.,2016.



source : Power for All Maharashtra, MOP, Feb., 2016 (Appendix 4-16)

Figure 4.1.7-10 Planned Generation Capacity Addition FY16-19

Table 4.1.7-1 Proposed New Thermal Projects by MSPGCL

Name of Plant	Capacity (MW)	CoD	Status
Bhusawal Unit 6	660	FY20	<ul style="list-style-type: none"> Land, Water, Environment Clearance, AAI clearance and PPA are available. EPC contract is in the process of being awarded. Tender scrutinized, price bid opened and proposal put up for approval. Project has been approved by GoM in 2010. Fuel Linkage is proposed from Mahajanwadi Coal block subject to 100% allocation to Mahagenco.
Paras Unit 5*	660	FY19	<ul style="list-style-type: none"> Land, water, Fuel and PPA are in place. The allocated coal block of Mahajanwadi Nagpur is under preliminary stages of development. GoM approval is yet to be obtained. Process for EPC appointment not yet started.
Nashik Unit 6*	660	FY20	<ul style="list-style-type: none"> Land, water, Fuel and PPA are in place. The allocated coal block of Mahajanwadi Nagpur is under preliminary stages of development. MOEF and AAI clearance are under process. Approved by GoM in 2011. Process for EPC appointment not yet started.
Dondaicha (5 X 660 MW)*	3,300	FY23	<ul style="list-style-type: none"> MoU for JV with NTPC under approval of GoM. Water and PPA are in place. Land acquisition is under process. MoEF clearance is in process. Fuel linkage/ coal block allocation yet to be achieved.

* These projects are yet to be decided for final go ahead, considering the CEA/MoP guidelines
 In addition to the above, MSPGCL also plans to set up a 1,220 MW Gas based Combined Cycle Power Plant at Uran.

source : Power for All Maharashtra, MOP, Feb., 2016 (Appendix 4-16)

Table 4.1.7-2 Planned Generation Capacity addition

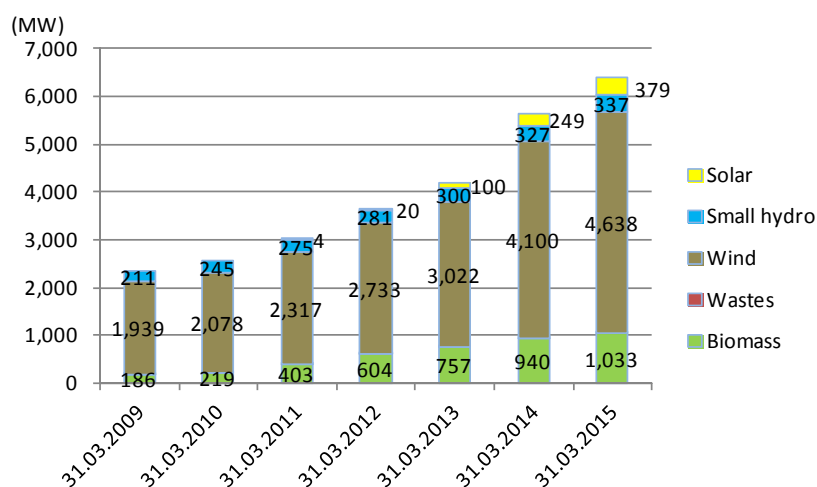
Particulars	Additional Capacity allocation during the year				Total Capacity addition Till FY19
	FY16	FY17	FY18	FY19	
State Sector					
Chandrapur Project U-8	500				500
Chandrapur Project U-9	500				500
Koradi Project U-8	660				660
Koradi Project U-9	660				660
Koradi Project U-10		660			660
Parli Replacement U-8	250				250
Paras U-5				250	250
Sub- total – State sector	2,570	660	0	250	3,480
Central Sector (Allocation to Maharashtra)					
North Karanpura, Jharkhand (660 MW)			33	67	100
NTPC Vindhyanchal V (500 MW)	149				149
Subansiri Hydro Arunachal Pradesh (2000 MW)				183	183
Mauda II Unit 1 &2 (2 x 660 MW)		500			500
NTPC Lara (3 x 800 MW)		114	259		373
NTPC Gadawara Stage I			232		232
NEEPCO Kameng			55		55
NTPC Sholapur		328			328
Sub- total – Central sector	149	942	579	250	1,920

source : Power for All Maharashtra, MOP, Feb., 2016 (Appendix 4-16)

(6) 再生可能エネルギー

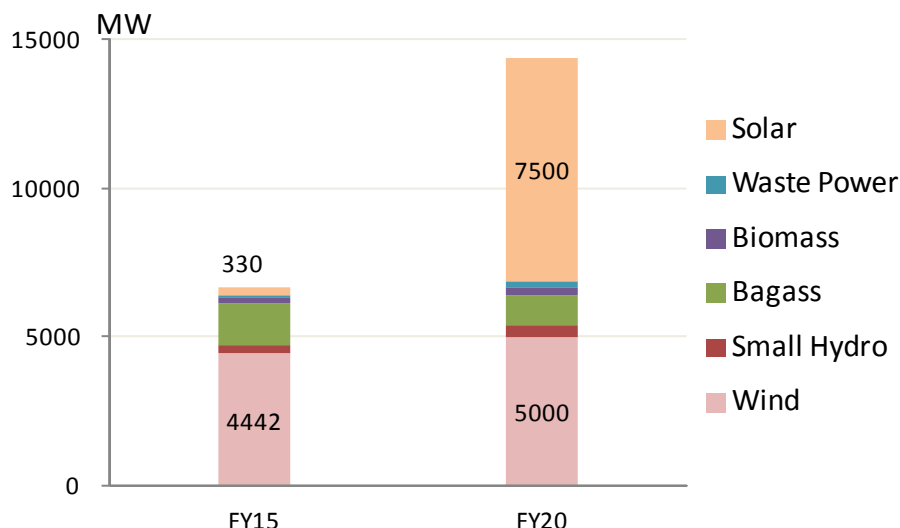
1) 発電能力

Maharashtra 州は 2016 年 7 月、再生可能エネルギーについて新しい方針を発表した。それによると、今後 5 年間で再生可能エネルギー導入量を 14,400 MW まで拡大する。



source : CEA Monthly Report

Figure 4.1.7-11 Renewable generation capacity in Maharashtra



source : Power for All Maharashtra, MOP, Feb., 2016 (Appendix 4-16)

Figure 4.1.7-12 RE Capacity Addition from FY2015 to FY2019

2) 再生可能エネルギー調達義務制度 (RPO)

Table 4.1.7-3 RPO (2015)

Year	Captive	Open Access	Solar	Non Solar
2015	Y	Y	0.5%	8.5%

source : Indian Renewable Energy & Energy Efficiency Database (IREEDD)¹⁴

MSERC の 2016 年以降の RPO は以下のとおり。

Table 4.1.7-4 RPO (2016)¹⁵

Year	Quantum of purchase (in %) from Renewable Energy sources (in terms of energy equivalent in kWh)		
	Solar	Non-Solar (other RE)	Total
	(a)	(b)	(c)
2016-17	1.00%	10.00%	11.00%
2017-18	2.00%	10.50%	12.50%
2018-19	2.75%	11.00%	13.75%
2019-20	3.50%	11.50%	15.00%

3) 購入価格

MERC は再生可能エネルギーの購入価格について、透明性ある競争入札によって決定している。MERC は RE Tariff regulations 2010 に基づき、基準価格”generic tariff”を Suo-Motu basis

¹⁴ <http://ireeed.gov.in/>

¹⁵ MERC/Tariff/Regulation/2016/01743,

<http://biomasspower.gov.in/document/programme-regulatory/Maharashtra/MERC%20RPO-REC%20RPO%20Regulations%202016.pdf>

で決定する。2014-15年（以降改定まで）の対象となる再生可能エネルギーと価格は以下のとおり。

- (a) Wind Power Projects;
- (b) Small Hydro Projects, Mini and Micro Hydro Projects;
- (c) Biomass Power Projects;
- (d) Qualifying and Non-Qualifying Non-fossil fuel-based co-generation Plants;
- (e) Solar Photo Voltaic (PV) Projects,
- (f) Solar Rooftop PV and other small Solar Power Projects.

Table 4.1.7-5 Feed-in Tariff

year	Technology	Category	Tariff Without Accelerated Depreciation	Tariff With Accelerated Depreciation
2015	Bagasse/Biomass	Fixed Cost	2.46	
		Variable Cost	3.81	
		Tariff	6.27	5.99
2015	Non-Fossil Fuel Based Cogeneration	Tariff	2.33	5.99
2015	Small Hydro Power	5-25MW	4.33	3.76
		500kW and below	6.06	5.44
		Above 500kW and upto and including 1 MW	5.56	4.94
		Above 1MW and upto and including 5 MW	5.06	4.44
2015	Small Solar	Small Solar	8.45	7.29
2015	Solar PV	Solar PV	7.95	6.79
2015	Wind	WPD 200-250	5.7	5.33
		WPD 250-300	5.01	4.69
		WPD 300-400	4.18	3.91
		WPD >400	3.92	3.67

source : Indian Renewable Energy & Energy Efficiency Database¹⁶

(7) 変動電源対策

変動電源対策として、これまではガス火力と水力により対処してきた。しかし、天然ガスの供給不足によって、調整の大部分を水力に頼らざるを得ない状況になっている。州では今後5年間に、再生可能エネルギー導入量を14,400 MW（風力：5,000 MW、太陽光：7,500 MWなど）にまで拡大する計画である。これが実現した場合、どのようにシステムを安定化させるかについて、州は明確な方針を持っていない。

1) 揚水発電に対するスタンス

州は揚水発電として、Ghatghar (125MW×2)を運転している。州水資源省は、揚水を含む水力発電の開発を進めている。このほか揚水発電として Warasgaon の DPR を進めている。

¹⁶ <http://ireeed.gov.in/>

水資源省は揚水プロジェクトをさらに進めたい意向であるが、MSPGCL は導入に消極的である。これは、揚水発電は火力発電よりも発電コストが高いことから、電力省は揚水発電について不要との立場をとっている（参考：Ghatghar PSP:7 INR/kWh, thermal: 2 INR/kWh)¹⁷。

MSETCL は供給コストの観点から、揚水ではなく火力発電を進めていく方針である。水資源省と SLDC は、州政府と MSPGCL は再生可能エネルギーの大量導入や顕著な需要増加に対する揚水発電の必要性を認識していないと指摘している。

Table 4.1.7-6 Current Status of PSPs in Maharashtra

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

2) Ghatghar 揚水発電所 (Appendix 4-17)

i) 発電所の概要

Unit 1 (125MW) 運転開始：2008年4月8日

Unit 2 (125MW) 運転開始：2008年6月21日

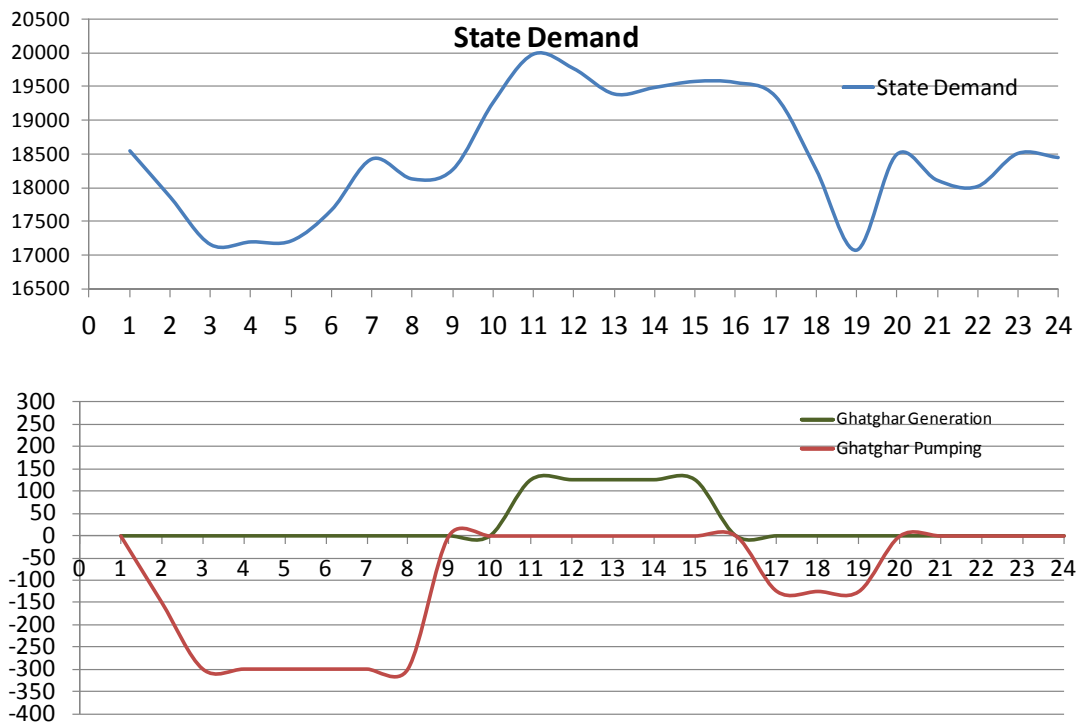
- a) Capacity : 2 units (250 MW) Reversible Francis Turbine Pumps & Generator
- b) Rated Head : 410 m (Generation Mode) & 430 m (Pumping Mode)
- c) Rated Discharge 37.40 m³/sec
- d) Max yearly generation possible : 469.5 Mus (Running 2x125MW , Daily 6 hrs for 313 days for year)
- e) Max yearly energy required for pumping : 645.372 Mus.(Running 2 x 150MW Daily 7 hrs for 313 days for year)
- f) Power House Type : Under Ground
- g) Black start facility : 2 x 1250 KVA, 11 KV Diesel Generating sets.
- h) Generator speed:- 500 R.P.M.

ii) 通常運転

- a) 発電時の状況
 - Morning peak hours and Evening peak hours (2 x 125 MW) or whenever required
 - To reduce over drawl from central grid at low frequency.
 - Units are available within 15 min from giving instruction
 - Once taken as generator unit is operated for minimum 1 hour.

¹⁷ Interview with GOMWRD, 2016/6/15

- Injection supporting to Nasik and Padghe Bus.
- b) 揚水時の状況
- Generally during night off peak hours or between reduction of day demand and before evening peak
 - The pumping demand is 2x150 MW
 - Pumping operation to reduce under drawl from Central grid at high frequency.
 - Pumping/generation mode is also taken for controlling network loading in adjacent area.
 - Once taken as Pump unit is operated for minimum 1 hour



source : MAHATRANSCO

Figure 4.1.7-13 Ghatghar Pumped Storage Operation Pattern

Table 4.1.7-7 Generation & Pumping Date for FY2015-16

Date	GENERATION				PUMPING			
	UNIT-1		UNIT-2		UNIT-1		UNIT-2	
	Gen.	Generation Service Hrs	Gen.	Gen. Service Hrs	Pumping Consumption	Pumping Service Hrs	Pumping Consumption	Pumping Service Hrs
	ABT Meter		ABT Meter		ABT Meter		ABT Meter	
Mus.	Mus.	Mus.	Mus.	Mus.	Mus.	Mus.	Mus.	
Apr-15	13.048	103:10	9.222	69:58	15.247	102:55	14.578	102:00:00
May-15	11.524	93:10	9.290	75:38	7.026	45:25	18.852	124:10:00
Jun-15	13.001	105:30	9.827	80:20	13.947	91:14	17.816	117:58:00
Jul-15	11.320	91:40	10.612	86:35	11.386	74:15	22.497	148:25
Aug-15	17.389	142:05	10.131	81:50	17.53	115:00	20.914	138:45
Sep-15	15.156	122:50	12.625	103:00	15.873	103:30	20.668	133:45
Oct-15	10.845	87:45	10.211	83:23	16.138	104:33	12.54	82:15
Nov-15	20.015	162:10	18.202	148:30	25.665	168:20	23.846	159:45
Dec-15	18.161	150:27	18.824	153:17	27.539	181:10	20.996	139:30
Jan-16	17.352	141:20	11.736	96:02	21.805	142:32	17.995	119:45
Feb-16	8.713	70:50	6.041	49:20	11.475	74:30	6.523	42:10
Mar-16	3.432	27:58	9.336	76:21	5.625	36:10	12.633	81:47

source : MAHATRANSCO

4.1.8 送電

(1) 送電ネットワーク

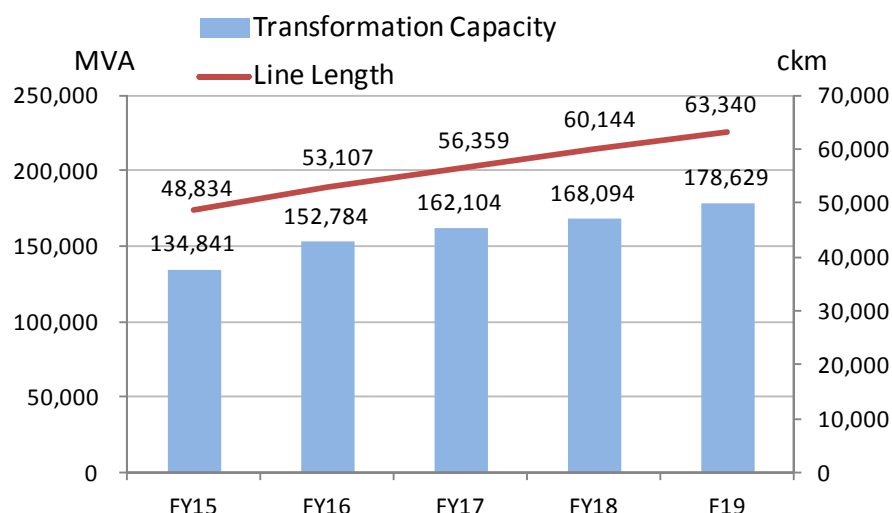
州内送電ネットワークは、MSETCL と認可を受けた 6 つの民間事業者によって運営されている。現在、MSTECL は 608 か所の EHV 変電所を所有し、EHV の変換能力は 103,603 MVA、長さは 45,513 ckt kms で、765 kV の長さは約 360 ckt kms となっている。他の事業者は 30 カ所の EHV 変電所を保有し、変換能力は 14,847 MVA となっている。

現在進められている送電ネットワークの拡張・増強工事は、将来の需要増加に対応したものであり、信頼性の向上に資するものになっている。

Table 4.1.8-1 Current Infrastructure As on March 2015

Voltage level	EHV Substation	Transformation Capacity (MVA)	EHV Lines (CKT KM.)
500KV HVDC	2	3582	1504
400KV	27	22080	7891
220KV	198	47083	14737
132KV	295	25979	14104
110KV	34	2749	1738
100KV	37	2710	698
66KV	34	1144	3270
TOTAL	627	105527	43942

source : MAHATRANSCO



sources : Power for All Maharashtra, MOP, Feb., 2016 (Appendix 4-16)

Figure 4.1.8-1 Augmentation of Intra Transmisson FY15-FY19

(2) 送電ロス

MSETCL の HVAC システム利用率は 99.68% 超と MERC の基準値 98% を上回っている。また HVDC の利用率は 97.10% 超と MERC の基準値 95% を上回っている。送電ロスは 3.98% と他の送電事業者と同水準になっている。

4.1.9 配電

州の配電事業者である MSEDCL は 24 時間供給を実現するため、2016-19 年にかけて、28,394 Crores を投資し、さらに 2019 年以降も 9,691 Crores を投資する予定である。これに伴う資金は、DDUGJY や IPDS プログラムによる株式や補助金(6,899 Crores)、外部からの借入によって賄うこととしている。

(1) 地方電化

配電会社のインフラ整備などによって、2019 年末までにすべての需要家への 24 時間供給を実現できる見込みである。

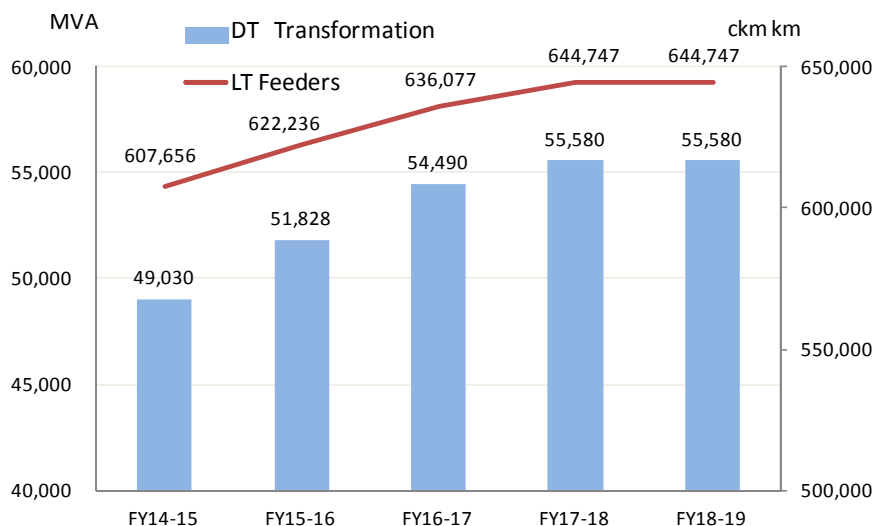
1) Village Electrification (Nos.)

Total inhabited villages	40956
Balance Un-electrified Villages as on 31.05.2016	0

2) Household Electrification (Nos. in Lalhs)

Tatal Rural Households	130.16
Balance Un-electrified as on 21.05.2016	18.73

source : Ministry of Power

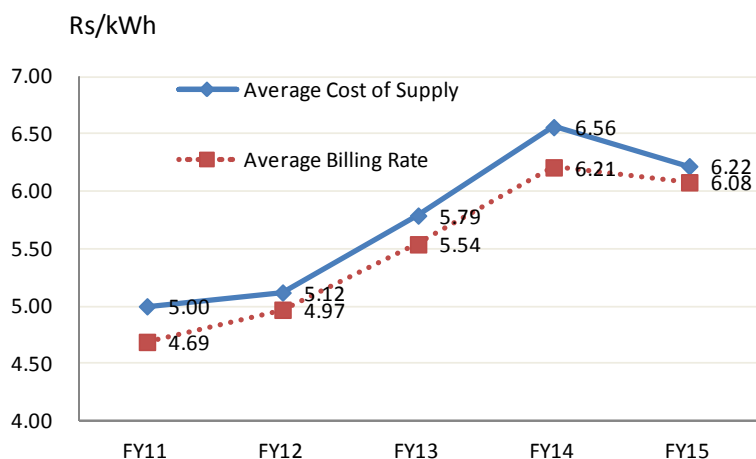


sources : Power for All Maharashtra, MOP, Feb., 2016 (Appendix 4-16)

Figure 4.1.9-1 Augmentation of Distribution System for MSEDCL

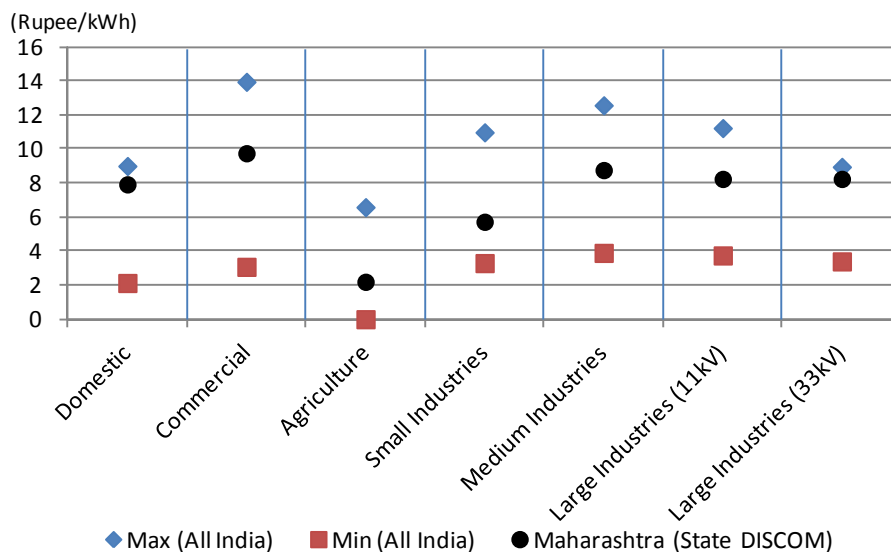
(2) 電気料金

供給コスト(ACS) と請求レート(ABR)との間に差が生じており、MSEDCLの場合、ACS と ABR の差は 2011 年の 0.31 INR/U から 2015 年には 0.14 INR/U となっている。供給コストに見合う価格の実現が成し得ていない状況である。この結果、MSEDCL の財務状況は悪化し、短期の借入と支払利子への充当を繰り返し、ACS と ABR との差をなかなか埋めることができない状況である。



sources : Power for All Maharashtra, MOP, Feb., 2016 (Appendix 4-16)

Figure 4.1.9-2 ACS & ABR for MSEDCL



source : Electricity Tariff & Duty and Average rates of electricity supply in India, CEA, March 2015

Figure 4.1.9-3 Average electricity prices by sector (comparison)

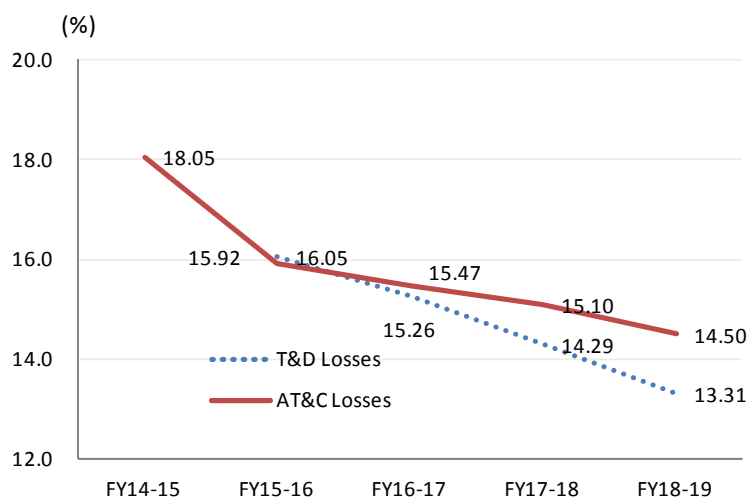
(3) AT & C ロス

MSEDCL の配電ロス、2007 年の 31% から 2015 年 14.51% に大幅に改善している。AT&C ロスは 2014 年の 18% から 2019 年には 14.39% へと向上させる計画である。

Table 4.1.9-1 Distribution Loss in FY 2009-10 to FY 2015-16, as submitted by MSEDCL

FY 2009-10	FY 2010-11	FY 2011-12	FY 2012-13	FY 2013-14	FY 2014-15	FY 2015-16 (Provisional)
20.60%	17.28%	16.03%	14.67%	14%	14.17%	14.51%

source: MYT Order of MSEDCL for the period from FY 2016-17 to FY 2019-20, MERC, Nov., 2016



sources : Power for All Maharashtra, MOP, Feb., 2016 (Appendix 4-16)

Figure 4.1.9-4 AT&C Losses, T&D Losses

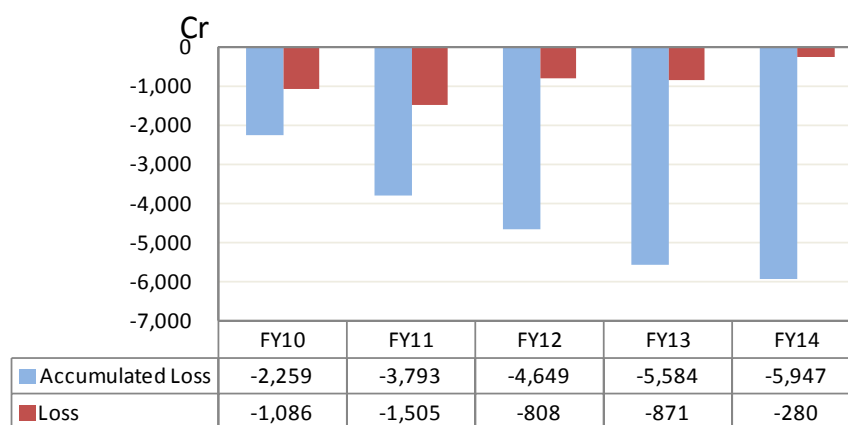
(4) 配電会社の財務状況

1) 財務状況

MERC は Multi Year Tariff を 2011 年に規定し、2015 年に改訂した。2015 年の改定は配電事業者からの要請・意見を一部反映したものになっている。

MSEDCL の財務状況は、2008 年から 2014 年にかけて年平均 14.1% の収益増加や AT&C ロスの低減によって、赤字幅は減少しつつあるものの、2014 年の累積債務は 5,947 Crores に達している。

AT&C ロスは低下しているものの、補助金制度の改善を含む料金の改定は必要である。



sources : Power for All Maharashtra, MOP, Feb., 2016 (Appendix 4-16)

Figure 4.1.9-5 Financial Losses

2) 州の補助金

産業用と家庭用の料金は安く抑えられている。National Tariff Policy のガイドラインでは、補助金とサーチャージは実際のコストの上下 20%以内と定められている。しかし Maharashtra 州では、補助金を受けた料金は 3 分の 1 に抑えられている一方、産業用の需要家は 2 倍近いコストを支払っている。平均的な調達コストが 3-4 INR/U、平均的な供給コスト(ACS) が 5.34 INR/U の状況下で、世帯向け料金が 6 INR/U 以上、産業用向けが平均 8 INR/U 以上となる一方、家庭用と農事用 1.20 INR/U に押さえられていることが論議を呼んでいる。¹⁸

Maharashtra 州の補助金は他州よりも金額が少ないものの、規制当局は内部（相互）補助金（cross subsidy）を少なくするよう要請している。

2016 年 11 月、MERC は 2016-17 年から 2019-20 年の Tariff Order を制定している。それによると、LT 家庭用の需要家は 1.48 INR/U、農事用の需要家は 3.40 INR/U、LT 産業用の需要家は 6.53-7.62 INR/U、HT 産業用の需要家は 8.57 INR/U となっている。幾分の値上げが認められたものの、MSEDCL の申請よりも低く抑えられている。

¹⁸ A Panel discussion “will tariff goes up”, Indian Merchants’ Chamber, Jan., 2016. Note that 1.20 INR/U may indicate variable charge only., <http://www.freepressjournal.in/wp-content/uploads/2016/02/Will-Power-Tariffs-Go-Up.pdf>

Table 4.1.9-2 MSEDCL revised Tariff effective from Nov.2016

Category	No. of Consumers	Average Billing Rate (INR/U)
HT I - Industry (Sub-Total)	13,485	8.57
Total HT Category	20,445	8.68
LT I(A): LT - Residential-BPL Category (0-30 units)	265,058	1.48
LT I(B): LT - Residential	17,398,846	6.43
LT I: LT - Residential (Sub-Total)	17,663,904	6.41
LT II(A): LT - Non-Residential (0-20 kW) (Sub-Total)	1,624,357	10.25
LT II: LT - Non-Residential (Sub-Total)	1,647,597	11.23
LT III: LT - Public Water Works (Sub-Total)	50,411	3.83
LT IV(A): LT - AG Un-metered-Pumpsets (Sub-Total)	1,390,617	3.77
LT IV - LT - Agriculture (Sub-Total)	4,165,332	3.4
LT V(A) - Industry - Powerlooms (Sub-Total)	35,312	6.53
LT V(B) - Industry - General (Sub-Total)	309,400	7.99
LT V - Industry (Sub-Total)	344,712	7.62
LT VI Street Light (Sub-Total)	90,651	5.75
LT VII - Temporary Supply	2,596	12.23
LT X (A) Public Services-Government (Sub-Total)	13,350	8.62
LT X (B) Public Services-Others	66,839	8.95
LT X Public Services	80,189	8.95
Sub-Total LT Category	24,061,679	5.62
MSEDCL Total Revenue	24,082,124	6.43

source: JICA team, from MYT Order of MSEDCL for the period from FY 2016-17 to FY 2019-20, MERC, Nov., 2016

3) UDAY スキームへの参画

配電会社の累積債務は、2014年で総額 6,000 Crores に達している。2016年10月、州は同スキームへ参加することを発表した。参加することによる恩恵は、総額 9,725 Crores に及ぶと報道される。現在の配電会社の累積債務は 8,800 Crores に達している模様である。

(5) 電力取引市場

2016年11月承認された MSEDCL の調達価格を下記に示す。大半の調達は、MERC の規制価格または競争価格で、追加調達の場合は、電力取引市場調達または透明性ある E-Tendering による RTC (round the clock) 調達 (または短時間 spam での調達) とされ、調達量は最低限である。

承認価格は、MSPGCL からは 4 INR/U 以上、中央政府からは 2.6-3 INR/U、その他市場からは 3.0 INR/U 未満となっている。

短期市場の取引価格が現在、3.5 INR/U 未満となっている状況を考慮すると、産業需要家からは、MSEDCL は価格の高い MSPGCL ではなく、短期取引市場やトレーダー、自家発電 (CPPs) などからの調達を増やすべきだと批判している。こうした批判は、産業需要家が内部補助金 (cross subsidy) によって、高い小売料金を押し付けられている (8 INR/U 以上) 実態を受けたものである。産業用需要家は、電力調達は SERC によって定められた MOD (Merit Order Dispatch) に沿った調達にすべきと主張している。

こうした状況は長年続いている。MSEDCL は長期 PPA から調達しなければならず、たとえ MSPGCL から調達しなくても低稼働率の MSPGCL 発電所に対して fixed charge を支払う義務

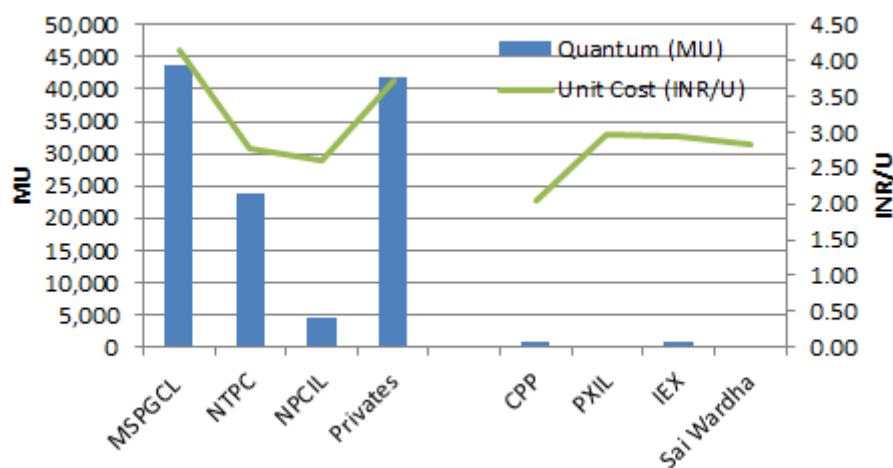
がある。

しかし最近、コスト最適化の視点から MSEDCL は最も効率の良い発電所から調達することを決定し、今後高コスト発電所の停止による fixed cost を負担しないと伝えられている。MSPGCL のいくつかの発電所は閉鎖が検討されている。

Table 4.1.9-3 Power Purchase Expenses for 2015-16 by MSEDCL approved by MERC

Entity	Quantum (MU)	Cost (Crores)	Unit Cost (INR/U)
Long Term			
MSPGCL	43,776	18,132	4.14
NTPC	23,889	6,651	2.78
NPCIL	4,537	1,181	2.60
Privates	41,767	15,582	3.73
Long Term total	113,969	41,546	3.65
Short Term			
CPP	825	168	2.04
PXIL	255	76	2.98
IEX	732	215	2.93
Sai Wardha	291	83	2.83
Short Term total	2,104	541	2.57
Total	116,073	44,034	3.79

source: JICA team, from MYT Order of MSEDCL for the period from FY 2016-17 to FY 2019-20, MERC, Nov., 2016



source: JICA team, from MYT Order of MSEDCL for the period from FY 2016-17 to FY 2019-20, MERC, Nov., 2016

Figure 4.1.9-6 Power Purchase Expenses for 2015-16 by MSEDCL approved by MERC

電力需給の改善により、MERC は将来、電力量の余剰が約 25,000 MU 生まれると予測している。MSEDCL はこうした余剰電力を短・中期の二者間契約や取引市場を通じて、最適かつ効率的な方法で販売することを検討しており、これが実現すると調達コストを下げ、収益を増加させることができる。

4.2.2 経済状況

(1) 一般

Odisha 州にはインドの約 35%の鉱物資源が賦存しており、鉄鉱石、ボーキサイト、ニッケル、石炭の埋蔵が多いことから、鉱物関連産業が盛んである。特にアルミニウムはインドで最大の生産地となっている。一方で、住民の多くが林業関連で生計を立てている。農業関連セクターには労働力の約 60 %が直接・間接的に従事している。

Odisha 州の主要産業

- Iron and steel, and ferroalloy
- Aluminum
- Handloom
- Agro-based industry
- Mining
- IT/ITeS
- Electronics
- Tourism

1) 州内総生産 (GSDP)

Odisha 州の GSDP はインド全体の 2.4 %を占め、国内で 16 番目の経済規模である。Odisha 州は国内でも経済成長率の高い州のひとつである。2014-15 年度の調査によると、Odisha 州の GSDP は 2014-15 年度には 8.78 %の成長が期待されている。同州は農業をベースとする経済構造であったが、近年工業やサービス業の成長が著しい。2013-14 年度の成長率は 1.8 %にとどまったが、これはサイクロンの影響で農業セクターの成長が落ち込んだこと (-9.78 %) や他のセクターも振るわなかったことによるものである。GSDP (要素価格) を Table 4.2.2-1 に示す。

Table 4.2.2-1 Gross State Domestic Product at Factor Cost (Constant Price)

(unit: Lakh INR)

State	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15
GSDP	12,513,105	13,011,301	13,501,017	13,746,828	14,857,608
Increase	---	4.0 %	3.8 %	1.8 %	8.78 %

source: Handbook of Statistics on Indian States, 2016, Reserve Bank of India²⁰

2) 産業構造 (対 GSDP 比)

2015 年は第三次セクターが GSDP (名目値) の 45.28 %を占め、第二次セクターが 27.48 %でそれに続いた。第三次セクターは成長傾向にある一方、第一次セクターは減少傾向となっている。第二次セクターの変動はほとんどない。セクター別 GSDP の割合を Table 4.2.2-2 に示す。

²⁰ <https://rbi.org.in/scripts/OccasionalPublications.aspx?head=Handbook%20of%20Statistics%20on%20Indian%20States>

Table 4.2.2-2 Percentage Distribution of GSDP for 2013-2016

Item	2013-14	2014-15	2015-16
Tertiary	41.57	42.92	45.28 %
Secondary	27.37	27.26	27.48 %
Primary	31.06	29.83	27.24 %

source: Annual Budgets 2016-17, Finance Department

(2) 経済政策・開発計画

Odisha 州では経済成長を進めるための社会や人的資本への投資に力を入れている。また、Industrial Policy Resolution-2015 を通じて民間資本を導入するための投資環境を整備している。今年度の予算書においては既存の計画の強化および完成により社会経済便益が一般の人々にいきわたるようにすることが強調されている。予算演説によると予算における重点分野は以下の通りとなっている。

- Irrigation, Agriculture, Rural Development and related livelihood opportunities.
- Development schemes in the energy sector: Addition to the generation capacity for energy security, provision of electricity for all, and improvement of quality of power supply through strengthening of the distribution backbone
- Provision of health security to the people residing in rural and remote areas of the State, social security to vulnerable groups of the society and education for all.

加えて Odisha 州では産業育成、経済特区、貯水池漁業、情報通信技術に関し、以下の開発政策を作成している。

Industrial Policy Resolution (IPR) 2015

- To revolutionize the state of Odisha into a dynamic industrialized territory.
- To attract investments and promote economic growth in the state of Odisha.

Special Economic Zones Policy 2015

- To encourage domestic as well as foreign investments in the state of Odisha.
- To promote economic activities in the state and increase exports from SEZs in Odisha.

The State Reservoir Fishery Policy 2014

- Tapping the potential of aquaculture to contribute to food and nutritional security.
- Boosting the public-private partnership investment across the sector.

Information & Communication Technology (ICT) Policy 2014

- Development of new IT/ITeS locations across the state through upgradation of the IT infrastructure by setting up IT parks.

(3) 財政状況

Odisha 州では財政規律予算管理法 (FRBM 2005) を公布した。それ以降法律記載の目標を全て達成してきた。2016-17 年度の目標値は以下のとおりである。

- ・ 歳入超過：対 GSDP 比 0.96% (目標は 0)
- ・ 財政赤字：対 GSDP 比 3.79% (目標は 3.5%) これは UDAY 計画 (INR1,196.8 Crores) 実施に伴うもので、この影響を除くと 3.48% となり、目標値に収まる。
- ・ 債務総額：対 GSDP 比 16.96% (目標は 25%)

財政管理の推移を Table 4.2.2-3 に示す。

Table 4.2.2-3 Transition of Fiscal Management

(Percent)

Item	2014-15	2015-16	2016-17	Target(16-17)
Revenue deficit / GDP	1.89	2.05	0.96	0.00
Fiscal deficit / GDP	-1.77	-2.99	-3.79	-3.50
Total debt stock / GDP	13.97	15.75	16.96	19.58

source: Statements presented along with the annual budget 2016-17²¹

(4) 外国投資

1) 外国直接投資

Bhubaneswar の RBI 地域事務所が受け取った外国直接投資額を Table 4.2.2-4 に示す。その額は着実に増加している。

Table 4.2.2-4 Transition of DFI

Unit: Crore INR (US\$M)

Year	2013-14	2014-15	2015-16	Cumulative (2000-2016)	Percentage of total inflow
Amount	288 (48)	56 (9)	36 (6)	1,997 (403)	0.1 %

source: Fact Sheet on Foreign Direct Investment, Dept. of Industry Policy and Promotion²²

2) 州内の日系企業拠点

Odisha 州の日系企業拠点数の推移を Table 4.2.2-5 に示す。

Table 4.2.2-5 Transition of Japanese Firms

Year	2011	2012	2013	2014	2015
Number	13	14	15	47	52

source: Embassy of India in Japan²³

²¹ http://www.odisha.gov.in/finance/Budgets/2016-17/Annual_Budget/FRBM.pdf

²² http://dipp.nic.in/English/Publications/FDI_Statistics/2016/FDI_FactSheet_JanuaryFebruaryMarch2016.pdf

²³ http://www.in.emb-japan.go.jp/Japanese/2015j_co_list.pdf

4.2.3 州政府予算および揚水実施機関の財務状況

(1) 州政府予算²⁴

州予算ではエネルギーは成長のエンジンでありエネルギー確保は経済成長における大きな課題であるとしている。その現実を認識し行動を起こすために、INR 2,800.92 Crores の予算がエネルギー省に配分された。2016-17年度の予算では電力セクターにおける重点施策として、送配電網整備。無電化村の電化等以下の事項が記載されている。

- Construction of 550 numbers of 33/11 kV sub-stations for providing uninterrupted, reliable and quality power supply to consumers of the State even in remote areas. (INR600 Crores)
- Provision of Electricity to all un-electrified villages/habitations having population of less than 100, under “Biju Gram Jyoti Yojana” (BGJY) scheme. (INR255 Crores)
- State Capital Region Improvement of Power System (SCRIPS) (INR160 Crores) Additional equity of INR300 Crores over a period of 5 years to support OPTCL in taking up transmission Projects in areas such as KBK and Western Odisha. (INR50 Crores)
- System Strengthening for Elephant Corridor (Rs.20 Crores) and Smart Grid scheme (INR20 Crores).
- State matching contribution for the Centrally Sponsored Scheme Rajiv Gandhi Grameen Vidyutikaran Yojana (RGGVY) (INR100 Crores) and for the Centrally Sponsored Scheme Deendayal Upadhyaya Gram Jyoti Yojana (DDUGJY) (INR100 Crores).
- Integrated Power Development Scheme (IPDS). (Rs.50 Crores)

Table 4.2.3-1 にエネルギー省の予算配分の推移を示す。

Table 4.2.3-1 Department-wise Budget Allocation for Energy Department

(Crore INR)					
Item	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17
Energy Dept.	436.00	1,149.82	752.20	1,612.84	2,800.92

source: Budget 2016-17

(2) 揚水実施機関の財務状況

Odisha 州では Odisha Hydro Power Company (OHPC) が揚水発電所の建設から運転保守までを担当する。OHPC は水力発電所を所有する発電会社である。

2013-14年度には収入と金利負担が大幅に増加したが、これは多目的ダムである Upper Indravati 水力発電所の水資源省のダム維持管理負担分の支払いが開始されたことと、政府借款の金利支払いを行ったためである。

2011-12年度には 23.79 %の ROE をあげていた OHPC であるが、2012-13年度は 14.69 %、2013-14年度は 2.47 %と大幅に下落したが、2014-15年度には 4.59 %へ上昇し、回復傾向を見せている。税引き後利益は 76、47、9、16 Crores と費用を上回る収入を上げている。毎期とも黒字

²⁴ http://www.odisha.gov.in/finance/Budgets/2016-17/Annual_Budget/BUDGET_AT_A_GLANCE-FINAL.pdf

を確保できる利益構造になっているが、水力発電という特性から収入は気象条件に大きく左右されてしまうことは避けられない。Table 4.2.3-2 に OHPC の財務状況を示す。

Table 4.2.3-2 Financial Situation of OHPC

	2011-12		2012-13		2013-14		2014-15	
Sale of Power (MU)	4,837		4,242		6,807		6,092	
Total Income (Crore)	460		446	-3.0%	648	45.3%	625	-3.5%
Total Expenditure	365		387	6.0%	637	64.6%	578	-9.3%
Profit before Tax	96		59	-38.5%	11	-81.4%	47	327.3%
Profit after Tax	76		47	-38.2%	9	-80.9%	16	77.8%
Cost Structure (Crore)								
Power purchase	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%
Generation cost	8	2.2%	9	2.5%	10	2.7%	10	2.7%
Employee cost	145	39.6%	179	48.9%	154	42.1%	160	43.7%
O&M cost	31	8.5%	44	12.0%	48	13.1%	62	16.9%
Interest cost	17	4.6%	13	3.6%	293	80.1%	58	15.8%
Depreciation	123	33.6%	124	33.9%	126	34.4%	295	80.6%
Admin & Gen Exp	19	5.2%	17	4.6%	21	5.7%	19	5.2%
Other Expenses	23	6.3%	0	0.0%	-15	-4.1%	-26	-7.1%
Total	366		386		637		578	
Return on Equity (%)	23.79		14.69		2.74		4.59	
Return on Networth (%)	8.07		4.70		0.87		1.53	
Return on Capital Employed (Crore)	3.35		2.13		9.78		n/a	
Debt Equity Ratio	1.95		1.80		2.06		n/a	

source: Report on "The Performance of State Power Utilities for the years 2011-12 to 2013-14", 2015 PFC²⁵;
and Annual Report 2014-15 of OHPC

²⁵ <http://www.pfcindia.com/Content/PerformanceReport.aspx>

4.2.4 電力分野の概況

Odisha 州は近い将来電力供給過剰の状態になると予想されている。州政府が目指す 3GW の再生可能エネルギーによる発電能力の追加は、石炭火力の運用削減に繋がるであろう。ピーク電力に対するニーズが存在するものの、揚水発電設備の建設に対する関係者間のコンセンサスを得るまでには、まだしばらく時間を要する可能性があると思われる。

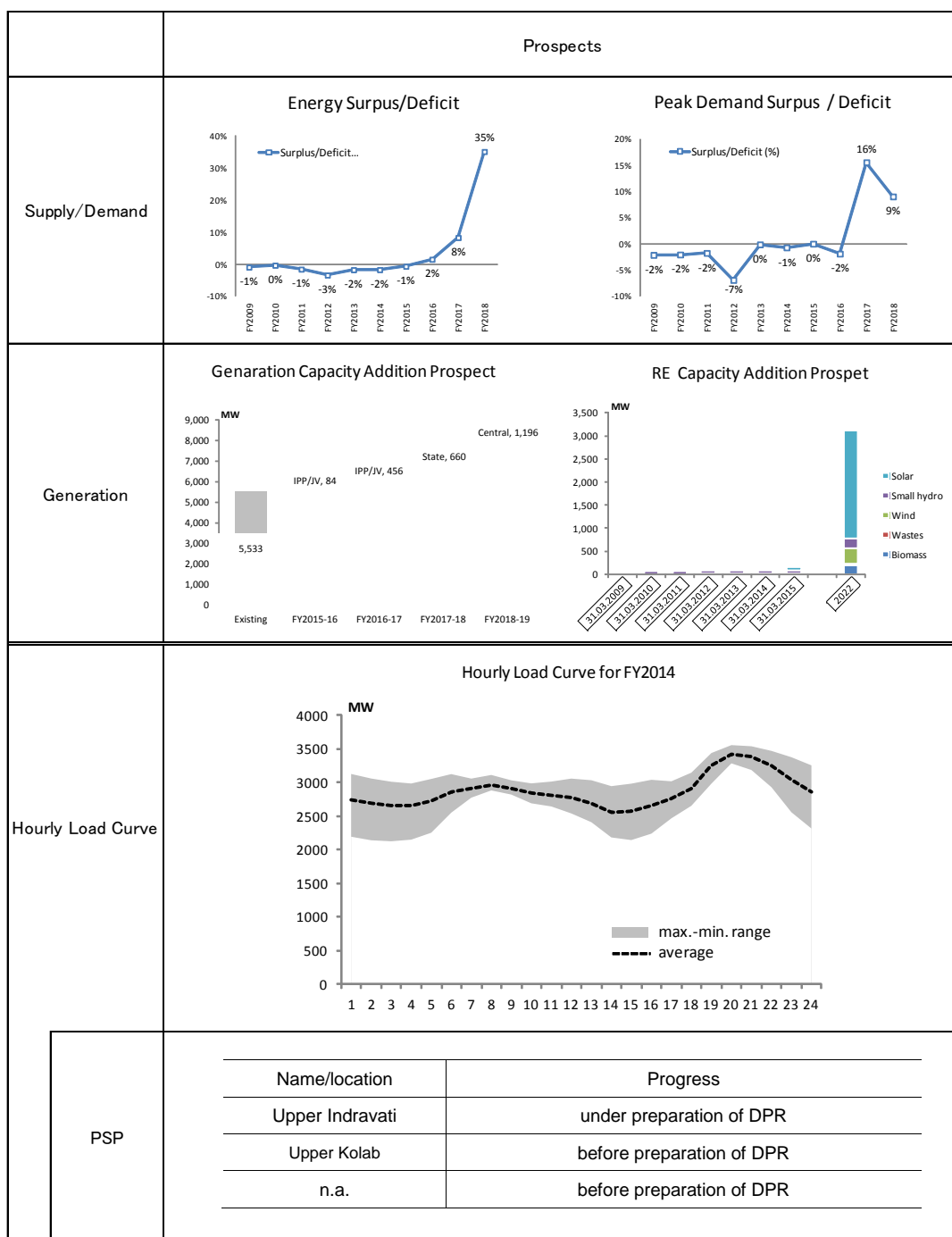


Figure 4.2.4-1 Odisha state power sector feature

4.2.5 電力供給構造

(1) 関係機関

Odisha 州は 1995 年に電力市場の構造改革を行い、Orissa State Electricity Board (OSEB)を分割することで、1996 年に GRID Corporation of Orissa Limited (GRIDCO)と Orissa Hydro Power Corporation Limited (OHPC)が誕生した。2016 年現在、各セクターには次に列挙する機関が存在する。

Policy	Department of Energy
Regulation	Odisha Electricity Regulatory Commission (OERC)
Power generation	Odisha Power Generation Corporation limited (OPGC) Odisha Hydro Power Corporation limited (OHPC)
Transmission	Odisha Power Transmission Corporation limited (OPTCL)
Dispatch	State Load Despatch Centre (SLDC) *
Wholesale transaction	Grid Corporation of Orissa limited (GRIDCO)
Distribution	Central Electricity Supply Utility of Orissa (CESU) North Eastern Electricity Supply Company of Odisha Limited (NESCO) Western Electricity Supply Company of Orissa Limited (WESCO) Southern Electricity Supply Company of Odisha Limited (SOUTHCO)
Renewable energy	Odisha Renewable Energy Development Agency (OREDA) Green Energy Development Corporation of Odisha Limited (GEDCOL)

* Belong to OPTCL

(2) 供給構造

Odisha 州には、火力発電を担う OPGC と水力発電を担う OHPC の二つの発電会社がある。送電部門は OPTCL が独占し、配電部門には地域独占の 4 社がある。

Odisha 州の電気事業体制の特徴は卸部門にある。同州では所謂シングルバイヤー制度を採っており、GRIDCO が発電された電力の全量を買取り、それを配電会社に再販売する（トレーダー）。そのため、他の州であるような、発電会社と配電会社の間での直接の取引はない。

大部分の電力は長期の電力購入契約（PPA）の下で取引がされている。一部、取引所で調達する電力もあるが、その量はわずかである。

所有者という点では、発電会社の OHPC および OPGC、送電会社の OPTCL、卸取引会社の GRIDCO は全て 100%州営である。配電会社は、1995 年に Odisha Electricity Reform Act 1995 が施行までは 100%州営であった。同法のもとで配電会社の 51%が民間に売却され、CESCO（現、CESU）は米国の AES が、NESCO、WESCO、SOUTHCO の分は BSES Ltd.（現、）Reliance Infrastructure Ltd がそれぞれ買った。²⁶

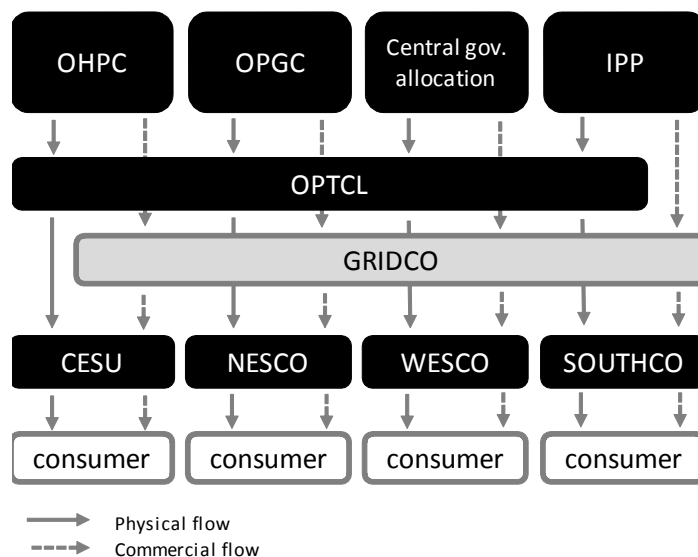
しかし、2001 年に ASE が持ち分を OERC に売却し、CESU は再び 100%州営となった²⁷。ま

²⁶ 残り 49%は、CESU の場合は州政府が、NESCO、WESCO、SOUTHCO の場合は GRIDCO が所有。

²⁷ The Telegraph, 25 May 2015

た 2015 年 3 月に NESCO、WESCO、SOUTHCO は州政府の要請を満たしていないとして配電ライセンスがはく奪され、現在は GRIDCO が 3 社の運営を行っている²⁸。

更なる改革の動きは現在のところ見られない。



source: 24×7 Power for All Odisha, MOP, 2016, web site of each organization

Figure 4.2.5-1 Electricity Supply Structure

(3) 州独自の電力政策

次のような州独自の電力政策を確認することが出来る。

Table 4.2.5-1 State’s Original Power Policy

Policy area	Note
Electrification	<ul style="list-style-type: none"> Promoting electrification through state original program BSVY (Biju Saharanchal Bidyutkaran Yojana)²⁹ and BGJY (Biju Gramjyoti Yojana)³⁰, in addition to RGGVY (Rajiv Gandhi Grameen Vidyutikaran Yojana) and DDUGJY (Deendayal Upadhyaya Gram Jyoti Yojana) which are operated by central government.
T&D investment	<ul style="list-style-type: none"> Prepare walk ways for elephants to prevent electrocution.³¹ Construct exclusive feeder for all the agricultural demand³². It aims at fostering agriculture by enabling priority supply and to flatten electricity load by controlling electricity supply for the demand.

²⁸ The Indian/Financial Express, 5 March 2015, other news articles, <http://indianexpress.com/article/india/india-others/setback-for-reliance-infrastructure-orissa-power-regulator-cancels-distribution-licence-of-anil-ambanis-company/>

²⁹ Biju Saharanchal Bidyutkaran Yojana start from 2010-2011, Department of Energy, Government of Odisha http://energy.odisha.gov.in/Schemes/Biju_Saharanchala_VidyutikaranYojana.pdf

³⁰ Biju Gramjyoti Yojana start from 2007-2008 Department of Energy, Government of Odisha <http://energy.odisha.gov.in/Schemes/BGJY.pdf>

³¹ Department of Energy, Government of Odisha http://energy.odisha.gov.in/elephant_corridor.asp

³² Department of Energy, Government of Odisha http://energy.odisha.gov.in/separate_agrifeeder.asp

Policy area	Note
	<ul style="list-style-type: none"> • Prioritize school and Anganwadi premises areas for modernization and renovation of transformers. ³³
Small/mini/micro hydro power development	<ul style="list-style-type: none"> • Encourage private entities to develop small hydro to maximize use of state hydro potential. ³⁴

- The Government of Odisha (GoO) had issued Policy Guidelines on Power Generation from Non-Conventional Energy Sources, No.6971/ST, Bhubaneswar, STIV-RE-13/2005, dated, the 3 December, 2005
- OERC (Renewable Purchase Obligation and its Compliance) Regulations, 2010
- Odisha Renewable Energy Policy, 2015-22
- OERC Procurement of Energy from Renewable Sources by Distribution Licensee, 2015
- Retail Supply Tariff for the FY 2016-17
- GRIDCO Tariff Order FY 2016-17,
- OERC Terms and Condition of Open Access 2005.
- OERC Determination of OA Charges, 2006. 等

(4) 揚水発電の実施機関

揚水発電プロジェクトの実施期間は Odisha Hydro Power Corporation (OHPC)である。

4.2.6 電力供給/需要見通し

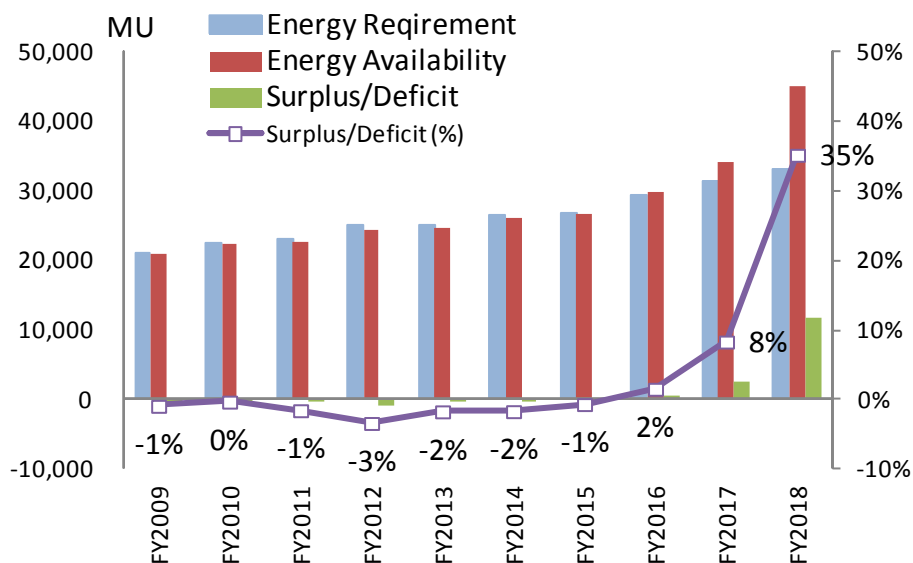
従来 Odisha 州では、電力需要が供給量を超える状況にあった。しかし 2013 年以降、民間による石炭火力からの供給が増えたことで、供給不足のポジションは次第に改善している。そして近い将来、仮に計画されている新設計画が全て具体化することとなれば、同州は大きな予備力を保有することになる。

州全体では需給バランスが改善しつつあるが、実運用では幾つかの課題が残されている。例えば、2014 年度に同州では、発電所の計画外停止や送配電能力の不足によって合計 165 時間の負荷遮断を行っている ³⁵。

³³ Department of Energy, Government of Odisha <http://energy.odisha.gov.in/shifting.asp>

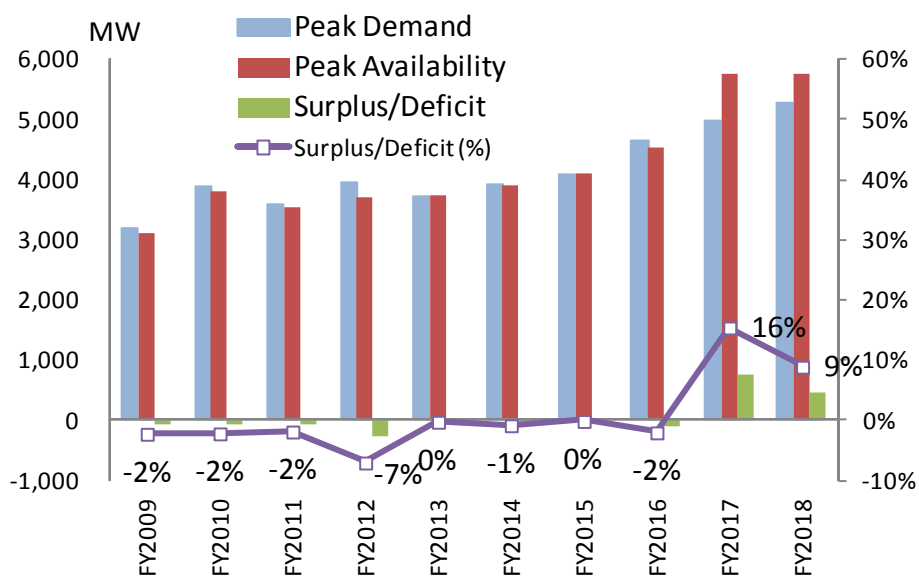
³⁴ Small / Mini / Micro hydro power development, Department of Energy, Government of Odisha <http://energy.odisha.gov.in/Schemes/SmallMiniMicroHEP.pdf>

³⁵ SLDC, Performance of the Transmission System of OPTCL for 2014-2015



source: Load Generation Balance Report, CEA for FY2009-2015 (Appendix 4-1,2,3), 24×7 Power for All Odisha, MOP, 2016, for FY2016-18 (Appendix 4-32)

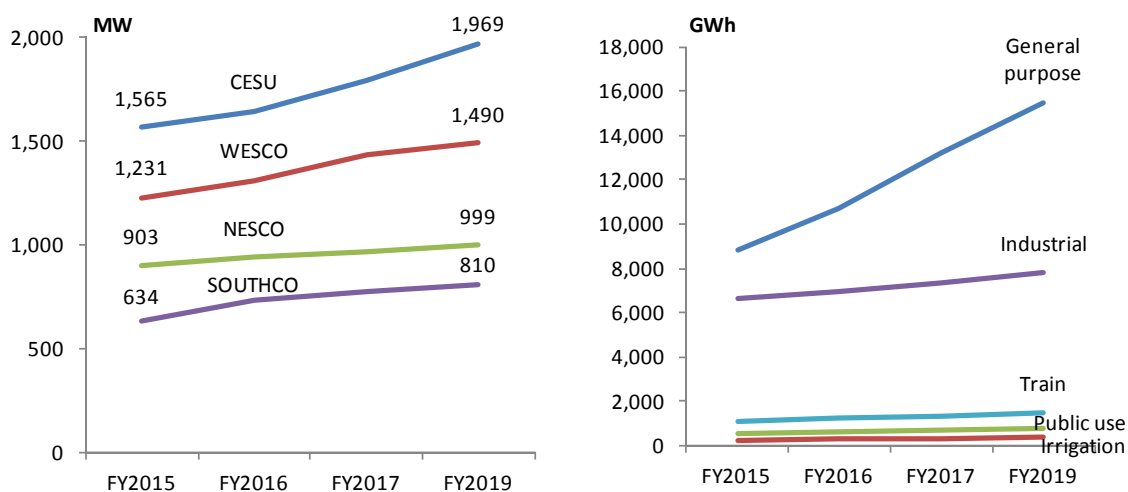
Figure 4.2.6-1 Energy Supply FY2009-2018



source: Load Generation Balance Report, CEA for FY2009-2015 (Appendix 4-1,2,3), 24×7 Power for All Odisha, MOP, 2016, for FY2016-18 (Appendix 4-32)

Figure 4.2.6-2 Peak Demand FY2009-2018

今後もピーク需要と電力量の何れも増えていく見通しである。ピーク需要は2015年度の4,333 MWから2019年度には5,268 MWに増える見込みある。電力量では、一般用途の需要は最も早い年率21%の速度で増え続け、2019年度に総需要の60%を占めるようになる。



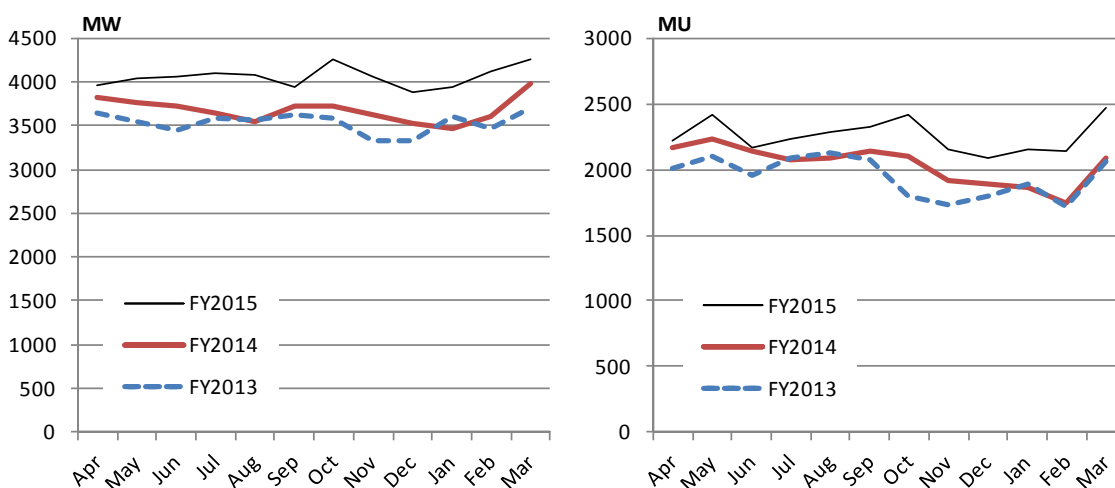
source: 24×7 Power for All Odisha (Appendix 4-32)

Figure 4.2.6-3 Peak & Energy Demand Outlook

(1) ピーク需要の特徴

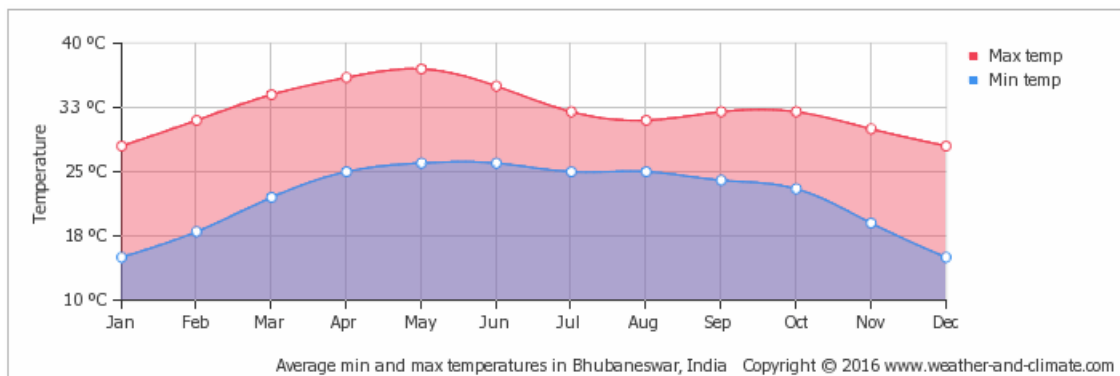
1) 月別のピーク需要と電力量

一般的に、ピーク需要と電力量ともに11月から12月にかけて低く、3月から5月にかけて高くなる。この傾向は年間の気温変化に似ており、空調用電力需要の影響が大きく影響していると推察できる。



source: SLDC, Performance of the Transmission System of OPTCL for 2014-2015, Eastern Regional Load Dispatch Center, Annual Grid Report 2015-16 (Appendix 4-5)

Figure 4.2.6-4 Monthly Peak & Energy Demand

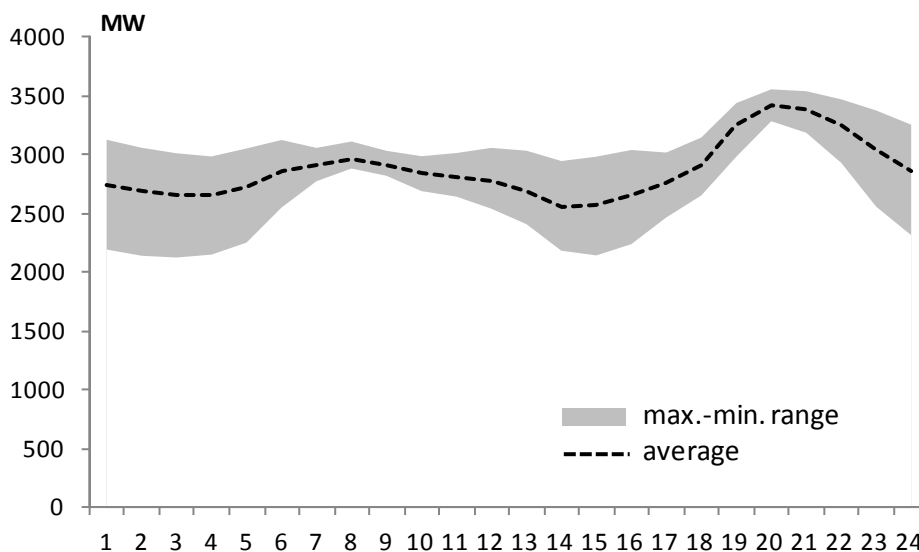


source: World Weather & Climate Information

Figure 4.2.6-5 Average Min. and Max. Temperature in Bhubaneswar

2) 時間別負荷

時間別のピーク需要の傾向は月によって異なるが、一般的に最大負荷と最低負荷の差はそれほど大きくない。2014年度の場合、最低負荷は1月に、最大負荷は4月から6月にかけて発生した。2014年度の平均値でみると、午前8時前後に小さなピークがあり、最も大きなピークは午後8時に現われている。この傾向から、現時点では、夜間の照明用電力需要が大きく影響していると考えられる。



source: SLDC, Performance of the Transmission System of OPTCL for 2014-2015

Figure 4.2.6-6 Hourly Demand in FY2014

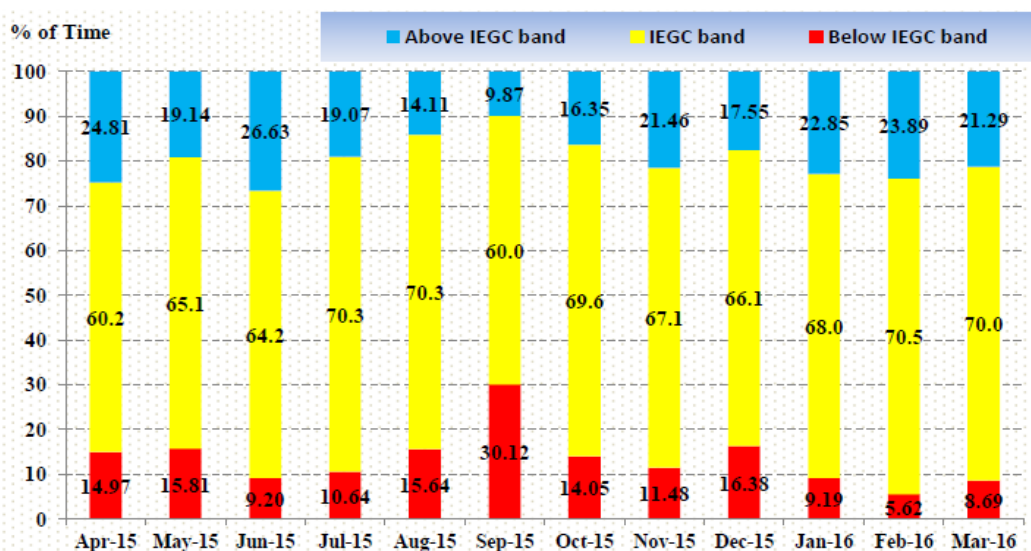
(2) 東部地域の周波数の特徴

Odisha 州が属する東部地域 (Eastern grid) の周波数特性は以下の表に示すとおりである。

Table 4.2.6-1 Frequency Profile of Eastern Region in 2015-16

MONTH	<49.9	49.9-50.05	> 50.05	MAX	MIN	AVERAGE
	%	%	%	Hz	Hz	Hz
Apr-15	14.97	60.22	24.81	50.55	49.50	49.99
May-15	15.81	65.05	19.14	50.55	49.55	49.98
Jun-15	9.20	64.17	26.63	50.55	49.56	50.01
Jul-15	10.64	70.29	19.07	50.33	49.58	49.99
Aug-15	15.64	70.26	14.11	50.27	49.55	49.98
Sep-15	30.12	60.00	9.87	50.33	49.52	49.94
Oct-15	14.05	69.60	16.35	50.33	49.62	49.98
Nov-15	11.48	67.06	21.46	50.28	49.64	49.99
Dec-15	16.38	66.07	17.55	50.32	49.59	49.98
Jan-16	9.19	67.96	22.85	50.39	49.70	50.00
Feb-16	5.62	70.49	23.89	50.39	49.71	50.01
Mar-16	8.69	70.01	21.29	50.35	49.68	50.00
MAX	30.12	70.49	26.63	50.55	49.71	50.01
MIN	5.62	60.00	9.87	50.27	49.50	49.94
AVG	13.48	66.77	19.75	50.39	49.60	49.99

source: Eastern Regional Load Dispatch Center, annual grid report 2015-16 (Appendix 4-5)



source: Eastern Regional Load Dispatch Center, annual grid report 2015-16 (Appendix 4-5)

Figure 4.2.6-7 Frequency Profile of Eastern Region in 2015-16

(3) Odisha 州の年負荷率

年間の平均需要とピーク需要の差は次第に拡大し、年負荷率は次第に低下する傾向にある。他方、負荷持続曲線（demand duration curve）は年々底上げされる傾向にある。一方、Odisha 州が属する東部地域では、2015 年度の年負荷率は 2014 年度よりも高くなっている。

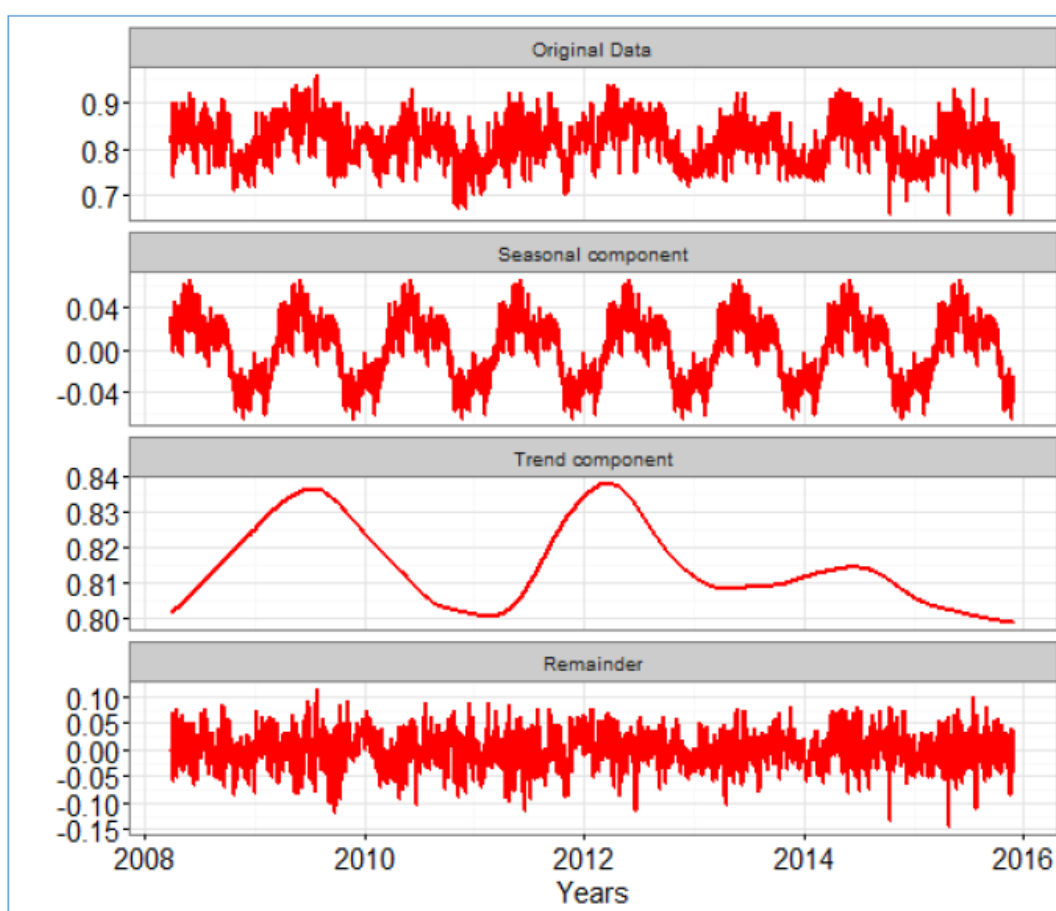
1. Average Load Factor (%)

Average Daily Load Factor from 2008-2015(Till Nov.)	83
Average Monthly Load Factor from 2008-2015(Till Nov.)	73
Average Annual Load Factor from 2008-2015(Till Nov.)	66

2. Change in Yearly Load Factor (%) from 2008-2015

2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16 (Till Nov.)	Inc(↑)/ Dec(↓)	Acc(↑)/ Dec(↓)
72	63	61	65	67	66	72	63	↓	↑

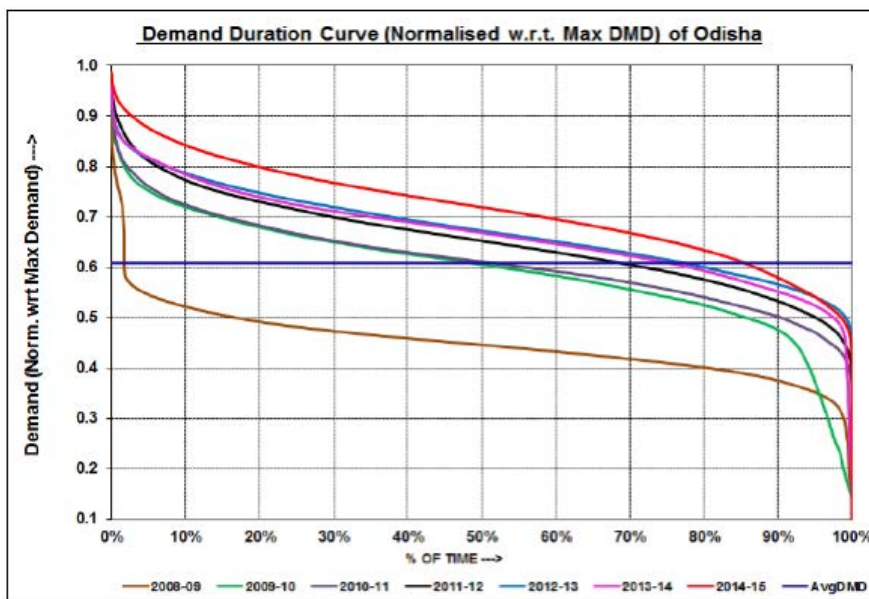
3. Seasonal Decomposition of Load Factor Trend



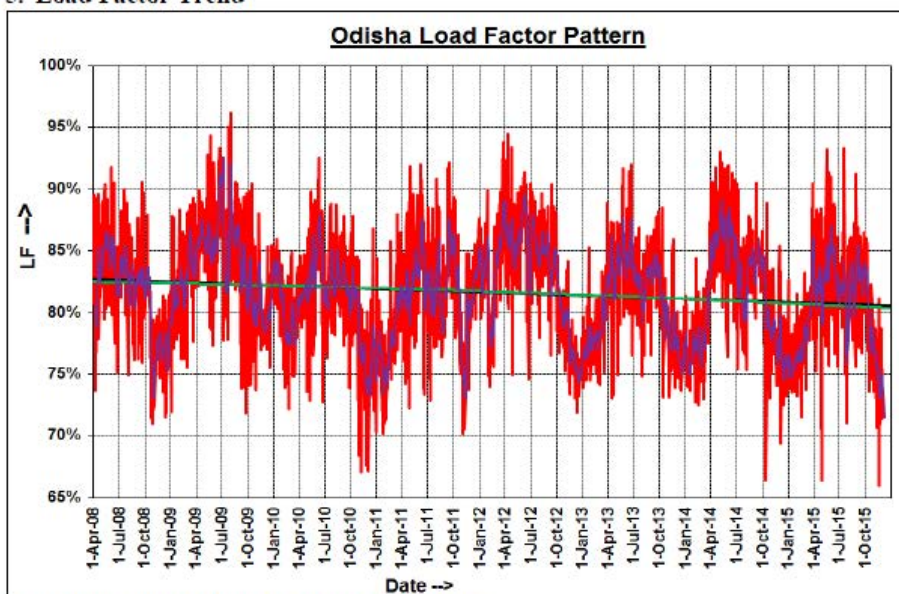
sources: POSOCO, Electricity Load Factor in Indian Power System, Jan 2016 (Appendix 4-7)

Figure 4.2.6-8 Load Factor

4. Demand Duration Curve



5. Load Factor Trend



6. Highest/Lowest Load Factor Occurrence

Month/ Period of highest Load Factor	August
Month / Period of lowest Load Factor	October

sources: POSOCO, Electricity Load Factor in Indian Power System, Jan 2016 (Appendix 4-7)

Figure 4.2.6-9 Load Factor (continued)

2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16 (Till Nov.)	Inc(↑)/ Dec(↓)	Acc(↑)/ Dec(↓)
76	77	77	76	78	77	76	78	↓	↓

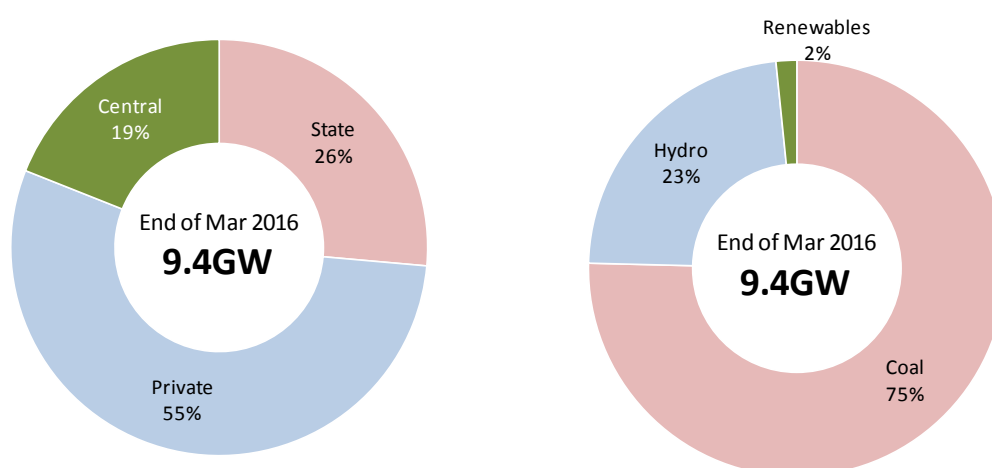
source: POSOCO, Electricity Load Factor in Indiana Power System (Appendix 4-7)

Figure 4.2.6-10 Load Factor of eastern region

4.2.7 発電

(1) 発電能力

2016年3月末時点の発電能力は9,422 MWである。事業者別には、州発電会社および連邦政府からの割当があまり増えていない一方、民間による発電能力の大きな追加があり、2016年3月末時点で総発電能力の過半を占めるまでになっている。エネルギー別には、2016年3月末時点で石炭が3/4 (7.1 GW) を占め、水力が1/4 (2.3 GW) となっている。再生可能エネルギー（水力を除く）は、現時点では2%に留まっている。



source: CEA

Figure 4.2.7-1 Power Generation Capacity by Fuel & Ownership

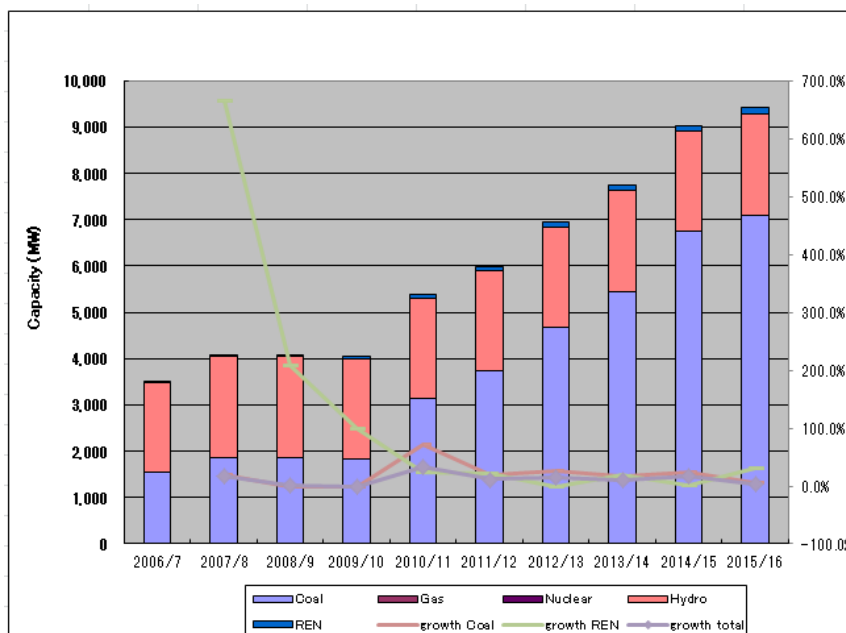
Table 4.2.7-1 Generation Capacity Details (for major state & central units)

UTILITY	TYPE	STATION	INS .CAP. (MW)		EFF. CAP. (MW)	
			UNITS	TOTAL	UNITS	TOTAL
OPGC	THERMAL	IB TPS	2*210	420	2*210	420
NTPC	THERMAL	TTPS SG-I	4*62.5	250	4*60	240
NTPC	THERMAL	TTPS SG-II	2*110	220	2*110	220
TOTAL	THERMAL			470		880
OHPC	HYDRO	BURLA	2*49.5+3*37.5	275.5	2*49.5+3*37.5	275.5
			+2*32		+2*32	
OHPC	HYDRO	CHIPLIMA	3*24	72	3*24	72
OHPC	HYDRO	BALIMELA	2*75+6*60	510	2*75+6*60	510
OHPC	HYDRO	RENGALI	5*50	250	5*50	250
OHPC	HYDRO	U.KOLAB	4*80	320	4*80	320
OHPC	HYDRO	U.INDRAVATI	4*150	600	4*150	600
OHPC	HYDRO	MACHKUND		57.38		57.38
TOTAL	HYDRO			2084.9		2084.9
GRAND	TOTAL			2974.9		2964.9

source: Eastern Regional Load Despatch Center, Annual Grid Report 2015-16 (Appendix 4-5)

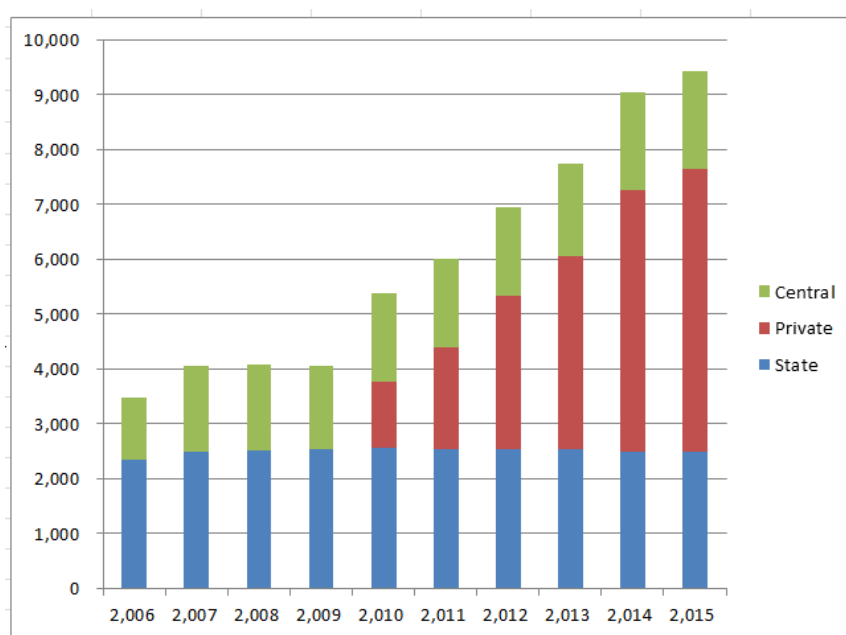
note that it does not includesome CGU allocation plants.

Odisha 州の発電能力の推移を次の図に示す。石炭火力は年率 14-17 %で増加し、能力の 75 %を占めている。増加の多くは民間部門の投資による。水力発電は 23%と比較的大きな比率を維持しているが、ここ数年発電能力の追加は見られない。再生可能エネルギーは年率 13-14 %で増えているものの、全体の 2 %を占めるに過ぎない。主体別には、発電能力の 55 %を民間が、連邦が 19 %を、州が 26 %を保有している。Odisha 州は供給力の確保を、民間による投資の増加に依存しているといえる。



source : JICA team, from CEA monthly report

Figure 4.2.7-2 Installed Capacity History by Fuel



source : JICA team, from CEA monthly report

Figure 4.2.7-3 Installed Capacity History by Ownership

(2) 発電

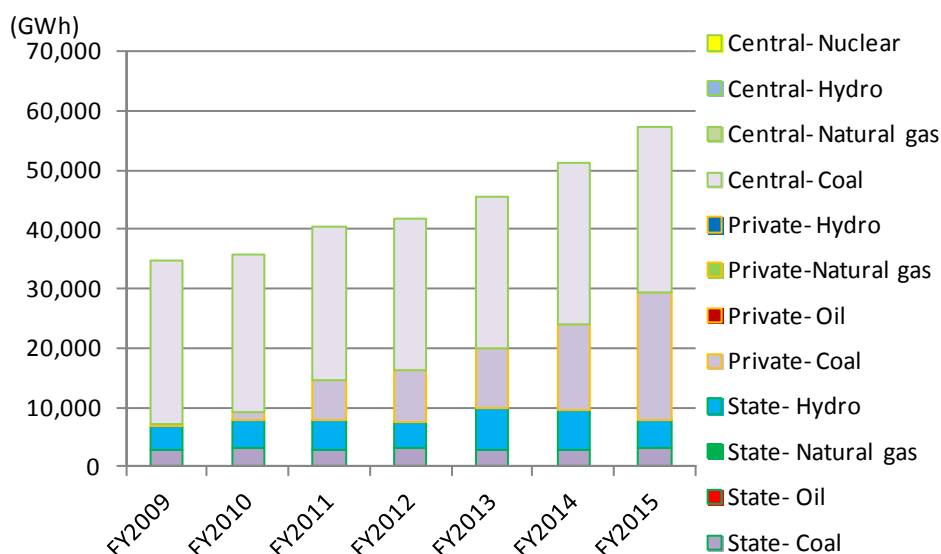
Odisha 州の 2015 年度の総発電量は 50,000 MU を超えた。しかし同じ年の州の総需要は 27,000 MU であり、州内で IPP や連邦政府の発電所によって発電された電力の全てが州内で消費されたわけではない。次に示す表から、差引では IPP による発電のおよそ 40 % および連邦政府による発電のおよそ 30 % が州内で消費され、残りは他州に供給されたと理解することが出来る。

Table 4.2.7-2 List of Additional Firm Availability

Generators	GRIDCO's PROPOSAL in FY2016 *1)	Total Generated Energy in FY2015 in the state*2)
Total State Hydro	5,778.81	4,910.34
OPGC	2,928.42	3,117.33
IPPs	8,316.00	21,496.85
Total Small Hydro	320	N/A
Biomass Energy	160	N/A
Solar Energy	230	N/A
Total Central Hydro	907	N/A
Total Central Thermal	7,837.23	27,697.28
TOTAL GRIDCO	29,627.86	
TOTAL ODISHA		57,221.80

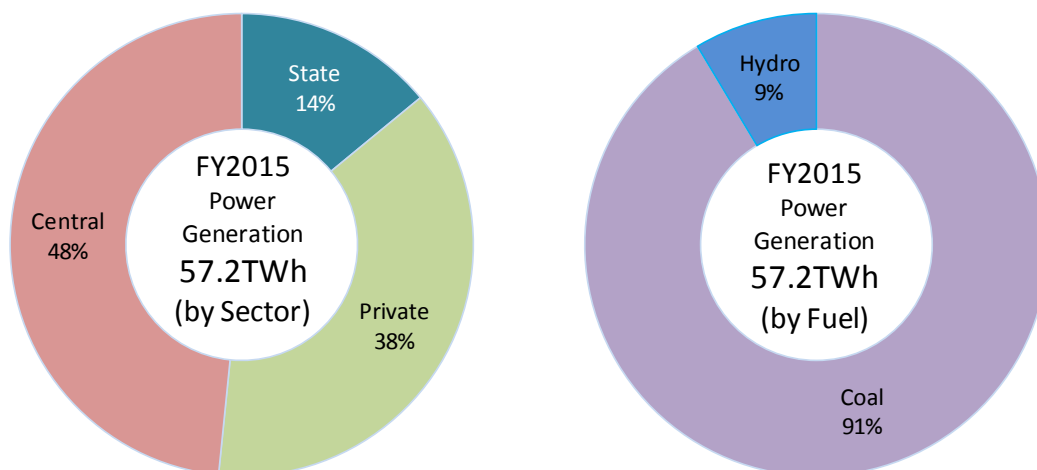
source: JICA team, from *1) OERC GRIDCO Tariff Order FY 2016-17 (Appendix 4-27), *2) CEA, Generation Review Report

州内の総発電電力量（57,200 MU）では石炭火力が最も多く、2015 年度の総供給量の 90% を占めた。特に連邦政府の石炭火力による発電量は全体の半分を占めている。また、民間の石炭火力からの供給量も急速に拡大しており、連邦政府のそれと並ぶ量にまでなっている。水力発電の場合は州発電会社による発電量が多く、全量が州内で消費されている。ただし、発電量は年によってばらついている。



source: CEA, Generation Review Report

Figure 4.2.7-4 Power Generation by Sector and Fuel in the State



source: CEA, Generation Review Report

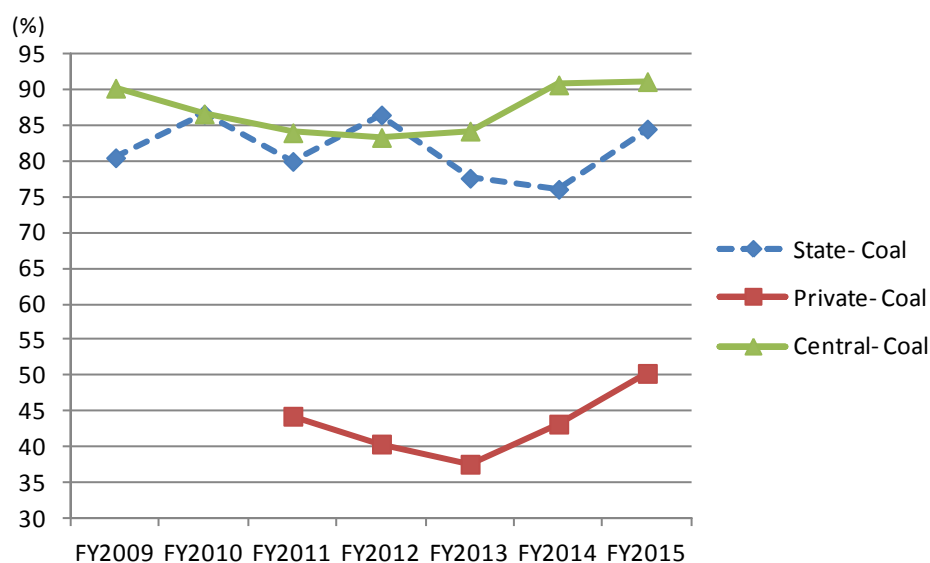
Figure 4.2.7-5 Power Generation in the State by Ownership & Fuel

(3) 発電所の稼働率

連邦政府が所有する石炭火力発電所は、2009年度から2015年度にかけて85%から90%という高い稼働率を達成した。州が保有する石炭火力発電所の稼働率は、同じ期間に75%から85%という成績であった。

これに対して、民間が保有する石炭火力発電所の過去5年間の稼働率は連邦政府および州政府のそれを大きく下回り、もっとも高い年でも50%しかなかった。2012年度から2015年度にかけて民間石炭火力の設備容量は37%も増えたが、電力需要の伸びは11%しかなかった。ここで、平均電力調達価格を比較すると、州の水力発電が最も安く（平均0.8 INR/U）、連邦政府の石炭火力が最も高い（平均3.6 INR/U）³⁶。これらのことから、民間石炭火力の稼働率が低い要因として投資が過剰であったか、あるいは需要の伸びが想定よりも弱かったことが推察できる。さらには、燃料である石炭の供給が十分であれば、当面の需要増に対応可能な十分な供給力があるといえる。

³⁶ 24×7 Power for All Odisha



source: CEA

Figure 4.2.7-6 Plant Load Factor of Coal-fired Power

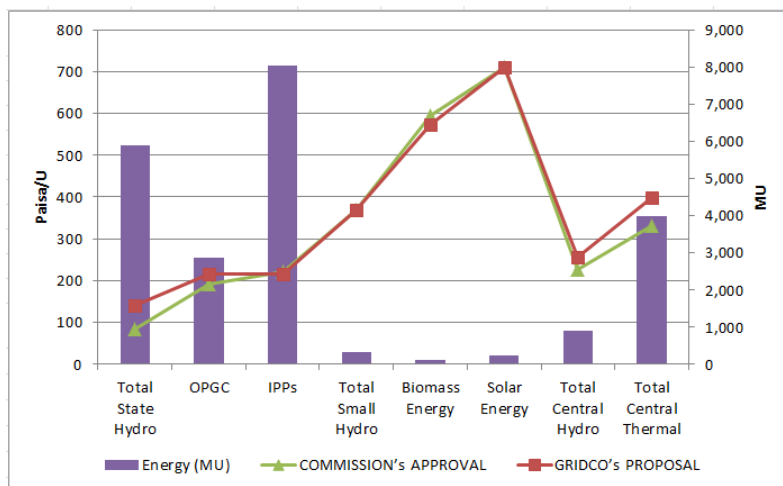
(4) 発電コスト（電力調達コスト）

州の水力発電所によるものが最も安く（平均 0.8 INR/U）、逆に連邦政府の石炭火力が最も高い（平均 3.3-4.0 INR/U）。州の水力発電は GRIDCO の全調達量の 23-25 %を、最も安いコストで供給している。逆に連邦政府の石炭火力は全調達量の 26 %を最も高いコストで供給している。Odisha 州は連邦政府の石炭火力以外にも十分な発電能力を有しており、電力調達および販売の最適化を求められている。

Table 4.2.7-3 Approved GRIDCO Purchase Cost for FY 2016

Generators	GRIDCO's PROPOSAL	COMMISSION's APPROVAL	
	Total Rate (P/U)	Energy (MU)	Total Rate (P/U)
Total State Hydro	140.57	5,881.74	83.54
OPGC	216.9	2,861.50	190.26
IPPs	214.81	8034.16	221.97
Total Small Hydro	368	320	368.94
Biomass Energy	573.5	115	594.3
Solar Energy	710	230	709.98
Total Central Hydro	255.57	906.75	226.95
Total Central Thermal	398.54	3,993.32	330.85
Total Central Sector	383.71	4,900.07	311.62
TOTAL GRIDCO	267.56	25,492.87	229.44

source: JICA team, from OERC GRIDCO Tariff Order FY 2016-17, March, 2016 (Appendix 4-27)



source: OERC 20160321 GRIDCO Tariff Order FY 2016-17, March, 2016 (Appendix 4-27)

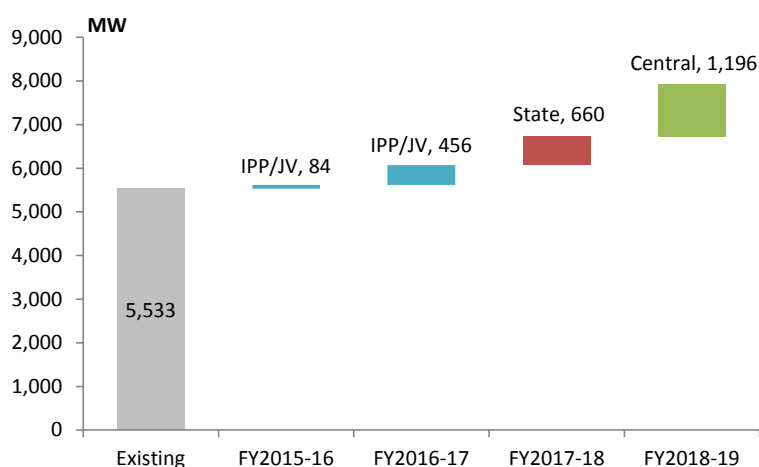
Figure 4.2.7-7 Approved GRIDCO Purchase Cost for FY 2016-17

(5) 電源開発計画

Odisha 州では GRIDCO が全ての電力を買い取るため、GRIDCO と電力売買契約 (PPA) を締結出来るか否かが、新規発電所計画の成否に大きな影響を与える。

州では、2015 年度から 2019 年度にかけて、再生可能エネルギーを除いて合計 2,396 MW の追加を計画している。これは、現在の firm availability (5,533 MW) の 43 % に値する。エネルギー別には、全ての計画が石炭火力である。事業者の種別には連邦政府が最も大きく、州発電会社、IPP/共同事業体 (JV)、の順となっている。

前述のとおり、民間の石炭火力は過剰設備による低稼働率にあえいでいる。仮に計画通りに石炭火力が追加供給され、また需要の伸びが鈍いままだとすれば、当面供給過剰の状態が続く可能性がある。あるいは、幾つかの開発計画は延期または中止される可能性がある。2019 年度の需給バランス見通しはこの懸念を暗示している。



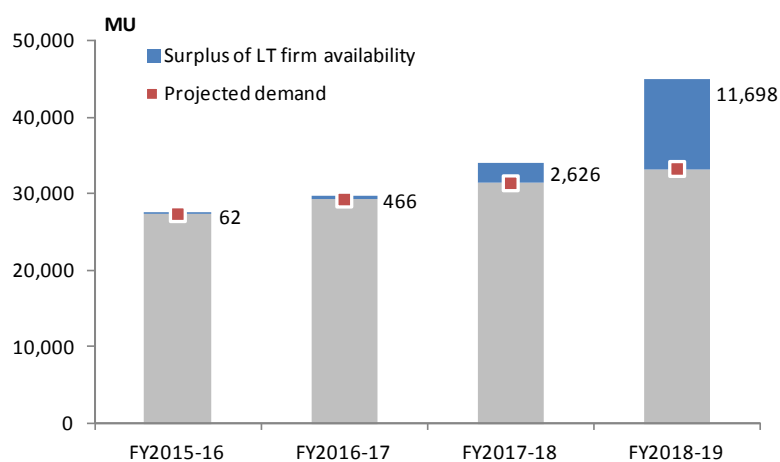
source: 24×7 Power for All Odisha (Appendix 4-32)

Figure 4.2.7-8 Existing and Addition of Firm Availability of Generating Capacity

Table 4.2.7-4 List of Additional Firm Availability

Source	Sector	Fuel	Installed capacity	Firm entitlement	Available year
Ind-Barath Energy (Utkal) Ltd., Jharsuguda	IPP/JV	Coal	700	84	FY2015-16
Monnet Power Company Ltd., Angul	IPP/JV	Coal	1,050	126	FY2016-17
Lanco Babandh Power Ltd., Dhenkanal	IPP/JV	Coal	1,320	330	FY2016-17
Ib Thermal Power Station, Jharsuguda	State	Coal	1,320	660	FY2017-18
North Karanpura STPS	Central	Coal	1,980	396	FY2018-19
Integrated Thermal Power Station, Darlipalli	Central	Coal	1,600	800	FY2018-19
Total	-	-	-	2,396	-

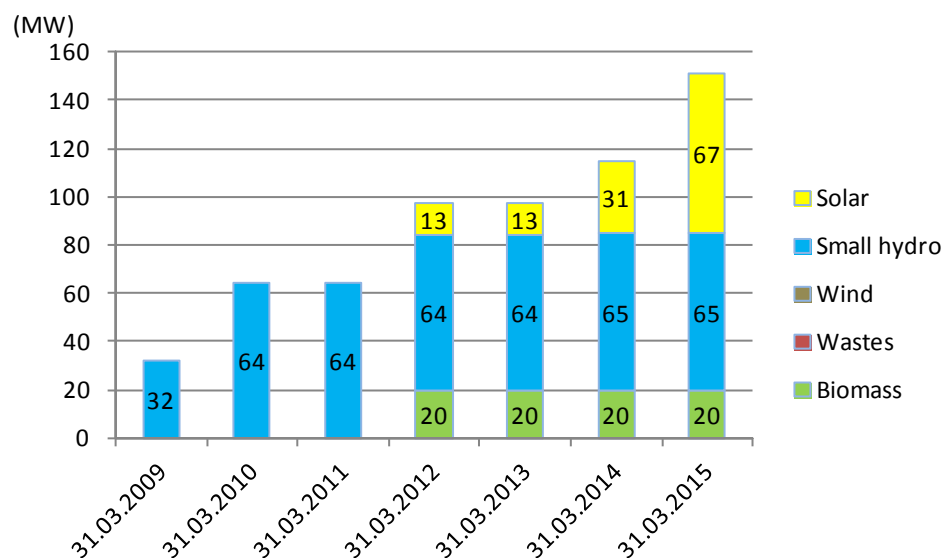
source: 24×7 Power for All Odisha (Appendix 4-32)



source: 24×7 Power for All Odisha (Appendix 4-32)

Figure 4.2.7-9 Projected Demand and Surplus of Long-term Firm Availability**(6) 再生可能エネルギー****1) 既存・追加発電能力**

小水力は、再生可能エネルギー普及初期の主力であったが、2009年度に64 MWに足して以降は、その伸びがほとんど止まった。2012年度以降は太陽光発電およびバイオマス発電の開発が始まった。特に太陽光発電の伸びは大きく、2015年3月末にはシェアが最大となった。



source: Energy Statistics 2011-2016³⁷

Figure 4.2.7-10 Renewable Power Generation Capacity

Odisha州は2005年に、従来型発電への依存を引き下げることがを目的として、Policy Guidelines on Power Generation from Non-Conventional Energy Sources を定めた。更に、OERC は2010年に RPO (Renewable Purchase Obligation and its Compliance) Regulations を定めた。

更には、連邦政府が定めた太陽光発電普及目標(2022年までに100GW)を達成するために、Odisha 州政府は2015年に、2022年までに系統接続型の再生可能電源3GWの追加を目指す Renewable Energy Policy 2015-2022 (Appendix 4-28)を定めた。導入目標は次の表に示す。

Table 4.2.7-5 Planned Addition of On-Grid Renewable Power Generation Capacity

Type	Existing	Addition by FY2022	Sale power to;
Solar PV	-	2,300 MW	-
Solar park	n.a.	1,500 MW	Captive power owner
Land based	31.5 MW (Dec 2014)	500 MW	Any entity
Floating	0 MW	250 MW	GRIDCO
Roof top	500 kW	50 MW	GRIDCO
Wind	0 MW	350 MW	GRIDCO
Small scale hydro	64.3 MW	150 MW	Any entity *
Biomass	20 MW	180 MW	Any entity
Municipal solid waste	0 MW	20 MW	GRIDCO

* If the Project Developer is supplying power to other than GRIDCO, the project developer shall supply 12% of gross generation to the State Government at free of cost.

source: Odisha Renewable Energy Policy 2015-2022, Odisha Energy dept., May, 2015

³⁷ Appendix 2-20,21,22,23,24,25

上記に加えて、地方電化を目的に、系統に接続しない太陽光発電の追加を目指している。

Table 4.2.7-6 Target of Off-Grid Solar PV Installation

FY2015	FY2016	FY2017	FY2018	FY2019	FY2020	FY2021	Total
10	15	25	25	30	30	35	170 MW

source: OERC, Odisha Renewable Energy Policy 2015-2022 (Appendix 4-28)

また州政府は、再生可能電源の開発を支援するため、Odisha Renewable Energy Development Fund の創設を計画している。³⁸

2) 再生可能エネルギー調達義務制度 (RPO) Renewable Purchase Obligation

再生可能エネルギーの買取義務は、OERC (Procurement of Energy Renewable Sources and its Compliance) Regulations, 2015 が定めている。買取義務を有するのは、次の事業者である。

- 配電事業ライセンス保有者（または、彼らに代わって電力を調達するもの³⁹）
- 従来型設備による 1MW 以上の自家発電設備の電力を消費するもの
- 託送を利用して従来型設備による発電電力を消費するもの

再生可能エネルギー電力の買取義務量（総電力消費量に対する比率）は次のように定められている。太陽光発電による電力供給が十分でない場合は、買取義務者は義務量を達成するまで、その他の再生可能エネルギーによって発電した電力を調達しなければならない。

Table 4.2.7-7 RPO Target for FY2015 and Onward

Target year	Solar	Non-solar	Total
FY2015	0.5%	2.5%	3.0%
FY2016	1.5%	3.0%	4.5%
FY2017	3.0%	4.5%	7.5%
FY2018	4.5%	5.0%	9.5%
FY2019	5.5%	5.5%	11.0%

source: OERC (Procurement of Energy Renewable Sources and its Compliance) Regulations, 2015⁴⁰

3) 購入価格

買い取り価格は OERC が適宜定めている。

³⁸ 基金の設立は 2016 年 11 月時点では確認出来ない。報道によると、基金の規模は今後 5 年間で 5 billion INR. (Business Standard, 4 June 2015

http://www.business-standard.com/article/economy-policy/odisha-targets-3k-mw-green-energy-capacity-addition-115060401332_1.html)

³⁹ 現在の市場構造では、GRIDCO が該当

⁴⁰ <http://mnre.gov.in/file-manager/Compendium/Final/Odisha%202.pdf>

Table 4.2.7-8 OERC Approved Average Purchase Price of GRIDCO

	Solar PV	Wind	Small hydro	Biomass
FY 2013	10.60 INR/kWh	-	3.68 INR/kWh	5.16 INR/kWh
FY 2014	8.70 INR/kWh	-	3.68 INR/kWh	5.56 INR/kWh
FY 2015	8.04 INR/kWh	-	3.68 INR/kWh	5.76 INR/kWh
FY 2016	7.10 INR/kWh	-	3.69 INR/kWh	5.94 INR/kWh

source: OERC, Annual Revenue Requirement and Tariff for the FY 2013-14, FY 2014-15, FY 2015-16, FY 2016-17 (M/s GRIDCO)⁴¹.

(7) 変動電源対策

変動電源対策には幾つかの選択肢がある。

1) 時間別電気料金

州では時間別電気料金（TOD：Time of Day）が利用可能である。以下に、2014年度の料金制度の例を示す。⁴²

- オフピークの時間帯は深夜12時から翌朝6時まで
- 三相電力の受電者（街灯と自家発のバックアップを除く）のうち静的電気メーターを設置しているものは、オフピーク時間帯に0.1 INR/kWhの割引を受けることが出来る。
- 産業用需要家は、オフピーク時間帯は契約電力の最大120%までペナルティなしで利用することが出来る。

2) 農業用/灌漑用電力供給の管理

州政府は、農業用/灌漑用の専用フィーダーの設置を進めている。これら消費者向けには供給原価の50%未満での販売することやコストの内部補助金(cross subsidy)が認められており、これを管理することが目的である。副次的な効果として、農業用/灌漑用に対する給電時間を管理することで、負荷を平準化する効果が期待できる。しかし残念ながら、Odisha州のこれら需要はそれほど大きなものではなく、従って得られる負荷平準化効果も限られる。

3) Pumped Storage Power (PSP)

Odisha州では3つの新規揚水発電所建設計画がある。このうち、Upper Indravati地点がDPR (Detailed Project Report)の作成で最も進んでいる。

⁴¹ <http://www.orierc.org/GRIDCO%20Tariff%20Order%20FY%202016-17.pdf>,

http://www.orierc.org/orders/2015/GRIDCO_Tariff_Order_FY_2015-16.pdf,

http://www.orierc.org/orders/2011/GRIDCOS_TARIFF_ORDER_2014_15.pdf

⁴² OERC (Terms and Conditions for Determination of Wheeling Tariff and Retail Supply Tariff) Regulations, 2014

Table 4.2.7-9 Possible Pumped Storage Power Plant Project

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

source: Interviews to OHPC

しかし、揚水発電所の新規開発に対する見方は組織によって様々である。最も大きな障壁は、経済性の面で如何に GRIDCO を説得するか、という点にあると考えられる。発電した電力は GRIDCO に買い取ってもらう以外に選択肢はなく、したがって GRIDCO の同意なしには OHPC は最終投資決定をすることができない。

しかし同時に、シングルバイヤー制度は揚水発電の建設を助ける要素ともなり得る。これは、シングルバイヤー制度が異なる電源のコストプールとして機能するためである。揚水発電所の割高なコストは、水力や石炭といった他の安価な電源のコストのなかに埋没し、電力を調達する Discom や最終需要家に対する影響を小さくすることが出来る。

Table 4.2.7-10 Views for PSP Development

Organization	View
State Energy Department	Necessity for PSP exist because of; - Need to supply balancing power (wider peak/off-peak gap, increasing VRE, lack of gas-fired power plant) - Central government policy to support PSP
OERC	Although a situation becomes better, the state is in a supply shortage position, thus addition of supply capacity is a priority (rather than balancing power)
OHPC	Plan to develop PSP.
GRIDCO	Careful consideration is required since the state is enjoying low power generation cost and PSPs is high cost supply source. Conventional type hydro power can work as sources of peak power supply.

source: Interview to each organization

(8) 用地の取得

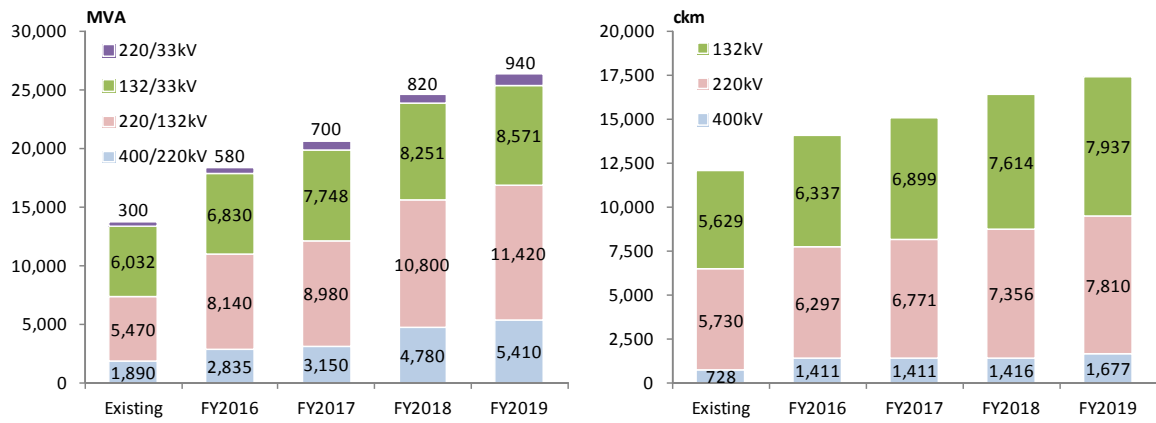
関連規則や手続きは連邦政府が定めるものに則っている。

4.2.8 送電

(1) 送電ネットワーク

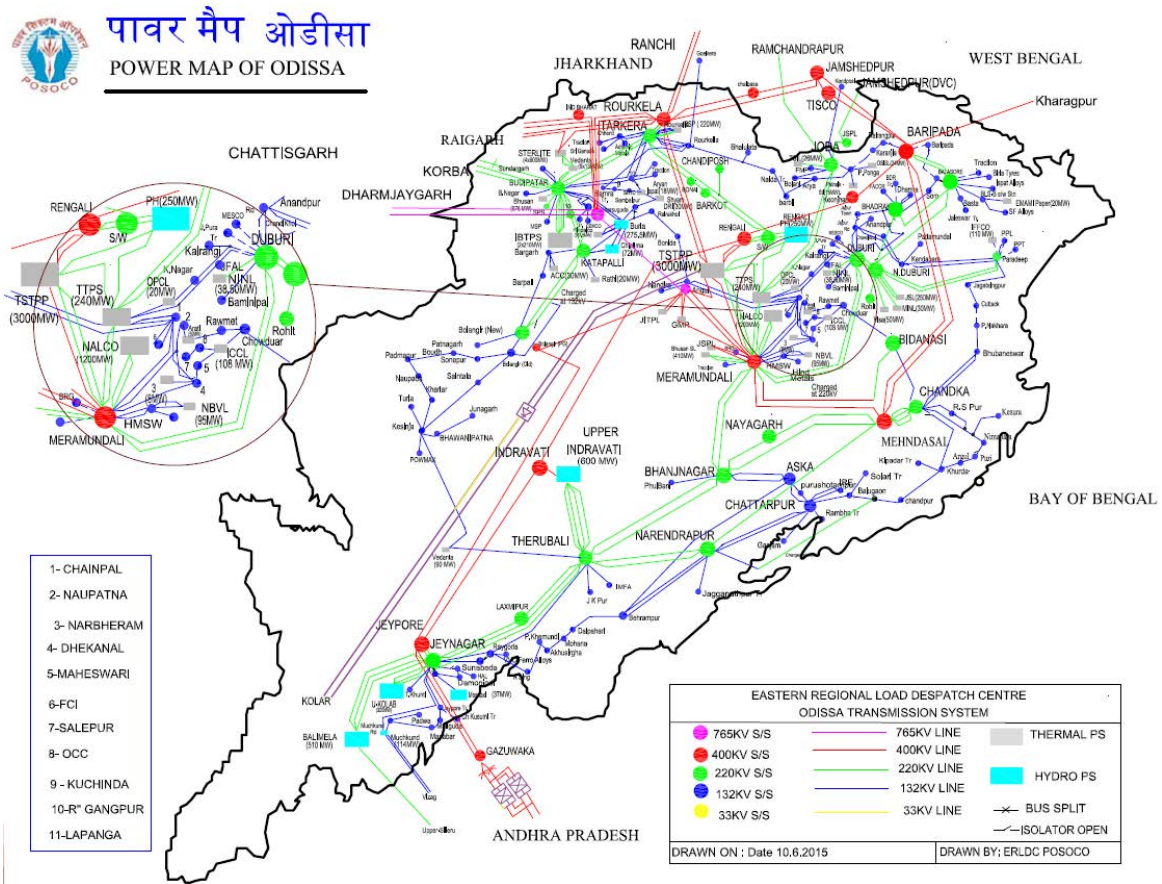
送電網は主に OPTCL が所有、運用している。OPTCL はピーク需要の伸びに合わせて 2019 年までに、州際送電網の 12,649 MVA の変圧器と 5,337 circuit km の送電線の増強を計画している。

OPTCL が所有するのとは別に、連邦政府の PGCIL が計 575 ckm の 765 kV 線と 4,254 ckm の 400 kV 線からなる州際送電網を運用している。この設備では、2018 年度までに 23,230 MVA の変圧器を追加する計画である。



source: 24×7 Power for All Odisha (Appendix 4-32)
ckm = circuit kilo meter

Figure 4.2.8-1 Intra-state Transmission Capacity & Line Length



source: Eastern Regional Load Dispatch Center

Figure 4.2.8-2 Power Map of Odisha

OPTCL は、次に示すような州内送電網の強化計画を有する。

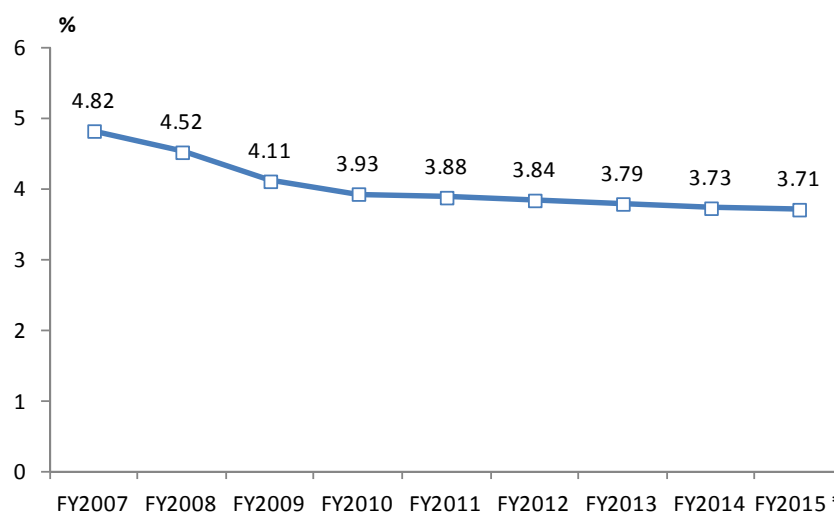
Table 4.2.8-1 Project for Intra-state Transmission System

Projects	Project Estimate	Purpose	Timeline
RRCP (Radial to Ring Conversion Project)	Rs 250 Crore	Reduce Interruptions- Multi Source Connectivity	3 Years, FY 2015-16 to FY 2017-18 (3 Years)
DRC (Disaster Response Centre)	Rs 151 Crore	Quick restoration of power supply during natural disasters	FY 2015-16 to FY 2017-18 (3 Years)
DRPS (Disaster Resilient Power System)	Rs 231 Crore	Reduce damages to the transmission Infrastructure during natural disasters	FY 2015-16 to FY 2017-18 (3 Years)
SMART GRID AMI, GIS, OPGW, SCADA	Rs 250 Crore	More efficient, Reliable & Cost effective transmission of electricity	FY 2015-16 to FY 2017-18 (3 Years)
SCRIPS (State Capital Region Improvement of Power System)	Rs 1500 Crore	24x7 Un-interrupted and Reliable Power Supply in the State Capital Region	Phase 1: FY 2015-16 to FY 2018-19 (Rs 1492 Crore) Phase 2: FY 2020-21 to FY 2021-22 (2 Years)

source: 24×7 Power for All Odisha (Appendix 4-32)

(2) 送電ロス

OPTCL の送電ロスは徐々に低下しており、更なる改善が期待されている。



* Date for FY 2015 is from April to September

source: Annual Revenue Requirement and determination of Transmission Tariff for the year 2016-17 (M/s OPTCL)⁴³

Figure 4.2.8-3 Transmission Loss

⁴³ <http://www.orierc.org/OPTCL%20Tariff%20Order%20FY%202016-17.pdf>

(3) 運用基準

Odisha 州は West Bengal 州、Bihar 州、Jharkhand 州、Sikkim 州とともに東部地域系統を構成している。系統の運用基準は CEA が定める The Indian Electricity Grid Code (Second Amendment) Regulations, 2014 による。

Table 4.2.8-2 Allowance of Grid Operation

	Nominal	Max. allowance	Min. allowance
Frequency	50Hz	50.05Hz	49.9Hz
Voltage	765 kV	800 kV	728 kV
	400 kV	420 kV	380 kV
	220 kV	245 kV	195 kV
	132 kV	145 kV	122 kV
	110 kV	121 kV	99 kV
	66 kV	72 kV	60 kV
	33 kV	36 kV	30 kV

source: CEA, (Grid Standards) Regulations, 2010; CEA, The Indian Electricity Grid Code (Second Amendment) Regulations, 2014 (Appendix 4-6)

(4) オープンアクセス

オープンアクセスに関する規則は、OERC が 2005 年と 2006 年に発表している。1 MW 以上の需要家が利用可能であり、申請審査は SLDC が管理している。

Table 4.2.8-3 Relevant Regulations to Open Access

Name	Effective data
OERC (Term and Condition for Open Access) Regulation, 2005	21 June 2005
OERC (Determination of Open Access Charges) Regulation, 2006	18 July 2006

source: OERC, Annual Report 2013-14⁴⁴

Table 4.2.8-4 Number of Application and Approval of Open Access

	Interstate		Intrastate	
	Application	Approved	Application	Approved
FY2009	315	301	n.a.	0
FY2010	132	101	n.a.	0
FY2011	127	104	n.a.	2
FY2012	332	308	n.a.	8
FY2013	739	664	22	19

source: OERC, Annual Report 2013-14

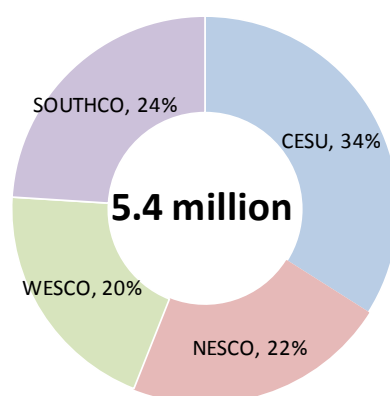
⁴⁴ http://www.orierc.org/Annual_Report_2013_14.pdf

(5) アンシラリーサービス

CEA が(Ancillary Service Operation) Regulation 2015 を定めている。運用では ERLDC (Eastern Regional Load Dispatch Center) が主要な役割を担い、州内の系統運用を代表する SLDC は毎日、翌日の需要予測を ERLDC に提出する。⁴⁵

4.2.9 配電

Odisha 州には直接的、間接的に州が保有する 4 つの配電会社がある。各配電会社には、独占的に事業を行うことが出来る供給地域が定められている。4 社の中では、州都を含む州中心部に電力を供給する CESU の需要家件数が最も多い。



source: 24×7 Power for All Odisha (Appendix 4-32)

Figure 4.2.9-1 Share of Distribution Companies by Number of Household Customers

(1) 地方電化

家庭の電化率は徐々に改善しており、2015 年は 53%であった (2011 年の国勢調査に基づく)。未電化家庭は約 427.8 万件である。未電化村落は、2015 年度末時点で 2,210 ある。

Table 4.2.9-1 Status of Rural Electrification

Household	
Total rural household (census 2011)	8.144 million
Un-electrified rural household (as of 31 Mar 2015)	4.278 million
Village	
Total inhabited villages	47,677
Un-electrified villages (as of 31 Mar 2016)	2,210
Un-electrified villages as of 31 July 2016	2,033
of which; Villages to be electrified through grid	1,331
Villages to be electrified through off-grid	269
Uninhabited villages	433

source: DDUGJY web site, Status of Rural Electrification in Odisha
<http://www.ddugjy.gov.in/mis/portal/statewisesummary.jsp>

⁴⁵ NLDC, Detail Procedure of Ancillary Service Operations, March, 2016

連邦および州政府は、地方の電化を進める様々なプログラムを進めている。

Table 4.2.9-2 Rural Electrification Programs

RGGVY	<i>Rajiv Gandhi Grameen Vidyutikaran Yojana</i> <u>Central government</u> program which was launched in April 2005 by merging ongoing schemes. Program is executed by state Discoms. Under the program, maximum 90 % grant is provided by central government. Remaining comes as loan by Rural Electrification Corporation (REC) to the State Governments and Discom shall also contribute 5-10 % of project cost depending on its type. It covers rural villages which has more than 100 population.
DDUGYJ	<i>Deendayal Upadhyaya Gram Jyoti Yojana</i> <u>Central government</u> program which aims at 1) separation of agricultural and non-agricultural feeder line, 2) strengthening distribution system including meter, and 3) supplement RGGVY program.
BGYJ	<i>Biju Gram Jyoti Yojana</i> <u>State government</u> program which was launched in FY2007 to electrify rural villages having less than 100 population those are not covered by RGGVY. 100 % of budget is provided by state government. A total of 2 billion INR has been planned to be spent during FY 2015 to FY 2019 under this scheme.
BSVY	<i>Biju Saharanchala Vidyutikaran Yojana</i> <u>State government</u> program which was launched in FY2009 to electrify villages/wards/slums inside of the city. Originally it was targeted the area more than 100 population but amended to subject those population with less than 100. 100 % of budget is provided by state government. A total of 800 million INR has been planned to be spent during FY 2015 to FY 2019 under this scheme.

source: 24×7 Power for All Odisha (Appendix 4-32)

しかし、このような努力や連邦政府からの財政支援にも係わらず、Odisha 州は依然として多くの課題を抱えている。⁴⁶

- 事業実施者の不足
- 大企業による事業の独占
- 送配電線の用地確保
- Discom の財政基盤の弱さ
- 人材の不足

(2) 配電網の拡張

州政府は次のような投資計画を通じて、配電網も拡張を目指している。

⁴⁶ 24×7 Power for All Odisha

Table 4.2.9-3 Existing and Planned Expansion of Distribution System

	FY2000	FY2015	FY2019 (plan)
High voltage line	60,107 km	129,305 km	180,911 km
Low voltage line	54,155 km	142,854 km	228,436 km
33/11 kV sub station	-	6,147 MVA	11,402 MVA
11/0.4 kV sub station	-	8,010 MVA	11,844 MVA

* High voltage line length in 2019 is sum of 33kV line and 11kV line.
source: 24×7 Power for All Odisha (Appendix 4-32)

1) IPDS: Integrated Power Development Scheme

2014 年度に認可された連邦政府のプログラム。目的は、1) 都市部での配電網強化、2) 都市部でのメータリング強化、3) IT を活用した配電網の強化、である。予算は連邦政府が準備する。

2) Restructured Accelerated Power Development & Reforms Programme

配電網改善を目的とした州政府のプログラムで、1) 実質的な損失削減、2) 正確で信頼性の基本データの自動収集、3) 会計における IT の活用、を行う。

3) ODSSP: Odisha Distribution System Strengthening Project

2014 年から 2019 年の間に計 26 Billion INR を投じて、33/11 kV の変電所 500 地点を建設する州のプログラム。

4) ODAFFP: Odisha Dedicated Agriculture & Fishery Feeder Project

2014 年度から 2016 年度にかけて計 10 billion INR を投じて、11 kV の農業および漁業専用フィーダーを建設する州のプログラム。

(3) 電気料金

OERC が発電、送電、バルク供給 (bulk supply : GRIDCO が行う配電会社への卸供給) の料金を、連邦政府が定める関連規制に則って定めている。言い換えると、電気料金に係る州独自の規則は存在しない⁴⁷。OERC は各主体が事業の運営に要する費用を把握し、消費者のカテゴリー別に課すべき料金を算定する。料金は、コストを適切に反映し、極力、内部補助 (cross subsidy) を少なくするように設計する。

GRIDCO はシングルバイヤーであり、Bulk Supply Price (BSP) と称される GRIDCO から Discom への販売価格は規制委員会が定める。BSP は近年低下する傾向にあり、2012 年度の 270.24 Paise/U が 2013 年度には 265.27 Paise/U に、2014 年度には 263.21paise/U であった。卸価格の低下は、当該期間中の水力発電の利用率が影響していると推察される。

⁴⁷ OERC インタビューより

Table 4.2.9-4 Bulk Supply Price (BSP) of GRIDCO

Particulars	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16
Average BSP (P/U)	125.84	120.85	119.92	122.15	122.2	170.25	231.65	270.74	265.27	263.21	284.29
% Change	-3.85%	-3.96%	-0.77%	1.85%	0.04%	39.32%	36.07%	16.87%	-2.02%	-0.78%	7.98%

source: GRIDCO Tariff Order FY 2016-17 (Appendix 4-27)

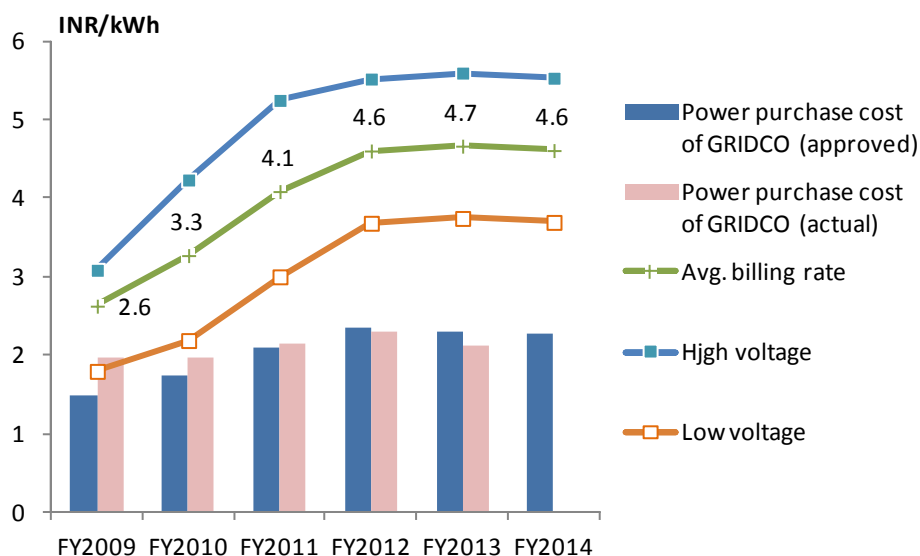
Table 4.2.9-5 Bulk Supply Price to each Discom and Quantum of Energy for FY 2016-17

Name of the DISCOMs	Existing Bulk Supply Price i.e. approved for FY 2015-16 (P/U)	Quantum of Energy for sale during FY 2016-17 (MU)	Total Revenue for FY 2016-17 (Rs. Crore)	Bulk Supply Price approved for FY 2016-17 (P/U)
CESU	285.00	8570.00	2313.90	270.00
NESCO	302.00	5450.00	1618.65	297.00
WESCO	310.00	7050.00	2086.80	296.00
SOUTHCO	200.00	3470.00	683.59	197.00
Total	284.29	24540.00	6702.94	273.14

source: GRIDCO Tariff Order FY 2016-17 (Appendix 4-27)

電気料金は 2009 年度から 2012 年度にかけて、GRIDCO の平均的な調達コストよりも大きく上昇した。この背景には、コストを適切に反映した料金に変えていくとの政策があったとみられる。電気料金が上昇する以前の 2002 年度から 2009 年度にかけては、卸物価指数が年率平均 5% で上昇したにも関わらず電気料金はほとんど値上げがされず、実際の供給コストと料金の乖離が大きくなっていた。

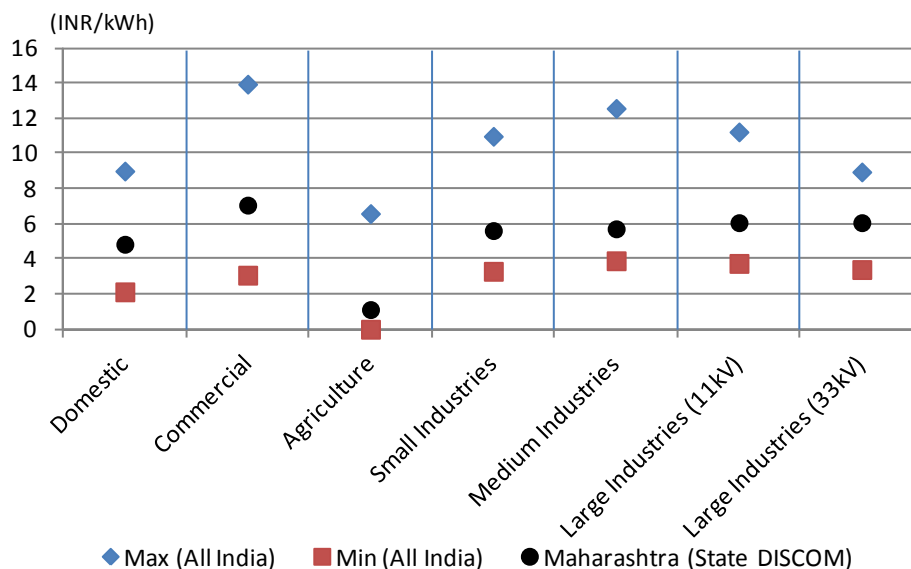
2013 年度から 2014 年度にかけては、再び電気料金がほぼ据え置かれた。これは、供給過剰な状態が生じたことによる。GRIDCO は高い電力を買う必要がなくなり、供給コスト自体が上昇しなかったのである。



source: OERC, Annual Report 2009-10, 2012-13, and 2013-14⁴⁸

Figure 4.2.9-2 Power Purchase Cost of GRIDCO and Average Retail Billing Rate

他の州と比較すると、全ての分野で Odisha 州の電気料金は安価な水準にある。



source: CEA, Electricity Tariff & Duty and Average rates of electricity supply in India, March 2015

Figure 4.2.9-3 Average Electricity Prices by Sector

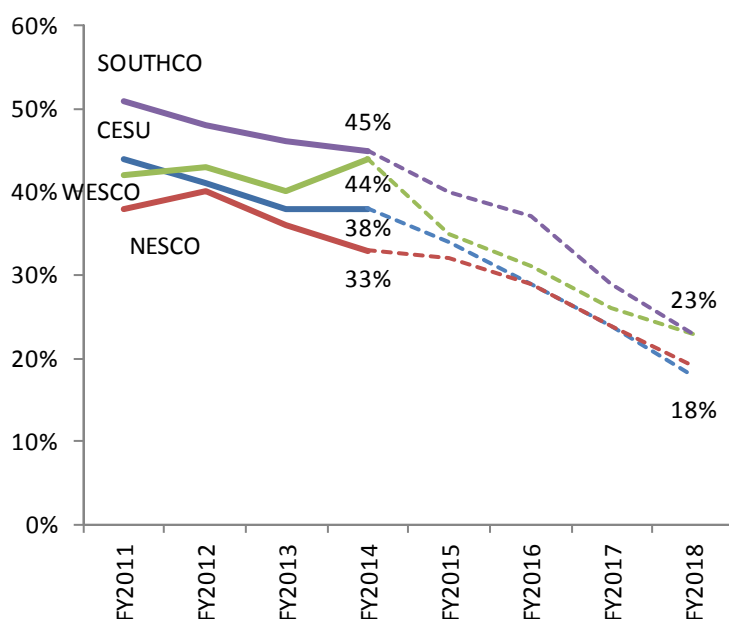
(4) AT&C ロス

AT & C ロスは常に大きな問題で、Odisha 州もその例外ではない。2000 年度から 2014 年度に

⁴⁸ http://www.orierc.org/Annual_Report_2013_14.pdf,
http://www.odisha.gov.in/disaster/src/ANNUAL_REP_04-05/Annual_Report_2009-10.pdf,
http://www.orierc.org/Annual_Report_2012_13.pdf

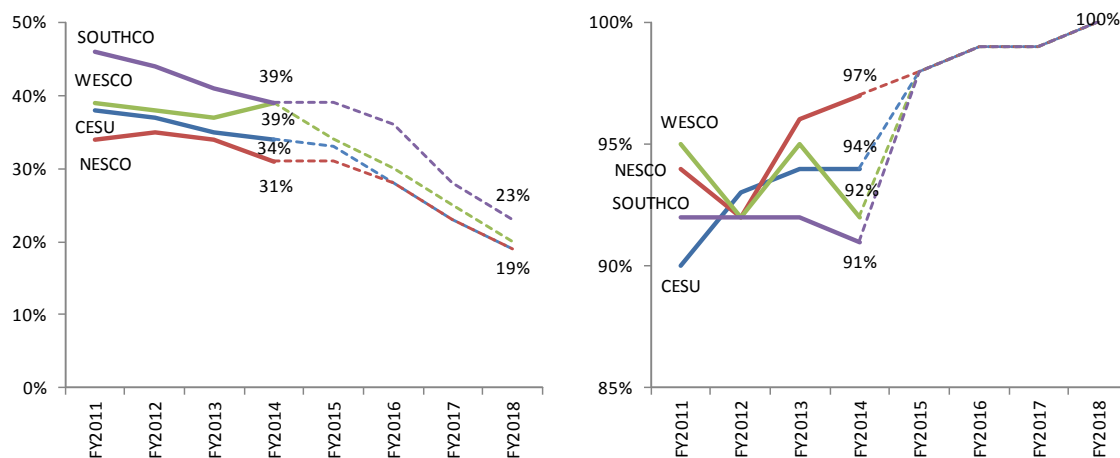
かけて損失は 57 %から 38 %へと大きく改善したが、今なお発電した電力約 1/3 が供給チェーンのどこかで失われている。

更に損失を削減すべく、州政府は主に二つの手段を講じている。第一に、料金回収率を 2018 年度までに 100 %とすることを目指している。2014 年度の回収率は、配電会社によって 91 %から 97 %である。各配電会社は、全てのフィーダーにメーターを設置することや、料金回収の強化、盗電防止策の強化を進める。第二に、変圧器を中心とした送電網の改善によって、技術的な損失を削減する。州政府はこれらの対策を通じて、2018 年度に AT&C ロスを 20%にまで引き下げることを見込んでいる。



source: 24×7 Power for All Odisha (Appendix 4-32)

Figure 4.2.9-4 History and Prospect of AT & C loss



source: 24×7 Power for All Odisha (Appendix 4-32)

Figure 4.2.9-5 Distribution Loss & Collection Efficiency

(5) 配電会社の財務状況

1) 財務状況

料金の見直しによって次第にコストを適切に反映するものになっているが、依然として配電会社の会計は純損失のバランスにある。2014年度に4つの配電会社が計上した損失は合計1,414 Croresで、これは総収入の17%に相当した。その結果、4社の累積損失は30%も増える結果となった。

Table 4.2.9-6 Status of Loss and Debt (as of Mar 2015, billion INR)

	Losses for FY2014	Cumulative loss	Debt outstanding
CESU	5.09	26.41	24.96
NESCO	2.85	12.4	13.66
WESCO	5.17	13.22	13.73
SOUTHCO	1.03	9.18	8.61
total Discoms	14.14	61.21	60.96
GRIDCO	2.71	34.76	55.52
total State	16.85	95.97	116.48

source: 24×7 Power for All Odisha (Appendix 4-32)

州政府は、この配電会社の累積損失問題を解決するためにシナリオ分析を行っている⁴⁹。その結果によると、料金の引き上げは対策の肝であり、これを回避することは出来ない。料金を11%から12%引き上げ、かつAT&Cロスの20%削減を達成することができれば、2019年度に配電会社の収支を均衡させることができるとしている。

2) 州の補助金 (subsidy)

州政府は配電会社の売上の売り上げとなる補助金は提供していない。⁵⁰

例えば月の電力消費量が30 kWhを下回るといった貧困層に対しては、内部補助を原資とする特別な料金が提供されている。この料金は、平均供給コストの50%以下である。

⁴⁹ 24×7 Power for All Odisha

⁵⁰ OERC, Case nos. 57,58,59 & 60 of 2015, 21 Mar 2016, http://energy.odisha.gov.in/MAKE_IN_INDIA/TARIFF_NOTIFICATION.pdf

Table 4.2.9-7 Retail Supply Tariff Effective from 1st April, 2016

Category	Energy Charge (P/U)
LT Category	
Domestic <30U/mth	80 per mth
Domestic	250-560
General Purpose	530-700
Irrigation Pumping & Agriculture	150
HT Category	
Domestic	430
Irrigation Pumping & Agriculture	140
General Purpose	420-525
EHT Category	
General Purpose	415-520

source: Publication of Tariff Notification under Regulation 57 of OERC⁵¹

3) UDAY スキームへの申請

Odisha 州政府は、2016 年 1 月に UDAY スキームに参加することを決定した。UDAY スキームは配電会社の負債処理に用いるが、Odisha 州はスキームを GRIDCO に適用することを求め、連邦政府との調整を続けている。Odisha 州は他と異なりシングルバイヤーである GRIDCO に負債の多くが集まる構造となっているためである⁵²。2016 年 11 月時点で、Odisha 州は基本合意に達したものの、覚書の締結には至っていない。

(6) 電力市場と取引

州固有の取引市場は存在しない。ERLDC の報告によると、量は少ないものの 2015 年度の実績では GRIDCO は 287 MU の電力を取引所から短期で、1,072 GWh を他州から短期で調達した。これらは、州内の電力需要の約 3% に相当する⁵³。OERC の Tariff Order FY 2016-17 によると、GRIDCO は 2014 年度に 975MU の取引を行い、488 Crores を得た。

GRIDCO は必要に応じて市場を通じた電力の売買を行っている。特に、取引市場の流動性が低い現在は、取引に係るリスクを最小化するために、慎重な意思決定を行っている。

Table 4.2.9-8 Power Trading by GRIDCO from 2008-09 to 2015-16

Year ⇒	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16 (Apr'15- Dec.'15)
Energy (MU)	34.88	0.90	64.20	40.33	810.68	1565.42	974.71	365.73
Power Trading (Rs. Crore)	24.43	0.79	32.05	15.82	414.59	664.60	448.107	149.068

source: GRIDCO Tariff Order FY 2016-17 (Appendix 4-27)

⁵¹ http://energy.odisha.gov.in/MAKE_IN_INDIA/TARIFF_NOTIFICATION.pdf

⁵² Business Standard, 6 July 2016

http://www.business-standard.com/article/economy-policy/odisha-wants-uday-scheme-to-be-implemented-through-its-power-trading-firm-116070600658_1.html

⁵³ Eastern Regional Load Dispatch Center, Annual Grid Report 2015-16

4.3 TELANGANA 州 (TS)



Map source : Indian Renewable Energy & Energy Efficiency Database

4.3.1 政治状況

2014年6月2日に Andhra Pradesh 州から分離独立し単独州となった Telangana 州議会選挙は2014年に行われた。与党の Telangana Rashtra Samithi (TRS) が 119 議席のうち 63 議席を獲得した。Indian National Congress (INC) と Telugu Desam Party (TDP) はそれぞれ 21 議席、15 議席に留まった。選挙結果を Table 4.3.1-1 に示す

Table 4.3.1-1 Result of Assembly Election in Telangana

Party	Seats won	Vote %
Telangana Rashtra Samithi	63	n/a
Indian National Congress	21	n/a
Telugu Desam Party	15	n/a
AIMIM	7	n/a
Others	13	n/a
Total	119	100%

source: Election Commission of India⁵⁴

⁵⁴ <http://eci.nic.in/eci/eci.html>, etc.

4.3.2 経済状況

(1) 一般

Telangana の経済は農業が中心で、主要作物は米で、その他綿、サトウキビ、マンゴ、タバコなどが特産品として挙げられる。ヒマワリや落花生由来の植物油生産も盛んになってきている。近年は、IT やバイオテクノロジー分野にも焦点が当てられ始めており、Telangana はインド国内で IT 輸出の多い州のひとつにもなっている。州内には 68 の経済特区がある。Singareni Collieries 炭鉱を始め、鉱物資源に恵まれた州でもある。

Telangana 州の主要産業

- Information technology
- Pharmaceuticals manufacturing
- Tourism
- Textile
- Mines and minerals

1) 州内総生産 (GSDP)

Telangana 州の GSDP は 2013-14 年度でインド全体の 3.7 % を占め、国内 12 位の経済規模となっている。Telangana 経済は 2005 年から 2010 年には 9.1 % の平均実質成長率を示したが、2010 年から 2015 年には 5.7 % に低下した。2005 年から 2015 年の成長率は農業セクターでは微増であったが、工業およびサービス・セクターは落ち込んだ。

- 農業成長率は 2005 年～2010 年の 1.8 % が 2010 年から 2015 年には 1.9 % となった。
- 工業セクターの成長率は同時期に 10.3 % から 1.4 % に減少した。
- サービスセクターの成長率は同時期に 10.8 % から 8.6 % に減少した。

GSDP (要素価格) を Table 4.3.2-1 に示す

Table 4.3.2-1 Gross State Domestic Product at Factor Cost (Constant Price)

(unit: Lakh INR)

State	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15
GSDP	17,418,546	18,926,867	19,705,584	20,642,724	21,743,200
Increase	---	8.7 %	4.1 %	4.8 %	5.3 %

source: Handbook of Statistics on Indian States, 2016, Reserve Bank of India⁵⁵

2) 産業構造 (対 GSDP 比)

2014-15 年度はサービス・セクターが GSDP (名目値) の 57.1 % を占め、工業セクター (25.0 %)、農業セクター (17.9 %) がそれに続いた。サービス・セクターが州の主要産業となっている。セクター別 GSDP の割合を Table 4.3.2-2 に示す。

⁵⁵ <https://rbi.org.in/scripts/OccasionalPublications.aspx?head=Handbook%20of%20Statistics%20on%20Indian%20States>

Table 4.3.2-2 Percentage Distribution of GSDP for 2014-15

Item	Distribution
Service	57.1 %
Industry	25.0 %
Agriculture	17.9 %

source: IBEF, 2015 (www.ibef.org)

(2) 経済政策・開発政策

Telangana 州の 2016-17 年度予算においては、灌漑、住宅、上水道、投資に関して、以下の主要政策が盛り込まれている。

- Irrigation: INR24,132 Crores to be spent on irrigation in the state, an increase of 169 % over 2015-16.
- Housing: Two lakh two bed room houses to be built for eligible poor people.
- Water Supply: Mission Bhagirath scheme to provide drinking water supply to all houses in the state.
- Investment: Proposal to set up three aerospace parks in the state. Mega food park to be setup. Second phase of Technology-hub to be launched to support technology start-ups.

加えて Telangana 州では太陽光発電、産業開発等に関し、以下の開発政策を作成している。

The Telangana Solar Power Policy 2015

- To promote regionalized and dispersed generation of solar energy.
- Effective energy conservation by the stimulation of connected grid and off-grid solar tenders.
- Endorsement of all skills related to solar power generation.
- Addition of solar parks

The New Industrial Policy 2014

- To improve 6 industrial corridors with emphasis on main industrialised sectors, with life sciences, IT and hardware being the major benefactors.
- To certify viable & comprehensive industrial development.

Upcoming policies

- Telangana IT Policy Telangana Policy for Innovation/Startups
- Telangana Electronic System Design Manufacturing Policy
- Telangana Innovation in Multimedia, Animation, Gaming and Entertainment Policy
- Telangana Textile and Apparel Policy (T-TAP)

(3) 財務状況

Telangana 州では州独自の税制規律予算管理法 (FRBM) を公布していない。このため州分離前の Andhra Pradesh 州の FRBM が適用されている。

- ・ 財政赤字：これは総受け取り額を超える総支出額超過分で、その差額は政府の借り入れにより補填され、州債務の増加となる。2016-17 年度の財政赤字額は INR 23,467 Crores と見積もられ、これは GSDP の 3.5 % に相当する。この率は FRMB や第 14 回 Finance Commission 記載の 3.0 % の枠を超過しているが、超過分の 0.5 % は Gujarat や Telangana 州のような歳入超過州のみに認められた特別な措置である。
- ・ 歳入不足：これは収益収入 (Revenue Receipt) に対する収益支出 (Revenue Expenditure) 超過分であり、政府が資産にはならない費用の借り入れを行う必要を示している。2016-17 年度予算における見積りでは歳出よりも歳入の方が多くなると予想され、INR 3,718 Crores (対 GSDP 比 0.55 %) の歳入超過を見込んでいる。これは FRMB や第 14 回 Finance Commission 記載の目標 (歳入不足解消) を達成している。
- ・ 債務総額：これは過去の債務額の蓄積で、2016-17 年度には GSDP の 18.4 % が見込まれている。

財政管理の推移を Table 4.3.2-3 に示す。

Table 4.3.2-3 Transition of Fiscal Management

(Percent)

Item	2014-15	2015-16	2016-17	Target (16-17)
Revenue deficit / GDP	0.07	0.01	0.55	0.00
Fiscal deficit / GDP	-1.78	-2.90	-3.50	-3.50
Total debt stock / GDP	16.06	17.27	18.46	22.23

source: Telangana Budget Analysis 2016-17, PRS

(4) 外国投資

1) 外国直接投資の推移

Andhra Pradesh および Telangana 州を管轄する Hyderabad の RBI 地域事務所が受け取った外国直接投資額を Table 4.3.2-4 に示す。その額は着実に増加している。

Table 4.3.2-4 Transition of DFI

Unit: Crore INR (US\$M)

Year	2013-14	2014-15	2015-16	Cumulative (2000-2016)	Percentage of total inflow
Amount	4,024 (678)	8,326 (1,369)	10,315 (1,556)	59,556 (11,571)	4

source: Fact Sheet on Foreign Direct Investment, Dept. of Industry Policy and Promotion⁵⁶

⁵⁶ http://dipp.nic.in/English/Publications/FDI_Statistics/2016/FDI_FactSheet_JanuaryFebruaryMarch2016.pdf

2) 州内の日系企業拠点

Telangana 州の日系企業拠点数の推移を Table 4.3.2-5 に示す。

Table 4.3.2-5 Transition of Japanese Firms

Year	2011	2012	2013	2014	2015
Number	-	-	-	-	149

source: Embassy of India in Japan

4.3.3 州政府予算および揚水実施機関の財務状況

(1) 州政府予算⁵⁷

Telangana 州政府の主要政策のひとつに 2020 年までに発電能力を 6,000MW から 20,000MW に増強するということが掲げられている。その他に、福祉および開発分野がターゲットとなっている。

州予算では主要セクターとして保健・家族福祉、電力セクター、灌漑セクターの三分野があげられ、予算が配分されている。電力分野（TSTRANSCO/DISCOMS/ TSGENCO への支援）の予算配分の推移を Table 4.3.3-1 に示す。

Table 4.3.3-1 Budget for Power Sector

(Crore INR.)

Item	2014-15	2015-16	2016-17
Amount	3,493.84	5,199.52	5,115.86

source: Budget at a glance 2016-17

(2) 揚水実施機関の財務状況

Telangana 州では Telangana State Power Generation Corporation Limited (TSGENCO) が揚水発電所の建設から運転保守までを担当する。TSGENCO は州新設に伴い 2014 年に設立された会社であるが、財務諸表も公表されていないことから、ここでは評価を割愛する。

4.3.4 電力セクターの概況

Telangana 州の電力需給は当面、厳しい状況が続くものの、2018-19 年には需給がプラスのポジションに転じる見通しである。州の見通しによると、2014-15 年から 2018-19 年にかけて、電力量は約 2 倍、ピーク需要は約 3 倍に拡大するとしている。州では、発電能力の増強を図るとともに、送電ネットワークの安定化を図るため、既存の揚水発電 Srisailem LB 900MW を有効活用することとしており、近く Nagarjuna Sagar 705.6MW も運転を開始する予定である。

⁵⁷ <http://www.telangana.gov.in/budget-finance>

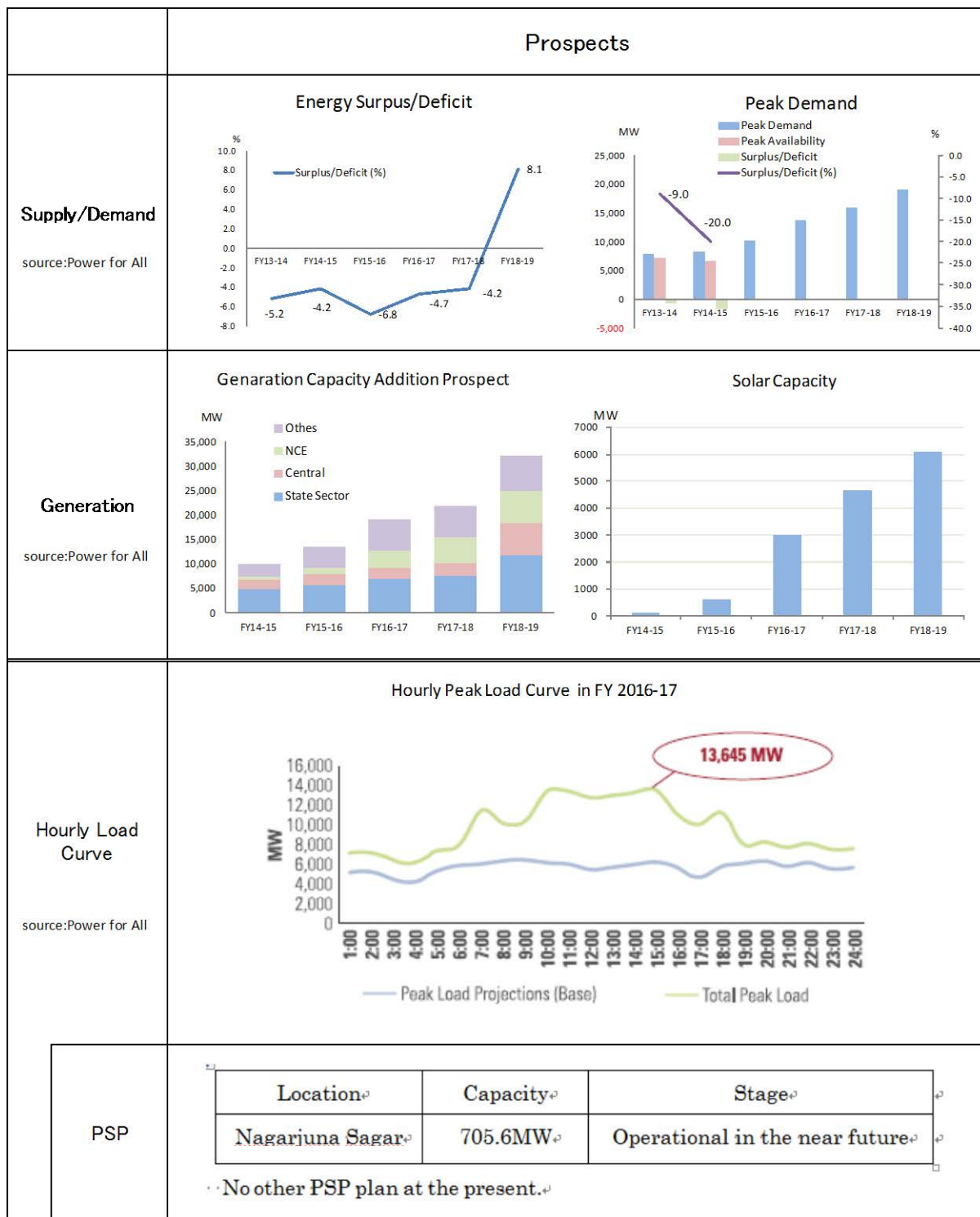


Figure 4.3.4-1 Telangana state power sector feature

4.3.5 電力供給構造

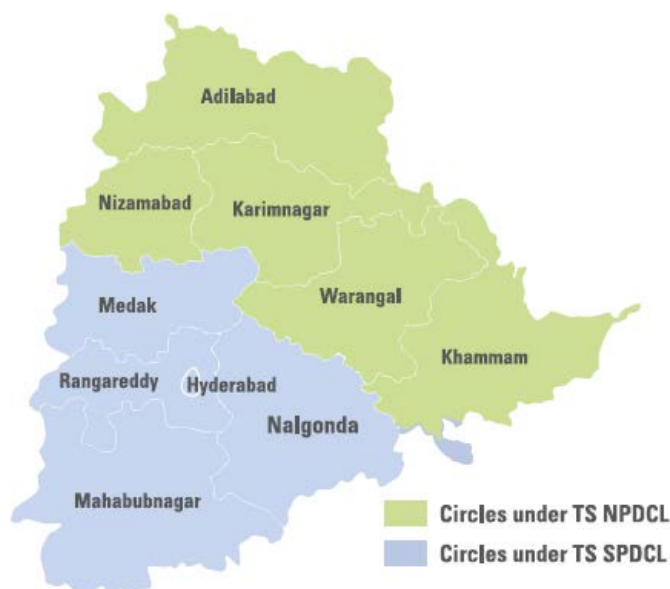
(1) 関係機関

Policy	Telangana Power Department
Regulation	Telangana State Electricity Regulatory Commission (KSERC)
Power generation	Telangana State Power Generation Corporation Ltd.(TSGENCO)
Transmission	Transmission Corporation of Telangana Ltd. (TSTRANSCO)
Dispatch	State Load Dispatch Centre (SLDC)
Distribution	Telangana State Northern Power Distribution Company Ltd. (TSNPDCCL) Telangana State Southern Power Distribution Company Ltd. (TSSPDCL)
etc.	

(2) 電力供給構造

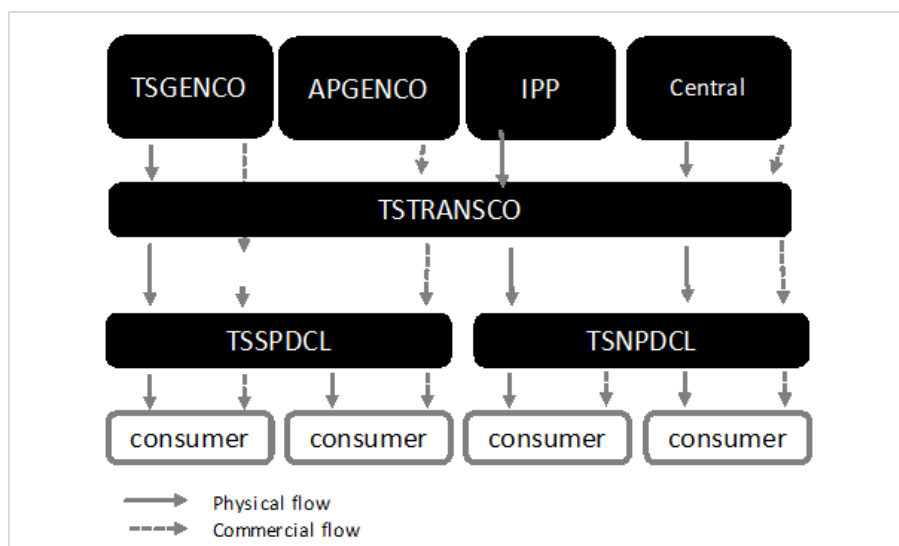
Telangana 州は Andhra Pradesh 州北部の分割により新たに誕生した。Electricity Act 2003 により送電電が分離され、以下の独立した事業会社が存在する。

- 発電会社 - Telangana State Power Generation Corporation Limited (TSGENCO)
- 送電会社 - Transmission Corporation of Telangana Limited (TSTRANSCO)
- 配電会社 ;
 - Southern Power Distribution Company of Telangana Limited (TSSPDCL)
 - Northern Power Distribution Company of Telangana Limited (TSNPDCCL).



source: Web site of each organization

Figure 4.3.5-1 Distribution Area for TSNPDCL and TSSPDCL



source: Power for All (Appendix 4-36), web site of each organization

Figure 4.3.5-2 Electricity Supply Structure

(3) 州独自の電力政策

Renewables	<ul style="list-style-type: none"> • Telangana Solar Power Policy 2015 • Telangana Wind Power Policy 2016
------------	---

- APERC RPO (Compliance by Purchase of Renewable Energy/Renewable Energy Certificates) Regulations, 2012
- TSERC (Adoption) Regulation, 2014
- TSERC Tariff Order for Retail Supply Business 2016-17, June, 2016

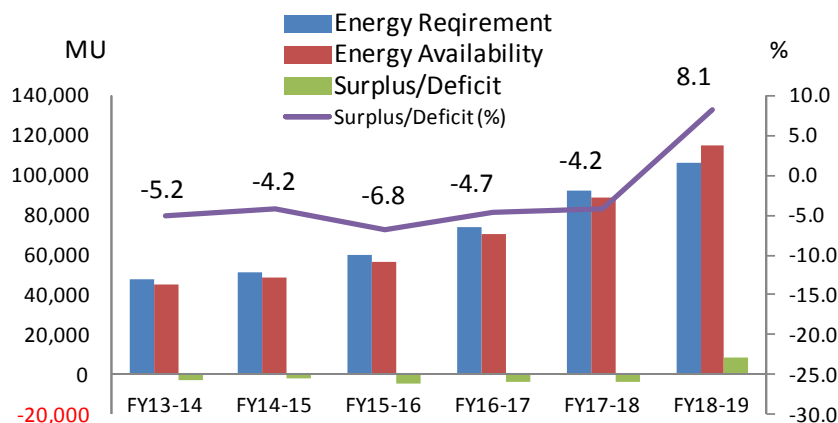
Telangana 州は分離後州独自の政策策定を進めている最中であり、それまでは Andhra Pradesh の規定が適用される(TSERC (Adoption) Regulation, 2014)。

(4) 揚水発電の実施機関

揚水発電の実施機関は Telangana State Power Generation Corporation Limited (TSGENCO)である。

4.3.6 電力需給見通し

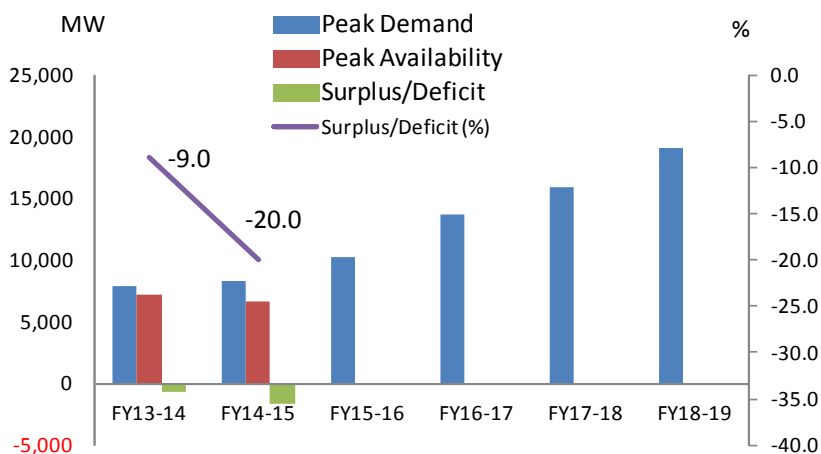
州によると、Telangana 州の電力需要は 2014-15 年の 50,916 MU から 2018-19 年には 105,974 MU へと倍増する見通しとなっている。ピーク需要は 2014-15 年の 8,331 MW から 2018-19 年には 19,053 MW へと 3 倍近く増加する。こうした急激な増加に対して、発電から電力の調達、送配電、事業者の財務の健全性など、電力セクターすべてにわたって精緻な計画と周到な準備が要求される。



source : CEA Load Generation Balance Report , Telangana Power for All (Appendix 4-45)

Figure 4.3.6-1 Energy Supply FY2013-FY2018

ピーク需要について、2016-17年は13,645 MW、2018-19年は19,053 MWと想定している。1日9時間供給している農事用の需要は約8,000 MW、Bayyaram 鉄鋼プラントの需要は約750 MW、LI (Lift Irrigation) スキーム (リフト灌漑) による需要は約6,000 MW、HMR (Hyderabad Metro Rail) の需要は163 MW、水関連の需要は180 MWと見込んでいる。電力需要の55%は農業関連が占めている。LI 需要を平準化するために、供給時間を夕方4時から朝の7時に制限している。ピーク需要に影響する詳細需要分析は完了している。



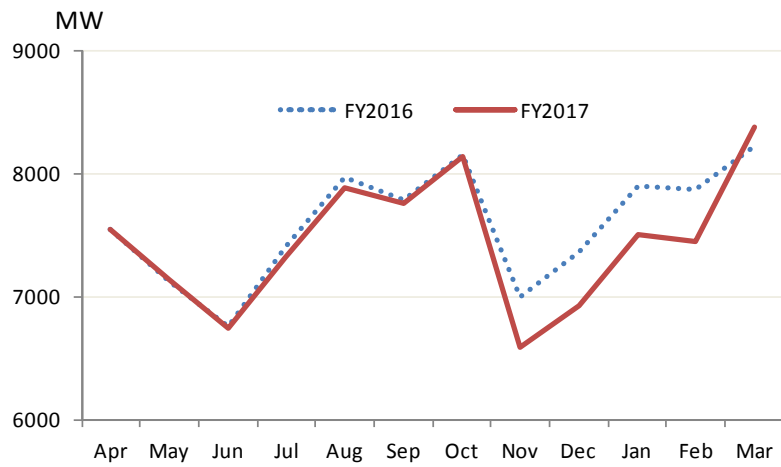
source : CEA Load Generation Balance Report (Appendix 4-1,2,3), Telangana Power for All (Appendix 4-36)

Figure 4.3.6-2 Peak Demand FY2013-FY2018

(1) ピーク需要の特徴

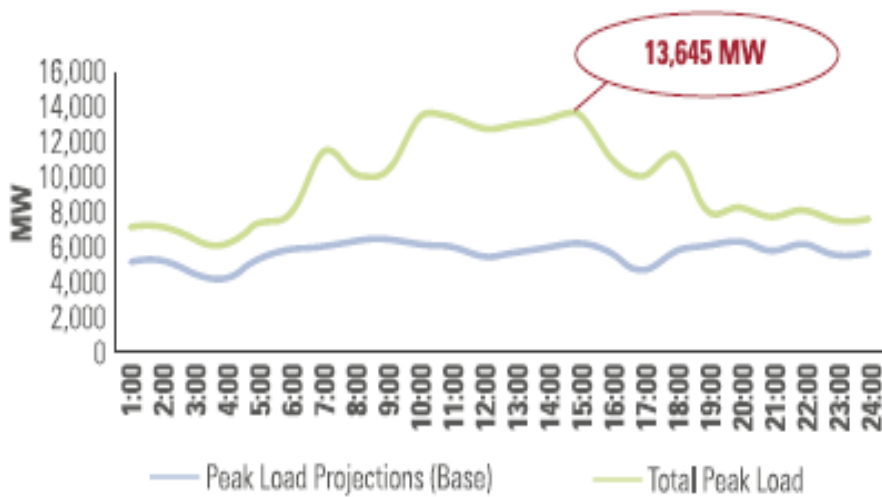
ピーク需要を月別にみると、ピークは3月で、その次は10月となっている。時間帯別にみると、2016-17年では午後3時頃となっている。同期間の農事用需要は6,500MWから7,000 MWと見込まれている。もし、農事用需要に9時間供給すると、朝9時から午後3時までオーバーラップすることになり、ピーク需要が13,645 MWに達することになる。

南部地域（Southern grid）のピーク需要をみると、他の地域よりも平準化されたロードカーブとなっている。



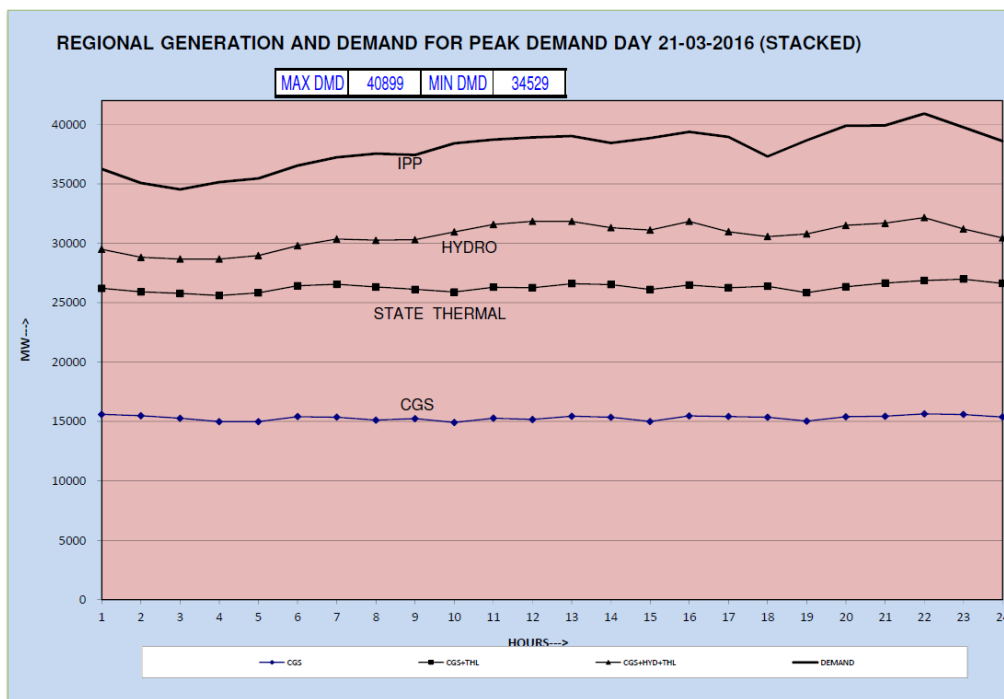
source: CEA Load Generation Balance Report (Appendix 4-1,2,3)

Figure 4.3.6-3 Monthly Peak Demand



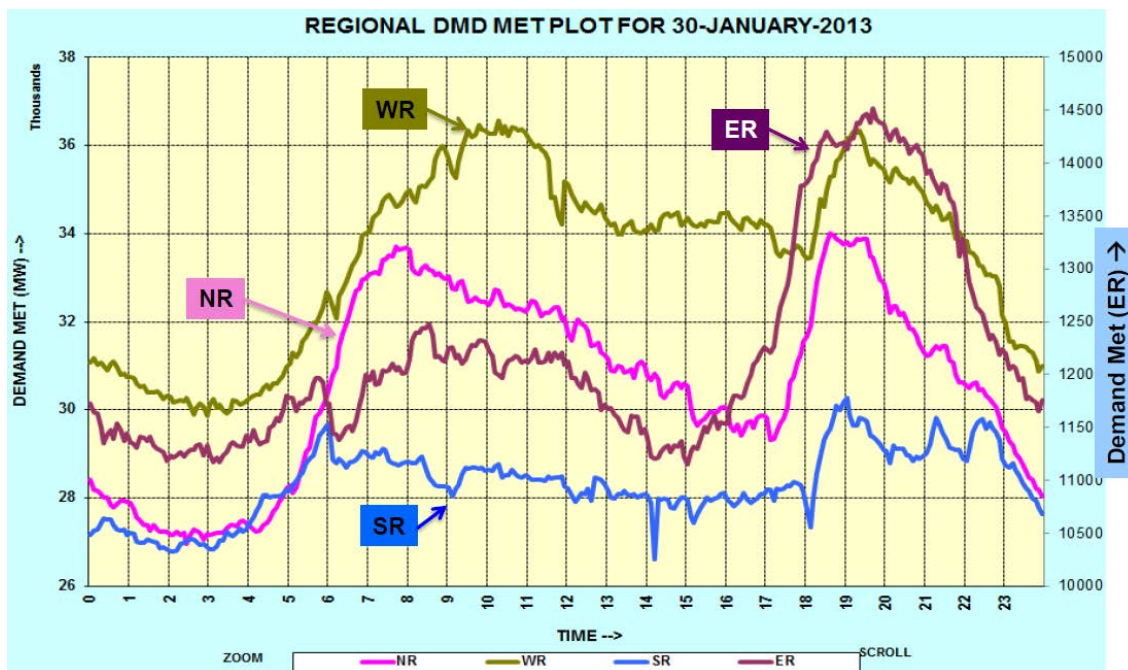
source : Telangana Power for All (Appendix 4-36)

Figure 4.3.6-4 Hourly Peak Load Curve in FY2016-17



source : Southern Regional Load Dispatch Centre, Monthly report March 2016

Figure 4.3.6-5 Southern Region Hourly Demand Curve on Maximum Day (21.3.2016)



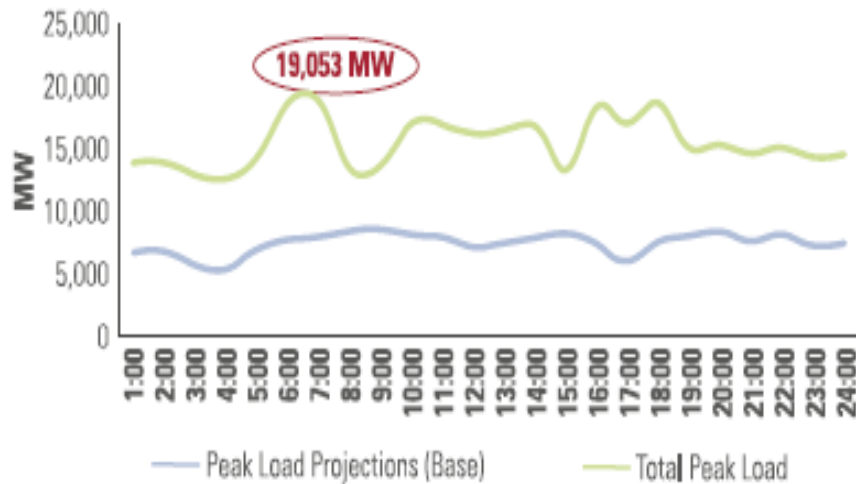
source POSOCO Large Scale Integration of Renewables at EEC Conference, 31 August 2015

Figure 4.3.6-6 Regional Geographical Diversity

(2) 2018-19年のピーク需要予測

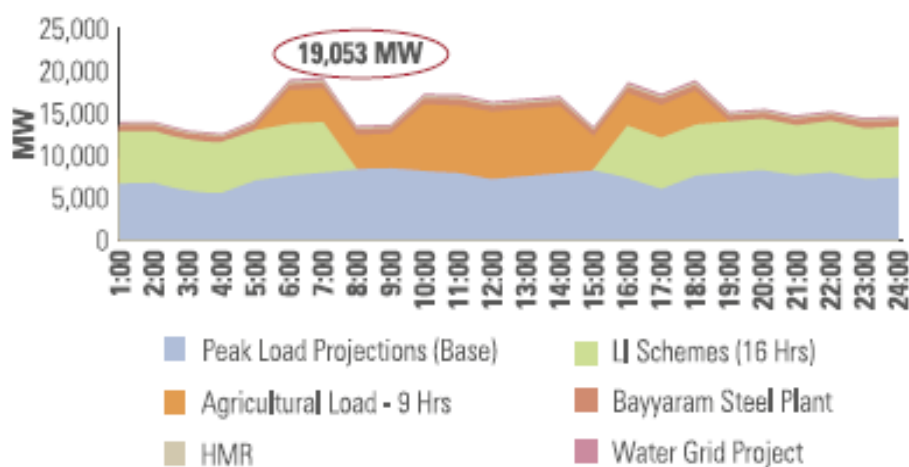
2018-19年までに州のスキームが予定どおり実施されると、ピーク需要は19,053 MWに達する。1日9時間供給している農事用需要は約8,000 MW、Bayyaram 鉄鋼プラントの需要は約750 MW、

LI (Lift Irrigation) 需要は約 6,000 MW、HMR の需要は 163 MW、水関連の需要は 180 MW と見込んでいる。電力需要の 55% は農業関連が占めている。LI 需要を平準化するために、供給時間を夕方 4 時から朝の 7 時に制限している。



source : Telangana Power for All (Appendix 4-36)

Figure 4.3.6-7 Peak Load for FY 2018-19

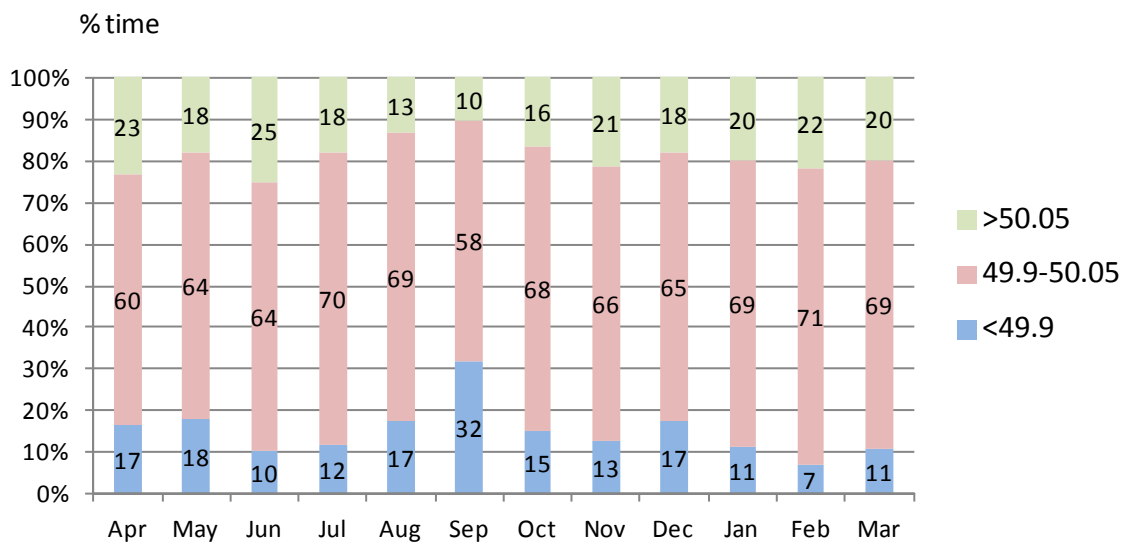


source : Telangana Power for All (Appendix 4-36)

Figure 4.3.6-8 Peak Load Break Up for FY 2018-19

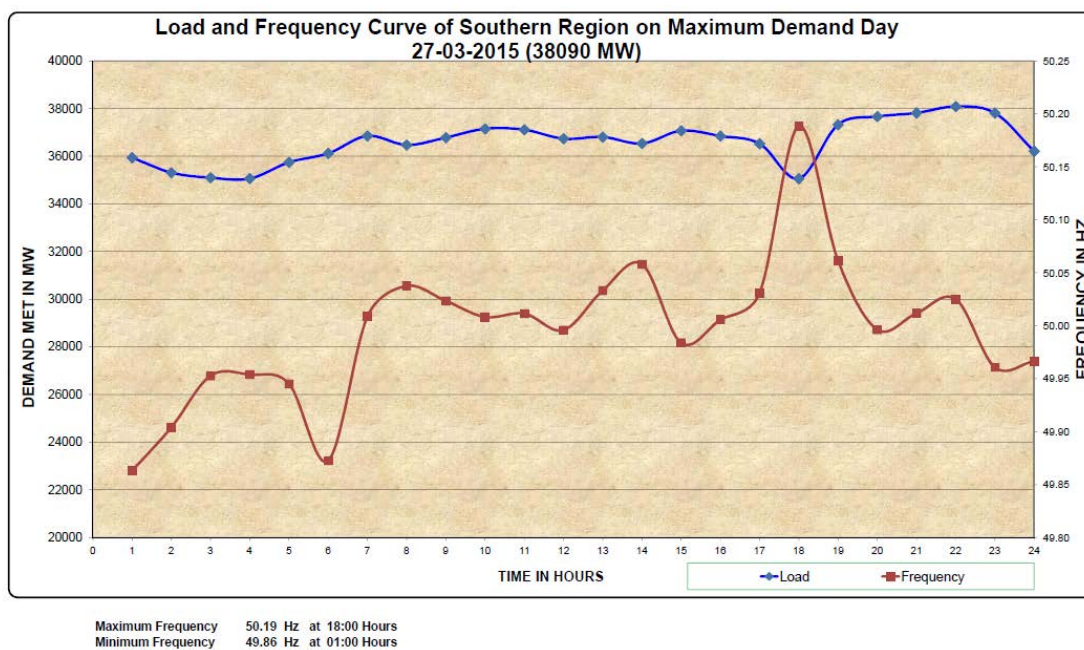
(3) 南部地域の周波数 (Frequency Profile of southern region)

インドの周波数基準値 (The Indian Electricity Grid Code (IEGC)) は 2014 年 2 月、49.9Hz-50.05Hz と定められた。南部地域の 2015-16 年の周波数をみると、IEGC 基準値内にあるのは、年間を通して 60-70% となっている。50.05Hz を超える期間は冬から春にかけて多くみられ、49.9Hz を下回るのは 9 月に顕著にみられる。2014-15 年に最大需要と最小需要が発生した日のロードカーブをみると、周波数が大きく変動していることがわかる。



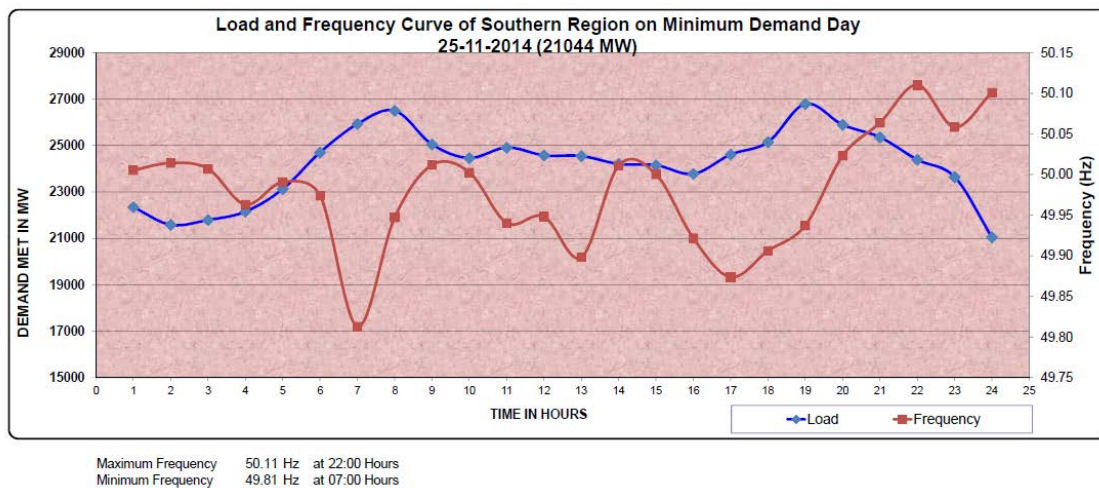
source : Southern Regional Load Dispatch Centre Quarterly Report (Appendix 4-11,12,13,14)

Figure 4.3.6-9 Frequency of Southern Region in 2015-16



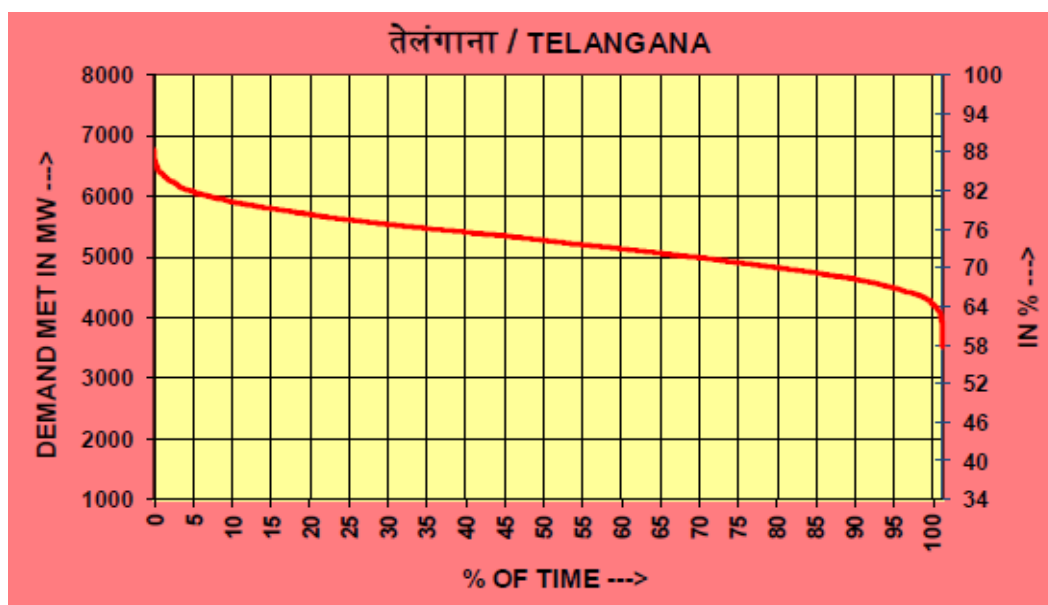
source : Southern Regional Power Committee Annual Report 2014-15 (Appendix 4-9)

Figure 4.3.6-10 Load Curve and Frequency Curve of Southern Region on Maximum day in 2014-15



source : Southern Regional Power Committee Annual Report 2014-15 (Appendix 4-9)

Figure 4.3.6-11 Load Curve and Frequency Curve of Southern Region on Minimum day in 2014-15



source : Southern Regional Power Committee Annual Report 2014-15 (Appendix 4-9)

Figure 4.3.6-12 Load Duration Curve for 2014-15

(4) 年負荷率

Telangana 州の年負荷率は近年増加してきたが、2015-16 年は減少に転じている。南部地域の年負荷率は、2013 年から 2016 年にかけて増加している。

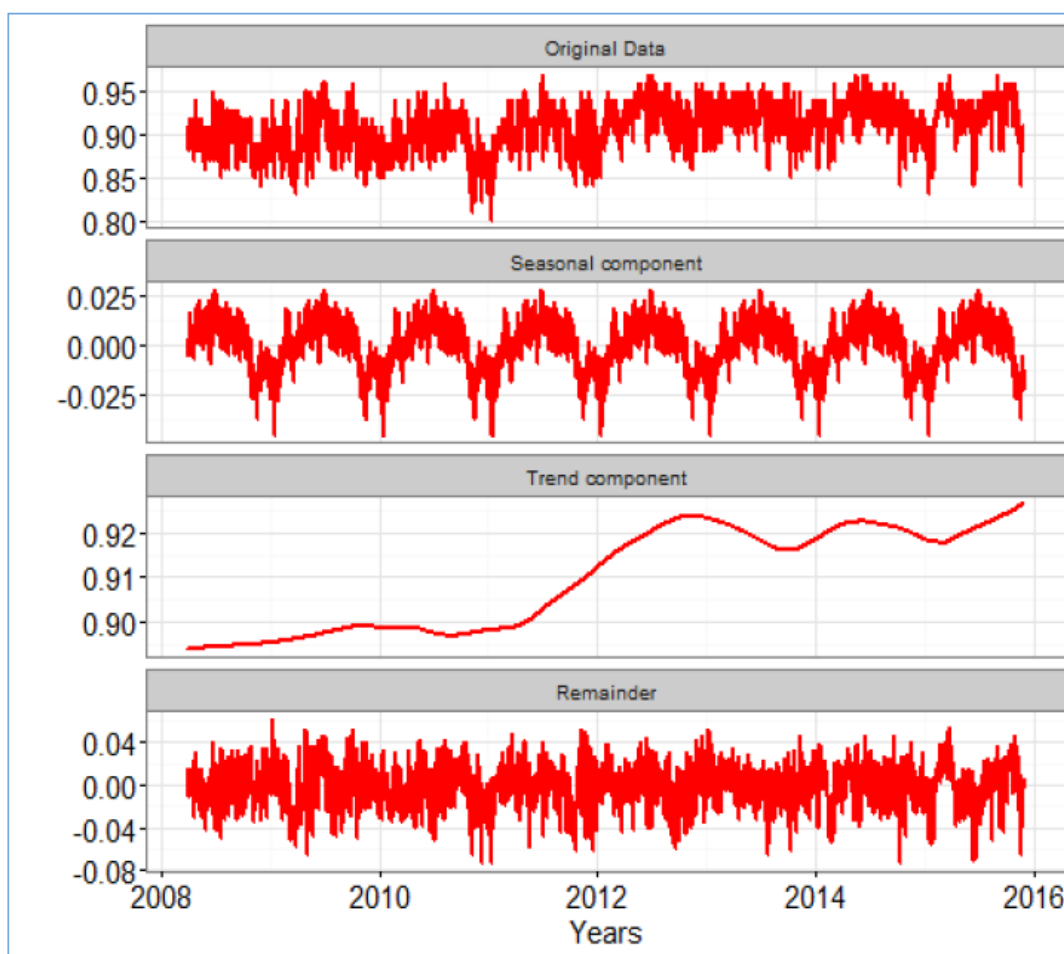
1. Average Load Factor (%)

Average Daily Load Factor from 2008-2015(Till Nov.)	91
Average Monthly Load Factor from 2008-2015(Till Nov.)	85
Average Annual Load Factor from 2008-2015(Till Nov.)	77

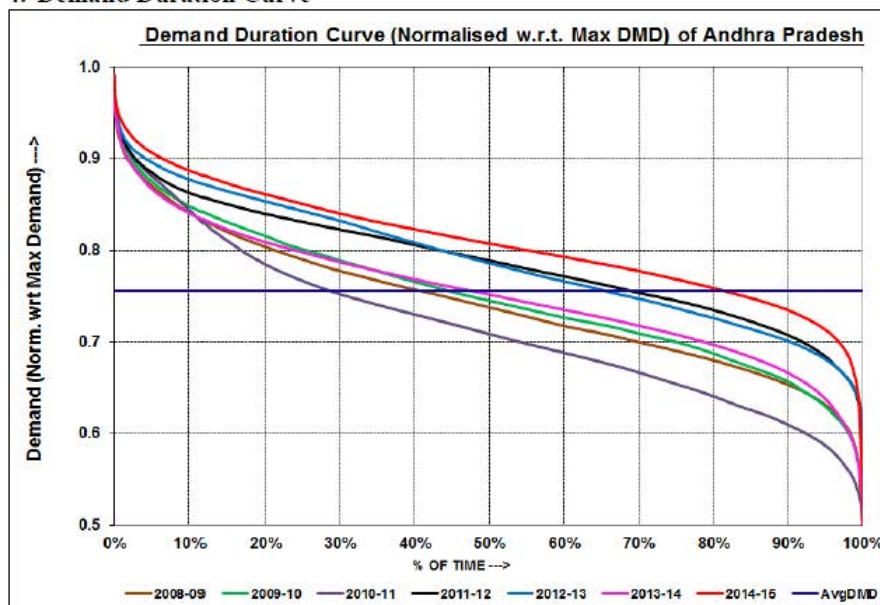
2. Change in Yearly Load Factor (%) from 2008-2015

2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16 (Till Nov.)	Inc(↑)/ Dec(↓)	Acc(↑)/ Dec(↓)
74	75	71	79	79	75	81	79	↑	↑

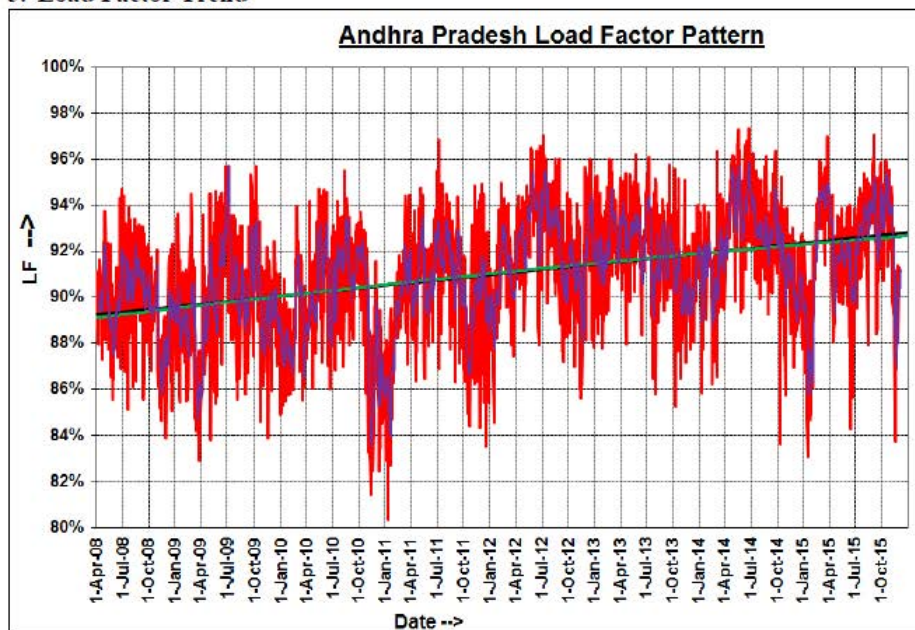
3. Seasonal Decomposition of Load Factor Trend



4. Demand Duration Curve



5. Load Factor Trend



6. Highest/Lowest Load Factor Occurrence

Month/ Period of highest Load Factor	March-April
Month / Period of lowest Load Factor	Sep-October

source: POSOCO, Electricity Load Factor in Indiana Power System (Andhra Pradesh data is used) (Appendix 4-7)

Figure 4.3.6-13 Load Factor of Telangana

2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16 (Till Nov.)	Inc(↑)/ Dec(↓)	Acc(↑)/ Dec(↓)
81	78	77	84	83	79	81	83	↑	↓

source: POSOCO, Electricity Load Factor in Indiana Power System (Appendix 4-7)

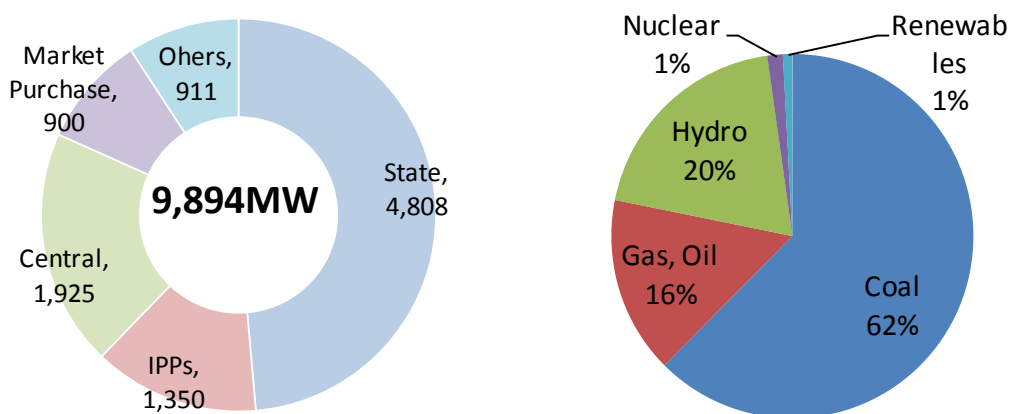
Figure 4.3.6-14 Load Factor of southern region

4.3.7 発電

(1) 発電能力

州の発電会社 TSGENCO は 2018-19 年までに 42,491 Crores を投資する。計画中の火力発電所は、Kakatiya、Kothagudem、Bhadradi、Damercherla で合計出力は 6,840 MW となっている。また、TSDISCOMS は中央政府から長期契約で 4,733 MW、再生可能エネルギーから 6,016 MW を調達する計画である。この結果、2018-19 年までの追加発電能力は合計で 22,408 MW になる。

新規プロジェクトの遅れなど現実的な視点を織り込んでも、州の需給は 2017-18 年までのマイナスから 2018-19 年にはプラスのポジションに転じる見込みである。⁵⁸

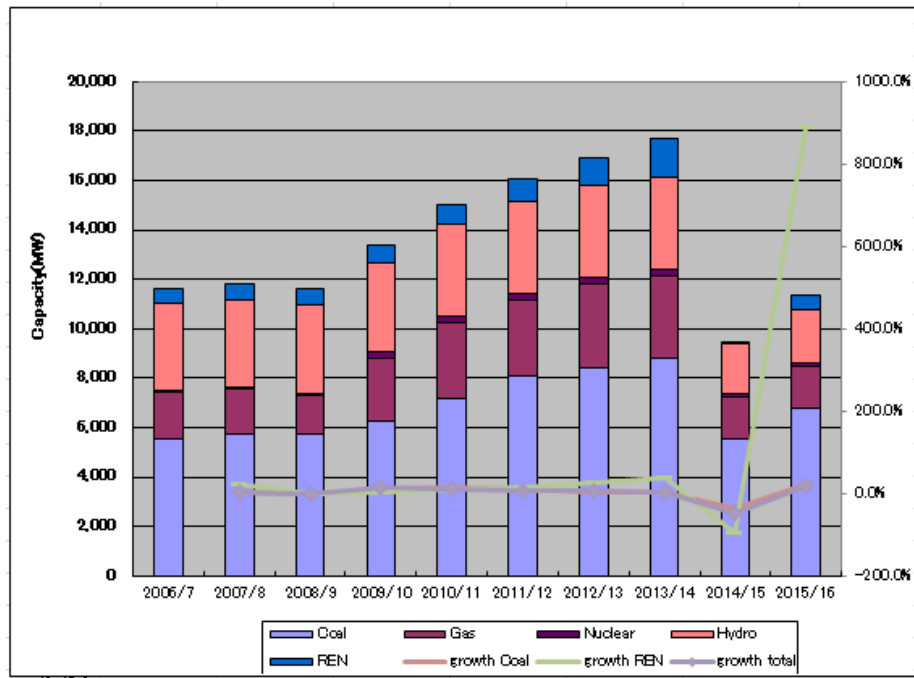


source : Telangana Power for All (Appendix 4-36)

Figure 4.3.7-1 Installed Capacity by Ownership & Fuel (2014/15)

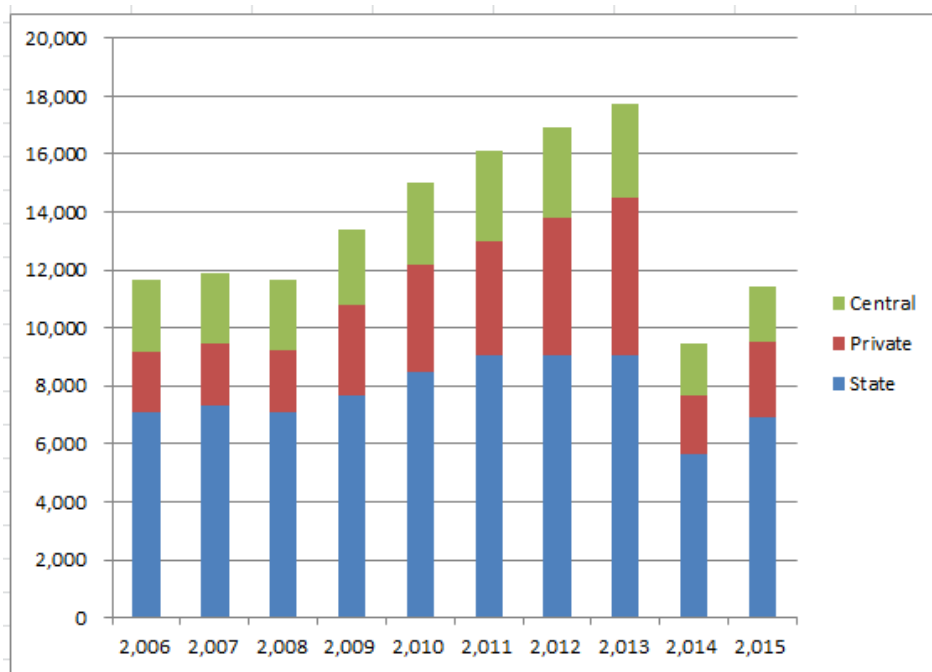
発電能力の内訳をみると、石炭とガス火力が全体の 76% を占め、石炭火力は年率 11% で増加している。水力は 19% を占めているが、近年の増加はない。再生可能エネルギーはわずか 5% を占めるにとどまっている。州の発電所が全体の 61% を占め、民間事業者が 21% を占めている。

⁵⁸ Power for All, Telangana



source : JICA team, from CEA monthly report

Figure 4.3.7-2 Installed Capacity History by Fuel



source : JICA team, from CEA monthly report, solely Telangana from 2014

Figure 4.3.7-3 Installed Capacity History by Ownership

Table 4.3.7-1 Generation Capacity Details

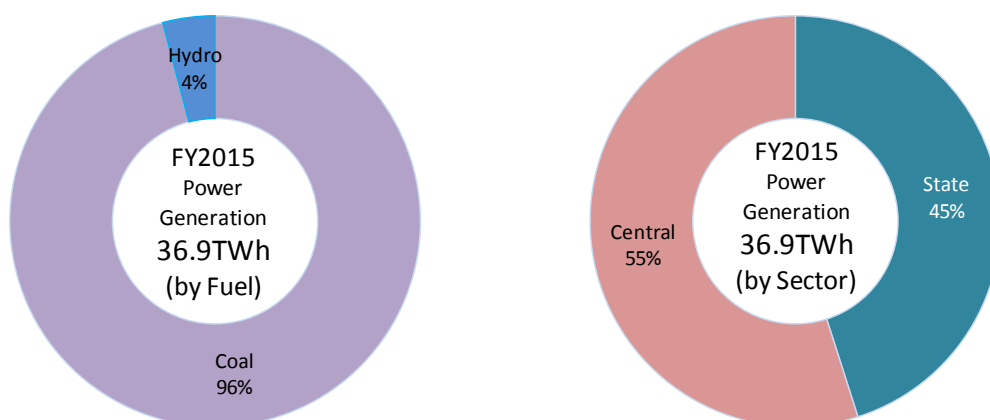
संलग्नक / ANNEXURE - VI (CONTD)							
वर्ष 2015-16 के दौरान दक्षिण क्षेत्र की उत्पादन Generation for the year 2015-16 in the Southern Region							
Sl. No.	Name of the Power Station	Installed Capacity at the beginning of the Year	Effective Capacity	Additions during the Year	Total at the end of the Year	Generation during the Year	Auxiliary consumption during the year
		MW	MW	MW	MW	MU	MU
1	2	3	4	5	6=4+5	7	8
तेलंगाना / Telangana :							
जल / Hydro :							
1	Machkund (Share - 45.26 MW) 37.72 %	3x23 + 3x17 (37.72% Share)	45.26		45.26		
2	T.B. Dam & Hampi (Share - 43.11 %) : 31.04 MW		31.04		31.04		
3	Srisailem LBPH	6x150	900.00		900.00	155.27	7.98
4	Nagarjunasagar	1x110+7x100 .80	815.60		815.60	93.41	2.47
5	Nagarjunasagar LCPH	2 x 30	60.00		60.00	0.00	0.26
6	Nizamsagar	2 x 5	10.00		10.00	0.09	0.06
7	Pochampad	4 x 9	36.00		36.00	0.00	0.18
8	Singur	2 x 7.5	15.00		15.00	0.00	0.06
9	Priyadarshini Jurala (26.95 %)	6x39 = 234 (Full)	63.06		63.06	31.57	2.89
10	Lower Jurala	2 x 40 (Comm'd in Oct, 15)		80.00	80.00	4.57	1.15
11	Mini Hydro (Paleru + Peddapalli)	4 + 1 + 2 + 4.16 = 11.16	11.16		11.16	0.080	0.02
कुल / Total Hydro					2067.12	284.99	15.07
तापीय / Thermal :							
1	Kothagudem A	4 x 60	240.00		240.00	1489.71	147.36
2	Kothagudem B	2 x 120	240.00		240.00	1419.05	165.67
3	Kothagudem C	2 x 120	240.00		240.00	1521.43	145.11
4	Kothagudem D (Stg - V)	2 x 250	500.00		500.00	3597.80	356.11
5	Kothagudem Stg - VI (U - 11)	1 x 500	500.00		500.00	3038.02	171.29
6	Ramagundam B	1 x 62.5	62.50		62.50	399.47	42.77
7	Kakatiya Stage I	1 x 500	500.00		500.00	3204.53	210.55
8	Kakatiya Stage II	CoD on 24.03.2016		600.00	600.00	453.44	4.92
<small>(Inclusive of Infirm Power of 365.585 MU from 10th Oct. 15)</small>							
कुल / Total Thermal					2882.50	15123.45	1243.78
गैस / Gas (Joint Sector) :							
<small>(Generation shown at AP)</small>							
1	Vijeswaram Stage I	2x33 + 1x34 =100 (41.2%)	41.20		41.20	0.00	0.00
2	Vijeswaram Stage II	172 (44.7%)	76.88		76.88	0.00	0.00
कुल / Total Gas					118.08	0.00	0.00
सोलार / Solar (State) →		Jurala, Shadnagar	1.00		1.00		
विंड मिल (राज्य) / Wind Mill (State) →					0.00		
निजी क्षेत्र / Private Sector :							
A. IPPs :							
Sub Total (IPPs)		NIL			0.00	0.00	0.00
B. Non Conventional Sources :							
1	विंड मिल / Wind Mill IPP		307.00		307.00		
2	Mini Hydro		12.06		12.06	1.95	0.02
3	Bagasse		124.15	0.00	124.15		0.00
4	Biomass		58.00	0.00	58.00		0.00
5	Industrial Waste Projects		18.50	0.00	18.50		0.00
6	Municipal Waste Projects		18.60	0.00	18.60		0.00
7	Captive Power Plants (CPPs)				0.00	1453.08	43.59
8	Co-Generation + Others, if any				0.00	1248.77	37.46
9	सोलार / Solar (Private)	Mehaboonagar & Others	106.59	205.60	312.19	409.30	4.09
Sub Total (NCE)					850.50	3113.11	85.17
C. Other MPP, if any (Third Party sales & Purchases with bilateral Sales of 99.55 MU)					0.00	1727.97	
कुल / Total Private Sector					850.50	4841.08	85.17

1	2	3	4	5	6	7	8
1	केन्द्रीय क्षेत्र / Central Sector : NTPC/Simhadri Stg - I (U 1&2) (Generation shown at AP)	2 x 500 (53.89%)	538.90		538.90		
2	एन.टी.पी.सी सोलार पवर / Solar bundled NVVN Power from NTPC, Ramagundam :	10	10.00		10.00	16.040	0.160
	कुल / Total (State)				6468.11	20265.56	1344.18

source: Southern Regional Power Committee Annual Report in 2014-15 (Appendix 4-9)

(2) 発電量

2015 年の発電量は 36,868MU⁵⁹となっている。内訳をみると、石炭火力が大部分を占めている。



source: CEA Monthly Report

Figure 4.3.7-4 Generation by Ownership & Fuel, Generated in the State

州の総需要は 50,254 MU⁶⁰であることから、需給をバランスさせるため、州外から電力購入や電力取引によって調達している。

2016-17 年は、総発電量 52,063 MU のうち、州所有の火力発電所が 31%を賄い、残り 9%は中央政府、23%が市場からの調達となっている。事業者からの供給量は以下のとおり。市場からの調達価格が高いことから、調達量を減らすことが求められている。

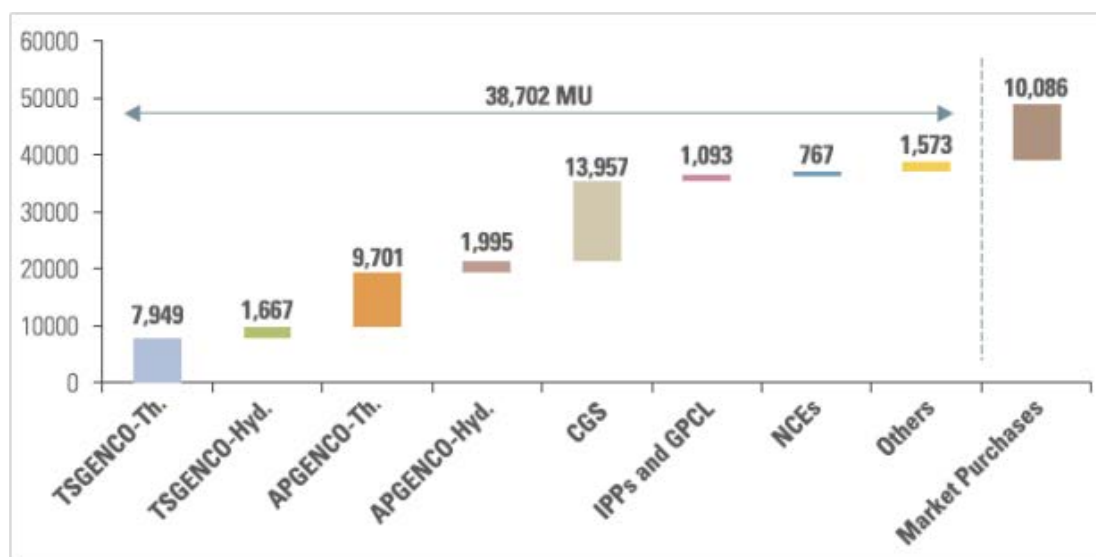
⁵⁹ CEA, generation review report.

⁶⁰ CEA, monthly report,

Table 4.3.7-2 Energy availability for Telangana State for FY 2015-16 and 2016-17

Generators	Approved Energy Purchase in FY2016 *1)		Total Generated Energy in FY2015 in the state*2)
	MU	P/U	MU
Total State Hydro	3,841	2.74	1,515.47
Total State Thermal	16,117	4.34	15,102.14
APGPCL	79	3.82	N/A
IPPs	2,075	4.64	N/A
NCE	2,400	5.53	N/A
LTPP & MLPP	12,042	3.78	N/A
Market purchases	291	4.29	N/A
Total Central Hydro	N/A		N/A
Total Central Thermal	15,218	3.18	20,250.59
TOTAL TELANGANA	52,063	3.94	36,868.20

source: JICA team, from *1) Retail Tariff Order 2016-17 (Appendix 4-38), *2) CEA generation review



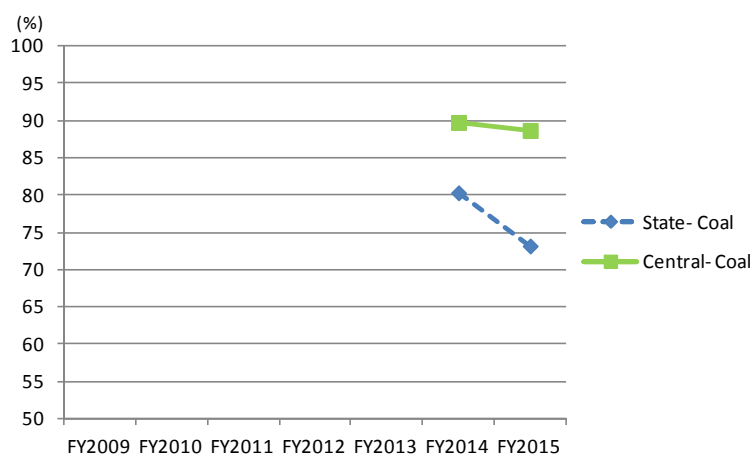
source : Telangana Power for All (Appendix 4-36)

Figure 4.3.7-5 Actual energy availability for Telangana State for FY 2014-15

(3) 発電所の稼働率

州の火力発電所の稼働率は平均で 75%となっている。中央政府の稼働率は州よりも高くなっている。TSGENCO は燃料の制約から最適な発電をすることができていない。2015 年の稼働率は 73.19%にとどまる一方、中央政府の火力は 81.43%となっている。⁶¹

⁶¹ CEA, generation review report.



source :CEA Plant Load Factor of Coal-fired Power

Figure 4.3.7-6 Plant Load Factor of Coal-fired power in Telangana

(4) 発電コスト

インタビュー調査では、現在の購入コストは 3.54 INR/U⁶²で、TSERC から承認を得た 2016-17 年のコストは 3.94 INR/U⁶³となっている。

一方、州情報によると、2014-15 年の購入コストは 3.79 INR/U であった。州の水力は 1.73 INR/U と安価になっているものの、APGENCO が 3.25 INR/U、中央政府が 3.27 INR/U、州の火力が 3.70 INR/U、さらに市場からの購入が 5.18 INR/U と平均コストを引き上げる結果となっている。州の追加発電能力の計画によると、2018-19 年までに市場調達ゼロになっている。購入価格は緩やかに増加すると見込まれ、2014-15 年の 3.79 INR/U から 2018-19 年には 4.48 INR/U へと増加する⁶⁴。

⁶² Interview on June, 2016

⁶³ Retail Tariff Order 2016-17

⁶⁴ Power for All, Telangana

Table 4.3.7-3 Power Purchase Cost Projections

Power Purchase Cost (Rs/kWh)	FY 14-15	FY 15-16	FY 16-17	FY 17-18	FY 18-19
State Thermal Plants	3.70	4.08	4.22	4.28	4.40
State Hydel	1.73	2.11	2.36	2.43	2.50
CGS	3.27	3.44	3.61	3.81	4.27
APGPCL	3.25	3.39	3.49	3.59	3.70
IPPS	5.50	3.93	4.63	4.85	5.12
NCEs	4.75	4.90	6.02	6.02	6.02
Others	3.82	3.74	3.94	4.27	4.36
Market Purchases	5.18	5.94	6.12		

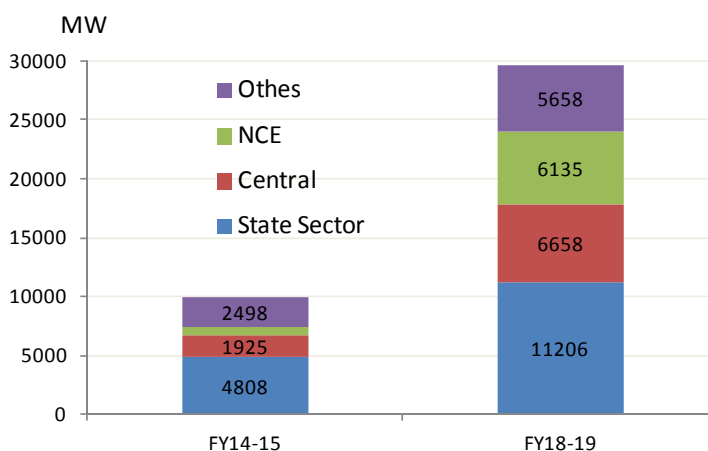
	Units	FY 14-15	FY 15-16	FY 16-17	FY 17-18	FY 18-19
Total Power Purchases	MU	48,788	56,236	70,599	88,546	114,593
Total PP Cost	Rs Crs	18,502	22,760	29,010	38,094	51,312
Average PP Cost	Rs/kWh	3.79	4.05	4.11	4.30	4.48

source : Telangana Power for All (Appendix 4-36)

(5) 発電所の開発計画

TSGENCO は2018-19年までに42,491 Croresを投資し、火力発電所 Kakatiya、Kothagudem、Bhadradi、Damercherlaを建設する予定で、合計出力は6,840 MWとなる。

TSDISCOMSは中央政府から今後5年間に4,733 MW、民間事業者から長期計画ベースで4,819 MWを調達する。さらに2018-19年までに、再生可能エネルギーから総計22,408 MWを確保する。



source : Telangana Power for All (Appendix 4-36)

Figure 4.3.7-7 Generation Capacity Prospect

Table 4.3.7-4 TSGENCO Capacity Additions planned by FY 2018-19

TSGENCO Generating Station	Capacity (MW)
Kakatiya Thermal Power Plant Stage II	600
KTPS Stage VII	800
Manuguru TPP Unit 1	270
Manuguru TPP Unit 2	270
Manuguru TPP Unit 3	270
Manuguru TPP Unit 4	270
Damarcherla TPP	4,000
Lower Jurala HEP	240
Pulichintala HEP	120
Total	6,840

source : Telangana Power for All (Appendix 4-36)

(6) 再生可能エネルギー

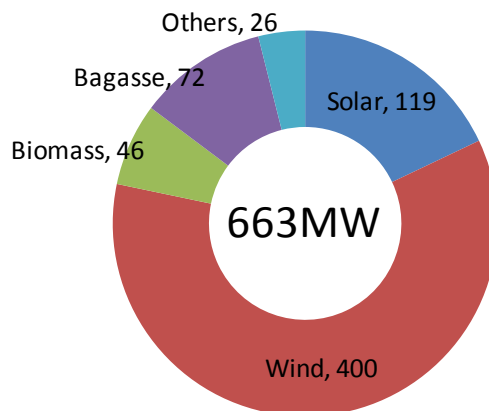
1) 発電能力

Telangana 州は太陽光密度に恵まれ (5.0 kWh/m²)、開発可能性を秘めた州である。州ではこうした利点を活かし、太陽光発電の導入量を、2014-15 年の 119 MW から 2018-19 年には 6,135 MW へと拡大させる計画である。州が実施した 515 MW の太陽光発電プロジェクトの入札では、6.45INR/unit という価格提示を受けている。

さらに、今後 5 年間に、百万 kW 規模のソーラーパーク/ソーラーゾーンの設置を計画している。ソーラーパークでは、TSTRASNCO によって 3,500 MW 超が計画されている。また

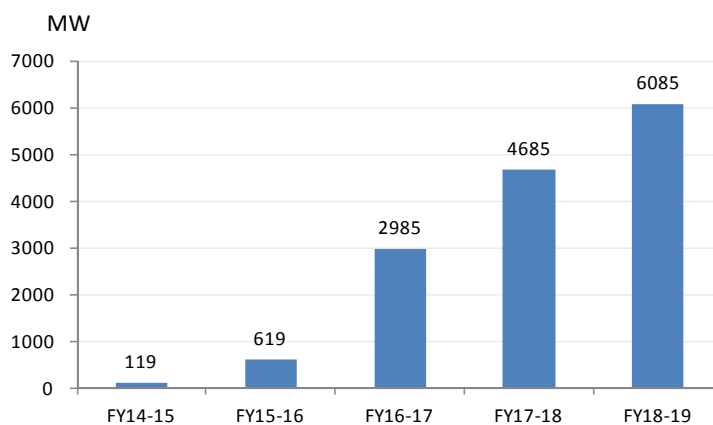
TSGENCO へのインタビューでは、ソーラーパークに 2,000MW を設置するなど計 4,000MW の導入を目指している。一方、風力発電の開発は資源量に限界があり 60MW にとどまる見通し。⁶⁵

⁶⁵ Interviewed in June, 2016



source : Telangana Power for All (Appendix 4-36)

Figure 4.3.7-8 RE Capacity in 2015



source : Telangana Power for All (Appendix 4-36)

Figure 4.3.7-9 Solar Energy Capacity Prospect

2) 再生可能エネルギー調達義務制度 (RPO)

州の事業者は RPO を達成するため、さまざまな形で再生可能エネルギーを調達している。TSERC は再生可能エネルギーに関する方針や規則を制定し、RPO 目標値を改定している。

- APERC RPO (Compliance by Purchase of Renewable Energy/Renewable Energy Certificates) Regulations, 2012

上記規定によると、全ての配電会社は 2012-13 年から 2016-17 年までに、消費電力量の 5% 以上を再生可能エネルギーで調達し、1 MW の発電プラントを持つすべての自家消費者は 5% 以上 REC を購入しなければならないとしている。

3) 購入価格⁶⁶

➤ Solar Tariff:

TSSPDCLによると、2015-16年の最新の入札では、価格は 5.49 INR/kWh であった。また TSNPDCLによると、NVTNLからの提示価格は 4.11 INR/kWh となっている。

➤ Wind Tariff

Wind Power Policyによって、価格は 4.70 INR/kWh となっている。

(7) 変動電源対策

送電ネットワークの安定化を図るため、既存の揚水発電を有効活用している。また、南部地域グリッド内の各州と連携を図り、安定性を強化していくこととしている。

需要サイドでは、農事用へは夜と昼に、供給時間を 2~3 のパターンに分けて実施している。一方、配電各社は 2018-19 年までに、9 時間供給を昼間に行うか、あるいは昼間に 6~7 時間、夜間に 2~3 時間の供給を行うかを進めていく予定である。州では昼間の需要について、2,000 MW を太陽光で賄うこととしている。Lift Irrigation Schemes (LISs) では、灌漑、飲料水、産業用として合計約 5,700 MW の需要を見込んでいる。計画では、Pranahita-Chevella, Kalwakurthy, Komaram Bheema において、毎年 8 月から 11 月にかけて 16 時間供給を実施していくこととしている。

1) 揚水発電のスタンス

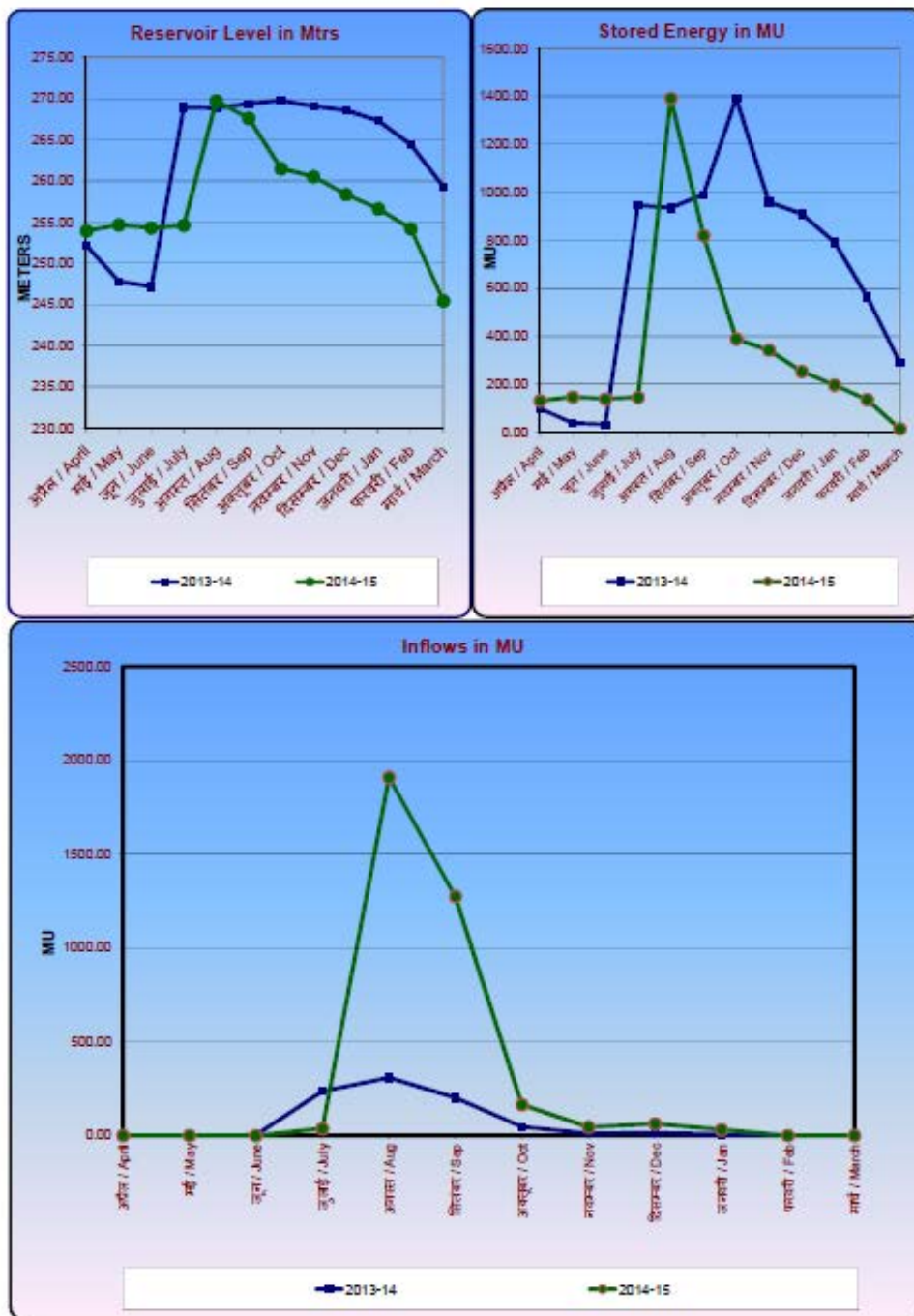
州は現在、揚水発電として Srisailem Left Bank (900MW) を運営している。また、別の揚水発電として Nagarjuna Sagar 705.6MW が近く運転を開始する予定である。現在は従来型の水力発電として稼働しており、下池が完成次第、揚水運転を開始する (TSGENCO, June, 2016)。現時点でこれ以外の揚水発電プロジェクトは無い。

他の地点での揚水発電の開発について、水資源活用の優先順位として灌漑利用が常に争点になっている。さらに、Telangana 州は Andhra Pradesh 州から分離したことから、電力インフラ、水力発電についての扱いが複雑になっている。こうしたことが、揚水発電開発の障害になっている。

Table 4.3.7-5 PSP Prospects

Location	Capacity	Stage
Nagarjuna Sagar	705.6MW	Operational in the near future

⁶⁶ DESEIN 社作成の報告書より

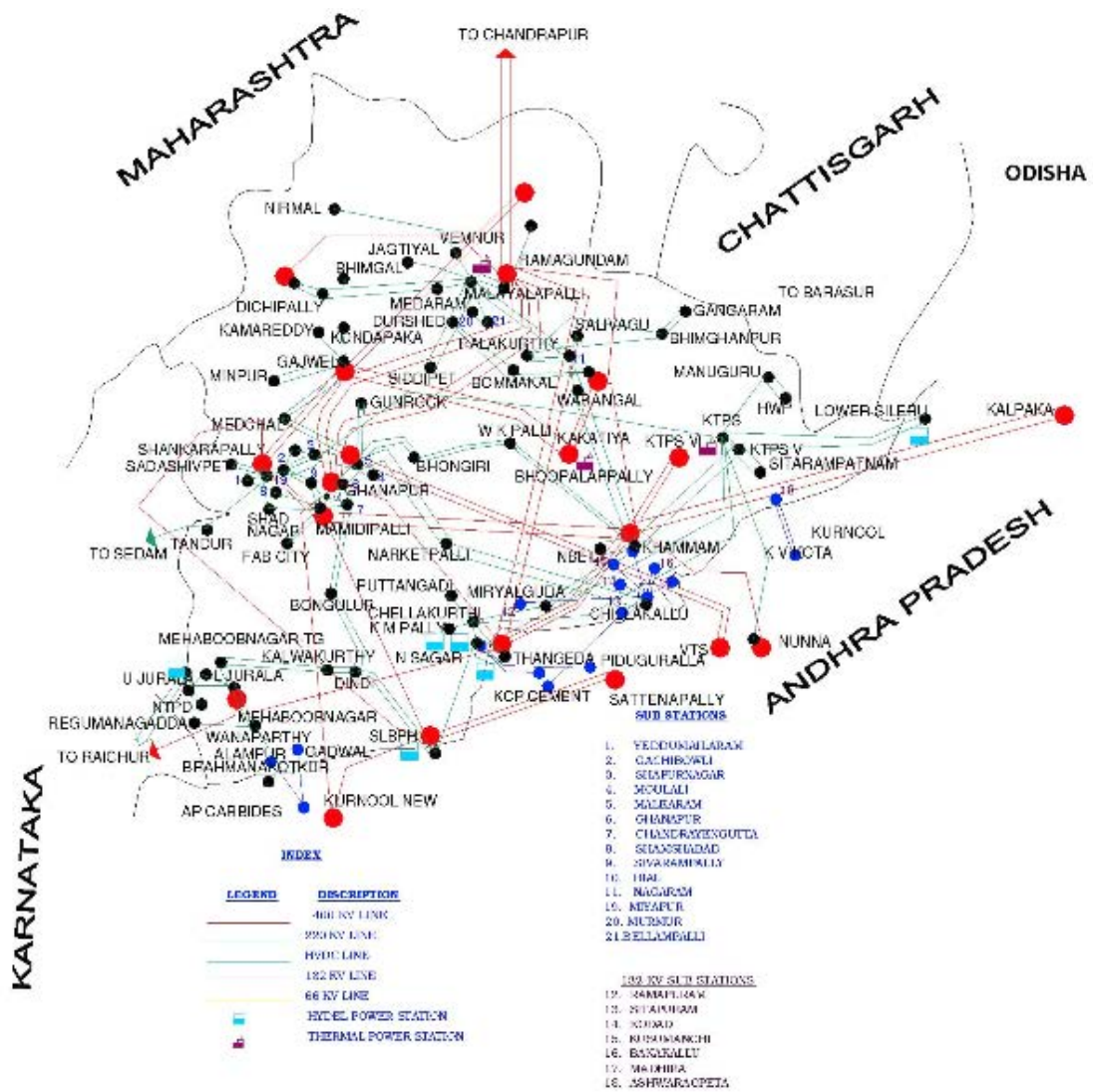


source : Southern Regional Power Committee Annual Report 2014-15 (Appendix 4-9)

Figure 4.3.7-10 Srisaillam Reservoir Particulars

(8) 電力プロジェクトへの優遇策

用地取得について、特段の優遇措置はない。



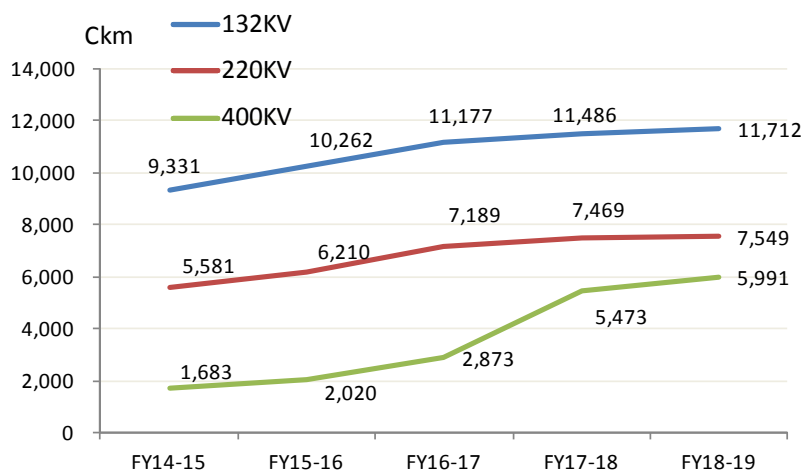
source: Southern Regional Power Committee

Figure 4.3.7-11 Power Map of Telangana

4.3.8 送電

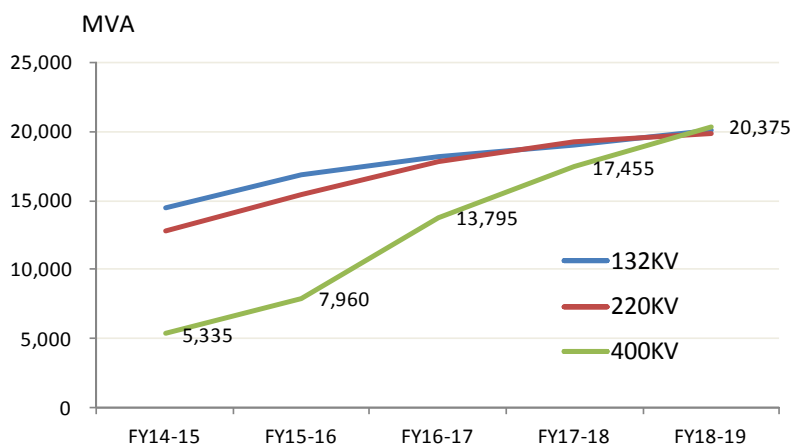
(1) 送電ネットワーク

州送電事業者は、2018-19年までに 17,803 Crores (ソーラーパークは除く)を投資し、安定かつ良質の電気を供給する計画である。こうした投資によって、2018-19年までに予想される 21,000 MW の需要増加や、太陽光を中心に 6,016 MW 増加する再生可能エネルギーに対して、適切に対処することができる見通しである。



source Telangana Power for All (Appendix 4-36)

Figure 4.3.8-1 Augmentation of Intra State Transmission Line Length



source : Telangana Power for All (Appendix 4-36)

Figure 4.3.8-2 Augmentation of Intra State Transformation capacity

(2) 送電ロス

2015-16年の送電ロスは3.12%と、MYT Tariff Order で承認を受けた 4.02% を下回っている。2016-17年の2つの送電事業者の送電ロスは以下のとおり。

Table 4.3.8-1 Voltage wise losses for FY 2016-17 as filed by Licensees

Network	TSSPDCL	TSNPDCL
Distribution-33 kV	3.99%	4.00%
Distribution-11 kV	4.50%	4.23%
Distribution-LT	5.50%	5.50%
TSTRANSCO	4.01%	4.01%
PGCIL	3.44%	3.44%

source: TSERC, Tariff Order, Retail Supply Tariffs for FY 2016-17 (Appendix 4-38)

4.3.9 配電

配電分野は総額 23,817 Crores の投資を計画している。このうち、9,973 Crores が Integrated Power Development Scheme (IPDS) と Deen Dayal Upadhyaya Gram Jyoti Yojana (DDUGJY) に基づくもので、2017-18 年までに無電化世帯へ電気を供給するにあたって重要な投資となる。このほか、AT & C ロスの低減、フィーダー分離による信頼性の向上などに投資する。DDUGJY と IPDS のスキームによるプロジェクトは、費用の 75%を中央政府が補助する。

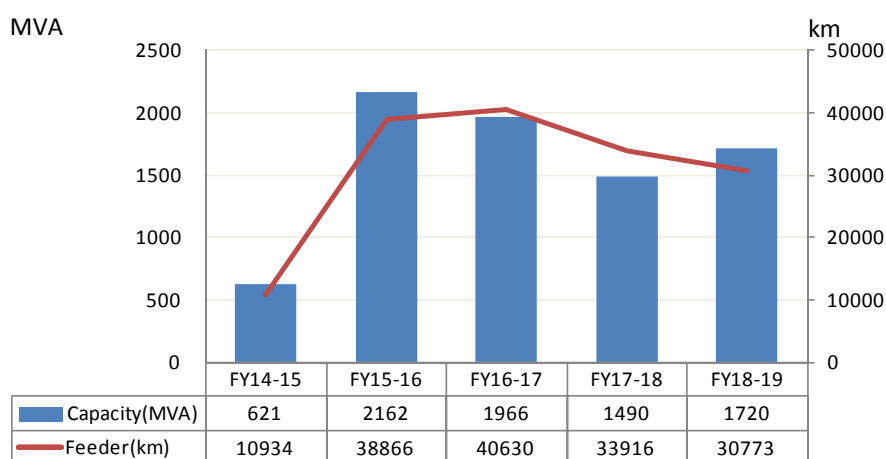
(1) 地方電化 Rural Electrification

中央政府による DDUGJY や IPDS などの実施によって、2017-18 年までに全ての世帯への電気供給を完了させる予定である。

Table 4.3.9-1 Household Electrification (Nos. in Lakhs)

Total Rural Households	52.49
Balance Un-electrified as on 31.05.2016	7.17

source : Ministry of Power



source: Telangana Power for All (Appendix 4-36)

Figure 4.3.9-1 Augmentation of Distribution Infrastructure Additions -Discoms

(2) 電気料金

インタビュー調査では、現在の購入コスト（power purchase cost）は 3.54 INR/U⁶⁷で、TSERC から承認を得た 2016-17 年のコストは 3.94 INR/U⁶⁸となっている。

配電会社の 2015-16 年の州レベルでの電力供給コスト（average Cost of Supply: COS）は、Hon'ble Commission によって承認を受けた 5.64 INR/U から 6.44 INR/U に増加するとしている。⁶⁹ しかしながら TSERC は 2016-17 年の料金について、TSSPDCL の供給コスト 5.84 INR/U と TSNPDCL の供給コスト 6.19 INR/U を組み合わせて 5.94 INR/U としている。TSERC は小売料金を前年からの供給コストの増加をベースに決定している。Telangana 州の供給コストはかなり高いと見受けられる。

Telangana 州が見積もっている請求レート“billing rate”は 4.27-4.46 INR/U で、承認を受けた供給コスト 5.94 INR/U に見合っていない。補助金によって収支バランスが保たれていると考えられる。

2016-17 年の補助金込の承認小売価格（retail tariff）は下表のとおり。オフピーク需要を喚起し需要を平準化する目的で時間帯別料金が導入されている。新しい料金は、06:00 AM から 10:00 AM にかけては+1 INR/U、10:00 PM から 6:00 AM にかけては -1 INR/U となっている。

Table 4.3.9-2 Retail Supply Tariff Schedule for FY 2016-17

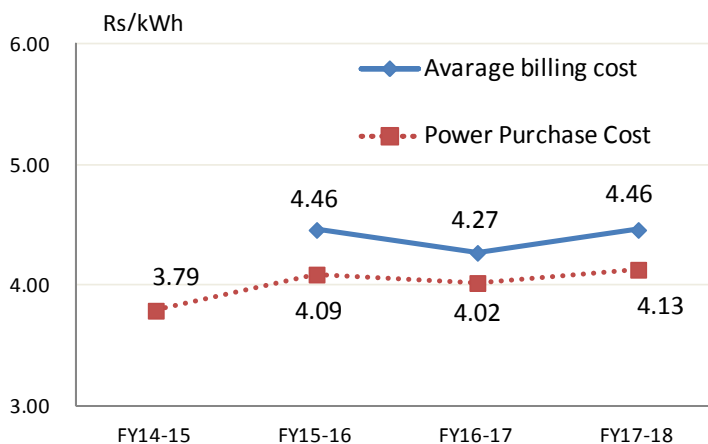
Category	Energy Charge (INR/U)	Category	Energy Charge (INR/U)
Low Tension		High Tension	
LT I: Domestic		HT I(A): Industry General	5.65-7.60
LT I (A): Up to 100 Units/Month	1.45-2.60	HT I: Time of Day Tariffs (6 PM to 10)	6.65-7.65
LT I (B)(i): Above 100 Units/Month & up 200 Units/Month	3.3-4.3	HT I: Time of Day Tariffs (6 AM to 10)	6.65-7.65
LT I (B)(ii): Above 200 Units/Month	5.0-9.5	HT I: Time of Day Tariffs (10 PM to 6)	4.65-5.65
LT II: Non-Domestic/Commercial		HT I(A): Poultry Farms - Time of Day Tariffs (6 PM to 10 PM)	5.15-5.65
LT II (A): Up to 50 Units/Month	6.00	HT I(A): Poultry Farms - Time of Day Tariffs (6 AM to 10 AM)	5.15-5.65
LT II (B): Above 50 Units/Month	7.5-10	HT I(A): Poultry Farms - Time of Day Tariffs (10 PM to 06 AM)	3.15-3.65
LT II (C): Advertisement Hoardings	12.00	HT I(B)/Ferro Alloy Units	5.0-5.9
LT II (D): Haircutting salons consuming to 200 units/month	5.3-7.5	HT II Others	6.8-7.8
LT III: Industry	5.2-7.4	HT II: Time of Day Tariffs (6 PM to 10PM)	7.8-8.8
LT IV: Cottage Industries	4.00	HT II: Time of Day Tariffs (6 AM to 10 AM)	7.8-8.8
LT V: Agriculture		HT II: Time of Day Tariffs (10 PM to 6AM)	5.8-6.8
LT V (A): Agriculture with DSM Measures	0-2.5	HT III Airports, Bus stations and Railway stations	6.45-7.50
LT V (B): Agriculture without DSM Measures	0.5-3.5	HT III: Time of Day Tariffs (6 PM to 10 PM)	7.45-8.50
LT V (C): Others	4.00	HT III: Time of Day Tariffs (6 AM to 10 AM)	7.45-8.50
LT VI: Street Lighting & PWS	5-7.1	HT III: Time of Day Tariffs (10 PM to 06AM)	5.45-6.50
LT VII: General	6-7.3	HT IV (A) Irrigation and Agriculture	6.40
LT VIII: Temporary Supply	11.00	HT IV (B) CP Water Supply Schemes	5.10
		HT V (A) Railway Traction	7.10
		HT V (B) HMR	7.00
		HT VI Townships & Residential Colonies	6.30
		HT VII: Temporary	9.8-10.8

source: JICA team, from TSERC, Tariff Order, Retail Supply Tariffs for FY 2016-17 (Appendix 4-38)

⁶⁷ Interview on June, 2016

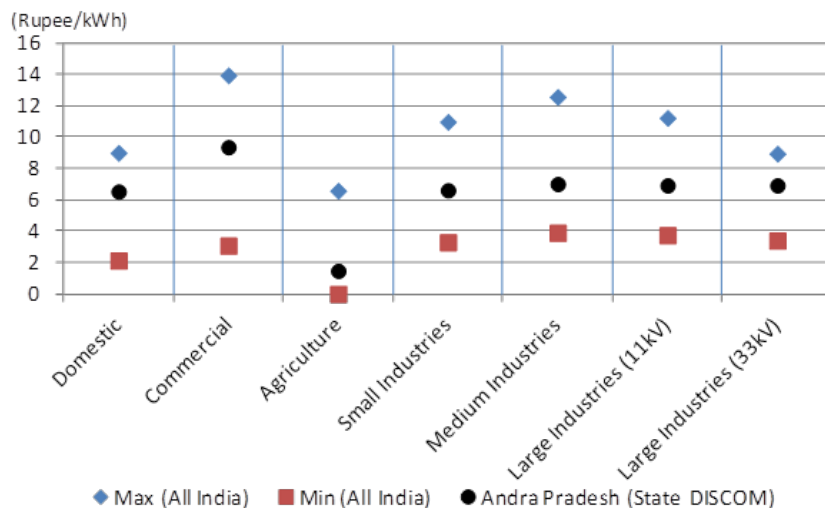
⁶⁸ Retail Tariff Order 2016-17

⁶⁹ Retail Tariff Order 2016-17



source: Telangana Power for All (Appendix 4-36)

Figure 4.3.9-2 Average billing cost & Power purchase cost



source : CEA, Electricity Tariff & Duty and Average rates of electricity supply in India, March 2015

Figure 4.3.9-3 Average electricity prices by sector (comparison)

(3) AT & C ロス

SRLDCによると、Telangana州の2014-15年の送配電ロスは12.69%となっている。南部グリッドの中では比較的安く、インド全体(25%)と比べるとかなり低くなっている。

配電会社は過去2年間で、ロス率を低減させている。

TSSPDCL: 2014-15 – 12.92%、2015-16 (estimate) – 10.81%

TSNPDCL: 2014-15 – 13.25%、2015-16 (estimate) – 11.33%

Table 4.3.9-3 T&D Loss in southern states

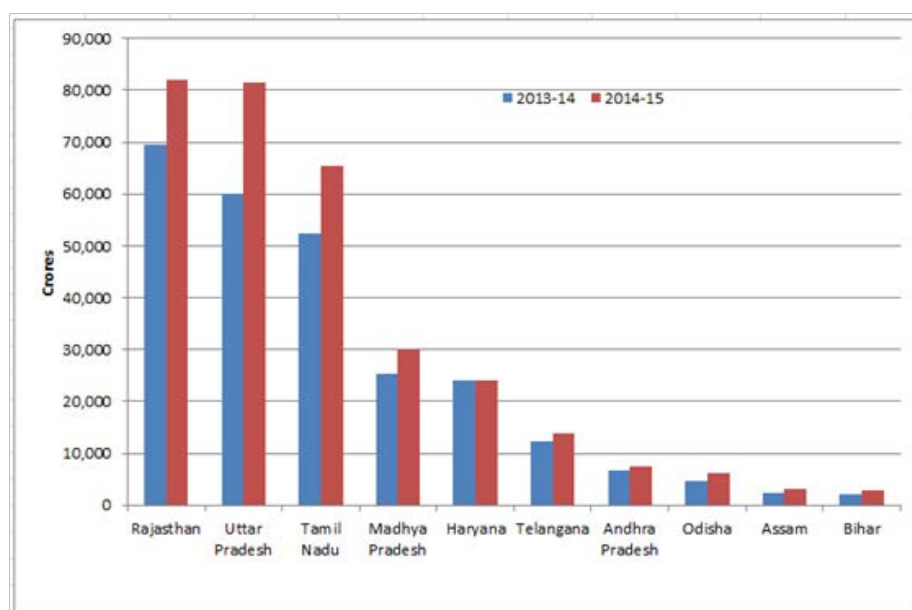
	2014-15	2015-16
Andhra Pradesh	12.82	10.85
Karnataka	14.93	14.6
Kerala	14.17	14.35
Tamil Nadu	22.02	-
Telangana	12.92	12.69
Puducherry	12.09	11.05

source; Southern regional Power Committee Annual Report, March, 2016 (Appendix 4-10)

(4) 配電会社の財務状況

1) 財務状況

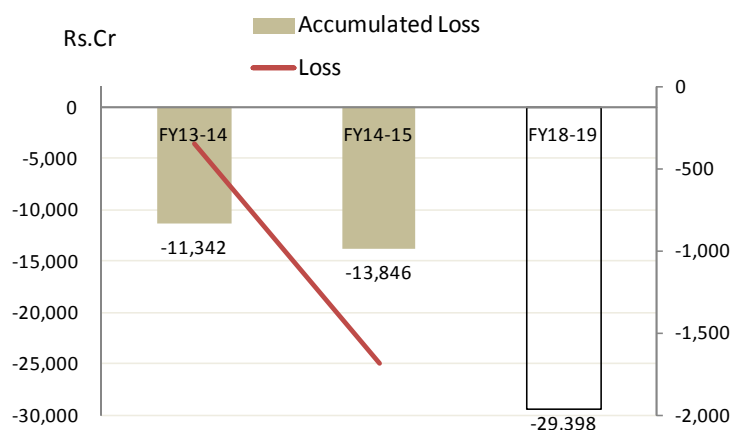
Telangana 州の配電会社は常に損失を抱える状態で、2014 年ではインド全州の中で 6 番目に悪い州となっている。TSDISCOMs の 2014-15 年の累積債務は 13,867 Crores となっており、料金値上げがない場合、2018-19 年末には 29,398 Crores に達すると見込まれている。こうした損失を回避するため、配電会社は 13%程度料金を値上げしなければならないと分析している。⁷⁰



source: JICA team, from 26th Sep., 2016, Hindustan Times

Figure 4.3.9-4 Accumulated Loss of worst 10 states (Crores)

⁷⁰ Power for All, Telangana



source: Telangana Power for All (Appendix 4-36)

Figure 4.3.9-5 Accumulated Loss of Discoms

2) 州の補助金

Telangana 州はこれまで、配電会社へ補助金を支給している。2つの配電会社は毎年、料金値上げを申請しているものの、TSERC はいつものことながら値上げ幅を減額している。

現在の料金による収支差は、規制委員会で承認を受けた 2016-17 年の数値でみると、2つの配電会社で 8,789 Crores に達する一方、規制委員会では 6,149 Crores しか承認していない。こうした収支差は州からの補助金で補填されるべきものであるが、州では収支差を埋める追加的な予算措置を何ら講じていない。⁷¹

Table 4.3.9-4 Revenue gap at Existing Tariff as proposed by the Discoms and approved by the Commission for FY 2016-17

Description	Submitted by licensees			Approved by Commission		
	TS SPDCL	TS NPDCL	Total	TS SPDCL	TS NPDCL	Total
Aggregate revenue requirement	21,376.86	8,830.33	30,207.19	19,144.23	7,653.84	26,798.06
Revenue from sale of power at existing tariff	17,164.83	4,180.71	21,345.54	16,699.03	3,842.01	20,541.04
Non-tariff income	43.34	29.34	72.68	78.92	29.09	108.00
Revenue gap	(4,168.69)	(4,620.29)	(8,788.97)	(2,366.28)	(3,782.74)	(6,149.02)

source: JICA team, from TSERC, Tariff Order, Retail Supply Tariffs for FY 2016-17 (Appendix 4-38)

3) UDAY スキームの申請

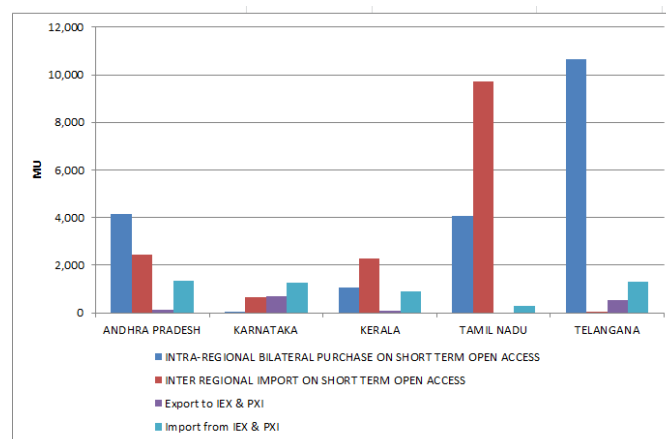
UDAY スキームに参画する方向であり、州政府から原則承認が得られたものの、債務引き継ぎは実施されておらず、MOU も締結されていない (2016 年 12 月までの情報)。⁷²

⁷¹ The Hindu, 21th June, 2016

⁷² その後、2017/1 に MOU を締結、Assam と共に 20 州目の参加州となった。(Ex, Energy Infrapost, 5/Jan,2017, <http://energyinfrapost.com/author/anupama-airy/>)

(5) 電力市場取引

Telangana 州は短期電力市場から 10,000 MU 以上を調達している。南部地域 (Southern grid) 全体を管轄する SRLDC においても Telangana は大量 (10,000 MU 超) を州外から広範囲にわたって調達していると報告している。



source; JICA team, from Southern regional Power Committee Annual Report, March, 2016 (Appendix 4-10)

Figure 4.3.9-6 Details of Intra / Inter Regional Scheduled Bilateral Exchanges during 2015-16

短期市場での電力取引について、10,000 MU 以上取引し、価格は 5.94 INR/U となっている。配電会社の説明では、IEX の価格は大きく変動するため短期市場調達に対する上限価格を固定化することはできないことから、配電会社は、短期で調達する場合は RTC ベースで調達量を確認することとしている。配電会社によると、2016-17 年の短期市場の価格は 6.12 INR/U と見込んでいる。

しかし、2016-17 年の retail tariff order によると、TSERC は短期市場調達電力の価格と量を下げることを選んでいる。価格を 4.29 INR/U としている。委員会はこの価格について、APGENCO の余剰電力の販売価格 (Hon'ble APERC in Retail Supply Tariff Order FY 2016-17 によって承認) と説明している。AP Reorganization Act 2014 では、APGENCO の余剰電力について、第一選択権 (Right of first refusal) は TSDISCOMS にあるとしている。TSERC に承認された短期調達電力量は、7,448 MU から 292 MU へと大幅に削減されており、この削減が実行可能かどうかは不明である。

Table 4.3.9-5 Filed Energy by Discoms and Approved Energy by Commission for 2016-17

Sources	Filings by Licensee(MU)	Approved by Commission(MU)
TS & AP GENCO-Thermal	21,449.62	20452.94
TS & AP GENCO-Hydel	3,420.59	3840.56
CGS	14,760.23	15217.90
IPPs	2,075.15	2075.15
APGPCL	80.75	80.75
NCE	2,399.84	2,399.84
Other Long and Medium Term Sources	13,035.35	12041.79
Market	7,447.55	291.33
Total	64,669.08	56400.26

source: JICA team, from TSERC, Tariff Order, Retail Supply Tariffs for FY 2016-17 (Appendix 4-38)

4.4 KARNATAKA 州 (KN)



Map source : Indian Renewable Energy & Energy Efficiency Database

4.4.1 政治状況

Karnataka 州議会選挙は 2013 年に行われた。与党の Indian National Congress (INC) が 224 議席のうち過半数の 122 議席を獲得した。Jananta Dal および Bharatiya Janata Party はどちらも 40 議席に留まった。選挙結果を Table 4.4.1-1 に示す。

Table 4.4.1-1 Result of Assembly Election in Karnataka

Party	Seats won	Vote %
Indian National Congress	122	n/a
Janata Dal (Secular)	40	n/a
Bharatiya Janata Party	40	n/a
Others	22	n/a
Total	224	100%

source: Election Commission of India⁷³

Karnataka は 2 院制を敷いており、2015 年 12 月に上院選挙を実施、その結果 75seats を INC 28、BJP 29 との結果となっている。

⁷³ <http://eci.nic.in/eci/eci.html>, etc.

4.4.2 経済状況

(1) 一般

Karnataka 州は Bangalore 市に代表されるように IT 産業のハブとなっている。同州はインド国内でも経済成長率の高い州のひとつで国の発展に貢献している。経済分野では農業、鉱業、IT および観光が盛んで、数多くの小企業が存在する。天然資源、政策インフラの存在が IT/ITeS、バイオテクノロジー、エンジニアリング、エレクトロニクス、自動車、繊維、農産物加工分野での投資を後押ししている。

Karnataka 州の優遇政策により研究開発拠点を作る企業が増えており、Bangalore にはインド最大の約 400 の拠点が存在する。

Karnataka 州は産業クラスター・経済特区の設立や PPP プロジェクトのような産業用インフラへの投資を積極的に行うことを通じて産業開発の原動力を提供している。

Karnataka 州の主要産業

- IT and ITeS
- Agro and food processing (floriculture)
- Biotechnology
- Aerospace
- Engineering
- Animation
- Electronics and telecom
- Electronic hardware
- Automotive
- Tourism
- Textiles and apparel
- Renewable energy

1) 州内総生産 (GSDP)

Karnataka 州の GSDP はインド全体の 5.7% を占め、国内で 6 番目の経済規模である。2014-15 年度の調査によると、同州の GSDP は 2014-15 年度には実質価格で INR 344,105 Crores であった。2012-15 年の名目成長率は国の平均値を上回るものであった。GSDP (要素価格) を Table 4.4.2-1 に示す。

Table 4.4.2-1 Gross State Domestic Product at Factor Cost (Constant Price)

(unit: Lakh INR)

State	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15
GSDP	27,272,131	28,278,400	29,999,067	32,145,528	34,410,571
Increase	---	3.7 %	6.1 %	7.2 %	7.0 %

source: Handbook of Statistics on Indian States, 2016, Reserve Bank of India⁷⁴

⁷⁴ <https://rbi.org.in/scripts/OccasionalPublications.aspx?head=Handbook%20of%20Statistics%20on%20Indian%20States>

2) 産業構造（対 GSDP 比）

2014-15年度は第三次セクターがGSDP(名目値)の60.66%を占め、第二次セクターが24.63%、第一次セクターが14.71%でそれに続いた。第三次セクターの成長は商業、ホテル、不動産、金融、保険、輸送、通信他のサービス業の成長によるものである。第二次セクターは製造業、建設業、電気・ガス・水道供給の成長が反映されている。セクター別GSDPの割合をTable 4.4.2-2に示す。

Table 4.4.2-2 Percentage Distribution of GSDP for 2014-15

Item	Distribution
Tertiary	60.66 %
Secondary	24.63 %
Primary	14.71 %

source: IBEF, 2015 (www.ibef.org)

(2) 経済政策・開発計画

2014-15年度に州政府は優先する経済サービス分野として、農業、地方開発、灌漑・洪水調節、運輸、鉱業を掲げた。過去三年度の予算に反映された政府のプライオリティーは2016-17年度でも継続されている。すなわち、都市開発、産業開発、インフラ、および観光に焦点を当てた雇用創出およびインフラ開発に力点が置かれている。

加えて Karnataka 州では太陽光発電、工業、観光、電子、航空宇宙に関し、以下の開発政策を作成している。

Solar Policy 2014-21

- To add solar generation of at least 2,000MW by 2021 in a phased manner.
- To encourage PPP model and R&D and innovation in the sector.
- To promote Roof Top Generation and Technologies.
- To transform Karnataka into an investor friendly state.

Karnataka Industrial Policy 2014-19

- To make Karnataka the most preferred investment destination through inclusive, sustainable and balanced growth.

Karnataka Tourism Policy 2014-19

- To develop Karnataka as a dynamic, sustainable and most-favoured tourism destination by increasing domestic & international visitations, offering high quality experience to visitors, facilitating and accelerating investments and improving livelihood opportunities at the local level.

ESDM Policy 2013

- To facilitate, promote and develop the ESDM sector in Karnataka and make Karnataka a preferred destination for investment in this sector.

Aerospace Policy 2012

- To position Karnataka as a vibrant aerospace hub of Asia and a globally recognized aerospace destination by enabling the environment for holistic and sustained growth of the aerospace sector.
- Increase the contribution of the aerospace sector towards enhancing the share of industry in the state's GSDP from 28.0 % to 32.0 % by 2022.

(3) 財務状況

1) Fiscal Responsibility and Budget Management (FRBM)

Karnataka 州では財政規律法 (KFRA2002) を公布し州政府が財政の安定、持続を確保する責任を定めると共に、社会的物理的インフラおよび人材開発を改善する領域を拡大することとした。このため、十分な歳入超過の達成、財政赤字の削減、財務施策の効果の実施を阻む障害の除去を、借入金・債務・欠損の制限、州政府の財政運営の透明化達成、中期財務枠組みの使用による慎重な債務管理を通じて行うこととしている。

財政規律法は 2003 年 4 月に発効し、その後も中央政府や財政委員会の指示に基づき改定が行われている。

同法では以下のような財政目標が掲げられている。

- 2005-06 年度末までに歳入不足解消
- 2005-06 年度末までに財政赤字を GSDP の 3 % 未満に削減する。
- 2014-15 年度末までに借入金総額を GSDP の 25 % 未満に制限する。
- 発行済州政府保証額をカルナタカ政府保証上限法 (1999) の規定枠内に維持する。

州政府は歳入超過を予算時見積よりも少し多いレベルで維持しているほか、財政赤字は 2015-16 年度で 2.12 % で、翌年度もそれを下回ると予想されており、規律の範囲に収まる見通しとなっている。財政管理の推移を Table 4.4.2-3 に示す。

Table 4.4.2-3 Transition of Fiscal Management

(Percent)

Item	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	Target (16-17)
Revenue deficit / GSDP	0.1	0.0	0.1	0.1	0.0
Fiscal deficit / GSDP	-2.8	-2.7	-2.7	-2.12	-3.0
Total debt stock / GSDP	22.6	22.5	24.1	17.22	24.8

source: State Finances A Study of Budgets of 2015-16, RBI for 2013-16; State budget 2016-17 for 2016-17;

(4) 外国投資

1) 外国直接投資

Karnataka 州を管轄する Bangalore の RBI 地域事務所が受け取った外国直接投資額を Table 4.4.2-4 に示す。その額は着実に増加している。

Table 4.4.2-4 Transition of DFI

Unit: Crore INR (US\$M)

Year	2013-14	2014-15	2015-16	Cumulative (2000-2016)	Percentage of total inflow
Amount	11,422 (1,892)	21,255 (3,444)	26,791 (4,121)	108,912 (20,241)	7 %

source: Fact Sheet on Foreign Direct Investment, Dept. of Industry Policy and Promotion⁷⁵

2) 州内の日系企業拠点

Karnataka 州の日系企業拠点数の推移を Table 4.4.2-5 に示す。

Table 4.4.2-5 Transition of Japanese Firms

Year	2011	2012	2013	2014	2015
Number	182	228	297	387	451

source: Embassy of India in Japan⁷⁶

4.4.3 州政府予算および揚水実施機関の財務状況

(1) 州政府予算⁷⁷

2016-17 年度の Karnataka 州予算では、Energy Department に INR 12,632 Crores の予算が割り当てられた。同年度の Energy Department のキー・ハイライトは新規案件開発、太陽光、省エネ、配電網整備他を含んだ以下のとおりである、

- For the year ending 2015-16, 800 MWs from Yeramarus Unit-1 and 350 MWs from Renewable Energy Sources is expected to be added.
- 2,655.40 MWs of generation capacity including 800 MWs from Yeramarus Unit II, 705.40 MWs from Central Generating Stations and 1150 MWs from renewable sources of energy to be added during 2016-17.
- The work of establishing Gas based power plant at Yelahanka will be started.
- Kalaburagi Power Plant will start functioning this year.
- KPCL has also planned to take up the work of establishing 200 MWs of solar power plant.
- Establishment of 2,000 MWs of Solar park at Pavagada is taken up and production of 600 MWs is expected in the end of March 2017.
- Establishment of 1,200 MWs of Solar power plants in 60 backward talukas at 20 MWs each and 77 sub-stations through KPTCL.
- “Hosa belaku” scheme implemented under which 42 lakh LED bulbs distributed.
- Infrastructure to regularize 50,000 pump sets will be created during 2016-17.
- Web based modules for online submission of application for power sanctions, power evacuation, open access, clearance by Electrical Inspectorate, and approval for power projects will be developed and deployed.
- Nirantara Jyothi III Phase Feeder bifurcation Scheme with the support of REC and GoI.

⁷⁵ http://dipp.nic.in/English/Publications/FDI_Statistics/2016/FDI_FactSheet_JanuaryFebruaryMarch2016.pdf

⁷⁶ http://www.in.emb-japan.go.jp/Japanese/2015j_co_list.pdf

⁷⁷ <http://finance.kar.nic.in/bud2016/bud2016.htm>

(2) 揚水実施機関の財務状況

Karnataka 州では Karnataka Power Company Limited (KPCL)が揚水発電所の建設から運転保守までを担当する。KPCL は火力、水力、風力・太陽光発電所を有する発電会社である。2007～2011 年度の KPCL の財務状況を分析した報告書⁷⁸によると、当該時期には極めて健全な財務状況を維持していた。2012-13 年度には一時的に財務状況が悪化したが、それ以降は回復傾向にあるものとみられる。Table 4.4.3-1 に KPCL の財務状況を示す。

Table 4.4.3-1 Financial Situation of KPCL

	2011-12		2012-13		2013-14	
Total Income (Crore)	5742		6393	11.3%	7593	18.8%
Total Expenditure	5580		6222	11.5%	7339	18.0%
Profit before Tax	162		171	5.6%	254	48.5%
Profit after Tax	115		2	-98.3%	n/a	n/a
Cost Structure (Crore)						
Power purchase	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%
Generation cost	3453	61.9%	3831	61.6%	4622	63.0%
Employee cost	631	11.3%	706	11.3%	698	9.5%
O&M cost	197	3.5%	203	3.3%	215	2.9%
Interest cost	771	13.8%	890	14.3%	1111	15.1%
Depreciation	404	7.2%	566	9.1%	569	7.8%
Admin & Gen Exp	60	1.1%	72	1.2%	91	1.2%
Other Expenses	63	1.1%	-47	-0.8%	32	0.4%
Total	5579		6221		7338	
Return on Equity	3.95		0.07		7.48	
Return on Networth	1.76		0.03		3.76	
Return on Capital Employed (Crore)	5.71		5.05		6.63	
Debt Equity Ratio	1.38		1.56		1.74	

source: Report on "The Performance of State Power Utilities for the years 2011-12 to 2013-14", 2015 PFC

4.4.4 電力セクターの概況

Karnataka 州の電力需給は、2016-17 年以降大幅に改善し、2018-19 年まで安定した需給が見込まれている。発電能力は 2016-19 年に 11,707 MW 増加し、このうち再生可能エネルギーは 8,490MW 増加する。

州では送配電ネットワークを安定化させるため、農業需要のフィーダー分離を進めるとともに、供給時間を制限している。また、ピーク需要を賄うため、複数の揚水発電プロジェクトについて検討を進めている。

⁷⁸ "An Analysis of Financial Statements of Karnataka Power Corporation Limited, Bangalore", International Journal of Engineering and Management Research, June 2012.

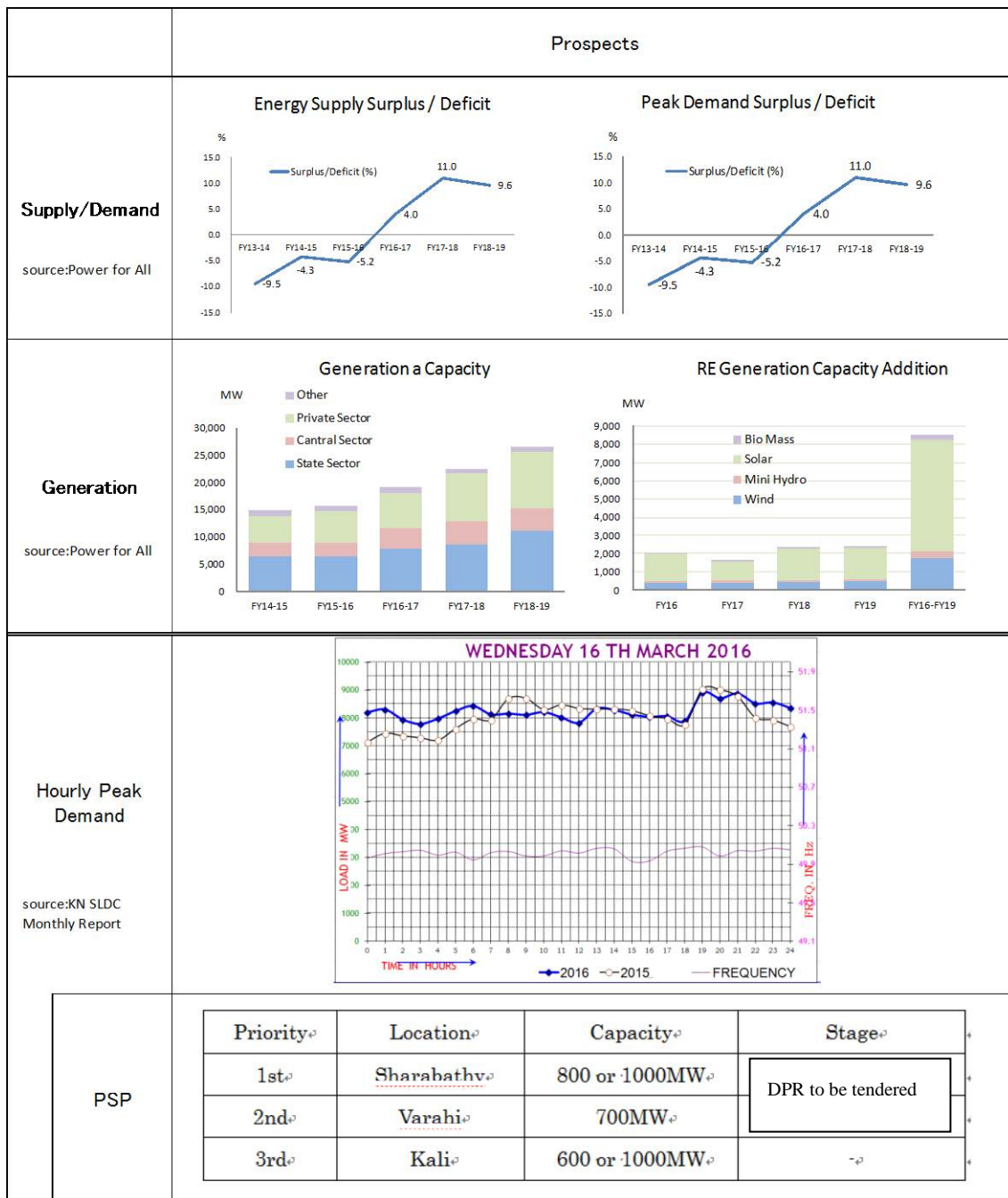


Figure 4.4.4-1 Karnataka state power sector feature

4.4.5 電力供給構造

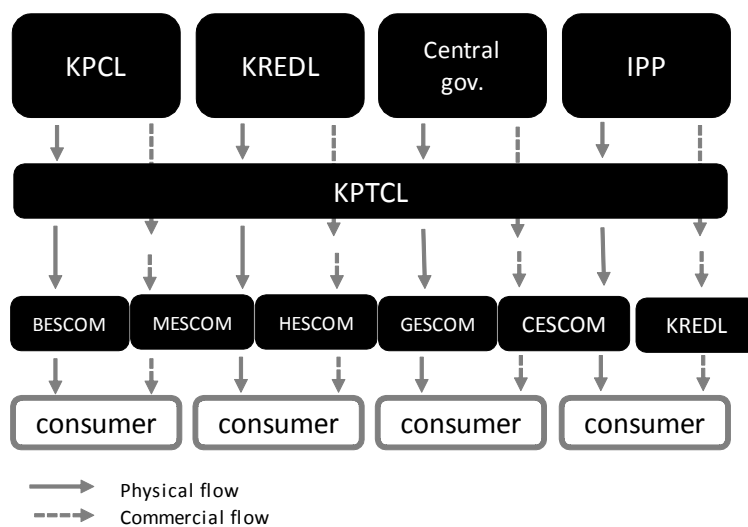
(1) 関係機関

Karnataka 州は 1995 年、以前の Karnataka Electricity Board (KEB) を再編し、新しい事業体を設立した。また、1999 年には Karnataka Power Transmission Corporation Limited (KPTCL) と Visvesvaraiiah Vidyut Nigam Limited (VVNL) が統合された。現在の関係機関は以下のとおり。

Policy	Karnataka State Energy Department
Regulation	Karnataka Electricity Regulatory Commission (KERC)
Power generation	Karnataka Power Corporation Ltd. (KPCL) Karnataka Renewable Energy Development Ltd.(KREDL)
Transmission	Karnataka Power Transmission Corporation Ltd. (KPTCL)
Dispatch	State Load Dispatch Centre (SLDC) *
Distribution	Bengaluru Electricity Supply Company Ltd. (BESCOM) Mangalore Electricity Supply Company Ltd. (MESCOM) Hubli Electricity Supply Company Ltd. (HESCOM) Gulbarga Electricity Supply Company Ltd. (GESCOM) Chamundeshwari Electricity Supply Company Ltd. (CESE)

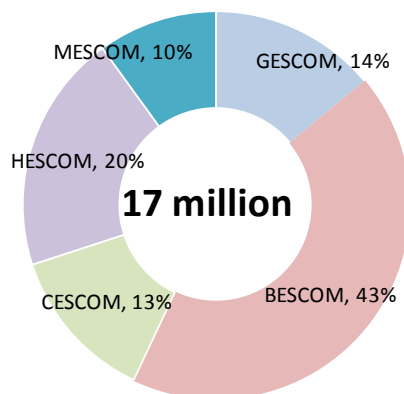
(2) 供給構造

Karnataka 州は発電と配電を分割した最初の州である。配電会社 Karnataka Power Corporation Ltd. (KPCL)は 1970 年に設立され発電を担い、送電、配電を Karnataka Electricity Board (KEB)が担ってきた。1999 年に KEB は Karnataka Power Transmission Corporation Ltd. (KPTCL)を設立、2002 年には KPTCL は送電会社 1 社と配電会社 4 社、BESCOM、HESCOM、GESCOM、MESCOM に分割された。2005 年には、5 番目の配電会社として CESC が設立された。



source: Karnataka Power for All (Appendix 4-41)

Figure 4.4.5-1 Electricity Supply Structure



source: Karnataka Power for All (Appendix 4-41)

Figure 4.4.5-2 Share of Distribution Companies by Number of Household Customers

(3) 州独自の電力政策

Renewable	<ul style="list-style-type: none"> • Solar Policy 2014-2021 (May, 2014) (• Renewable Energy Policy 2014-20 (Jan., 2010), Solar Policy 2011-2016 were considered ineffective at present, as they were before 175GW Renewable policy release)
Energy Efficiency	<ul style="list-style-type: none"> • Karnataka Energy Efficiency and Conservation Policy 2015-19

このほか、KERC が実施してきた規制は以下のとおり。

- KERC (Tariff) Regulations 2000 (with all Amendments)
- KERC (Terms & Conditions for Determination of Transmission Tariff) (2nd Amendment) Regulations, 2015
- KERC (Terms & Conditions for Determination of Tariff for Distribution and Retail Sale of Electricity) (Second Amendment) Regulation, 2015
- KERC (Forecasting, Scheduling, Deviation settlement and Related Matters for Wind & Solar Generation Sources) Regulation, 2015
- Karnataka Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Open Access) (Third Amendment) Regulations, 2015, (First Amendment) 2006, 2004
- Karnataka Electricity Regulatory Commission (Demand Side Management) Regulations, 2015
- Procurement of Energy from Renewable Sources (First Amendment) Regulations, 2011
- KERC (Power Procurement from Renewable Sources by Distribution Licensee and Renewable Energy Certificate Framework) Regulations, 2011

etc.

(4) 揚水発電の実施機関

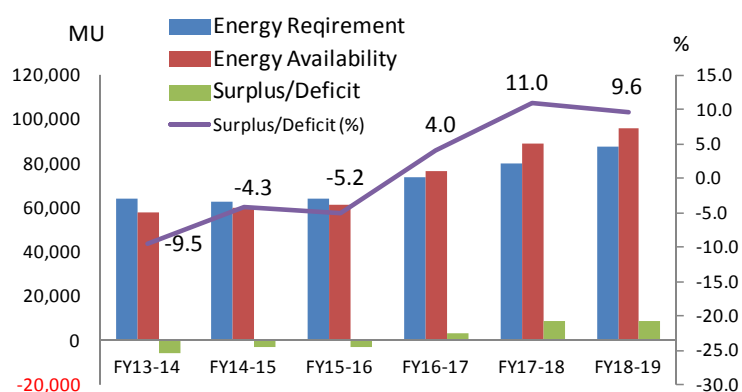
揚水発電の実施機関は Karnataka Power Corporation Ltd. (KPCL)である。

4.4.6 電力需給見通し

州のピーク需要は、2015年の9,549 MW から2019年には14,710 MW へと増加すると見込まれている。最も大きな増加が見込まれるのはMESCOMで2016-19年に46%増加する。一方、シェアで見ると最も大きいのはBESCOMで、ピーク需要は2019年に7,022 MW に達し、州全体の49%を占める。

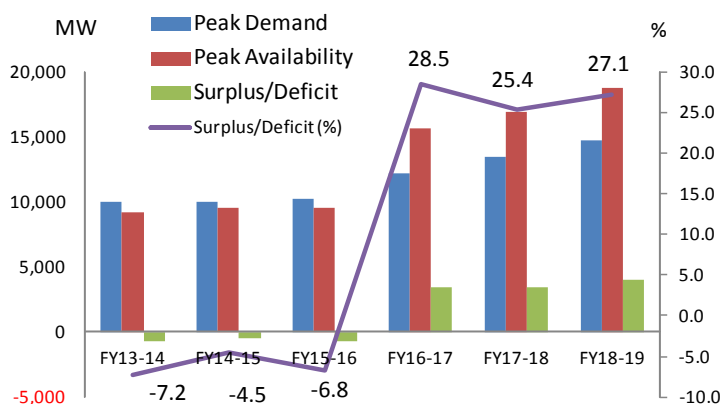
独立発電事業者であるKPCLは、多数の電力購入契約を締結しているほか、自身で発電所を建設したり、他の州から電力を調達している。この結果、計画中のプロジェクトが予定どおり運転を開始すると、Karnataka州は2016-17年から電力需給がプラスのポジションに転じることになる。計画中のプロジェクトには州独自の発電所のほか、中央政府や民間事業者の計画も含まれる。

2016-17年の電力需給は、プロジェクトが計画通り運転を開始し、水力発電のフル運転を前提に需給プラスになると想定している。2019年の電力量は、中央政府からの割当分を含め発電能力の増加によって、必要量を10%上回る電力量を確保できる。



source: CEA Load Generation Balance Report (Appendix 4-1,2,3), Karnataka Power for all (Appendix 4-41)

Figure 4.4.6-1 Energy Supply FY13-19



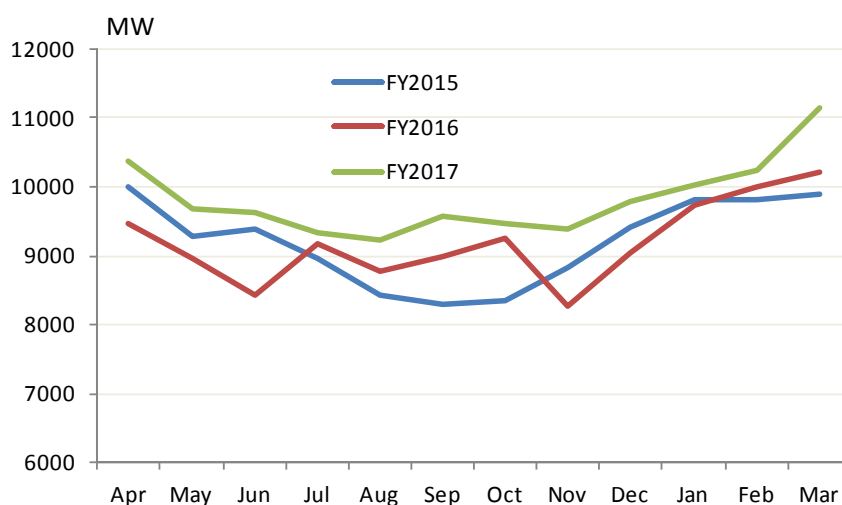
source: CEA Load Generation Balance Report (Appendix 4-1,2,3), Karnataka Power for all (Appendix 4-41)

Figure 4.4.6-2 Peak Demand FY13-19

(1) ピーク需要の特徴

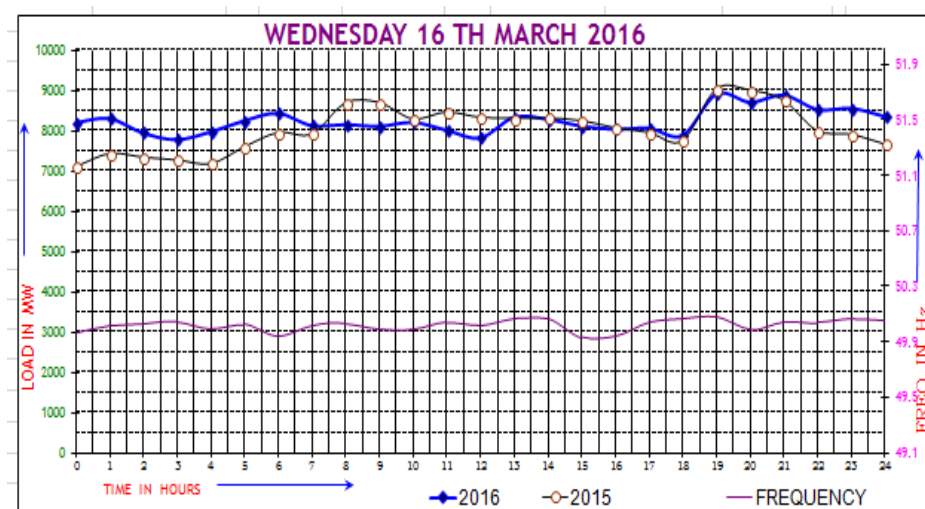
ピーク需要を月別にみると、ピークは3~4月で近年、増加傾向にある。時間帯別にみると、ピークは夕方に発生しているが、総じて平準化したカーブとなっている。これは主に、州が Niranthara Jyothi スキームのもと、フィーダー分離を進めていることが寄与している。つまり、非農業用、つまり家庭や産業、商業分野などの需要家に24時間供給できるよう、地方の農事用需要のフィーダーを分離するとともに、供給時間を制限している。この結果、配電会社は非農業需要家へ24時間供給することが可能になり、地域の産業に大きな恩恵をもたらしている。

配電会社では既に、フィーダー分離を85%完了させており、残り15%は2018年3月までに完了させる予定である。



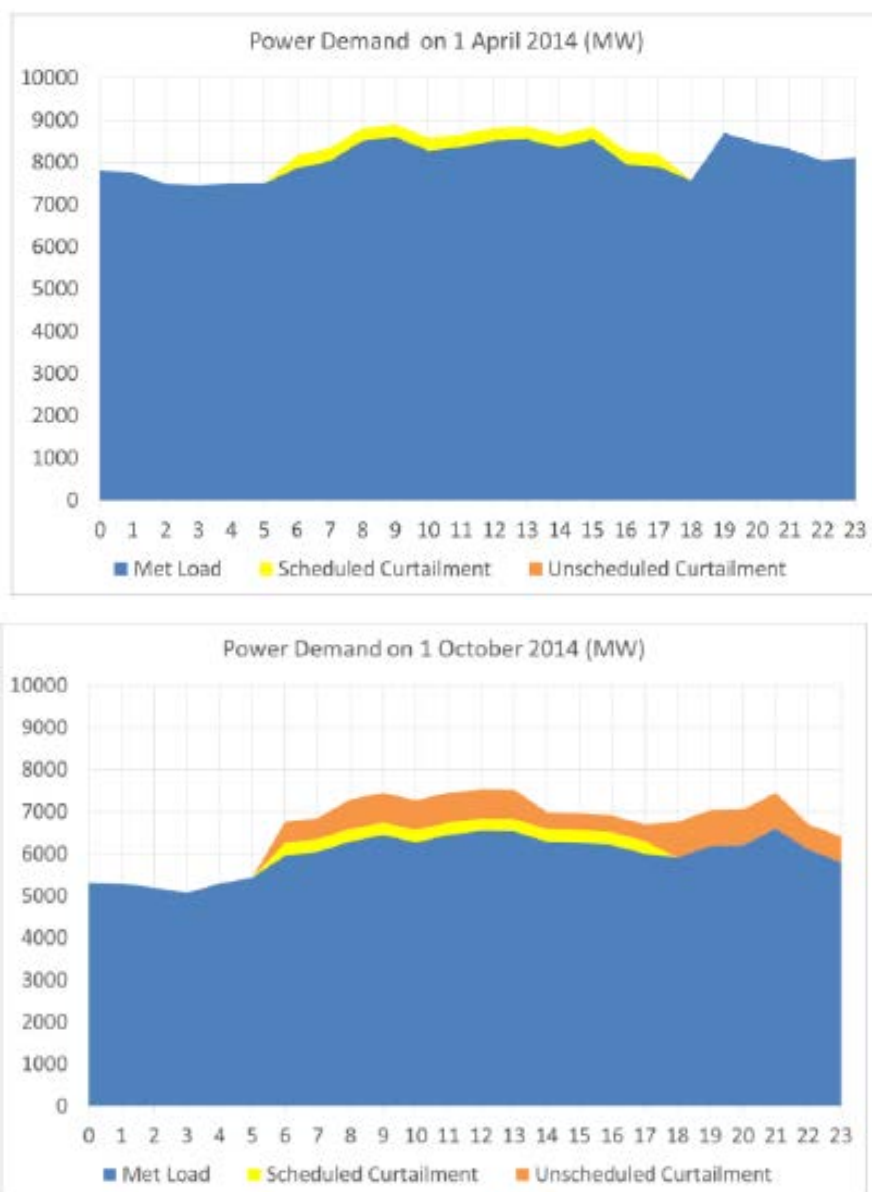
source: CEA Load Generation Balance Report (Appendix 4-1,2,3)

Figure 4.4.6-3 Monthly Peak Demand



sources :Karnataka SLDC Monthly Report

Figure 4.4.6-4 Hourly Load Curve



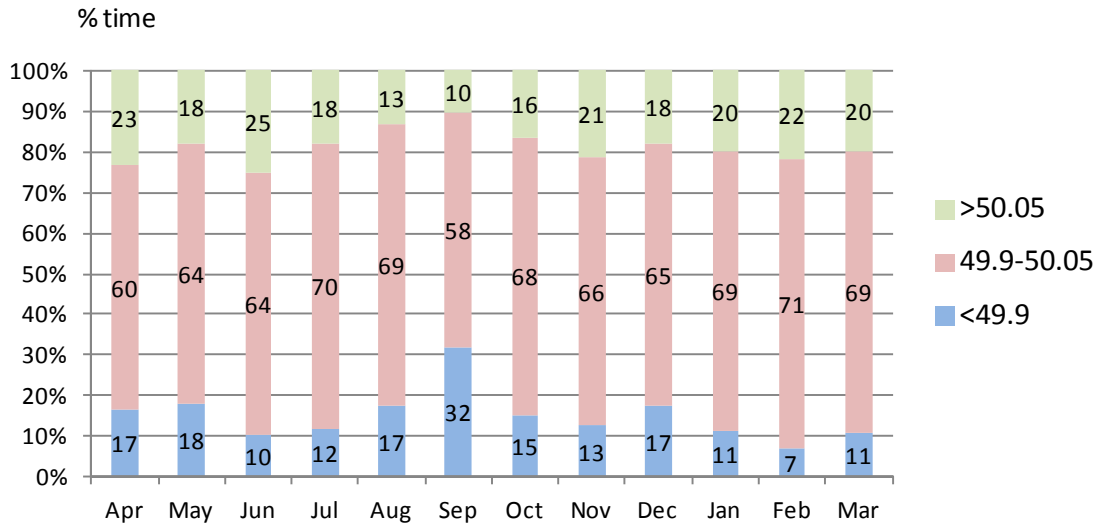
source: CSTEP Karnataka Power for All Strategy

Figure 4.4.6-5 Observed seasonal peak demand on typical days in 2014 (MW)

(2) 南部地域の周波数

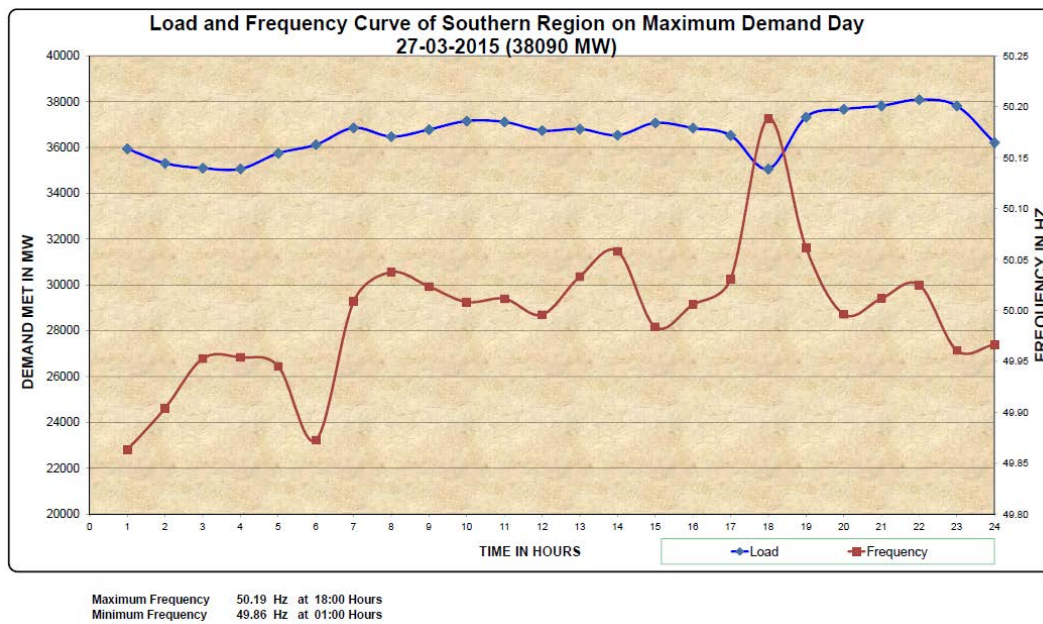
インドの周波数基準値 (The Indian Electricity Grid Code (IEGC)) は 2014 年 2 月、49.9Hz-50.05Hz と定められた。南部地域の 2015-16 年の周波数をみると、IEGC 基準値内にあるのは、年間を通して 60-70% となっている。50.05Hz を超える期間は冬から春にかけて多くみられ、49.9Hz を下回るのは 9 月に顕著にみられる。2014-15 年の最大需要と最小需要が発生した日のロードカーブをみると、周波数が大きく変動していることがわかる。

また、州の状況を見ると、朝ピークと夕方ピークに周波数が大きく変動している。



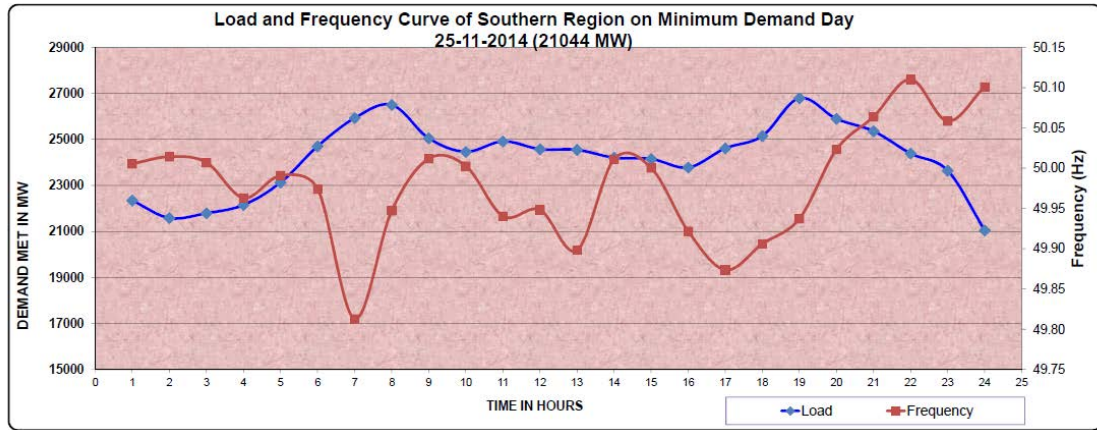
source: Southern Regional Load Dispatch Centre Quarterly Report (Appendix 4-11,12,13,14)

Figure 4.4.6-6 Frequency of Southern Region in 2015-16



source: Southern Regional Power Committee Annual Report in 2014-15 (Appendix 4-9)

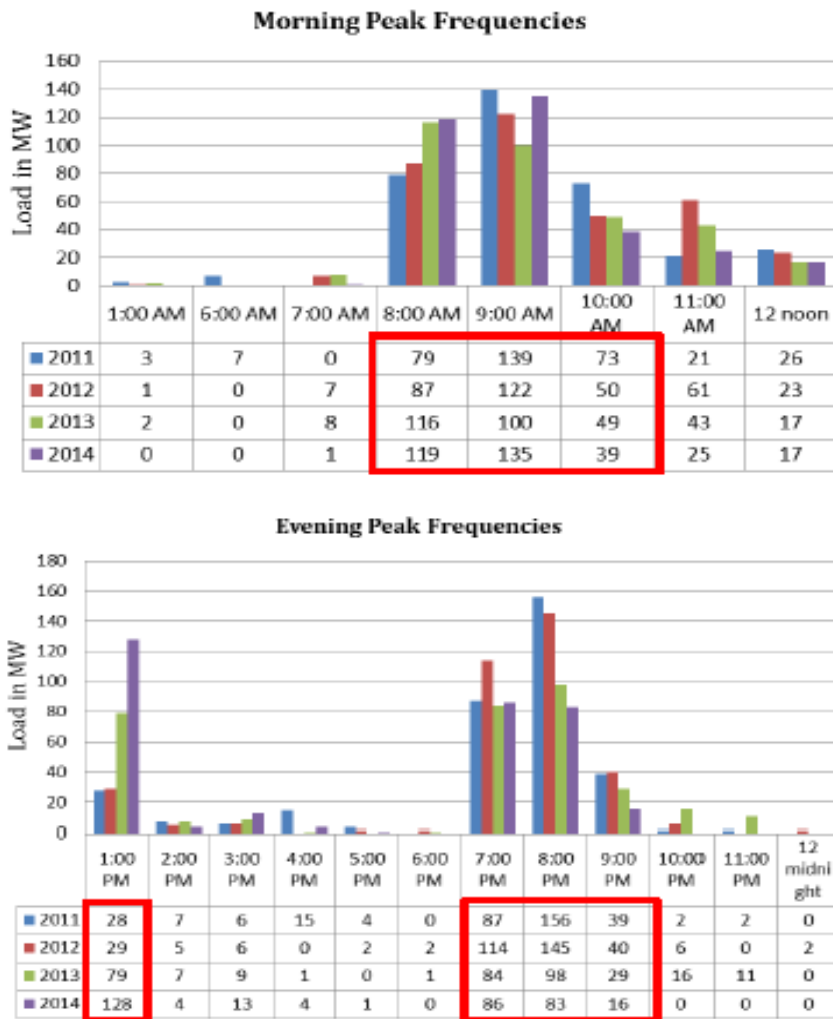
Figure 4.4.6-7 Load Curve and Frequency Curve of Southern Region on Maximum day in 2014-15



Maximum Frequency 50.11 Hz at 22:00 Hours
 Minimum Frequency 49.81 Hz at 07:00 Hours

source: Southern Regional Power Committee Annual Report in 2014-15 (Appendix 4-9)

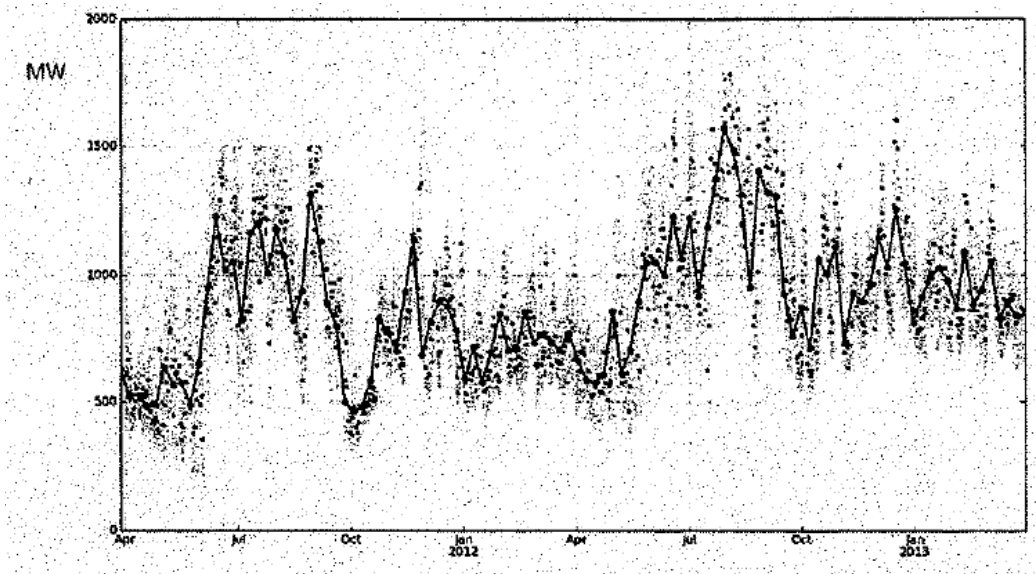
Figure 4.4.6-8 Load Curve and Frequency Curve of Southern Region on Minimum day in 2014-15



source: CSTEP Karnataka Power for All Strategy

Figure 4.4.6-9 Morning and evening peak load frequency during 2011-2014

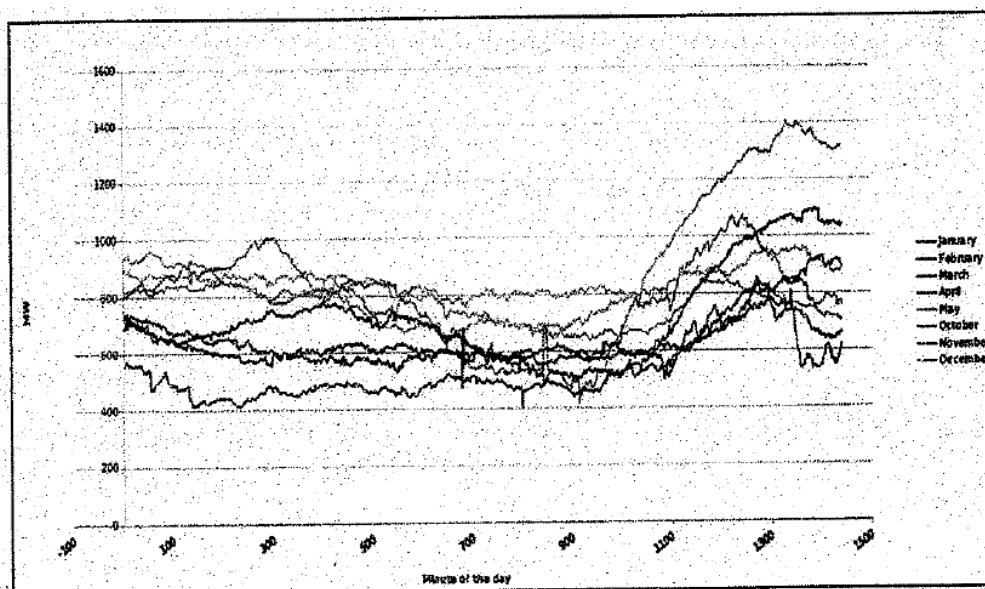
2015年7月時点で、風力発電の能力は 2,686 MW で発電能力の 16%を占めている。太陽光発電の本格的な導入はこれからとなっている。同州は発電の大部分を火力と大規模水力に依存している。風力は在来型に比べると変動が大きく、信頼性に劣る側面がある。2012-13年の風力発電の変動幅は以下のとおり。



source; Wind and Solar Energy for meeting Karnataka’s Future Electricity Demand, NIAS, March, 2015

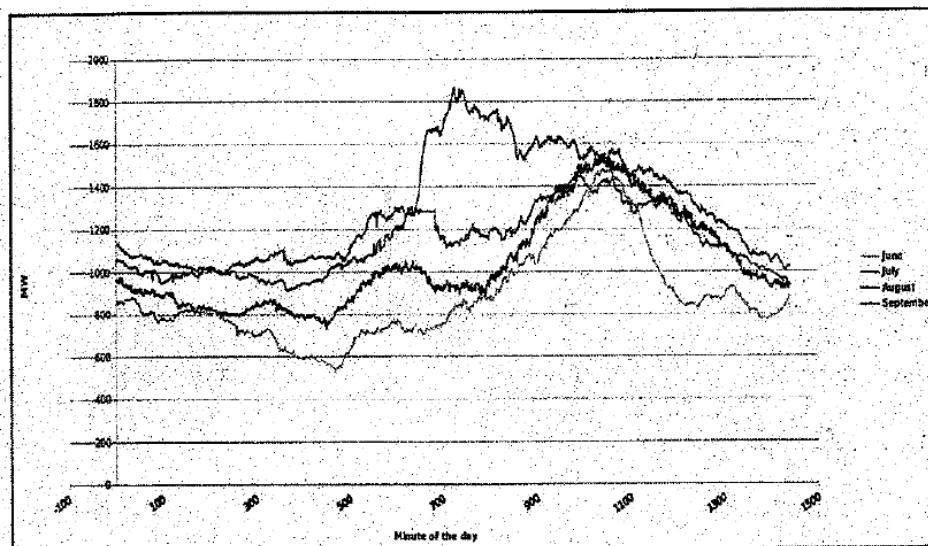
Figure 4.4.6-10 Hourly and daily wind data for Karnataka from April 2011 to March 2013

風力発電は、モンスーン以外の時期では大きな変動はなく、夜にかけてやや増加している。一方、モンスーン時期では、午後と夕方にピークに達し、それから減少している。



source; Wind and Solar Energy for meeting Karnataka’s Future Electricity Demand, NIAS, March, 2015

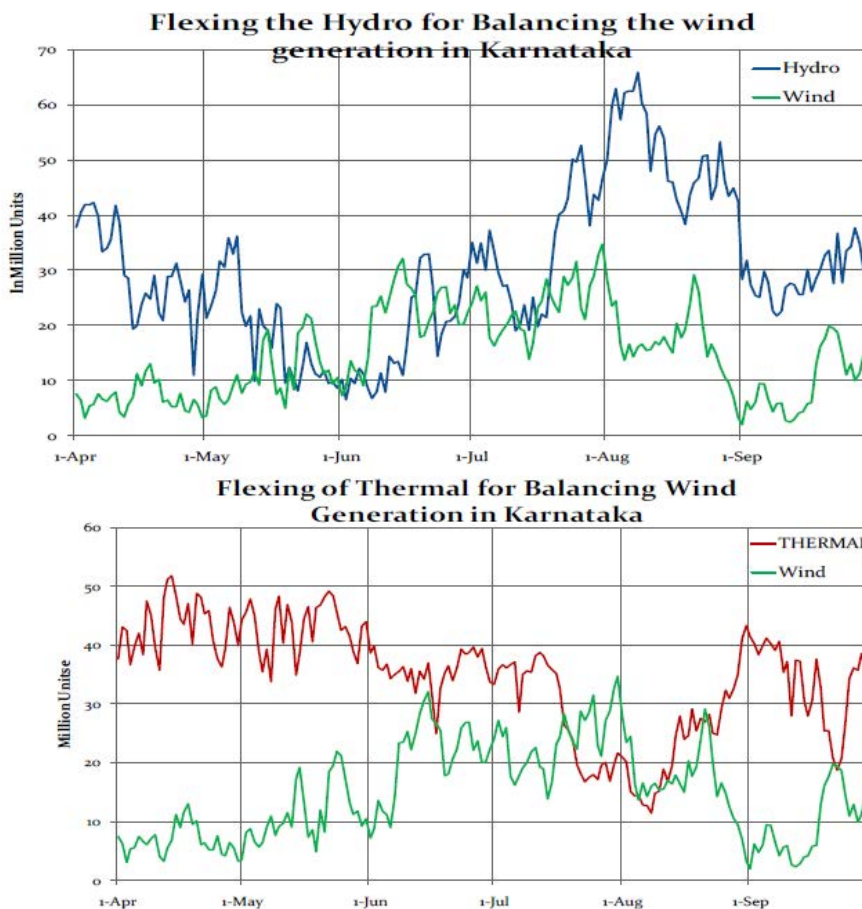
Figure 4.4.6-11 Typical Daily Wind Curves for non-monsoon months in 2012



source; Wind and Solar Energy for meeting Karnataka’s Future Electricity Demand, NIAS, March, 2015

Figure 4.4.6-12 Typical Daily Wind Curves for monsoon months in 2012

風力発電と火力、水力との発電バランスについて以下のとおりである。風力発電の出力変動、特に急な変動に対して、在来型電源で対応していることがわかる。



source: POSOCO Presentation at EEC Conference, 31 August 2015

Figure 4.4.6-13 Balancing Renewable Generation

(3) 年間負荷率

年間の負荷率（平均需要とピーク需要との差）をみると、2012年以降、減少傾向にある。一方、Demand Duration Curve をみると、需要は底上げされてきていることがわかる。

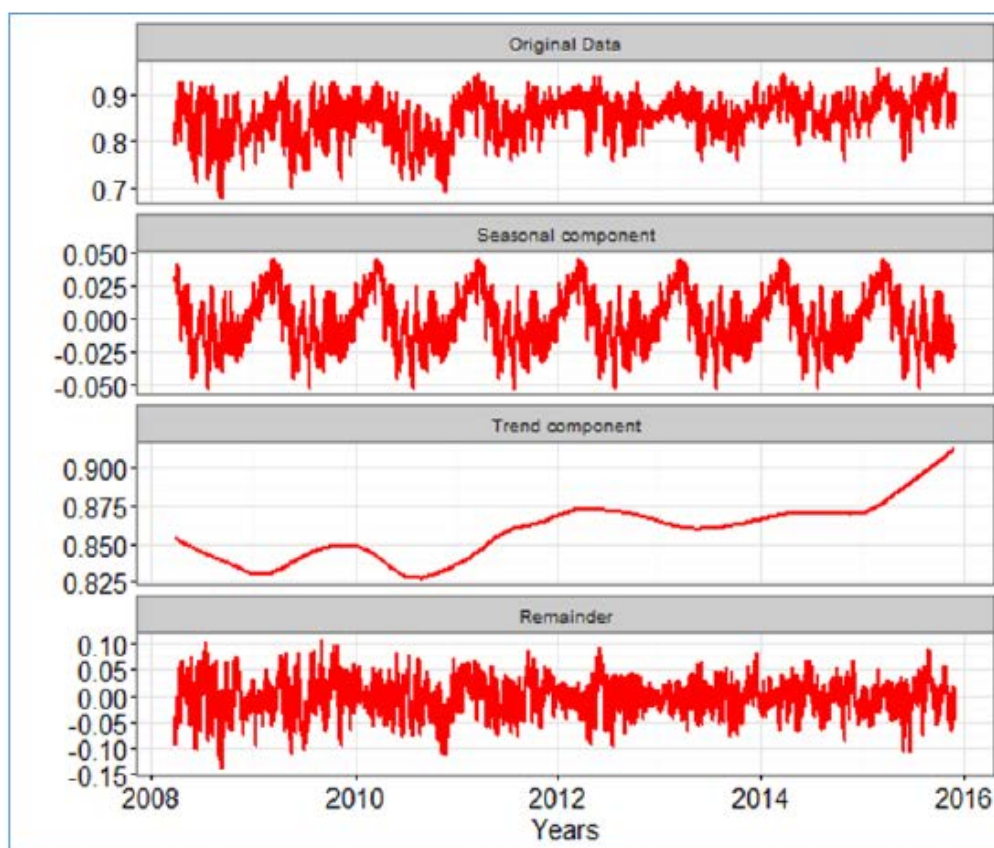
1. Average Load Factor (%)

Average Daily Load Factor from 2008-2015(Till Nov.)	86
Average Monthly Load Factor from 2008-2015(Till Nov.)	79
Average Annual Load Factor from 2008-2015(Till Nov.)	69

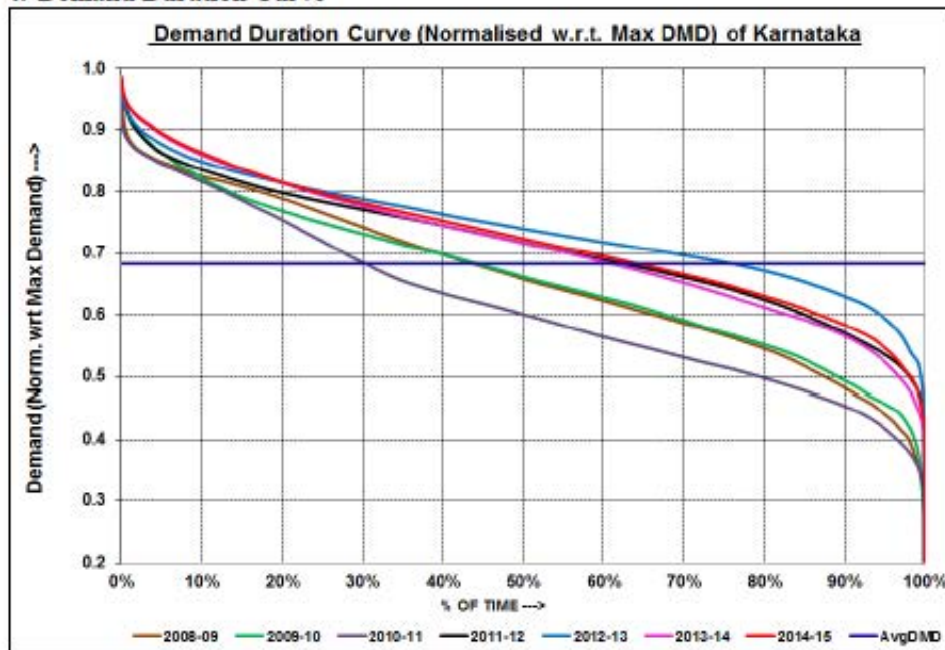
2. Change in Yearly Load Factor (%) from 2008-2015

2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16 (Till Nov.)	Inc(↑)/ Dec(↓)	Acc(↑)/ Dec(↓)
66	66	63	71	74	71	72	70	↑	↓

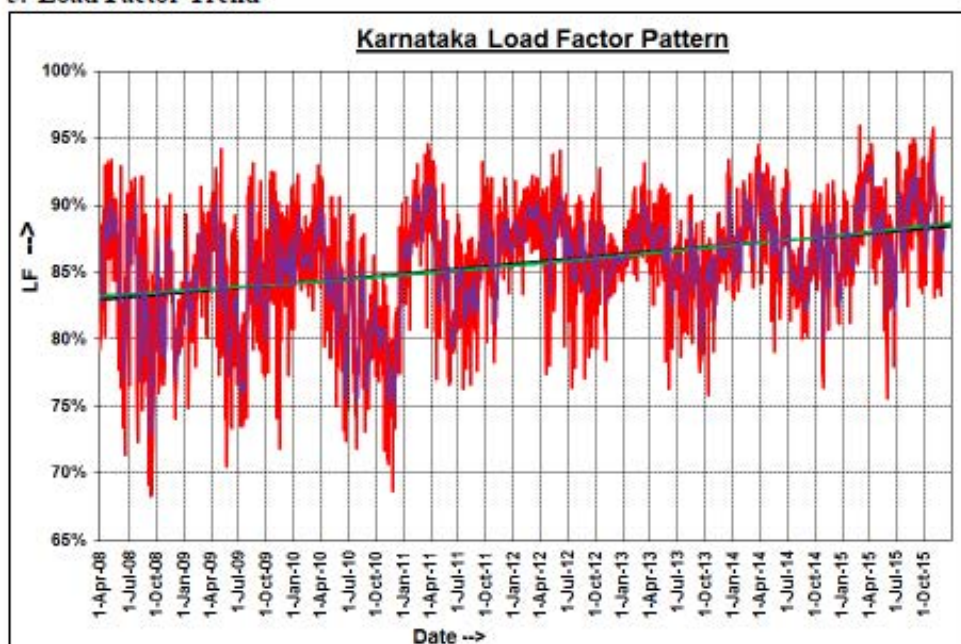
3. Seasonal Decomposition of Load Factor Trend



4. Demand Duration Curve



5. Load Factor Trend



6. Highest/Lowest Load Factor Occurrence

Month/ Period of highest Load Factor	December-Jan
Month / Period of lowest Load Factor	June-July

source: POSOCO ;Electricity Load Factor in Indian Power System (Appendix 4-7)

Figure 4.4.6-14 Load Factor of Karnataka

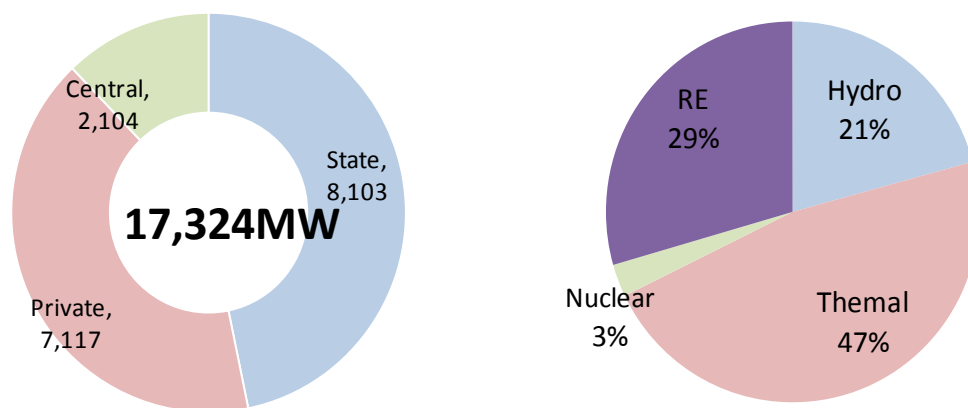
4.4.7 発電

(1) 発電能力

Karnataka 州の発電能力は、中央政府からの割当分や民間事業者からの調達分を含めると、2016年3月末時点で17,324MW となっている(CEA 月次報告)。

州の発電会社は必要量の50%を2.38 INR/kWh で供給し、中央政府は必要量の約29%を担っている。豊富な水力発電資源に恵まれている一方、降雨の影響を受けやすいという特徴がある。水力の発電能力は3,642 MW で、発電コストは0.59 INR/kWh と非常に安価になっている。

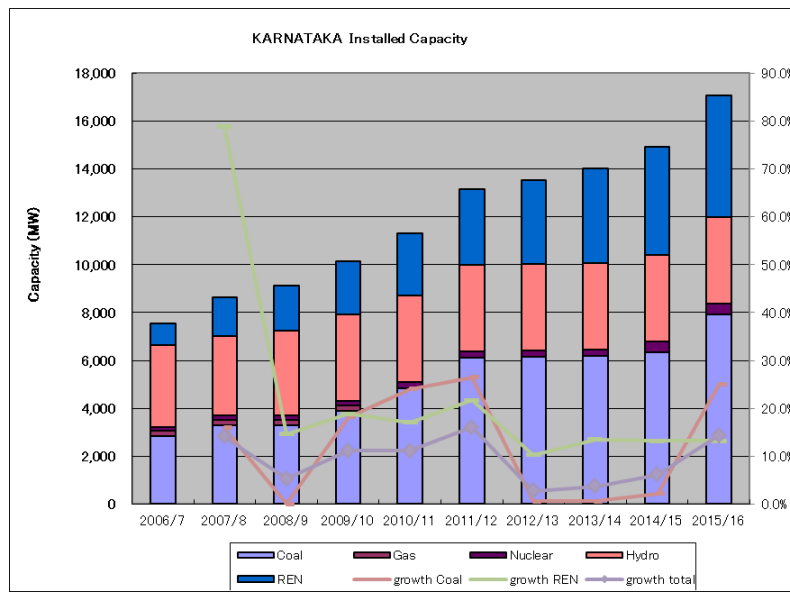
州では増大する需要に応えるため、Bellary Thermal Power Station U-3, Yermarus Thermal Power Station U-1 and U-2, Yelahanka Gas Based Power Plant, Bidadi Gas and CGS Share from NLC New TPP 1 and 2 など、発電所の建設を進めている。



source: CEA

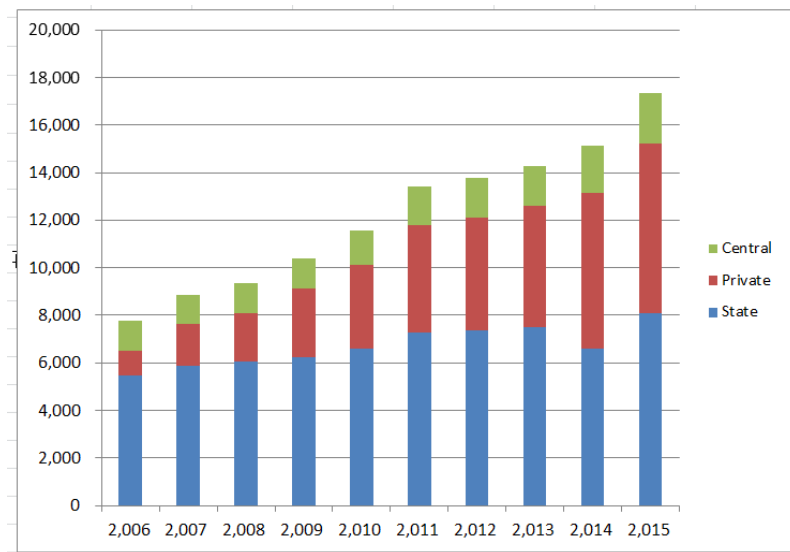
Figure 4.4.7-1 Installed Capacity by Ownership & Fuel (as of March 2016)

発電能力の内訳をみると、火力発電と大規模水力発電が全体の約3分の2を占める一方、再生可能エネルギーが30%を占めている。石炭火力は年率10-11%で伸びているものの、そのほとんどが民間事業者によるものとなっている。水力発電が21%を占めているが、近年の開発は進んでいない。再生可能エネルギーは年率13-14%で増加している。



source: CEA

Figure 4.4.7-2 Installed Capacity by Fuel



source: CEA

Figure 4.4.7-3 Installed Capacity by Ownership

2016年3月時点の州の発電所は以下のとおり。

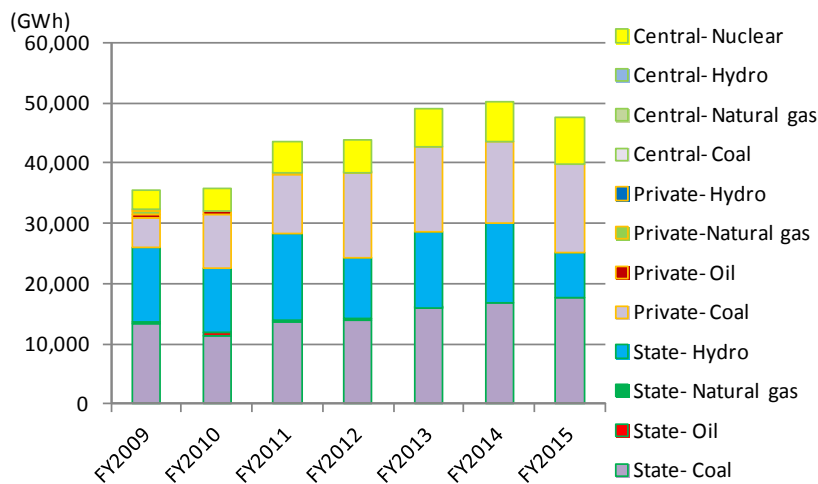
संलग्नक / ANNEXURE - VI (CONTD)							
वर्ष 2015-16 के दौरान दक्षिण क्षेत्र की उत्पादन Generation for the year 2015-16 in the Southern Region							
Sl. No.	Name of the Power Station	Installed Capacity at the beginning of the Year	Effective Capacity	Additions during the Year	Total at the end of the Year	Generation during the Year	Auxiliary consumption during the year
		MW	MW	MW	MW	MU	MU
1	2	3	4	5	6=4+5	7	8
कर्नाटक / Karnataka :							
जल / Hydro :							
1	Sharavathi	10 x 103.5	1035.00		1035.00	2637.96	7.65
2	Linganamakki Dam PH	2 x 27.5	55.00		55.00	118.00	2.62
3	Nagjhari (NPH)	5x150 + 1x135	885.00	15.00	900.00	1928.66	3.98
4	Supa	2 x 50	100.00		100.00	325.25	4.00
5	Varahi	4 x 115	460.00		460.00	752.10	9.31
6	Bhadra (U 1&2 under R&M)	1x7 + 2x12 + 1x2+1x6	39.20		39.20	39.89	1.34
7	Sivasamudram	6x3 + 4x6	42.00		42.00	215.60	2.16
8	Shimsha	2 x 8.6	17.20		17.20	54.31	0.54
9	Jog (MGHES)		139.20		139.20	313.88	7.31
10	Munirabad		28.00		28.00	63.43	1.53
11	T.B.Dam & Hampi	8 x 9 (20% share)	14.40		14.40	21.89	0.22
12	Priyadarshini Jurala (50.0 %)	6x39 = 234 (Full)	117.00		117.00		
13	Ghataprabha (GDPH)	2 x 16	32.00		32.00	31.61	0.55
14	Mani Dam	2 x 4.5	9.00		9.00	18.53	0.24
15	Mini Hydro (Sivara+Ganekal+Kalamala)	1+0.40 + 0.35	1.75		1.75	0.00	0.00
16	Small Hydro	1.40 + 0.35 + 2.7	4.45		4.45		
17	Mallapur	2 x 4.5	9.00		9.00	0.00	0.00
18	Kadra	3x50	150.00		150.00	217.47	5.50
19	Kodasalli	3 x 40	120.00		120.00	201.41	4.37
20	Gerusoppa (Sharavathi Tail Race)	4x60	240.00		240.00	298.72	5.05
21	Almatti	1x15+5x55	290.00		290.00	142.55	1.43
कुल / Total Hydro					3803.20	7381.25	57.80
तापीय / Thermal :							
1	Raichur TPS	(7 x 210) + (1 x 250)	1720.00		1720.00	11423.69	1001.00
2	Bellary TPS (Unit 1&2)	2 x 500	1000.00		1000.00	6109.26	367.94
कुल / Total Thermal					2720.00	17532.95	1368.94
डीजल / Diesel :							
1	Yelahanka (conversion to Gas)	6 X 21.32			0.00	0.00	0.00
विंड मिल (राज्य) / Wind Mill (State) :							
1	Kappatagudda (Stage 1 & 2)	2.03 + 2.53	4.56		4.56	7.80	
सोलार / Solar (State) :							
1	Yalesandra (Kolar) + Itnal (Belgaum) + Yapaldinni (Raichur) + Belakawadi - Shivasamudram (Mandya)	1.16+3+3+3+5 = 15.16	15.16	10.00	25.16	30.14	
निजी क्षेत्र / Private Sector :							
Major IPPs :							
1.	UPCL, Uduppi (U - 1 & 2)	2 x 600	1200.00		1200.00	8097.55	463.17
Minor IPPs :							
	आई.पी.पी / IPP (Cogeneration)		1100.50	20.00	1120.50	3374.99	
	Bio Mass		139.00	21.00	160.00	191.67	
	आई.पी.पी / IPP (Mini Hydel)		736.15	39.05	775.20	1417.52	
	सोलार (आई.पी.पी) / Solar	31 + 56 +31	87.00	66.00	153.00	156.72	
	विंड मिल / Wind Mill IPP		2536.10	6.80	2542.90	4796.46	
CPPs :							
	Jindal (Core Gas)	(2 x 130) + (4 x 300)	1460.00		1460.00	6756.18	497.49
	CPPs + Others	633	633.00	232.90	865.90	2356.83	
कुल (Total IPPs / CPPs)					8277.50	27147.92	960.66
कुल / Total (State)					14830.42	52100.06	2387.40

source: South regional power committee Annual Report, SRLDC, March, 2016 (Appendix 4-10)

Figure 4.4.7-4 The State owned Power Capacity

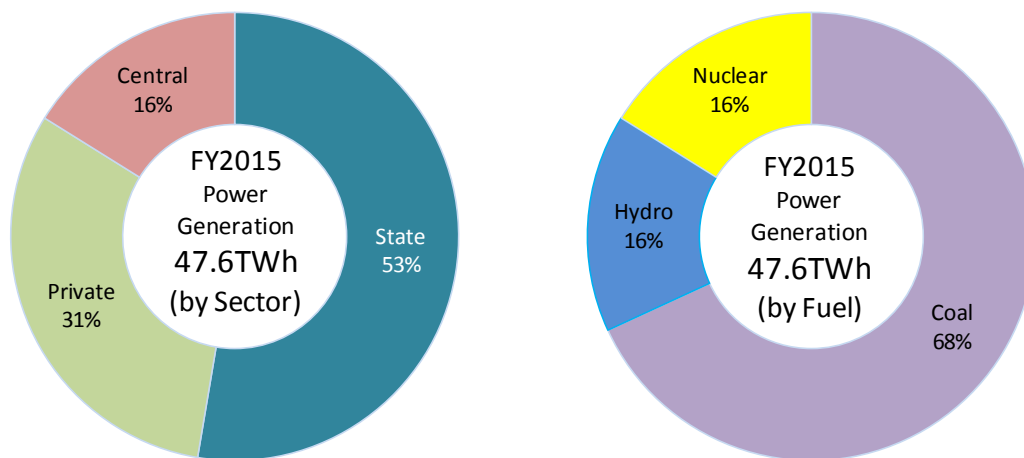
(2) 発電量

発電量をみると、2015年では石炭火力が3分の2を占めている。所有者別では州の火力が37%、民間事業者の火力が31%を占めており、州の火力発電が徐々に増加している。水力の発電量は年ごとに変動があり、2015年では16%を占めている。



source: CEA Monthly Report

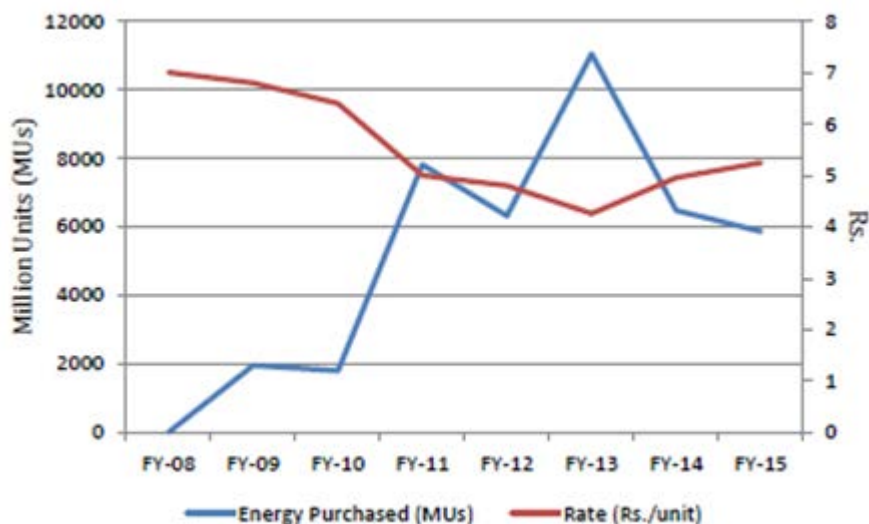
Figure 4.4.7-5 Generation by sectors



source: CEA Monthly Report

Figure 4.4.7-6 Generation by Ownership & Fuel

同州では、短期電力市場からの調達が増加し、一定量を占めつつある。

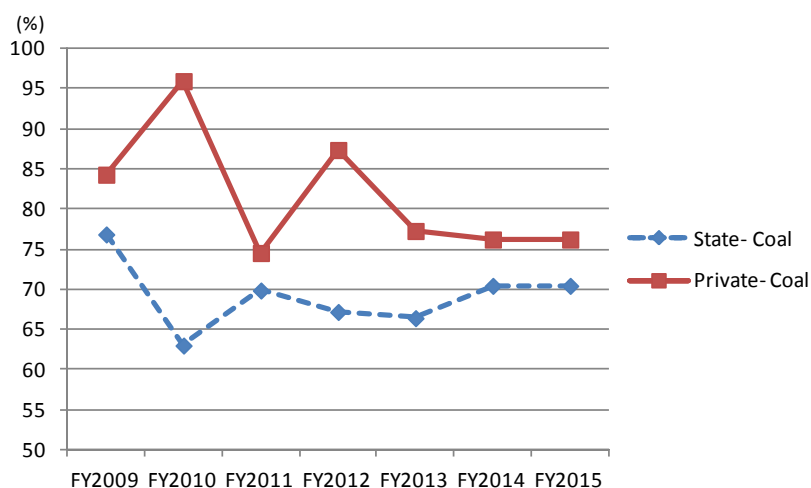


source: CSTEP Karnataka Power for All Strategy

Figure 4.4.7-7 Short-term Power Purchase

(3) 発電所の稼働率

州の火力発電所の稼働率は近年 60-68% と、民間事業者と比べると低くなっている。州の火力発電所、Raichur Thermal Power Station (RTPS) や Bellary Thermal Power Station (BTPS)の負荷率が低い要因として、燃料の石炭が washed coal から unwashed coal へ変更されたことや設備不良、不安定な石炭供給などが挙げられる。計画中のプロジェクトの中には、石炭鉱区割当 (coal allocation) では停止、石炭割当 (coal linkage) では供給が一部しかされない等の要因のために運転開始が遅れていた案件も少なくない。こうした事態は州の電力不足を招いてきたものである。



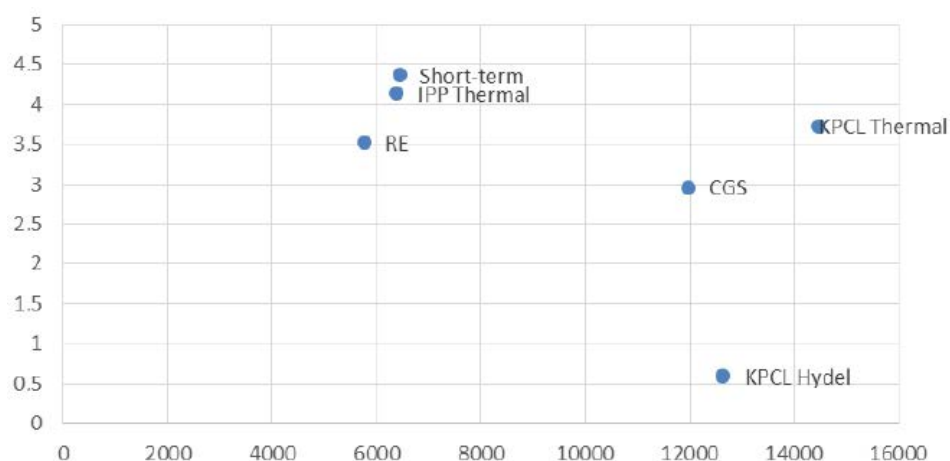
source : CEA Plant load factor of Coal-fired power plants

Figure 4.4.7-8 Plant load factor of Coal-fired power plants

(4) 発電コスト

安価な水力発電のウェイトが大きいことから、同州の電気料金は低く抑えられている。州では 2014 年、必要電力の 20% を 0.59 INR/U で調達することができた。しかし、水力発電からの調達は徐々に減少してきており、将来も低下することが予想されている。

州は 2014 年、低稼働の州火力発電から 3.73 INR/U、中央政府からは 2.96 INR/U で調達している。IPP からの火力や短期電力市場からも購入しており、単価は平均で 4 INR/U 超であった。



source: CSTEP Karnataka Power for All Strategy

Figure 4.4.7-9 Cost vs. Generation from Different Sources in Karnataka (FY2014)

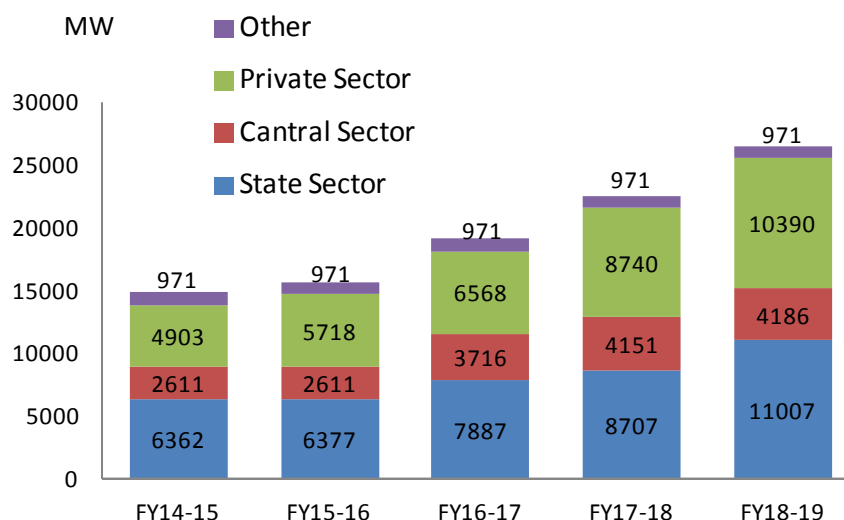
2016-2018 年の KERC から承認を受けた ESCOM の料金は下表のとおり。水力発電は 0.94 INR/U となっている。短期市場や不測時の電力調達価格は 4.50 INR/U 超で調達する場合には規制委員会から事前の承認が必要である。

Table 4.4.7-1 POWER PURCHASE APPROVED FOR ESCOMS FOR THE CONTROL PERIOD FY2017 to FY2019

SOURCES	FINANCIAL YEAR 2016-17			FINANCIAL YEAR 2017-18			FINANCIAL YEAR 2018-19		
	Energy in MU	Cost in Rs Cr	Per unit Cost	Energy in MU	Cost in Rs Cr	Per unit Cost	Energy in MU	Cost in Rs Cr	Per unit Cost in Rs.
KPCL Hydel Energy	10704.90	1001.38	0.94	12045.33	1099.16	0.91	12045.33	1139.37	0.95
KPCL Thermal Energy	17646.77	7252.08	4.11	19323.50	8392.29	4.34	20992.89	9198.23	4.38
CGS Energy	21525.17	6980.84	3.24	21525.17	7082.24	3.29	21525.17	7184.17	3.34
UPCL	7462.68	3093.67	4.15	7462.68	3129.03	4.19	7462.68	3165.10	4.24
Renewable Energy:	6846.71	2790.38	4.08	8394.81	3413.83	4.07	10265.57	4452.20	4.34
Other State Hydel	144.08	67.73	4.70	144.08	71.64	4.97	144.08	75.78	5.26
Short Term	1108.80	558.84	5.04	0.00	0.00		0.00	0.00	
PGCIL & POSOCO Charges	-	949.21	0.44		958.70	0.45		968.29	0.45
KPTCL Transmission & SLDC and PGCIL POSOCO Charges	-	3112.76	0.48		3197.08	0.47		3500.45	0.50
TOTAL	65439.11	25806.89	3.94	68895.57	27343.97	3.97	72435.72	29683.58	4.10

(5) 2018-19年までの州の発電所開発計画は以下のとおり。

- Yaramarus Thermal Power Plant unit 1 & 2, 2 x 800 MW : 2016年運転開始
- Yelahanka Combined cycle Power Plant, 350 MW : 2016年建設開始



source: Karnataka Power for All (Appendix 4-41)

Figure 4.4.7-10 Generation Capacity Prospect

Table 4.4.7-2 Summary of Additional Firm Availability from Various Sources
(projected as of FY 2015)

Sr. No.	Source	Type	Capacity (MW)	Entitlement		Availability
				%	MW	
A	New Stations					
	<i>BTPS U-3</i>	Coal	700	100%	700	March 2016
	<i>YTPS U-1</i>	Coal	800	100%	800	March 2016
	<i>YTPS U-2</i>	Coal	800	100%	800	Oct 2017
	<i>YCCP</i>	Gas	350	100%	350	March 2018
	<i>Bidadi</i>	Gas	350	100%	350	March 2018
	<i>MBD Unit-4</i>	Hydro	10	100%	10	March 2016
	<i>Ghatprabha additional</i>	Hydro	20	100%	20	March 2017
Subtotal	New Stations-Own		3030		3030	
B	Private Generating Station					
	<i>UPCL Expansion Project</i>	Coal	1200	90%	1080	March 2018
			1200		1080	
C	Renewable Energy Sources					
	<i>Solar PP</i>	Solar	-	-	3000	-
	<i>Wind PP</i>	Wind	-	-	1700	-
	<i>Small Hydro</i>	Hydro	-	-	425	-
	<i>Bio Mass/Bio gas Plants</i>	Other RE	-	-	290	-
Subtotal	Renewable Energy Sources		-	-	5415	
D	CGS - New					
	<i>Kudgi Unit 1</i>	Coal	800	50%	400	April 2016
	<i>Kudgi Unit 2</i>	Coal	800	50%	400	Oct 2016
	<i>Kudgi Unit 3</i>	Coal	800	50%	400	April 2017
	<i>NLC New TPP unit-1</i>	Coal	500	7%	35	Oct 2017
	<i>NLC New TPP unit-2</i>	Coal	500	7%	35	April 2018
	<i>Kudamkulam unit-2</i>	Nuclear	1000	22%	220	April 2016
	<i>Kalpakkam PFBR</i>	Coal	500	17%	85	April 2017
Subtotal	CGS - New		4900		1575	

* Share allocation of some of the CGS is tentative as firm allocation is yet to be done by MoP.

sources: Karnataka Power for all (Appendix 4-41)

発電能力の増加は、主に稼働率が低い再生可能エネルギーによるものである。また、既存水力も稼働率は低い。このため、エネルギー量としては、将来の供給も州や中央政府の火力発電所に頼らざるを得ない状況にある。

Table 4.4.7-3 Projected Energy Availability and Surplus from Firm Share/Long Term Tie-Ups (in MU)

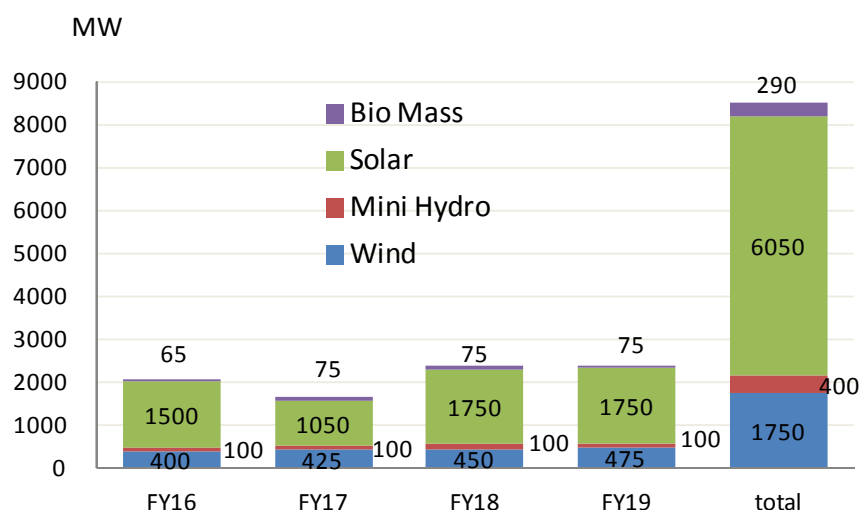
Source	Adequacy of Energy Availability			
	FY 2015-16	FY 2016-17	FY 2017-18	FY 2018-19
Total Energy Requirement	67,094	73,423	80,274	87,626
% of total long term available and total energy requirement	99%	116%	123%	122%
Proposed Energy Availability from Long Term Firm Tie-ups	59,608	76,347	89,100	96,048
% of total long term available and targeted	89%	104%	111%	110%
Targeted Energy Availability from Long Term Firm Tie-ups (95% long term)	60,384	66,081	72,247	78,864
Adequacy of Power Supply	Inadequate	Adequate	Adequate	Adequate
Surplus / (Deficit) Energy	-7,486	2,924	8,826	8,421

(6) 再生可能エネルギー

1) 発電能力

風力発電の発電能力は、2016年3月末時点で2,916 MW、発電能力全体の16%を占めている。太陽光発電の導入(134 MW)はこれから本格化する段階で、コージェネ(1,252 MW)が風力に次ぐ規模となっている。運転を開始している再生可能エネルギーの能力は、総計で5,272 MWとなっている。

州では再生可能エネルギーの開発・導入を円滑に進める実施機関を設立し、2014-21年にかけて Renewable Policy、Solar Policy で定めた当初の5,044MW から、導入量を7,700MW へと拡大する予定である。



sources: Karnataka Power for all (Appendix 4-41)

Figure 4.4.7-11 RE Generation Capacity Addition Prospect

2) 再生可能エネルギー調達義務制度 (RPO)

州では太陽光の技術開発や今後のベネフィットを享受していくため、Revised Solar policy 2014-2021 を発表した。当該期間中、最低 2,000 MW の太陽光発電を導入する。これに伴い、

700 MW の太陽光プロジェクトを入札に割り当てている。Karnataka 州は太陽光発電に適していることから、総エネルギー消費量のうち最低 3% は太陽光で賄うこととしている。

Table 4.4.7-4 Minimum Targets

	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21
% of total consumption	1.5	1.75	2.0	2.25	2.5	2.75	3.0

source: Karnataka Solar Policy 2014-21

Table 4.4.7-5 Capacity allocation for DICOMs

	% of total energy consumption	Capacity for 2014-20
BESCOM	48%	144MW
MESCOM	8%	24MW
HESCOM	20%	60MW
GESCOM	13%	39MW
CECSC	11%	33MW

source: Karnataka Solar Policy 2014-21

最近の規定では RPO を以下のように改正している。

Table 4.4.7-6 Amended RPO Targets

(a) Non-Solar RPO						(b) Solar RPO					
DISTRIBUTION LICENSEE	Year wise					DISTRIBUTION LICENSEE	Year wise				
	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19	2019-20 and onwards		2015-16	2016-17	2017-18	2018-19	2019-20 and onwards
BESCOM	10%	11%	12%	13%	14%	BESCOM	0.25%	0.75%	1.25%	1.75%	2.50%
MESCOM	10%	11%	12%	13%	14%	MESCOM	0.25%	0.75%	1.25%	1.75%	2.50%
CECSC	10%	11%	12%	13%	14%	CECSC	0.25%	0.75%	1.25%	1.75%	2.50%
HESCOM	7%	7.5%	8.5%	9.5%	10.50%	HESCOM	0.25%	0.75%	1.25%	1.75%	2.50%
GESCOM	5.0%	5.50%	6.0%	7.0%	8%	GESCOM	0.25%	0.75%	1.25%	1.75%	2.50%
HRECS	7%	7.5%	8.5%	9.5%	10.50%	HRECS	0.25%	0.75%	1.25%	1.75%	2.50%
DEEMED LICENSEE(s)	RPO target shall be same as that of the ESCOM where the SEZ is situated.					DEEMED LICENSEE(s)	0%	0.75%	1.25%	1.75%	2.50%

KERC (Procurement of Energy from Renewable Sources) (Third Amendment) Regulations, 2015, Nov., 2015)

3) 購入価格

再生可能エネルギーの購入価格は Feed-in-Tariff または競争入札によって決定される。KREDL による価格は以下のとおり。

Table 4.4.7-7 Tariff for Renewable Energy Projects

Projects		Approved Tariff in Rs/Unit
Wind		4.5
Small Hydro(Levelised over 35 year life of the project)		4.16
Solar		
Solar Photo Voltaic		6.51
Solar Thermal		10.85
Capacity of Solar Rooftop and small PV power plants	Approved Tariff in Rs/Unit (Without Capital Subsidy)	Approved Tariff in Rs/Unit (With Capital Subsidy of 30%)
1 to 10kW	7.08	6.03
Above 10kW and upto 50kW	6.61	5.63
Above 50kW and upto 100kW	6.14	5.23
Above 100kW and upto 500kW	5.67	4.83
Above 500kW and upto 1MW.	5.2	4.43

source: KREDL website, as of July, 2016

(7) 変動電源対策

1) 需要対策

州ではNiranthara Jyothi スキームとは別に、需要を平準化するさまざまな対策を講じている。

- 産業用需要家には 時間帯別料金 Time of Day Tariff を義務化
- 街路灯に高効率照明を導入するほか、Electronic Time Switches を設置
- 農業用需要を 11kV フィーダーから分離
- 農業用需要に HVDS を採用
- 面積が 600 平方フィートを超える自治体や企業の建物には太陽熱システムの導入を義務化
- 家庭用需要家に対して、CFL や LED の採用など省エネ施策を推奨
- 灌漑用として従来のポンプに代わる高効率なポンプの採用を推奨

2) 揚水発電

揚水発電開発のスタンス

揚水発電開発の最大の目的は、グリッドに接続される太陽光や風力など変動電源の増加に対応して、グリッドを安定化させることにある。2番目の目的はピーク需要を賄うことにある。揚水発電開発に関して経済的便益を追求してはいない。⁷⁹

揚水発電プロジェクトの現状

優先順位が最も高いのは Sharavathy である。上下に既存貯水池があり、開発にあたって他の地点に比べると障害が少ない。次に優先順位が高いのは Varahi である。次いで Kali となるが、同地点は自然環境問題を抱えている。⁸⁰

⁷⁹ From interview with KPCL, Energy dept., July, 2016.

⁸⁰ From interview with KPCL, Energy dept., July, 2016.

Sharavathy と Varahi については、DPR の入札準備中とされるが、2016年9月時点で、パブリックアナウンスメントはされていない。Kali は DPR 未着手である。DPR 作成は KPCL の予算を使って実施する予定としており、環境調査も含まれる。

Table 4.4.7-8 PSP Projects

Priority	Location	Capacity (tentative)	Stage
1st	Sharabathy	800 or 1000MW	DPRs tender under preparation
2nd	Varahi	600 to 1,000MW	DPRs tender under preparation
3rd	Kali	600MW	PFR completed

Sharavathy は PFR 完了段階にありまだ幾つかの選択肢があり、DPR の中で仕様を固めるものとしている。発電能力が 1,000MW になるか否かは DPR 段階で決定される。

候補地点、Sharavathy, Varahi、Kali の環境問題など

- 地元住民からの反対は寄せられていない
- カースト、部族問題はない
- 現時点で NGO 活動はないが、今後については不明
- 用地取得について、Sharavathy に私有地はなく、Varahi については小さい村落の用地収用や住民の移転が必要
- 揚水発電に関して、州間水利権紛争はない
- Karnataka 州は中央政府の法律や規制を修正することなく遵守する方針

他の揚水発電プロジェクト

CEA がリストアップしている地点は、KPCL も州政府も関知していない。揚水発電地点はすべて環境規制が厳しい地点であり、こうしたグリーンフィールド・プロジェクトは一から始めなければならない。KPCL と州 Energy Department は現在、Sharavathy と Varahi に注力している。KPCL と Energy Department とも、一からプロジェクトを立ち上げ、特に新しい貯水池を作ることは実効性あるものと考えていない。既存の貯水池を極力有効活用できる Sharavathy、Varahi、Kali のような案件開発を進めるのが現実的であるとしている。

3) 蓄電池 Battery Energy Storage

KREDL によると、中央政府は 120MW の蓄電池システムを同州に設置する意向である。

また、Solar Energy Corp. of India (SECI) は、クリーン・エネルギー・プロジェクトの一環として、Andhra Pradesh、Karnataka 州で 50MW solar project を 4カ所入札整備するにあたって、5 MW/2.5MW の蓄電池を 4カ所それぞれに併設することとしている。⁸¹

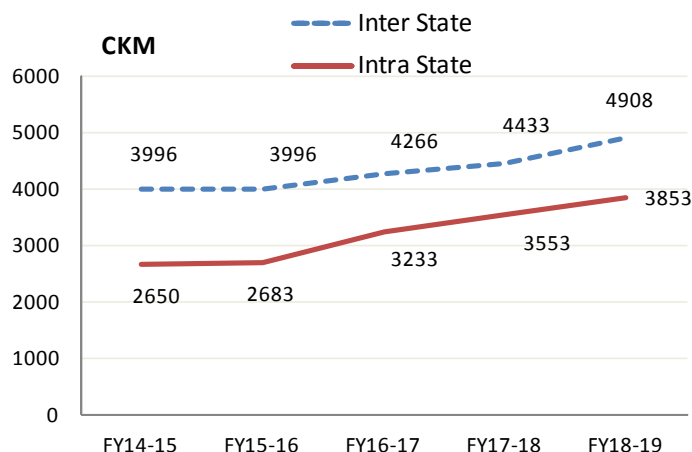
⁸¹ Bloomberg ; July 22 , 2016

4.4.8 送電

(1) 送電ネットワーク

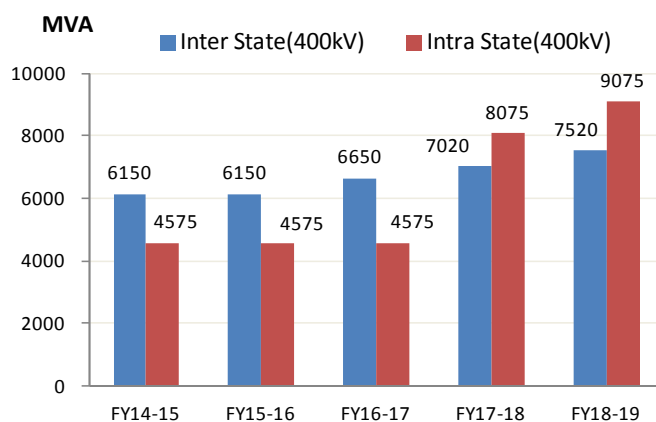
Karnataka 州の州間送電ネットワークは 400 kV が 3,996 ckt.km、HVDC が 2,738 ckt.km（容量 2,000 MW）、765 kV が 918 ckt.km で構成されている。2019 年までに電力受入量は 200 MW まで増加すると見込まれており、送電ネットワークの増強によって対処できる見通しである。しかしながら、例えば電力が余剰となっている Chhattisgarh から需給が逼迫している Andhra Pradesh 州、Telangana 州、Tamil Nadu 州へ州間送電ネットワークを使って送電することは、送電能力の問題で難しい。

Karnataka の電力需給は、発電所が計画どおり運転開始すると、2017 年からプラスのポジションになる。ピーク需要は 2014-15 年の 10,000 MW から 2018-19 年には 14,710 MW へと 47% 増加する。送電容量は 10,725 MVA から 16,595 MVA へと 54% 増加する見込みで、需要の増加に見合ったものになっている。



source: Karnataka Power for All (Appendix 4-41)

Figure 4.4.8-1 Augmentation of Transmission Lines Length



source: Karnataka Power for All (Appendix 4-41)

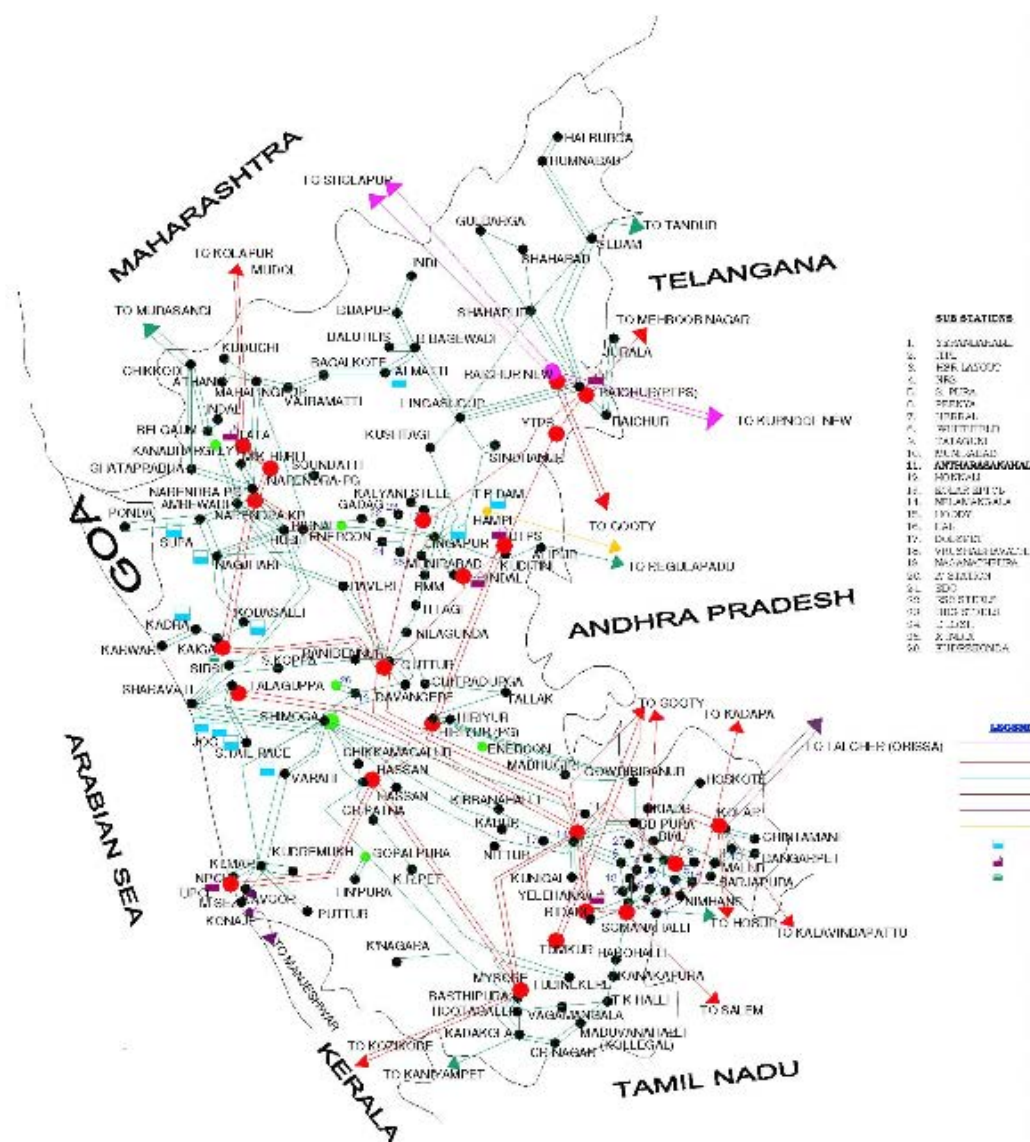
Figure 4.4.8-2 Augmentation of Transmission Capacity

(2) 送電ロス

KERCによると、2015年の送電ロスは3.92%、一方 KPTCL の報告では3.667%となっている。⁸² KPTCLによる2016-2018年の見通しは以下のとおり。

Table 4.4.8-1 Transmission Losses by KPTCL's Submission

Particulars	FY17	FY18	FY19
Input Energy to KPTCL Grid (MU)	686945	72035	75447
Energy at interface point (MU)	66311	69608	72980
Transmission loss in MU	2384	2427	2467
Transmission loss in %	3.47	3.37	3.27



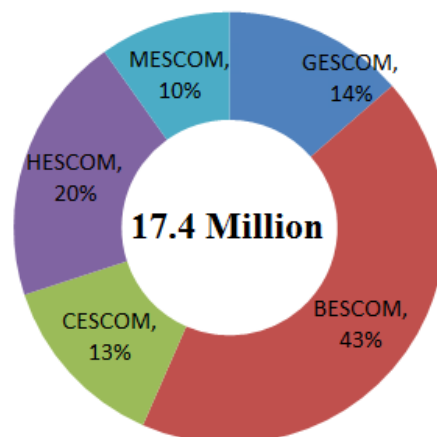
source: Southern Regional Power Committee

Figure 4.4.8-3 Power Map of Karnataka

⁸² KERC (Terms & Conditions for Determination of Transmission Tariff) (2nd Amendment) Regulations, 2015, March, 2016

4.4.9 配電

Karnataka 州の配電会社は現在、2千万以上の需要家に対して、都市部へは 20-22 時間供給、地方部へは 16-18 時間、電気を供給している。PFA プログラムが順調に進めば、未電化世帯への 24 時間供給は 2018-19 年までに完了することができる見通し。



sources: Karnataka Power for all (Appendix 4-41)

Figure 4.4.9-1 Projection of households based on 2015 (from Census 2001 and 2011 actuals)

(1) 地方電化

100% 電化と AT&C ロス目標を達成するため、配電会社は中央政府、州政府、事業会社自らの資金によって、合計 10,945 Crores を投資する。この結果、2018-19 年までに未電化世帯への電化を完了させることができる。

(1) Village Electrification (Nos.)

Total inhabited villages	27397
Balance Un-electrified Villages as on 31.05.2016	39

(2) Household Electrification (Nos. in Lalhs)

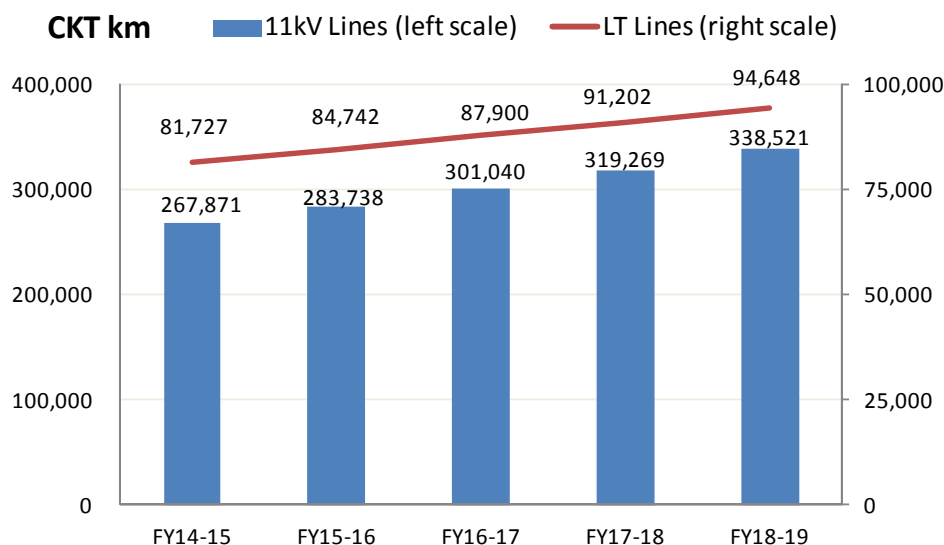
Tatal Rural Households	78.64
Balance Un-electrified as on 21.05.2016	10.13

source: Ministry of Power

(2) 配電ネットワークの拡張

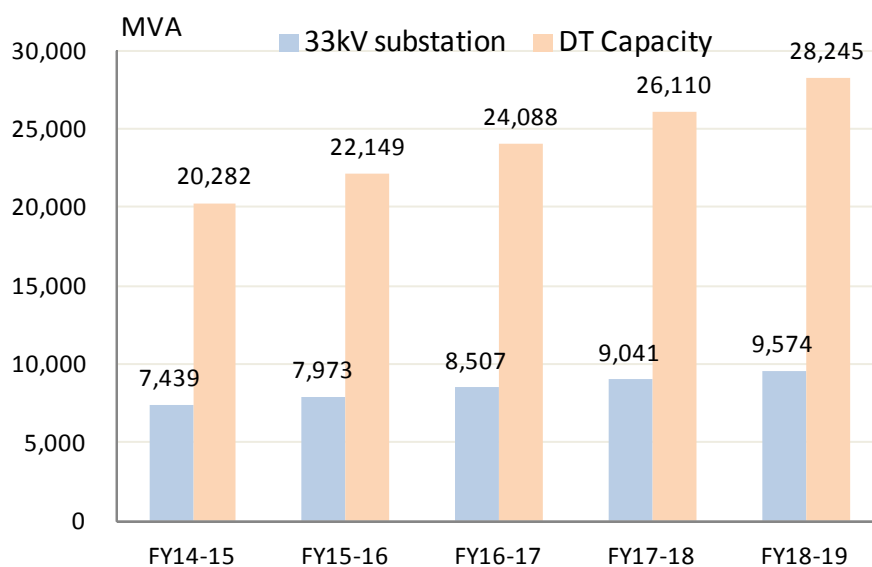
配電会社はシステムの増強に向けて、5,044 Crores を投資する計画である。さらに、IPDS スキームの下、2019 年までに 1,139 Crores を投資する。本スキームでは、BESCO は 459 Crores、CESC は 170 Crores、GESCOM は 184 Crores、MESCOM は 158 Crores、HESCO は 171 Crores を投資する。⁸³

⁸³ All estimates/ budgets are as of FY 2015 (from Power for All, Karnataka, 2015))



sources: Karnataka Power for all (Appendix 4-41)

Figure 4.4.9-2 Augmentation of Distribution Lines

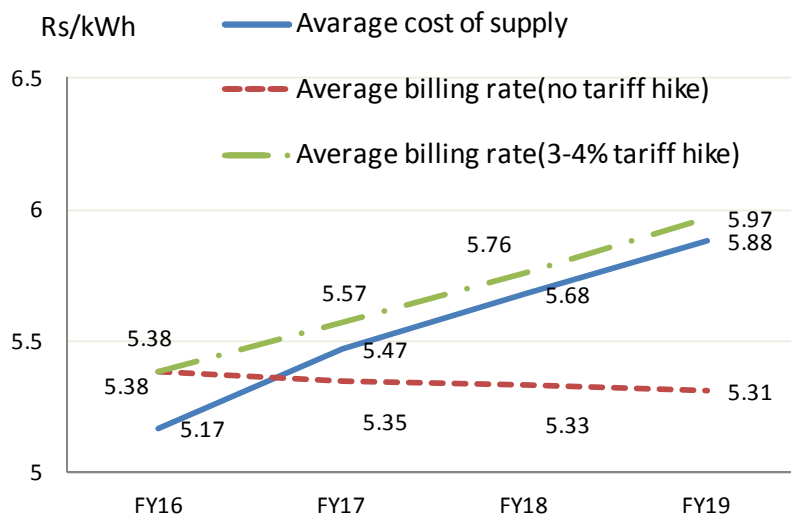


sources: Karnataka Power for all (Appendix 4-41)

Figure 4.4.9-3 Augmentation of Distribution Capacities

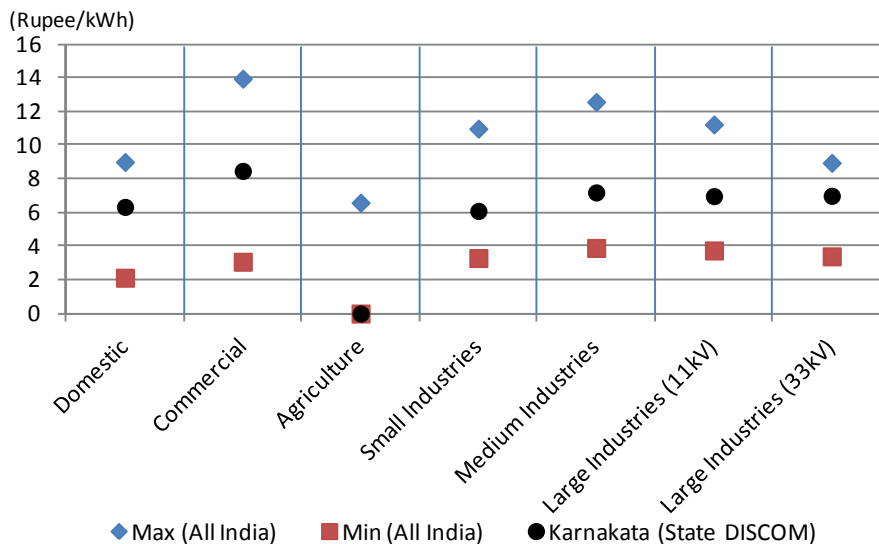
(3) 電気料金

過去4年間、HT 産業用需要家の料金は4.4%、HT 商業用需要家の料金は4.0%の値上げになっている。配電会社の財務状況についてみると、2017-19年にかけて、毎年それぞれ3%、4%、3%の値上げが実施されると累積債務は解消に向かう。しかし、値上げがない場合は債務が増加し、2019年には8,797 Croresに達すると見込まれている。(同想定は下記AT&C lossの削減見通しを前提とする)



source: Karnataka Power for All (Appendix 4-41)

Figure 4.4.9-4 ACS & ABR



source: CEA Electricity Tariff & Duty and Average rates of electricity supply in India, March 2015

Figure 4.4.9-5 Average electricity prices by sector (comparison)

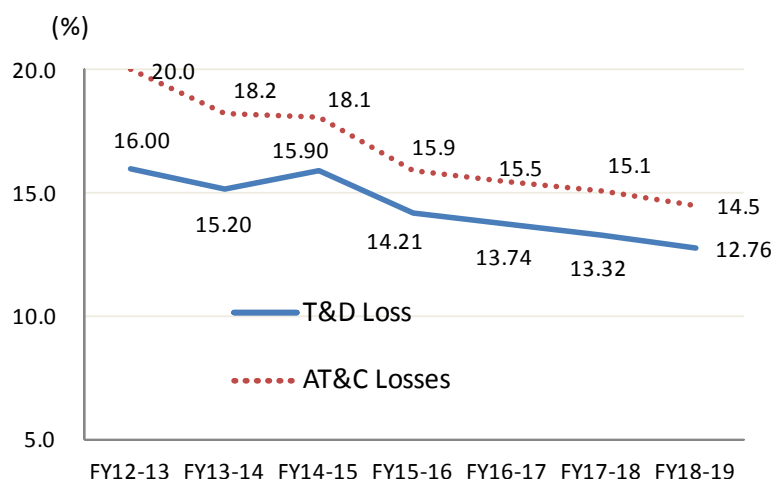
(4) AT & C ロス

AT&C ロスは、2005-06 年には 37% であったものが 2014-15 年には 18% と、10 年間で 19 ポイント以上低減している。さらに、2015 年の 18% から 2019 年には 14.5% にまで低減させる予定である。

AT&C ロスの目標値を達成するため、配電会社は 10,945 Crores の設備投資を計画している。⁸⁴ もし、送配電ロスを 12% まで低減させると、電力量相当 4,200 MUs の効果がある。コストに直すと、平均的な電力購入コスト(APPC) を 3.5 INR/kWh とすると 1,470 Crores に相当する。⁸⁵

⁸⁴ Estimate as of FY 2015 (from Power for All, Karnataka)

⁸⁵ 24x7 Power for All, Strategies for Karnataka, STEP, March 2016



sources: Karnataka Power for all (Appendix 4-41)

Figure 4.4.9-6 AT&C Losses, T&D Losses

SRLDCによると、Karnataka の送配電ロスは、2014-15 年は 14.93%、2015-16 年は 14.6%である。

Table 4.4.9-1 T&D Loss in southern states

	2014-15	2015-16
Andhra Pradesh	12.82	10.85
Karnataka	14.93	14.6
Kerala	14.17	14.35
Tamil Nadu	22.02	-
Telangana	12.92	12.69
Puducherry	12.09	11.05

source; Southern regional Power Committee Annual Report, March, 2016 (Appendix 4-10)

(5) 配電会社の財務状況

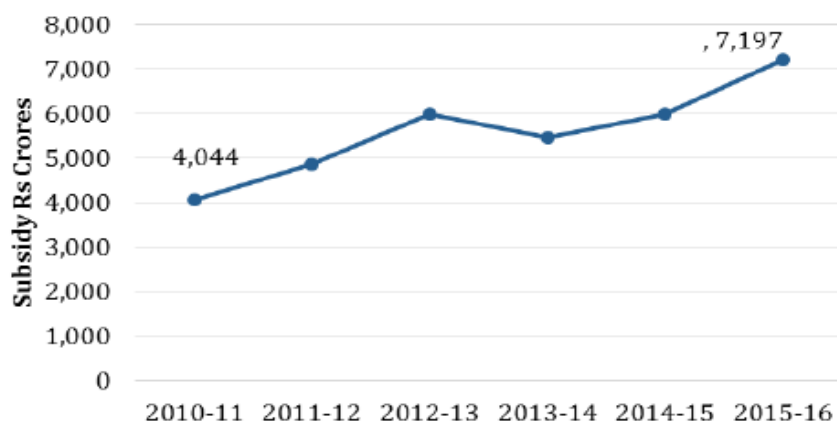
1) 財務状況

配電会社の累積債務は、2014-15 年に 2,561 Crores で、年間収益の 10% 弱となっている。一方で、2014-15 年の収支は 169 Crores のプラスとなっている。ただし、この収支は州からの補助金を前提としたもので、補助金は総計で 5,983 Crores にのぼっている。

2) 州の補助金

Karnataka 州の補助金は増加している。これは、農業部門への補助金支給が続いており、配電会社の財務に悪影響を及ぼす結果となっている。

同州の内部補助金（Cross subsidy surcharge (CSS)）も高く設定され、ESCOM ではオープンアクセスの託送料に対しても上乗せされている。しかし、この CSS は再生可能エネルギーを使用する自家発（captive）発電事業者には CSS が免除される規定であるため、配電会社にとって財務状況を悪化させる要因になっている。



sources: Karnataka Power for all (Appendix 4-41)

Figure 4.4.9-7 Subsidy during last 6 years (Crores)

3) UDAY スキームへの参画

Karnataka 州は UDAY スキームに参画し、向こう 3 年間で 4,300 Crores の削減に取り組むこととしている。事業再編成の成否は、AT&C ロスや補助金頼みの料金、高い内部補助金(cross subsidy)の改善、遅滞ない料金値上げなどにかかっている。

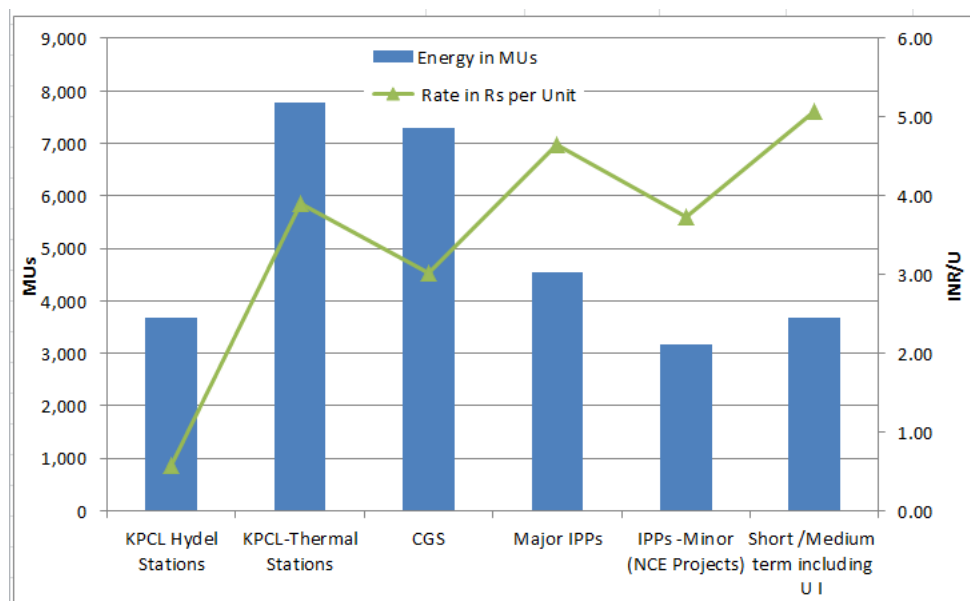
最新の ‘State Distribution Utilities Fourth Annual Integrated Rating: 2016 edition’ によると、同州の配電会社は、他の州の配電会社に比べ相対的に高い評価を得ている。これは AT&C ロスが低下傾向にあること、料金回収率が改善していること、2015 年に料金値上げが実現したことなどが評価されている。

Rating A	BESCOM,MESCOM,CESE
Rating B+	HESCOM
Rating B	GESCOM

(6) 電力市場取引

Karnataka 州は短期市場から価格設定がやや高い電力を調達している。2016 年の短期市場、他の州や相対取引による調達コストは 4 INR/U となっている。下記に BESCOM の調達実績を示すが、BESCOM は電力需要の 88% を発電事業者から購入、残り 12% を短・中期市場から調達している。

Karnataka 州は 2019 年には、事業者からの電力購入だけで必要量の 100%以上を賄うことができる見通しとしているが、このためには、州は電力購入と販売計画を最適化していく必要がある。一方で、今後増加する電力の大部分は不安定な水力や再生可能エネルギーであることから、州は需要の 90%を引き続き事業者から購入し、残り 10%を短中期市場から調達することが適切と考えているものとみられる。



sources: TARIFF ORDER 2016 OF BESCOM, March, 2016 (Appendix 4-44)

Figure 4.4.9-8 BESCOM's POWER PURCHASE FOR FY15

4.5 KERALA 州 (KR)



Map source : Indian Renewable Energy & Energy Efficiency Database

4.5.1 政治状況

Kerala 州議会選挙は 2016 年に行われた。この選挙では Communist Party of India (Marxist) の率いる左翼民主戦線 (LDF) が 91 議席を獲得して勝利した。Indian National Congress の率いる連合民主戦線 (UDF) は 47 議席で第二位となった。中道の UDF と左派の LDF は二大連立として交代で定期的に政権を担ってきた。UDF は 2011 年にはかろうじて 4 議席を獲得したのみであった。LDF は今回も過半数を超える議席で権力を勝ち取った。選挙結果を Table 4.5.1-1 に示す。

Table 4.5.1-1 Result of Assembly Election in Kerala

Party	Seats won	Vote %
Communist Party of India (Marxist)	58	26.5 %
Indian National Congress	22	23.7 %
Communist Party of India	19	8.1 %
Indian Union Muslim League	18	7.4 %
Others	23	34.3 %
Total	140	100%

source: Election Commission of India⁸⁶

⁸⁶ <http://eci.nic.in/eci/eci.html>, etc.

4.5.2 経済状況

(1) 一般

Kerala 州は全国取引回廊上に戦略的に位置しており、豊富な天然資源および簡易で透明な手続きにより観光、IT/ITeS、製造業、鉱業等の主要セクターへの投資に適している。同州の伝統産業は手織物、カシューナッツ、ココヤシ繊維及び民芸品である。産業クラスターの形成およびインフラの開発（ゴム、電子機器、ココナツ、有機工業、食物加工等）がいろいろな産業における投資を呼び込むという州の戦略として不可欠である。

Kerala 州の主要産業

- Handlooms and power looms
- Rubber
- Bamboo
- Coir (ココヤシ皮繊維)
- Khadi and village industry (カーディ・村落工業)
- Sericulture (養蚕(業).)
- Seafood and other marine products
- Cashew
- Mining
- Tourism
- Food processing
- Spices and spice extracts
- IT & electronics

1) 州内総生産 (GSDP)

2013-14 年度時点で、Kerala 州の GSDP はインドで 4.0 % を占め、国内で 10 番目の経済規模となっている。同年度の GSDP は実質価格で INR 226,209 Crore となっている。GSDP は着実に増加しており、要素価格では約 6% の成長率となっている。GSDP (要素価格) を Table 4.5.2-1 に示す。

Table 4.5.2-1 Gross State Domestic Product at Factor Cost (Constant Price)

(unit: Lakh INR)

State	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15
GSDP	18,985,071	20,095,773	21,285,953	22,620,850	n/a
Increase	--	5.9 %	5.9 %	6.3 %	---

source: Handbook of Statistics on Indian States, 2016, Reserve Bank of India⁸⁷

2) 産業構造 (対 GSDP 比)

2014-15 年度は第 3 次セクターが GSDP (名目値) の 65.85 % を占め、第 2 次セクター (20.06 %)

⁸⁷ <https://rbi.org.in/scripts/OccasionalPublications.aspx?head=Handbook%20of%20Statistics%20on%20Indian%20States>

がそれに続いた。第 3 次セクターの源泉は倉庫、運輸、金融および不動産セグメントの成長による。第 2 次セクターの成長は製造業、建設業、電気・ガス・水道供給業で、第 1 次セクターは農業、鉱業、採石により支えられている。セクター別 GSDP の割合を Table 4.5.2-2 に示す。

Table 4.5.2-2 Percentage Distribution of GSDP for 2014-15

Item	Distribution
Tertiary	65.85 %
Secondary	20.06 %
Primary	14.09 %

source: IBEF, 2015 (www.ibef.org)

(2) 経済政策・開発政策

Kerala 州の 2016-17 年度予算書には新規の重要な開発活動が盛り込まれている。政府は 17 件の現行および新規の主要インフラ開発計画に対する資金として総額 INR 2,536.07 Crores を見込んでおり、主に業績に基づいて必要な資金が手当てされるように柔軟性を確保している。見出された案件は主に運輸セクターのものとなっている。

Transportation

- Light Metro Systems at Thiruvananthapuram and Kozhikode,
- Vizhinjam International Container Transshipment Terminal,
- Kochi Metro,
- Kannur Airport,
- Mobility Hub, Suburban Rail Corridor,
- NH Bypass at Kollam and Alappuzha,
- Setting up of Airstrip at Bekal.
- Integrated Water Transport System-Kochi

Industrial development

- Land acquisition for Major Infrastructure Development projects under Industrial Development Zone,
- New IIT Palakkad,
- Mega Food Park, Palakkad,
- Electronic Hardware Park-Kochi,
- Petro chemical Park-Kochi,

Others

- Annuity Scheme on 35th National Games,
- Transgrid 2.0,
- Defense Park, Ottappalam,

加えて Kerala 州では産業・商業、農業、小水力、IT 分野において以下の開発方針を打ち立てた。

Kerala Industrial & Commercial Policy Amended 2015

- To promote Kerala as a prime destination for industrial investments with environmental protection.
- Revamp Kerala into an entrepreneurial state by encouraging private investment in all sectors, particularly agro processing, services and commerce, and new emerging sectors.

Kerala Agricultural Development Policy 2015

- The farm lands are to be protected and should not be put for any other use than farming activities.
- The agriculturally potential land is to be identified and demarcated with the help of modern technologies such as remote sensing, satellite imagery, etc., and a database is to be made.

Kerala Small Hydro Power Policy 2012

- To harness green and clean natural resources in the state for environmental benefits and energy security.

Kerala IT Policy 2012

- To plan, develop and market the state as the most preferred IT/ITeS investment/business destination in India.

(3) 財政状況

Kerala 州財政規律管理法 (KFRA 2003) では、財政の安定化、政府の財政運営の透明化および中期的な枠組みにおける財政政策の実施と両立する段階的な歳入不足の排除および持続的な債務管理により慎重な財政運営および財政の安定確保を目指している。

歳入不足は変動しながらも徐々に減少してきているが、第 14 回財政委員会 (FC) で設定された目標値には達していない。財政赤字は政府の借入金と総資金ギャップを示すものである。2015-16 年度には劇的に減少したが、2016-17 年度予算では、増加した。これも目標値を満足していない。借入金総額については対 GSDP 比 26 % 周辺で安定しており、唯一目標を達成している指標となっている。財政管理の推移を Table 4.5.2-3 に示す。

Table 4.5.2-3 Trends for Fiscal Management

(Percent)

Item	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	Target(16-17)
Revenue deficit / GSDP	-2.44	-2.65	-1.85	-1.98	0.00
Fiscal deficit / GSDP	-3.66	-3.59	-3.02	-3.51	-3.00
Total debt stock / GSDP	26.71	26.05	26.31	26.82	30.84

note: 2015-17 Budget estimates; Target is set by 14th FC for 2016-17
source: Revised Budget 2016-2017 at a glance

(4) 外国投資**1) 外国直接投資**

Kerala 州と Lakshadweep を管轄する Kochi の RBI 地域事務所が受け取った外国直接投資額を Table 4.5.2-4 に示す。その額は着実に増加している。

Table 4.5.2-4 Transition of FDI

Unit: Crore INR (US\$M)

Year	2013-14	2014-15	2015-16	Cumulative (2000-2016)	Percentage of total inflow
Amount	411 (70)	1,418 (230)	589 (90)	6,739 (1,301)	0.5 %

source: Fact Sheet on Foreign Direct Investment, Dept. of Industry Policy and Promotion⁸⁸

2) 州内の日系企業拠点

Kerala 州の日系企業拠点数の推移を Table 4.5.2-5 に示す。

Table 4.5.2-5 Transition of Japanese Firms

Year	2011	2012	2013	2014	2015
Number	47	53	105	122	134

source: Embassy of India in Japan⁸⁹**4.5.3 州政府予算および揚水実施機関の財務状況**(1) 州政府予算⁹⁰

Kerala 州は 2016-17 年度に以下の予算を Power Department の活動に割り当てた。その額は毎年増加しており、今年度の予算は 1,622.70 Crores となっている。Power Department の予算配分額の推移を Table 4.5.3-1 に示す。

Table 4.5.3-1 Gross Plan Outlay for Power Department

(Crore INR.)

Item	2014-15	2015-16	2016-17
Amount	1,011.77	1,276.69	1,622.70

source: Budget 2016-17

2016-17 年度予算にはエネルギー・セクターにおいて発送電の新規案件開発および省エネに関連した以下の支出が含まれている。

- Construction of power generation from conventional energy sources
- Construction of 200 MW solar park at Kasaragod.
- A mega project for installation of solar panels of 1000 MW over rooftops of houses
- Establishment of Energy Management Centre for coordinating energy conservation activities in various institutions, industrial centres, commercial establishments and houses.
- A mega program for replacing all filaments, CFL bulbs with LED bulbs, as well as inefficient fans, home appliances and pumps.
- Establishment of a major factory to make use of solar panels and LED bulbs on a large scale.

⁸⁸ http://dipp.nic.in/English/Publications/FDI_Statistics/2016/FDI_FactSheet_JanuaryFebruaryMarch2016.pdf⁸⁹ http://www.in.emb-japan.go.jp/Japanese/2015j_co_list.pdf⁹⁰ http://finance.kerala.gov.in/index.php?option=com_docman&task=cat_view&gid=253

- Extension of transmission corridor from Tamil Nadu to Madakkathara for reducing transmission loss, satisfying energy evacuation necessities and improving distribution and transmission network.

(2) 揚水実施機関の財務状況

Kerala州では Kerala State Electricity Board Limited (KSEBL)が揚水発電所の建設から運転保守までを担当する。KSEBL は配送変電部門を含む電力会社である。なお、同州では電力システム改革により 2014 年に州営の公社 (KSEB) から会社 (KSEBL) に移行したことから、2013-14 年度の数値については必ずしも前年度とそれと対比ができるものとは限らないが、どの年度も費用を上回る収入を上げている。Table 4.5.3-2 に KSEB/KSEBL の財務状況を示す。

Table 4.5.3-2 Financial Situation of KSEB/KSEBL

	2011-12		2012-13		2013-14	
Sale of power (MU)	16182		16838		18868	
Total Income (Crore)	7978		11658	46.1%	6013	-48.4%
Total Expenditure	7737		11417	47.6%	5872	-48.6%
Profit before Tax	241		241	0.0%	140	-41.9%
Profit after Tax	241		241	0.0%	140	-41.9%
Cost Structure (Crore)						
Power purchase	4375	56.6%	7200	63.1%	3291	56.0%
Generation cost	282	3.6%	565	4.9%	163	2.8%
Employee cost	1782	23.0%	1958	17.1%	1364	23.2%
O&M cost	252	3.3%	252	2.2%	133	2.3%
Interest cost	310	4.0%	464	4.1%	451	7.7%
Depreciation	466	6.0%	509	4.5%	330	5.6%
Admin & Gen Exp	197	2.5%	197	1.7%	137	2.3%
Other Expenses	72	0.9%	273	2.4%	5	0.1%
Total	7736		11418		5874	
Return on Equity	15.50		15.5		-0.84	
Return on Networth	6.81		6.45		-0.85	
Return on Capital Employed (Crore)	5.72		5.97		2.67	
Debt Equity Ratio	0.70		1.09		1.52	

source: Report on "The Performance of State Power Utilities for the years 2011-12 to 2013-14", 2015 PFC

4.5.4 電力セクターの概況

Kerala 州の電力需給は、2016-17 年に大幅に改善し、2019 年まで安定した需給を維持できる見通しである。発電能力は 2016-19 年に 2,333 MW 増加、このうち再生可能エネルギーは 822MW 増加する。

送配電ネットワークの安定化に向けては、州では発電能力の 40%を占める水力発電所を最大限有効活用している。また KSEBL では、ピーク需要に対処するため、揚水発電プロジェクトを検討している。

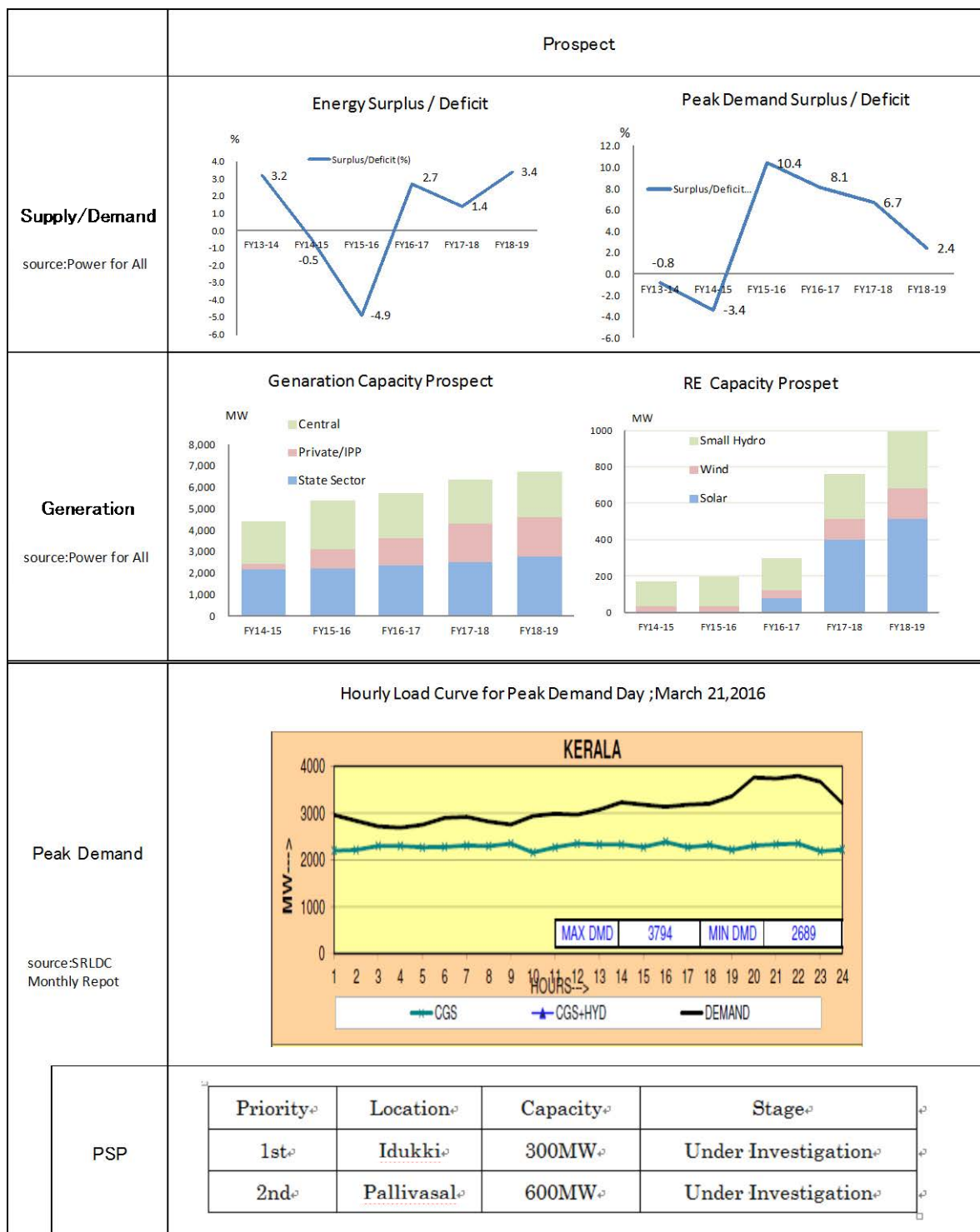


Figure 4.5.4-1 Kerala state power sector feature

4.5.5 電力供給構造

(1) 関係機関

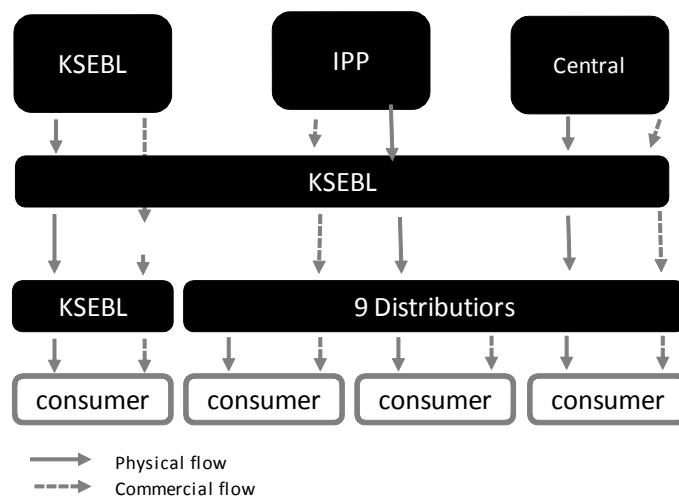
Kerala State Electricity Board (KSEB) は 2013 年 10 月に分割され、州政府は KSEB の資産と負債を新会社 Kerala State Electricity Board Limited (KSEBL) に引き継いだ。KSEBL は同州の発電、送電、配電を担い、このほか配電には 9 つの事業者ライセンスが付与されている。

Policy	Kerala Power Department
Regulation	Kerala State Electricity Regulatory Commission (KSERC)
Power generation	Kerala State Electricity Board Ltd. (KSEBL)
Transmission	Kerala State Electricity Board Ltd. (KSEBL)
Dispatch	State Load Dispatch Centre (SLDC) *
Distribution	Kerala State Electricity Board Ltd. (KSEBL) Cochin Port Trust Kannan Devan Hills Plantation Company Ltd. Tochnopark Thrissur Corporation Cochin Special Economic Zone KINESCO Power and Utilities Private Limited Rubber Park India Ltd. Military Engineering Service Infopark

* Belong to MSETCL

(2) 供給構造

KSEBL は発電から送電、配電までを担っている。配電会社には KSEBL のほかに 9 社ある。KSEBL は Thrissur Municipal Corporation と Munnar (Kannan Devan Hills) を除く地域に電気供給している。



source: Web site of each organization

Figure 4.5.5-1 Electricity Supply Structure

(3) 州独自の電力性政策 The

再生可能エネルギー	<ul style="list-style-type: none"> • Kerala Renewable Policy 2002 • Kerala Solar Energy Policy 2013
小規模水力	<ul style="list-style-type: none"> • Kerala Small Hydro Policy 2012

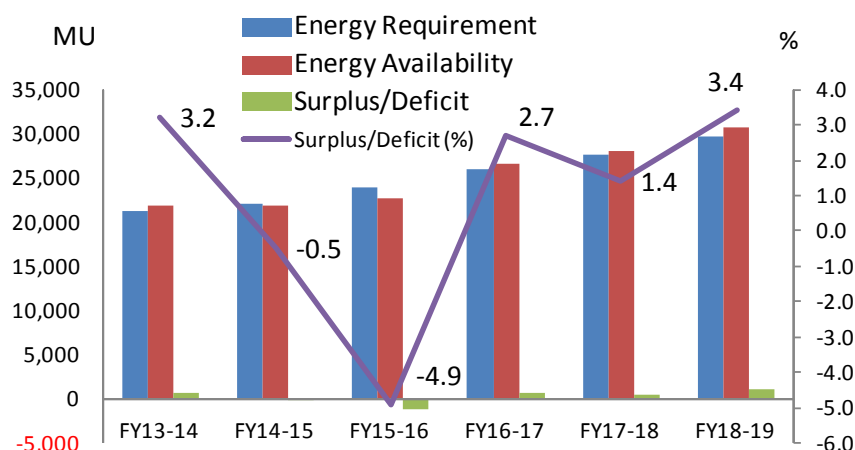
(4) 揚水発電の実施機関

揚水発電の実施機関は Kerala State Electricity Board (KSEBL)である。

4.5.6 電力需給の見通し

Kerala 州の電力需給は、2014-15 年はピーク需要が 3.35% のマイナス、電力量が 0.52% のマイナスであった。CEA のレポートでは、2015 年の実際のピーク需要は 3,977 MW 、電力量は 23,218 MU、一方ピーク需要に対応できたのは 3,856 MW 、電力量では 23,194 MUにとどまっている。この結果、ピーク需要は 3.0%のマイナス、電力量は 0.5%のマイナスであった。⁹¹

州は 2015 年末時点で、2018-19 年のピーク需要を 4,821 MW 、電力量を 29,620 MU と想定している。需要増加を踏まえて 24 時間供給を実現するため、州の発電所や再生可能エネルギー、中央政府からの割り当て、中長期の PPA などによって、2018-19 年までに発電能力を 2332.75 MW 追加する。ピーク需要に対するプラスは 2015-16 年から 2018-19 年にかけて 10.4%~2.43%と見込んでいる。電力量についても同様に、2015-16 年を除いてプラスのポジションを確保し、プラスは 1.37% ~ 3.39% と見込んでいる。2016-17 年から 2018-19 年にかけては、ピーク需要、電力量ともプラスのポジションを維持できる見通しである。⁹²

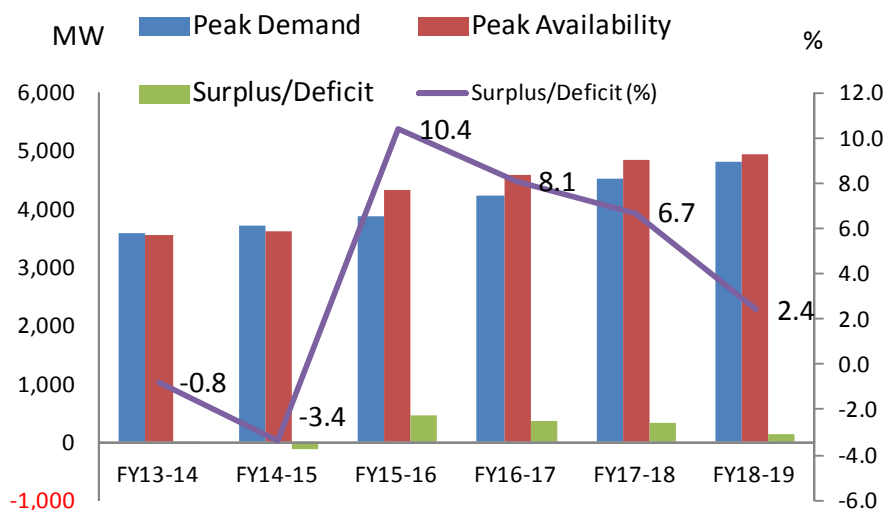


source: CEA Load Generation Balance Report (Appendix 4-1,2,3), Kerala Power for All (Appendix 4-45)

Figure 4.5.6-1 Energy Supply FY2013-2019

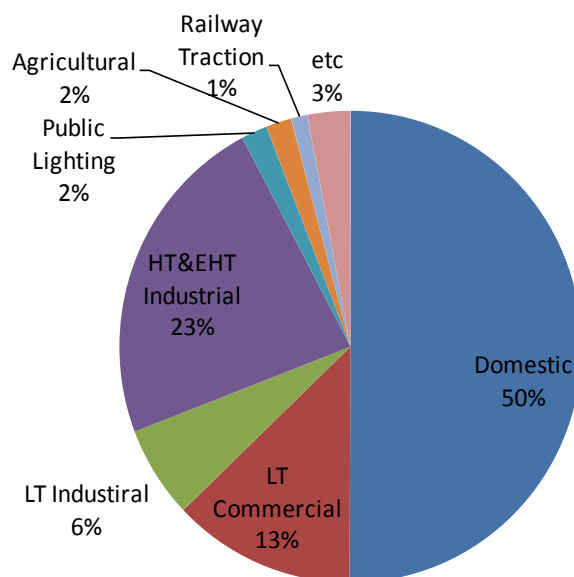
⁹¹ Monthly report, CEA

⁹² This estimate is from “A JOINT INITIATIVE OF GOVERNMENT OF INDIA AND GOVERNMENT OF KERALA”, Feb.2016.



source: CEA Load Generation Balance Report (Appendix 4-1,2,3), Kelara Power for All (Appendix 4-45)

Figure 4.5.6-2 Peak Demand FY2013-FY2019

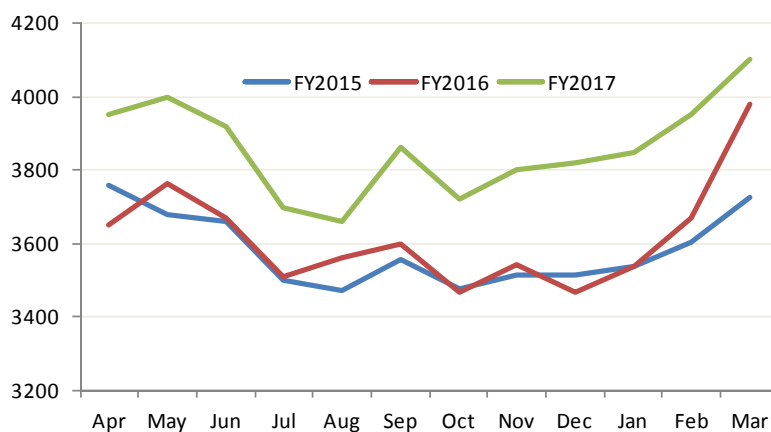


source: Power for All (Appendix 4-45)

Figure 4.5.6-3 Category Wise Consumption FY2013-14

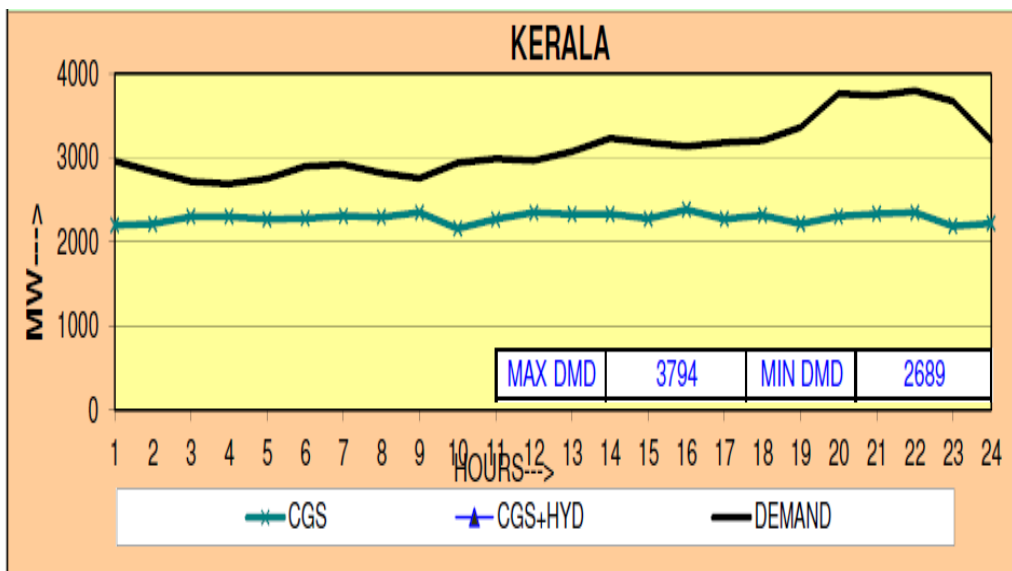
(1) ピーク需要の特徴

ピーク需要を月別にみると、ピークは3月で近年増加傾向にある。時間帯別では、夜ピークで午後8-10時となっている。最大需要と最低需要の差は、2016年3月実績で約1,200MWとなっている。南部地域 (Southern grid) の需要は、他の地域と比べると相対的に平準化されている。



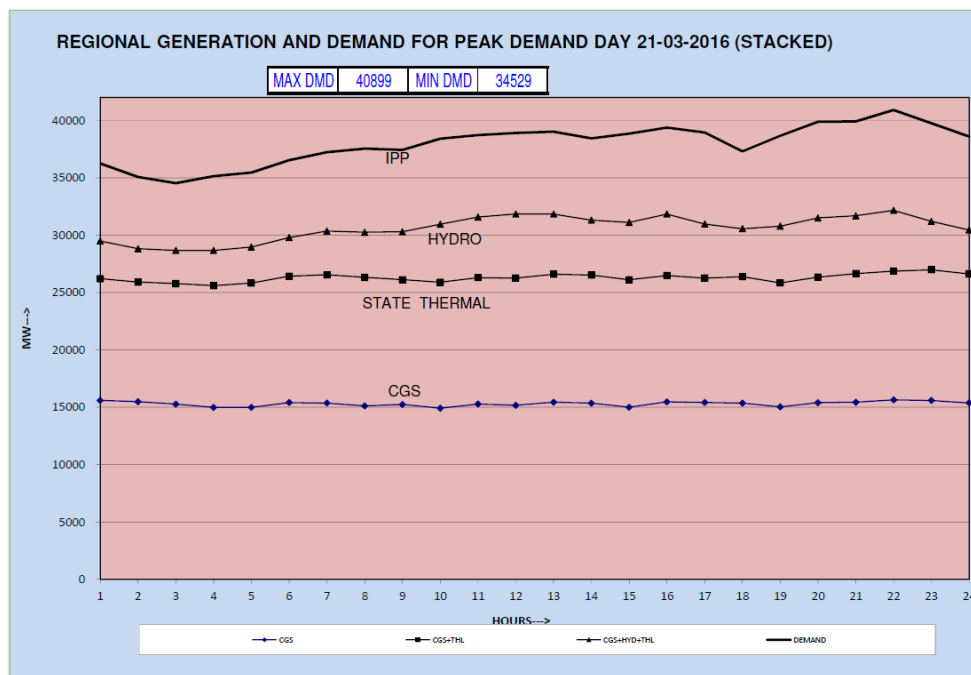
source: CEA Monthly Report

Figure 4.5.6-4 Monthly Peak Demand



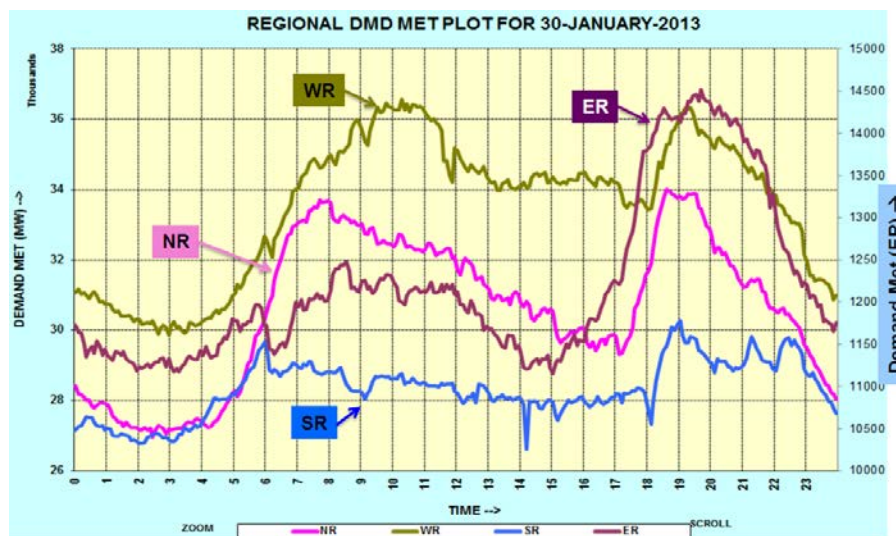
source : Southern Regional Load Dispatch Centre, Monthly Report March 2016 (Appendix 4-8)

Figure 4.5.6-5 Hourly Load Curve for Peak Demand Day ;March 21,2016



source : Southern Regional Load Dispatch Centre, Monthly Report March 2016 (Appendix 4-8)

Figure 4.5.6-6 Southern Region Hourly Demand Curve on Maximum Day (21.3.2016)

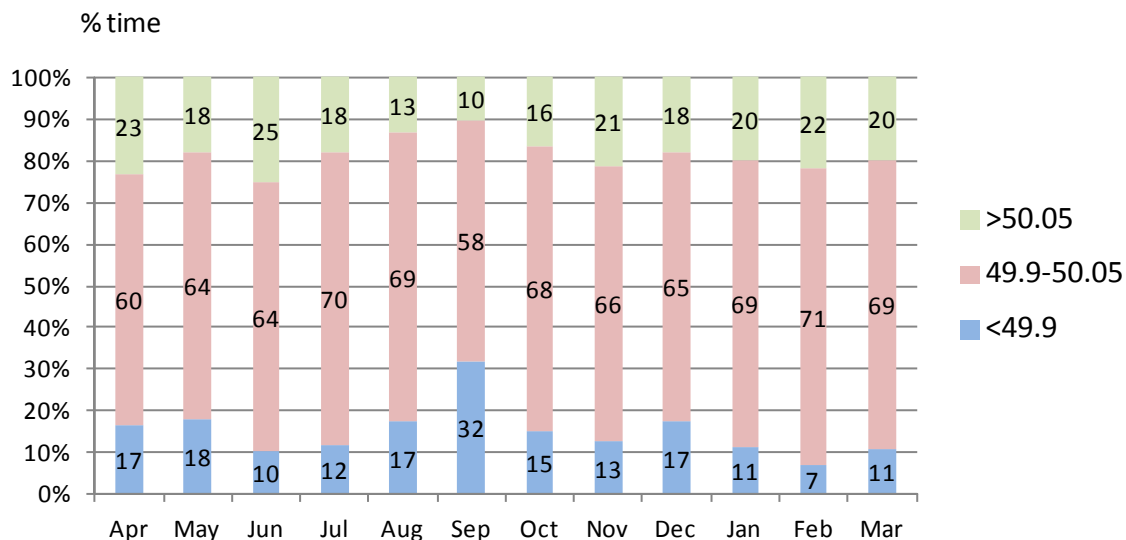


source : POSOCO Large Scale Integration of Renewables at EEC Conference, 31 August 2015

Figure 4.5.6-7 Regional Geographical Diversity

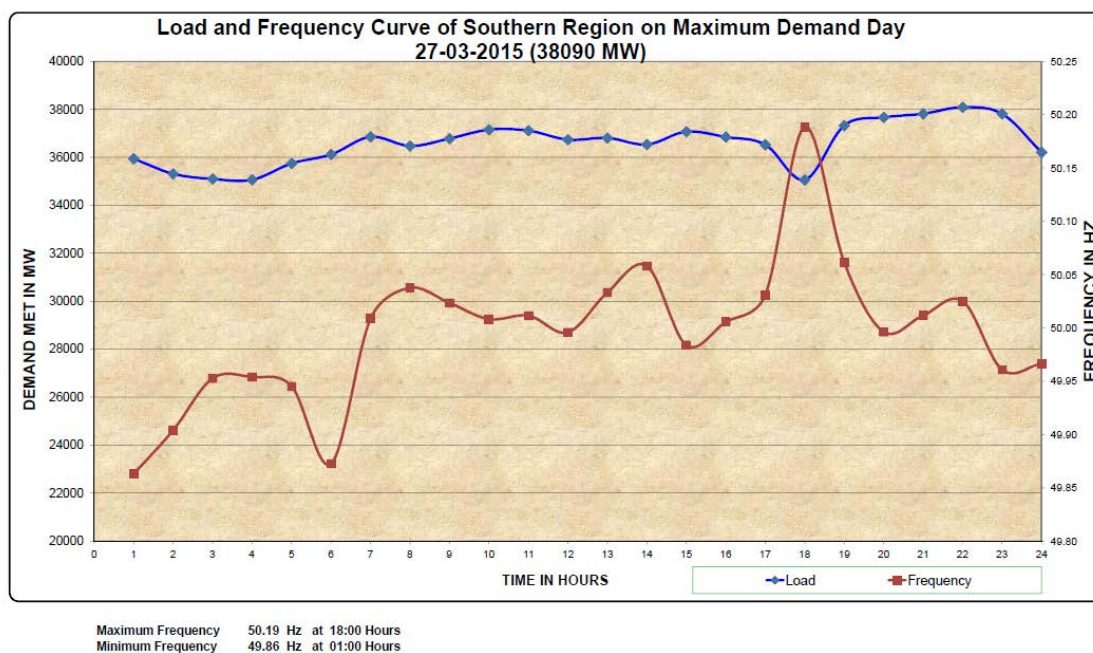
(2) 南部地域の周波数

インドの周波数基準値 (The Indian Electricity Grid Code (IEGC)) は 2014 年 2 月、49.9Hz-50.05Hz と定められた。南部地域の 2015-16 年の周波数をみると、IEGC 基準値内にあるのは、年間を通して 60-70% となっている。50.05Hz を超える期間は冬から春にかけて多くみられ、49.9Hz を下回るのは 9 月に顕著にみられる。2014-15 年の最大需要と最小需要が発生した日のロードカーブをみると、周波数が大きく変動していることがわかる。



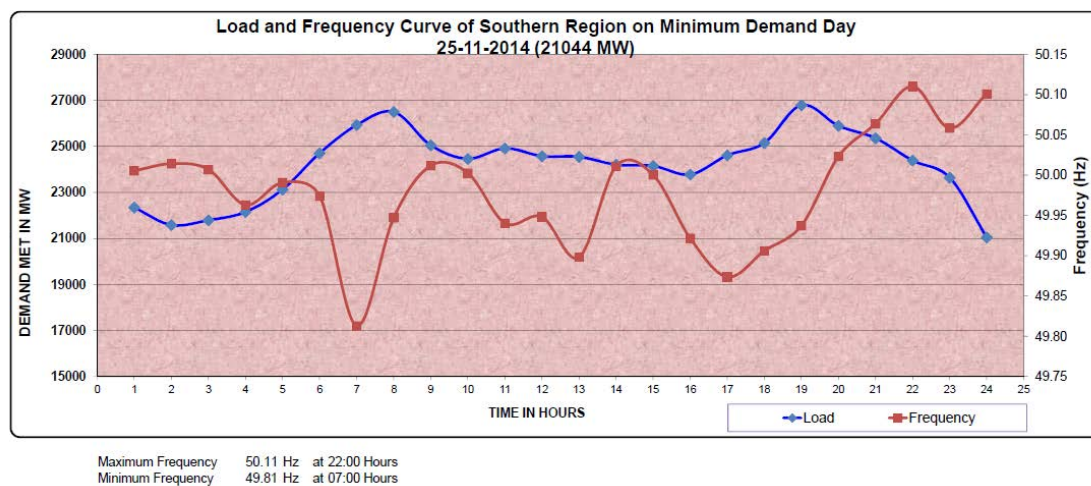
source : Southern Regional Load Dispatch Centre Quarterly Report (Appendix 4-11,12,13,14)

Figure 4.5.6-8 Frequency of Southern Region in 2015-16



source : Southern Regional Power Committee Annual Report in 2014-15(Appendix 4-9)

Figure 4.5.6-9 Load Curve and Frequency Curve of Southern Region on Maximum day in 2014-15



source : Southern Regional Power Committee Annual Report in 2014-15 (Appendix 4-9)

Figure 4.5.6-10 Load Curve and Frequency Curve of Southern Region on Minimum day in 2014-15

(3) 年負荷率の推移

年負荷率は近年、安定している。Demand Duration Curve をみると、需要が底上げしていることがわかる。

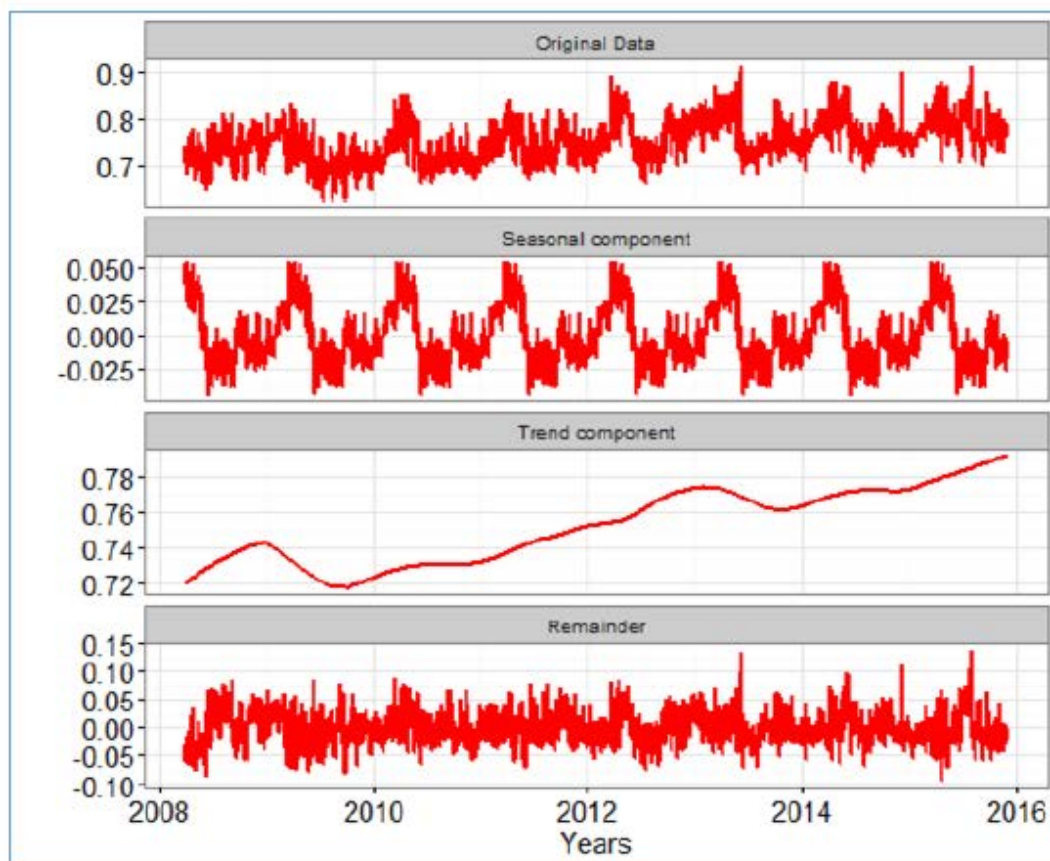
1. Average Load Factor (%)

Average Daily Load Factor from 2008-2015(Till Nov.)	75
Average Monthly Load Factor from 2008-2015(Till Nov.)	70
Average Annual Load Factor from 2008-2015(Till Nov.)	65

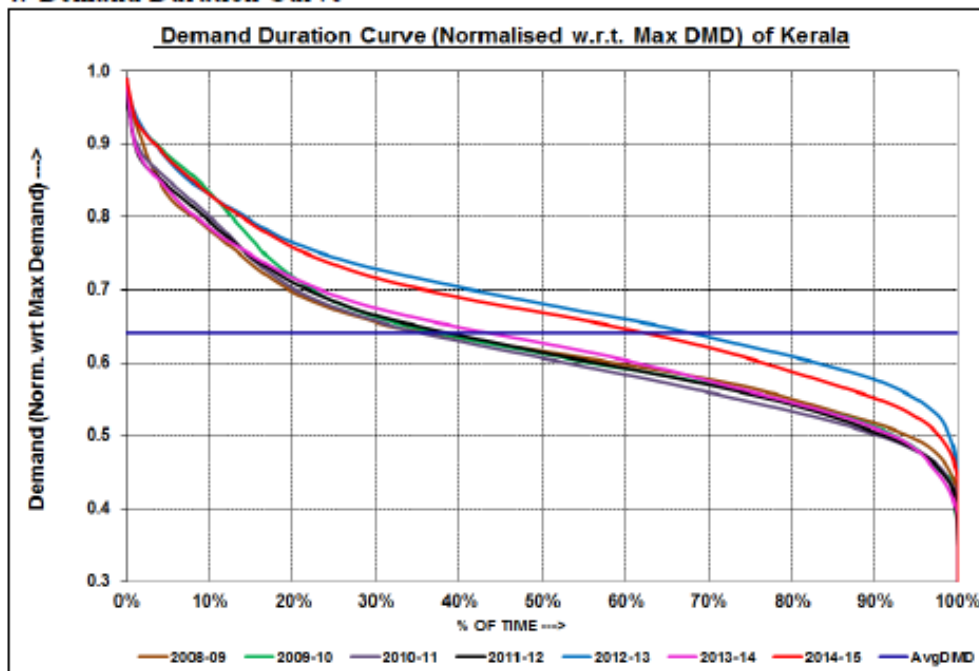
2. Change in Yearly Load Factor (%) from 2008-2015

2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16 (Till Nov.)	Inc(↑)/ Dec(↓)	Acc(↑)/ Dec(↓)
63	64	63	63	68	64	68	68	↑	↑

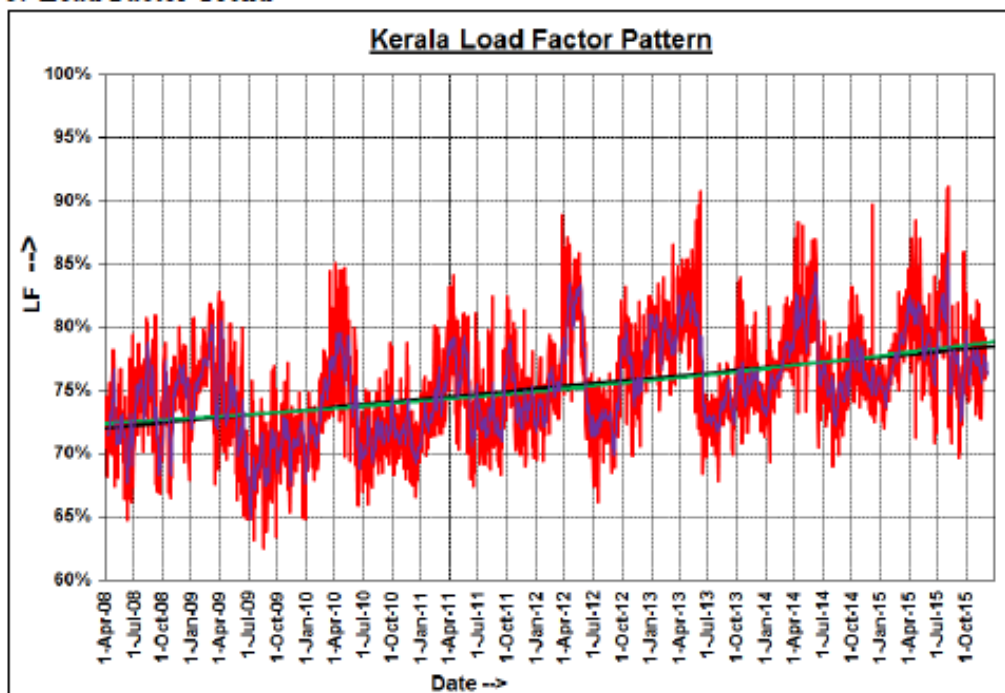
3. Seasonal Decomposition of Load Factor Trend



4. Demand Duration Curve



5. Load Factor Trend



6. Highest/Lowest Load Factor Occurrence

Month/ Period of highest Load Factor	January-Feb
Month / Period of lowest Load Factor	April-May

source : POSOCO Electricity Load Factor in Indiana Power System (Appendix 4-7)

Figure 4.5.6-11 Load Factor of Kerala

4.5.7 発電

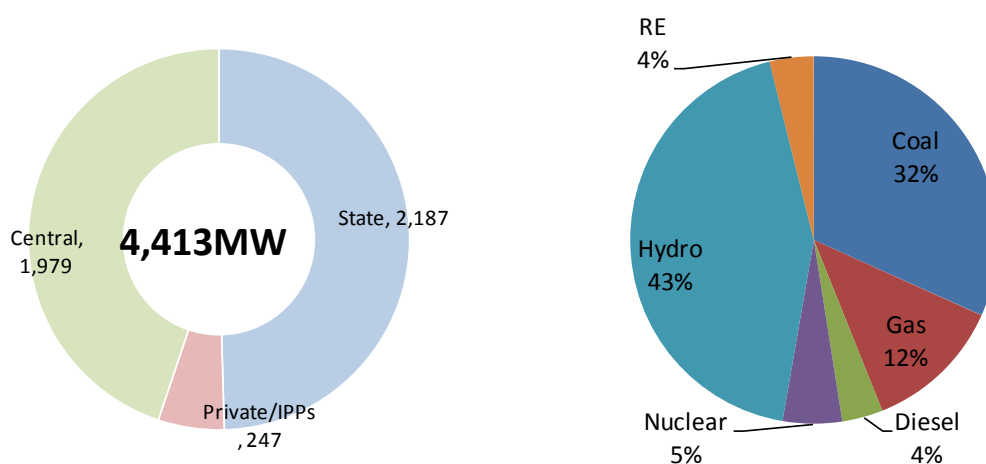
(1) 発電能力

Kerala 州の発電能力（調達量）は 2015 年 3 月末地点で、4,413 MW となっている。このうち、水力が 43.37 % を占め、以下石炭火力が 24.89 %、ガス火力が 12.20%、ディーゼルが 3.62%、原子力が 5.21%、再生可能エネルギーが 3.89 % となっている。

一方、CEA の月次レポートでは、州の値よりも小さくなっている。2016 年 3 月末現在で、発電能力は 4,172 MW となっている。このうち、水力が 45.10 % を占め、以下石炭火力が 38.99 %、ガス火力が 12.79%、ディーゼルが 5.62%、原子力が 5.48%、再生可能エネルギーが 6.12 % となっている。

いずれにしても、Kerala は発電能力でインド全体の約 2%、16 番目の州である。

所有者別にみると、州営が最も大きく 45.56% のシェアを占め、以下、中央政府が 44.84%、IPP 等が 5.60% となっている。州の発電計画（中央政府や IPP 等からの割り当て分等を含む）によると、2018-19 年までに 2,332.75 MW⁹³ の能力が増強される見通しである。このうち、822.40 MW は非在来型資源によるもので、1,510.35 MW は在来型資源によるものである。2018-19 年までに発電能力は総計で 6,745.62 MW に達する見込みである（5,751.78 MW は在来型、993.84 MW は再生可能エネルギー）。



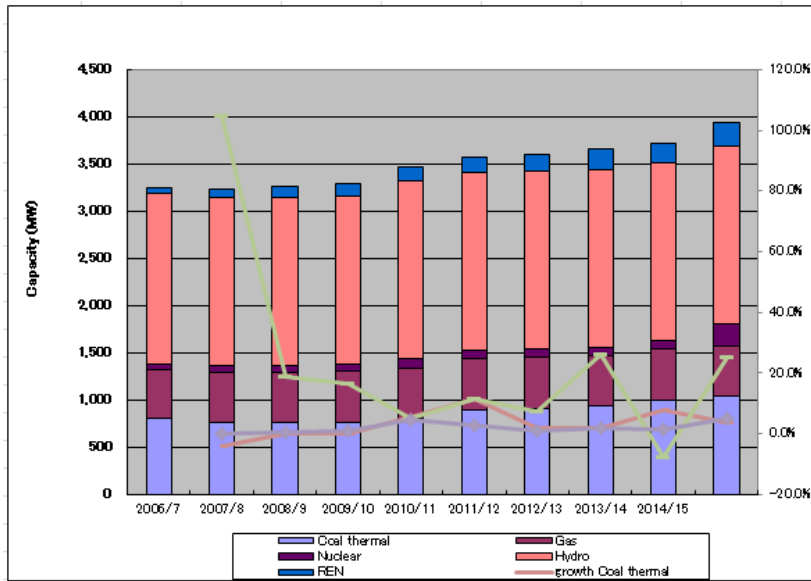
source : Kerala Power for All (Appendix 4-45)

Figure 4.5.7-1 Installed Capacity by Ownership & Fuel (as of March, 2015)

Kerala 州の特徴として、民間事業者の参入が少なく、大規模水力が発電能力の約半数を占めている。しかし近年では水力の開発は全くなく、石炭火力が年 5% の伸びを示しているがこれは全て中央政府からの割り当て分によるのみである。民間事業者は、ガス (174MW) と再生可能エネルギー (117MW) にとどまっている。再生可能エネルギーは全体で 6% を占めるにすぎない。

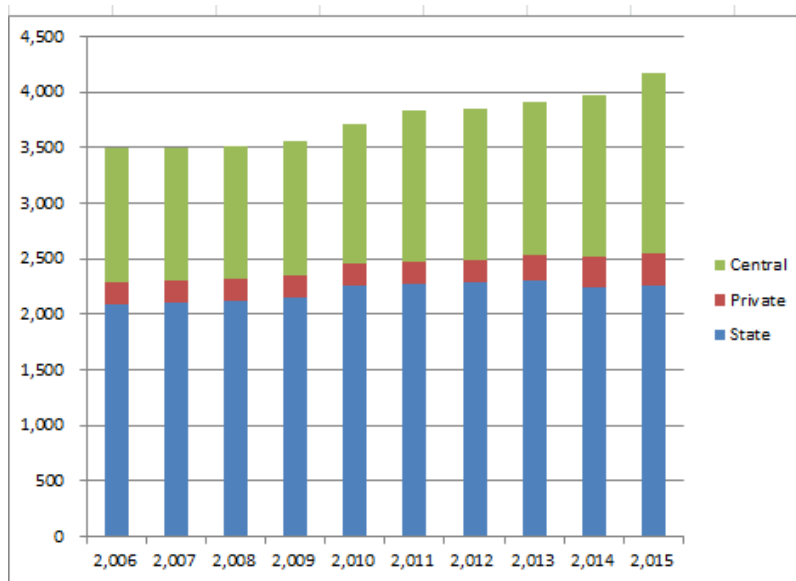
⁹³ 2,332.75MW のうち州が開発するのはわずか 565MW にとどまっており、残りは購入や割り当て分になっている (IPP が 1,582.85MW、CGU が 184.5MW)。また、2016 年 3 月時点で、IPP はわずか 291MW の供給にとどまっている。Kerala 州の需給は外部からの調達に依存している。

再生可能エネルギーは今後、年率 8-12 % で成長するが、全体に占めるシェアではわずかにとどまる見通しである。



source : JICA team, from CEA monthly reports

Figure 4.5.7-2 Installed Capacity History by Fuel



source : JICA team, from CEA monthly reports

Figure 4.5.7-3 Installed Capacity History by Ownership

州所有発電所の能力は以下のとおり。

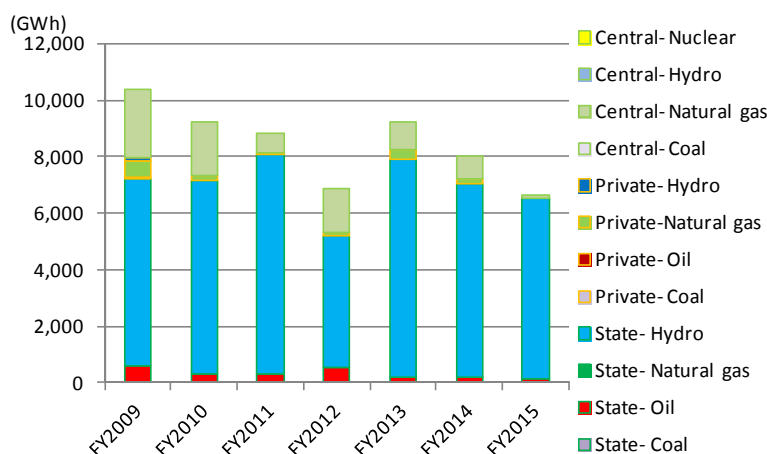
संलग्नक / ANNEXURE - VI (CONTD)							
वर्ष 2015-16 के दौरान दक्षिण क्षेत्र की उत्पादन Generation for the year 2015-16 in the Southern Region							
Sl. No.	Name of the Power Station	Installed Capacity at the beginning of the Year	Effective Capacity	Additions during the Year	Total at the end of the Year	Generation during the Year	Auxiliary consumption during the year
		MW	MW	MW	MW	MU	MU
1	2	3	4	5	6=4+5	7	8
1	2	3	4	5	6	7	8
	केरल / Kerala :						
	जल / Hydro :						
1	Kuttiadi + Extension Scheme	(3x25) + (1x50) + (2x50)	225.00		225.00	575.89	2.17
2	Poringalkuthu	4x8	32.00		32.00	170.74	0.63
3	PLBE	1x16	16.00		16.00	106.44	0.61
4	Sholayar	3x18	54.00		54.00	210.22	0.86
5	Idamalayar	2x37.5	75.00		75.00	275.76	0.37
6	Pallivasal	(3x5) + (3x7.5)	37.50		37.50	218.60	0.68
7	Sengulam	4x12	48.00		48.00	160.91	9.74
8	Panniar	2x16	32.00		32.00	173.93	0.89
9	Neriamangalam+NES	(3x17.5) + 25	77.50		77.50	352.07	0.81
10	Lower Periyar	3x60	180.00		180.00	510.96	1.75
11	Idukki	6x130	780.00		780.00	2373.27	9.64
12	Sabarigiri	(4x55) + (2x60)	340.00		340.00	1168.95	3.84
13	Kakkad	2x25	50.00		50.00	183.63	0.85
14	Kallada	2x7.5	15.00		15.00	44.81	0.15
15	Peppara	3	3.00		3.00	4.71	0.03
16	Madupetty	2	2.00		2.00	4.29	0.07
17	Malampuzha	2.5	2.50		2.50	2.03	0.04
18	Chembukadavu Stage I & II	(3x0.9) + (3x1.25)	6.45		6.45	9.04	0.04
19	Urumi I & II	(3x1.25) + (3x0.8)	6.15		6.15	9.30	0.06
20	Malankara	3 x 3.5	10.50		10.50	32.43	0.32
21	Lower Meenmutty	(2x1.5) + (1x0.5)	3.50		3.50	5.56	0.07
22	Kuttiady Tail race	3 x 1.25	3.75		3.75	8.05	0.10
23	Poozhithode	3 x 1.6	4.80		4.80	8.62	0.07
24	Ranni - Perunadu	2 x 2	4.00		4.00	7.65	0.13
25	Vilangad SHEP, Kozhikode Dist.	3 x 2.5		7.50	7.50	12.75	0.07
26	Chimmini, Echippara, Trichur Dist	1 x 2.5		2.50	2.50	4.58	0.03
27	Adyanpara, Nilambur, Malappuram Dist	(2 x 1.5) + (1 x 0.5)		3.50	3.50	2.36	0.03
28	Barapole SHEP, Kannur	3 x 5		15.00	15.00	0.00	0.00
29	Peechi	1 x 1.25	1.25		1.25	1.43	0.05
	कुल / Total Hydro		2009.90	28.50	2038.40	6638.96	34.10

डीजल / Diesel :						
1	BDPP (excluding Unit 2&3, dismantled)*	3x21.32	63.96		63.96	1.13
2	KDPP (excluding Unit 1&4, dismantled)*	6x16	96.00		96.00	3.97
कुल / Total Diesel			159.96	0.00	159.96	5.11
* dismantled w.e.f 30.06.2014 vide CEA letter No.CEA/PLG/FDM/545/2016 dated 28.04.2016						
विंड मिल / Wind Mill (State) →						
		2.025	2.03		2.03	0.002
सोलर / Solar (State) →						
		Kanjikide (1 MW)	1.00		1.00	0.0004
	RGCCPP-NTPC-Kayamkulam	(2x116.6) + (1x126.38)	359.58		359.58	12.96
निजी क्षेत्र / Private Sector :						
1	Maniyar HEP (Captive) #	3 x 4	12.00		12.00	0.14
2	Kuthungal HEP (Captive) #	3 x 7	21.00		21.00	0.12
3	BSES (Thermal-IPP)	(3x40.5) + (1x35.5)	157.00		157.00	1.85
4	KPCL,Kasargode (Thermal-IPP)	3 x 7.31	21.93		21.93	0.08
5	Ramakkalmed (Wind IPP)	19 x 0.75	14.25		14.25	0.08
6	Agali (Wind IPP)	31 x 0.6	18.60		18.60	0.44
7	Solar (pvt) : CIAL	12		12.00	12.00	0.00
8	Bio Mass : Sree Sakthi	2.2		2.20	2.20	0.82
9	Ullumkal (IPP Hydro)	2 x 3.5	7.00		7.00	0.02
10	MPS Steel (IPP-Co gen.)	1 x 10	10.00		10.00	0.00
11	Meenvallam	2 x 1.5	3.00		3.00	0.01
12	Iruttukanam (IPP Hydro)	3 x 1.5	4.50		4.50	0.10
13	Karikkayam (IPP Hydro)	3 x 3.5	10.50		10.50	0.28
14	Mini Hydro (Pambunkayam+Kallar)	0.11 + 0.05	0.16		0.16	0.00
15	Philips Carbon Black (Co-Gen)	1 x 10	10.00		10.00	9.11
कुल / Total Private Sector			289.94	14.20	304.14	13.05
कुल / Total (State)					2864.11	65.22
# Wheeling through KSEB system						

source; Southern regional Power Committee Annual Report, March, 2016 (Appendix 4-10)

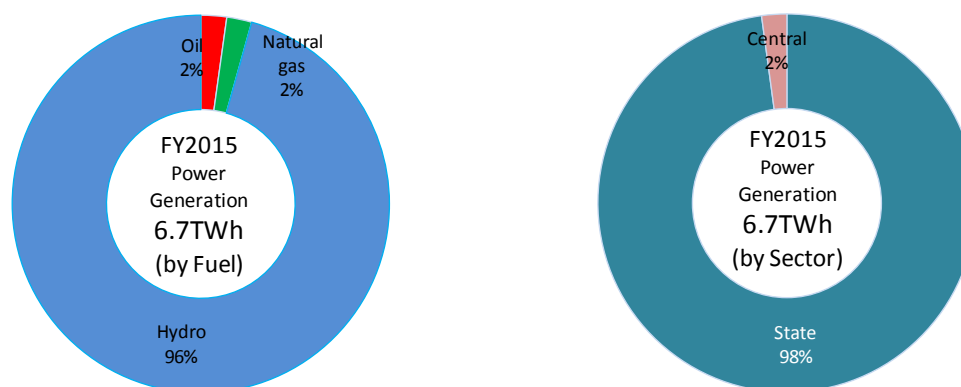
(2) 発電量

Kerala 州の発電量をみると、水力が大きな比率を占めている。水力に関して、中央政府からの割り当てはない。水力の発電量はモンスーンの状況次第で、年ごとに異なっている。結局、必要とされる電力量(22,459 MU)のうち、かなりの部分(16,073 MU)は州外からの調達によるものである。水力の実際の発電量は、需給状況のほか中央政府やトレーダー、短期電力取引市場からの調達状況等で制約を受ける。



source: CEA Monthly Report

Figure 4.5.7-4 Power Generation by sectors



source: CEA Monthly Report

Figure 4.5.7-5 Generation by Ownership & Fuel**Table 4.5.7-1 Bilateral Exchanges and Drawals from the Grid, for the year 2015-16**

States	Entitlement from Grid (MU)	Total Schedule from Grid (MU)	Net Schedule from Grid (MU)	Actual Drawal (MU)
Andhra Pradesh	9,883	9,306	8,601	8,634
Karnataka	16,554	15,667	13,135	13,528
Kerala	11,737	11,457	15,433	16,073
Tamil Nadu	27,787	27,245	41,224	41,079
Telangana	12,586	11,185	31,955	32,256
Puducherry	2,670	2,423	2,437	2,430

source; Southern regional Power Committee Annual Report, March, 2016 (Appendix 4-10)

(3) 発電所の稼働率

水力発電が主であるため、火力発電所の稼働率は低く約 10%となっている。火力発電の Brahmapuram (Diesel) は 2.36%、Kozhikode (Diesel) は 16.29%、RGCCP (Kayamkulam) は 26.00% となっている。

Table 4.5.7-2 Plant load factor of Kerala and southern states

Constituent System	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16
Andhra Pradesh	84.16	78.00	67.39	61.84
Telangana			80.31	73.17
Karnataka	61.71	69.43	73.02	73.15
Kerala	25.25	10.75	10.11	10.72
Tamil Nadu	77.94	66.87	67.07	69.32

source; Southern regional Power Committee Annual Report, March, 2016 (Appendix 4-10)

(4) 発電コスト Cost of Power Generation

水力発電のシェアが高いことが発電コストに寄与している、州政府から入手した調達コストは以下のとおり。⁹⁴;

⁹⁴ Interviews in July, 2016

- 平均的な発電コストは、既存の水力; 0.74 INR/U, 太陽光; 7.04 INR/U, 風力; Rs.5.27-6.58 INR/U
- 配電会社の 2015-16 年の調達コストは、平均値が 3.99 INR/U, ピークが 8.67 INR/U

KSEBL による 2014-15 年の ARR と ERC 申請によると、CGU 1.54-3.57 INR/U, Diesel 11.7-12.7 INR/U, Renewables 2.00-3.54 INR/U、短期市場取引 5.50-5.80 INR/U となっている。

Kerala 州はこれ以上の水力発電の開発が難しい状況にあることから、増加する需要に応えるべく、液体燃料やナフサを原料にした発電について検討せざるを得なかったとしている。しかし燃料コストが見合わず実現に至らなかった。これらプロジェクトのコストは 13 INR/U で、発電能力は約 750 MW にとどまるもので、州の必要量を満たすまでにはなっていない。

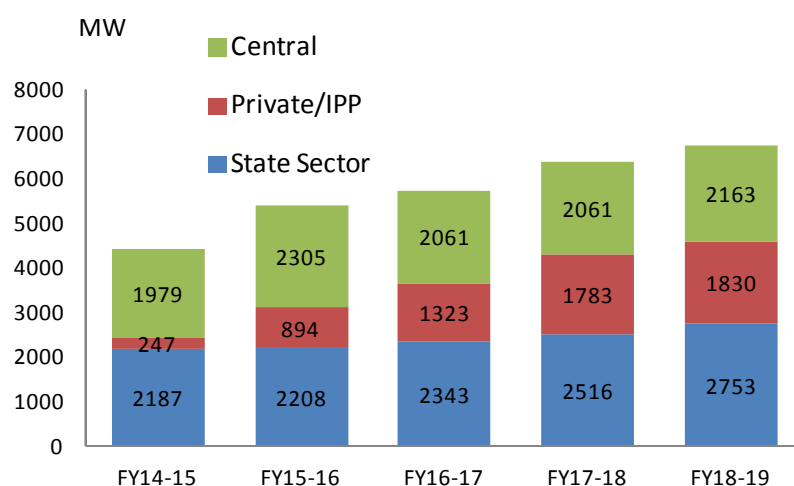
Table 4.5.7-3 Cost of Generation and Power Purchase for the Year 2014-15

Source	Energy Produced /Purchased	Fixed Cost	Variable cost /Unit	Total Cost
	MU	Rs. Cr	Rs/kWh	Rs. Cr
KSEB Internal				
Hydel	6958.82			
Wind -Kanjikode	1.70			
BDPP (Diesel)	9.30		12.74	11.85
KDPP (Diesel)	235.25		11.65	274.07
Sub total	7205.07			285.91
Power purchase				
(a) CGS				
TALCHER - Stage II	3113.74	242.23	1.54	766.24
NLC- Exp- Stage-1	436.32	58.06	2.14	153.23
NLC-II- Stage-1	388.54	24.12	2.14	113.23
NLC-II- Stage-2	553.31	35.07	1.99	154.80
RSPTS Stage I & II	2359.28	150.05	2.14	674.68
MAPS	128.55	26.19		26.62
KAIGA Stg I	242.74	72.95		73.55
KAIGA Stg II	225.05	67.64		67.64
Simhadri Exp	609.87	104.09	2.09	233.40
Kudamkulam	718.27	251.40		251.40
NLC - II Exp	293.93	35.27	2.14	98.17
Vallur JV with	301.81	45.27	2.15	110.16
Tuticurin JV	82.77	12.42	2.15	30.21
Jhajjar	619.88	97.50	3.57	318.67
Sub total (CGS)	10074.07	1222.26		3072.01
Wind and Other IPPs				
Wind	70.43		3.14	22.12
Ullumkal (IPP Hydro)	34.00		2.00	6.80
MP Steel (IPP-Co gen)	40.80		2.31	9.42
Irukkikkanam SHP-stage-1 (IPP Hydro)	11.92		2.70	3.22
Irukkikkanam SHP-stage-2 (IPP Hydro)	3.60		2.96	1.07
PCBL (Co-gen)	36.00		3.50	12.60
Sub total	196.75			55.22
Traders				
Traders Firm	2995.33		5.80	1737.29
Traders & day ahead	1370.91		5.50	754.00
IPPS				
RGCCPP	217.80	237.22	12.89	517.96
BSES	0.00	88.54		88.54
KPCL	0.00	2.80		2.80
Sub total	217.80	328.56		609.30
Total	14854.86	1550.82		6227.83
Total	22059.93	1871.37		6861.29

source; ARR and ERC Petition by KSEBL for 2014-2015, KSEBL, May, 2014 (Appendix 4-47)

(5) 電源開発計画

州では、2018-19年までに2,332.75 MWの発電能力を開発する計画で、州独自の発電所のほか、再生可能エネルギー、中央政府の発電所、中長期のPPAなどから調達する計画である。このうち、8,22.40 MWは非在来型から、1,510.35 MWは在来型電源から調達する。また、民間事業者に依存する部分も相当含んでいる。



source : Kerala Power for All (Appendix 4-45)

Figure 4.5.7-6 Generation Capacity Prospect

Table 4.5.7-4 Generation plan

Particulars	Year wise Existing & Likely Capacity to be added (MW)-Cumulative				
	As on March 2015	As Planned			
		FY 2015-16	FY 2016-17	FY 2017-18	FY 2018-19
State Sector					
• Thermal	159.96	159.96	199.96	199.96	199.96
• Hydro (Renewable)	1,913.75	1,908.75	1,908.75	1,908.75	2,008.75
• RES (MNRE)	113.43	139.13	233.63	406.83	543.83
Private/IPPs					
• Thermal	188.90	836.00	1,260.25	1,481.75	1,481.75
• Hydro (Renewable)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
• RES (MNRE)	58.01	58.01	63.01	301.61	348.01
Central Generating Station					
• Thermal	1,748.97	1,942.07	1,655.47	1,655.47	1,655.47
• Hydro (Renewable)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
• RES (MNRE)	0.00	0.00	0.00	50.00	102.00
• Nuclear	229.85	362.85	405.85	405.85	405.85
Total :	4,412.87	5,406.77	5,726.92	6,410.22	6,745.62

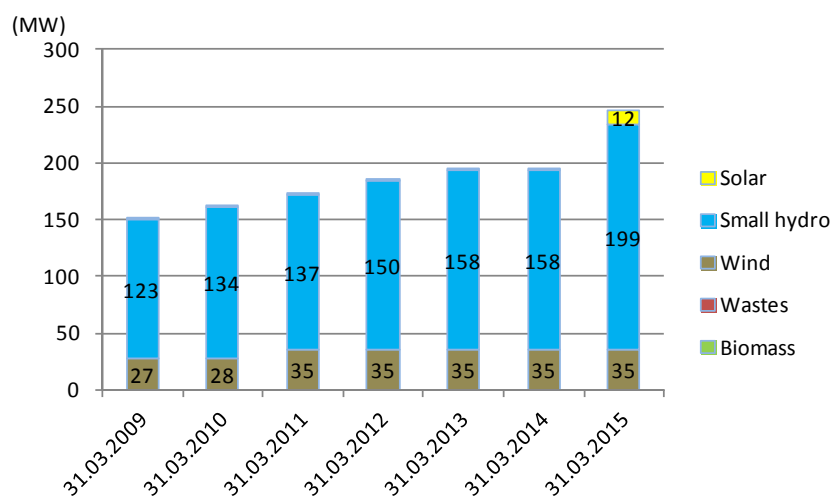
source : Kerala Power for All (Appendix 4-45)

(6) 再生可能エネルギー

1) 発電能力

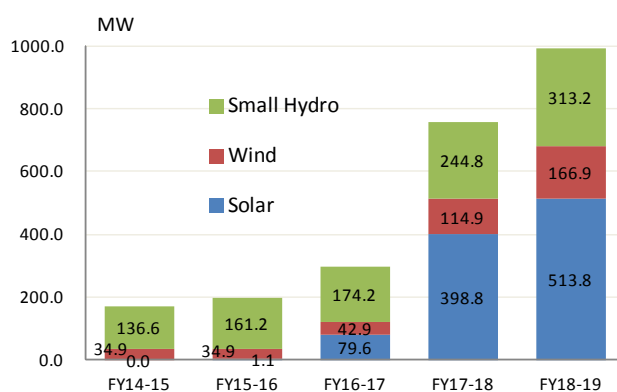
2016年3月現在、Kerala州の風力の発電能力は255 MW で、インド全既設能力のわずか6.1%を占めるにとどまっている。州では、増大する電力需要を賄うため、環境に優しく、持続可能エネルギー源である再生可能エネルギーを積極的に活用していくこととしている。KochiはMNREのSolar/Greenプログラムの下ソーラーシティに指定され、MNREはマスタープランに696Croresの予算を充当している。マスタープランによると、同市の電力需要は2021年までには975MUに達すると見込まれている。

州では今後、再生可能エネルギー822.4 MWの開発を進め、総発電能力を2018年までに993.84 MWに拡大する予定である。



source: Energy Statistics 2011-2016⁹⁵

Figure 4.5.7-7 Renewable generation capacity in Kerala



source : Kelara Power for All (Appendix 4-45)

Figure 4.5.7-8 RE Capacity Prospect

⁹⁵ Note that total Renewables in Kerala at Mar. 2015 inconsistent, differs as : 246MW in Energy Statistics (Appendix 2-20 ~25), (Min. of Statistics & Programme Implementation, GOI), 171.44MW in Power for All (KSEBL), 204 MW in Monthly Report (CEA)

2) 再生可能エネルギー調達義務制度 (RPO)

Kerala 州がこれまでに発表している方針・規則は以下のとおり。

- “Kerala Renewable Energy Policy 2002”
- “Development of wind power in Kerala through private developers modified”, 22.11.2008.
- “Kerala State Electricity Regulatory Commission (Renewable Purchase Obligation and its compliance) Regulations, 2010”
- “Kerala Small Hydro Power Policy 2012” “Allocation of Government land for setting up Solar / Wind power plants”
- “Kerala Solar Energy Policy 2013”

直近では、2015年に Kerala State Electricity Regulatory Commission (Renewable Energy) Regulations が発表されている。

Table 4.5.7-5 RPO

Year	Captive	Open Access	Solar	Non Solar
2015	Y	Y	0.25%	4.25%
Policy Summary	FY2015-16	Non Solar-4.55%	Solar-0.25%	
	FY2016-17	Non Solar-4.85%	Solar-0.25%	
	FY2017-18	Non Solar-5.15%	Solar-0.25%	
	FY2018-19	Non Solar-5.45%	Solar-0.25%	
	FY2019-20	Non Solar-5.75%	Solar-0.25%	
	FY2020-21	Non Solar-6.05%	Solar-0.25%	
	FY2021-22	Non Solar-6.35%	Solar-0.25%	

source : Indian Renewable Energy & Energy Efficiency Database⁹⁶

直近の2015年11月の KERC (Renewable Energy) regulation では、RPO を以下のように定めている。すなわち、全配電会社は2015-16年から始まる会計年度に、供給量のうち4.5%以上を再生可能エネルギーで賄い、10%に達するまで毎年、調達量を0.5%ずつ増やす義務を負うと規定している。

Table 4.5.7-6 Revised RPO

Year	FY 2015 -16	FY 2016 -17	FY 2017 - 18	FY 2018 - 19
Non Solar RPO (%)	4.43	4.87	5.36	5.89
Solar RPO (%)	0.40	0.44	0.49	0.54
Total RPO (%)	4.83	5.31	5.85	6.43

source; KERC (Renewable Energy) regulation, Nov, 2015

3) 購入価格 Purchase Price

再生可能エネルギーの調達価格は FIT または競争入札によって決定される。KERC によっ

⁹⁶ <http://ireeed.gov.in/>

て決められた価格は以下のとおり。

Table 4.5.7-7 Feed-in Tariff

Year	Technology	Category	Tariff Without Accelerated Depreciation
2014	Bagasse/Biomass	Tariff	2.55
2014	Small Hydro Power	Below 5MW	4.88
		5-25 MW	4.16
2014	Solar PV	Solar PV	15.18
2014	Wind	All	4.77

source : Indian Renewable Energy & Energy Efficiency Database ⁹⁷

(7) 変動電源対策

ピーク需要とオフピーク需要は主に、KSEBL の既存水力で調整されている。将来は、ガス火力や揚水発電によって調整していくこととしている。

時間帯別料金（TOD）は既に産業用需要家に導入済みで、今後ピーク需要抑制策として他の高電圧需要家に導入していく予定である。

1) 揚水発電に対するスタンス

2016年4月、“Challenges and opportunities in pumped storage hydro electric plants” と題するワークショップが開催された。その中で、揚水発電導入の目的は、ピーク需要を賄うとともに、オフピーク時に電力を貯蔵することにあるとしている。

2) 揚水発電開発の現状

KSEBL は、面談で Idukki (300MW) と Pallivasal (600MW)⁹⁸の2地点に注視しているとの情報があった。両地点とも調査中の段階にある。揚水発電開発の障害は、環境許可 (Environmental Clearance) と森林許可 (Forest Clearance) の要件を満たすことにある、

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

3) Idukki と Pallivasal の社会的・環境的要素

揚水発電開発の森林や部族民用地への影響は調査段階にあることから、現段階では言及できない。フィールドスタディ後に評価する。

(8) 用地取得優遇措置など

環境森林省の立場からは保護地域内の許可取得は問題であり、用地の取得は、ほとんどの揚

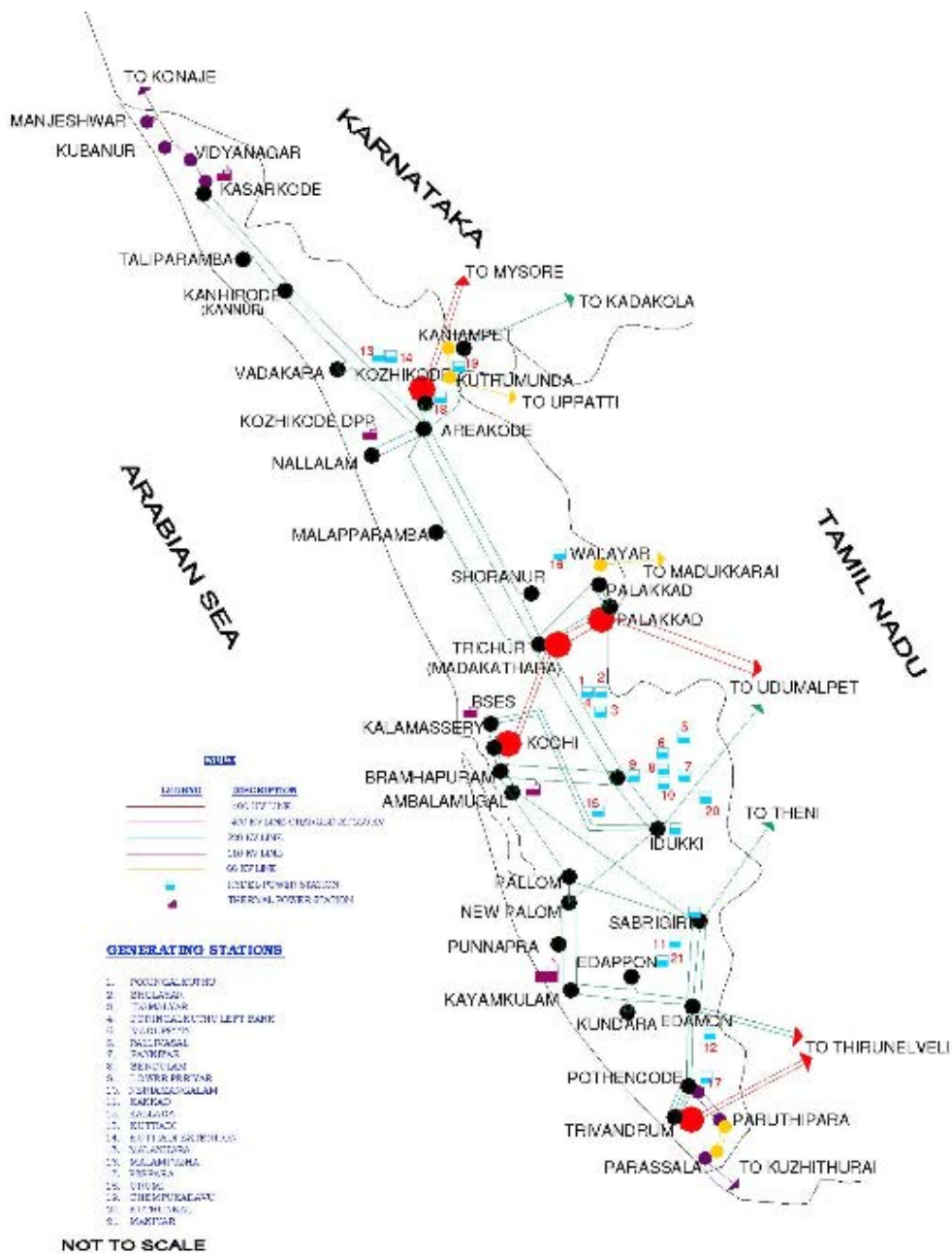
⁹⁷ <http://ireeed.gov.in/>

⁹⁸ From interviews on KSEBL, July, 2016.

水発電プロジェクトにとって課題である。

(9) 環境・社会面での州の規制の有無

州レベルで独自制定している揚水発電の開発に重大な影響を及ぼす環境・社会面の規制はない。



source : Southern Regional Power Committee

Figure 4.5.7-9 Power Map of Kerala

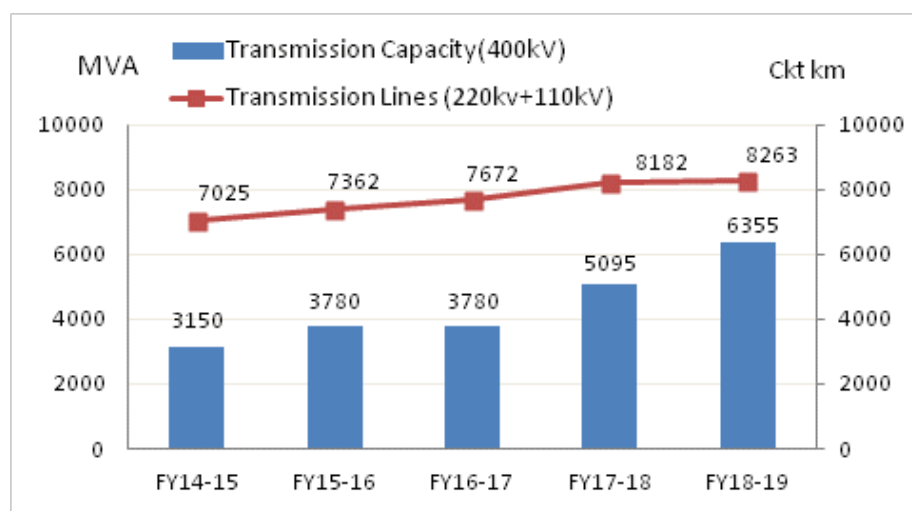
4.5.8 送電

(1) 送電ネットワーク

400 kV と 220 kV の州間送電ネットワークや既存の ISTS 送電システムは、現在の電力需要に見合ったものになっている。

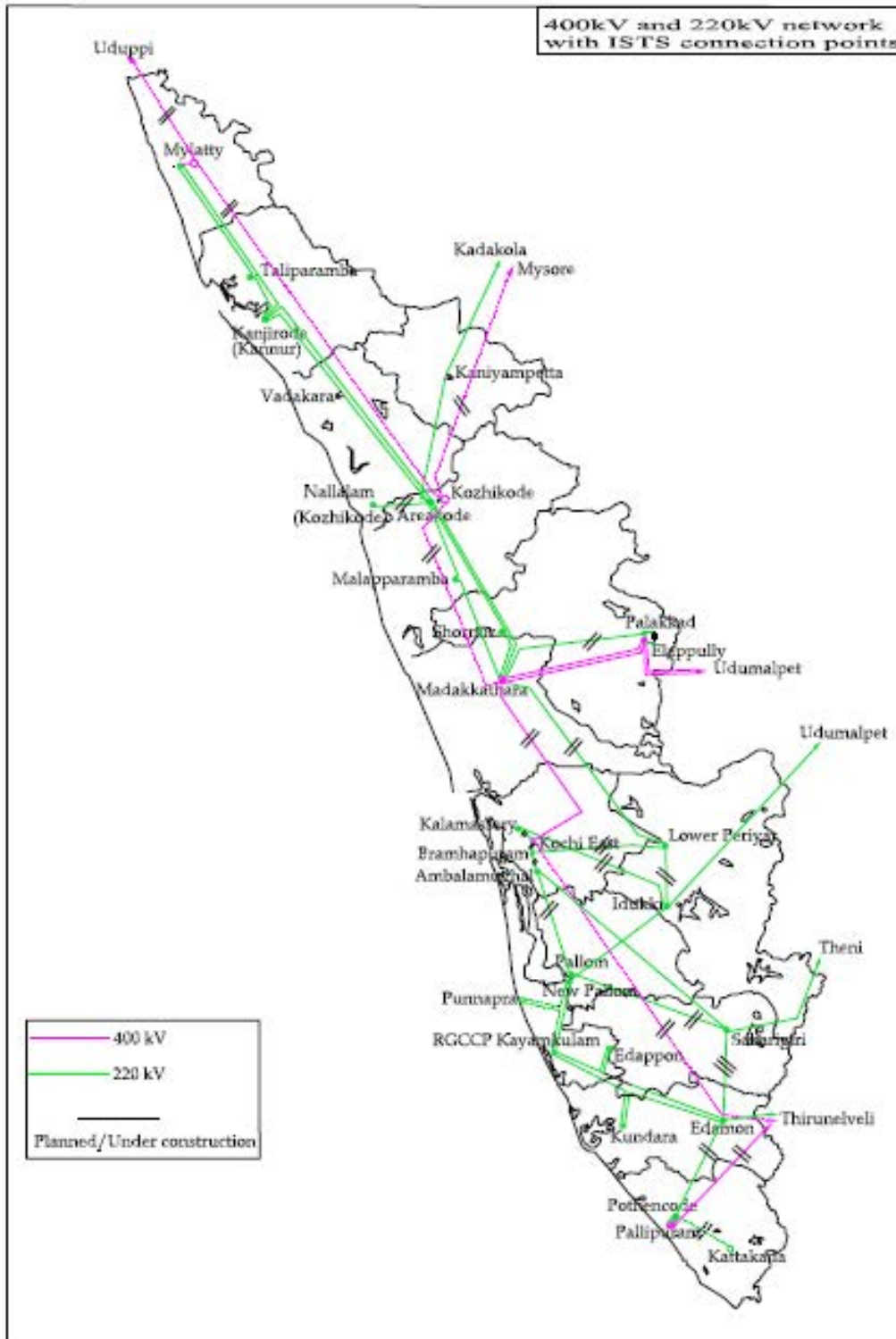
ISTS システムでは、Power Grid Corporation of India Limited (PGCIL) と KSEBL が更なる送電容量の増強工事に取り組んでいる。Kerala Grid と National Grid との連系強化により、2018-19 年までの需要増加に応え、24 時間供給するのに十分な送電ネットワークが整備される予定である。PGCIL と KSEBL を合わせた 400/220 kV の送電容量 3,150 MVA を 2018-19 年までに 6,355 MVA まで増強することとしている。

220 kV の州内送電容量は 5,732 MVA で、2014-15 年のピーク需要 3,760MW に対して十分な容量を確保している。送電容量は今後、11,632 MVA にまで増強する予定で、2018-19 年のピーク需要および 24 時間供給に十分応えることができる見通しである。



source: Kerala Power for All (Appendix 4-45)

Figure 4.5.8-1 Augmentation of Transmission System



source : Kerala Power for All (Appendix 4-45)

Figure 4.5.8-2 400kV and 200kV Network

(2) 送電ロス

KSEBL は 2012 年 4 月から 2013 年 3 月にかけて、産業用電圧のレベル (400kV, 220 kV, 110 kV, 66 kV and 33 kV) ごとに、月のピーク需要に対する送電ロス进行评估している。それによると、110 kV で約 3.51%、66kV で約 5.52%となっている。

Table 4.5.8-1 Voltage level wise transmission losses for the monthly peak demand

Month	Peak Demand (MW)	Transmission losses upto different voltage level during peak hours (in percentage)				
		400kV	220kV	110kV	66kV	33kV
Apr-12	3059	0.54	2.54	4.09	6.28	6.31
May-12	3181	0.53	2.58	3.93	6.10	6.23
Jun-12	3182	0.46	2.89	4.14	5.97	6.29
Jul-12	3268	0.58	2.00	3.31	5.55	5.43
Aug-12	3106	0.47	2.13	3.46	5.64	5.64
Sep-12	3158	0.46	2.29	3.57	5.71	5.76
Oct-12	3037	0.48	1.72	3.15	5.15	5.11
Nov-12	2991	0.51	1.89	3.21	5.21	5.15
Dec-12	3004	0.55	2.19	3.40	5.22	5.40
Jan-13	2887	0.53	1.81	3.12	5.03	5.11
Feb-13	2873	0.51	1.96	3.24	4.76	5.01
Mar-13	3237	0.54	2.31	3.57	5.61	5.84
Average		0.51	2.19	3.51	5.52	5.61

source; ARR and ERC Petition by KSEBL for 2014-2015, KSEBL, May, 2014 (Appendix 4-47)

KSEBL によると、州内の送電ロスは 2016-17 年の 5.50% から 2018-19 年には 5.00%に低下すると予測している。

Table 4.5.8-2 Transmission Loss Trajectory

Year	Unit	FY 2015-16	FY 2016-17	FY 2017-18	FY 2018-19
Energy requirement as per demand projections	MU	20106	21934	23567	25325
Distribution losses*	%	10.50%	10.25%	10.00%	10.00%
Intrastate transmission losses**	%	5.70%	5.60%	5.50%	5.00%
Energy requirement at state periphery	MU	23822	25889	27709	29620
Peak Demand at 70.13%# Load Factor (LF)	MW	3878	4214	4510	4821

source : Kerala Power for All (Appendix 4-45)

4.5.9 配電

州内の配電部門は中央政府のスキーム RAPDRP/ RGGVY によって強化されている。R-APDRP, Part-A は 43 カ所の街で、費用 214.38 Crores をかけて実施している。R-APDRP, Part-B は 43 カ所の街で、費用 1,078.30 Crores をかけて実施中である。州は DDUGJY として 1,720.90 Crores の設備投資を提案している。これまで、DPR 費用として、未電化世帯との接続、メーター計量、System Strengthening & Sansad Adarsh Gram Yojana (SAGY:Modi 首相提唱の村落開発計画) な

どに 485.37 Crores が承認されている。IPDS スキームでは、メーター計量、24 時間供給、AT & C ロスの低減、屋根設置型 (rooftop) 太陽光発電などに 597.46 Crores が充当される予定で、DPR 費用として 597.46 Crores が承認されている。既存設備と計画中の設備容量を考慮すると、2018-19 年までの需要増加に応えることができる見通しである。AT&C ロスは、2014-15 年の 10.80%から 2018-19 年には 10%にまで低減させることで電力省と合意している。

(1) 地方電化

中央政府による DDUGJY/ IPDS スキームやオフグリッド電化により、2016-17 年までにすべての世帯への電化を完了させる予定である。

1) 村落電化 Village Electrification (Nos.)

Total inhabited villages	1017
Balance Un-electrified Villages as on 31.05.2016	0

2) 世帯電化 Household Electrification (Nos. in Lakhs)

Total Rural Households	40.95
Balance Un-electrified as on 21.05.2016	3.18

source: Ministry of Power

(2) 配電ネットワークの拡張

KSEBL の計画では、2018-19 年の 11 kV の負荷は約 1,000 MW、11 kV 未満の負荷は 3,821 MW としている。配電の変換容量をみると、11/0.415 kV では 2013-14 年の 8,329.11 MVA から 2018-19 年には 9,938.11 MVA にまで増加する。既存の 11/0.415 kV の能力は 2018-19 年までの需要に見合ったものになっており、配電変圧機器の平均負荷は約 42.7%となっている。

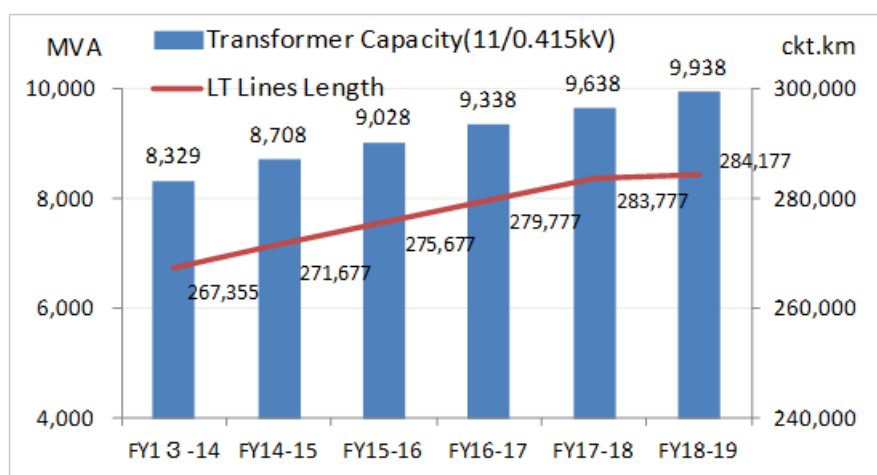
KSEBL は DDUGJY と IPDS の下で提案しているスキームについて、州と中央政府の協議による速やかな承認を求めている。⁹⁹

(3) 電気料金

配電会社の電力供給コスト (power supply cost) はかなりバラツキがみられる。これは、モンスーンの状況によって水力発電量が左右されることや、それに関連して電力調達コスト (power purchase cost) が変動することによる。

以前の ARR (Aggregate Revenue Requirement) 申請において、KSEBL は平均の電力供給コスト (ACS) について、2012 年は 6.66INR/U、2013 年は 5.63INR/U、2014 年は 6.27 INR/U としている。

⁹⁹ Power for All, Kerala, KSEBL, Feb., 2016



source: Kerala Power for All (Appendix 4-45)

Figure 4.5.9-1 Augmentation of Distribution System

Table 4.5.9-1 Average Cost of Supply for FY 2012-2014

Particulars	2012-13 (Actual)	2013-14 (Rev Estimate)	2014-15 (Projection)
ARR (Rs. Cr)	11658.09	10356.49	12057.62
Less: NTI (Rs. Cr)	435.56	463.30	453.30
Net ARR (Rs. Cr)	11222.53	9893.19	11604.32
Sales (MU)	16838.24	17563.16	18494.44
Cost of Supply (Rs./Unit)	6.66	5.63	6.27

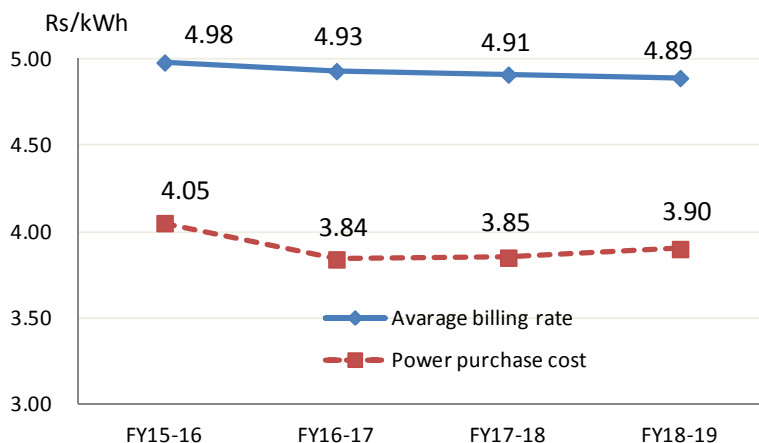
source: ARR and ERC Petition by KSEBL for 2014-2015, KSEBL, May, 2014 (Appendix 4-47)

2016年、KSEBLは請求コスト（ABR：Average Billing Cost）が2014年は5.03 INR/U、2015年は4.98 INR/U（家庭用 3.39 INR/U、その他 6.72 INR/U）と分析し、2016-18年にかけては4.93-4.89 INR/Uと見積もっている。

Table 4.5.9-2 Average Billing Cost for FY 2015-2018

Sl. No.	Description	Rate (Rs/unit)	FY 2015-16		FY 2016-17		FY 2017-18		FY 2018-19	
			MU	Rs Crores	MU	Rs Crores	MU	Rs Crores	MU	Rs. Crores
1	Domestic	3.39	10510	3564	11762	3989	12785	4336	13896	4712
2	Other than domestic	6.72	9596	6444	10172	6831	10782	7240	11429	7675
	Total		20106	10008	21934	10820	23567	11576	25325	12387
	Weighted average ABR	Rs/unit		4.98		4.93		4.91		4.89

source: Power for All, Kerala, KSEBL, Feb., 2016 (Appendix 4-45)

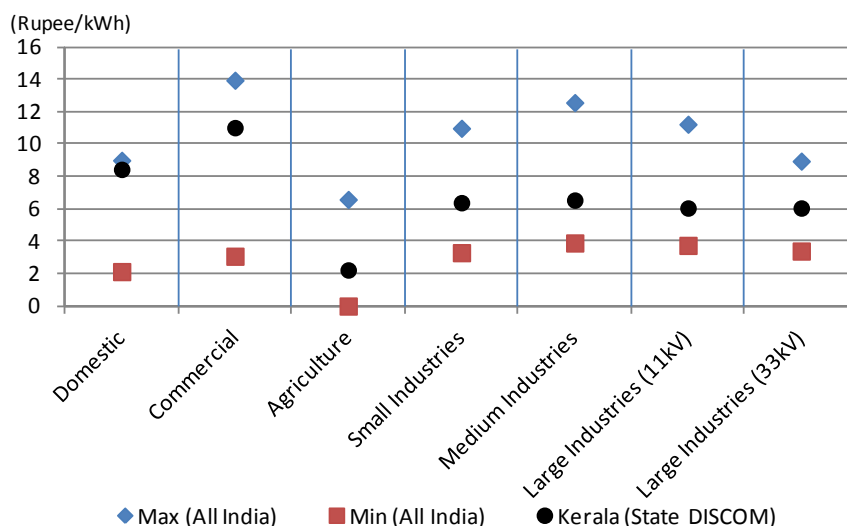


source: Kerala Power for All (Appendix 4-45)

Figure 4.5.9-2 Average billing rate, Power purchase cost

さらに、今回の調査によって、州政府から次のようなデータを入手した。

- 2015-16年の平均供給コスト（ACS）は 5.85 INR/kWh、実現コストは 5.41 INR/kWh



source: CEA, Electricity Tariff & Duty and Average rates of electricity supply in India, March 2015

Figure 4.5.9-3 Average electricity prices by sector (comparison)

(4) AT & C ロス

KSEBL は送配電ロスの低減に取り組んだ結果、2001-02年の30.76%から2012-13年には約半分の15.30%にまで低下させることができた。2012年における0.35%の低減は、1,500 Crores超のコスト削減に寄与している。

Table 4.5.9-3 Reduction in cost of Generation and Power Purchase due to T&D loss reduction

Year	T&D Loss within KSEB system (%)	Extent of reduction (%)		Total Energy sales within the State (MU)	Savings in Generation & Power Purchase (MU)	Savings in Power purchase cost)* (Rs.Cr)
		Yearly (%)	Cumulative (%)			
2001-02	30.76			8667.32		
2002-03	29.08	1.68	1.68	8873.30	303.58	106.25
2003-04	27.44	1.64	3.32	8910.84	588.85	206.10
2004-05	24.95	2.49	5.81	9384.40	1049.24	367.23
2005-06	22.96	1.99	7.80	10269.80	1501.70	525.60

Year	T&D Loss within KSEB system (%)	Extent of reduction (%)		Total Energy sales within the State (MU)	Savings in Generation & Power Purchase (MU)	Savings in Power purchase cost)* (Rs.Cr)
		Yearly (%)	Cumulative (%)			
2006-07	21.47	1.49	9.29	11331.00	1935.94	677.58
2007-08	20.02	1.45	10.74	12049.85	2336.94	817.93
2008-09	18.83	1.19	11.93	12414.32	2635.18	922.31
2009-10	17.71	1.12	13.05	13971.09	3199.90	1119.97
2010-11	16.09	1.62	14.67	14547.90	3673.33	1285.66
2011-12	15.65	0.44	15.11	15980.53	4134.41	1447.04
2012-13	15.30	0.35	15.46	16838.24	4438.80	1553.58

source; ARR and ERC Petition by KSEBL for 2014-2015, KSEBL, May, 2014 (Appendix 4-47)

SRLDCによると、Kerala州の送配電ロス、2014-15年は14.17%、2015-16年は14.35%で、南部グリッドの中では比較的低い値になっている。

Table 4.5.9-4 T&D Loss in southern states

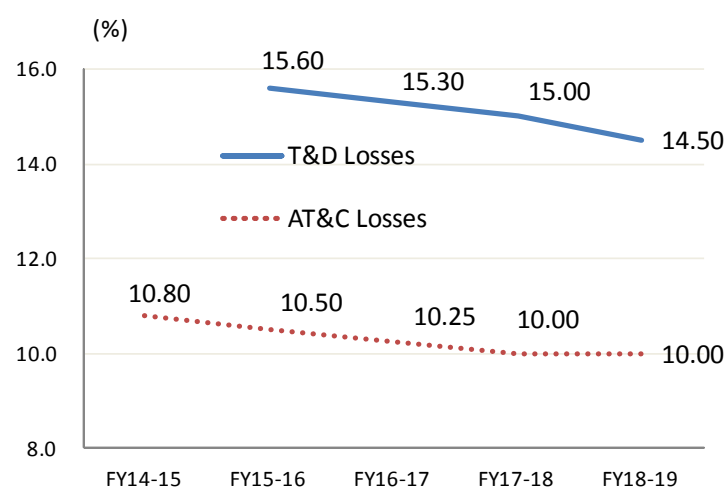
	2014-15	2015-16
Andhra Pradesh	12.82	10.85
Karnataka	14.93	14.6
Kerala	14.17	14.35
Tamil Nadu	22.02	-
Telangana	12.92	12.69
Puducherry	12.09	11.05

source; Southern regional Power Committee Annual Report, March, 2016 (Appendix 4-10)

KSEBLはT&Dロスの目標値を、2014年の10.80%から2018-19年は10.00%と設定している。

Table 4.5.9-5 Distribution Loss Trajectory

Year	Unit	FY 2015-16	FY 2016-17	FY 2017-18	FY 2018-19
Energy requirement as per demand projections	MU	20106	21934	23567	25325
Distribution losses*	%	10.50%	10.25%	10.00%	10.00%
Intrastate transmission losses**	%	5.70%	5.60%	5.50%	5.00%
Energy requirement at state periphery	MU	23822	25889	27709	29620
Peak Demand at 70.13%# Load Factor (LF)	MW	3878	4214	4510	4821



source: Kerala Power for All (Appendix 4-45)

Figure 4.5.9-4 AT&C Losses, T&D Losses

(5) 配電会社、KSEBL の財務状況

1) 財務状況

KSEBL は州全域の発電と配電が一体となった事業体である。2013 年 10 月に以前の Kerala State Electricity Board (KSEB) が再編され、それまでのすべての資産・負債は新会社 KSEBL に引き継がれた。最新のレポートでは、KSEBL の 2013 年 4 月から 2013 年 10 月までの利益は 140.41 Crores、累積利益は 2,348.74 Crores となっている。しかし、引き継いだ資産・負債を加味して評価すると、2013 年 11 月から 2014 年 3 月までの損失は 29.46 Crores、2014 年 3 月末の累積債務は 32.73 Crores となっている。

KSEBL によると、2016 年までの実際の収支差は 5,975.36 Crores に達している。¹⁰⁰ KSEBL ではかなりの額に及ぶ収支差に苦慮しており、KSERC による安価な価格認定・設定が原因としている。

¹⁰⁰ (source; suo-motu determination of tariff for 2016-17, June, 2016) (Appendix 4-48)

Table 4.5.9-6 ARR & ERC Trajectory by KSEBL

ITEM	2016-17		2017-18	
	KSERC	KSEBL	KSERC	KSEBL
Power Purchase	6700.33	7245.07	7098.57	7991.34
I & F Charges	1588.85	1905.07	1611.20	2059.34
Depreciation	414.80	414.80	414.80	141.80
O&M Expenses	1625.72	2980.24	1757.50	3169.84
ROE	217.42	542.35	217.42	542.35
Total ARR	10547.12	13087.53	11099.49	14177.67
Less Non-Tariff Income	431.00	431.00	439.00	439.00
Net ARR	10116.12	12656.53	10660.49	13738.67
Tariff Revenue	10690.87	10978.54	11260.88	11611.42
Revenue Gap	+574.74	-1677.99	+600.39	-2127.25

source: suo-motu determination of tariff for 2016-17, June, 2016 (Appendix 4-48)

2) 州の補助金

KSERC は 2014 年 9 月、オープンアクセス需要家に対する送電料、託送料、内部補助金 (cross subsidy surcharge ; CSS) を承認した。KSEBL ではさらに、KSERC に対して CSS の見直しやオープンアクセス需要家へのさらなる追加料金徴収を要求している。

Table 4.5.9-7 Suo-motu determination of tariff for 2016-17

Particulars	Transmission charges	Wheeling charges	Cross subsidy charges	Total
	(Rs/ kWh)	(Rs/ kWh)	(Rs/ kWh)	(Rs/ kWh)
EHT- 66 kV	0.26		0.00	0.26
EHT- 110 kV	0.26		0.00	0.26
EHT- 220 kV	0.26		0.00	0.26
EHT General	0.26		1.80	2.06
EHT Commercial	0.26		2.10	2.36
Railways	0.26		0.00	0.26
HT-1 Industry(A)	0.26	0.32	0.00	0.58
HT-1 Industry(B)	0.26	0.32	0.50	1.08
HT-II General(A)	0.26	0.32	0.10	0.68
HT-II General(B)	0.26	0.32	1.80	2.38
HT III Agriculture (A)	0.26	0.32	0.00	0.58
HT III Agriculture (B)	0.26	0.32	0.00	0.58
HT-IV Commercial	0.26	0.32	2.30	2.88
HT V Domestic	0.26	0.32	0.00	0.58

source: suo-motu determination of tariff for 2016-17, June, 2016 (Appendix 4-48)

3) UDAY スキームの導入

Kerala 州は 2016 年 7 月、UDAY スキームに参画することを決定した。これによって利子率は 25.0% から 9.0%まで低減する見込みである。しかし、UDAY スキームによって累積債務の解消が図られたとしても、料金の値上げは必要で、2018-19 年までに赤字を解消するために、2016-17 年から 2018-19 年にかけて毎年 4.6%の値上げが必要としている。

(6) 電力市場取引

KSEBL によると、電力購入の約 85% から 90 % は KSERC によって決められた料金で、長期 PPA 契約による調達となっている。短期ベースでの調達は、全体のわずか 10% から 15% にとどまっている。KSEBL は、現在の短期市場の価格は変動が激しく、将来の調達コストとして評価できないとしている。

2016-17 年のトレーダーや短・中・長期の調達実績は以下のとおり。

KSEBL は夏場の需要が高い 2017 年 3 月から 6 月末にかけて、PTC から短期で 200 MW の RTC (round the clock) での契約を結ぶ。契約価格は 3.406INR/U 。

また、KSEBL は 2016 年 5 月に、夕方ピーク時間帯 (18:30-22:30) に 100 MW、5:00-18:30 と 22:30-24:00 に 50 MW を調達した。

Table 4.5.9-8 Power procurement through traders and long term contract /medium Term contract/short term contract for the year 2016-17

	Contracted capacity MW	Open access capacity MW	Start Date	Daily availability MU	Quantity ex bus	Fixed charges Rs crore	Energy charges (Rs/unit)	Total amount Rs crore
Maithon Power Ltd	150.00	140.25	Dec-15	2.86	1044.30	165.52	2.00	374.38
Maithon Power Ltd	150.00	122.00	Apr-16	2.49	817.10	137.93	2.00	301.35
DVC Mejia	100.00	94.75	Apr-16	1.93	705.51	116.20	2.30	278.47
DVC RTPS	50.00	46.75	Apr-16	0.93	309.58	63.38	2.30	134.58
Jindal (DBFOO)	200.00	165.00	Jun-16	3.20	1026.63	252.34	1.14	369.37
PTC Simhapuri (upto May 2016)	300.00	300.00	01.06.2015 to 31.05.2016	6.12	390.42		5.18	202.24
PTC BALCO(through Case I bidding)(upto Feb 2017)	100.00	100.00	March 2014-Feb 2017	1.94	683.40		3.39	231.67
NVVN (through Case I bidding)(upto Feb 2017)	300.00	297.00	March 2014-Feb 2017	6.06	2085.16		4.36	909.13
Short term contract through PTC for the month of May 2016	100.00		May-16		30.05		3.08	9.25
Short term contract with M/s PTC Ltd for the month of March 2017	200.00	200.00	Mar-17		149.32		3.41(at KSEB bus)	49.60
Total power purchase through traders					7241.47			2860.05

source: source: Public notice for the purpose of determination of tariff for electricity for the financial year 2016-17 in suomoto proceedings, KSEBL, July, 2016

KSEBL はモンスーン時、6 月から 12 月にかけて電力が余剰となる。この期間は短期市場の価格が PPA 価格よりも安いことから、オープンアクセス利用可能な短期市場を利用している。モ

ンスーン時の電力需要はいつもより 15% から 20% 低下する。モンスーン期間中、KSEBL はベースロード電源として 750 - 800 MW の流れ込み式水力発電所を最大限活用する。しかしながら、モンスーン期間中、中央連邦政府発電所 (CGS) から約 1,550 MW が調達可能なほか、中長期契約でトレーダーと約 1,315 MW の契約を結んでいるため、需要家がオープンアクセスを要求してきた場合は、運用計画外となる電力に対しても固定費 (fixed charge) を払わなければならない。2015-16 年はオープンアクセスを通じて 135.25 MU の利用があり、KSEBL は 35.94 Crores の収益ロスを被った。既存 PPA 契約による計画外電力の固定費用支出は 17.31 Crores に及んでいることから、KESBL はオープンアクセス需要家へ追加的な CSS の導入が望ましいとしている。

4.6 TAMIL NADU 州 (TN)



Map source : Indian Renewable Energy & Energy Efficiency Database

4.6.1 政治状況

Tamil Nadu 州議会選挙は 2016 年に行われた。AIADMK は 232 議席のうち、134 議席を獲得し、党首の Jayaram Jayalalitha は 1989 年以降、政権に連続し返り咲いた初の州知事となった。対抗する DMK は 89 議席で第二位となった。選挙結果を Table 4.6.1-1 に示す。(ただし、州首相が 2016 年 12 月に死去した)

Table 4.6.1-1 Result of Assembly Election in 2016

Party	Seats won	Vote %
All India Anna Dravida Munnetra Kazhagam	134	40.8 %
Dravida Munnetra Kazhagam	89	31.6 %
Indian National Congress	8	6.4 %
Others	1	21.2 %
Total	232	100%

source: Election Commission of India¹⁰¹

¹⁰¹ <http://eci.nic.in/eci/eci.html>, etc.

4.6.2 経済状況

(1) 一般

Tamil Nadu 州への投資を呼び込むことを目的として Tamil Nadu Industrial Guidance & Export Promotion Bureau が設立された。Tamil Nadu は重要な IT ハブであり、国内でもソフトウェア輸出額の多い州のひとつとなっている。同州の IT 輸出は 2007-08 年度の 71 億ドルから 2014-15 年度には 134 億ドルに増加し、成長率は 9.5%となっている。

Coimbatore 市周辺には数多くの繊維工場や技術ユニットが存在する。Coimbatore, Tirupur および Erode 地域はインドの Textile Valley と呼ばれている。

数十年にわたり、Tamil Nadu では自動車産業、特に自動車、電車車両、耕運機、オートバイ、自動車部品、アクセサリ、タイヤおよび重機への投資が行われてきた。自動車産業は州経済にとって重要な役割を果たしている。

Tamil Nadu 州の主要産業

- Textiles
- Heavy commercial vehicles
- Automobile and auto components
- Engineering
- IT and ITeS
- Cement
- Banking and financial services
- Drugs and pharmaceuticals
- Agro and food processing
- Leather tanning industries
- Electronic hardware
- Tourism

1) 州内総生産 (GSDP)

2013-14 年度時点で、Tamil Nadu 州の GSDP はインドで 8.5 %を占め、Maharashtra 州に次いで同国で二番目の経済規模となっている。2014-15 年度の GSDP は実質価格で 515,457 Crores であった。GSDP (要素価格) を Table 4.6.2-1 に示す。

Table 4.6.2-1 Gross State Domestic Product at Factor Cost (Constant Price)

(unit: Lakh INR)

State	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15
GSDP	40,341,573	43,323,803	44,794,362	48,061,805	51,545,756
Increase	---	7.4 %	3.4 %	7.3 %	7.2 %

source: Handbook of Statistics on Indian States, 2016, Reserve Bank of India¹⁰²

¹⁰² <https://rbi.org.in/scripts/OccasionalPublications.aspx?head=Handbook%20of%20Statistics%20on%20Indian%20States>

2) 産業構造（対 GSDP 比）

2014-15 年度は第 3 次セクターが GSDP（名目値）の 63.7 % を占め、第 2 次セクター（29 %）がそれに続いた。第 3 次セクターは商業、ホテル、不動産、金融、保険、運輸、通信等が成長を支えた。一方で、第 2 次セクターでは製造業と建設業が主な成長要因であった。セクター別 GSDP の割合を Table 4.6.2-2 に示す。

Table 4.6.2-2 Percentage Distribution of GSDP for 2014-15

Item	Distribution
Tertiary	63.7 %
Secondary	29.0 %
Primary	7.3 %

source: IBEF, 2015 (www.ibef.org)

(2) 経済政策・開発政策

Tamil Nadu 州政府は 5 つの州ミッションおよび 11 の開発重点分野を策定した。以下に具体的なミッションおよび重点分野を示す。

Five State Missions:

- Mission for water resource management and revival of Kudimaramath
- Mission for housing to achieve hut-free villages and slum-free cities
- Mission for poverty reduction and economic empowerment of poor
- Mission for clean Tamil Nadu
- Mission for skill development

Eleven Special Focus Areas of Development:

- Agriculture and allied sector development
- Strengthening urban infrastructure
- Tourism promotion
- Promote Micro, Small and Medium Enterprises
- Infrastructure development including roads, power, minor ports, irrigation and drinking water
- Industrial investment through corridor based development and improving ease of doing business
- Education to all with focus on quality
- Health for all
- Social security with focus on women and children
- Strengthening urban transportation
- Governance and transparency

加えて Tamil Nadu 州は高速道路・港湾、産業開発、IT、中小企業、バイオテクノロジー、災害管理、自動車産業に関する以下の開発政策を立案した。

Highways and Minor Ports Policy 2014-15

- To develop infrastructure for the overall improvement of the economy of the state.
- To augment the traffic capacity of state roads, widening works of all Intermediate Lane State Highways to Double Lane and all Single Lane Major District Roads to Intermediate Lane
- To avoid traffic congestion

Tamil Nadu Industrial Policy 2014

- To improve industries of high technology including aerospace, nanotechnology etc., in Tamil Nadu.
- Work for speedy industrialization of districts in the southern part of Tamil Nadu.
- To attain comprehensive and maintainable industrial growth in Tamil Nadu

Tamil Nadu Information Technology Policy 2014-2015

- To raise the exports of software from Tamil Nadu and provision of cable TV services at reasonable rates to all Tamil Nadu households;
- To provide Tamil education through the web and take computing in Tamil to a higher level;
- To enhance the quality of life of citizens through information and communication technology.

Micro, Small and Medium Industries Policy 2014-15

- To develop MSMEs in the state.
- To enhance joint ventures of private industries with new industrial estates such as SIDCO to encourage the export of products of MSMEs in the state.

Tamil Nadu Biotechnology Policy 2014

- Thorough record of bio-resources to be engaged in the state.
- To invite R&D institutions and manufacturing firms.

Tamil Nadu Disaster Management Policy

- To develop a new culture of prevention, preparedness and quick response to disasters.
- To reduce the vulnerability of the community through proper risk assessment.

Tamil Nadu Automobile and Auto Components Policy 2014

- To promote competitiveness and cut costs for the industry.
- To address the specific organizational gaps and scarcities.
- To develop the talent pool to meet the skilled manpower requirements of this industry

(3) 財政状況

Tamil Nadu 州は財政責任法（TNFRA 2003）を公布した。その概要は、財政赤字を対 GSDP 比で 2002-03 年度以降毎年 0.25～0.3%削減し、中期目標として 2012 年 3 月末までに対 GSDP 比 3%を下回るようにしてそれを維持すること、州政府は財政運用、公共の利益、予算策定においてより透明で適切な対策を講じること、予算および方針は中期財政計画に規定された目的と目標に沿ったものとする事とされている。財政管理の推移を Table 4.6.2-3 に示す。

Table 4.6.2-3 Trend for Fiscal Management

Item	(Percent)				
	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	Target(16-17)
Revenue deficit / GSDP	-0.2	-0.4	-0.4	-0.7	0.0

Fiscal deficit / GSDP	-2.4	-2.8	-2.9	-2.92	-3.5
Total debt stock / GSDP	21.0	21.0	21.2	19.6	21.72

source: State Finances A Study of Budget of 2015-16, RBI; Interim Budget 2016-2017

(4) 外国投資

1) 外国直接投資

Tamil Nadu と Pondicherry を管轄する Chennai の RBI 地域事務所が受け取った外国直接投資額を Table 4.6.2-4 に示す。その額は着実に増加している。

Table 4.6.2-4 Transition of FDI

Unit: Crore INR (US\$M)					
Year	2013-14	2014-15	2015-16	Cumulative (2000-2016)	Percentage of total inflow
Amount	12,595 (2,116)	23,361 (3,818)	29,781 (4,528)	118,547 (21,542)	7 %

source: Fact Sheet on Foreign Direct Investment, Dept. of Industry Policy and Promotion¹⁰³

2) 州内の日系企業拠点

Tamil Nadu 州の日系企業拠点数の推移を Table 4.6.2-5 に示す。

Table 4.6.2-5 Transition of Japanese Firms

Year	2011	2012	2013	2014	2015
Number	286	344	498	541	577

source: Embassy of India in Japan¹⁰⁴

4.6.3 州政府予算および揚水実施機関の財務状況

(1) 州政府予算¹⁰⁵

2016-17 年度の予算ハイライトによると、発送電の新規案件、無償電力供給、TANGEDCO 債務引継ぎ等に関する以下の予算がエネルギー・セクターに配分されている。

- 13,000 MW of thermal power, 2,500 MW of hydel power and 3,000 MW of solar energy will be added to the existing power generation capacity in the State in the next five years.
- An amount of INR1,738 Crores has been included for various works taken up under the JICA assisted Tamil Nadu Transmission System and KfW assisted Green Energy Corridor Project in the Revised Budget 2016-2017.
- The announcement of free power up to 100 units to all 191 lakh domestic consumers will cause an additional commitment of INR1,607 Crores every year to the State Government.

¹⁰³ http://dipp.nic.in/English/Publications/FDI_Statistics/2016/FDI_FactSheet_JanuaryFebruaryMarch2016.pdf

¹⁰⁴ http://www.in.emb-japan.go.jp/Japanese/2015j_co_list.pdf

¹⁰⁵ <http://www.tnbudget.tn.gov.in/budgethighlights.pdf>

- Free power to Handloom and Powerloom weavers has been enhanced to 200 units and 750 units respectively. The power subsidy has increased to INR9,007 Crores in the current financial year.
- An amount of INR2,000 Crores has been provided in the Revised Budget 2016-2017 for repayment of TANGEDCO's debt takeover under the Financial Restructuring Plan.

(2) 揚水実施機関の財務状況

Tamil Nadu 州では Tami Nadu Generation and Distribution Company (TANGEDCO) が揚水発電所の建設から運転保守までを担当する。TANGEDCO は配電部門を擁しており、十分でない小売り料金の影響で、費用を収入で賄うことのできないインドの配電会社に共通する課題である赤字経営を余儀なくされている。2012-13年度には37% の料金値上げが認められ収入が増加したが、それでも赤字が続いている。TANGEDCO の財務状況を Table 4.6.3-1 に示す。

Table 4.6.3-1 Financial Situation of TANGEDCO

	2011-12		2012-13		2013-14	
Sale of Power (MU)	54,338		53,238		60,867	
Total Income (Crore)	20,827		27,010	29.7%	31,611	17.0%
Total Expenditure	36,220		43,147	19.1%	50,581	17.2%
Profit before Tax	-13,321		-11,679	-12.3%	-13,985	19.7%
Profit after Tax	-13,321		-11,679	-12.3%	-13,985	19.7%
Cost Structure (Crore)						
Power purchase	21,035	58.1%	25,741	59.7%	30,529	60.4%
Generation cost	6,102	16.8%	6,397	14.8%	7,546	14.9%
Employee cost	3,764	10.4%	3,599	8.3%	4,183	8.3%
O&M cost	310	0.9%	378	0.9%	524	1.0%
Interest cost	3,588	9.9%	4,462	10.3%	6,780	13.4%
Depreciation	616	1.7%	647	1.5%	723	1.4%
Admin & Gen Exp	189	0.5%	211	0.5%	238	0.5%
Other Expenses	615	1.7%	1,711	4.0%	58	0.1%
Total	36,219		43,146		50,581	
Return on Equity	-292.06		-180.70		-174.20	
Return on Networth	-60.30		-36.80		-31.75	
Return on Capital Employed (Crore)	-70.69		-49.13		-30.41	
Debt Equity Ratio	-1.56		-1.42		-1.50	

source: Report on "The Performance of State Power Utilities for the years 2011-12 to 2013-14", 2015 PFC

4.6.4 電力セクターの概況

Tamil Nadu 州の電力需給は、2016-17年にこれまでのマイナスからプラスのポジションへ転じる見込みである。再生可能エネルギーについては、同州は膨大なポテンシャルを有していることから、MNRE は同州に再生電源整備目標を提示している¹⁰⁶。州はピーク需要とオフピーク需要をバランスさせることができる揚水発電プロジェクトに積極的に取り組んでいる。

¹⁰⁶ 8,884 MW in solar, 11,900 MW in wind (Report of the Expert Group on 175GW RE by 2022, NITI Aayog, Dec., 2015)



Figure 4.6.4-1 Tamil Nadu state power sector feature

4.6.5 電力供給構造

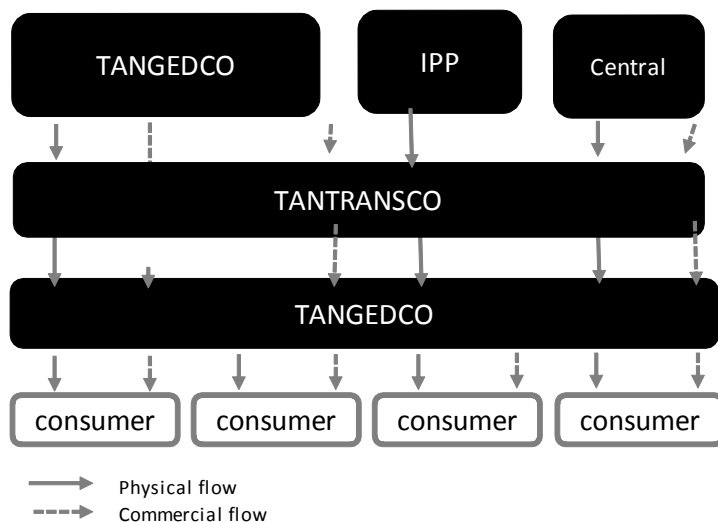
(1) 関係機関

Tamil Nadu Electricity Board (TNEB) は2008年に再編され、現在ではホールディング会社TNEB Ltd と2つの子会社、Tamil Nadu Transmission Corporation Ltd. (TANTRANSCO) と Tamil Nadu Generation and Distribution Corporation Ltd.(TANGEDCO) が設置されている。

Policy	Tamil Nadu Department of Energy
Regulation	Tamil Nadu Electricity Regulatory Commission (TNERC)
Power	Tamil Nadu Electricity Board Ltd.(TNEB) is a parent company
Generation	of TANGEDCO and TNTRANSCO Tamil Nadu Generation and Distribution Corporation Ltd. (TANGEDCO)
Transmission	Tamil Nadu Transmission Corporation Ltd. (TNTRANSCO)
Dispatch	State Load Dispatch Centre (SLDC)
Distribution	Tamil Nadu Generation and Distribution Corporation Ltd. (TANGEDCO)

(2) 供給構造

1957年7月1日、Tamil Nadu Electricity Board が設立され、長年、発電から配電までを担ってきた。Tamil Nadu Electricity Board は2008年に再編、ホールディング会社として TNEB Ltd が設立され、その子会社として送電を担う Tamil Nadu Transmission Corporation Ltd.(TANTRANSCO) と、発電・配電を担う Tamil Nadu Generation and Distribution Corporation Ltd.(TANGEDCO) が設置された。



source: Web site of each organization

Figure 4.6.5-1 Electricity Supply Structure

(3) 州独自の電力政策

再生可能エネルギー	Tamil Nadu Solar Energy Policy 2012 Tamil Nadu Industrial Policy 2014
-----------	--

これまでに、発表されている方針や規制は以下のとおり。

- TNERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2005 Vision Tamil Nadu, 2023, Gov. of TN, Mar., 2012, with its amendments,
 - Twelfth Five Year Plan Tamil Nadu, Nov., 2012,
 - “TNERC (Renewable Energy Purchase Obligation) Regulations, 2010, Dec., 2010”
 - “TNERC, Suo-Motu Determination of Tariff for Generation and Distribution, Dec., 2014”
 - “Order on Pooled Cost of Power Purchase payable by TANGEDCO for the year 2015-16, March, 2016”
 - “TNERC, Renewable Energy Purchase Obligation Regulations, 2010 (amendment), March, 2016”
 - “TNERC, Comprehensive Tariff Order on Solar Power, March, 2016”
 - “TNERC, Comprehensive Tariff Order on Wind Energy, March, 2016”
- etc.

(4) 揚水発電の実施機関

揚水発電プロジェクトの実施機関は Tamil Nadu Generation and Distribution Corporation Ltd. (TANGEDCO)である。

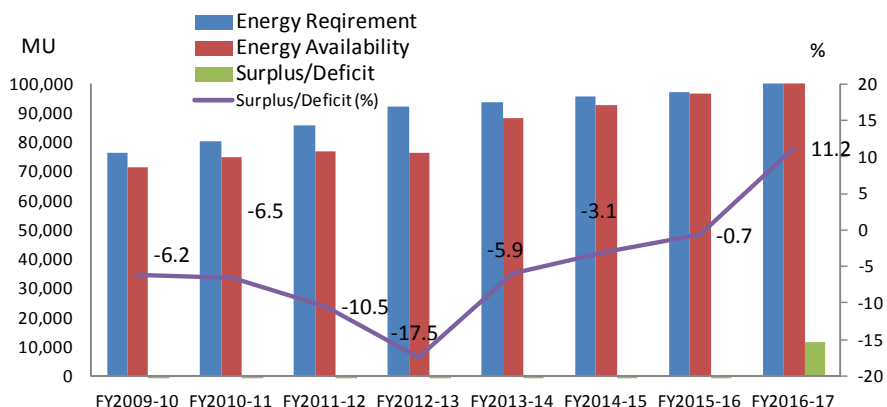
4.6.6 電力需給見通し

2015年のTamil Naduのピーク需要は14,190 MW、必要電力量は97,277 MUとなった一方、ピーク供給は14,171 MW、供給可能電力量は96,586 MUにとどまった。この結果、ピーク需要は0.1%のマイナス、電力量は0.7%のマイナスとなった¹⁰⁷。CEAによると、州の電力需給は改善しつつあり、2015年6月以降、産業用向けの電力制限は実施されていない。

2016年2月、州は同州の電力需給はプラスのポジションに転じたと発表した。グリッド連系の4,455.5 MWの新規発電プロジェクト（下記）が追加されたほか、至近5年で3,030 MWの中長期PPA (Power Purchase Agreements)を確保し、2015年7月8日にはこれまでで最高の電力量303.04 MUに達した。

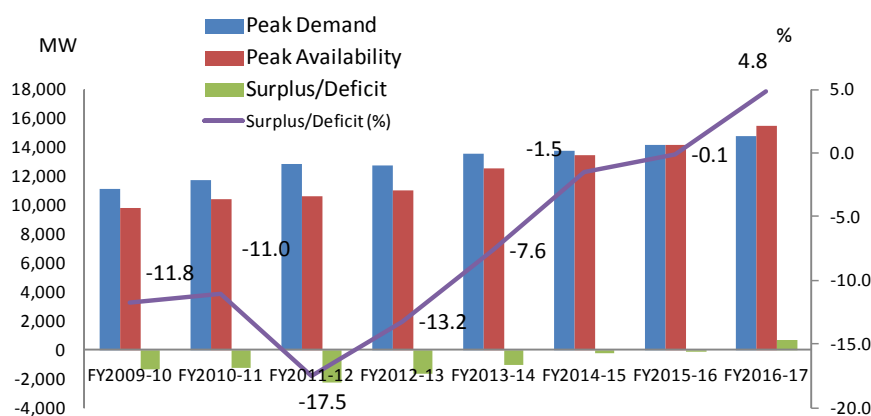
供給サイドでは、既存プロジェクトの円滑な実施や新規プロジェクトの立ち上げにより、相当な供給能力を確保できる見通しである。12次5カ年計画での電源開発能力は、州のプロジェクトとして2,039.5 MWが見込まれ、これらには小規模水力56.5 MW、このほかNorth Chennai Thermal Power (NCTPS) Stage II (Units 1 and 2)の1,200 MW、Mettur Thermal Power Stage IIIの600 MWが見込まれている。州営以外に合弁プロジェクトとして、TuticorinでのNeyveli Lignite Corporation (NLC) (2×500 MW)、VallurでのNational Thermal Power Corporation (NTPC) (3×500 MW)が計画されている。

¹⁰⁷ Load Generation Balance Report 2016-2017, CEA, May, 2016, (Appendix 4-3)



source : CEA Load Generation Balance Report (Appendix 4-1,2,3) , Tamil Nadu Power for All

Figure 4.6.6-1 Energy Supply



source : CEA Load Generation Balance Report (Appendix 4-1,2,3), Tamil Nadu Power for All

Figure 4.6.6-2 Peak Demand

2011年に作成された 18th Electricity Power Survey における Tamil Nadu の需要見込みは以下のとおり。以降の至近の人口増加や産業の発展を反映した最新の需要予測は未だ発表されていない。

Table 4.6.6-1 Energy and Demand Projection

Year	Peak electric load (MW)			Annual electrical energy requirement (GWh)		
	2011/12	2016/2017	2021/2022	2011/12	2016/2017	2021/2022
	11,971	18,994	26,330	80,690	110,251	154,591

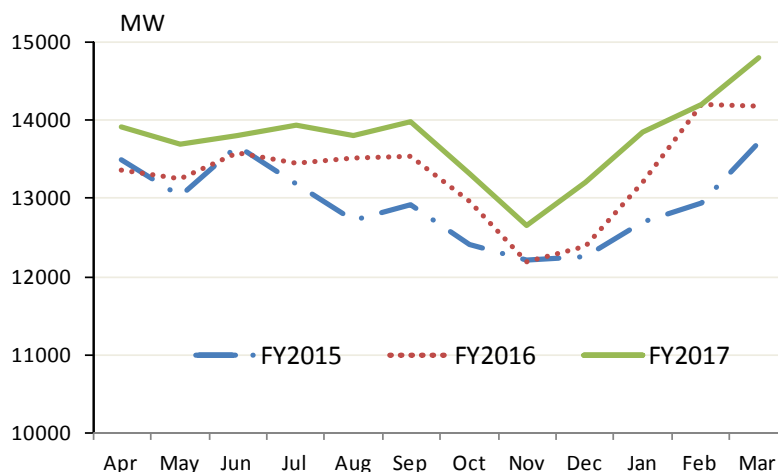
Year 2030		Year 2040		Year 2050	
Peak Demand (MW)	Annual Energy (MU)	Peak Demand (MW)	Annual Energy (MU)	Peak Demand (MW)	Annual Energy (MU)
12,612	87,390	18,700	129,565	27,680	191,787

Forecast on constant CAGR figure of 4%
source : the 18th Electric Power Survey, CEA, Dec., 2011

(1) ピーク需要の特徴

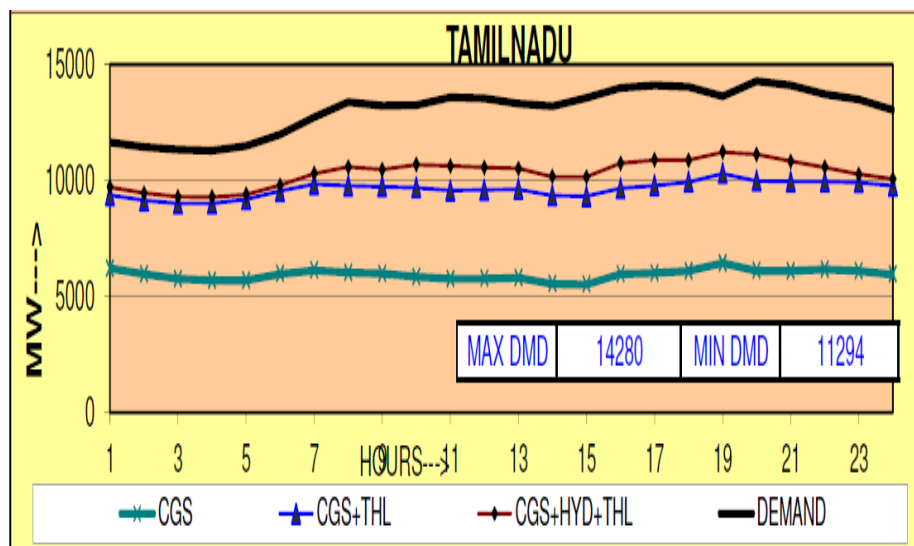
ピーク需要を月別にみると、ピークは3月で近年、増加傾向にある。時間帯別にみると、ピークは午後8時頃となっている。最大需要と最小需要の差は、2016年3月のデータでは約3,000MWとなっている。

南部地域 (Southern grid) の需要は他の地域と比べると、比較的平準化されている。南部地域の最大需要と最小需要の差は約6,000MWとなっている。



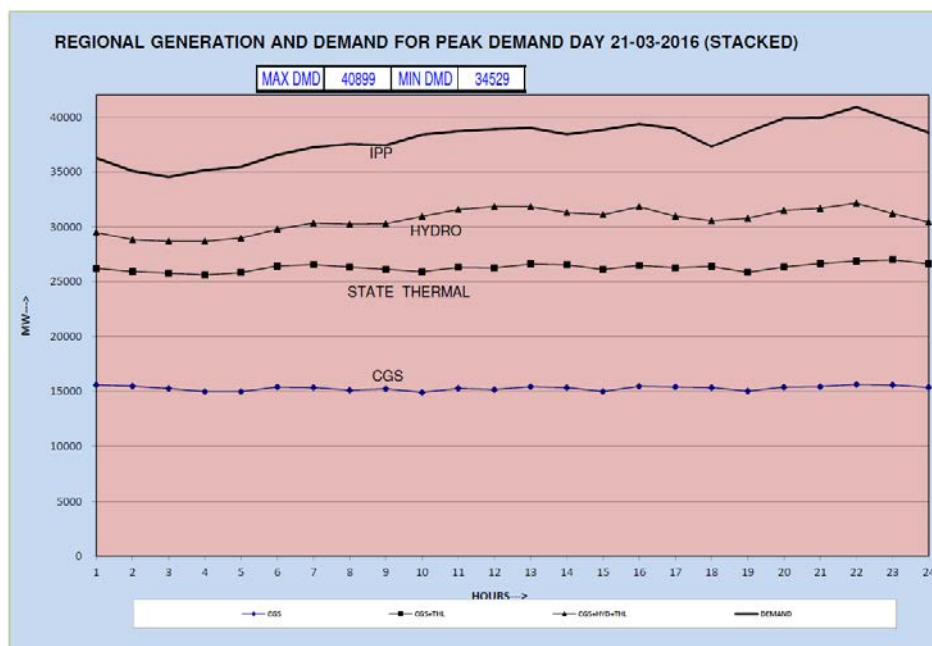
source : CEA Load Generation Balance Report (Appendix 4-1,2,3)

Figure 4.6.6-3 Monthly Peak Demand



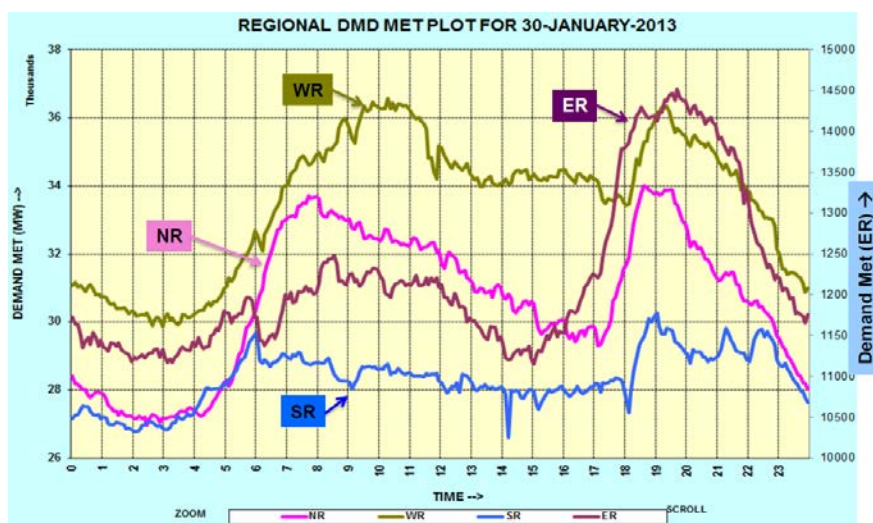
source: Southern Regional Load Despatch Center Monthly Report March 2016 (Appendix 4-8)

Figure 4.6.6-4 Tamil Nadu Hourly Demand Curve on Maximum Regional Demand Day (21.3.2016)



source: Southern Regional Load Despatch Center Monthly Report March 2016 (Appendix 4-8)

Figure 4.6.6-5 Southern Region Hourly Demand Curve on Maximum Day (21.3.2016)

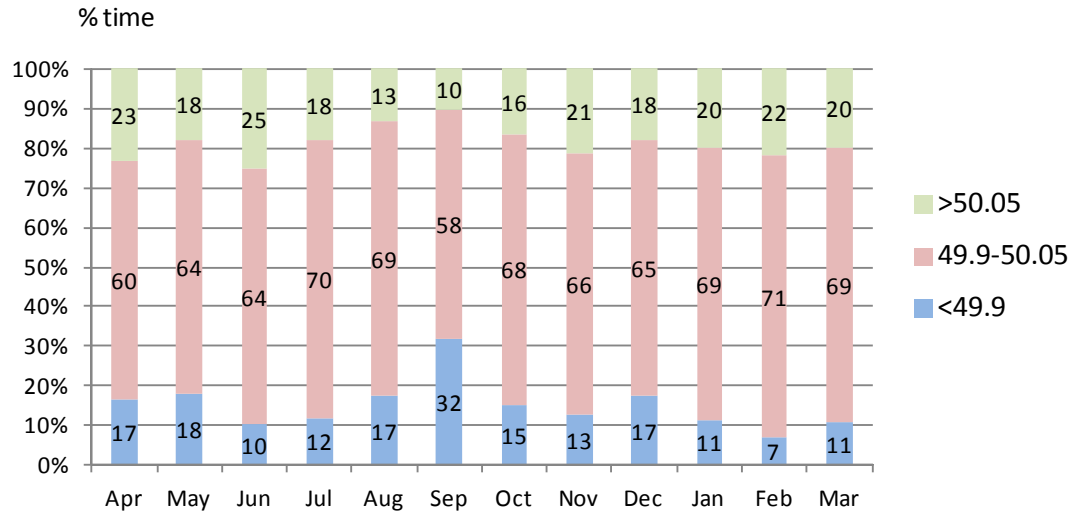


source: POSOCO Large Scale Integration of Renewables at EEC Conference, 31 August 2015

Figure 4.6.6-6 Regional Geographical Diversity

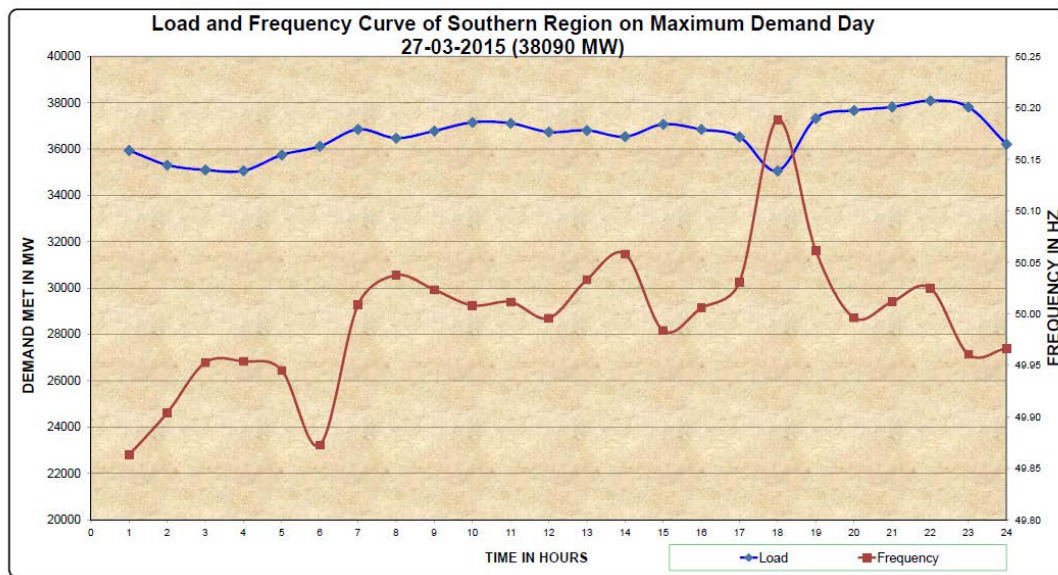
(2) 南部地域の周波数

インドの周波数基準値 (The Indian Electricity Grid Code (IEGC)) は 2014 年 2 月、49.9Hz-50.05Hz と定められた。南部地域の 2015-16 年の周波数をみると、IEGC 基準値内にあるのは、年間を通して 60-70% となっている。50.05Hz を超える期間は冬から春にかけて多くみられ、49.9Hz を下回るのは 9 月に顕著にみられる。2014-15 年の最大需要と最小需要が発生した日のロードカーブをみると、周波数が大きく変動していることがわかる。



source : Southern Regional Load Despatch Center Quarterly Report in 2015-16 (Appendix 4-11,12,13,14)

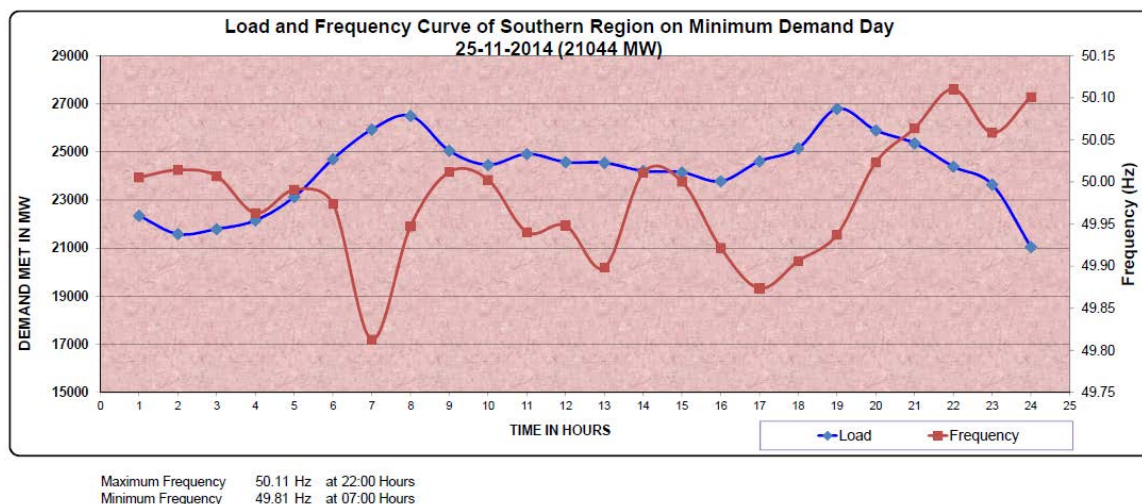
Figure 4.6.6-7 Frequency of Southern Region in 2015-16



Maximum Frequency 50.19 Hz at 18:00 Hours
 Minimum Frequency 49.86 Hz at 01:00 Hours

source : Southern Regional Power Committee Annual Report in 2014-15 (Appendix 4-9)

Figure 4.6.6-8 Load Curve and Frequency Curve of Southern Region on Maximum day in 2014-15



source : Southern Regional Power Committee Annual Report in 2014-15 (Appendix 4-9)

Figure 4.6.6-9 Load Curve and Frequency Curve of Southern Region on Minimum day in 2014-15

(3) 年負荷率

年負荷率は2012年以降増加している。さらに、Demand Duration Curve をみると最低需要が底上げされている。南部地域も同様な傾向を示しており、2015-16年の年負荷率は2014-15年と比べるとわずかながら増加している。

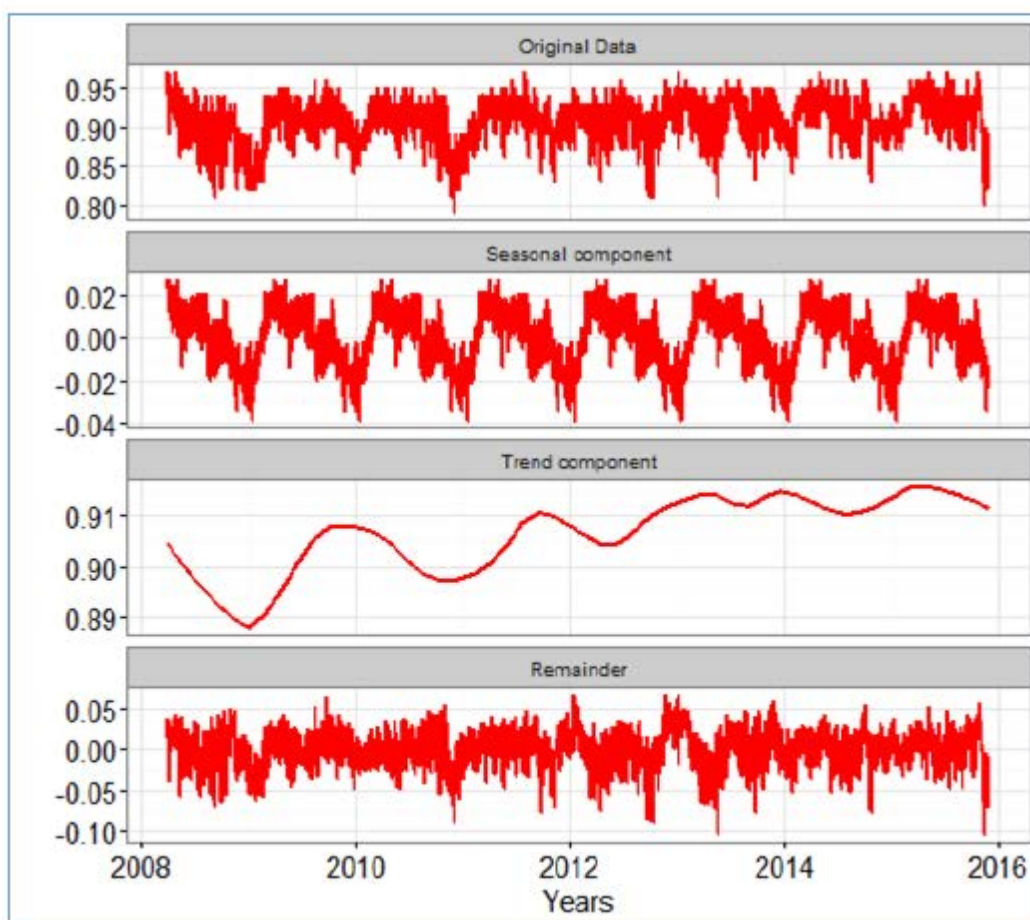
1. Average Load Factor (%)

Average Daily Load Factor from 2008-2015(Till Nov.)	91
Average Monthly Load Factor from 2008-2015(Till Nov.)	84
Average Annual Load Factor from 2008-2015(Till Nov.)	79

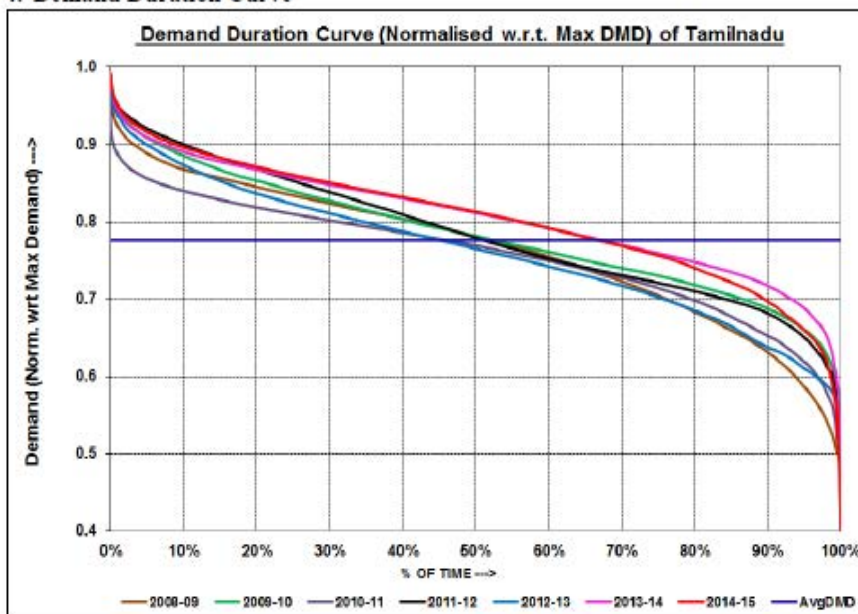
2. Change in Yearly Load Factor (%) from 2008-2015

2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16 (Till Nov.)	Inc(↑)/ Dec(↓)	Acc(↑)/ Dec(↓)
76	78	80	79	77	81	80	82	↑	↑

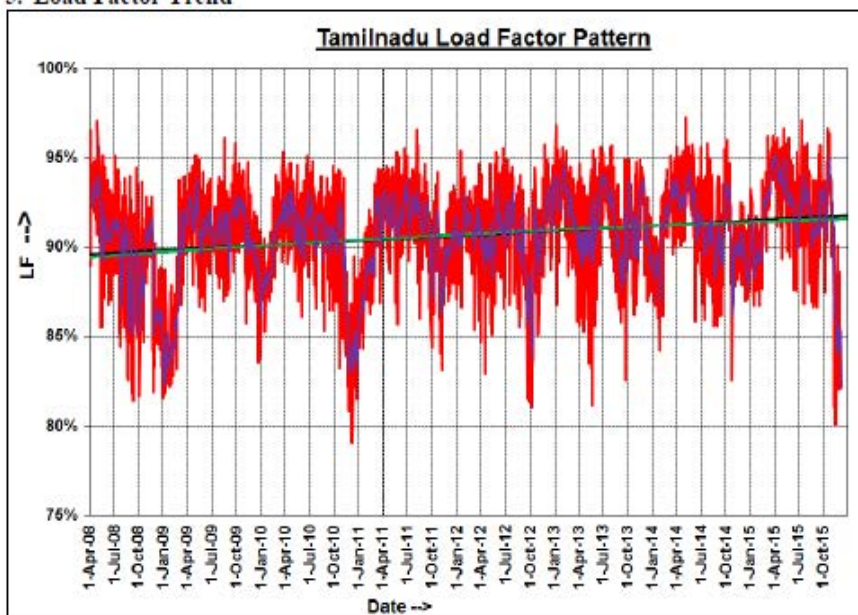
3. Seasonal Decomposition of Load Factor Trend



4. Demand Duration Curve



5. Load Factor Trend



6. Highest/Lowest Load Factor Occurrence

Month/ Period of highest Load Factor	December-Jan
Month / Period of lowest Load Factor	September-Oct

source : POSOCO Electricity Load Factor in Indian Power System

Figure 4.6.6-10 Load Factor of Tamil Nadu

2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16 (Till Nov.)	Inc(↑)/ Dec(↓)	Acc(↑)/ Dec(↓)
81	78	77	84	83	79	81	83	↑	↓

source: POSOCO, Electricity Load Factor in Indiana Power System

Figure 4.6.6-11 Load Factor of southern region

4.6.7 発電

(1) 発電能力

CEAによると、2016年3月のTamil Naduの発電能力は25,394 MWとなっている。このうち、25,394 MW、44.40%は石炭火力で、8.59%が水力、4.04%がガス火力、1.62%がディーゼル、3.88%が原子力、37.46%が再生可能エネルギーとなっている。

2016年3月時点で、TRANGEDCOは7,599 MWの発電能力を有しており、中央政府から割り当ては5,142 MW、民間事業者は12,653 MWとなっている。

2016年7月地点では、総発電能力は26,259 MWに増加したが、再生可能エネルギーの増加266 MWによるものだけである。

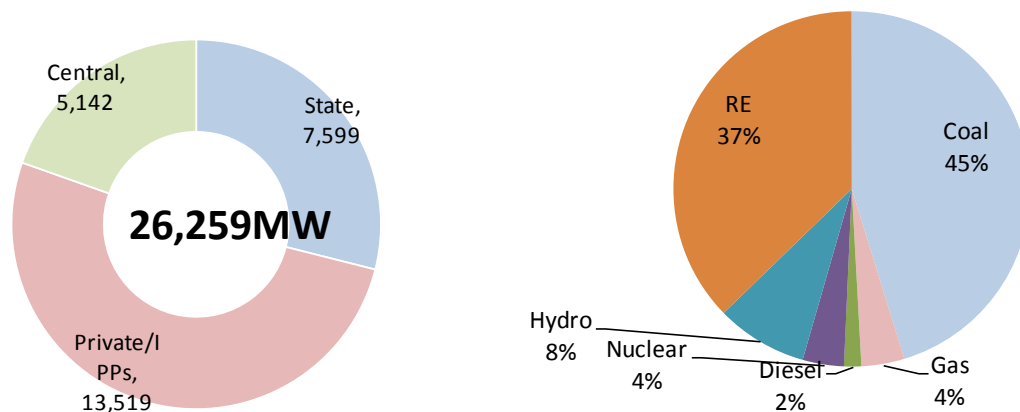
主なIPPは以下のとおり。

1. PPN Power Generating Company Private Limited

同州で最大のIPP事業者で、長期契約をベースに10年以上、TANGEDCOに電気を供給している。330.5 MWのガス・ナフサの複合発電をPillaiperumalnallur, Manickapangu, Tharangambadi Taluk, Nagapattinamにおいて、2001年4月から運転している。

2. Periyar Energy Limited

Energogroupの自家発（Group Captive Model）として設立され、2x300 MWの火力発電プロジェクトをThoothukudiで展開している。自家発需要に供給するが余剰電力を州内グリッドに供給している。

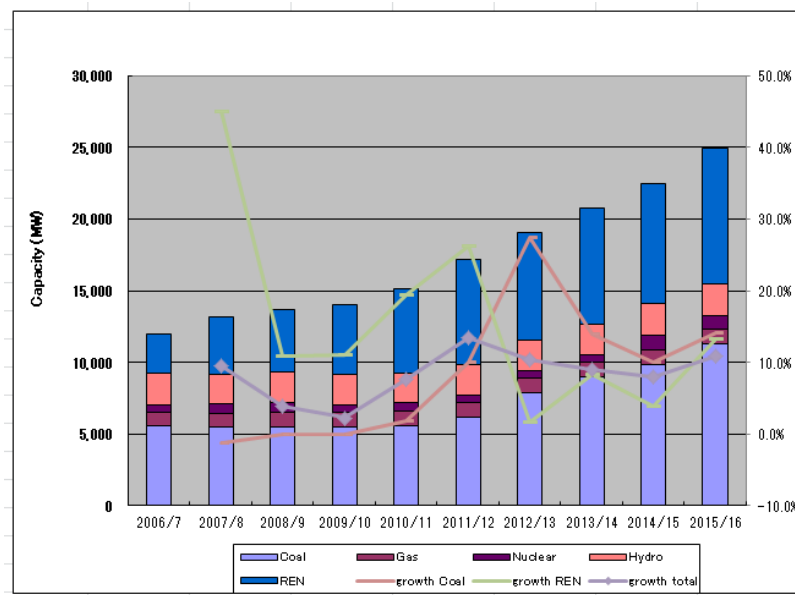


source: CEA Monthly Report

Figure 4.6.7-1 Installed Capacity by Owners and Fuel

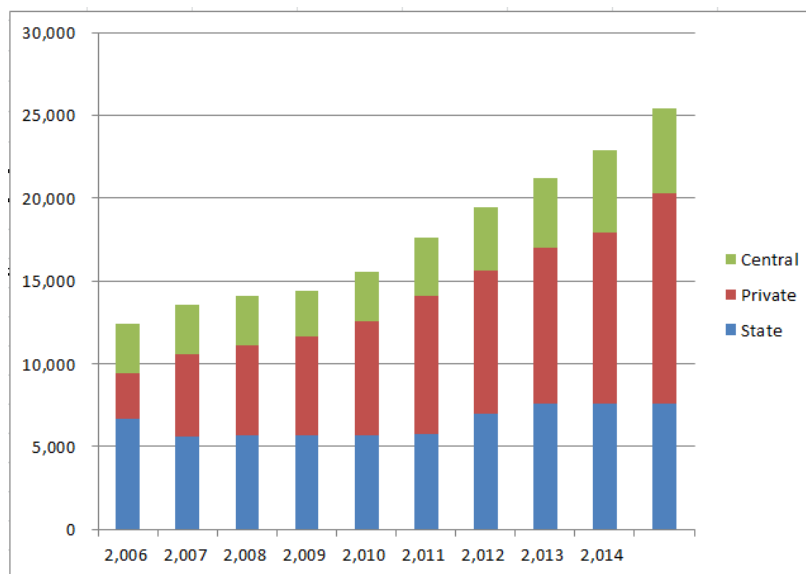
Tamil Naduの発電能力の推移は以下のとおり。特徴として、約半分を石炭火力が占めており、年率12%で増加している。水力は全体の10%を占めるものの、近年の増加はみられない。再生可能エネルギーは37%と大きな比率を占め、年率8-10%で増加している。

民間事業者が大半の成長を支えており、石炭火力(2,350 MW)、ガス火力(503 MW)のほか、多くを再生可能エネルギー(9,389 MW)の導入からなっている。



source : JICA team, from CEA monthly report

Figure 4.6.7-2 Installed Capacity History by Fuel



source : JICA team, from CEA monthly report

Figure 4.6.7-3 Installed Capacity History by Ownership

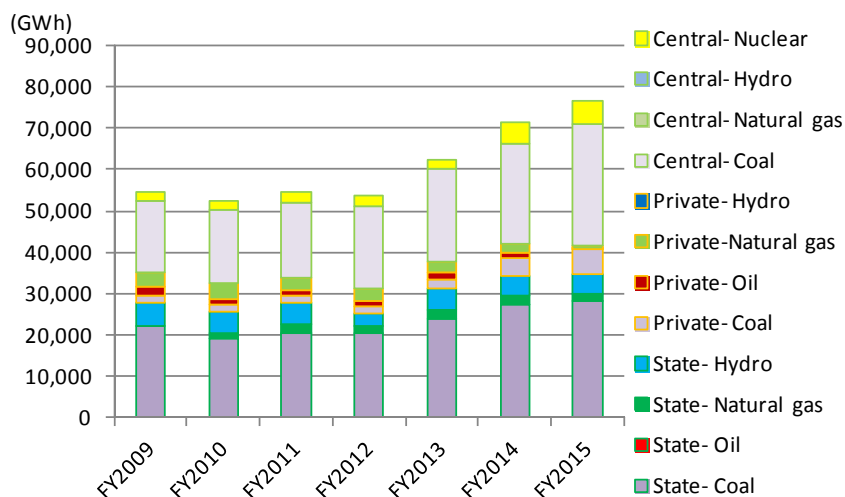
州所有の発電所は以下のとおり。

संलग्नक / ANNEXURE - VI (CONTD)							
वर्ष 2015-16 के दौरान दक्षिण क्षेत्र की उत्पादन Generation for the year 2015-16 in the Southern Region							
Sl. No.	Name of the Power Station	Installed Capacity at the beginning of the Year	Effective Capacity	Additions during the Year	Total at the end of the Year	Generation during the Year	Auxiliary consumption during the year
		MW	MW	MW	MW	MU	MU
1	2	3	4	5	6=4+5	7	8
तमिल नाडु / Tamil Nadu :							
I. जल / Hydro :							
1	Pykara	3x8.65+1x11+2x14 = 58.95	58.95		58.95	56.62	0.47
2	Pykara Micro Hydel	1 X 2 = 2	2.00		2.00	5.51	0.07
3	PUSHEP	3 X 50 = 150	150.00		150.00	280.86	1.62
4	Moyar	3X12 = 36	36.00		36.00	116.16	0.52
5	Maravakandi Micro Hydel	1X0.75 = 0.75	0.75		0.75	0.98	0.01
6	Parsonsvally	1X30 = 30	30.00		30.00	25.62	0.12
7	Kundah - 1	3X20 = 60	60.00		60.00	230.41	0.76
8	Kundah - 2	5X35 = 175	175.00		175.00	620.54	0.87
9	Kundah - 3	3X60 = 180	180.00		180.00	366.14	1.96
10	Kundah - 4	2X50 = 100	100.00		100.00	117.59	0.27
11	Kundah - 5	2X20 = 40	40.00		40.00	37.81	0.20
12	Mettur Dam	4X12.5 = 50	50.00		50.00	92.39	0.25
13	Mettur Tunnel	4X50 = 200	200.00		200.00	246.39	0.53
14	LMHEP-Barrage-1	2X15 = 30	30.00		30.00	41.15	0.71
15	LMHEP-Barrage-2	2X15 = 30	30.00		30.00	63.05	0.83
16	LMHEP-Barrage-3	2X15 = 30	30.00		30.00	64.31	0.92
17	LMHEP-Barrage-4	2X15 = 30	30.00		30.00	55.14	1.28
18	Bhavani Kattalai PH - 1	2X15 = 30	30.00		30.00	166.97	2.54
19	Bhavani Kattalai PH - 2	2X15 = 30	30.00		30.00		
20	Bhavani Kattalai PH - 3	2X15 = 30	30.00		30.00		
21	Bhavani Barrage 1 HEP Unit - 1&2	2 X 5 = 10		10.00	10.00	0.00	0.00
22	Bhavani Barrage 2 HEP Unit - 1&2	2 X 5 = 10	10.00		10.00	0.00	0.00
23	Bhavanisagar RBC	2X4 = 8	8.00		8.00	7.20	0.03
24	Bhavani Sagar Micro Hydel	4X2 = 8	8.00		8.00	30.12	0.11
25	Poonachi Micro	1X2 = 2	2.00		2.00	3.22	0.02
26	Sathanur Micro	1X7.5 = 7.5	7.50		7.50	10.75	0.04
27	Mukurthy Micro	2X0.35 = 0.7	0.70		0.70	0.44	0.15
28	Thirumoorthy Micro	3X0.65 = 1.95	1.95		1.95	1.19	0.02
29	Lower Aliyar	2X1.25 = 2.5	2.50		2.50	8.06	0.05
30	Amaravathy	2x2 = 4	4.00		4.00	4.93	0.08
31	Perunchani	2X0.65 = 1.30	1.30		1.30	1.26	0.00
32	Periyar	4 x 42 = 168	161.00	7.00	168.00	504.78	1.70
33	Vaigai Micro Hydel	2X3 = 6	6.00		6.00	18.05	0.12
34	Periyar Vaigai Micro - 1	2 x 2 = 4	4.00		4.00	19.10	0.34
35	Periyar Vaigai Micro - 2	2 x 1.25 = 2.5	2.50		2.50		
36	Periyar Vaigai Micro - 3	2 x 2 = 4	4.00		4.00		
37	Periyar Vaigai Micro - 4	2 x 1.25 = 2.5		2.50	2.50		
38	Suruliyar	1X35 = 35	35.00		35.00	92.50	0.47
39	Papanasam	4X8 = 32	32.00		32.00	116.56	0.81
40	Servalar	1X20 = 20	20.00		20.00	39.01	0.09
41	Sarkarpathy	1X30 = 30	30.00		30.00	79.27	0.16
42	Aliyar	1X60 = 60	60.00		60.00	152.96	0.55
43	Kadamparai	4X100 = 400	400.00		400.00	413.41	2.35
44	Sholayar-1	2X35 = 70	70.00		70.00	207.06	0.43
45	Sholayar-2	1X25 = 25	25.00		25.00	56.75	0.19
46	Kodayar-1	1X60 = 60	60.00		60.00	192.74	0.47
47	Kodayar-2	1X40 = 40	40.00		40.00	85.83	0.29
कुल / Total Hydro				19.50	2307.65	4632.82	22.41

II. तापीय / Thermal :							
1	Ennore TPS (including U-5)	(2X60) + (3X110) = 450	450.00		450.00	442.26	94.90
2	North Chennai TPS	3 X 210 = 630	630.00		630.00	4448.87	402.47
3	Tuticorin TPS	5 X 210 = 1050	1050.00		1050.00	7082.47	581.10
4	Mettur TPS	4 X 210 = 840	840.00		840.00	5977.37	506.04
5	NCTPS, Stage-II, U - 1&2, Chennai	2 x 600 = 1200	1200.00		1200.00	6498.46	466.50
6	MTPS, Stg-III, Mettur	1 x 600 = 600	600.00		600.00	3925.86	251.70
कुल / Total Thermal				0.00	4770.00	28375.29	2302.71
III. गैस / Gas :							
1	Basin Bridge	4X30 = 120	120.00		120.00	10.16	0.64
2	Kovil Kalappal	(1X70) + (1X37.88) = 107.88	107.88		107.88	399.10	35.42
3	Vazhuthur Phase I	(1X60) + (1X35) = 95	95.00		95.00	721.19	45.47
4	Vazhuthur Phase II	(1X58.5) + (1X33.7) = 92.2	92.00		92.00	0.00	5.17
5	Kuttalam	(1X64) + (1X37) = 101	101.00		101.00	563.68	45.20
कुल / Total Gas					515.88	1694.12	131.89
IV. बिंद मिल / Wind Mill (State)		17.465	17.47		17.47	6.79	
V. सोलार / Solar (State)							
VI. निजी क्षेत्र / Private Sector :							
1	GMR	4 X 49 = 196	196.00		196.00		
2	Samalpatti (PPA expired on 29.02.2016)	15.094 X 7 = 105.66	105.66		105.66	36.90	
3	Madurai Power Corp.Ltd	15.143 X 7 = 106	106.00		106.00	39.90	
4	Pillai Perumal Nallur	330.5	330.50		330.50	152.25	
5	STCMS (TAQA)	250	250.00		250.00	1395.23	
6	Aban (Lanco Tanjore P.C.L)	74.4 + 38.81 = 113.2	113.21		113.21	620.21	
7	Penna (Pioneer)	38+14.8 = 52.8	52.80		52.80	177.84	
8	TCPL						
9	Hi-tec						
10	CPCL (Manali)	78.50	78.50		78.50	92.91	
11	Other CPPS						
12	CPP purchase thro traders					10078.40	
13	Co-Generation	659.40	659.40		659.40	456.85	
14	Bio-mass	211.00	211.00	19.00	230.00	19.71	
VII. बिंद मिल/ Wind Mill IPP		7438.86	7438.86	158.85	7597.71	8269.00	
Solar Private		141.9	141.90	1000.51	1142.41	507.19	
कुल / Total Private Sector					10862.19	21846.40	
कुल / Total (State)					18473.19	56555.42	
VIII. नैवेली लिग्नाइट कारपोरेशन / Neyveli Lignite Corporation :							
Neyveli TS I		6x50 + 3x100	600.00		600.00	3160.98	384.04
Total (State) + NLC TS I					19073.19	59716.404	

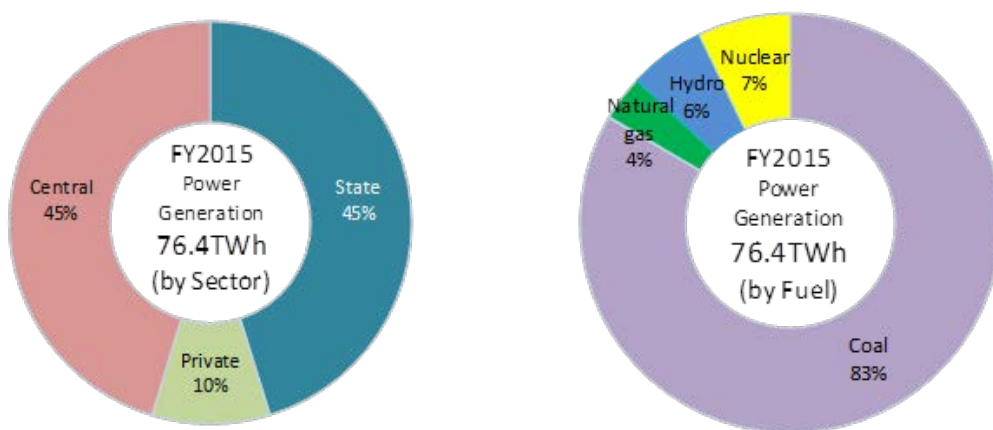
(2) 発電量

発電量については石炭火力が大部分を占め、水力発電はわずか 6%を占めるにすぎない。州の需要を賄うため、かなりの部分 (41,079 MU) を州外、南部グリッドから調達している。なお、南部地域自体も地域外から電力を調達している (2015-16 年は 38,000 MU)。



source : CEA Monthly Report

Figure 4.6.7-4 Power generation in Tamil Nadu



source: CEA Monthly Report

Figure 4.6.7-5 Generation by Owners and Fuel

Table 4.6.7-1 Bilateral Exchanges and Drawals from the (southern) grid, for the year 2015-16

States	Entitlement from Grid (MU)	Total Schedule from Grid (MU)	Net Schedule from Grid (MU)	Actual Drawal (MU)
Andhra Pradesh	9,883	9,306	8,601	8,634
Karnataka	16,554	15,667	13,135	13,528
Kerala	11,737	11,457	15,433	16,073
Tamil Nadu	27,787	27,245	41,224	41,079
Telangana	12,586	11,185	31,955	32,256
Puducherry	2,670	2,423	2,437	2,430

source; Southern regional Power Committee Annual Report, March, 2016 (Appendix 4-10)



source: Load Generation Balance Report, CEA (Appendix 4-1,2,3), OPERATIONAL PERFORMANCE REPORT THE MONTH OF MARCH 2016, POSOCO)

Figure 4.6.7-6 Regional Export/Import

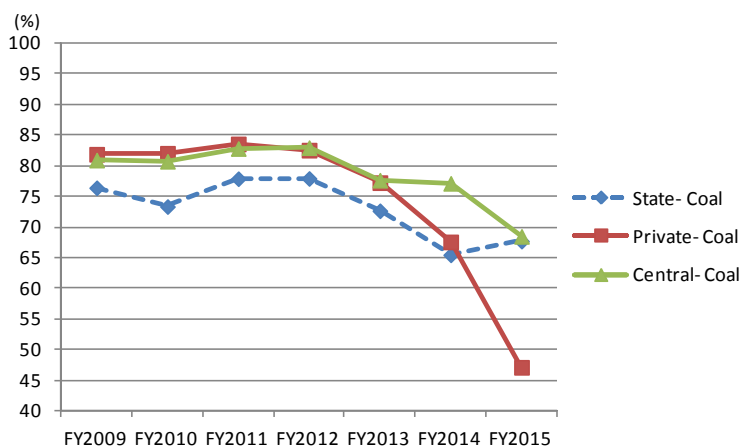
(3) 発電所の稼働率

火力発電所の稼働率は平均で70%以下となっている。民間事業者である TPS はさらに低い稼働率となっている。TANGEDCO の稼働率をみると、Ennore TPS(450MW) が 14.81%、Tuticorin TPS (1,050MW)が 76.79%、Mettur (stage-I, II, 840MW)が 81.01%、Mettur stage-III (600MW)が 74.49%、North Chennai (stage-I, 630MW)が 80.39%、同(stage-II, 1,200MW) が 61.65%、Neyveli TPS (600MW)が 59.98% となっている、民間事業者では、Coastal Energen, Mutiara B(600MWX2)が 31.45-44.68%、IL & FS, Cuddalore(600MW)が 57.55%となっている。

Table 4.6.7-2 Plant load factor of Tamil Nadu and southern states

Constituent System	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16
Andhra Pradesh			67.39	61.84
Telangana	84.16	78.00	80.31	73.17
Karnataka	61.71	69.43	73.02	73.15
Kerala	25.25	10.75	10.11	10.72
Tamil Nadu	77.94	66.87	67.07	69.32

source; Southern regional Power Committee Annual Report, March, 2016 (Appendix 4-10)



source : CEA Plant load factor of Coal-fired power

Figure 4.6.7-7 Plant load factor of Coal-fired power in Tamil Nadu

(4) 発電コスト

2014年12月、TNERCは2013-14年から2015-16年までのMYT (Multi Year Tariff) 料金、併せて2014-15年の改定料金を発表している。

それによると、州の発電コストは4.12 INR/U、中央政府発電所 (CGU) は3.34 INR/U、再生可能エネルギーは3.48 INR/U、IPPは7.16 INR/U、トータルでは3.82 INR/Uとなっている。

しかしながら、TNERCへのインタビューでは、2014-15年の購入コスト (power purchase cost) は5.77 INR/U、請求レート (billing price) は5.74 INR/Uで0.03 INR/Uの不足と述べている。¹⁰⁸

2014-15年のTANGEDCOのTNERC承認購入コストは以下のとおり。

Table 4.6.7-3 Cost of Generation Determined by TNERC for FY 2014-15 (summary)

	Fixed Cost	Variable Cost	Total Cost
State Thermal	1.01	3.42	4.43
State Gas	1.63	2.86	4.50
State Hydro	1.82	0.00	1.82
State Wind	2.75	0.00	2.75
Total State	1.15	2.96	4.12
Total Centrals	0.96	2.38	3.34
Non-Conventional Energy (NCE)			
Wind		3.41	3.41
Biomass		4.25	4.25
Cogen		3.59	3.59
Captive		3.75	3.75
Solar		5.37	5.37
Total NCE		3.48	3.48
Total IPPs	1.43	5.73	7.16
Case-I biddings	2.03	2.91	4.94
Total Purchase Cost	0.98	2.96	4.13
ALLOWED TOTAL COST (disallowance corrected from Merit Order Despatch)	1.04	2.58	3.82

source : JICA team, from Summary of ARR determination of TANGEDCO for 2014-15, TNERC, Dec., 2015
(Appendix 4-52)

¹⁰⁸ Interviews with TNERC, at July, 2016

Table 4.6.7-4 Cost of Generation Determined by TNERC for FY 2014-15

Plant	Units (MUs)	Fixed Expenses (Rs. Cr)	Fixed Expenses (Rs./kWh)	Variable Expenses (Rs. Cr)	Variable Expenses (Rs./kWh)	Total Cost (Rs. Cr)	Total Cost (Rs./kWh)
Ennore TPS	801	299.71	3.74	297.64	3.72	597.35	7.46
Tuticorin TPS	7183	528.31	0.74	2752.63	3.83	3280.94	4.57
Mettur TPS	6005	367.04	0.61	2199.00	3.66	2566.04	4.27
North Chennai TPS	4502	418.57	0.93	1301.97	2.89	1720.55	3.82
NCTPS Stage-II (Unit 1)	4059	607.02	1.50	1239.54	3.05	1846.56	4.55
NCTPS Stage-II (Unit 2)	3725	386.75	1.04	1031.54	2.77	1418.29	3.81
MTPS Stage-III	4059	461.99	1.14	1536.61	3.79	1998.60	4.92
Ennore Expansion	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Thermal	30,333	3069.40	1.01	10358.92	3.42	13428.32	4.43
Tirumakottai GTPS	706	92.65	1.31	174.21	2.47	266.86	3.78
Kuttalam GTPS	651	102.16	1.57	168.37	2.59	270.53	4.16
Basin Bridge GTPS	59	60.52	10.34	129.53	22.13	190.05	32.47
Valuthur GTPS	1243	178.27	1.43	289.25	2.33	467.52	3.76
Total Gas	2,658	433.59	1.63	761.36	2.86	1194.96	4.50
Erode HEP	1,365	376.14	2.77	0.04	0.00	376.18	2.77
Kadamparai HEP	0	87.14	0.00	0.00	0.00	87.14	0.00
Kundah HEP	2,257	232.66	1.04	0.23	0.00	232.89	1.04
Tirunelveli HEP	964	134.14	1.40	0.26	0.00	134.40	1.40
Total Hydro	4,586	830.08	1.82	0.53	0.00	830.61	1.82
Wind mills	12	3.30	2.75	0.00	0.00	3.30	2.75
Total Own Generation	37,589	4,336.38	1.15	11,120.81	2.96	15,457.19	4.12
Disallowance based on MoD	6,948.37			2,769.91			
Allowed total cost	30,640.63	4,336.38	1.42	8,350.90	2.73	12,687.28	4.14

Plant	Units (MUs)	Fixed Expenses (Rs. Cr)	Fixed Expenses (Rs./kWh)	Variable Expenses (Rs. Cr)	Variable Expenses (Rs./kWh)	Total Cost (Rs. Cr)	Total Cost (Rs./kWh)
Central Generation Stations							
NTPC SR (I&II)	3,983	225	0.57	836.95	2.10	1,062.39	2.67
NTPC SR III	996	94	0.94	263.60	2.65	357.10	3.59
NLC TS – I	3,469	274	0.79	714.53	2.06	988.18	2.85
NLC TS – II	3,235	185	0.57	689.69	2.13	874.91	2.70
NLC TS Expansion I	1,469	194	1.32	445.25	3.03	639.07	4.35
NTPC Talcher	3,323	284	0.85	523.74	1.58	807.64	2.43
NTPC Simhadri	1,532	269	1.76	362.83	2.37	632.18	4.13
MAPS	1,573	0	0.00	332.12	2.11	332.12	2.11
KAIGA	1,211	0	0.00	375.41	3.10	375.41	3.10
NTPC Vallur – Unit 1 & Unit 2	4,882	745	1.53	1,257.20	2.57	2,001.82	4.10
Kudankulam – Unit 1	2,188	0	0.00	777.44	3.55	777.44	3.55

New Plants	4,988	873	1.75	1,246.94	2.50	2,119.79	4.25
NTPC Kayankulm	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
NTPC ER	363	34	0.94	94.69	2.61	128.69	3.54
NTPC Dadri	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total CGS (1)	33,212	3,176	0.96	7,920	2.38	11,097	3.34
Non-Conventional Energy (NCE)							
Wind	5,228	0	0.00	1,783	3.41	1,782.90	3.41
Biomass	6	0	0.00	3	4.25	2.74	4.25
Cogeneration	817	0	0.00	293	3.59	293.13	3.59
Captive	427	0	0.00	160	3.75	159.96	3.75
Solar	97	0	0.00	52	5.37	52.09	5.37
Total NCE (2)	6,575	0	0.00	2,291	3.48	2,291	3.48
IPPs							
GMR Vasavi	0	0	0.00	0	0.00	0.00	0.00
Samalpatti	434	93	2.15	442	10.18	534.90	12.32
Madurai Power Corpn	424	111	2.61	465	10.96	575.99	13.57
Pillaiperumalnhalur	2,036	85	0.42	1,741	8.55	1,825.98	8.97
STCMS – Neyveli	1,660	360	2.17	384	2.32	744.45	4.48
LANCO Power (Aban co)	783	107	1.37	156	2.00	263.74	3.37
PIONEER Power co. (Penna)	356	56	1.57	73	2.04	128.70	3.61
Total IPPs (3)	5,693	812	1.43	3,261	5.73	4,074	7.16
Other sources							
Trading - Bilateral & Exchange	0	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00
UI	0	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00
STOA	0	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00
CPP Traders	0	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00
Case 1 – Bidding	0	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00
Jindal Power	1752	385.44	2.20	475.93	2.72	861.37	4.92
Adani Power	1752	296.09	1.69	578.16	3.30	874.25	4.99
Lanco Power (NETS)	876	214.62	2.45	213.23	2.43	427.85	4.88
NTPC NVVN	35	0.00	0.00	15.51	4.43	15.51	4.43
Total Other sources (4)	4,415	896	2.03	1,283	2.91	2,179	4.94
PGCIL Charges							
PGCIL - ER & SR						925.77	

PGCIL - Reactive Energy Charges						27.10	
Total PGCIL charges (5)						952.87	
Total Power Purchases (B)=(1)+(2)+(3)+(4)+(5)	49,895	4,885	0.98	14,755	2.96	20,593	4.13
Disallowance based on MoD	2894.32			2647.64			
Allowed total cost	47,001	4,885	1.04	12,107	2.58	17,946	3.82

source : Summary of ARR determination of TANGEDCO for 2014-15, TNERC, Dec., 2015 (Appendix 4-52)

過去、TANGEDCO は停電阻止のためとして Merit Order Dispatch や TNERC Orders に反して IPP から高い電気を購入していた。しかし、最近になって、2016年3月末に契約が切れる短期電力購入については、契約を延長しないことを決定したと伝えられている。この決定は、風力

発電を含め電力余剰が生まれることによつて、電力取引市場からの調達コストはピーク時間帯でも 4 ~ 4.50 INR/U の 範囲内にあり、IPP 短期電力購入を継続するよりも安価となっているとしたためである。

更に、州政府はかつて州内の民間事業者に対して、発電した電気については州政府に対してのみ販売するものと規定していたが、州の余剰電力が生まれることを踏まえ、州外に販売できるよう規制を緩和した。¹⁰⁹

(5) 電源開発計画

現在進められている発電所の開発計画は以下のとおり。

- a. 1 x 660 MW Ennore Expansion Power Project,
- b. 2 x 660 MW Ennore SEZ Power Project and
- c. 1 x 800 MW NCTPS Stage-III Power Project

また、次に示す新たな計画も立ち上げようとしている。

- d. 2 x 800 MW Uppur Thermal Power Project and
- e. 5 x 800 MW Kadaladi Thermal Power Project in Ramanathapuram District,
- f. 2 x 660 MW Udangudi Thermal Power Project in 32 Tuticorin District,
- g. 1 x 660 MW Ennore Replacement Thermal Power Project,
- h. 4 x 125 MW Kundah Pumped Storage Hydro Power Project and
- i. 4 x 500 MW Sillahalla Hydroelectric Project.

上記だけでも、進行中のものは 2,780MW で、計画中のものは 10,080 MW となっている。TANGEDCO は今後 5 年間で、13,000 MW を開発する予定と表明している。

2016 年 7 月現在、プロジェクトの現状は以下のとおり。

¹⁰⁹ Hindu Chennai, 24, June, 2016,
<http://www.thehindu.com/news/cities/chennai/Private-players-get-nod-to-sell-power-outside-Tamil-Nadu/article14398796.e>

Table 4.6.7-5 Project Status of Tamil Nadu

Name	Capacity	Estimate cost (in Rs.)	Funding Agency	Programme of commissioning
Thermal Power Projects				
NCTPS-Stage-II Unit-1	1x600MW	2475 Crores(EPC Cost)	Financial tie up is made with REC by M/s. BHEL	Commercial Operation Declaration on 20.3.2014
NCTPS-Stage-II Unit-2	1x600MW	2211.105 Crores (EPC Cost)	M/s.REC	Commercial Operation Declaration on 08.05.2014
MTPS Stage-III	1x600MW	3114.71 Crores (EPC Cost)	M/s.PFC	Commercial Operation Declaration on 12.10.2013
ENNORE SEZ	2x660MW	7688 Crores	M/s PFC	The project is expected to be commissioned in March 2018.
ETPS Expansion project	1x660MW	3921.55 Crores	M/s PFC	project is expected to be missioned in January 2018.
NCTPS Stage-III	1X800MW	6376 Crores	M/sBHEL	project is expected to be missioned in July 2019.
UPPUR	2X800MW	12,778 Crores	M/sBHEL (For BTG)	project is expected to be missioned in Sptember 2019.
Hydro Power Projects				
Periyar Vaigai 3 SHEP	2X2 MW	75 Crores	M/s.PFC	Unit I & II synchronised on 11-09-2013 & 09-10-2013 respectively
Periyar Vaigai 4 SHEP	2x1.25MW	57.07 Crores	M/s.PFC	October 2014
Bhavani Barrage 1 HEP	2x5 MW	185.81 Crores	TANGEDCO	September 2014
Bhavani Barrage 2 HEP	2x5 MW	187.61 Crores	TANGEDCO	Unit I & II synchronised on 26.10.2012 & 29-10-2012 respectively.
Joint Venture Projects				
NTPC TNEB Energy Co. Ltd.(NTPC-TNEB joint venture)	3x500 MW	10080.50 Crores	M/s.REC	29/11/2012- unit-1 25/08/2013- unit-2 26/02/2015-unit-3
NLC Tamil Nadu Power Ltd(NLC- TNEB joint venture)	2x500MW	6602.74 Crores	Bank of Baroda consortium	18/06/2015-Unit -1 29/08/2015-Unit-2
New Projects- Thermal				
New Projects- Hydro				

source; Gov. TN, interim budget speech, Feb, 2016

TANGEDCO のウェブサイトでは、以下のプロジェクト進捗状況が掲載されている。

1) 火力発電所の新規プロジェクト

Table 4.6.7-6 New Thermal Project

1x800MW North Chennai Thermal Power Project - Stage III	
Location	NCTPS Complex
Capacity	1X800 MW
Total cost of the Project	Rs.4800 Crores
Schedule of commissioning	December 2017
Present stage of the project	<ul style="list-style-type: none"> ☑ The barren land of 1 90 Acres available within t he existing NCTPS Complex has been proposed for this Project and hence there is no new land acquisition and no R&R issues. ☑ GOTN has issued orders to execute the Project under State sector vide Letter No.104, dt.26.10.2010 ☑ Expert committee, MOeF finalized TOR for the project on 10.04.2012. ☑ Various studies for obtaining EC are underway. Environmental Clearance

source: TANGEDCO

2) 水力発電の新規プロジェクト

I.KOLLIMALAI HYDRO ELECTRIC PROJECT (1X20MW)

Type : Hydel
 Capacity : 1x20 MW
 Location : Pulianchulai Village, Namakkal District.
 Project cost : Rs.338.79Crores

Present status

The Board of TANGEDCO has accorded Revised Administrative Approval in its 43rd meeting held on 07.01.2014 to take up the Kollimalai Hydro Electric Project (1x20MW) at a Revised Cost of Rs.338.79 crores.

The Board of TANGEDCO has also accorded approval for revised draft tender Specification and calling of Open Tender (two part system) on EPC Contract.

Based on the above, Notice Inviting Tender (NIT) has been published on 19.01.2014 with due date of tenders on 07.03.2014.

The Techno Commercial Bid (Envelop-A) was opened on 7.3.2014. Analysis of Techno Commercial Bid is under process for opening of priceBid.

source: TANGEDCO

3) 原子力発電の新規プロジェクト

Kudankulam 原発 2 号機 (出力:1,000MW) は今年 12 月に商業運転を開始する予定。同 3・4 号機については、2022-2023 年までの運転開始を見込んでいる。¹¹⁰

(6) 再生可能エネルギー

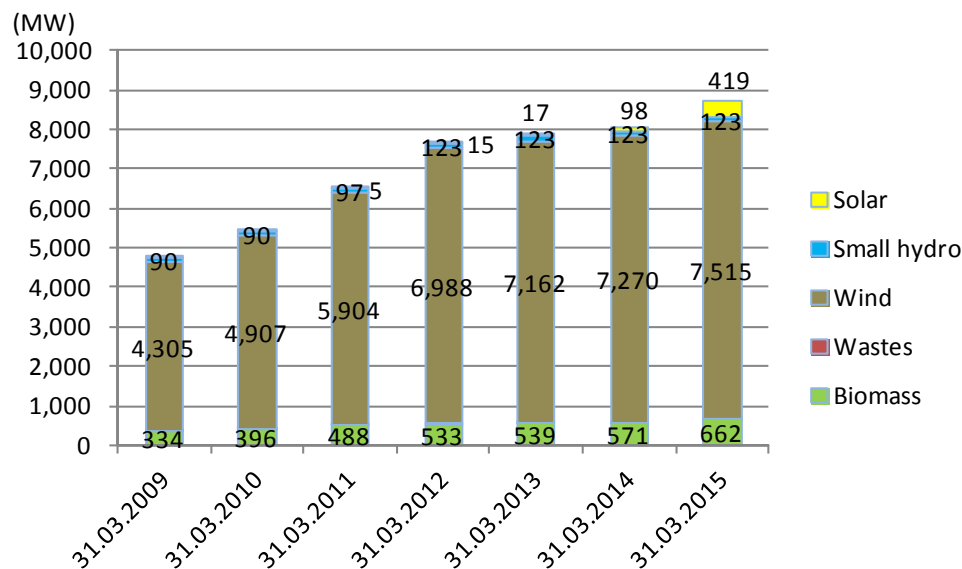
1) 発電能力

インド全土の再生可能エネルギーの設備出力は 32,730MW で、Tamil Nadu だけで 8,326.86MW あり、全体の 25.44% を占めている。同州では風力発電が主力で、インド全体の

¹¹⁰ The Economics Time of India 2016.9.5

34.31% を占めている。¹¹¹

過去 2 年間、インドでは太陽光発電が飛躍的に増加しており、2016 年 3 月現在で、発電能力は 6,7762 MW に達している。Tamil Nadu は Solar Policy 2012 を発表し、5 年間で太陽光発電を 3,000 MW にすることとしている。¹¹² しかしながら、太陽光発電の導入は進んでおらず、2015 年 3 月時点でわずか 420MW にとどまっている。



source: CEA Monthly Report

Figure 4.6.7-8 Generation Capacity of Renewables

¹¹¹ This statement derived from TEDA website. From the CEA data March, 2016 it is TN Renewable 9,512 MW, 22.2 % of total Renewables installed 42,849 MW.

¹¹² Gov. TN, interim budget speech, Feb, 2016.



source: MNRE Annual Report 2015-16

Figure 4.6.7-9 Tentative State-Wise RE targets by 2022

2) 再生可能エネルギー調達義務制度 (RPO)

Tamil Nadu 州がこれまでに発表している再生電源に関する方針・規制は以下のとおり。

- “TNERC (Renewable Energy Purchase Obligation) Regulations, 2010, Dec., 2010”
- “Tamil Nadu Solar Policy 2012”
- “TNERC, Suo-Motu Determination of Tariff for Generation and Distribution, Dec., 2014”
- “Order on Pooled Cost of Power Purchase payable by TANGEDCO for the year 2015-16, March, 2016”
- “TNERC, Renewable Energy Purchase Obligation Regulations, 2010 (amendment), March, 2016”

- “TNERC, Comprehensive Tariff Order on Solar Power, March, 2016”
- “TNERC, Comprehensive Tariff Order on Wind Energy, March, 2016”

TNERC は都度 RPO を改定しており、2016 年 3 月に改訂した内容は以下のとおり。

Table 4.6.7-7 RPO (as of 2015)

Year	Captive	Open Access	Solar	Non Solar
2015	Y	Y	2%	9%
Policy Summary	2015-16 9.00%(Non Solar), 2.00%(Solar)			

source: Indian Renewable & Energy Efficiency Database¹¹³

Table 4.6.7-8 RPO (2015-2018)

Year	Solar	Total RE
2015/16	0.5%	9.5%
2016/17	2.5%	11.5%
2017/18	5.0%	14.0%

source: Renewable Energy Purchase Obligation Regulations, 2010 (amendment), 7th March, 2016

3) 購入価格

TNERC は TNERC (Renewable Energy Purchase Obligation) Regulations, 2010 において、発電事業者の再生可能エネルギーの販売価格について、以下のように規定している。

- (i) 同州の配電会社に対しては、Pooled Cost of Power Purchase を超えない価格
- (ii) 他の配電事業者またはオープンアクセス需要家に対しては、合意した価格、または市場が決定した価格

‘Pooled cost of power purchase’ とは配電事業者が購入、プールした価格をウェイト付けしたもの (weighted average pooled price) で、規制委員会が決めた優遇価格の最大 75% まで適用される。

TNERC は 2014 年 12 月、再生可能エネルギー発電事業者は 2015 年 4 月以降、発電した電気を 3.35 INR/U または TNERC 規定価格の 75% で販売できるとしている (2015-16 年の Pooled Cost of Power Purchase は 3.35 INR/U と発表されている)。

TNERC は都度、価格改定しており、現在の価格は以下のとおり。

Table 4.6.7-9 Feed-in Tariff (2013-2015)

Year	Technology	Tariff Without Accelerated Depreciation	Tariff With Accelerated Depreciation
2013	Solar Thermal	15.51	12.16
2013	Wind	3.51	
2015	Solar PV	7.01	6.28
2015	Solar Thermal	11.03	9.88

source: Indian Renewable & Energy Efficiency Database

¹¹³ <http://ireeed.gov.in/>

Table 4.6.7-10 Feed-in Tariff (2016)

Year	Technology	Tariff Without Accelerated Depreciation	Tariff With Accelerated Depreciation
2016	Wind	4.16	3.70
2016	Solar PV	5.10	4.56
2016	Solar Thermal	11.12	9.95

source: Comprehensive Tariff Order on Wind Energy, March, 2016, “TNERC, Comprehensive Tariff Order on Solar Power, March, 2016

(7) 変動電源対策

太陽光や風力など二酸化炭素を排出しない再生可能エネルギーについては、広範な導入支援が受けられる。再生可能エネルギーの普及は発電コストによるところが大きく、近年ではテクノロジーの進展で kW 当たりの価格は低下してきている。グリッド連系の太陽光や風力の利用は、出力が変動することからバックアップ電源が必要である。政策面において、グリッドシステムへの優先順位を持たせたり、補助金付与などについて再生可能エネルギーの普及促進の検討が望まれる。

独立型システムで太陽光と風力を利用するためには、相応するバッテリーまたは他の貯蔵能力が必要となる。大規模な水力の利用は、将来、再生可能エネルギーの導入拡大だけでなく、ベースロード電源供給にも寄与するものと考えられる。

1) 揚水発電のスタンス

Tamil Nadu は揚水発電について、オフピークの電力をバランスさせるとともに、ピーク需要を乗り切るものとして、今後、積極的に導入していく方針である。TNEB は今後 5 年間の新しい発電プロジェクトを提案している。TNEB は利用可能な既存水力資源は全面的に開発しつつしており、今後揚水に注力していく。現在計画中の揚水発電は以下のとおり。

Table 4.6.7-11 Pump Storage Projects

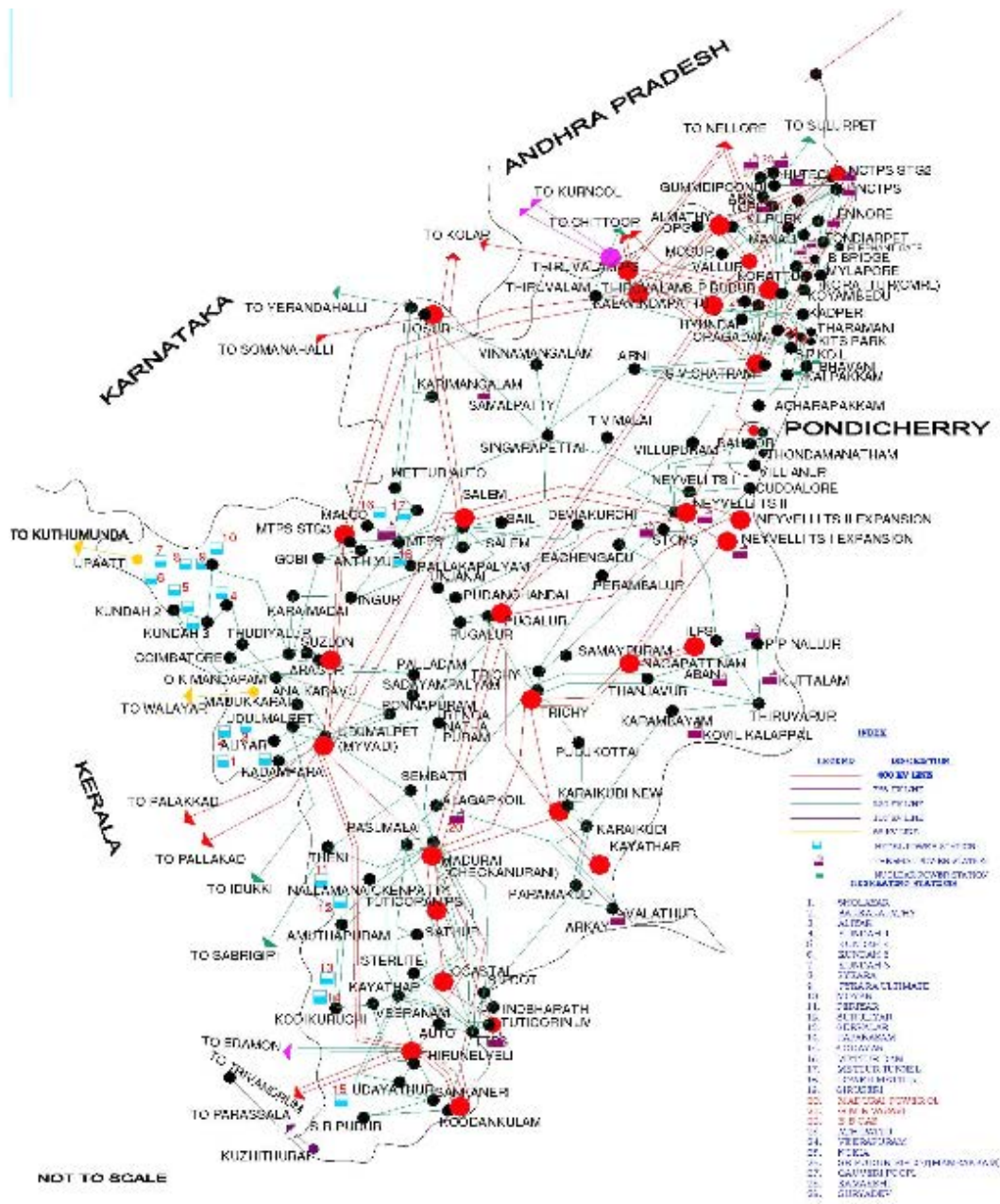
Priority	Location	Capacity	Stage
1st	Kundah	500 MW	DPR Completed ICB Preparation for phase 1
2nd	Sillahalla	2,000 MW	DPR (phase 1) ongoing (almost completed)

(8) 用地取得優遇措置

州政府方針 (2015-16 年 Revenue department policy note) によると、中央政府土地取得法 (Right to Fair Compensation and Transparency in Land Acquisition, Rehabilitation and Resettlement Act, 2013 (No.30/2013) (RFCTLARR Act)) に基づき、州政府においても同様の法案である新土地収用、転居と紛争解決に関する補償と透明性に関する法律を制定している (the Right to Fair Compensation and Transparency in Land Acquisition, Rehabilitation and Resettlement (Tamil Nadu Amendment) Act, 2014 (Act No.1 of 2015))。以前の制度よりも手厚い補償を提供することとしている。

(9) その他の環境や社会的な規制など

揚水を含む水力発電の開発に影響を与えるような、州独自の環境規制、社会問題に関する規制はない。



source : Southern Regional Power Committee

Figure 4.6.7-10 Power Map of Tamil Nadu

4.6.8 送電

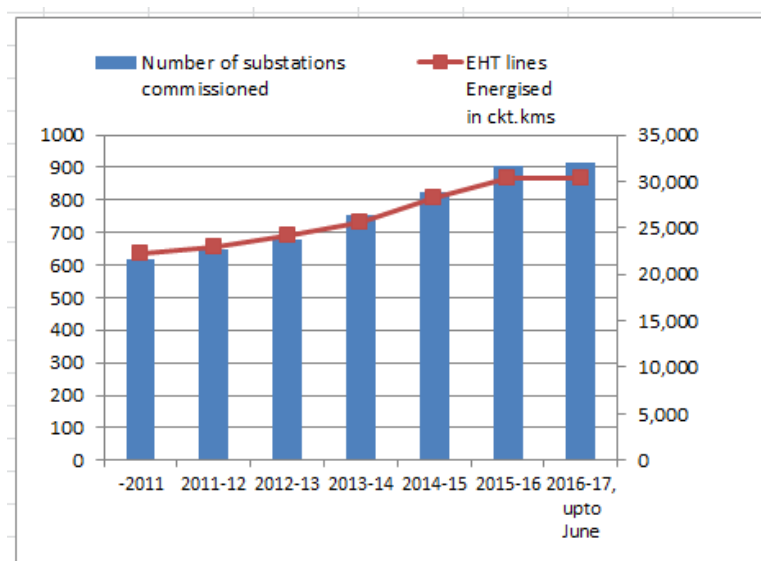
(1) 送電ネットワーク

TANTRANSKO は以下のようなインフラで構成されている。

- ・ EHT (超高压 : extra high tension) 長 : 30,387 ckt.kms.

- ・ 変電所： 915 カ所
Chennai および近郊では 95 カ所整備され、 Chennai Distribution とコントロールセンター (DCC)に統合されている
- ・ Chennai に State Load Dispatch Centre 、その下に3つの LDCs が Chennai, Madurai、 Erode に設置されている。

2016 年、州政府は 4,010 Crores を投じて、 252 の新しい変電所を整備、High Tension (高圧) ラインの長さは 7,452 circuit km になる見通し。



source: JICA team, from Policy Note of Energy Department - 2016-2017

Figure 4.6.8-1 Augmentation of Transmission System

Table 4.6.8-1 Substations 66kV & above and EHT lines in the existing network as on 30.06.2016

Sl.No	Rating	No.of substations	EHT lines
1	400 kV	6 Nos.	
2	230 kV	90 Nos.	
3	110 kV	813 Nos.	
4	66 kV	6 Nos.	
	Total	915 Nos.	
5	EHT lines		30,387.916 ckt.kms

source: Policy Note of Energy Department - 2016-2017

KfW は Green Energy Corridor Project に 1,593 Crores、 JICA は ‘Tamil Nadu Transmission System Improvement Project’ に 5,014 Crores を供与している。州は過去 5 年間で、送電ネットワークの強化に 9,639.36 Crores を投資している。¹¹⁴

¹¹⁴ source: State Finances A Study of Budget of 2015-16, RBI; Interim Budget 2016-2017

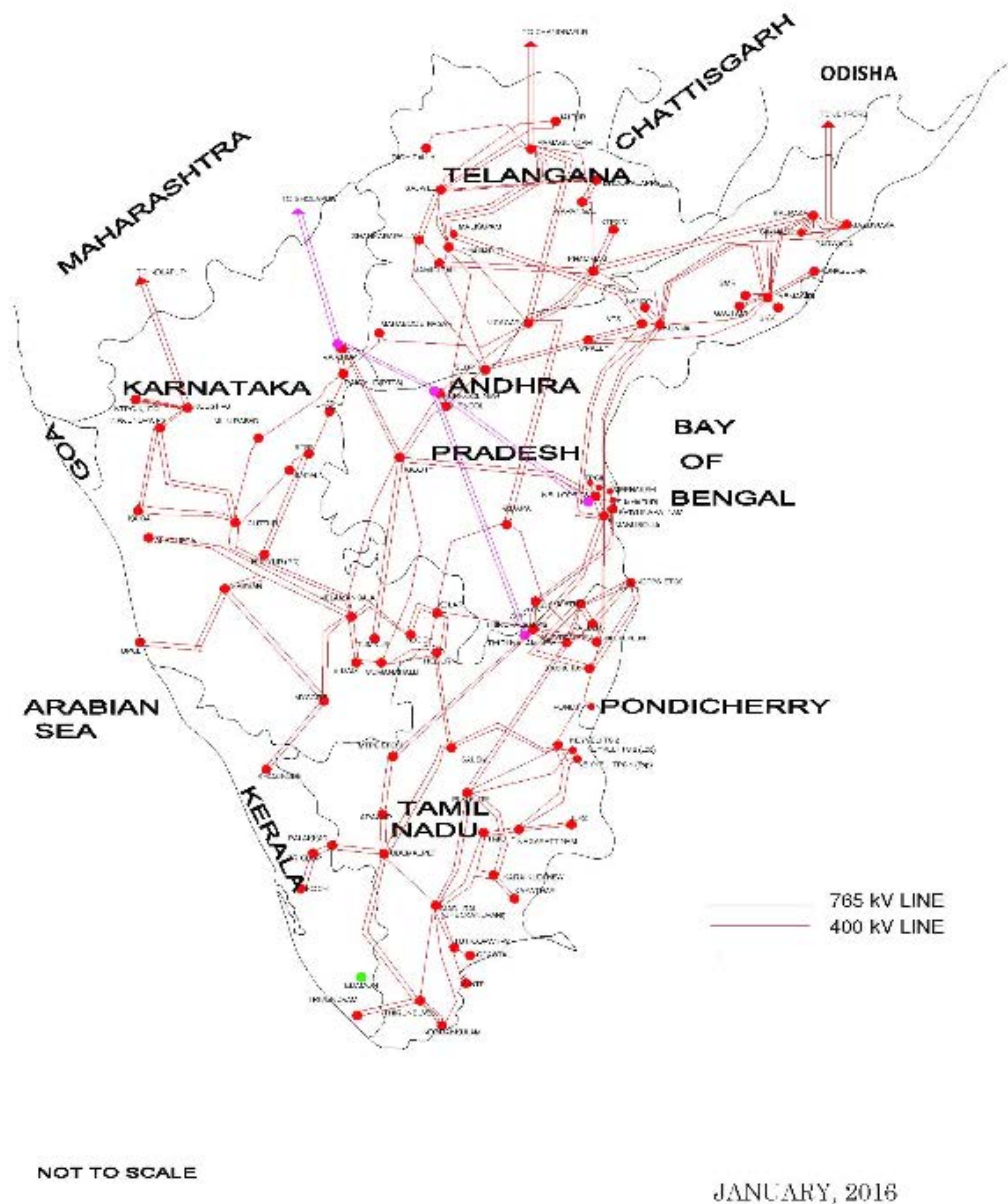
送電ネットワークの拡張は、地域間における潮流を容易するとともに、電圧を 230 kV から 400 kV へと上げることを目的にしている。なお、余剰電力を他地域へ送るためには、電圧を 765 KV にまで上げる必要がある。TNEB ではこれまで 400 KV の変電所を整備してきたが、765 KV の送電ネットワーク整備も調査中である、

中央政府は送電ネットワークに対し全発電事業者の送電、全需要者の自家需要電力の引き出しを利用できる公平なオープンアクセス方針を打ち出している。Tamil Nadu 州は州内電力を確保するために、IPPs、CPPs、民間事業者の電力を第三者に対して短期市場を通して販売することを州内 HT 高圧需要家に対して認めてきた。

Table 4.6.8-2 400 kV Transmisson Lines

Sl. No.	Name of Transmission Line	Total Length (CKm)	Pogramme for commissioning	Present status
I	400 KV Transmission Line			
1	Erection of 400 KV line on DC tower with twin moose conductor from the proposed Thappakundu SS to Anaikadavu 400 KV SS.	358	2016-17	Works completed.
2	Erection of 400 KV line on DC tower with twin moose conductor from the proposed Rasipalayam SS to Anaikadavu 400 KV SS.	78	2016-17	Works completed.
3	Erection of 400 KV SC line on DC towers with Quad Moose from Tirunelveli SS(Abishekapatty) to the proposed Kanarpatty 400 KV SS	16	2016-17	Works are under progress.
4	Erection of 400 KV DC line on DC towers with twinmoose conductor from sanctioned Kanarpatti 400 KV SS to proposed Kayathar 400 KV SS.	24	2016-17	Works are under progress.
5	Erection of 400 KV DC Line on DC tower with quad Moose conductor from Rasipalayam 400 KV SS to Dharmapuri(Palavady) 400 KV SS	390	2016-17	Works are under progress.
6	Erection of second 400 kV DC line with Quad Moose conductor from Rasipalayam 400 kV SS to Dharmapuri (Palavadi) 400 kV SS	390	2017-18	Works are under progress.
7	Kalivanthapattu 400 KV SS to Sholinganallur(Ottiyampakkam) 400 KV SS	52	2016-17	Works are under progress.
8	400 kV DC line to link Thervaikandigai with Korattur and Manali, NCTPS - Manali and Alamathy - Korattur - (OH portion)	177	2016-17	Works are under progress.
9	LILO of both the circuits of MTPS Stage -III - Arasur line at Karamadai 400 kV SS (4 circuits on MC towers)	160	2016-17	Works are under progress.
10	Erection of 400 KV DC Line on DC tower with Quad Moose conductor from Karaikudi 400 KV (PGCIL) SS to proposed Kamudhi 400 KV SS	220	2016-17	Works are under progress.
11	LILO of one of 400 kV DC Alamathy - Sunguvarchatram line upto Vellavedu towards Guindy 400 kV SS	16		Tender is under process
12	400 kV SC line on DC towers from Sholinganallur 400 kV SS upro Perumbakkam junction towards Guindy 400 kV SS	40		Tender is under process
13	LILO of one circuit of Thappagundu - Anikadavu line at Udumalpet 400 kV PGCIL SS.	30		Tender is under process

source : TANTRANSCO



source : Southern Regional Power Committee

Figure 4.6.8-2 765kV / 400kV Power Map of Southern Region

(2) 送電ロス

Tamil Nadu 州は インド全体の数値 (25%)と比べると、送配電ロスが低い州の一つとなっている。AT&C ロスは、過去 20 年以上にわたって、18 -20 %の範囲内にある。

Table 4.6.8-3 T&D Loss in Tamil Nadu

Year	Overall T&D Losses (%)	Overall AT&C Losses (%)
2000-2001	16.50	NA
2001-2002	16.25	19.26
2002-2003	18.00	20.50
2003-2004	17.16	20.71
2004-2005	18.00	19.34
2005-2006	18.00	20.37
2006-2007	18.00	19.65
2007-2008	18.00	18.92
2008-2009	18.00	18.95
2009-2010	18.00	18.87
2010-2011	17.60	19.90
2011-2012	19.40	18.62
2012-2013	18.74	19.00

source; Southern regional Power Committee Annual Report, March, 2016 (Appendix 4-10)

2014-15 年、Tamil Nadu 州の T&D ロスは 22.02%と南部地域の中では高い値を記録した。しかし、インド全体の平均値(25%)と比べると依然低くなっている。

Table 4.6.8-4 T&D Loss in southern states

	2014-15	2015-16
Andhra Pradesh	12.82	10.85
Karnataka	14.93	14.6
Kerala	14.17	14.35
Tamil Nadu	22.02	-
Telangana	12.92	12.69
Puducherry	12.09	11.05

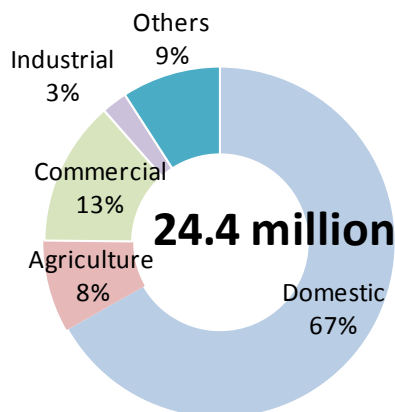
source; Southern regional Power Committee Annual Report, March, 2016 (Appendix 4-10)

4.6.9 配電

電力を効率的利用するためには、効率的なネットワークが要求される。TANGEDCO は過去から効率的なネットワーク形成に努め、現在に至っている。

1957 年から現在までの拡張経緯は以下のとおり。

- 顧客数： 4.3 lakhs ⇒ 約 264.67 lakhs
- 変圧器数： 3,773 ⇒ 246,748
- LT（低圧）ライン長： 13,055 km ⇒ 5.98 lakh km
- ピーク需要： 172 MW ⇒ 13,775 MW
- 一人あたり電力消費量： 21 units ⇒ 1,228 units



source : Energy Department Policy Note 2013-14

Figure 4.6.9-1 Total Number of Customers

(1) 地方電化

1) Village Electrification (Nos.)

Total inhabited villages	15049
Balance Un-electrified Villages as on 31.05.2016	0

2) Household Electrification (Nos. in Lalhs)

Total Rural Households	95.63
Balance Un-electrified as on 21.05.2016	0.16

source : Power of Ministry

(2) 配電ネットワークの拡張

2015年には、75.51 Crores を投資し 1,633 か所、33 kV の変電所供用を開始し、LT ライン 11,121 km と HT ライン 3,548 km を整備した。TANGEDCO は 2015-16 年に、新たに 82.3 万 の需要家へ配電接続を開始した。2016-17 年は 6 月までに、3.19 Crores を投じて 33kV の変電所を 1 か所建設し、LT ライン 1,865 km と 678 km HT ラインを整備、新たに 19.3 万 の需要家へ配電接続を開始した。2016 年 6 月時点の需要家数は、2013-14 年の 24.4 百万から 27.219 百万へと増加している。

TANGEDCO が実施している配電インフラ強化策は以下のとおり。

- Re-conductoring :

TANGEDCO は 1,054.22 Crores を投じて、老朽化した既存の HT/LT ラインの取替工事を進めており、2018 年 3 月までに完成予定。

- 架空配電線を地中に埋設

TANGEDCO は 360 Crores の融資を受け、サイクロンの影響を受けやすい海岸地域で、架空の HT と LT ラインを地中に埋設。

- R-APDRP を通じた配電ネットワークを強化

Part-A (IT) は 110 カ所の街を対象、100 カ所で実施済み。データの取得 Data(SCADA)と Distribution Management System (DMS) Control Centres は 7 カ所の街で運転を開始。Part-B (新変電所、HVDS, RMUs, APFC パネル)は 3,445.10 Crores を投じて 100 カ所の街で導入し、AT&C ロスを 15% 低減させる。

- Integrated Power Development Scheme (IPDS)

IPDS は中央政府電力省の資金によって賄われる。目的は (i) 24 時間×週 7 日電力供給の実現 (24x7 Power supply for all)、(ii) AT&C ロスの低減、(iii) 地方電化である。中央政府から予算として 1,561.31 Crores が承認されている。

- Deendayal Upadhyaya Gram Jyoti Yojana (DDUGJY)

中央政府は地方電化を進めるため、地方電化プログラム (DDUGJY) を実施している。内容は(i) 変電所以下の配電ネットワークの強化 と(ii) 地方電化で、中央政府から予算として 924.12 Crores が承認されている。

(3) 電気料金

TNERC からは口頭で、2014-15 年の電力購入コスト (power purchase cost) は 5.77 INR/U、請求レート (billing price) は 5.74 INR/U で 0.03 INR/U の赤字との回答を得ている。¹¹⁵

2016 年のカテゴリー別の Tariff Order は下表のとおり。

本年、州首相は選挙期間中に、すべての需要家に 無償電力 100 kWh 支給を公約として掲げた。この 100 kWh (下表の Tariff I-A) は 2014-15 年の tariff order にはなかった。これにより州は TANGEDCO へ 1,637.05 Crores の追加補助金¹¹⁶を支給する必要があると見積もられている。

Tamil Nadu 州では、小規模家庭や農業需要家に大規模な補助金を支給していることに注意を払う必要がある。その結果、同州の配電会社では一貫して大きな収支ギャップが生じている。

¹¹⁵ Interviews with TNERC, at July, 2016

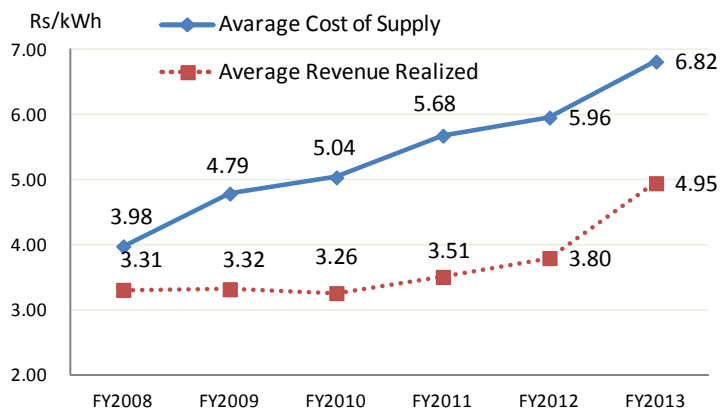
¹¹⁶ <http://www.tnerc.gov.in/orders/Tariff%20Order%202009/2016/SUBSIDY%20ORDER%202016-17.pdf>

Table 4.6.9-1 Determined Tariff by TNERC for 2016 until issue of the next order

Tariff category	Consumers	TARIFF FIXED BY TNERC		TARIFF PAID BY THE CONSUMER		
		Demand Charge (INR/kVA/month)	Energy Charge (INR/U)	Demand Charge (INR/kVA/month)	Energy Charge (INR/U)	Subsidy
High Tension Supply Consumers						
Tariff IA	Industries, Registered factories, Textiles, Tea estates, IT services etc.,	350	6.35	350	6.35	
Tariff IB	Railway Traction	300	6.35	300	6.35	
Tariff IIA	Govt. and Govt. aided Educational Institutions and hostels, Government Hospitals, Public Lighting and Water supply, Actual places of public worship etc.,	350	6.35	350	6.35	
Tariff IIB	Private Educational Institutions & Hostels	350	6.35	350	6.35	
Tariff III	All other categories of consumers not covered under HT-I-A, I-B, II-A, II-B, IV and V	350	8.00	350	8.00	
Tariff IV	Lift Irrigation societies for Agriculture registered under Co-op Societies or under any other Act. (Fully subsidised by the Govt.)	Nil	6.35	Nil	Nil	fully subsidized by state
Tariff V	HT Temporary Supply for construction and other temporary purposes and start up power provided to generators.	350	11.00	350	11.00	

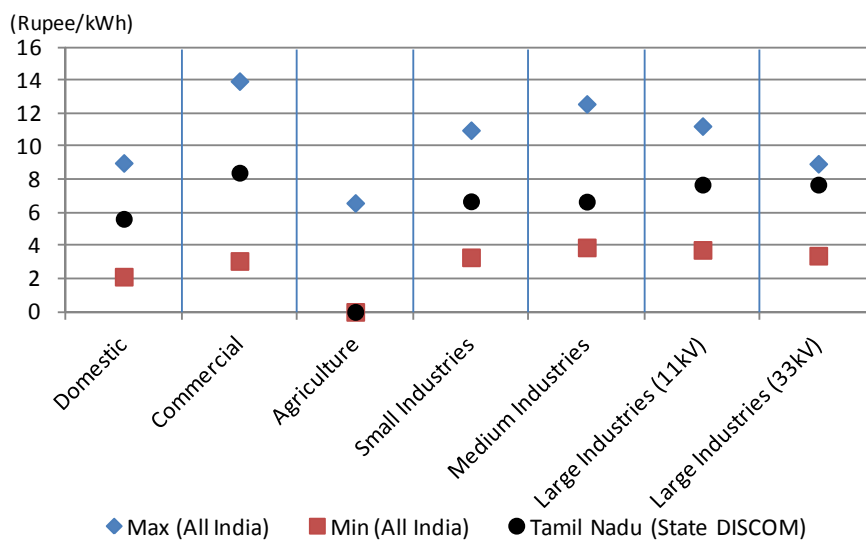
Tariff category	Consumers	TARIFF FIXED BY TNERC		TARIFF PAID BY THE CONSUMER			
		Fixed Charge (INR/month)	Energy Charge (INR/U)	Fixed Charge (INR/month)	Energy Charge (INR/U)	Subsidy	
Low Tension Supply Consumers							
Tariff I-A	Domestic/Residential purposes (100 units free scheme)	Consumption upto 100 units bi-monthly	30	3.00	0	0.00	fully subsidized by state*)
	Domestic, Handloom, Old age homes, Consulting rooms, Nutritious Meals Centres etc.		30-50	3.25-6.60	20-50	0.00-6.60	some subsidized by state
Tariff I-B	This tariff is applicable to livings in Village (Fully subsidised by the Govt.)	w/o meter	290	Nil	Nil	Nil	fully subsidized by state
		w/t meter	Nil	4.95	Nil	Nil	
Tariff I-C	L.T. Bulk supply to residential Colonies of Railway, Defence, Police quarters etc.		120	4.60	120	4.60	
Tariff II-A	Public lighting by Govt./Local bodies, Public water supply, Sewerage etc.,		120	6.35	120	6.35	
Tariff II-B(1)	Govt and Govt. aided Educational Institutions, Govt. Hospitals and Research labs, etc		120	5.75	120	5.75	
Tariff II-B(2)	Private Educational Institutions & Hostels		120	7.50	120	7.50	
Tariff II-C	Actual Places of Public worship (Bi-monthly)	0-120	120	5.75	120	2.85	some subsidized by state
		60-120	120	5.75	120	5.75	
Tariff III-A(1)	Cottage and Tiny Industries, Agricultural and allied activities, Sericulture, Floriculture, Horticulture and Fish/Prawn culture etc. (upto 10HP)(Bi-monthly)	0-500	40	4.00	40	4.00	
		251-501	40	4.60	40	4.60	
Tariff III-A(2)	The tariff is applicable to Power looms	0-500	120	5.20	0	0.00	fully subsidized by state
		501-750	120	5.75	0	0.00	
		751-1000	120	5.75	79	2.30	
		1001-1500	120	5.75	70	3.45	
		1501-	120	5.75	79	4.60	
Tariff III-B	Industries (Not covered under LT-III-A(1) & III-A(2)), If the connected load of all industries in LT-III-A(1) & III-A(2) exceeds 10HP, welding sets and IT services etc.,			6.35	70	6.35	
Tariff IV	Agricultural, sericulture, floriculture, horticulture and fish/prawn culture etc., Till installation of meters (Fully subsidised by the Govt.)	w/o meter	2875	Nil	Nil	Nil	fully subsidized by state
		w/t meter	Nil	3.22	Nil	Nil	
Tariff V	Commercial	50-100	140	5.00	140	5.00	
		50->100	140	8.05	140	8.05	
Tariff VI	For temporary activities, construction of buildings and Lavish illumination, additional construction of beyond 2000 square feet in the premises of an existing consumer.		690	12.00	690	12.00	

source: JICA team, from TANGEDCO website



source: India Energy Forum, 5th September 2014

Figure 4.6.9-2 ACS Vs ARR Gap

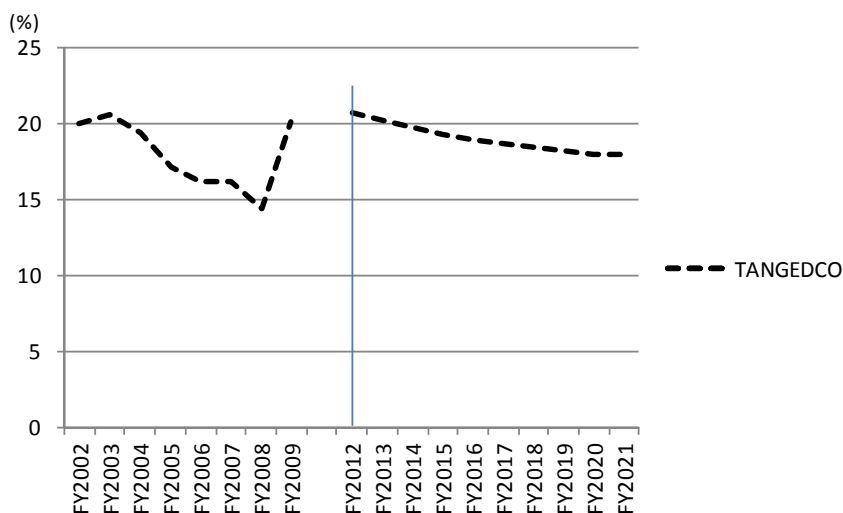


source : CEA Electricity Tariff & Duty and Average rates of electricity supply in India, March 2015

Figure 4.6.9-3 Power purchase rate & Average Billing Costas

(4) AT & C ロス

AT&C ロスは過去 20 年以上にわたって、18 -20 %の範囲にある。ロスを低減させるため、電力使用量検査を (例えば、2017-2020 年までに 10kW 以上の)全需要家に対して義務化すべきである。



source; Ministry of Power Integrated Power Development Scheme

Figure 4.6.9-4 AT&C Losses Target

(5) 配電会社の財務状況

1) 財務状況

TANGEDCO の累積債務は 80,000 Crores に及び、インド全土の中で負債の大きい配電会社トップ3の一つである。州では TANGEDCO の収入強化とコスト管理施策によって、2014-15 年の損失が 12,756.59 Crores から 2015-16 年には 8,542.12 Crores に低減したと強調している¹¹⁷。しかし一方で、これは石炭価格の下落によるものと批判されている。州が債務を引き継ぎ、事業者が行動を開始したのはつい最近になってからである。

TANGEDCO は料金を改定し、収支差をゼロにするよう努めている。収入面では、農業用需要量の検針化、AT&C ロス把握低減（これらは subsidy の正確な算定にも不可欠）、支出面では電力調達の最適化も財務ギャップを達成するために重要である。¹¹⁸

Average Cost of Supply (ACS) と Average Revenue Realised (ARR) の差はかなり大きくなっている。TANGEDCO の事業の健全性を維持するために、州政府はコストを回収できるまで料金を値上げすることや UDAY（注；2017/1/9 付で参画）などの財務改善プログラム（FRP）を実施すべきであるが、FRP 推進には州事業者の組織や人的能力の強化も必要となる。¹¹⁹

2) 配電会社への補助金

収入ロスが大きくなっていることから、料金値上げは必須である。値上げは実施されてきているものの、realized tariff と cost of supply との差異は拡大しており、TANGEDCO の損失

¹¹⁷ ENERGY DEPARTMENT POLICY NOTE 2016-2017

¹¹⁸ Power Sector Operations and Impact on State Finances; August 2014, Presented by AF-MERCADDOS ENERGY MARKETS INDIA PVT.LTD

¹¹⁹ India Energy Forum , 5th September 2014 ; Power sector: Status , challenges and way ahead presented by ICRA Management Consulting Services Ltd. (Appendix 4-49)

を生んでいる。

さらに、農業用の需要家や小規模家庭用の需要家に対する free power supply は、州の補助金増加が続くことを意味する。2016年以降、100 kWh 未満の需要家には、2 カ月毎に相当額の補助金が支給されることになっている、これは、選挙キャンペーン対策として批判されている。

2016年6月13日の書簡において、TANGEDCO は州政府が2016-17年予算で、7,370.33 Crores を同社に料金補助金として支払うとなっている。100 kWh 未満に対する新しい free tariff (Tariff I-A) は、追加で 1,637.05 Crores の補助金が必要と見込まれている¹²⁰。

3) UDAY スキームへの参画

Tamil Nadu では配電会社の累積債務が膨大になっているにもかかわらず、2016年10月現在、UDAY スキームに参画していない。以前、州首相は中央政府に対して、REC、PFC、Central PSUs が州の収益や設備投資、新規発電プロジェクトへ融資を行うよう求め、要請に対して前向きに対処する事を要求していた。さらに、州財政が UDAY によりいささかも悪影響を受けない事への確約も要求した。Modi 首相は、TANGEDCO の債務継承、UDAY 参画は州に悪影響を及ぼすものではないと述べている。

なお、Goyal 連邦電力相は Tamil Nadu 州が UDAY へ参画するにあたって中央政府が州になんら譲歩する考えはないと述べている。UDAY をめぐる中央政府と Tamil Nadu 州の主導権争いは、今後数カ月続く見通しとされた(2016年12月時点での情報)。¹²¹

(6) 電力市場取引

Tamil Nadu 州は、相当の電力を州外から調達している。南部 grid 内(Intra-region)から 4,072 MU、南部 grid 外(Inter-region)から 9,731 MU 調達している。一方、TANGEDCO は短期取引市場 (IEX, PIX) からはわずかに 307 MU の購入で、主な取引 (4,072 MU, 9,731 MU) は 相対での州外からの短期 Open Access での調達 (Bilateral Short Term Open Access) である。IEX でみても Open Access 需要家は 805 にのぼり、インドの州の中で最大となっている。

上記から、同州は IEX が低コストであっても、現状では相対取引によって必要量のほとんどを調達していることがわかる。これは TANGEDCO が州間送電容量能力不足によって IEX や PIX から必要量を確保できないという事も示唆している。事実南部地域(S1 と S2)の IEX 価格は、2016年6月に 2 INR/U まで低下したが、他の4地域と比べると依然価格差が生じている。

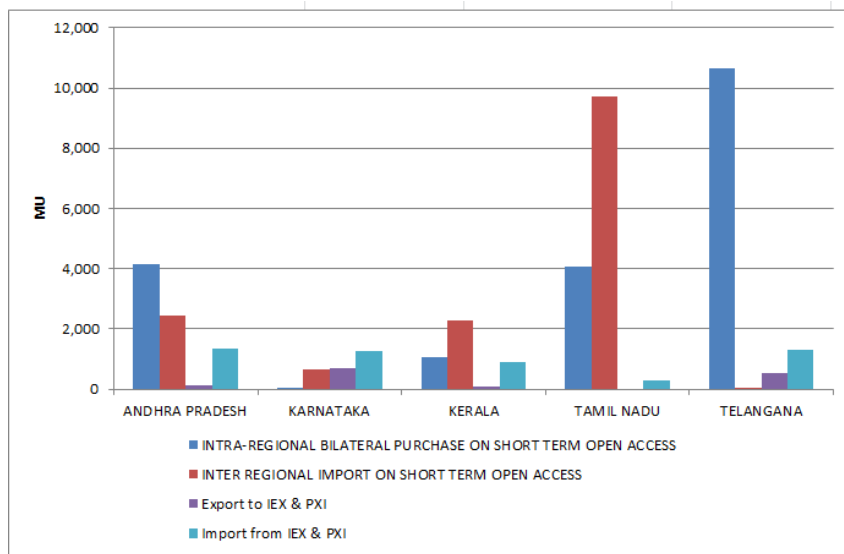
TANGEDCO の調達コストをみると、2016年は 3.82 INR/U である。TANGEDCO は Merit Order ではなく、自家発など価格の高い短期 Open Access power を購入してきたと批判されたが、州電力が余剰となったことから、州政府は民間事業者に州外へ売電することを認め、短期の電力購

¹²⁰ <http://www.tnerc.gov.in/orders/Tariff%20Order%202009/2016/SUBSIDY%20ORDER%202016-17.pdf>

¹²¹ 2017/1/9, MOP は Tamil Nadu 政府と UDAY MOU を締結と発表。同州は 21 番目の参加州となる。州首相死去交代による状態変化の一つとみられることも可能と考えられる。

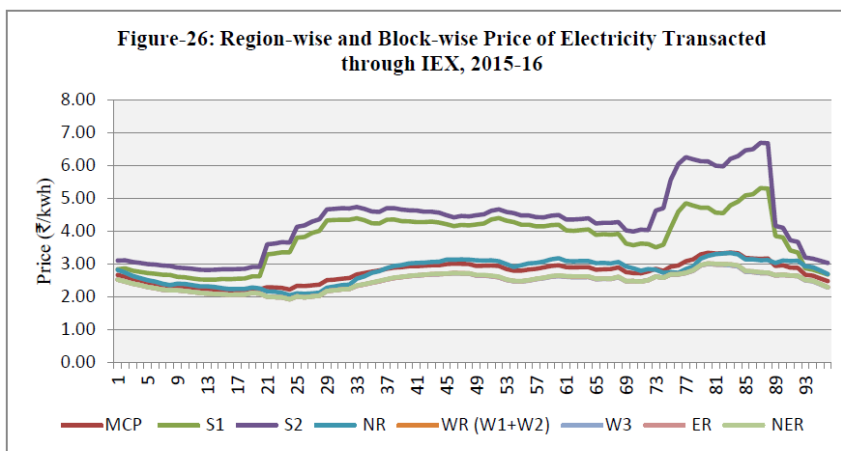
Press Information Bureau, GOI, MOP, <http://pib.nic.in/newsite/PrintRelease.aspx?relid=156231>

入を打ち切ったと伝えられている¹²²。このため、取引価格は今後変化していくことが予想される。



source: JICA team, from Southern regional Power Committee Annual Report, March, 2016 (Appendix 4-10)

Figure 4.6.9-5 Details of Intra / Inter Regional Scheduled Bilateral Exchanges during 2015-16

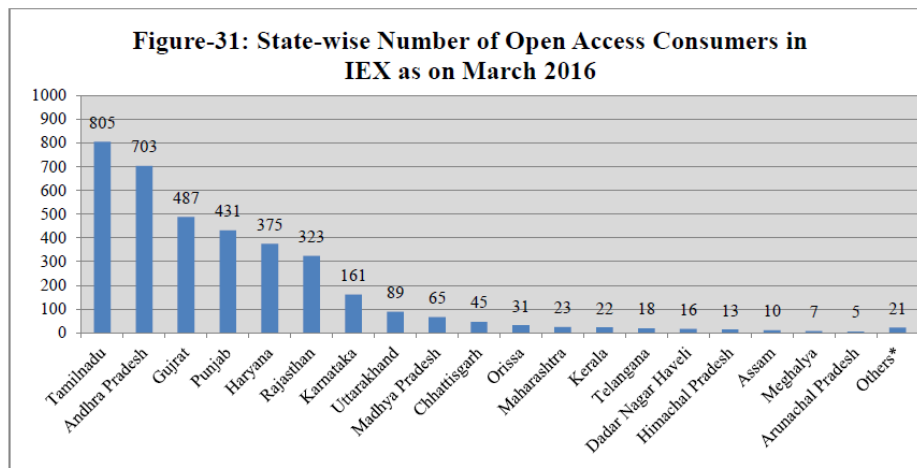


(20160331 Report on Short-term Power Market in India 2015-2016, CERC, March, 2016) (Appendix 2-83)

Please note that before Jan. 2016 S1, S2 price were even higher by 2 INR/U than the other grid markets)

Figure 4.6.9-6 Region-wise and Block-wise Price of Electricity Transacted through IEX, 2015-16

¹²² Hindu Chennai, 24, June, 2016



(20160331 Report on Short-term Power Market in India 2015-2016, CERC, March, 2016) (Appendix 2-83)

Figure 4.6.9-7 State-wise Number of Open Access Consumers in IEX as on March 2016

4.7 WEST BENGAL 州 (WB)



Map source : Indian Renewable Energy & Energy Efficiency Database

4.7.1 政治状況

West Bengal 州議会選挙は 2016 年に行われた。Mamata Banerjee の率いる Trinamool Congress 党が過半数を獲得して勝利した。2011 年の選挙で 34 年間続いた左翼政権を倒した Mamanta の政党は 2016 年の選挙でも前回の成功を踏襲しより良い結果を納めた。Incian National Congress (INC) と共闘して 184 議席を獲得した 2011 年の選挙とは異なり、単独で左翼～INC 連合に立ち向かい、294 議席のうち 211 議席を獲得した。INC は第二位ではあるものの大きく引き離された 44 議席、左翼は 33 議席に留まった。選挙結果を Table 4.7.1-1 に示す。

Table 4.7.1-1 Result of Assembly Election in 2016

Party	Seats won	Vote %
All India Trinamool Congress	211	n/a
Indian National Congress	44	n/a
Communist Party of India (Marxist)	26	n/a
Others	12	n/a
Total	293	100%

source: Election Commission of India¹²³

¹²³ <http://eci.nic.in/eci/eci.html>, etc

4.7.2 経済状況

(1) 一般

West Bengal 州に賦存する天然資源、政策インセンティブおよびインフラが鉄鋼、バイオテクノロジー、石炭、皮革、ジュート製品、茶、IT、宝石等の同州の主要産業への投資を支えている。同州は産業を立ち上げるために 3000 エーカーの土地を保有している。茶やジュートの栽培に適した気候のおかげで関連産業の中心地となっている。同州においては小企業・マイクロビジネスの発展が目覚ましく、350 万社の中小マイクロ企業（非登録会社も含む）に 860 万人が働いている。天然資源、政策インセンティブおよびインフラが鉄鋼、バイオテクノロジー、石炭、皮革、ジュート製品、茶、IT、宝石等の主要産業への投資を支えている。

同州は産業を立ち上げるために 3000 エーカーの土地を保有している。茶やジュートの栽培に適した気候のおかげで連産業の中心地となっている。同州においては小企業・マイクロビジネスの発展が目覚ましく、350 万社の中小マイクロ企業（非登録会社も含む）に 860 万人が働いている。

West Bengal 州の主要産業

- Tea
- Petroleum and petrochemicals
- Leather
- Iron and steel
- IT
- Mineral resources
- Automobile and auto components
- Biotechnology
- Fisheries
- Agriculture and horticulture
- Livestock and dairy products
- Chemicals
- Textiles
- Jute products
- Vegetable oils
- Electronics
- Engineering goods

1) 州内総生産 (GSDP)

West Bengal 州の 2014-15 年度の GSDP は実質価格で INR398,387 Crores であった。同州の GSDP は全インドの 6.6 % を占め、国内で第 5 位の経済規模を誇る。GSDP (要素価格) を Table 4.7.2-1 に示す。

Table 4.7.2-1 Gross State Domestic Product at Factor Cost (Constant Price)

(unit: Lakh INR)

State	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15
GSDP	30,883,705	32,341,698	34,777,383	37,179,504	39,838,651
Increase	---	4.7 %	7.5 %	6.9 %	7.2 %

source: Handbook of Statistics on Indian States, 2016, Reserve Bank of India¹²⁴

2) 産業構造（対 GSDP 比）

2015-16 年度はサービス・セクターが GSDP（名目値）の 63.84 % を占め、鉱工業（22.08 %）・農業（14.08 %）セクターがそれに続いた。サービス・セクターは前年度の 62.79 % からの微増、産業セクターは 22.20% からの微減であった。セクター別 GSDP の割合を Table 4.7.2-2 に示す。

Table 4.7.2-2 Sectoral Share of GSDP

(Percent)

Item	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16
Agriculture, Forestry & Fishery	16.79	16.16	15.60	15.01	14.08
(annual growth)	---	4.00	5.78	6.49	5.58
Industry	22.31	22.24	22.17	22.20	22.08
(annual growth)	---	7.72	9.17	10.85	11.99
Services	60.90	61.60	62.23	62.79	63.84
(annual growth)	---	9.31	9.54	10.69	12.59
Total annual growth	---	8.07	9.54	10.69	12.59

note: Provisional for 2013-14; Quick for 2014-15; Advance for 2015-16

source: Finance Department, WB

(2) 経済政策・開発政策

West Bengal 州の 2016-17 年度予算では Panchayat and Rural Development Department、Agriculture and Agricultural Marketing Department および Irrigation & Waterways Department にプライオリティがおかれている。州政府は農村開発予算を 4 倍、保健予算を 3 倍、少数民族開発予算を 5 倍、農業予算を 3 倍にするなど社会セクターへの予算を大幅に増加するとともに女性や子供の福祉関連予算を創設した。

加えて West Bengal 州は以下の中小企業、産業投資、情報通信技術、IT インセンティブ、バイオテクノロジーに関する政策を立案した。

¹²⁴ <https://rbi.org.in/scripts/OccasionalPublications.aspx?head=Handbook%20of%20Statistics%20on%20Indian%20States>

Micro, Small and Medium Enterprises Policy 2013

- To create a sustainable ecosystem in the MSME sector, which can maximise the utilisation of resources and widen the area of operation to make the state emerge as the MSME leader in the country in the next ten years.

Investment Industrial Policy West Bengal 2013

- To eliminate systemic bottlenecks in the process of Industrialisation in the state.
- To improve the ease of doing business.

West Bengal Policy on Information & Communication Technology 2012

- To become one of the leading states in India in the IT & ITeS and Electronic System Design and Manufacturing (ESDM) sectors and to enable West Bengal to transform into a knowledge-driven welfare society with extensive use of IT & ITeS in governance and in the daily lives of the people of the state

West Bengal ICT Incentive Scheme 2012

- To promote IT/ITeS projects of large, medium, small, and micro units to be set up in the state.

West Bengal Biotechnology Policy 2013

- To bring in related industries and services of this growth industry, geared to revenue streams and payback, and appropriate business model.
- To map, conserve and sustainably use bio-resources, particularly those which are unique to the state.

(3) 財政状況

West Bengal 州財政規律予算管理法 (FRBM) では 2014-15 年度までに債務額、歳入不足、財政赤字の段階的削減を規定した。2014-15 年度時点でこれらの数値は達成されていないが、目標値は法律の改正を必要とせずに数年間延長されることになる。従って財政管理目標は最新予算策定時に示されることになる。財政管理の推移を Table 4.7.2-3 に示す。

Table 4.7.2-3 Transition of Fiscal Management

(Percent)

Item	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	Target (16-17)
Revenue deficit / GSDP	-2.70	-2.14	-1.03	0.00	0.00
Fiscal deficit / GSDP	-3.62	-3.41	-2.68	-1.96	-3.00
Total debt stock / GSDP	35.99	34.66	32.46	33.72	36.24

note: Revised estimate for 2015-16; Budget estimate for 2016-17
source: Finance Department, WB¹²⁵

(4) 外国投資

1) 外国直接投資

West Bengal, Sikkim, Andaman & Nicobar Islands を管轄する Kolkata の RBI 地域事務所が受け取った外国直接投資額を Table 4.7.2-4 に示す。その額は着実に増加している。

¹²⁵ <http://www.wbfin.nic.in/Page/budget.aspx>

Table 4.7.2-4 Transition of FDI

Unit: Crore INR (US\$M)

Year	2013-14	2014-15	2015-16	Cumulative (2000-2016)	Percentage of total inflow
Amount	2,659 (436)	1,464 (239)	6,220 (955)	20,847 (3,936)	1 %

source: Fact Sheet on Foreign Direct Investment, Dept. of Industry Policy and Promotion¹²⁶

2) 州内の日系企業拠点

West Bengal 州の日系企業拠点数の推移を Table 4.7.2-5 に示す。

Table 4.7.2-5 Transition of Japanese Firm in the State

Year	2011	2012	2013	2014	2015
Number	67	75	96	168	189

source: Embassy of India in Japan¹²⁷**4.7.3 州政府予算および揚水実施機関の財務状況**(1) 州政府予算¹²⁸

West Bengal 州財務大臣は新しい税金を課すことなく、更にビジネス手続きの簡素化、給与受給者に対する優遇措置、教育分野における開発イニシアチブを盛り込んだうえで、財政赤字額を制限した 2016-17 年度の予算を提出した。

財務大臣は Panchayat and Rural Development Department、Agriculture and Agricultural Marketing Department および Irrigation & Waterways Department に対してかなりの額の予算配分を行った。併せて Minority Affairs & Madrasa Education, School Education, Health and Family Welfare, Women and Social Welfare の各省に大きな金額の予算配分が行われた。電力セクターに関しては、Table 4.7.3-1 に配分額を示す。

Table 4.7.3-1 State Plan Expenditure

(Crore INR)

Item	2014-15 (Actual)	2015-16 (Revised)	2016-17 (Budget)
Power & Non-Conventional Energy Sources	1,275.35	1,552.64	1,498.00

source: State Budget 2016-17

(2) 揚水実施機関の財務状況

West Bengal 州では West Bengal State Electricity Distribution Company Limited (WBSEDCL) が揚水発電所の建設から運転保守までを担当する。WBSEDCL は水力発電所による発電部門および配電部門を有しており、かろうじて費用を上回る収入を上げている。

¹²⁶ http://dipp.nic.in/English/Publications/FDI_Statistics/2016/FDI_FactSheet_JanuaryFebruaryMarch2016.pdf¹²⁷ http://www.in.emb-japan.go.jp/Japanese/2015j_co_list.pdf¹²⁸ <http://www.wbfin.nic.in/Page/budget.aspx>

一方で、借入金返済については、Interest coverage ratio は 1.2~1.3、Debt Service Coverage Ratio は 1.21~1.33 とその値は大きくはないものの、正常な値を維持している。

Table 4.7.3-2 に WBSEDCL の財務状況、Table 4.7.3-3 に WBSEDCL の財務指標を示す。

Table 4.7.3-2 Financial Situation of WBSEDCL

	2011-12		2012-13		2013-14		2014-15		2015-16	
Sale of Power (MU)	22,201		25,069	12.9%	25,396	1.3%				
Total Income (Crore)	14,173		17,500	23.5%	17,880	2.2%	19,583	9.5%	18,548	-5.3%
Total Expenditure	14,070		17,391	23.6%	17,850	2.6%	19,553	9.5%	17,140	-12.3%
Profit before Tax	103		108	4.9%	30	-72.2%	30	0.0%	30	0.0%
Profit after Tax	73		82	12.3%	19	-76.8%	20	5.3%	22	10.0%
Cost Structure (Crore)										
Power purchase	11,568	82.2%	14,495	83.3%	14,316	80.2%	15,529	79.4%	n/a	n/a
Generation cost	1	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	n/a	n/a
Employee cost	1,097	7.8%	1,247	7.2%	1,171	6.6%	1,139	5.8%	n/a	n/a
O&M cost	212	1.5%	239	1.4%	272	1.5%	290	1.5%	n/a	n/a
Interest cost	687	4.9%	813	4.7%	1,078	6.0%	1,362	7.0%	n/a	n/a
Depreciation	341	2.4%	396	2.3%	471	2.6%	619	3.2%	n/a	n/a
Admin & Gen Exp	128	0.9%	133	0.8%	542	3.0%	606	3.1%	n/a	n/a
Other Expenses	36	0.3%	68	0.4%	0	0.0%	8	0.0%	n/a	n/a
Total	14,070		17,391		17,850		19,553			

source: Report on "The Performance of State Power Utilities for the years 2011-12 to 2013-14", 2015 PFC; and WBSEDCL Annual Report 2011-2015 (Appendix 4-61)

Table 4.7.3-3 Financial Index of WBSEDCL

	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15
Debt Equity Ratio	2.10	6.23	7.06	7.53
Current Ratio	1.41	0.99	1.18	1.05
Quick Ratio	1.32	0.93	1.12	1.01
Assets Turn over ratio	121	153	116	117
Interest coverage Ratio	1.68	1.64	1.46	1.48
Debt Service Coverage Ratio	1.26	1.33	1.21	1.23
Return on capital employed	2.73	2.91	2.33	2.77
Return on net worth	1.36	1.47	0.33	0.28
Net worth (crores)	5317	2096	2131	2126

source: WBSEDCL Annual Report 2011-2015 (Appendix 4-61)

4.7.4 電力セクターの概況

West Bengal 州の電力供給は 2016-17 年にプラスのポジションに転じて¹²⁹、2019 年まで安定したプラス需給が見込まれている（一方、CEA 予測では 2016-17 年は供給不足）¹³⁰。州では、再生

¹²⁹ Power for All, 2016

¹³⁰ CEA projects WB at 8,439 MU requirement against a peak availability of 8,138 MU in 2016-17. This puts the state to a 13.7% and 3.6% deficits for energy and peak demand respectively. from Load Generation Balance Report 2016-17, CEA, May, 2016

可能エネルギーの導入目標が中央政府の目標に達していないことから、再設定する予定とされる。

州は送配電ネットワークを安定化させるため、既存の揚水発電を最大限に活用している。さらに、数カ所の揚水発電プロジェクトに取り組んでおり、1カ所については、DPRが完了している。

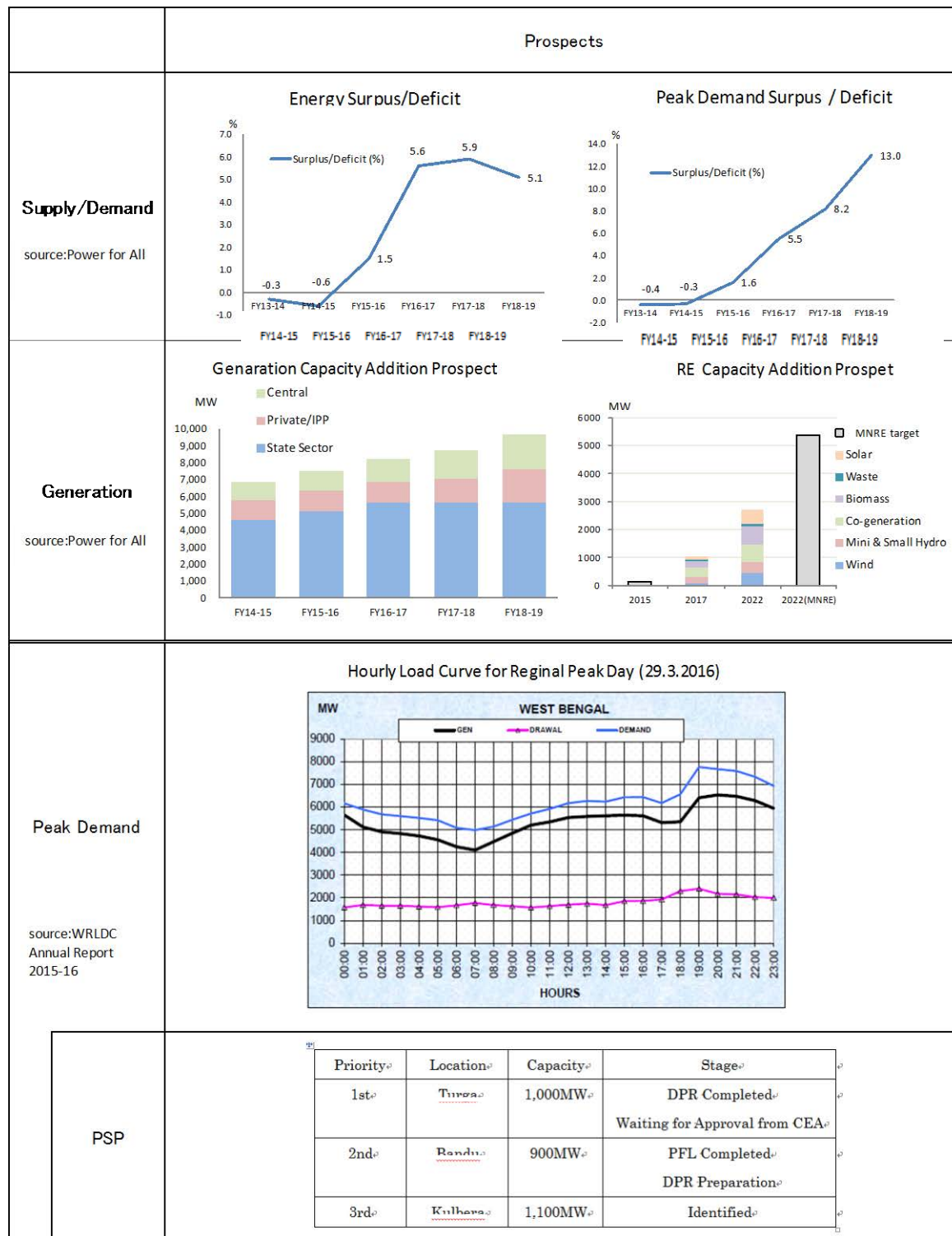


Figure 4.7.4-1 West Bengal state power sector feature

4.7.5 電力供給構造

(1) 関係機関

West Bengal 州の電力改革は 2005 年に始まり、2007 年に West Bengal State Electricity Board (WBSEB) は分割され、以下の送電会社と配電会社が設立された。

- a) West Bengal State Electricity Distribution Company Ltd. (WBSEDCL)
- b) West Bengal State Electricity Transmission Company Ltd. (WBSETCL)

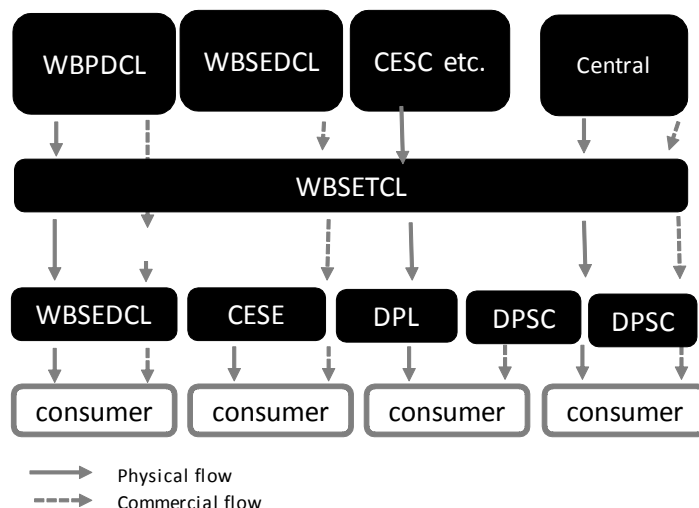
発電分野の機能は別の事業体に移管され、火力発電は West Bengal Power Development Corporation Ltd. (WBPDCCL)、水力発電は WBSEDCL が管轄している。配電会社のライセンスは WBSEDCL のほかに、4 つの事業体に付与されている。

Policy	West Bengal Department of Power
Regulation	West Bengal Electricity Regulatory Commission (WBERC)
Power generation	West Bengal Power Development Corporation Ltd. (WBPDCCL) West Bengal State Electricity Distribution Company Ltd. (WBSEDCL) Calcutta Electricity Supply Company Ltd.(CESC) Durgapur Projects Ltd. (DPL) Dishegarh Power Supply Company Ltd. (DPSC Ltd.) Damodar Valley Corporation(DVC)
Transmission	West Bengal State Electricity Transmission Company Ltd. (WBSETCL)
Dispatch	State Load Dispatch Centre (SLDC)
Distribution	WBSEDCL CESC DPL India Power Co. Ltd. (IPCL), ex-DPSC Ltd. DVC

再生可能エネルギー分野では、West Bengal Rural Energy Development Corporation and West Bengal Renewable Energy Development Agency (WBREDA) が設立されている。

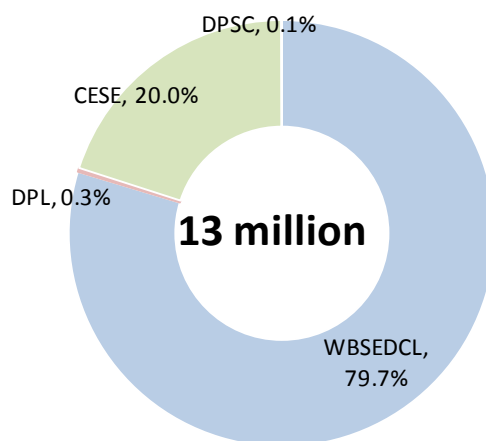
(2) 供給構造

WBPDCCL と WBSEDCL が州の発電所を運営し、その他 CESC、IPCL、DVC も発電所を所有・運営している。州内には 5 つの配電会社、WBSEDCL、CESC、DPL、DPSC、DVC がある。



source: West Bengal Power for All (Appendix 4-62), Web site of each organization

Figure 4.7.5-1 Electricity Supply Structure



source: West Bengal Power for All (Appendix 4-62)

Figure 4.7.5-2 Share of Distribution Companies by Number of Household Customers

(3) 州独自の電力政策

Renewables	West Bengal Policy on Co-generation and Generation of Electricity from Renewable Sources of Energy 2012
------------	---

WBERC による主な規制は以下の通り。

- West Bengal Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2011
- West Bengal Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2007
- West Bengal Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) (Amendment) Regulations, 2012 and West Bengal Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) (Amendment) Regulations, 2013

- WBERC (Cogeneration and Generation of Electricity from Renewable Sources of Energy) Regulations, 2013, March, 2013,
- WBERC (Procedure for Accreditation of a Renewable Generation Project for REC Mechanism) Regulations, 2013, April, 2013,
- WBERC (Cogeneration and Generation of Electricity From Renewable Sources of Energy) Regulations, 2013, March, 2013,

etc.

(4) 揚水発電プロジェクトの実施機関

揚水発電プロジェクトの実施機関は West Bengal State Electricity Distribution Company Limited (WESEDCL)である。

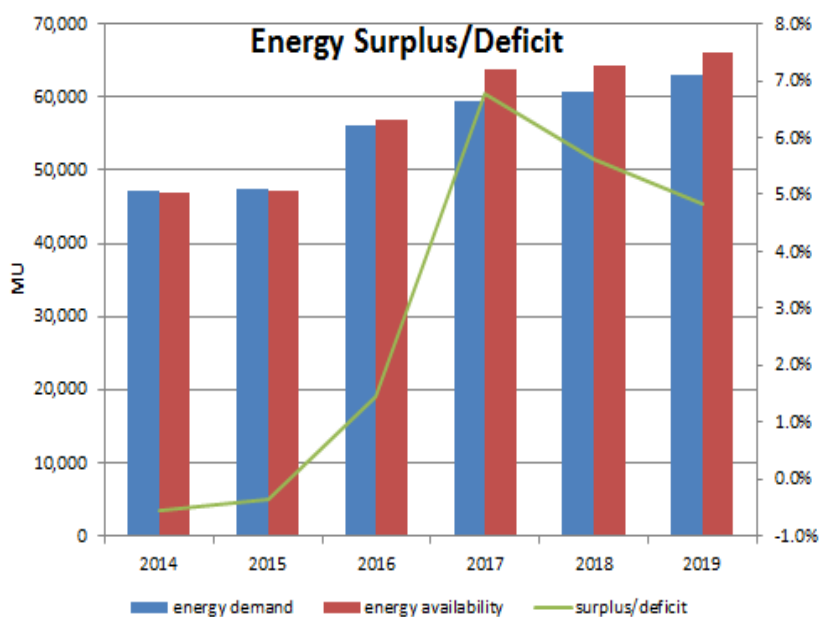
4.7.6 電力需給見通し

West Bengal 州は電力消費量においてインドで 10 番目に大きい州で、エネルギー消費の約 4.38% を占めている。電力供給体制の整備により、2015 年の供給不足はわずか 0.5% と、インド全体の不足率 3.6% に比べると軽微にとどまっている。ピーク需要もインド全体に比べるとかなり改善しており、不足率は過去 4 年間、1% 未満となっている。今回調査でも、州政府は 2016-17 年に電力需給はプラスに転じるとしている¹³¹。

電化率も過去 5 年間で飛躍的に向上しており、全需要家への電力供給は 2017 年までには完了する見込みである。

WBSEDCL の販売電力量は、2015 年の 22,509 MU から 2019 年には 26,955MU へと約 20% 増加する見込みである。

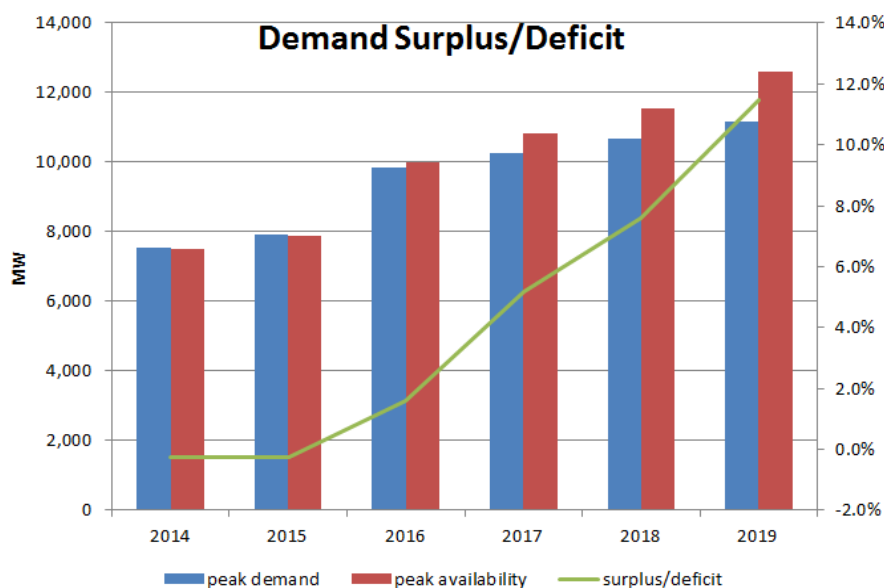
他の配電事業者も同様、5-8% の販売電力の伸びが見込まれている。州全体の電力需要は 2015 年の 52,358MU から 2019 年には 62,926 MU へと増加、年平均では 5% の伸びが見込まれている。ピーク需要も 2015 年の 7,544MW から 2019 年には 11,172MW へと増加する。



source : 2014-2015: CEA, 2016-2019: Power for All (Appendix 4-62)

Figure 4.7.6-1 Energy Supply FY2014-FY2019

¹³¹ 2016 年 8 月の聴取による。In the interview made in Aug., 2016,



source 2014-2015: CEA, 2016-2019: Power for All (Appendix 4-62)

Figure 4.7.6-2 Peak Demand FY2014-FY2019

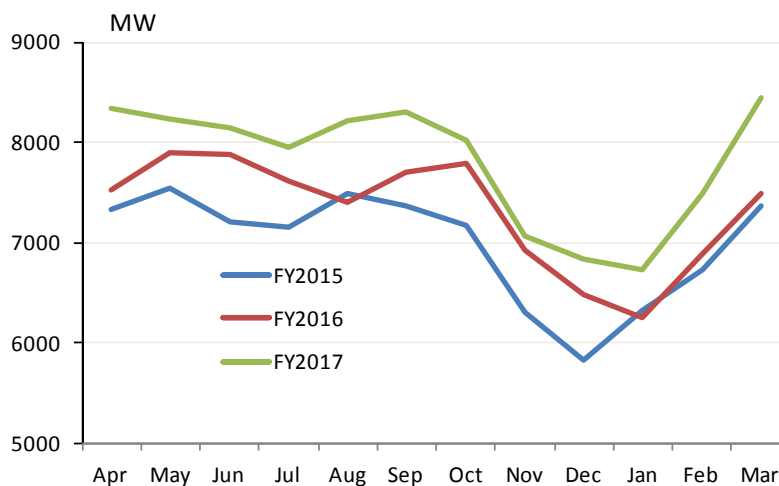
こうした電力需給見通しは West Bengal 州の作成した Power for All (Sep., 2016) に基づくものだが、CEA は多少違った見通しを立てている。

インドはこれまでずっと電力不足の状態が続いていたが、CEA の Load Generation Balance Report (Appendix 4-1,2,3)によると、2016-17 年は 初めて電力不足から電力余剰へと転じる見通しである。電力不足率が 2 ケタであった時と比べると大きな転換期を迎えている。しかしながら、すべての地域が需給プラスとなるわけでない。プラスとなるのは西部と南部の州で、西部は 26,283 MU 、南部は 10,381 MU のプラスとなる、一方、他の地域では電力不足が見込まれており、北部は 1,339 MU、北東部は 6,450 MU、東部は 15,622 MU のマイナスとなっている。プラスの電力量が多い州は、Tamil Nadu (11,649 MU)、Maharashtra (11,333 MU)、Madhya Pradesh (8,853 MU)、Delhi (5,774 MU)、Gujarat (4,380 MU)、Karnataka (3,240 MU)となっている。マイナスの電力量が多い州は Uttar Pradesh (7,044 MU)、Bihar (6,656 MU)、West Bengal (5,257 MW)、Andhra Pradesh (4,136)、Jharkhand (2,796 MU)、Jammu and Kashmir (2,438)、Assam (2,082)となっている。

CEA の 2016-17 年予測では West Bengal 州 は電力量で 13.7% 、ピーク需要で 3.6% の不足としている。東部地域では、電力量で 10.3% 、ピーク需要では 4.9% の不足となっている。 West Bengal の首相 (Mamata Banerjee) は電力が不足している州に電力を輸出するとしているが、CEA の予測では電力量、ピーク需要とも輸入に頼らざるを得ない状況である。

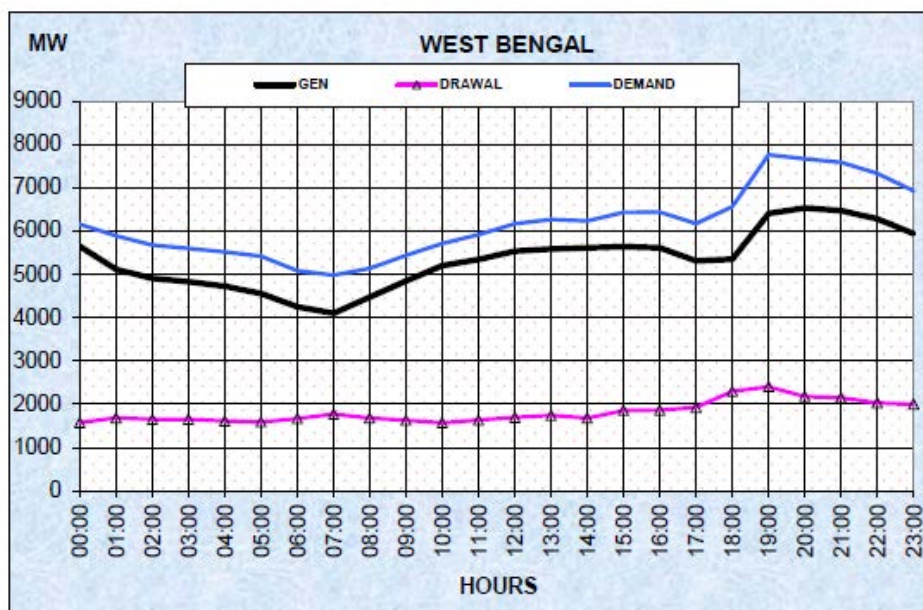
(1) ピーク需要の特徴

ピーク需要を月別にみると、ピークは 3 月で、近年増加傾向にある。また時間帯別にみると、夕方 7 時頃がピークとなっている。2016 年 3 月の最大需要と最低需要の差は約 2,800MW となっている。なお、東部地域の最大と最低の需要差は約 4,700MW となっている。



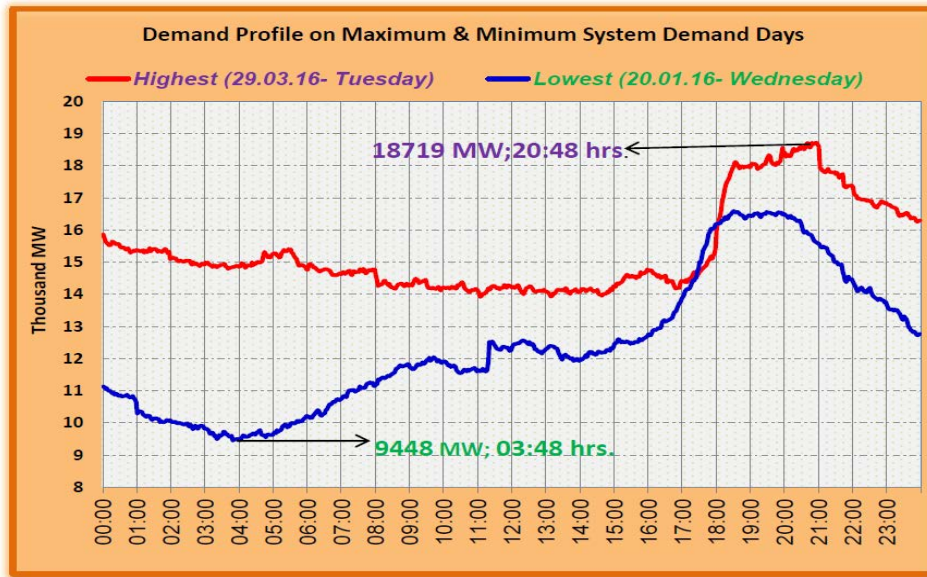
source: CEA Load Generation Balance Report (Appendix 4-1,2,3)

Figure 4.7.6-3 Monthly Demand



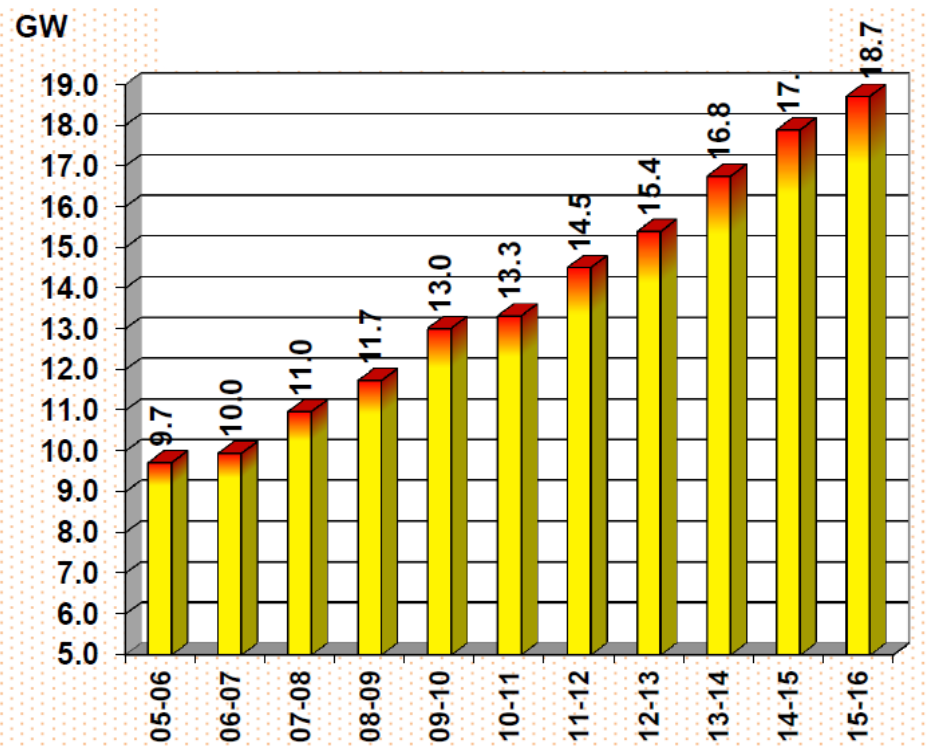
source: Eastern Regional Load Despatch Center, Monthly Report March 2016

Figure 4.7.6-4 West Bengal Hourly Demand Curve on Maximum Regional Demand Day (29.3.2016)



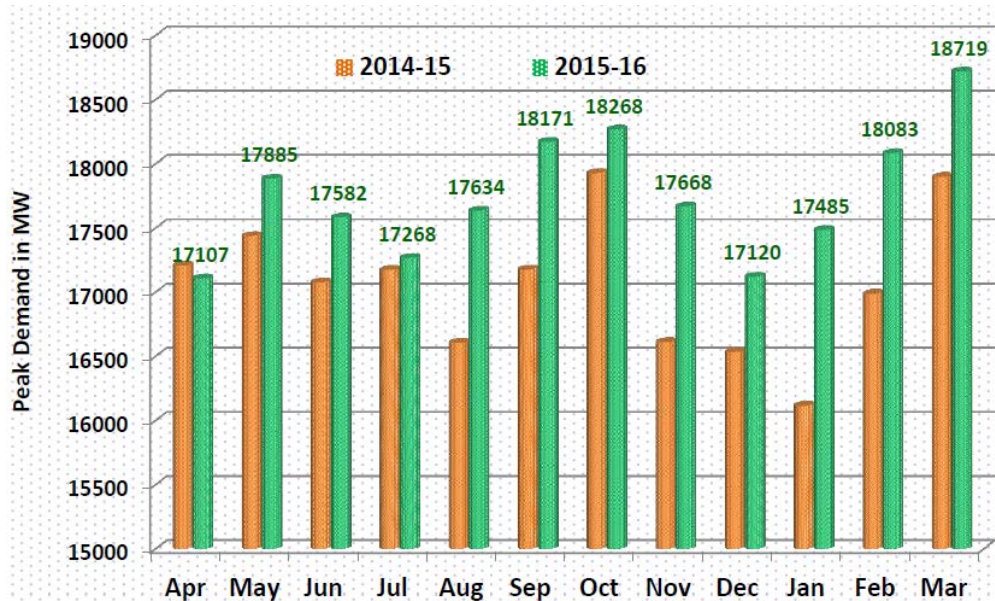
source: Eastern Regional Load Dispatch Center Annual Grid Report 2015-16 (Appendix 4-57)

Figure 4.7.6-5 Regional Hourly Demand Curve on Maximum Regional Demand Day (29.3.2016)



source: Eastern Regional Load Dispatch Center, annual Grid report 2015-16 (Appendix 4-57)

Figure 4.7.6-6 Year-wise Peak Demand of Eastern Region



source: Eastern Regional Load Dispatch Center, Annual Grid Report 2015-16 (Appendix 4-57)

Figure 4.7.6-7 Monthly Peak Demand of Eastern Region

(2) 東部地域の周波数

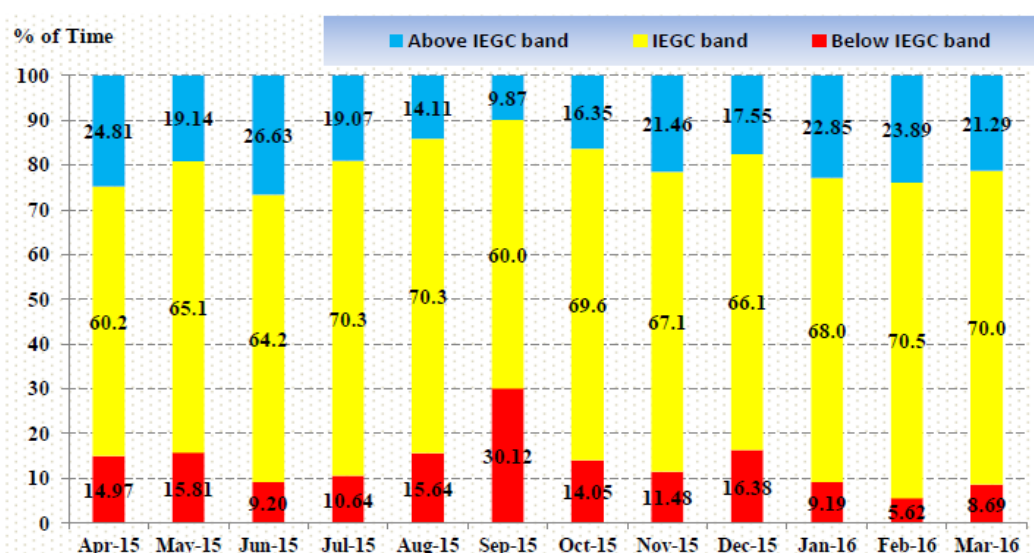
インドの周波数 (The Indian Electricity Grid Code (IEGC)) 基準値は 2014 年 2 月、49.9Hz-50.05Hz と定められた。東部地域の 2015-16 年の周波数をみると、基準値内にあるのは約 7 割にとどまり、50.05Hz を超える期間は冬から春にかけて多くみられ、49.9Hz を下回るのは 9 月に顕著にみられる。West Bengal は他の東部の州に比べるとグリッド障害は少ない。

注目すべき事項として、東部地域 (Eastern grid) においては 2015-16 年にかけて発電量が 151,980 MU に達したが (2014-15 年を 5.95% 上回る)、このうち 5,450 MU は Bhutan から輸入し、3,690 MU は Bangladesh に輸出、1,283 MU は Nepal へ輸出した。これら国外融通量は小規模にとどまっている。送電系統において Eastern Bhutan は東部グリッドと同期、Bangladesh は非同期である。

Table 4.7.6-1 Frequency Profile of Eastern Region in 2015-16

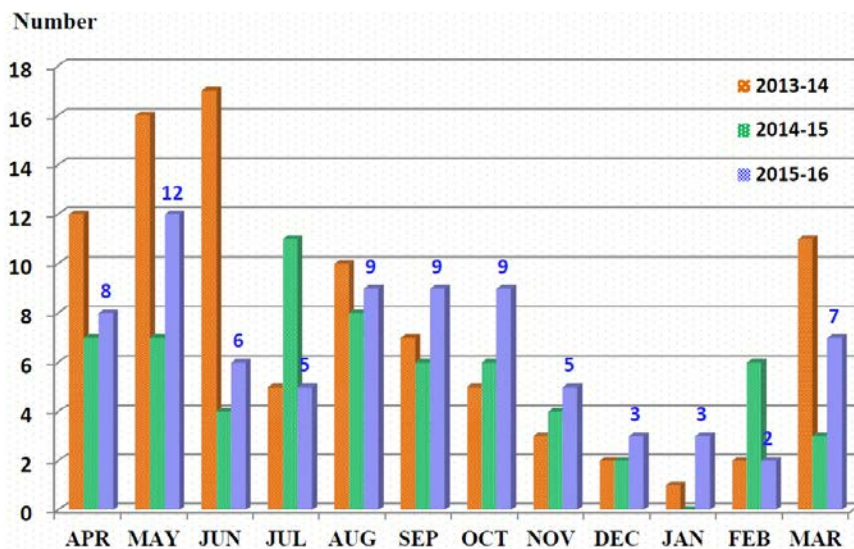
MONTH	<49.9	49.9-50.05	> 50.05	MAX	MIN	AVERAGE
	%	%	%	Hz	Hz	Hz
Apr-15	14.97	60.22	24.81	50.55	49.50	49.99
May-15	15.81	65.05	19.14	50.55	49.55	49.98
Jun-15	9.20	64.17	26.63	50.55	49.56	50.01
Jul-15	10.64	70.29	19.07	50.33	49.58	49.99
Aug-15	15.64	70.26	14.11	50.27	49.55	49.98
Sep-15	30.12	60.00	9.87	50.33	49.52	49.94
Oct-15	14.05	69.60	16.35	50.33	49.62	49.98
Nov-15	11.48	67.06	21.46	50.28	49.64	49.99
Dec-15	16.38	66.07	17.55	50.32	49.59	49.98
Jan-16	9.19	67.96	22.85	50.39	49.70	50.00
Feb-16	5.62	70.49	23.89	50.39	49.71	50.01
Mar-16	8.69	70.01	21.29	50.35	49.68	50.00
MAX	30.12	70.49	26.63	50.55	49.71	50.01
MIN	5.62	60.00	9.87	50.27	49.50	49.94
AVG	13.48	66.77	19.75	50.39	49.60	49.99

source: Eastern Regional Load Dispatch Center, Annual Grid Report 2015-16 (Appendix 4-57)



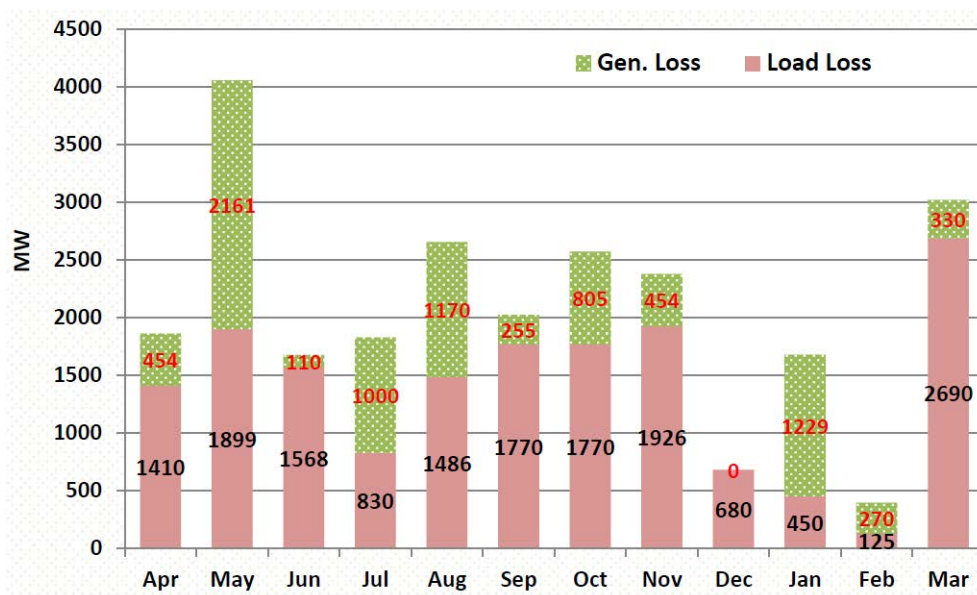
source: Eastern Regional Load Dispatch Center, Annual Grid Report 2015-16 (Appendix 4-57)

Figure 4.7.6-8 Frequency Profile of Eastern Region in 2015-16



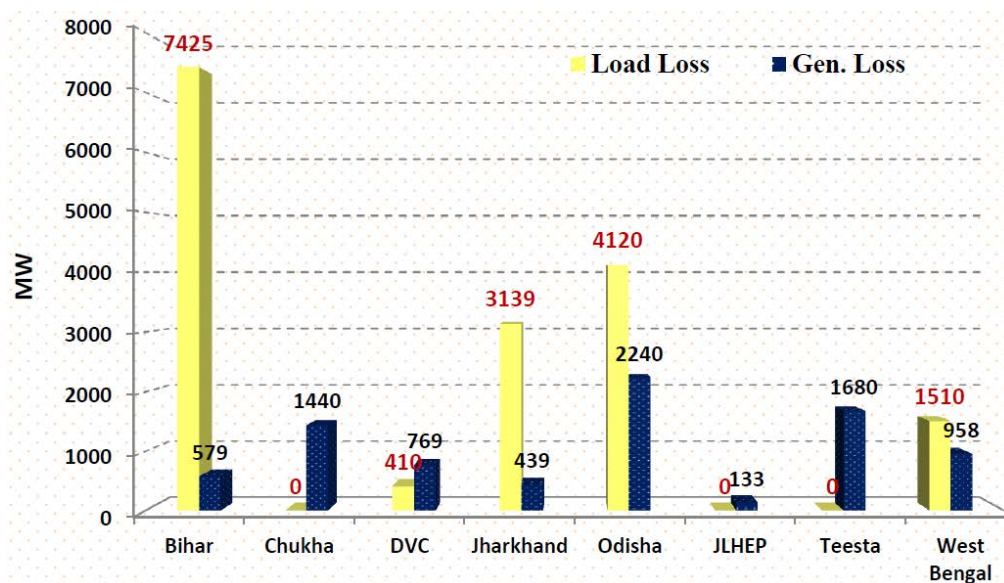
source: Eastern Regional Load Dispatch Center Annual Grid Report 2015-16 (Appendix 4-57)

Figure 4.7.6-9 Frequency Distribution of Disturbances



source: Eastern Regional Load Dispatch Center Annual Grid Report 2015-16 (Appendix 4-57)

Figure 4.7.6-10 Month-wise Distribution of Loads & Generation Affected in Grid Disturbances



source: Eastern Regional Load Dispatch Center Annual Grid Report 2015-16 (Appendix 4-57)

Figure 4.7.6-11 Area-wise Impact of Grid Disturbances

(3) 年負荷率

West Bengal の年負荷率は近年、わずかながら増加傾向にある。東部地域の負荷率も同様な傾向にあり、2015-16年は前年に比べわずかに増加している。

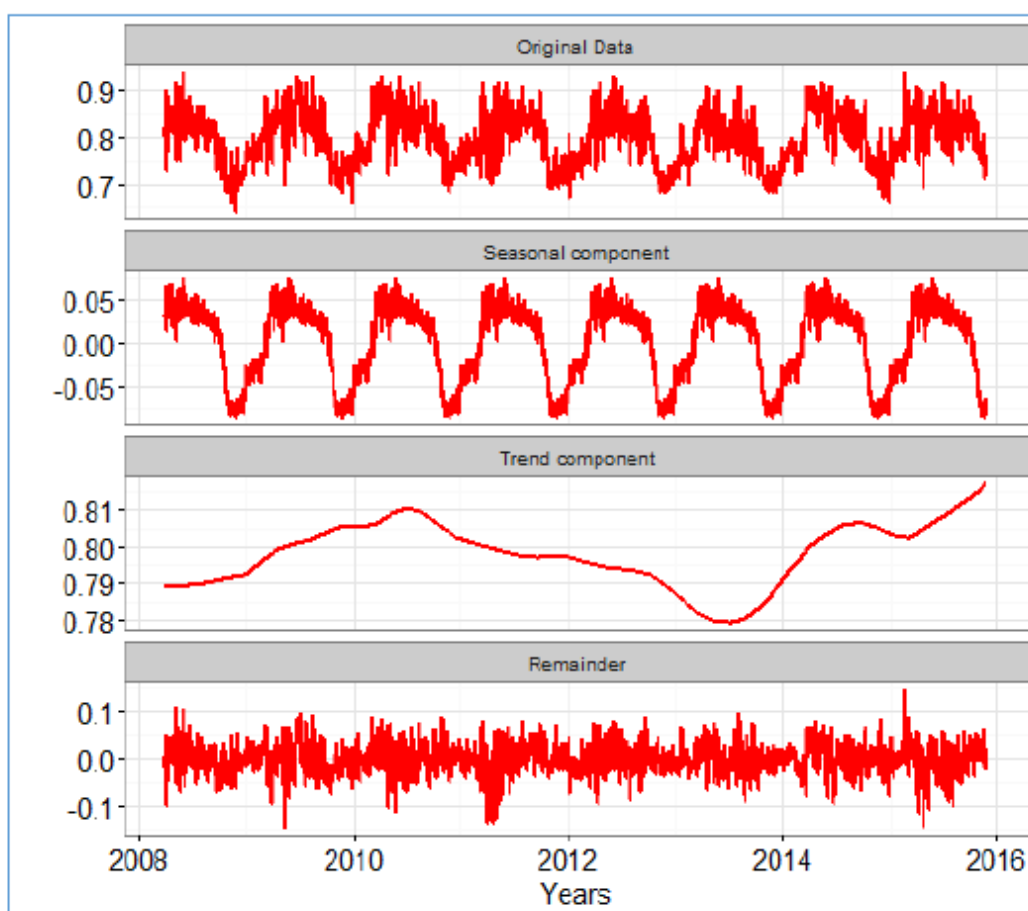
1. Average Load Factor (%)

Average Daily Load Factor from 2008-2015(Till Nov.)	80
Average Monthly Load Factor from 2008-2015(Till Nov.)	74
Average Annual Load Factor from 2008-2015(Till Nov.)	69

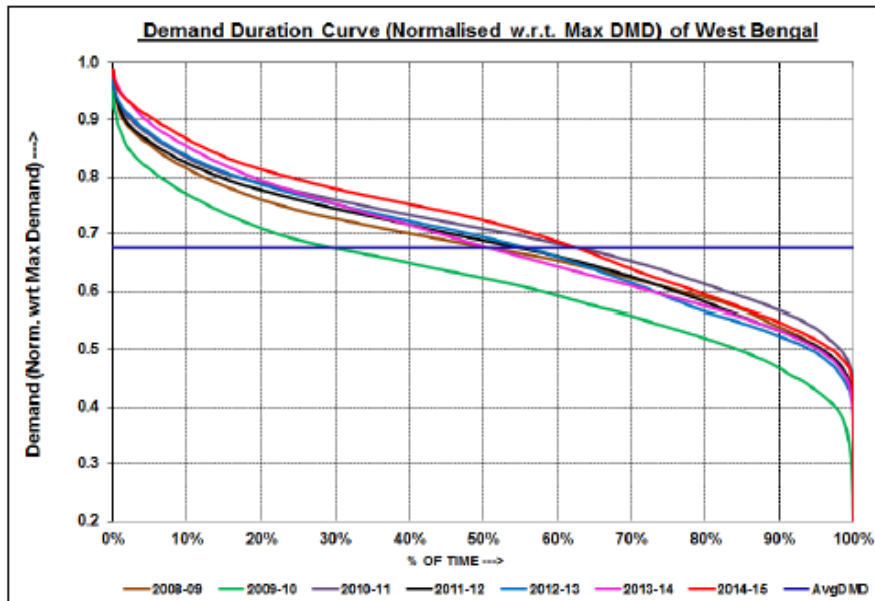
2. Change in Yearly Load Factor (%) from 2008-2015

2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16 (Till Nov.)	Inc(↑)/ Dec(↓)	Acc(↑)/ Dec(↓)
67	64	70	68	68	68	71	72	↓	↑

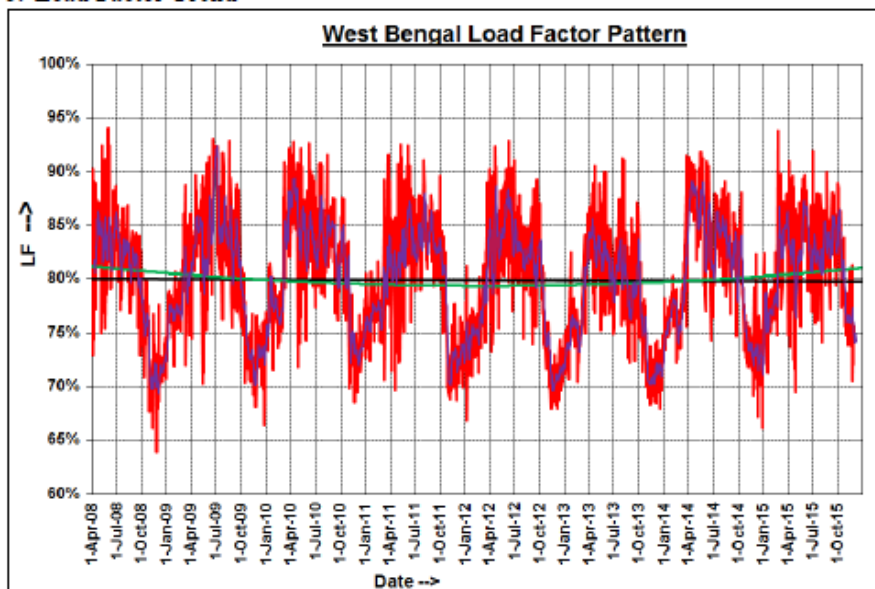
3. Seasonal Decomposition of Load Factor Trend



4. Demand Duration Curve



5. Load Factor Trend



6. Highest/Lowest Load Factor Occurrence

Month/ Period of highest Load Factor	April
Month / Period of lowest Load Factor	November

source: POSOCO, Electricity Load Factor in Indiana Power System (Appendix 4-7)

Figure 4.7.6-12 Load Factor of West Bengal

2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16 (Till Nov.)	Inc(↑)/ Dec(↓)	Acc(↑)/ Dec(↓)
76	77	77	76	78	77	76	78	↓	↓

source: POSOCO, Electricity Load Factor in Indiana Power System (Appendix 4-7)

Figure 4.7.6-13 Load Factor of eastern region

4.7.7 発電

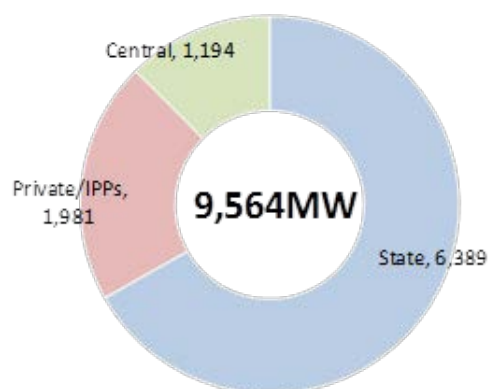
(1) 発電能力

West Bengal の電力需要は、州営発電設備によって過半を賄われている。州の発電、すなわち WBPDC、WBSEDCL、DPL の発電能力合計は全体の 64% 以上を占めている。2015 年 7 月時点で、WBPDC の発電能力は 4,364 MW で州内発電設備のかなりの部分を担っている。WBSEDCL は 13 の水力発電所を所有し、発電能力は 1,067 MW となっている。Rammam (51MW) と Purulia Pumped Storage Plant (900MW)を除く全水力発電所は発電能力 25 MW 以下となっている。

2016年12月、WBPDC は“Sagardighi Unit 4” 500 MW の運転開始により発電能力を 4,865 MW に増強する。2016 年 3 月時点の West Bengal 州総発電能力は 9,984 MW で、このうち 84.37 % を火力発電、13.30 % を水力、1.32% を再生可能エネルギーとしている。州営が 6,889 MW、中央政府割当分が 1,274 MW、民間事業者分が 1,822 MW である。

至近の増強は Sagardighi power plant Unit 5 & 6 (2×660 MW、WBPDC) であるが、2016 年 4 月、WBPDC は Unit 5 を 660MW、第 13 次 5 年計画での要件である超臨界にて MOP に再申請した。このほか 2019 年までに Bhutan から水力発電所 (Punatsangchhu-I, II, Mangdechhu、300 MW)、中央政府から 387 MW が WBSEDCL に割り当てられる予定である。これらの増強により 2019 年までに割当出力 10,131MW、WBSEDCL の 2019 年のピーク需要予測 6,351 MW に十分に対応できるピーク能力 7,798MW を確保する見通しとなっている。¹³²

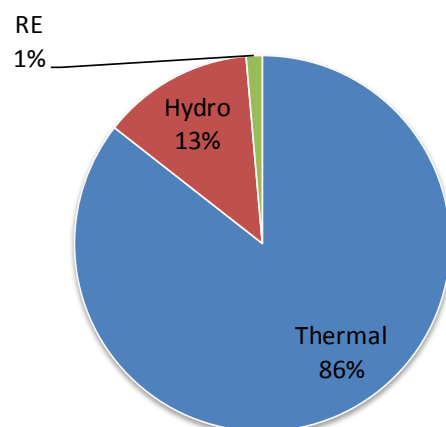
他の事業者、CESV、DPL、DPSC、DVC も 2016-19 年の需要に見合う発電能力を確保できる見通しである。



source: West Bengal Power for All (Appendix 4-62)

Figure 4.7.7-1 Installed Capacity by Ownership as on July 2015

¹³² Power for All, West Bengal



source: West Bengal Power for All (Appendix 4-62)

Figure 4.7.7-2 Installed Capacity by Ownership as on July 2015

Table 4.7.7-1 Generation Capacity Details (for major state & central units)

UTILITY	TYPE	STATION	INS. CAP. (MW)		EFF. CAP. (MW)	
			UNITS	TOTAL	UNITS	TOTAL
WBPDC	THERMAL	BANDEL	4*82.5+1*210	540	4*60+1*210	450
WBPDC	THERMAL	SANTALDIH	2*250	500	2*250	500
WBPDC	THERMAL	KOLAGHAT	6*210	1260	6*210	1260
WBPDC	THERMAL	BAKRESWAR	5*210	1050	5*210	1050
WBPDC	THERMAL	SAGARDIGHI	2 * 300	600	2 * 300	600
TOTAL	THERMAL			3950		3860
CESC	THERMAL	TITAGARH	4*60	240	4*60	240
CESC	THERMAL	SOUTHERN	2*67.5	135	2*67.5	135
CESC	THERMAL	BUDGE-BUDGE	3*250	750	2*250	750
TOTAL	THERMAL			1125		1125
DPL	THERMAL	DPPS	1*110+1*300+1*250	660	1*105+1*300+1*250	660
HEL	THERMAL	HALDIA	2*300	600	2*300	600
TOTAL	THERMAL			6335		6245
WBSEDCL	HYDRO	JALDHAKA-I	3*9	27	3*9	27
WBSEDCL	HYDRO	JALDHAKA-II	2*4	8	2*4	8
WBSEDCL	HYDRO	MASSANJORE	2*2	4	2*2	4
WBSEDCL	HYDRO	RAMMAM	4*12.5	50	4*12.5	50
WBSEDCL	HYDRO	TISTA	9*7.5	67.5	9*7.5	67.5
WBSEDCL	HYDRO	PPSP	4*225	900	4*225	900
WBSEDCL	HYDRO	MICRO HYDEL		7.51		6.19
TOTAL	HYDRO			1064		1063
NHPC	HYDRO	TLDP-III	4*33	132	4*33	132
NHPC	HYDRO	TLDP-IV	2*40	80	2*40	80
TOTAL	HYDRO			1276		1275
GRAND	TOTAL			7611		7520

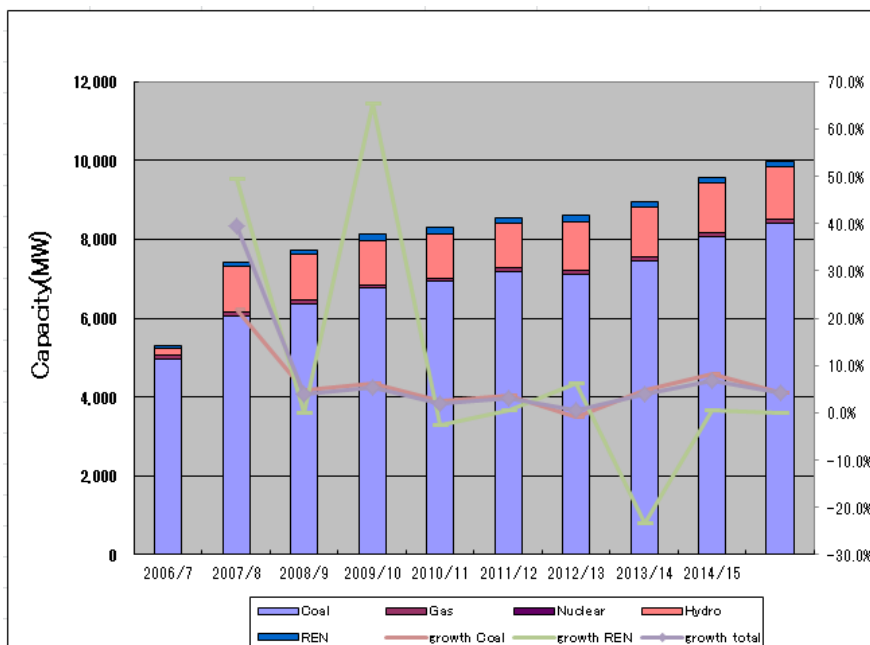
source: Eastern Regional Load Despatch Center, Annual Grid Report 2015-16 (Appendix 4-57)

note that it does not include Sagardighi (Unit 3 & 4, 2X500MW), nor DVC plants.

West Bengal 州の発電設備容量の推移を次の図に示す。実質的に石炭火力が大部分を占め、年率 6% で増加してきた。水力は 13% を占めるが、その多くは揚水発電 (900 MW) で、残りは小

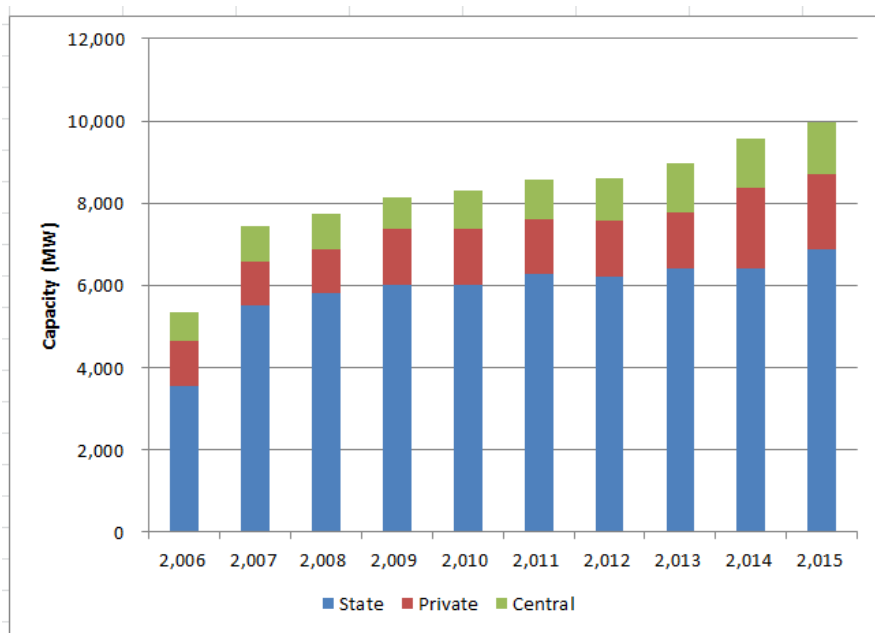
水力である。水力の設備容量は全く増えていない。再生可能エネルギーは年率 4-6%で成長したものの、総容量の 1%を占めるに過ぎない。

事業者別には、州政府が 68%を、連邦政府が 11%を、民間が 21%を所有する。民間の比率は 21%に留まっており、現時点は設備能力という点で民間への依存はそれほど高くない。



source : JICA team, from CEA monthly report

Figure 4.7.7-3 Installed Capacity History by Fuel

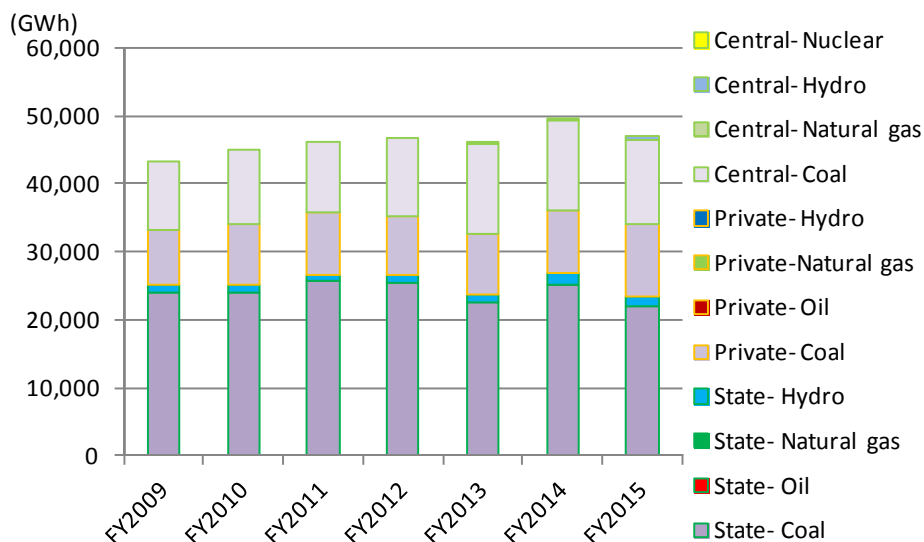


source : JICA team, from CEA monthly report

Figure 4.7.7-4 Installed Capacity History by Ownership

(2) 発電電力量

West Bengal において、発電電力量では石炭火力発電が圧倒的な位置を占め、水力発電はわずかとなっている。CEA によると West Bengal と東部グリッドは引き続き供給不足ながら、州見通し (Power for All) では供給余剰となっている。電力取引のデータを見ると、東部地域 (Eastern grid) は相当の電力量を他地域に融通している。融通量は増加し 2015-16 年には 43,000 MU となっている。また、注目すべき点として、インド全体で 5 年間の地域間融通が 4 倍に増加している。



source : CEA, Monthly Report

Figure 4.7.7-5 Power generation in West Bengal



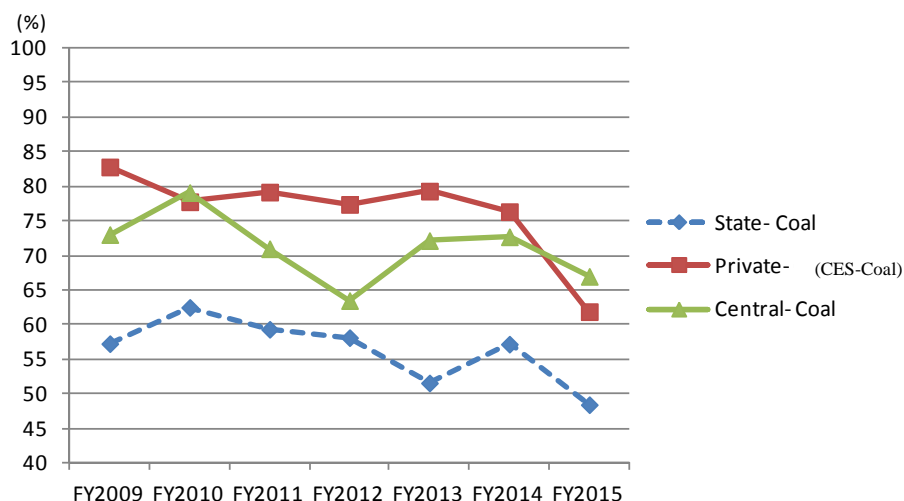
source: JICA team, from Load Generation Balance Report CEA, (Appendix 4-1,2,3), OPERATIONAL PERFORMANCE REPORT THE MONTH OF MARCH 2016, POSOCO)

Figure 4.7.7-6 Regional Export/Import

(3) 発電所の稼働率

州営火力発電所の稼働率は平均で 50% を下回っている。民間事業者である CES は高い稼働率となっている。これは、WBPDCL が Sagardighi や Bakreswar を除き古い石炭火力、Bandel (450 MW)、Kolaghat (1,200 MW)、Santaldih (980MW) を保有していることが影響している。CES は Budge

Budge (750 MW) で 88-89% の高い稼働率、Southern (135MW) と Titagarh (240MW) も 80% を維持している。CES の稼働率が 2015-16 年に低下しているのは、Budge Budge が 88% を維持する一方、Southern (135MW) と Titagarh (240MW) の稼働率が 31-45% にまで低下した事が原因である。



source : CEA, Plant Load Factor of Coal-fired power Plant

Figure 4.7.7-7 Plant load factor of Coal-fired power in West Bengal

(4) 発電コスト

WBERC へのインタビュー調査では、火力の発電コスト（変動費のみ）は 2.2-2.5 INR/U、水力の発電コスト（固定費と変動費）は 3.2-3.5 INR/U、太陽光の購入コストは最大で 4.4 INR/U となっている¹³³

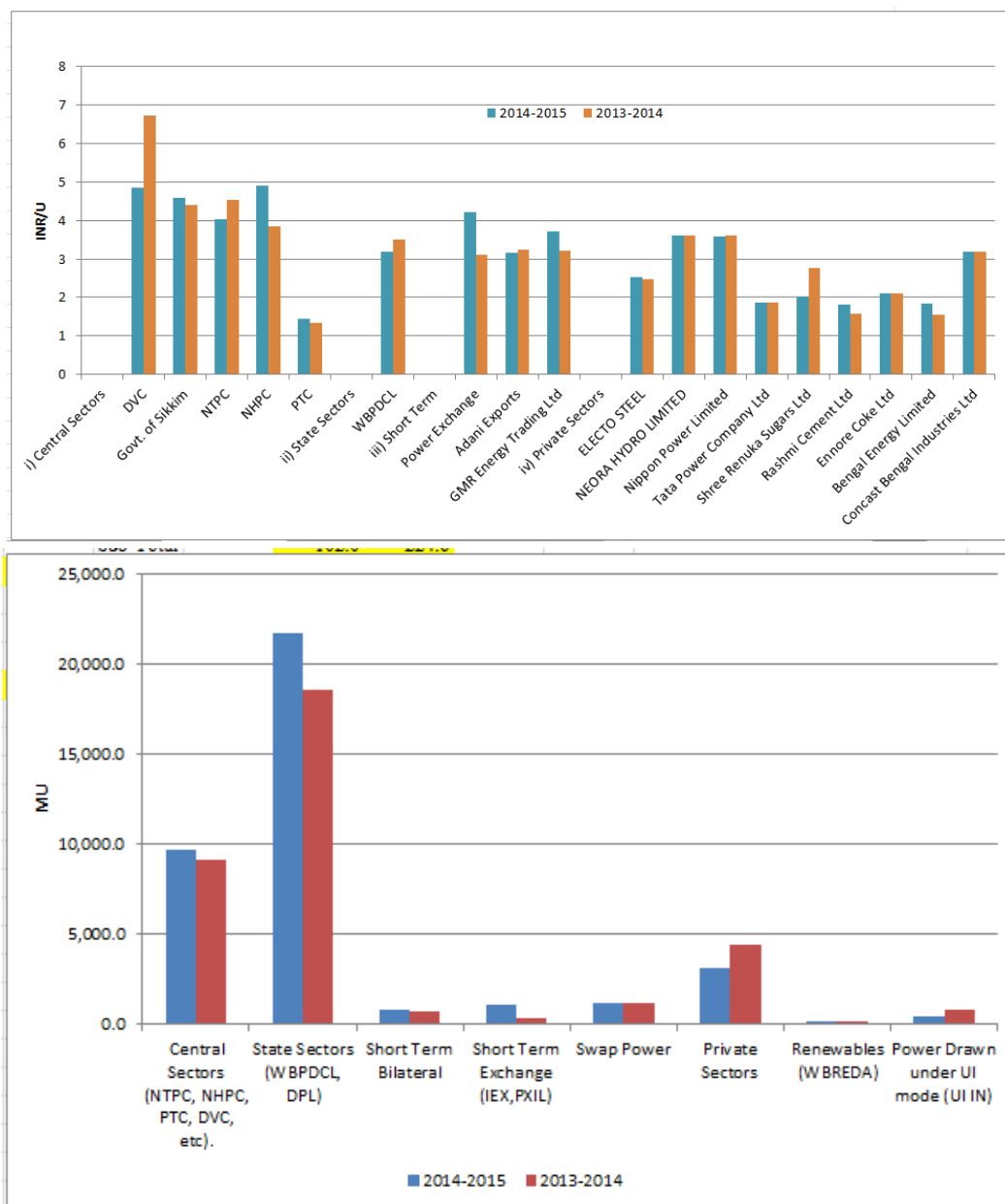
West Bengal は Power for All によると 2013-15 年の発電コストが 3.83 ~4.12 INR/U、購入コストを削減するため RTC (Round the Clock) ではなく各 time phase で最安値購入を追求可能な DAM (Day Ahead Market) 活用を増やすとしている¹³⁴。

一方、2014-15 年 WBSEDCL Annual report によると購入コストは 3.3-3.9 INR/U となっている。コストと購入量を以下に示す¹³⁵。中央政府からの購入が最も高く 4.8 INR/U、WBPDC が 3.2 INR/U、民間事業者が最も安く 2.5-3.6 INR/U となっている。これからは、WBSEDCL は短期取引市場からの購入を増加させ相対的に価格の高い中央政府からの購入割当を減らすことが望ましいと示唆されるが、短期市場規模はあまり大きくない。

¹³³ From the interview in Aug., 2016.

¹³⁴ Power for All, West Bengal, 2016

¹³⁵ WBSEDCL ANNUAL REPORT & ACCOUNTS 2014-15 (Appendix 4-61)



source : JICA team, from WBSEDCL Annual Report 2014-15, Dec., 2015 (Appendix 4-61)

Figure 4.7.7-8 Purchase cost and Volume of WBSEDCL for 2013-14 and 2014-15

DVC による中央政府電力 (CGU) からの購入価格を下記に示す。WBSEDCL 同様に CGU 電力は 4-5 INR/U と高い水準にある。

Table 4.7.7-2 Tariff Order of DVC for 2014-2015 and 2015-2016

Source station Source station	2014-15			2015-16			2016-17		
	MU	Rate (Rs./kWh)	Cost (Lakh)	MU	Rate (Rs./kWh)	Cost (Lakh)	MU	Rate (Rs./kWh)	Cost (Lakh)
Rangit(NHPC)	33.28	2.90	965.06	33.60	2.96	993.82	33.60	3.02	1013.70
Teesta (NHPC)	196.56	2.19	4301.21	198.45	2.23	4429.42	198.45	2.28	4518.01
Talcher(NTPC)	18.99	3.05	579.23	19.42	3.50	679.70	19.42	4.04	783.90
Farakka(NTPC)	236.68	4.29	10161.65	242.06	4.85	11729.85	242.06	5.50	13319.67
Kanti(NTPC)	48.10	3.44	1654.40	54.97	3.71	2041.31	54.97	4.03	2217.49
Chukha(PTC)	160.00	1.84	2944.00	160.00	1.84	2944.00	160.00	1.84	2944.00
Kurichu(PTC)	160.00	2.13	3408.00	160.00	2.13	3408.00	160.00	2.13	3408.00
Tala(PTC)	80.00	2.02	1616.00	80.00	2.02	1616.00	80.00	2.02	1616.00
MPL	1880.10	4.41	83004.97	1984.55	5.04	100032.10	1984.55	5.79	114828.84
Solar-RPO	103.00	8.90	9167.00	113.00	8.90	10057.00	128.00	8.90	11392.00
Non-Solar RPO	482.33	5.04	24309.43	535.31	5.04	26979.62	628.94	5.04	31698.58
Total	3399.04	4.18	142110.95	3581.36	4.60	164910.81	3689.99	5.09	187740.18

source : Tariff Order of DVC for the years 2014-2015 and 2015-2016, May, 2015)

(5) 電源開発計画

2019年までの主な発電所の増加は、現時点において中央政府からの割当分と民間事業者開発分による。WPDCLは2016年Sagardihi Unit 4 (500MW)の完成後にSagardihi Unit 5 & 6 (660MW x2)に着手するが、完成は早くても第13次計画の後期になる。

DVCは合計で2,520MW、Raghunathpur TPS (Phase-1: 2x600 MW & Phase -2: 2x660 MW)開発、このほかWBSEDCLはIPP (Maithon Power Plant, Adhunik Power, Bagliar HEP through PTC, IPCL's Haldia など) から合計500MWの供給を受ける予定である。

WBSEDCLは中央政府割当として、これから運転開始する発電所のうち1,114 MWが振り分けられる予定である。いくつかのPPAはキャンセルされたものの、最低995 MWは確定される見込み。割当詳細を下表に示す。

Table 4.7.7-3 Allocation from Upcoming Central Generating Stations

Source	Fuel	Owner	Capacity (MW)	Allocated Capacity for WBSEDCL in MW	Expected CoD	Status
Teesta low Dam IV	Hydro	NHPC	160	160	Sept 2016	Under Construction One unit of 40 MW already commissioned and spinning of another unit done)
Teesta IV	Hydro	NHPC	520	121	August 2022	Under Clearance
New Nabinagar (NTPC)	Thermal	NTPC	1,980	179	July 2017	Under Construction (WBSEDCL has cancelled PPA)
North Karanpura (NTPC)*	Thermal	NTPC	1,320	99 (312 As per CEA)	July 2017	Under Construction (WBSEDCL has cancelled PPA)
Katwa	Thermal	NTPC	1,320	1,122	Beyond FY 19	Under Construction
Darlipalli(NTPC)*	Thermal	NTPC	1,600	250	June 2016	Under Construction
Bhutan						
Punatsangchhu-II HEP (1020 MW)	Hydro	Bhutan	1,020	106	June 2017	Under Construction (Expected Slippage in COD)
Mangdechhu HEP (720 MW)	Hydro	Bhutan	474	75	Sept 2017	Under Construction (Expected Slippage in COD)
Punatsangchhu I (1200 MW)	Hydro	Bhutan	1,200	124	Dec-2018	Under Construction (Expected Slippage in COD)
Total Allocations				1,114 (By FY 19)		

source: West Bengal Power for All (Appendix 4-62)

上記予測から、2019年までの需要増加に十分な電源整備（3,955MW で十分）がされる見込みとなっている。WBSEDCLでの2019年の電力量需要とピーク需要は34,925MUと6,351MWで、供給可能量は38,113MUと7,798MWとなっている。

州全体でも、2019年の電力量需要とピーク需要は62,926 MUと11,172MWで、供給可能量は66,114 MUと12,619MWになっている。¹³⁶

Table 4.7.7-4 Anticipated Power Availability Position for West Bengal

Parameter	Unit	FY16	FY17	FY18	FY19
West Bengal - State					
Energy requirement	MUs	56,035	59,403	60,662	62,926
Energy availability	MUs	56,854	62,718	64,267	66,114
Surplus/ (Deficit)	MUs	819	3,314	3,605	3,188
Peak demand	MW	9,842	10,258	10,687	11,172
Peak Availability	MW	10,002	10,818	11,564	12,619
Surplus/ (Deficit)	MW	160	560	877	1,447

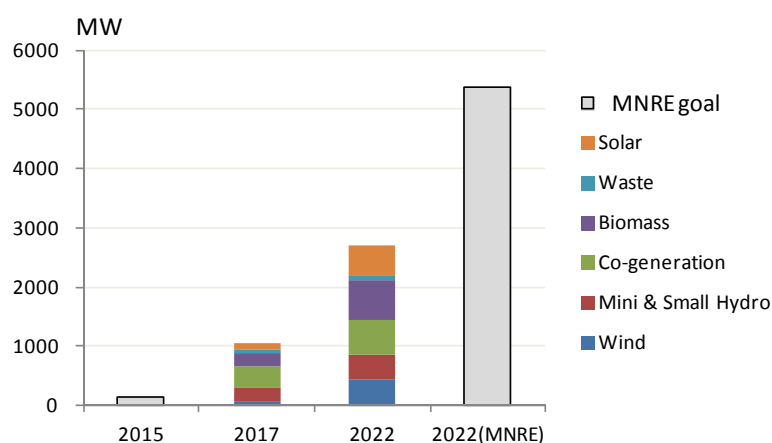
source: West Bengal Power for All (Appendix 4-62)

(6) 再生可能エネルギー

1) 発電能力

再生可能エネルギーの開発方針は2012年に策定された。それによると、2022年までにコージェネを含む再生可能エネルギーを2,706 MW 導入するとしている。しかし、これは新政権が175MW 導入目標を発表する以前の目標値である。

MNRE の目標値である 175 GW を達成するため、West Bengal は2012年方針の2倍にあたる5,386 MW を2022年までの導入として割り当てられているが、現時点でまだ新しい政策は発表されていない。



source: West Bengal Power for All (Appendix 4-62)

Figure 4.7.7-9 Generation Capacity Prospect

¹³⁶ This is the estimate of West Bengal Power for All, which assumes power surplus in 2016. But note that as mentioned, CEA publishes power deficit prospect in 2016 in the Load Generation Balance Report 2016-17 (Appendix 4-3).

現時点で、West Bengal の再生可能エネルギーの大部分は北部にある小規模水力である。州の発表によれば、総出力 500-1,500 MW 規模の Ultra Mega Solar Parks が Purba Mednipur, Bankura と Paschim Mednipur に整備される予定である。¹³⁷

Turga Solar プロジェクトも進行中であるが、用地が取得できていないなど不確実性も指摘されているが DPR 作成段階にあるとされる(用地取得は 210MW 部分のみ)。

- 3x10 MW 系統連系太陽光発電所 (2 つは Purulia at Santaldih & Chharra , 1 つは Bankura at Mejia)
(Bankura は他の地域と併せ 500MW Ultra Mega Solar プロジェクトになるとの情報もある)¹³⁸
- Solar プロジェクト (10MW×4) ; Uttar Dinajpur 地域 Teesta Canal Fall Stage II 水力発電所において、10 MW Canal Bank Solar PV が進められる予定。
- Turga 1,200MW Solar プロジェクト :: 報道では、州は Turga 揚水発電プロジェクトと 1,200 MW (4 x300MW) の太陽光発電を組み合わせ、系統に連係する計画を有する。

2) 再生可能エネルギー調達義務制度 (RPO)

WBSEDCL は RPO を達成するため、さまざまな事業者から再生可能エネルギーを調達している。CESC も同様な取り組みを行っている。

West Bengal は再生可能エネルギーに関する方針や規制を行っている。主なものは以下のとおり。また、現行の RPO 規定値を下表に示す。

- West Bengal Policy on Co-generation and Generation of Electricity from Renewable Sources of Energy, 2012, June, 2012,
- WBERC (Cogeneration and Generation of Electricity from Renewable Sources of Energy) Regulations, 2013. March, 2013,
- WBERC (Procedure for Accreditation of a Renewable Generation Project for REC Mechanism) Regulations, 2013, April, 2013,
- WBERC (Cogeneration and Generation of Electricity From Renewable Sources of Energy) Regulations, 2013, March, 2013,

¹³⁷ The Bengal Global Business Summit, Jan., 2016, Significant Achievements of Power & NES Department from May, 2011 to May, 2016, Gov. WB,

¹³⁸ West Bengal Power for All,

Table 4.7.7-5 RPO target as of 2013

year	Minimum quantum of purchase (in %) of total consumption from Cogeneration and Renewable energy sources	
	Solar	Total including Solar
2013-14	0.10	4.0
2014-15	0.15	4.5
2015-16	0.20	5.0
2016-17	0.25	5.5
2017-18	0.30	6.0

Table 4.7.7-6 RPO as of 2015

Year	Captive	Open Access	Solar	Non Solar
2015	Y	Y	0.15%	4.35%
Policy Summary	FY2015-16	Non Solar-4.80%	Solar-0.20%	
	FY2016-17	Non Solar-5.25%	Solar-0.25%	
	FY2017-18	Non Solar-5.70%	Solar-0.30%	
	FY2018-19	Non Solar-6.60%	Solar-0.40%	
	FY2019-20	Non Solar-7.50%	Solar-0.50%	

source : Indian Renewable & Energy Efficiency Database¹³⁹

3) 購入価格

WBERC は再生可能エネルギーに対する料金を設定するとともに、都度価格改定を行っている。現在の購入価格は以下のとおり。

¹³⁹ <http://ireeed.gov.in/>

Table 4.7.7-7 Feed-in Tariff (Price Cap)

Year	Technology	Category	Tariff with Accelerated Depreciation	Comments
2014	Bagasse/Biomass	Tariff	3.34	
2014	Municipal Solid Waste	New Projects	5.12	
		Existing Projects	5.12	
2014	Small Hydro Power	Tariff	4.42	
2014	Solar PV	Solar PV	8.9	Capped at 8.90 INR/U
2014	Wind	All	5.71	Price cap of 5.71 INR/U

source : Indian Renewable & Energy Efficiency Database¹⁴⁰, WBERC (Cogeneration and Generation of Electricity from Renewable Sources of Energy) Regulations, 2013. March, 2013

(7) 変動電源対策

WBSEDCLは出力900 MW (4×225MW)のPurulia揚水発電所を所有し、ピーク需要に合わせて運転している。2015-16年の発電量は1,055MUで、2014-15年の発電量1,419 MUと比べると34.5%減少している。特に2014-15年はほとんどフル運転状態であった。

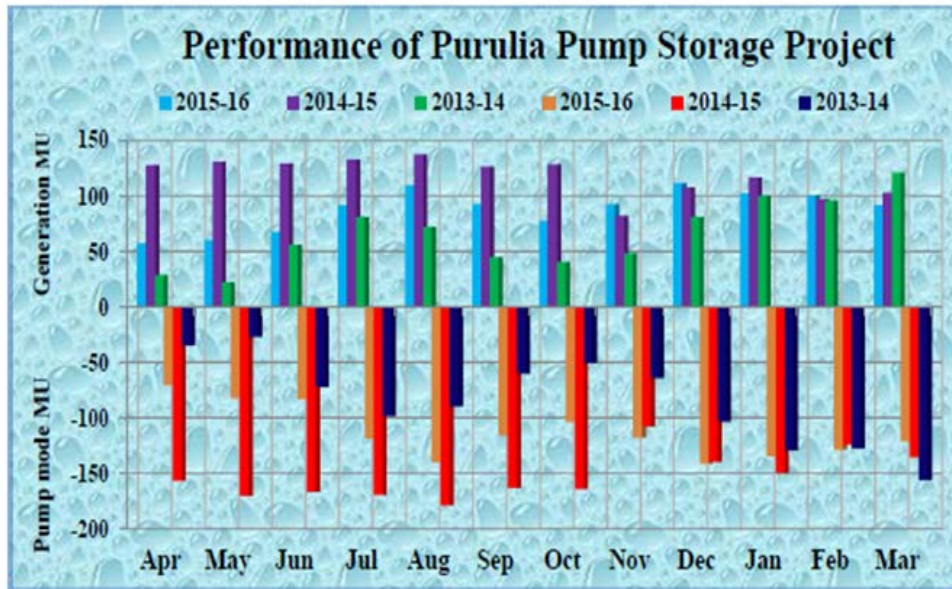
東部地域全体の水力発電と比較すると、2015-16年は全体で10,670MUのうちWest Bengalが2,062MU供給している。Odishaの4,761MU、NHPCの3,026MUよりも少ない値となっているが、Purulia揚水発電所はこのうちの半分以上を担っている。

Table 4.7.7-8 Year Wise Performance for Purulia PSP

Month	2015-16		2014-15		2013-14	
	Gen (MU)	Pump (MU)	Gen (MU)	Pump (MU)	Gen (MU)	Pump (MU)
Apr	57.5	-70.4	127.5	-156.7	28.8	-34.7
May	60.5	-82.2	131.1	-170.2	21.9	-27.1
Jun	67.6	-83.2	129.1	-167.0	56.1	-72.2
Jul	91.6	-118.5	132.6	-169.2	80.7	-98.8
Aug	109.4	-139.9	137.6	-179.0	72.0	-89.4
Sep	92.6	-115.7	126.3	-163.1	45.1	-60.3
Oct	77.0	-103.5	128.3	-164.0	40.3	-50.5
Nov	92.8	-117.7	82.1	-108.3	48.3	-64.4
Dec	111.3	-141.5	108.2	-139.4	81.0	-103.4
Jan	102.3	-134.7	116.6	-149.1	99.9	-129.6
Feb	100.4	-129.0	96.7	-123.9	96.0	-127.6
Mar	91.9	-121.3	102.9	-135.5	120.8	-155.7
Total	1055.0	-1357.5	1419.0	-1825.3	790.8	-1013.6

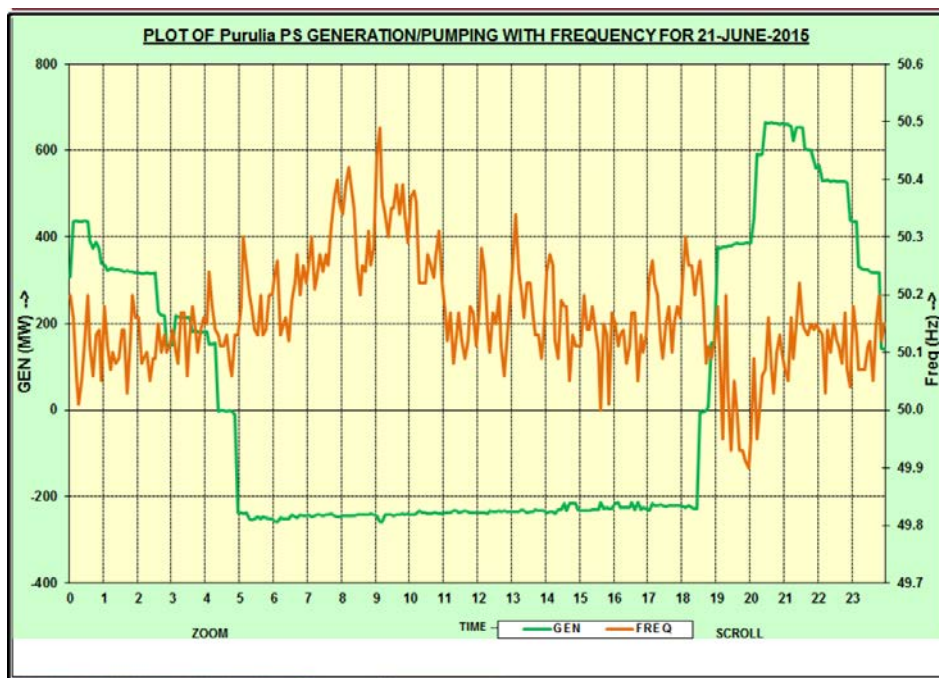
source: Eastern Regional Load Despatch Center, annual grid report 2015-16 (Appendix 4-57)

¹⁴⁰ <http://ireeed.gov.in/>



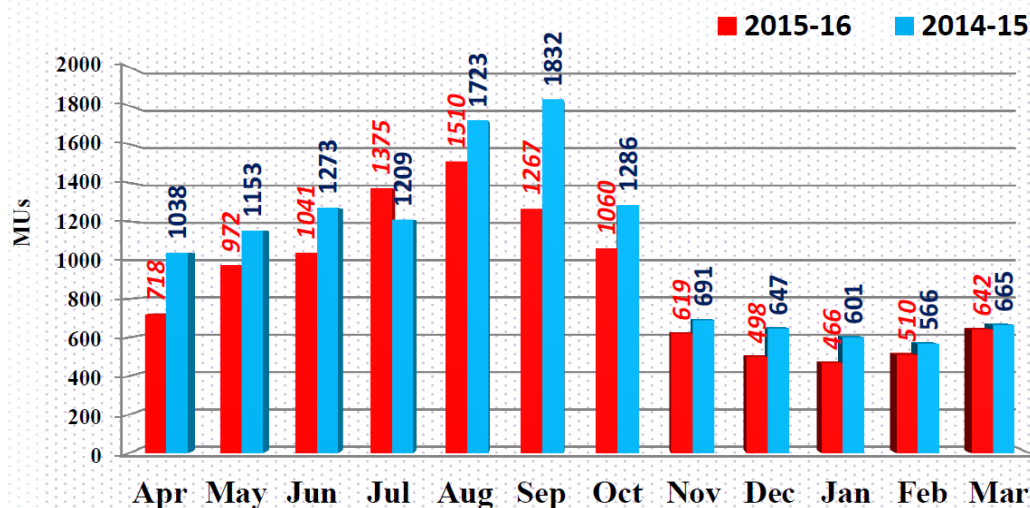
source: Eastern Regional Load Despatch Center, Annual Grid Report 2015-16 (Appendix 4-57)

Figure 4.7.7-10 Performance of Purulia PSP



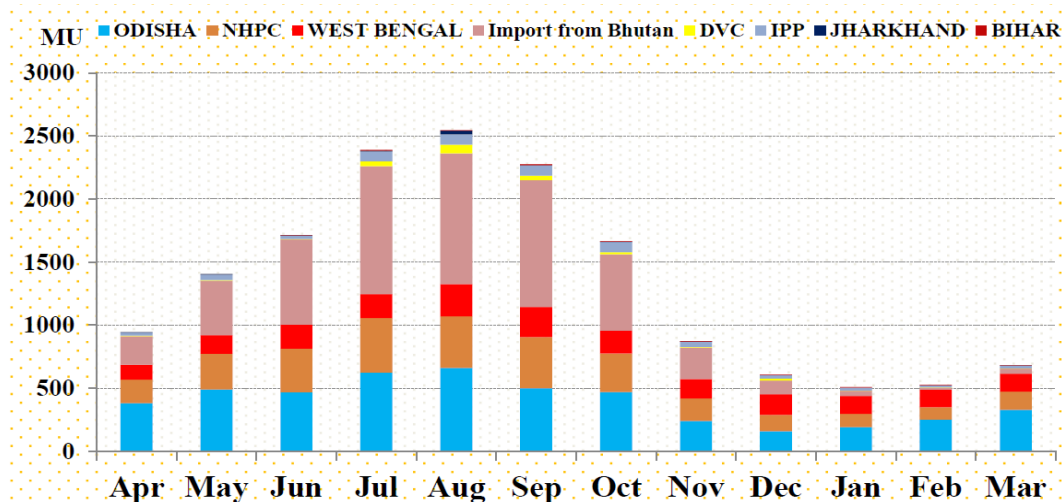
source : Injection of Renewable Power on a Large Scale, CEA, Sep, 2015,

Figure 4.7.7-11 Purulia PS Generation/Pumping with Frequency



source: Eastern Regional Load Despatch Center , Annual Grid Report 2015-16 (Appendix 4-57)

Figure 4.7.7-12 Eastern Region Hydro Generation



source: Eastern Regional Load Despatch Center, Annual Grid Report 2015-16 (Appendix 4-57)

Figure 4.7.7-13 Area / System wise Monthly Hydro Generation

(8) 揚水発電に対するスタンス

州では揚水発電導入は変動電源に対する適切かつ有効な対策として捉えており、夕方時間帯の伸び続けるピーク需要を賄い、一日を通して系統を安定化させることに寄与するとしている。

現在、2つの揚水発電プロジェクトがある。Turga のプロジェクトは DPR が CEA 承認され、詳細設計の入札準備が進められており、2016年第4四半期に入札し、2022年に運転開始の予定とされる。Bandu プロジェクトは DPR の入札準備中である。

2プロジェクトとも Purulia Ajodhya Hill に位置している。近年のモンスーンの状況は、地域の農業・灌漑・飲料水の必要量を確保しても、揚水発電ができる見通しである。

Table 4.7.7-9 The current status of PSPs

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

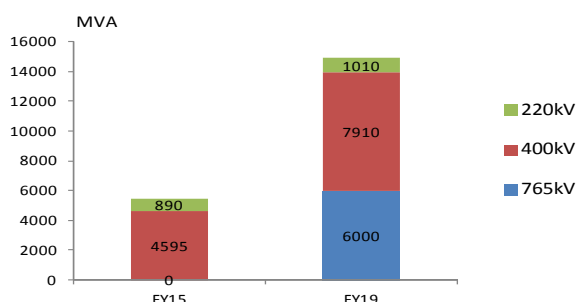
4.7.8 送電

(1) 送電ネットワーク

WBSETCL が州全体の送電網を運営しており、2015 年 3 月時点で、超高压送電線の長さは 12,042 ckt.kms 、変電所数は 113 カ所、送電容量は 23,508 MVA となっている。今後 5 年間の投資計画では、多数のプロジェクトに取り組む予定で、2016-19 年に 42 の変電所を新たに設置する。

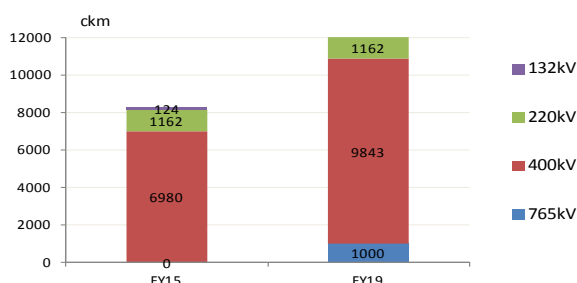
州間送電網については、東部地域 (Eastern grid)、他 grid との拡張工事を行っている。PGCIL は 3,863ckm に及ぶ ISTS の追加や 9,435MVA の送電容量の増強、2 つの新しい 400/220kV 変電所を計画している。これらは州の必要量を賄うのに十分なものとなっている。

州は WBSETCL が 2011-16 年にかけて変電所数を 22% 増、送電容量 50% 増、送電線長 18% 増を達成¹⁴¹、また、送電システム利用率について常に 99.5% を維持しており、送電システムロス は約 3% にとどまっているとしている。



source; West Bengal Power for All (Appendix 4-62)

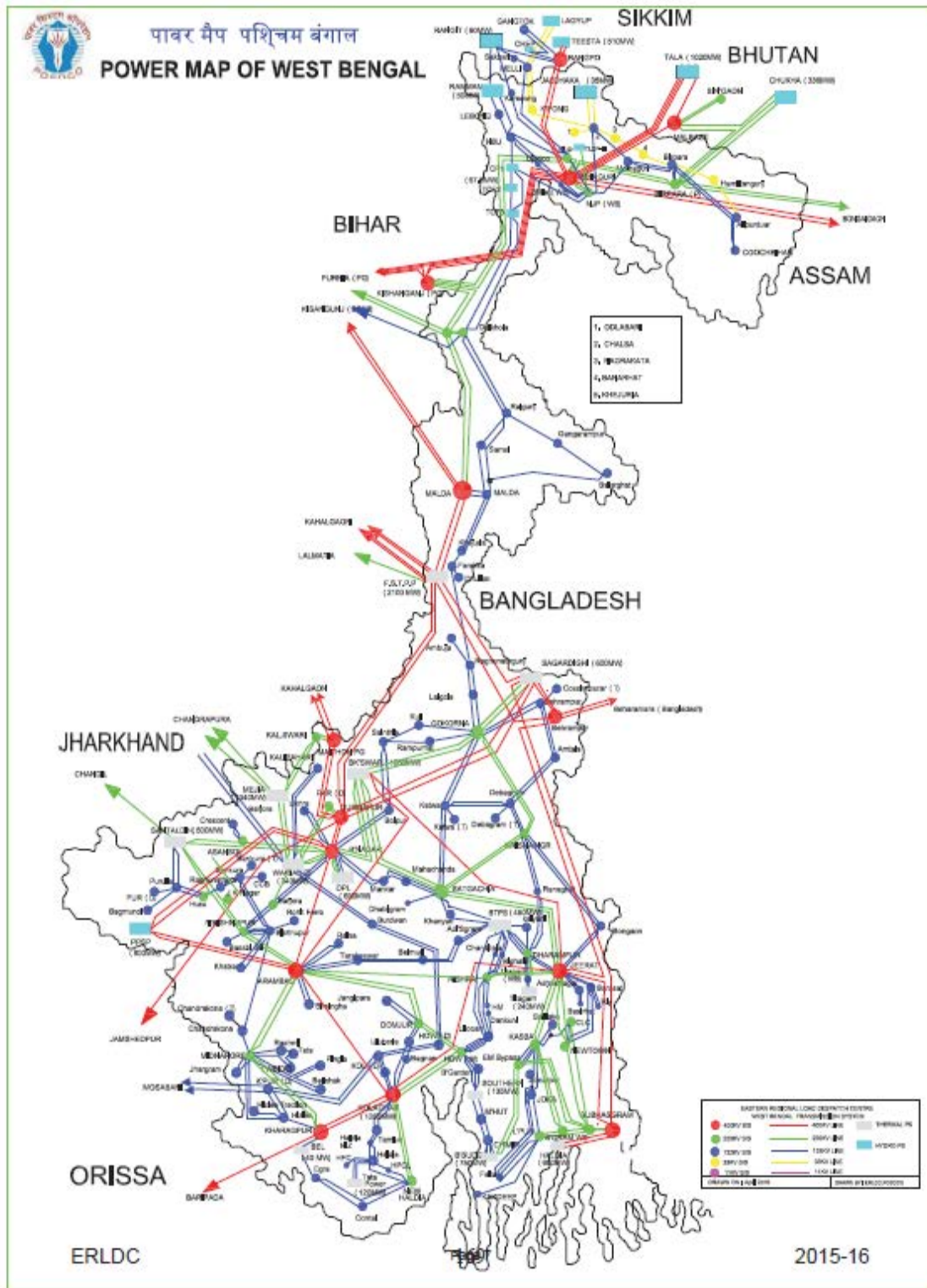
Figure 4.7.8-1 Intra State Transformation Capacity



source; West Bengal Power for All (Appendix 4-62)

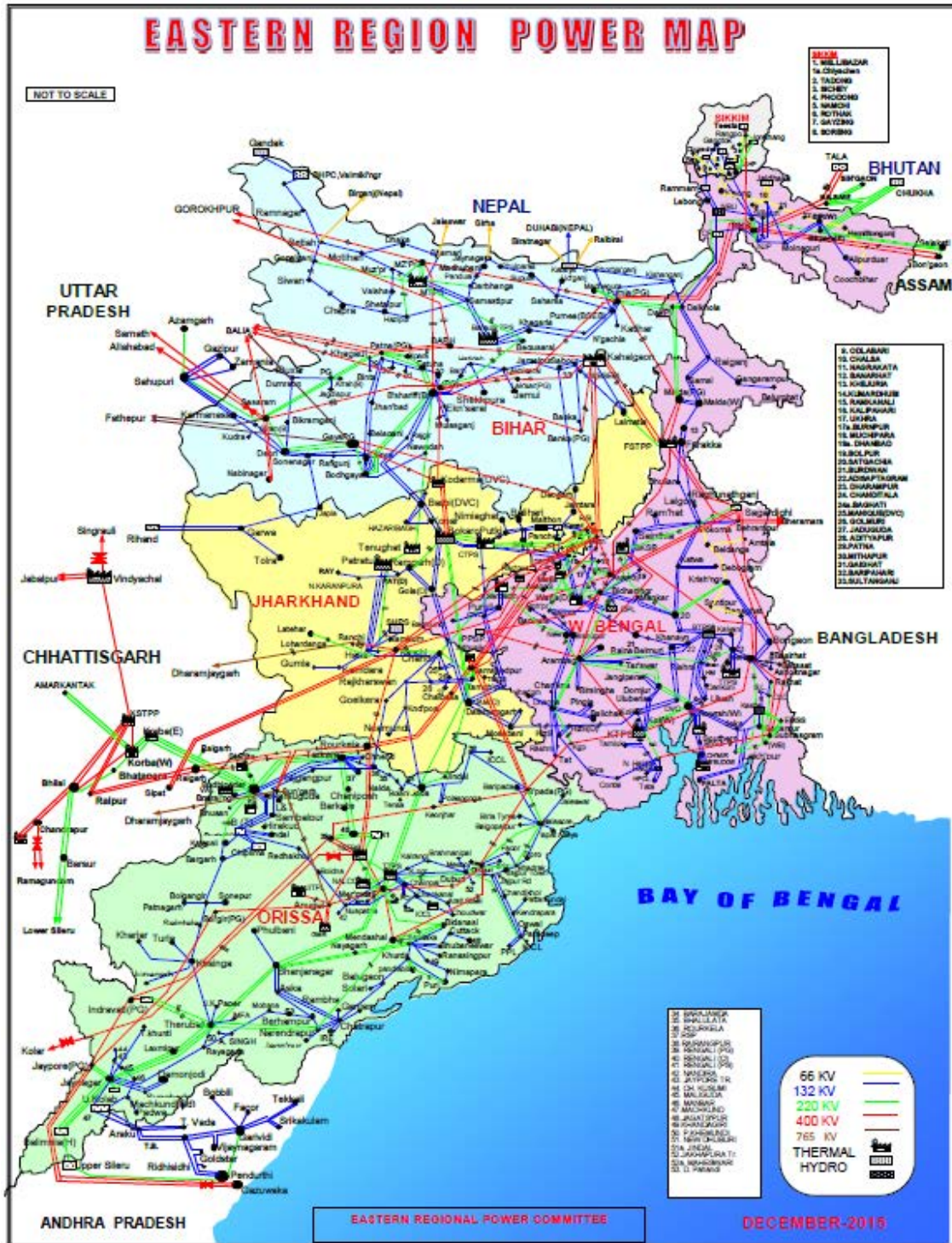
Figure 4.7.8-2 Intra State Transmission Line Length

¹⁴¹ Significant Achievements of Power & NES Department from May,2011 to May,2016, Gov. WB,



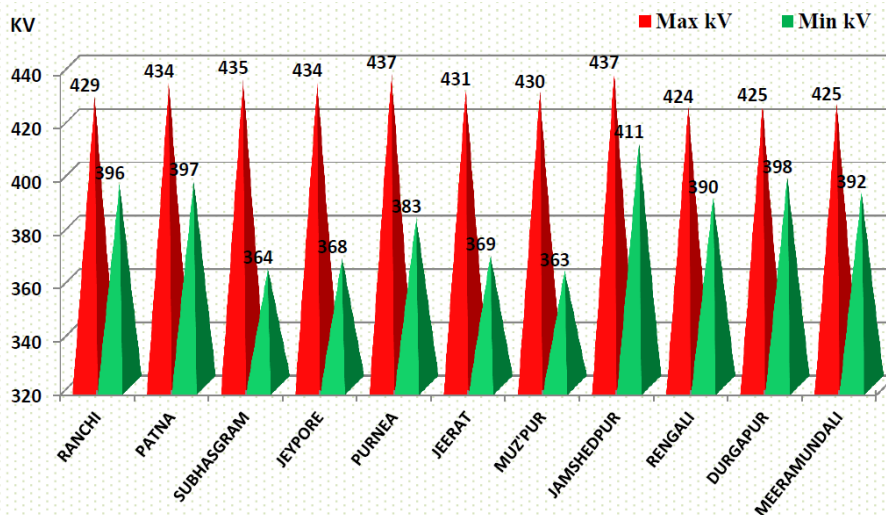
source: Eastern Regional Load Dispatch Center

Figure 4.7.8-3 Power Map of West Bengal



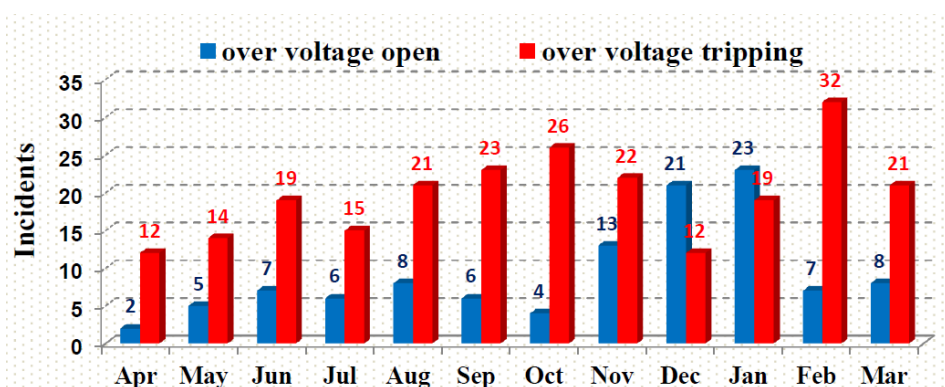
source: Eastern Regional Load Dispatch Center

Figure 4.7.8-4 Eastern Region Power Map



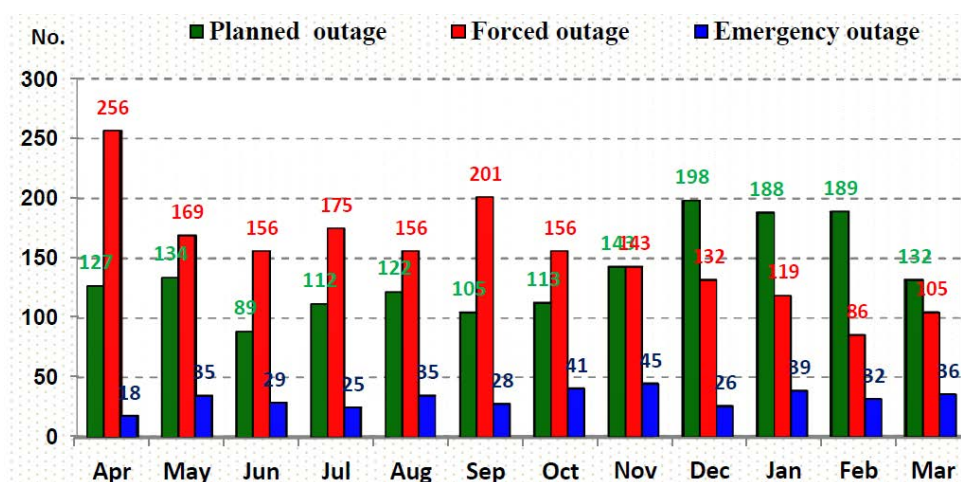
source: Eastern Regional Load Despatch Center, Annual Grid Report 2015-16 (Appendix 4-57)
 *Grid Standard 400kV: Maximum 420kV, Minimum 380kV

Figure 4.7.8-5 Maximum and Minimum Voltage at Important 400kV Stations in Eastern Region, 2015-16



source: Eastern Regional Load Despatch Center, Annual Grid Report 2015-16 (Appendix 4-57)

Figure 4.7.8-6 Over Voltage related Outrage of Transmission Lines in 2015-16



source: Eastern Regional Load Despatch Center, annual Grid Report 2015-16 (Appendix 4-57)

Figure 4.7.8-7 Non-Over Voltage related Outrage of Transmission Lines in 2015-16

(2) 送電ロス

WBSETCL の送電ロスは 2013-15 年にかけて 3.4% で、2019 年にかけても 3.4% を維持すると予測している。¹⁴²

4.7.9 配電

配電会社は増大する需要に見合う能力増強を計画している。WBSEDCL は 2016-19 年にかけて約 9,056 Crores 投資する。これには、IPDS と DDUGJY から 7,108 Crores を含んでいる。こうした投資はフィーダーの分離や技術的・商業的配電ロスの低減などに充てられる。

CESC は IPDS から 373.73 Crores を含む 4,046 Crores を投資し、供給分野の安定性向上と強化を図る予定である。

DPL は IPDS から 58.26 Crores を投資し、供給分野の安定性向上と強化を図る予定である。また、州政府からの資金調達(40%)を見込んでいる。

WBSEDCL は系統安定化装置を 2015 年の 525 から 2019 年には 660 まで増やす計画である。また、HT (高圧) 対 LH (低圧) の比率を現在の 1:1.78 から 1:1.57 へと向上させる。こうした取り組みは、2019 年の AT&C ロス目標 22.5% の達成に貢献するものである。

(1) 地方電化

過去 5 年間の電化に向けた顕著な取り組みを考慮すると、2017 年末までに全需要家に電気を供給できる見込みである。

1) Village Electrification (Nos.)

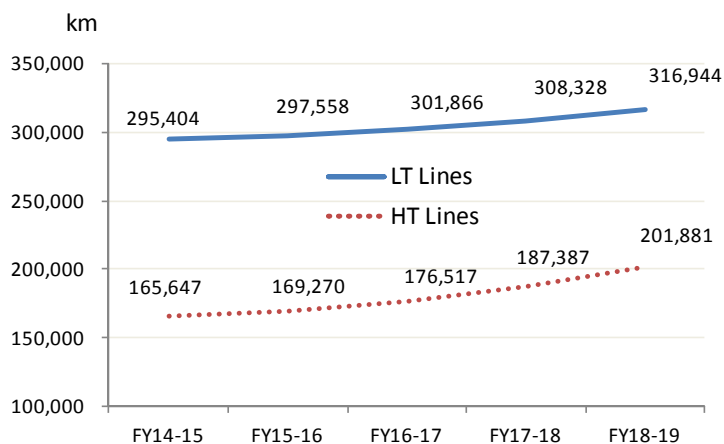
Total inhabited villages	37463
Balance Un-electrified Villages as on 31.05.2016	14

2) Household Electrification (Nos. in Lakhs)

Tatal Rural Households	137.17
Balance Un-electrified as on 21.05.2016	7.36

source : Ministry of Power

¹⁴² Annual report 2014-15, WBSEDCL (Appendix 4-61), West Bengal Power for All (Appendix 4-62),



source; West Bengal Power for All (Appendix 4-62)

Figure 4.7.9-1 Augmentation of Distribution System for WBSEDCL

(2) 電気料金

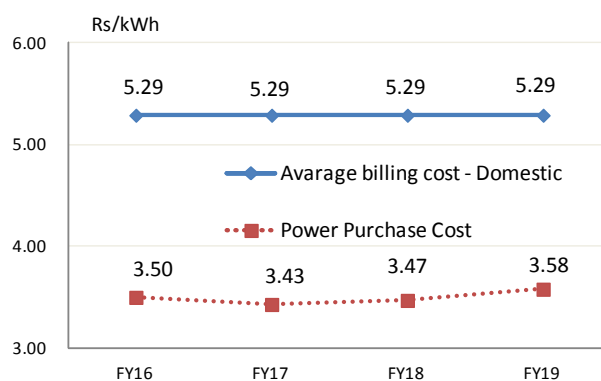
WBSEDCL の電力購入価格 (power purchase cost) は 2013 年から 2015 年にかけて、3.83 INR/U から 4.12 INR/U となっている。価格の上昇は、一部は変動電源からの調達によるものである。2015 年はコストを 26 paisa/U 低減させることができた。

Discom の Retail Tariff をみると 2015 年の供給コスト (ACS : average cost of supply) と請求レート (ABR : average billing rate) は以下のとおり。

- 供給コスト Cost of Supply : 7.5 INR/U, 電力購入コスト 5.68 INR/U を含む
- 請求レート Average Billing Rate : 6.58 INR/U

上記の差が生じる原因は主に AT & C ロスにある。2015-16 年の AT&C ロスは 28%にも達している。

一方、電力調達コスト 5.68 INR/U の詳細は明らかにされていない。この点、2016-19 年の調達コスト予測値とされた 3.43-3.58 INR/U と整合せずいくぶん不自然に見受けられる。¹⁴³



source : West Bengal Power for All (Appendix 4-62)

Figure 4.7.9-2 Power purchase rate & Average Billing Costs

¹⁴³ West Bengal Power for All

WBERC は貧困層 (lifeline consumers) を除くすべての需要家への retail tariff 価格レンジを ACS の 80-120% と定めている。貧困層は National Tariff Policy のガイドラインによって ACS の約 50%としている。TOD 料金も決められており、ピーク時間帯は 17:00-23:00 となっている。

例として DVC の需要家料金を下記に示す。TOD 料金は 473.99 paise/U の 80%~120%に設定されている。

Table 4.7.9-1 Average Tariff for Consumers of DVC for 2014 - 2015 and 2015 - 2016

Sl. No.	Particulars	Unit	2014 - 2015	2015 - 2016
1.	Total revenue to be recovered through tariff	Rs. Lakh	411684.45	432616.45
2.	Projected quanta of energy for sale to the consumers	MU	8638.98	9127.11
3.	Average tariff for the consumers [(3)= [(1) ÷ (2)]]	Paise / kWh	476.54	473.99

source: Tariff Order of DVC for the years 2014-2015 and 2015-2016

WBSEDCL の主な需要家は家庭用と産業用であり、家庭用“L&M domestic” が全需要の 31%を占めているが、この区分に TOD 料金は設定されていない。2 番目に大きい区分は産業用“H&EH industry” で全需要の 26%を占め、TOD 料金は 11kV で 4.42 ~ 9.52 INR/U、400kV では 3.89 ~ 8.24 INR/U と最大 5 INR/U の価格差がある。

上記のように、州ではピーク電力の価値を十分かどうかは別にして認識していると言える。

Table 4.7.9-2 Average Tariff for Consumers of WBSEDCL for 2014 - 2015 and 2015 - 2016 (for Domestic Consumers)

LOW AND MEDIUM VOLTAGE CONSUMERS

Sl No	Type of Consumer	Applicable Tariff Scheme					Optional Tariff Scheme												
		Consumer category	Name of the Tariff Scheme	Quarterly consumption in KWH	Energy Charge P/kWh	Fixed Charge / Demand Charge - in Rs./KVA/month	Consumer category	Name of the Tariff Scheme	Quarterly consumption in KWH		Energy Charge P/kWh	Fixed Charge / Demand Charge - in Rs./KVA/month	Consumer category	Name of the Tariff Scheme	Quarterly consumption in KWH	Energy Charge P/kWh	Fixed Charge / Demand Charge - in Rs./KVA/month		
1.	Life Line (Domestic)	Rate A(DM-L.L)	Normal	0 to 75	337	5	NOT APPLICABLE												
2.	Domestic (Rural)	Rate A(DM-R)	Normal	First	102	489	10	Rate A(DM-R)PP	Prepaid	All units	613	10	NOT APPLICABLE						
				Next	78	549													
				Next	120	635													
				Next	300	684													
3.	Domestic (Urban)	Rate A(DM-U)	Normal	First	102	494	10	Rate A(DM-U)PP	Prepaid	All units	613	10	NOT APPLICABLE						
				Next	78	560													
				Next	120	659													
				Next	300	692													
4.	Commercial (Rural)	Rate A(CM-R)	Normal	First	180	590	20	Rate A(CM-R)T	Normal - TOD	06.00 hrs to 17.00 hrs	All units	747	20	Rate A(CM-R)pp	Prepaid - TOD	06.00 hrs to 17.00 hrs	All units	735	20
				Next	120	710				17.00 hrs to 23.00 hrs	All units	896				17.00 hrs to 23.00 hrs	All units	860	
				Next	150	775				23.00 hrs to 06.00 hrs	All units	635				23.00 hrs to 06.00 hrs	All units	605	
				Next	450	818				23.00 hrs to 06.00 hrs	All units	635				23.00 hrs to 06.00 hrs	All units	605	
5.	Commercial (Urban)	Rate A(CM-U)	Normal	First	180	592	20	Rate A(CM-U)T	Normal - TOD	06.00 hrs to 17.00 hrs	All units	747	20	Rate A(CM-U)pp	Prepaid - TOD	06.00 hrs to 17.00 hrs	All units	735	20
				Next	120	712				17.00 hrs to 23.00 hrs	All units	896				17.00 hrs to 23.00 hrs	All units	860	
				Next	150	775				23.00 hrs to 06.00 hrs	All units	635				23.00 hrs to 06.00 hrs	All units	605	
				Next	450	818				23.00 hrs to 06.00 hrs	All units	635				23.00 hrs to 06.00 hrs	All units	605	

(for Industry Consumers)



HIGH & EXTRA HIGH VOLTAGE CONSUMERS

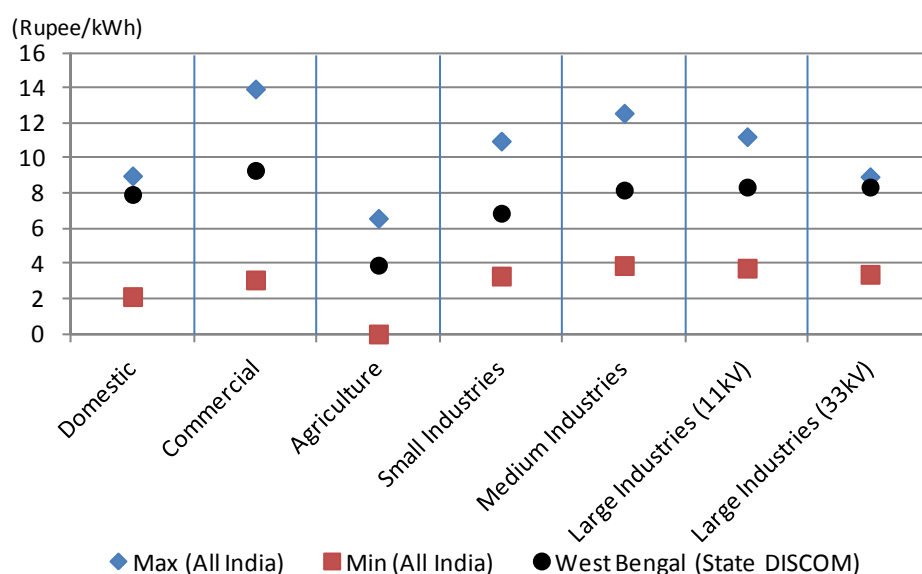
Sl No	Type of Consumer	Applicable Tariff Scheme						Optional Tariff Scheme										
		Customer category	Name of the Tariff Scheme	Consumption per month in KWH	Energy Charge			Demand Charge (Rs./KVA/month)	Customer category	Name of the Tariff Scheme	Consumption per month in KWH	Energy Charge			Demand Charge (Rs./KVA/month)			
					P/kWh							P/kWh						
			Summer	Monsoon	Winter				Summer	Monsoon	Winter							
1.	Public Utility	Rate PU (H)	Normal	All Units	434	431	428	320	Rate PU (H)	Normal - TOD	06.00 hrs-17.00 hrs & 20.00 hrs to 23.00 hrs	All Units	424	422	420	320		
											17.00 hrs-20.00 hrs	All Units	509	506	504			
											23.00 hrs-06.00 hrs	All Units	360	359	357			
2.	Industries (11 KV)	Rate I-1 (H)	Normal	All Units	440	438	436	320	Rate I (H)	TOD	06.00 hrs-17.00 hrs	All Units	430	428	426	320		
											17.00 hrs-23.00 hrs	All Units	516	514	511			
											23.00 hrs-06.00 hrs	All Units	366	364	362			
3.	Industries (33 KV)	Rate I-2 (H)	Normal	All Units	428	426	424	320	Rate I-2 (H)	TOD	06.00 hrs-17.00 hrs	All Units	420	418	416	320		
											17.00 hrs-23.00 hrs	All Units	504	502	499			
											23.00 hrs-06.00 hrs	All Units	357	355	354			
4.	Industries (132 KV)	Rate I-3 (H)	Normal	All Units	416	414	412	320	Rate I-3 (H)	TOD	06.00 hrs-17.00 hrs	All Units	408	406	404	320		
											17.00 hrs-23.00 hrs	All Units	490	487	485			
											23.00 hrs-06.00 hrs	All Units	347	345	343			
5.	Industries (220 KV and above)	Rate I-4 (H)	Normal	All Units	402	400	398	320	Rate I-4 (H)	TOD	06.00 hrs-17.00 hrs	All Units	394	392	390	320		
											17.00 hrs-23.00 hrs	All Units	473	470	468			
											23.00 hrs-06.00 hrs	All Units	335	333	332			

source; Gist of the Tariff Order Dated 10.08.2015 for 201516

Table 4.7.9-3 Consumer Wise Demand for WBEDCL

	MU sold			
	HV&EHV	L&MV	total	
Domestic&Lok deep	24	8,439	8,463	31%
Commercial & others	1,117	2,340	3,457	13%
Irrigation	0	1,492	1,492	
Public lighting	0	187	187	
Industrial	5,895	1,259	7,154	26%
Public water works etc.	182	141	323	
Cold storage	383	0	383	
Traction	1,050	0	1,050	
sub total	8,651	13,858	22,509	83%
Other Licensees	2,290	0	2,290	8%
Sales to other than Licensee	1,905	0	1,905	7%
Swap out	546	0	546	2%
Total	13,392	13,858	27,251	100%

source: JICA team, from 4-3 WBSEDCL ANNUAL REPORT & ACCOUNTS 2014-15 (Appendix 4-61)



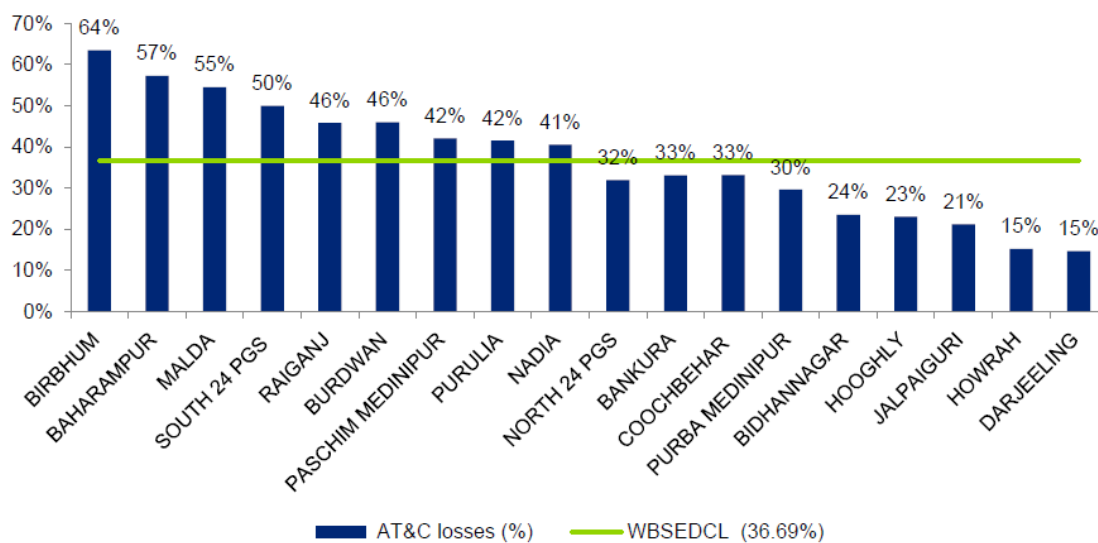
source : CEA, Electricity Tariff & Duty and Average rates of electricity supply in India, March 2015

Figure 4.7.9-3 Average Electricity Prices by Sector (comparison)

(3) AT & C ロス

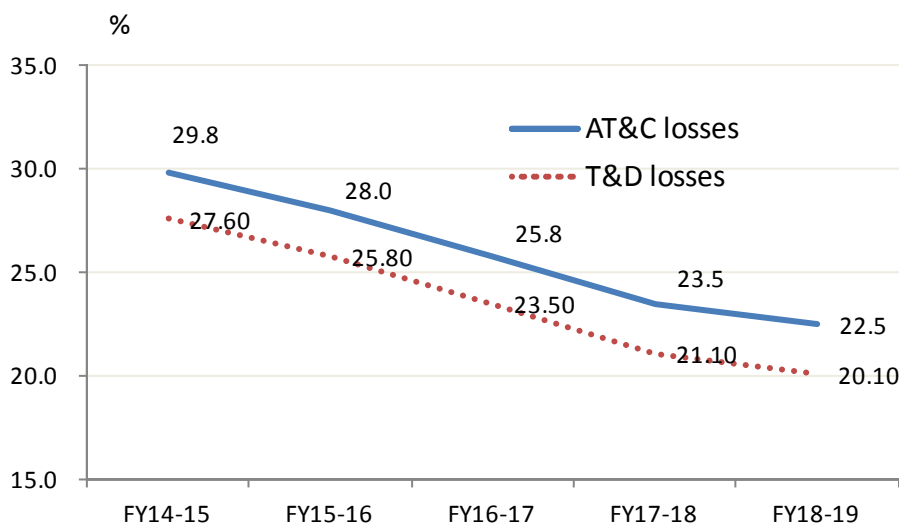
2015年9月、WBSEDCLのAT&Cロスは36.69%を記録した。WBSEDCLの投資計画は2019年までにAT&Cロスを22.5%まで低減させることを目標にしている。HTフィーダーを短くしたり、ABケーブルを導入していくとともに、ロス低減によって財務状況を改善する。もし、WBSEDCLが2019年までにAT&Cロスを22.5%まで低減させると、2019年の利益(profit after tax)は40 Croresになると見込んでいる。AT&Cロスをモニターする適切な対策を講じるべきと考えられる。

West Bengal は Korea Electric Power Company と MOU を締結し、送配電会社の T&D ロスの低減につながるフィージビリティスタディを実施することとしている。¹⁴⁴



source: West Bengal Power for All (Appendix 4-62)

Figure 4.7.9-4 Region wise AT&C Loss for WBSEDCL (Sep, 2015)



source: West Bengal Power for All (Appendix 4-62)

Figure 4.7.9-5 AT&C losses, T&D losses

(4) 配電会社の財務状況

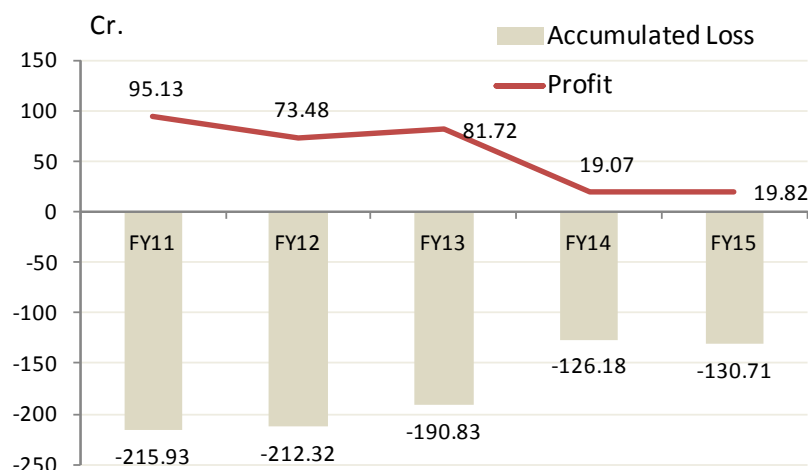
1) 財務状況

WBSEDCL はここ数年、利益を計上しており、累積債務は 2011 年の 216 Crores から 2015 年には 131 Crores にまで低減している。WBSEDCL は LT の拡張などさまざまな対策を講じて

¹⁴⁴ Businesstoday: July 8, 2016

いる。同州の見通しでは¹⁴⁵、今後 AT&C ロスは低下し、供給コスト (average cost of supply (ACS)) と実現レート (average realization rate (ARR)) との差は縮小すると見込んでいる。また、2019 年に利益は 40 Crores に達するものと想定している。

州では、配電会社の財務状況が改善に向かっていることから、料金値上げは見込んでいない。



source : West Bengal Power for All (Appendix 4-62)

Figure 4.7.9-6 Annual Profit & Accumulated Loss for WBSEDCL

2) 州の補助金

発送電分離以降、WBSEDCL には一部、貧困層への直接資本支出補助金 (capital subsidy) があるものの、州からの補助金には依存していない。PFC によると、WBSEDCL は 2011-12 年と 2013-14 年は補助金を受けていない。¹⁴⁶ これは、電力購入コストの上昇が Fuel and Power Purchase Adjustment Cost (FPPCA) によって料金に転嫁され、その料金が WBERC によって承認されてきたことによる。こうしたプロセスがタイムリーに承認されれば、WBSEDCL に対する補助金は必要ない。

しかしながら、WBSEDCL は州からわずかな補助金 (400 Crores) を受け取り、農業セクターや中所得層・貧困層需要家料金の値上げをしない事を決めたと報道されている¹⁴⁷。さらに州選挙の影響もあって 2017 年の料金設定決定が遅れている模様である。¹⁴⁸

3) UDAY スキームへの参画

中央政府主導の Ujjwal Discom Assurance Yojna (UDAY) スキームでは、州政府が配電会社の

¹⁴⁵ West Bengal Power for All, Aug., 2016

¹⁴⁶ Report on the Performance of State Power Utilities 2011-12 to 2013-14, PFC, July, 2015, <http://www.pfcindia.com/Content/PerformanceReport.aspx>

¹⁴⁷ Newspapers, 25th, Aug., 2016,

<http://www.indialivetoday.com/west-bengal-government-keeps-the-agriculture-sector-middle-class-and-below-poverty-line-consumers-out-from-power-tariff-hike/23469.html>

¹⁴⁸ ICRA, June, 2016, <http://www.icra.in/Files/ticker/SH-2016-Q2-3-ICRA-Power.pdf>

負債を引き継ぐことになっている。これは事業者の利子コストを減少させるほか、事業遂行の効率性を高めることにつながり、その結果、配電会社のコストを低減させることになる。電力調達コストや AT&C ロスの低減等の改善策執行による財政規律の改善も同スキームの一環である。スキームでは、州が配電会社負債の 75% を 2 年かけて継承、配電会社の負債利子コストを低減させる。

しかしながら、WBSEDCL は需要家に既に 24 時間供給を行っており、設立以降利益を上げているとし、州政府は UDAY への参画について「依然検討段階」にあるとしている。

配電会社は UDAY への参画によって利益をあげ、それを原資に料金を値下げすることが可能としている。値下げ額は以下のとおりで、0.11 INR/U から 0.20 INR/U と見込まれている。

Table 4.7.9-4 Expected Tariff Impact of UDAY

Particulars	FY16	FY17	FY18	FY19
Base Case PBT (Rs. Cr.)	37	73	97	61
UDAY scenario PBT (Rs. Cr.)	292	569	627	536
Differential PBT (Rs. Cr.)	255	496	530	475
Per unit impact (Rs./kWh)	0.11	0.20	0.20	0.18

source: West Bengal Power of All (Appendix 4-62)

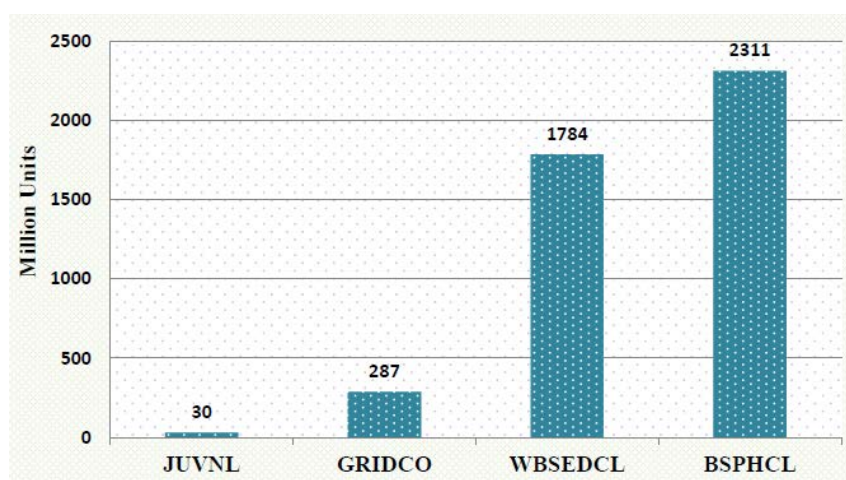
(5) 電力取引

WBSEDCL の年次報告書によると、短期の電力取引量は少ないものの、東部グリッドでは 2 番目に大きな取引量となっている。WBSEDCL は保有発電所からの調達はわずか 5% を占めるだけであり、電力購入コストを低減させることが財務的な視点から重要である。WBSEDCL によると、短期市場調達コストは他の調達コストと同様な範囲内にあるものの、RTC (round the clock) での一定期間一定コストの調達を回避し、DAM (day ahead market) を有効活用することで市場で一番安い価格帯から適宜調達する意向としている。これは、Purulia 揚水発電の経済運用にも繋がるものである。

Table 4.7.9-5 Purchase Volume of WBSEDCL

WBSEDCL Power Purchase	2014-2015	2013-2014
1 Central Sectors (NTPC, NHPC, PTC, DVC, etc).	9,647.1	9,151.1
2 State Sectors (WBPDC, DPL)	21,670.0	18,605.8
3 Short Term Bilateral	753.7	693.9
4 Short Term Exchange (IEX, PXIL)	1,044.2	319.0
5 Swap Power	1,129.8	1,172.7
6 Private Sectors	3,136.5	4,432.2
7 Renewables (WBREDA)	0.2	0.2
8 Power Drawn under UI mode (UI IN)	431.3	777.4
Total Energy	37,812.8	35,152.4

source : JICA team, from WBSEDCL Annual Report 2014-15, Dec., 2015 (Appendix 4-61)



source: Eastern Regional Load Dispatch Center , Annual Grid Report 2015-16 (Appendix 4-57)

Figure 4.7.9-7 Energy Purchased through Power Exchanges in FY2015-16

Table 4.7.9-6 Purchase Cost of WBSEDCL

WBSEDCL Purchase Price	2014-2015	2013-2014
	INR/U	INR/U
i) Central Sectors		
DVC	4.8	6.7
Govt. of Sikkim	4.6	4.4
NTPC	4.0	4.5
NHPC	4.9	3.8
PTC	1.4	1.3
ii) State Sectors		
WBPDCL	3.2	3.5
iii) Short Term		
Power Exchange	4.2	3.1
Adani Exports	3.2	3.3
GMR Energy Trading Ltd	3.7	3.2
iv) Private Sectors		
ELECTO STEEL	2.5	2.5
NEORA HYDRO LIMITED	3.6	3.6
Nippon Power Limited	3.6	3.6
Tata Power Company Ltd	1.9	1.9
Shree Renuka Sugars Ltd	2.0	2.8
Rashmi Cement Ltd	1.8	1.6
Ennore Coke Ltd	2.1	2.1
Bengal Energy Limited	1.8	1.6
Concast Bengal Industries Ltd	3.2	3.2

source : JICA team, from WBSEDCL Annual Report 2014-15, Dec., 2015 (Appendix 4-61)