

鉍工業プロジェクト形成基礎調査
(インド国アンドラプラデシュ州配電改善計画調査)
報告書

2002年3月

JICA LIBRARY



J1168927(0)

国際協力事業団
鉍工業開発調査部

鉍調査

JR

02-098



鉦工業プロジェクト形成基礎調査
(インド国アンドラプラデシュ州配電改善計画調査)
報 告 書

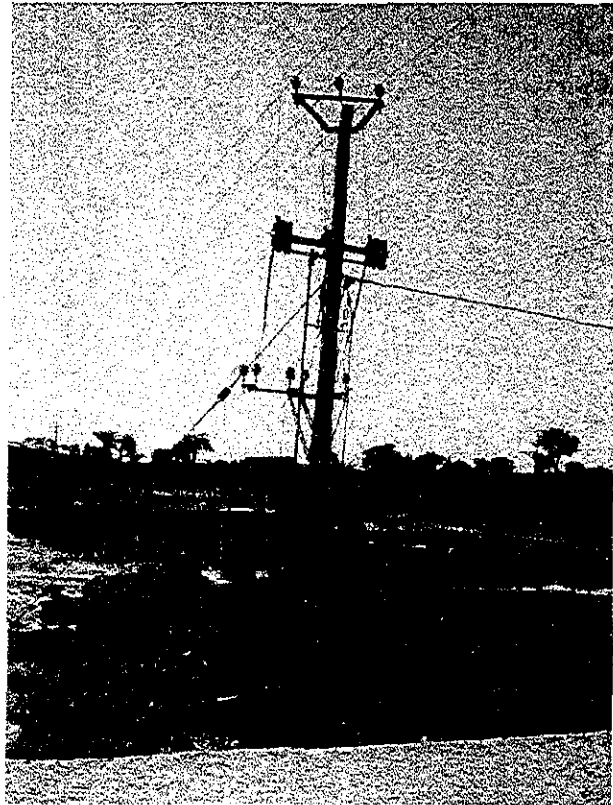
2002年3月

国際協力事業団
鉦工業開発調査部



1168927101

郡部変圧器



市部配電線



農事用ポンプ供給



農事用ポンプ



料金支払い窓口



ハンド・ヘルド・コンピューター



目 次

写 真

第1章 調査概要

1. 1	背景と目的	1
1. 2	調査項目	2
1. 3	団員構成	3
1. 4	調査日程	4
1. 5	主要面談者	6

第2章 協議概要

2. 1	調査団所見	8
2. 2	協議結果	9
2. 3	署名した M/M	11

第3章 アンドラプラデシュ州の電力事情と配電分野の課題

3. 1	配電改善	15
3. 1. 1	電力需給	15
3. 1. 2	配電改善	17
3. 1. 3	今後の協力の方向性	23
3. 2	経営改善	33
3. 2. 1	インド国の電力事情	33
3. 2. 2	電力セクター改善	33
3. 2. 3	アンドラプラデシュ州における電力事業	34
3. 2. 4	開発調査について	46

付属資料

1.	面談記録	51
2.	参考資料	76
3.	収集資料リスト	79

第1章 調査概要

1. 1 背景と目的

(1) 背景

インド国ではその発電容量が1981年から2001年までの20年間に3倍以上(30,000MW→100,000MW)と飛躍的な伸びをみているが、その一方で慢性的な電力不足と電力の信頼度の低さは解決されないままである(ピーク時の電力不足は約18%とされている)。

アンドラプラデシュ州(以下AP州)においても、電力は不足傾向にあり、また送配電損失率は35%のうち配電損失率が30%に達しているため、配電段階での損失を経営面、技術面の両面からの改善により解消していくことが強く求められている。

1998年3月に派遣されたAP州配電網改良計画調査報告書において、世銀が中心となり進められている同州の電力セクター改革に関し日本に対しては狭義の技術的な支援を行うことが求められていると報告されている。一方1998年2月に正式提出されている本件TORにおいても技術的な支援の要素が強い内容となっている。

また、2000年9月に実施された鉱工業プロジェクト選定確認調査(電力分野に関するベースライン調査)において、配電損失率がいまなお改善されていないことが確認されている。

AP州の電力セクター構造改革に関しては、DFID(英国国際援助開発省)および世銀が中心になり協力が進められてきた。技術協力としては、CIDAが世銀およびADBとの協調による「エネルギーインフラ事業プロジェクト」を(対象はケララ州、AP州、マドヤプラデシュ州および中央電力規制委員会。AP州との間では1998年3月25日に事業計画書を署名交換し、2002年までの予定で)実施中である。同プロジェクトは、インド国内の多くの州と同様AP州で行われている電力セクター改革(州電力庁(APSEB)は分割されてAPTRANSCOに改編)を支援する包括的な協力であるが、具体的には発電、送電、配電の(コストを含む多面的な)効率化、民営化途中の電力公社の運営効率化と長期計画の策定能力向上、適正な料金制度の確立、デマンドサイド・マネジメント等広汎に涉っている。

上記プロジェクトに関し、2000/2001のCIDAによる中間評価(同Project Performance Sheetによる)の結果、配電の改善を含め一定の成果を上げているとされており、AP州の電力セクター改革をめぐる状況は1998年の正式要請書提出時およびプロジェクト形成基礎調査実施時から大きく変化している。

以上の背景に鑑み本件調査団を派遣し、要請済案件の背景および現時点での

AP州側ニーズ等を確認の上望ましい具体的TORについて先方との間で十分に詰めるべく本調査団が派遣された。

(2) 目的

本調査では、上記両調査の結果を踏まえ、1998年の正式要請提出後現時点までのAP州の電力改革の進捗状況および現時点でAP州電力セクターが抱える課題を調査、確認するとともに配電部門を主眼とした調査を実施することとした。すなわち配電部門の経営改善および技術的側面からの支援をコンポーネントとし配電損失の低減を目指すことによってアンドラプラデシュ州が進めている電力セクター構造改革に貢献する開発調査案件の形成を目的とした。

1. 2 調査項目

[共通調査事項]

- 1) インド国政府の電力改革にかかるスタンスの確認
- 2) 先方要請内容の確認および実施機関 (AP 州政府) の受入・実施体制の調査
- 3) 世銀、DFID、ADB、CIDA および JBIC 等関連のマルチ・バイ援助機関の協力の進捗にかかる情報収集・分析
- 4) 開発調査案の作成 (調査目的、検討内容、調査対象、スケジュール等)

[電力需給/配電改善]

- 1) AP 州電力需給の現状と問題点に関する調査 (特に CIDA プロジェクトのインパクトを考慮)
- 2) 配電損失の現状と問題点にかかる調査および原因の分析
- 3) 上記1)、2) への対応策の立案

[民営化/電気事業経営改善]

- 1) AP 州電力庁の分割・法人化のレビューと現状および問題点にかかる調査 (特に CIDA プロジェクトのインパクトを考慮)
- 2) 配電損失の現状改善の観点からの電気事業経営改善策の立案

1. 3 団員構成 (計6名)

- 1) 谷川 和男 (団長) : JICA 専門技術嘱託
- 2) 柴谷 昌宏 (副総括) : JICA 鈾工業開発調査部計画課課長代理
- 3) 芦村 秀人 (技術協力行政) : 経済産業省原子力安全・保安院電力安全課
技術係長
- 4) 山田 史子 (調査企画) : JICA 鈾工業開発調査部資源開発調査課
- 5) 齋藤 肇 (電力需給/配電改善) : 中部電力株式会社 (コンサルタント団員)
- 6) 秋月 貞造 (民営化/電気事業経営改善) : 株式会社日本開発サービス
(コンサルタント団員)

1. 4 調査日程

日順	月日		行程	宿泊地
1	2/14 (木)	午前 午後	出国 (成田 JL471/11:20→テ`リー 17:30→ニュー` テ`リー 陸路) *団員3) 以外 団内打合せ	ニュー`テ`リー
2	2/15 (金)	9:00 11:00 14:30 16:25 17:00	JICA 事務所との打合せ JBIC 訪問 DFID 訪問 ADB 訪問 大使館表敬	ニュー`テ`リー
3	2/16 (土)	午前 13:00~ 16:00	資料整理 団内打合せ (前日の協議結果まとめ)	ニュー`テ`リー
4	2/17 (日)	午前 午後	出国 (成田 JL471/11:20→テ`リー 17:30→ニュー` テ`リー 陸路) *団員3) 団内打合せ	ニュー`テ`リー
5	2/18 (月)	10:30 12:00 14:30 17:00 20:00	インド国電力省訪問 CIDA 訪問 世銀訪問 移動 (ニュー`テ`リー→テ`リー 陸路 ; テ`リー` 9W825/17:00→Mテ`ラハ`ト` 19:00) TOR 案に関する団内打合せ	ニュー`テ`リー Mテ`ラハ`ト`
6	2/19 (火)	10:00 11:30 14:45 15:10 17:30 20:00~ 22:00	APTRANSCO 訪問、打合せ APERC 面談 APTRANSCO 会長表敬 APGENCO 会長表敬 配電公社との面談 / AP 州副首相表敬 ミニッツ案に関する団内打合せ	Mテ`ラハ`ト`
7	2/20 (水)	9:00~ 10:20 10:30 14:00~ 16:00 16:15~ 20:00	APTRANSCO との協議 世銀セミナー出席 / 団内打合せ / 報告書作 成作業 団内打合せ APTRANSCO とのミニッツ協議	Mテ`ラハ`ト`
8	2/21 (木)	9:00~ 13:00 午後	APTRANSCO とのミニッツ協議 ミニッツ署名交換 報告書作成作業	Mテ`ラハ`ト`

9	2/22 (金)	午前	移動 (ハイデラバード 9W828/8:20→デリー 10:30 →ニューデリー 陸路) *官団員のみ、コンサルタント団 員は引き続きハイデラバードにてデータ収集	デリー *官団員
		14:30	インド国電力省報告	
		15:30	大使館報告	
		16:30	JICA 事務所報告	
9	2/22 (金)	全日	移動 (ニューデリー 陸路→デリー SQ407/23:15 →) データ収集	ハイデラバード *コンサルタント 団員
10	2/23 (土)	午前	移動 (→シンガポール 7:05) *官団員	帰路
			移動 (シンガポール JL712/8:35→成田 15:55)	*官団員 1) - 4)
			*官団員 1) - 4)	
			移動 (シンガポール SQ152/8:00→ジャカルタ 8:35)	*官団員 5)
			*官団員 5)	
		全日	資料整理 *コンサルタント団員	ハイデラバード *コンサルタント 団員
11	2/24 (日)	全日	資料整理	ハイデラバード
12	2/25 (月)	全日	データ収集*コンサルタント団員	ハイデラバード
13	2/26 (火)	全日	データ収集*コンサルタント団員	ハイデラバード
14	2/27 (水)	午前	移動 (ハイデラバード 9W828/8:20→デリー 10:30 →ニューデリー 陸路)	ハイデラバード /ニューデリー
		午後	*必要に応じ関係機関報告	
			JICA 事務所報告	
			移動 (ニューデリー 陸路→デリー SQ407/23:15 →)	
15	2/28 (木)	午前	移動 (→シンガポール 7:05)	帰国
			移動 (シンガポール JL712/8:35→成田 15:55)	

JL:日本航空 SQ:シンガポール航空 9W: ジェットエアウエイズ (Jet Airways)

1. 5 主要面談者

電力省

Mr. Ajay Shankar. Joint Secretary

Mr. Somit Dasgupta Director

Transimission Corporation of Andhra Pradesh Limited (APTRANSCO)

Mr. P. Ramakanth Reddy, I.A.S. Chairman & Managing Director

Mr. T.R.C. Bose, B.E. Director (Projects)

Mr. Er. D., Ramakrishna Rao, M. Tech. Chief Engineer (DFID & Reforms)

Andhra Pradesh Power Generation Corporation Ltd.

Mr. J. Parthasarathy, B.E. (Hons.) Chairman & Managing Director

Andhra Pradesh Electricity Regulatory Commission

Mr. T.B. Narashimha Rao Secretary

Ms. Dr. Geeta Gouri Director (Tariff)

Mr. A.V. Subba Rao Member

Mr. D. Lakshmi Narayana Member

Northern Power Distribution Company of A.P. Ltd.

Mr. Ch. Narasimha Murthy, M. Tech. Director (Commercial & Finance)

Central Power Distribution Company of Andhra Pradesh Ltd.

Mr. T.V.S.N. Prasad, B. Tech., I.A.S. Managing Director

ADB

Mr. Frank J. Polman Country Director

CIDA

Mr. Fayez Malek, P. Eng. Director, India-Canada Cooperation Office

Mr. ChAndhran Thiruchittampalam, P. Eng. Counsellor (Development)

DFID

Mr. Ian Alexander Deputy Programme Manager

Mr. Inderjit S. Anand, B.Sc Eng., FIEE Chartered Electrical Engineer / Engineering Advisor

World Bank
(Washington)

Mr. S. Vijay Iyer

Senior Financial Analyst, Energy & Infrastructure
South Asia Region

(New Delhi)

Mr. Sunil K. Khosla

Senior Energy Specialist, Energy Sector

在インド日本国大使館

兎玉公使

山根参事官

金井一等書記官

桜町一等書記官

関口一等書記官

JBIC

辻 一人

ニューデリー首席駐在員

伊藤 晃之

ニューデリー駐在員

JICAインド事務所

酒井所長

武次長

島田所員

松本所員

第2章 協議概要

2.1 調査団所見

調査団は2月14日から22日まで現地に派遣され、ニューデリーでは世銀、ADB、DFID、CIDA、JBIC等との情報交換を行なうとともに、アンドラプラデシュ(AP)州では、本格調査の実施機関に予定されている APTRANSCO およびその下部機関である DISCOMS 等と標記計画にかかる先方の正式要請書 (TOR) の内容について確認を行ないつつ、本調査の位置付け等に関し協議を行なった。

あいにく、世銀のチームが時期を一にして現地を訪問中であったこと、JBICの総裁の現地訪問及び中央政府電力大臣 AP 州訪問とも重なったため、協議相手となる APTRANSCO 側のキーパーソンとのアポイントが事前に確保できない状況の中での協議となり、スケジュール的にも随分タフなものとなった。

また、本案件に係る要請が1998年に提出され、プロジェクト形成調査を実施したが、その後の経済措置により4年近くの空白期間があったこと、他のドナーに比してわが方の対応が立ち遅れていること及び状況変化も見込まれたことから、今次新たにプロジェクト形成調査を実施することとなった。

AP 州の電力セクター改革においては世銀、DFID 及び CIDA を中心とした多額に上る援助が実施されている。これによりかなりの調査が実施済みであり、データも揃っているものと思われる。23日以降も2名のコンサルタント団員がハイデラバードに滞在して調査を継続し、他ドナーの協力の実情および成果について更なる情報収集等を行なう予定である。

APTRANSCO 側との協議を通じて得た感触は、開発調査よりは機材供与に関心があるもようであった。JICA の開発調査のスキームについての理解もさることながら、借款と技術協力の識別も十分にはついていない様子が伺えた。例えば、無償資金協力であったとしても、それは中央政府からの転貸になることもある由で、地方自治体にしてみれば、借款も技術協力も同じとの考えを有していた。また、電力料金の設定、電力需給計画の策定等のいわゆる電力行政はインド各州の地方自治・権限に委ねられていることもあり、特に AP 州については援助慣れしている部分も端々に見られた。

しかし、全般的に見れば各機関のトップ (AP 州副首相、APTRANSCO 総裁、APGENCO 総裁、APEREC 総裁、CPDCL 総裁) が調査団との面談の機会を作ってくれたことは本件調査への高い関心を示しているものと思料される。

更に APTRANSCO 側は、ショートノータイスであったが当方のクエスチョネアーに対しても迅速かつ適切に対応してくれた点は高く評価できる。

2. 2 協議結果

(1) ミニッツ協議の経緯

- 1) 正式要請(TOR)の内容が不明瞭な部分が多かったので、事前に JICA インド事務所を通じ先方に修正版を準備するように申し入れていたが、対応できていなかった。先方はわが方が先に協力可能な分野を表明すれば、そのラインで修正 TOR を作成するとしたスタンス固持した。この事は予め予想されたことから、団内で調査内容の骨子(案)を事前に準備し、先方へ提示した。
- 2) 先方は急遽、DFID が作成した TOR をほぼ模倣した形で提出越したが、同内容は、プロ技あり開発調査ありの広範囲なものであった。
- 3) 先方の説明振りが一定せず、場合によって、また人によって変わるので、当方より先方に対し、しっかり内容を固めた上で、修正 TOR を後日、JICA インド事務所を通じ提出するように申し入れたが、先方はこれを強く否定し、TOR については1) のように、当方が示唆したスケルトンに若干の項目を加えた形にした TOR にして合意したいとし、すぐにでもミニッツを結びたい旨主張。これに対し、チームとしては、要請の背景を付した内容で、かつ先方としての独自で主体性のある要請書で、かつ、協力を要請するという位置付けのものでなければ署名できない旨主張し、再考を促した。
- 4) 21日、ようやく先方は、ほぼ当方の要望するとおりの要請背景にかかる書簡を提出越したところ、これをミニッツに添付し、先方は APTRANSCO のガンジー局長 (Director(Commercial & Co-ordination)) と調査団団長との間で署名・交換を了した。

なお、修正 TOR の内容については、ほぼ協議済みのところ、補足説明等を追加する等修正を行った上、後日、JICA インド事務所経由で提出越す旨ミニッツに記載した。

(2) 調査対象範囲

APTRANSCO とチームの間である程度技術的な内容を詰めたが、先方より要請のあった項目は以下のとおり：

- 1) 選定地域での 132 / 33 / 11 k v 変電所および低圧 (LT) におけるロスの評価
- 2) ロス削減の見積もりおよび投資評価を含む設備改善計画の評価
- 3) 投資評価手法および配電システムの O&M 手法にかかる技術移転

- 4) 検針、請求および集金の改善のための料金システムの改善
- 5) 送配電計画および設計、操作管理、QC にかかる技術者および官吏の研修

(3) 調査期間

ミニッツにも記載したとおり、先方は本件本格調査の実施を急いでいるところ、先方は修正 TOR 提出後、約一年以内の調査を完了することを希望している。

以上のように TOR については、先方と今次調査チームの間ではほぼ調査可能範囲に整理しなおしたところであるが、本案件が採択されれば、予備調査団の早急な派遣が望まれる。また、その際 S/W にかかる当方および先方の措置(責任範囲)については十分詰めることが望まれる。また、本格調査の調査期間については、先方からの強い要請もあり一年以内の実施が望まれるところである。

2. 3 署名した M/M

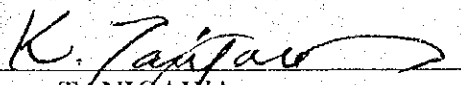
MINUTES OF MEETINGS
BETWEEN THE JAPANESE PROJECT FORMULATION STUDY TEAM AND
THE TRANSMISSION CORPORATION OF ANDHRA PRADESH LIMITED
FOR THE DEVELOPMENT STUDY
ON THE IMPROVEMENT OF POWER DISTRIBUTION SYSTEM OF
ANDHRA PRADESH IN INDIA

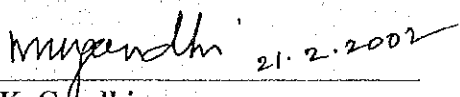
The Japanese Project Formulation Study Team (hereinafter referred to as "the Team"), organized by the Japan International Cooperation Agency (hereinafter referred to as "JICA") and headed by Mr. Kazuo Tanigawa visited from February 14 to February 22, 2002.

During its stay, the Team exchanged views and had a series of discussions with the Transmission Corporation of Andhra Pradesh Limited (A Govt. of Andhra Pradesh Undertaking) (hereinafter referred to as "APTRANSCO") and related Indian authorities, concerning the Development Study for the improvement of the power distribution system of APTRANSCO (hereinafter referred to as "the Study")

Both sides confirmed the result of discussions as described in the document attached hereto.

Hyderabad, February 21, 2002


Kazuo TANIGAWA
Leader
Project Formulation Study Team
Japan International Cooperation Agency
Japan


P.M.K. Gandhi,
Director (Commercial & Co-ordination)
Transmission Corporation of Andhra
Pradesh Limited (APTRANSCO)
India.

ATTACHMENT

SUMMARY OF DISCUSSIONS:

1. Commencement of the Study

APTRANSCO requested the Japanese side to start the Study as early as possible. The Team, while agreeing on the importance of the earliest possible commencement of the Study, requested APTRANSCO to submit a revised Terms of Reference (hereinafter referred to as "the TOR") to the Japanese side in consultation with other related authorities so that the Japanese side will be ready to dispatch another study team to finalize the Scope of Work.

2. Period of the Study

APTRANSCO requested to the Team that the Study will be finalized in less than one year after the submission of the said TOR. The Team expressed that it would convey the matter to JICA for consideration.

3. Scope of co-operation

APTRANSCO requested the JICA for co-operation to carryout the following.

- a. Review and recalculation of technical and non-technical loss in the selected 132/33-11 kV Substations and down below to the level of LT in 10 districts of predominantly Agricultural based Loads.
- b. Evaluate the refurbishment plan with estimation of expected loss reduction, cost of the investment and financial projection and analysis.
- c. Technical transfer on investment analysis and evaluation and on operation and maintenance of the distribution system during the study.
- d. Development of common billing software for improvement of metering, billing and revenue collection.

- e. Train engineers and officers engaging in;

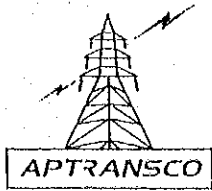
Transmission and Distribution planning and design

Operation management

Quality Control measures

4

Myerall 21-2-00



Transmission Corporation of Andhra Pradesh Limited
(A Govt. of Andhra Pradesh Undertaking)
Vidyut Soudha, Hyderabad - 500 082.

Dated February 21, 2002

BACKGROUND OF REQUEST FOR DEVELOPMENT STUDY BY JICA

The Transmission and Distribution systems in Andhra Pradesh requires heavy investments to meet the demand as there is a continuous growth of demand. As may be seen from the load forecast table furnished up to 2007 there is shortage in the availability of energy(between 5.96% to 15.24%) as well as peak demand (between 0.96% to 11.31%). Similarly the losses in 2000 -2001 are of the order of 33.9% which are proposed to be reduced to 19.5% by 2006 -2007 in a phased manner. Such an ambitious task can be accomplished by initially making a detailed loss study in various components of the power system and identify the deficiencies. This will be possible by selecting typical distribution feeders with different load mix(viz) domestic, Commercial, Agricultural, Industries etc, in various areas of the state and study in detail the number of distribution transformers, customers connected under each distribution transformer etc. To make such an indepth study accurate feeder layouts are to be created on land use maps/maps supplied by Geological Survey of India through pole to pole survey and creating a GIS data base.

Load flow studies for the accurately mapped power networks can be carried out by Computer Aided Design (CAD). Through such a study we can arrive at losses in each section of the feeder and voltage violations from the statutory limits as described at item 4. Rule in the information booklet. Once such a detailed analysis is made, improvement in the technical losses can be accomplished by refurbishment.

When the total losses in a feeder are known and the exact technical losses calculated through load flows, the difference between the two constitute non technical losses. Non technical losses have to be minimized by eliminating the defective meters and defects in billing system etc.

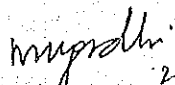
To improve the financial performance of the utility it is necessary to develop an effective billing system and payment monitoring mechanism. To achieve this end some effort is already made in APTRANSCO/DISCOMs by employing spot billing through hand held computers as indicated in the information booklet under item 5. It may be possible to improve these methods further by studying the practices followed by the utilities in Japan or elsewhere.

myself

Any investment in system strengthening requires technical justification as well as viable pay back. This can only be done by a detailed investment analysis for strengthening the system and qualifying the benefits such as loss reduction and reduction of peak demand. The experience of JICA'S Consultants in this direction will prove valuable to APTRANSCO/DISCOMs.

Quality consciousness is necessary to improve standards of construction which reduces the maintenance as well maintenance costs. This is possible only through a skills transfer programme where by the engineers of APTRANSCO/DISCOMs can be trained at the utilities of Japan. Training in the areas of planning, construction and operations will be highly helpful to the utility engineers of APTRANSCO/DISCOMs to run the power system in an efficient way. Keeping the above objectives in view and after detailed discussions with the JICA team, the following Terms of References (TORS) are brought out duly identifying the areas of possible cooperation in a time bound programme.

It is, therefore, highly appreciated if JICA will take the immediate action to this matter.


21.2.2002
P.M.K. Gandhi,
Director (Commercial & Co-ordination)

164

第3章 アンドラプラデシュ州の電力事情と配電分野の課題

3.1 配電改善

3.1.1 電力需給

(1) 需給バランス

AP州における1997年～2006年までの電力需給バランス推移は、APTRANSCOの資料によると表1のとおりとなっている。

表1 AP州の電力需給バランス

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
発電設備 (MW) a	7264	7332	7501	7979	9272	10072	10667	11557	12021	12441
可能容量 (MW) b	5542	6216	6401	6844	7858	8536	9040	9794	10187	10543
需要量 (MW) c	5999	6625	7211	7717	8234	8759	9315	9889	10546	11219
b-c (MW)	▲ 457	▲ 409	▲ 810	▲ 873	▲ 376	▲ 223	▲ 275	▲ 95	▲ 359	▲ 676
送電ロス (%)	8.8	8.8	8.8	8.8	8.5	8.0	7.0	6.0	5.0	4.5
ロス引後 (MW) d	6625	6687	6841	7277	8484	9266	9920	10864	11420	11881
d-c (MW)	626	62	▲ 370	▲ 440	250	507	605	975	874	662

*2000年度までが実績。送電ロスの1997～1999年度分は2000年と同等として計算。

上記の表では、短時間での需要急変や発電機事故等を考慮した予備率として、発電設備容量から18%程度を控除した値を可能容量としている。

供給力が不足して、系統の周波数が低下した場合には、下記のとおり、あらかじめ決められている変電所への供給を停止させる（負荷遮断：Load Shedding）ルールとなっている。実際に、1998年度までは供給力不足による負荷遮断を実施していたが、1999年度からは変電所での負荷遮断の実績はない。しかし、未だ十分な供給力ではないことから、系統周波数は48Hz程度となっており、定格周波数50Hzで供給するためには、さらに250MWの供給力が必要と分析されている。（CIDAの分析結果）

表2 負荷遮断ルール

系統周波数	遮断対象変電所	遮断負荷量
47.8Hz	10 変電所	310MW
47.7Hz	20 変電所	685MW
47.6Hz	30 変電所	830MW

なお、全体需要の約40%を占める低圧の農業用ポンプへの電力供給は1日9時間に制限されており、これが電力需給バランスの改善に大きく寄与している。

今後、AP州全体の需要は、年平均8%程度で伸びていくものと推定される。しかし、各国援助により、Simhardi火力(1000MW)、BSES コンバインドサイクル(220MW)やSrisailam Left Bank 水力(450MW)等、発電所の新設ならびに既設発電所の増設が予定されていることから、電力不足は解消されていくものと考えられる。

(2) 電力需要の変動状況

AP州における1日の電力需要の変動は、図1のとおりとなっている。年間で、最大需要を記録するのは3～4月となっている。需要がもっとも少なくなるのは、12月頃の深夜となっており、最大需要と最小需要の比率は、約1.5倍になる。（中部電力では約2.2倍）

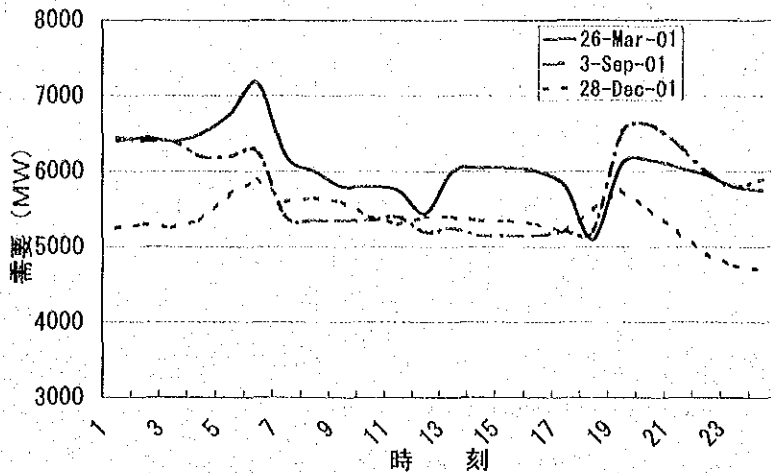


図1 AP州の電力需要の変動

(3) AP州電力センターの電力の流れ

1999年度のAP州内で流通した電力の流れを図示すると、図2のとおりとなる。

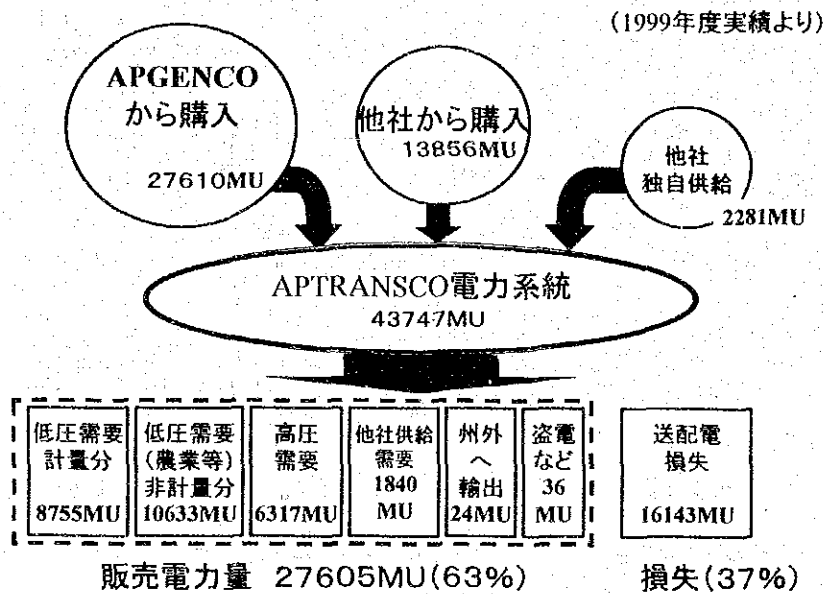


図2 電力の流れの概要

電力量計が設置されていない農業等の需要家の推定需要が、販売電力量の38.5%にも達している。また、送電を含めるとテクニカルな損失が、37%発生している。なお、日本の送配電損失は、1999年度で5.4%である。(沖縄電力除きの9電力合計値)

3. 1. 2 配電改善

(1) 配電分野の概要

AP州では、1999年に始まった電力セクター改革により、それまでの州電力局 (APSEB) が、発電を行う APGENCO と送電部門に特化した APTRANSCO ならびに需要家への電力供給を実施する DISCOM (配電会社) に分割された。

配電会社は、中央配電会社 (CPDCL), 東部配電会社 (EPDCL), 北部配電会社 (NPDCL), 南部配電会社 (SPDCL) の4つに分割され、AP州内の23地域のうち、それぞれ6地域程度を分担して電力供給を行っている。

APTRANSCO と DISCOMs の責任範囲は、図4のとおりである。

132kV から 33kV に降圧された以降の電力設備が、配電会社が保有・管理する設備となっている。

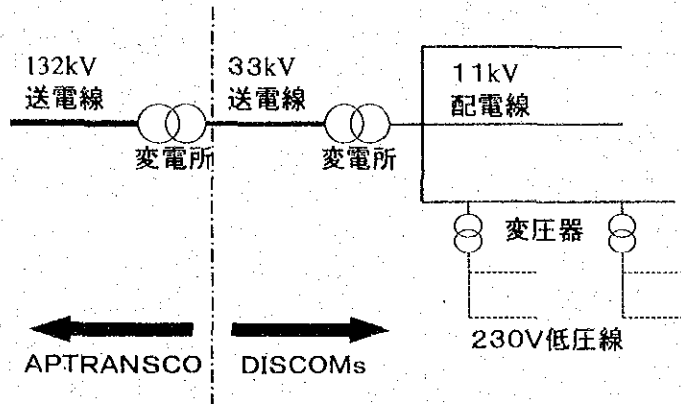


図4 責任分担範囲

AP州内の主要電力設備状況は、表3のとおりとなっている。

表3 AP州内の主要電力設備 (2000年度末)

電線路延長		変圧器数	
33kV 送電線	32,007km	132kV 変電所	170 ヶ所
11kV 配電線	169,893km	33kV 変電所	1,763 ヶ所
低圧線	431,711km	配電用変圧器	179,330 台

*変電所数は1999年度末値

(2) 電力損失の概要

電力損失の現状は、都市部や郡部など各地域によって差異があるが、AP州全体で30%程度 (テクニカル、ノンテクニカル含む) と推定されている。

表4 電力損失削減の目標 (APTRANSCO) (%)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
送電損失		8.8	8.5	8.0	7.0	6.0	5.0	4.5
配電損失		14.5	14.5	13.5	13.3	13.1	12.8	12.5
ノンテクニカル損失		10.6	8.5	6.9	4.9	3.0	2.8	2.5
損失合計	36.9	33.9	31.5	28.4	25.2	22.1	20.6	19.5

電力損失率を正確に算定するためには、需要と供給の両面での正確な計量が必要になる。し

かし、総需要の約4割以上を占める農業用需要（灌漑ポンプ等）の電気料金は定額制となっているため、電力量計が設置されていない。このため、その使用量は、サンプル調査結果に基づく推定値となり、配電損失算定を困難にする要因となっている。

(3) 配電損失発生要因

今回の調査で得られた資料ならびにハイデラバード周辺の現場調査の結果から考察すると、配電損失が大きくなっている主な原因は下記のとおりである。

① 変電所近辺における 11kV 配電線が供給電力に対して細い

1998年のプロジェクト形成基礎調査実施時においては、変電所周辺の 11kV 配電線の幹線部分に導体断面積 50mm²のアルミ電線を使用していた。現在は、幹線部分は 100mm²のアルミ電線の使用が標準となっている。

しかし、設備更新が進んでいないため、依然として細い電線のまま、電力供給を実施している箇所が多い。これは、配電損失増大の原因となるとともに、供給電圧低下の原因にもなっている。

② 変圧器からの需要家までの低圧線が長い

変電所から需要家まで至るルートの中で、低圧線の占める割合が多い。一般的には、同じ電力量を供給するのであれば、電圧が高い程、損失は小さくなるため、APTRANSCO の低圧線施設数が多いことは、損失発生の大きな原因になっていると考えられる。

変圧器 1 台当たりの低圧線直長 AP州 : 2.26km

日本 10 社計 : 0.04km

(日本の変圧器台数は総容量から推定)

低圧線直長/高圧線直長 AP州 : 2.54 (低圧線が高圧線の 2 倍以上)

日本 10 社計 : 0.78 (低圧線は高圧線より少ない)

③ 低圧線に裸電線を使用しているため盗電が容易

架空配電設備には、11kV・低圧線とも裸電線が使用されている。また、低圧線への引込線の接続も、接続器（コネクタ）を使用するのではなく、引込線を直接低圧線に巻き付けることによって行っている。

このため、盗電が容易にできるとともに、盗電された場合でも、設備外観からでは正規の接続との区別が困難になっている。特に、農

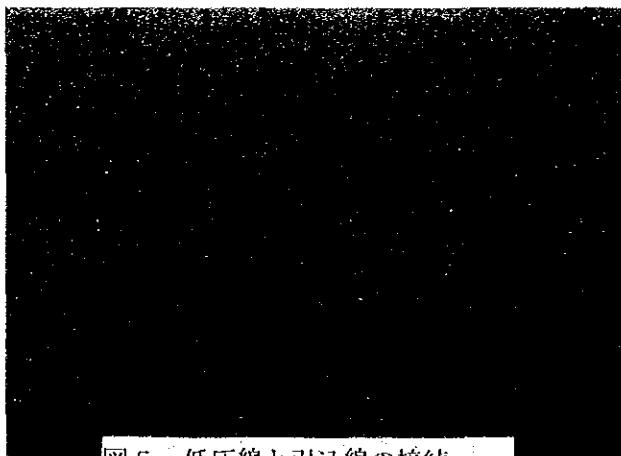


図 5 低圧線と引込線の接続

業需要では、電力量計も取り付けられないため、電気設備を見ただけでは正規契約の必要なのか判断することは出来ない。

(4) その他配電設備の課題

・11kV 配電線での電圧管理について

需要家への供給電圧を一定範囲に保つための配電線上での電圧調整は、一般的に変圧器タップの使用で行われている。変圧器タップの選定は、変圧器を新規に取り付ける場合や、大規模な系統変更があった場合等に実施されるが、日常的な電圧調整としては実施されていない。日本の電力で使用されているような自動電圧調整器（配電線路途中での電圧降下を補償して、需要家への供給電圧を一定範囲に保つためのもの）は使用されていない。

このため、需要家への供給電圧の管理基準値はあるものの、その範囲での電圧維持は、極めて困難なものとなっている。

・故障区間検出について

配電線に動物・樹木等が接触した場合、変電所のリレーはそれを感知して、遮断器を開放し配電線を停電状態にさせる。しかし、これらの接触は一時的であるため、一定時間後に再度遮断器を投入した場合、問題なく送電できる可能性が高い。このため、変電所遮断器には、この動作を行うための再閉路リレーの設置が一般的である。

しかし、APTRANSCO の変電所には、再閉路リレーが設置されておらず、一時的な樹木接触等においても、長時間の停電となっている。

また、配電線には時限リレーを持った区分開閉器を複数設置して、再閉路リレーとの動作の組み合わせで、故障発生区間を一定範囲に自動限定させるシステムとすることも日本に電力では一般的に行われているが、APTRANSCO の配電線では、このシステムがなく、故障発生箇所の発見に非常に時間がかかっている。

ただし、再閉路リレーについては、DFID の支援によって構築中の SCADA（送電線・変電所監視・制御）システムの機能として提供される予定である。

(5) 配電改善と他ドナーとの関係について

各国ドナーが、AP州の電力セクター改革に支援を行っており、特に DFID は SCADA システムの導入や送配電損失の調査・分析等、配電改善に関係する分野での支援を積極的に実施していた。

DFID が3つの district (Khamman, Mahabunbnagar, Nalgonda)で送配電ロスの推定ならびに改善計画の策定を実施した手法は下記のとおり。

- ①配電設備の電子地図ベース上への登録 (電線種類・長さ, 変圧器容量等)
- ②配電線への電力量計の取り付けや, 農業用ポンプの電気使用量サンプル調査による配電線電流の決定
- ③電力損失の算出
- ④電線張替 (太いサイズへの変更), 変圧器設置場所の変更等の改善計画策定
- ⑤工事費計算と効果算定

電子地図ベース上への配電設備登録は, GPS を用いた調査を Global Energy Consulting Engineers 社 (本社: ハイデラバード) に委託して実施している。

また, インド政府の支援により, West Godavari, Chittor, Warangal の3 district についても同様の調査が実施途中であった。

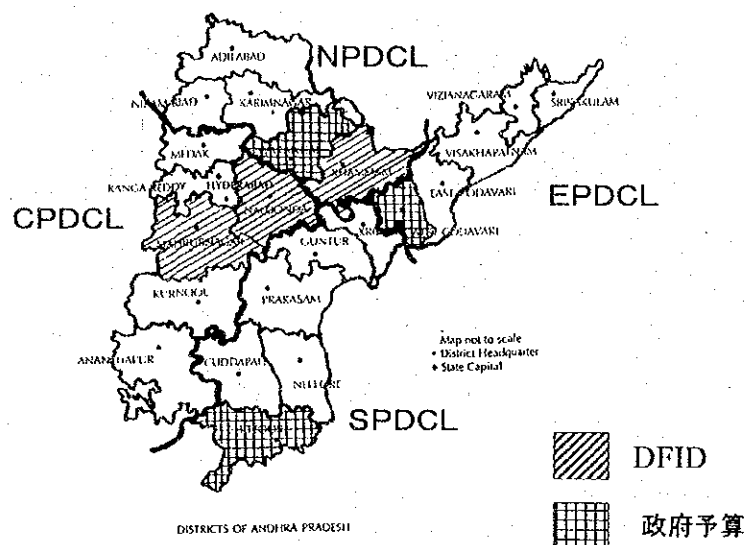


図6 調査実施状況

また, AP州で配電損失改善に関する支援を実施している CIDA についても, ほぼ同様な調査を実施していると考えられる。

ただし, 他国支援機関が APTRANSCO に対して実施している配電分野での支援は, コンサルタントを使っでの調査実施と報告書作成が主体であり, APTRANSCO に対する損失分析や設備改善手法に関する技術移転は行われていない。

(6) APTRANSCO の技術力について

a) 技術力全般

配電分野における課題分析や対策検討などについて、主要な技術者の技術レベルは十分なものと感じられた。しかし、配電改善の実務に関しては、「原因分析・対策検討・対策実施・結果評価」のサイクルを十分に経験している技術者が少なく、過去から変化のない画一的な対策を指向している。

APTRANSCO は、配電線状況をデータベース化して、現在および将来の損失分析や改善計画策定・投資効果分析を行うソフトウェアを10年前に独自で開発している。(DISBUT)しかし、このシステムが対象としているのは、11kV 配電線と変圧器であり、低圧線については分析ができない。

また、各配電会社での使用状況を確認したところ、現場レベルではあまり活用されていない状況が感じられた。入出力をさらにユーザーフレンドリーにするとともに、低圧線部分の織り込み、投資分析内容の変更等、システムの改善が望まれる。

b) 配電損失低減への取り組み

送配電損失低減は、AP 州電力セクターの重要課題であり、調査や対策検討が積極的に行われている。ノンテクニカル損失低減に向けては、州政府によって盗電に対する罰則強化や啓蒙活動が行われ、APTRANSCO も契約状況調査等による、未契約・不正契約分の正常契約化等を行っている。

技術的な取り組みでは、33kV 変電所構内へのコンデンサ設置（リース契約により、メンテナンス費用を低減）を進めているとともに、低圧で供給している農業用の灌漑ポンプへのコンデンサ取り付けも行っている。

図7は、使用量調査として電力量計を設置した灌漑ポンプの分電盤に、低圧コンデンサを設置した事例である。

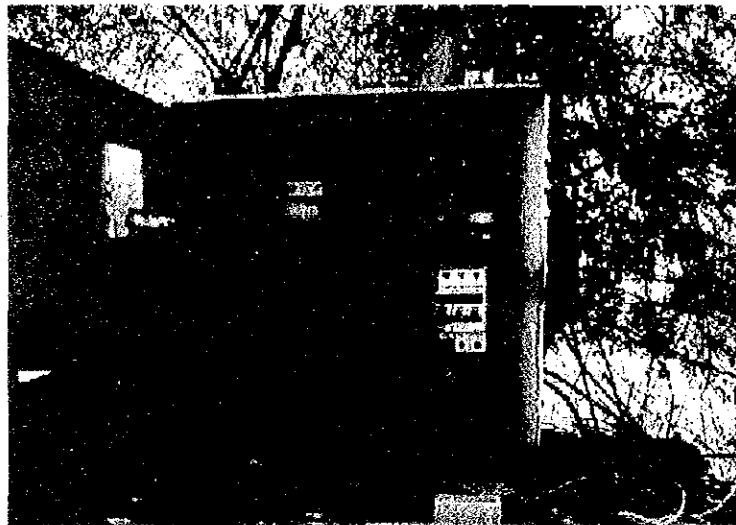


図7 灌漑ポンプへの低圧コンデンサ設置

また、灌漑ポンプ等の農業需要に対しては、1日9時間のみ供給を行うことによって、電力使用量の制限と、配電損失の低減を図っている。供給時間を制限する方法としては、変電所の11kV 配電線引出口に設置したスイッチで、図8・9に示すとおり、線路の接続を変更

することによって実施している。

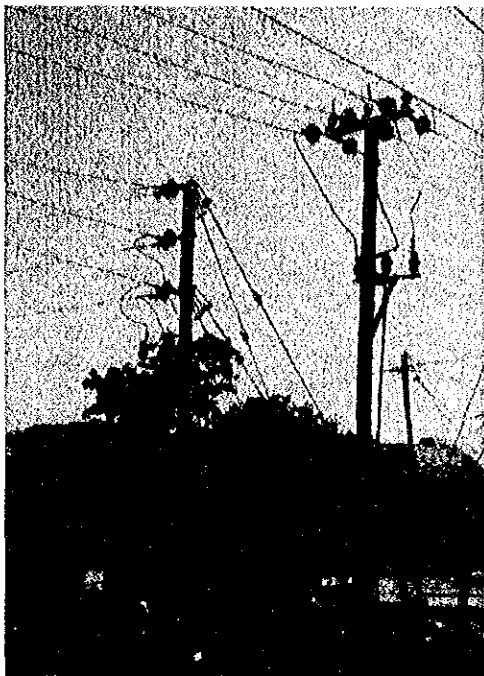


図8 11kV配電線引出口

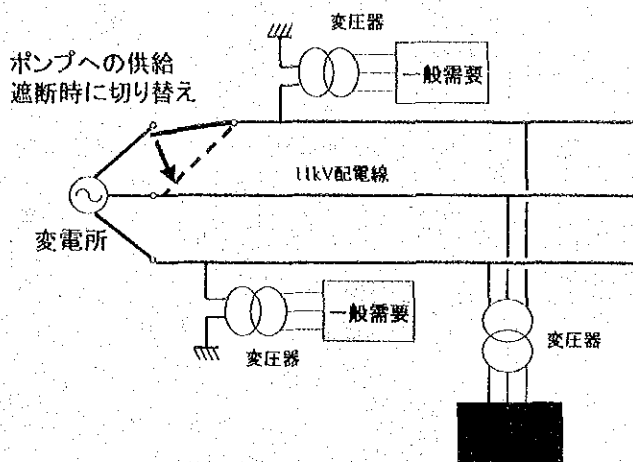


図9 灌漑ポンプへの供給遮断方法

3. 1. 3 今後の協力の方向性

(1) 調査実施内容

APTRANSCO が抱える最大の課題は、30%程度と推定される配電損失の低減である。配電損失が削減される過程においては、電圧低下の問題も大多数が解決される。このため、APTRANSCO も、日本への要望書において、配電損失の分析と低減方法に関する技術支援を望んでいる。

調査の実施方法としては、DFID 等が実施してきたように

- ① 現場調査と配電設備データベースの構築
(11kV, 変圧器, 低圧線, 需要家等の現状調査)
- ② サンプル調査等による配電線路各部分での電力の流れの把握
(配電線での電流計測, 需要家付近への電力量計の取り付け)
- ③ 調査した配電線における配電損失の算定
- ④ 設備改善策の検討とその費用対効果の検討
(削減できる損失算定, 対策工事費用の評価)

の手順となる。

なお、他国の支援でも同様の調査が行われているが、それらは、

- ・ 33/11kV 変電所から 11kV までを主体とした調査
- ・ コンサルタントを使用しての調査と報告書作成が主体
- ・ 調査実施過程または終了時の技術移転に重点が置かれない

という状況である。したがって、日本による支援に当たっては、単に配電損失調査に留まるのではなく、APTRANSCO の配電損失への対応能力向上や電力品質確保等の運用面での技術力向上を目指した、技術移転を含む支援となることが望ましい。

よって、実施に当たっての留意点としては、下記の通りとなる。

- ① 低圧線での損失分析も含めて評価を行う。
- ② 調査過程での APTRANSCO との協同作業により、技術移転を行う。
- ③ 電力会社も参加する Work Shop の開催等により広範囲の技術移転も図る。

(2) 調査対象範囲の考え方

APTRANSCO は、農業用需要の多い district における調査の実施を希望している。これは、農業用需要が全需要の 3 割程度を占めていること、電力量計が未設置のため使用量が正確に把握できていないこと、長い低圧線を使用して供給している場合が多く損失発生原因となっていることなどが理由になっているものと考えられる。

調査実施の面からは、市街地から離れることによる調査実施時の移動等の困難性は予想される。しかし、郡部においては、需要家の密度が低いため、各配電会社はその地域の需要家情報を十分に把握している可能性が、都市部に比べて高い。このため、盗電などの対応に関するトラブル発生の可能性が少なくなるメリットもある。

さらに、もともとの損失が大きく、対策実施に伴う費用対効果についても、高くなることが

予想される。

以上から、農業用需要を主体とした配電線の調査ならびに改善計画策定に関する検討の実施は、日本の支援内容として好ましいものである。

*調査実施に関する参考事項

- ・ 電子地図データ上に既存配電線設備を登録していく作業は、ハイデラバードからかなり離れた地域で実施することも予想されるため、現地再委託が適当。
- ・ 委託費用としては、DFIDが委託した実績で、1 district（日本における県レベルの範囲）の調査に対して日本円で3～4千万円程度。
- ・ 実際には、それぞれの district において、農業用需要の多い範囲を主体に抽出して実施することとすれば、委託費用の縮小がはかれる。

以上

アンドラプラデシュ州における電力セクターの調査結果

APTRANSCO ならびに DISCOMs の現状について、事前質問に対する回答書ならびに現地調査によって確認した状況は下記の通りとなっている。なお、1996年のプロジェクト形成基礎調査時の調査報告内容と比較して、変更ならびに追加事項を主体に記載する。

調査項目		1996年調査時の状況	今回調査で判明した事項	
設備 形成	系統構成 と容量	供給電圧 (電気方式) と契約 kW	240V(単相 2,3 線式) —3kW まで 415V(三相 4,5 線式) —75HP(56kW)まで 11kV(三相 3 線式)中性点接地—75HP~1500kVA 33kV(三相 3 線式)中性点接地—1500kVA~5000kVA	---
		系統構成	ほとんど架空系統である。Hyderabad や Visakhapatnam のような都市の需要密度が高い地域には地中系統が用いられる。信頼度を確保するために連系線も用いられている。 郡部の系統内には開閉器はほとんどない。都市部の系統には開閉器も一部取り付けしているようである。	重要な需要家を供給している配電線には、別ルート供給のための連系用開閉器が存在する場合がある。また、架空線と地中線の両方で供給可能としている場合もある。 郡部の配電線においても、末端で他変電所からの配電線との連系点がある場合がある。
		設備形成の 前提となる 事故発生状 況	33kV と 11kV 系統では、健全区間の停電を最小にするように事故区間を分離する。 低圧線では、事故時に低圧線を開放するブレーカーを備えた CSP(CompletelySelfProtected)配電変圧器が使用されている。	配電線上に故障区間検出させるための開閉器がなく、11kV 配電線上の停電発生区間を自動的に最小化することはできない。 故障発生および変電所遮断器開放後、一定時間経過して遮断器を再投入する機能は、送電線 SCADA システムによって提供される予定。
		変圧器の 容量と供給 範囲	変圧器の容量と供給範囲はその地域の負荷により決定される。	同左
		低圧系統は 標準化され ているか	低圧系統は架空線であり、基本的には三相 4 線式である。街路灯には専用線を使用する場合等があるので、方式としては単相 2,3 線式、三相 4,5 線式が用いられており標準化されている。郡部系統には REC(農村電化公社)基準が採用されている。	同左

調査項目		1996年調査時の状況	今回調査で判明した事項	
設備 形成	負荷の 把握	系統及び区間の負荷管理	系統及び区間の負荷は供給されている需要家の種類と設置されている変圧器数により推定される。職務階級の中で最も下位の職員 (Section Officer) により管理される範囲が基準により定義されている。	同左
		系統・区間の電流値の把握	個々の区間電流値はその区間の様々な需要家の合計負荷による。配電自動化は管内で実効段階にある。Hyderabad では既に SCADA が実施されている。	区間電流の把握については、左記のとおり。ただし、系統の遠隔監視・制御は、11kV 配電線の変電所内遮断器より上流側だけが対象。
	設備 形成 ・ 設計 方針	変圧器の電流把握	配電変圧器の過負荷の疑いがある場合は、必ず電流値が測定され、必要な対策がなされる。33kV 変電所の場合には、現在の需要と将来の負荷の伸びに対応するため、変圧器容量を適切に増加させる。	同左
		ピーク値の換算	ピーク値は 33kV レベルで測定される。負荷がフィーダーや変圧器の容量を超過している時は必ず容量の増加や系統変更、電線張替が行われる。	同左
		配電用変電所・配電線の容量	33/11kV 変電所では、負荷状況に応じて以下の変圧器容量が用いられている。 1.6MVA, 3.15MVA, 5MVA, 8MVA または、上記の組み合わせ 配電線互長と配電線に使用される導体はその配電線内の負荷により決定される。電圧は基準に定められる適切な電圧レベルに調整される。 一般に以下の電線が配電線に使用される。 33kV— 100mm ² AAA 電線 300A (45℃) 11kV— 幹線 50mm ² AAA 電線 189A (45℃) 支線 30mm ² AAA 電線 189A (45℃) 低圧 — 相線 30mm ² AAA 電線 189A (45℃) 中性線 20mm ² AAA 電線 108A (45℃) *AAA : All Aluminum 線	33/11kV 変電所の標準変圧器容量は、 8MVA × 2台 = 16MVA とされている。 配電線では、11kV 幹線の標準が 100mm ² 電線になっている。なお、許容電流は次のとおり。 電圧 AAA 線サイズ 熱容量 適用負荷 33kV 100mm ² 17200KVA 12040KVA 11kV 100mm ² 5700KVA 3900KVA 230/400V 50mm ² 150KVA 105KVA 230/400V 30mm ² 130KVA 90KVA

調査項目		1996年調査時の状況	今回調査で判明した事項
設備 形成	電圧管理の実 施状況	電圧調整は33kV変電所の電圧調整変圧器タップで行われる(最大+25%)。必要な時はいつでも変電所と系統の両方の適切な箇所にブースターとラインコンデンサーが設置され、電圧降下を改善する。スイッチ付と固定型の両方のコンデンサーが使用されている。農業負荷の密度が高い地域では配電変圧器の二次側で低圧コンデンサー容量は50kVA, 45kVA, 30kVAである。	リース契約によって、大半の33kV変電所にコンデンサーを設置している。 配電線損失が少なく、電圧降下だけが問題となる配電線については、昇圧器(Automatic Voltage Booster)を設置することとなっている。
	機材は標準化 されているか	すべての機材はインドの標準仕様に基づき購入される。すべての必要なテストは原形モデルに対し行われ、受入前に電力公社の技術者により検査される。この目的のために独立した品質管理機関がある。	同左
	スワッチは設定 されているか		
	購入機材の品 質管理方法		
主要 設備	種類	電柱 <ul style="list-style-type: none"> ・コン柱 (Pre Stressed Concrete) 8m (11kV), 9.1m (33kV) 四角のものが普通であるが、日本のような丸形も一部存在する。 ・鉄柱 (Rolled Steel Joint) 鉄道レールのような形状のもの、新設線路には使用しない。 電線 <ul style="list-style-type: none"> ・33kV-100mm² AAA電線 ・11kV-幹線 50mm² AAA電線 支線 30mm² AAA電線 ・低圧 一相線 30mm² AAA電線 中性線 20mm² AAA電線 	同左
設備数	1996年度末値 回線延長 11kV 153,408.01km (ケーブル再掲244km) 低圧 397,628.81km 配電変圧器 148,024台	2000年度末値 回線延長 11kV 169,893km 低圧 431,711km 配電変圧器 21,190台	

調査項目		1996年調査時の状況		今回調査で判明した事項
設備管理	設備管理の考え方	機器の製造・施設年・製作メーカーの管理	電線、変電所変圧器、配電変圧器、計器、引込線数等の全ての配電設備に関する情報のコンピュータ入力が始まった。配電変圧器のコード化、需要家マスターはすでに完了した。	電子地図上に配電設備位置を登録する作業が、DFIDの援助によって実施された。対象地域は、Khamman, Mahabubnagar, Nalgondaの3つのdistrict。(日本の県レベルの範囲) また、インド政府の援助により、West Godavari, Chittoor, Warangalの3つのdistrictでも同様の調査を実施中。 なお、上記のシステムでは、登録された設備データを元に、配電損失の計算や削減費用等の計算を行う機能も有している。
		設置場所の管理	必要があればいつでも配電システムのコンピュータシステム化の研究も行われている。	
	需要家と設備の関連の管理		システム改善プロジェクトは電力公社で開発されたDISBUTソフトウェアを用いてまとめられている。	
	マップ管理手法	管理手法	配電システムのコンピュータデジタルマッピングが行われている。	
保守・管理	巡視・点検	基本的考え方	全ての配電設備に対し、器具または目視による定期点検を含む標準保守計画がある。その周期・頻度は各機器により異なる。	同左
		周期		同左
	保守規定		離隔距離、機器の点検サイクル等は規定されている。	同左
投資管理	設備予算	工事目的別予算の実施有無	実施している。	---
		投資目標(単価)管理実施有無	管理している。	---
	損益予算	修繕工事・改良工事等の投資管理実施有無	必要な予算は修繕工事と改良工事に別々に配分される。	---
	工事負担金	新設需要家への工事費負担金請求例は有無	ある。全ての新規需要家は、定められる規程に基づき、必要な引込線と改良工事に対して支払わなければならない。	同左

調査項目		1996年調査時の状況	今回調査で判明した事項
供給信頼度・サービス	電圧	電圧の維持基準	同左
		電圧維持の確認手法	電圧低下が非常に大きくなる事象は現在でも発生しており、配電線損失削減対策と合わせて検討が必要。
	考え方と現状	都市部においては事故は迅速に対応される。郡部においては、事故に対応する時間と電力の再送電にかかる時間は、情報を得る時間と事故箇所への到達の容易さにより異なる。	大規模ビル、工場等の重要な需要家を供給する配電線は、設備の改善が優先的に実施され、Express Feederとして管理されている。
	電力損失の現状	1982年に導入された定額料金制により、農業負荷の計器を撤去した結果、送配電損失の評価は次のように行われた。 農業負荷以外の全ての需要家に関しては請求電力量、農業負荷に関しては接続されている負荷と供給時間数をもとに推定された消費電力による。しかし、この推定方法は農業用電力量に関する技術的以外の要因による損失（コマーシャルロス）を含む。 1996年度における送配電損失は33.66%と見積もられる。ここでは、農業負荷の消費がサンプル計測により推定された。その結果、技術的損失（テクニカルロス）は22%、技術的以外の損失は約11%と見積もられる。技術的以外の損失には盗電、不正計量、農業需要家やスラムや貧困層の盗電がある。 技術的要因による損失とそれ以外の要因による損失が多い原因を特定するため、あらゆる検討が行われている。そして、技術的要因による損失を最適レベルに減少させること、技術的以外の要因による損失を最小にするための対策が行われている。それは供給施設の定期的・徹底的な点検、故障したり焼損した計器の交換、計器の封印、不正需要家への厳しいペナルティなどである。現在の法的条項修正の準備をしている最中である。	AP州政府、APTRANSCO 独自での電力損失削減のための対策や、WB・DFID等の各国援助機関の調査等は積極的に実施されている。 盗電に対する罰則強化や啓蒙活動等によって、ノンテクニカルロス削減が進められている。1999年度では7716件の盗電・13870件の不正行為が発見されている。 一方、電力量計が設置されていない農業用ポンプは、依然として増加しており、この消費電力量の正確な把握がされていない。このため、テクニカルロスの値についても正確な値の把握が出来ていない。 2000年度の資料によれば、送配電損失（テクニカルロス）は37%となっている。
電力損失への対策			

調査項目		1996年調査時の状況	今回調査で判明した事項	
収入 確保	事故統計	事故の統計的処理有無	停電時間、停電件数は記録している。	2000年に発生した事故は、272件。そのうち、85件が動物の接触等によるもの。
	設備区分	引込線と内線の区分	需要家計器までの全ての電線（計器を含む）は電力公社の所有である。	同左
		電力量計の設置場所と封印	計器は需要家建物の近づきやすい場所に設置され、数字が入ったシールで封印される。電力公社は規程と供給条件を最近変更し、需要家に対し計器を家の最初の部屋に取り付けすることを義務づけた。	現在、計器は屋内設置が一般的。集合住宅等では、集合計器箱を設置して、地上階に一括設置する場合もある。封印は、金属板に数字を刻印したものを使用している。
		電力量計は全ての需要家に付いているか	農業需要家・鉄道等には電力量計が取り付けされていない。なお、農業需要家は電力消費の37.5%を占めており、定額制の需要家割合が多い。	農業需要家には電力量計がほとんど設置されていない状況に変化はない。また、灌漑ポンプの増加によって、農業需要家の電力消費量は、全需要の40.8%に増加している。
計量器	精度	低圧家庭用、業務用、単相または三相 ・全ての機械式計器—CL-2精度（誤差限度±2%） ・電子式計器 —CL-1精度（誤差限度±1%） 低圧工業負荷 ・40A以下—三相10～40A計器 機械式 CL-2精度（誤差限度±2%） 電子式計器 CL-1精度（誤差限度±1%） ・40A超過—50/5A, 125/5A CT付5A計器 CL-1精度（誤差限度±1%） 高圧 ・電子式計器—CL-0.5精度（誤差限度±0.5%）	標準的には左記のとおり。 農業需要の把握のために、CIDAの援助で時間帯毎の電力使用量が記憶可能な0.5精度の電子式計器を、25千台設置している。	
		工事体制 or 直営	直営と外注がある。	--
工事	装備	安全面	安全規則により厳しく実施されている。	--
		工事効率面	改良された機材を配備することなどにより作業効率を向上させるための不断の努力がなされている。	--
	工事実施班の編成	標準的には監視者1名、作業員1～2名、補助作業員3～4名	--	

調査項目		1996年調査時の状況	今回調査で判明した事項	
要員教育	研修設備	研修の対象職種	技術職員, 経理職員, 人事職員, 作業員が教育を受けている。	実務の教育は, 各地域の訓練施設で実施する。
		研修期間	広範囲な教育では現場訪問を含めて1~6週間である。	---
		研修設備	Hyderabad に統合研修機関が1箇所ある。作業員の訓練施設は Hyderabad, Warangal, Vijayawada, Cuddapah, Visakhapatnam にある。	統合研修機関には, 3つの教室とコンピュータの基礎訓練のためのトレーニングルームがある。また, 宿泊施設も併設する。(2人×50部屋)
	技術認定制度	対象職種	全ての配電作業員(作業員, 補助作業員, 下級作業員)は職務にあった訓練を受ける。	同左
		認定方法	技能と関連知識は試験と面接により確かめられ, 習得された技能が認定される。	---
その他	契約形態	分類	様々な種類の需要家に対し, 必要な契約形態がある。	同左
	販売電力量, 契約口数	販売電力 2,092,287 万 kWh (1996 年度) 契約口数 (1996 年度末)	販売電力 3,414,970 万 kWh (2000 年度) 契約口数 (2000 年度末)	
		低圧 家庭 7,040,284 商業 730,434 工業 124,165 家内工業 13,416 農業 1,791,203 街路灯 56,416 一般(学校, 寺院等) 74,718 臨時 644 低圧計 9,831,280 高圧計 3,817 合計 9,835,097	低圧 家庭 10,615,152 商業 923,321 工業 154,617 家内工業 15,701 農業 1,939,573 街路灯 70,779 一般(学校, 寺院等) 74,232 臨時 813 低圧計 13,794,188 高圧計 4,194 合計 13,798,382	

調査項目		1996年調査時の状況	今回調査で判明した事項
その他	需要想定	方法	過去の傾向と想定される新規供給（特に大きなものにより需要想定が行われる。想定は全体的および部分的に行われる。
		想定値	2001年度まで年平均10%の伸びを予想している。
	配電線の保護方式	2001年度まで年平均10%の伸びを予想している。 4年間で平均8.2%が実績。今後は平均8%を予想。	同左
	配電線の保護方式	高圧配電線：過電流継電器，地絡継電器 配電変圧器：高圧ヒューズ 低圧配電線：低圧ヒューズ 引込線：電線ヒューズ 内線：低圧ヒューズ，配線用遮断器	同左
	配電線事故対応方法	33kV，11kV系統事故に備え必要な保護継電器と遮断器が33kV変電所に設置されている。事故区間が分離された後，事故点が突き止められ，事故の種類に応じて適切に改修される。低圧事故の場合には，需要家からの停電の連絡を受けて事故点が改修される。	同左
	組織体系，人員	ヘッドオフィス（発電・送電・配電の3部門に分割） ディスクリクト（AP州を23の地域に分割） 職員数 72,810人(1996年度末)	APGENCO 15,279人 APTRANSCO (DICOMs含む) 60,020人 合計職員数 75,299人
農業ポンプの増加	農業ポンプ台数 1960年度末 17,968 1996年度末 1,791,203 全消費電力に占める農業需要の割合 1960年度 9.40% 1996年度 37.57% 11kVと低圧配電線の中で低圧配電線の占める割合（回線延長） 1960年度末 53.5% 1996年度末 72.2%	農業ポンプ台数 2000年度末 1,932,913 全消費電力に占める農業需要の割合 2000年度末 40.80% (11kV，低圧含み) 11kVと低圧配電線に対し低圧配電線の割合 2000年度末 71.8%	

3. 2 経営改善

3. 2. 1 インド国の電力事情

インド国の発電設備容量は約 100,000MW にて、内訳は水力発電 23%、火力 75%、原子力 2%、風力 1%である。年間発電量は約 450,000GWh (水力発電 18%、火力 80%、原子力他 2%) であり、これらの数字は、いずれも国民一人あたりで比較すると、日本の約 20 分の 1 であり、中国の 2 分の 1 である。

電源開発については、ヒマラヤ山脈水系他における水力発電の開発余力がある。(インド国電力省は開発済 17%としている。) インド国内に、品位は良くないが埋蔵層が地表近くで採掘容易である安価な石炭が豊富に存在し、年間約 2. 5 億トンの石炭が発電用に使用され火力発電の 90%以上の燃料はインド国内炭である。

発電設備は中央政府発電公社 (注¹)、州政府電力局・公社または民間 I P P 等が保有しており、その比率は概ね 30%、60%、10%の割合である。

インド国憲法は、国家を州の連合(a Union of State)であると第 1 条で規定し、第 246 条において国会が立法権を保有する事項、州議会が立法権を保有する事項及び国会と州議会の双方が立法権を保有する事項の 3 通りの事項があることを規定している。電力は、国会と州議会の双方が立法権を保有する事項となっている。

結果、人々に対する直接のサービス提供であり地域の発展にも関係が深い電力の需要家への販売・サービス提供である配電に関しては各州による掌握となっている。発電及び送電については州が管轄すると共に中央政府も国立火力発電公社 (National Thermal Power Corporation - NTPC) 及び国立水力発電公社 (National Hydroelectric Power Corporation - NHPC) を保有し又これら中央政府の発電公社から需要地までの送電並びに州間での送電を行うためのパワーグリッド社を保有し国家全体を考慮した合理的な電源及び電力設備の開発及び運用を行っており、州と国家は補完関係にある。中央政府の電力省及び中央電力局 (Central Electricity Authority —CEA) は、電力開発に関する政策立案・関係機関の調整・資源の最適利用の推進を国家的見地から行う役割を担っている。

3. 2. 2 電力セクター改革

¹ 中央政府発電公社には、電力省管下の国立火力発電公社、国立水力発電公社、ダモダル溪谷開発公社等以外に原子力省管下の原子力発電公社(Nuclear Power Corporation —NPC)及び石炭省管下の褐炭発電公社がある。

インド国においての水力の発電コスト（注²）及び国内炭による火力の発電コスト（注³）は一般的に低い。安価な電力は、本来であれば生活レベルの向上と産業の発展につながり、需要増に応じ電力設備が整備されるとともに、品質の高いサービスの提供へとつながり、国民及び産業に必要な電力を安価に供給できる体制が整備されるはずである。

しかし、各州毎の州政府事業として行われてきた電力事業は、その料金が農業用、家庭用には過度に低く設定されているため慢性的な赤字状態に陥っている（赤字補助金総額は91年度の725億ルピーが2000年度には3,583億ルピーへと5倍弱の増加）。このため必要な新規設備投資は財政的に困難となり、この結果悪循環的に供給力不足の状態が続いている。（不足は必要電力量の7.8%、ピーク需要の13%）

この解決の一方法として、透明な手法により合理的な料金決定を行い、健全な経営状態を回復し必要な投資が合理的に進む様、インド国議会は1998年7月に電力委員会法（Electricity Regulatory Commissions Act, 1998）を制定し、中央電力委員会（Central Electricity Regulatory Commission）を設立した。同時に電力委員会法は、各州がそれぞれの州電力委員会（State Electricity Regulatory Commission）を州法により設立し、州電力委員会が電力料金の決定を行うこと等を規定した（電力委員会法第17条～第29条）。2001年3月3日付け電力省の電力セクター改革決議においては、州政府電力補助金を予算計上可能な範囲に止めるよう奨励している（同決議C-ii項。）

中央電力委員会と州電力委員会の電力価格決定・認可は、中央電力委員会が国立発電会社とパワーグリッド社の料金に関してであり、州電力委員会は電力配電小売価格、IPP売電価格他中央電力委員会が関与しない州内取引に係わる電力料金が州電力委員会による価格決定・認可である。

3. 2. 3 アンドラプラデシュ州における電力事業

a. 電力セクター改革

AP州もインドの他の州と同様、上述の理由で州電力事業への赤字補助金が常態となっている。APTRANSCO 発足前、州電力庁最後の事業年度であった1999年3月期において補助金の赤字部分は総額で250億ルピーであった。この年度については、電力販売及びそ

² 電力省発表の1999-2000 Performance Budgetによれば、97-98年度の国立水力発電公社の発電コストは0.95ルピー/kWh(2.6円/kWh)である。(1インド・ルピー = 2.7円の換算による。)

³ 同1999-2000 Performance Budgetによれば、97-98年度の国立火力発電公社の発電コストは1.06ルピー/kWh(2.9円/kWh)である。

の他収入は 463 億ルピーであり、必要収入の 35%を補助金に依存している状態であった。

このような状況下では経営改善・経営効率化のための投資に加え将来に向けての供給力増大のための設備投資を行う資金調達も困難となっていた。(補助金規模の参考として 2001 年 3 月年度の A P 州普通財政収入は 2,104 億ルピーで支出 2,488 億ルピー。 出典：Statistical Outline of India 2001-2000、発行者 TATA Service Limited)

A P 州では、1998 年のインド議会による中央電力委員会法制定 (7 月 2 日付官報発表) から期間をおかずして 1998 年 10 月 21 日に A P 州議会で A P 州電力改革法を制定された。同法第 13 条において州政府全額出資による一般法人の株式会社として APTRANSCO の設立が規定され、1999 年 2 月に設立された。APTRANSCO の役割は以下の通りである。

- (1) 電力の調達、送電及び供給
- (2) 州政府、州電力委員会、発電会社、中央電力庁との調整を計りつつ A P 州の電力需給、将来計画の立案を行うこと
- (3) 高圧送電線の保有及び運用並びに A P 州の中央給電指令を含む電力系統の運用
- (4) 電力委員会による事業ライセンスに記載されたその他事項

APTRANSCO の設立と同時に A P 州電力庁の発電設備を引き継ぐ APGENCO も設立 (注⁴) され、その後 APTRANSCO の配電部門の民営化を目指して配電会社が 4 社設立 (注⁵) された。

A P 州において現状は発電、送電及び配電が別々の法人により営まれており、更には電力料金の決定及び事業認可が州政府から独立した A P 州電力委員会によってなされている。このことのみを考えると、改革が非常に進んでいると感じてしまう。しかし、実体として APTRANSCO は、上記 (1) ~ (4) の役割を担い、さらに州政府が全株を保有していることもあり州電力庁と余り変わらぬ面がある。APGENCO についても中央政府発電公社や民間発電会社と競争することになったとは言え、未だ激しい競争は生じておらず州電力庁の時代と余り大きな変化は感じられないと言える。

次段階の A P 州電力セクター改革として、配電会社の 4 社をそれぞれ民間との合弁会社とし民間よりの資本参加を得ることとしている。2002 年末までに最低 1 社について民間資本

⁴ APGENCO の設立は、A P 州電力改革法によるものではない。理由としては、APGENCO は民間発電企業と競争することにより発展を計るとの考えがあること及び APTRANSCO の様に州内の電力系統に係わる企画・計画・運用の役割がないことにもよると思える。

⁵ 配電会社 4 社の設立も、A P 州電力改革法によるものではない。A P 州電力改革法では、APTRANSCO の 4 つの役割以外は、A P 州電力委員会からの許可 (ライセンス) 取得により自由参入が認められている。

の参加を募る目標である。しかし、配電会社の4社は APTRANSCO が全株を所有している完全子会社であり未だ APTRANSCO の一部門から独立会社への移行中の段階である。独立会社への移行についても整備すべき事項は多く配電会社及び APTRANSCO 自身が州政府の電力庁であったことから容易ではないと言える。

しかし、AP 電力委員会、APTRANSCO、APGENCE 及び4配電会社いずれの関係者も全員が「旧州電力庁の体質から脱皮を計らねば、A P 州の電力事業は成り立たない。」との意気込みが感じられ効率経営を目指している。民間企業なみの経営方式に実質的に脱皮する時期は、未だ遠いと思われるがセクター改革は経営効率のUPに寄与していると考えられる。

b. APTRANSCO

APTRANSCO(Transmission Corporation of Andhra Pradesh Limited)は、AP 州電力改革法による州電力のセクター改革実施の結果、州電力庁(Andhra Pradesh State Electricity Board)の送配電部門が一般法人である株式会社として発足した。APTRANSCO は、送配電会社であると共に前項(1)から(4)の役割を有しており、州電力庁が行ってきた AP 州全体の電力需給及び運用に関する面の機能を果たしている。(配電については、AP 州電力改革法に規定された APTRANSCO の義務ではないことから、配電業務を行う子会社4社を設立し AP 州を4つに分けてそれぞれの配電子会社が行うこととした。)

現時点の APTRANSCO の取締役は、以下の通り。

P. Ramakantha Reddy, Chairman & Managing Director

K. Durga Prasad, JMD (Vig. & Sec.)

P.M.K. Gandhi, Director (Commercial & Co-ordination)

T.R.C. Bose, Director (Projects)

M.V.S. Birinchi, Director (Technical)

Gopala Chary, Director (Transmission)

V. Rama Krishna Rao, Director (Planning & RAC)

Dinesh Kuman, JMD (Revenue & HRD)

A P 州の電力系統運用は APTRANSCO の役目であり、中央給電指令所(Load Dispatch Center)は APTRANSCO 本社ビル内にあり、基本的には Merit Order Dispatch を基準に行っている。モニタリングはコンピュータのディスプレイを通して行い、指令は電話で行われている(なお、中央給電指令所が指令を発している相手の発電企業は APGENCO、国立火力発電公社、I P P 民間発電会社等様々であり、又発電機も様々なタイプがある。また、州間送電線の電力潮流管理も〇〇によって行われている)。電力周波数は、インド国南部地域が依然と

して供給力不足であることから 48Hz 運用を行っている。

A P 州内の電力送電線の電圧は 400kV、220kV 及び 132kV の 3 種類であり、亘長はそれぞれ 893km、9,601km 及び 11,765km である。400kV、220kV 及び 132kV の変電所の数は 3 箇所、64 箇所及び 184 箇所である。

APTRANSCO を株式会社とした理由については、電力事業を政治から分離して採算製ある事業とし自立化を計る目的以外に、能力に応じた給与を従業員に支払うことを可能とし優秀な人材の確保を計ろうとしている面もあると思える。

c. APGENCO 他 A P 州電力供給電源

PTRANSCO は、元州電力庁の発電部門であった APGENCO(Andhra Pradesh Power Generation Corporation Ltd.) (設備能力 5,922MW)から電力調達を行うほか、国立火力発電公社の Ramagundam 火力発電所(AP 州分 580MW)、原子力公社のマドラス発電所及びカイガ発電所 (双方で AP 州分 143MW) 並びに褐炭発電公社(AP 州分 277MW)よりも電力調達を行っている。更に、民間発電会社 (I P P)、ジョイントセクタ APGPCL 及び他州からの買電がある。(注⁶)

A P 電力委員会が、2001 年 4 月～2002 年 3 月までの期間の電気料金算定の基礎とした各電力供給先からの調達量並びに費用の計画は以下の表 1 の通り。

表 1 A P 州 2001 年 4 月～2002 年 3 月電力供給計画

電力調達先	電力調達量 (GWh)	調達量割合	総購入代金 (億ルピー)	平均単価 (ルピー /kWh)	平均単価 (円相当)
APGENCO	27,675	67.8%	396	1.43	3.86
国立火力発電公社	8,409	20.6%	133	1.58	4.28
APGPCL	382	0.9%	5	1.40	3.78
他州からの買電	0	0.0%	0		
民間 I P P からの買電	4,166	10.2%	121	2.91	7.85
その他	84	0.2%	2	1.97	5.33
買電に伴う送電損失、費用	100	0.2%	14		
合計	40,816	100.0%	672	1.65	4.44

(注) 円相当額の計算は、1 インド・ルピー = 2.7 円の換算による。

送電費用は、国立火力発電公社や原子力公社からの買電時の他社送電線使用による。

⁶ 州電力であった時代と電源構成が変化したわけではなく、内部取引であった APGENCO の発電が中央政府発電公社や I P P からの購入と従来以上に比較対象となり、APGENCO の発電原価削減に向けてのインセンティブが働くことが期待されている。

出典：A P 州電力委員会 Web (ホームページ：http://www.ercap.org/home.htm)

APTRANSCO は購入電力の 70%近くを APGENCO より調達し、20%を国立発電公社から、10%を IPP 民間発電会社から買電しているのが現状である。受け入れの送電コストを含んだ電力コストでは、APGENCO からの電力が最も安いと言える。しかし、APGENCO の発電のみでは必要需要を賄えない。中央政府発電公社とは発電所建設時から電力引き取り並びに購入価格についての協定が存在し、IPP とも長期買電契約が締結済である。表 1 の供給予定は AP 電力委員会の案であり、必要電力量を賄った上での総合的に最も安い合理的な電力供給案と理解される。

APGENCO の発電設備及び発電原価に関する参考事項 (注⁷) は以下の通り。

設備容量：	5,928MW (石炭火力 2,953MW、水力 2,973MW、風力 2MW)	
年間発電量：	23,596GWh(石炭火力 16,434GWh、水力 7,162GWh) (2000 年 4 月～2001 年 3 月)	
火力発電設備：	最大発電所	Vijayawada 1,260MW (6 x 210MW) 79-95 年完成
	最新発電所	Kothagundem D 500MW (2x250MW)97-98 年完成
	年数経過発電所	Nellor 1 x 30MW 65 年完成 (現在も運転中)
火力発電所熱効率：	33.7%(発電端 2,550Kcal/kWh)	
使用石炭平均熱量：	3,200Kcal/Kg	
年間使用石炭量：	約 16 百万トン	
石炭価格：	平均 1,270 ルピー/トン (3,429 円/トン) (山元渡 470～1200 ルピー/トン、鉄道輸送費 80～1600 ルピー/トン)	
火力平均発電原価：	燃料費	0.98 ルピー/kWh (2.65 円/kWh)
	設備償却費	0.19 ルピー/kWh (0.51 円/kWh)
	金利負担	0.30 ルピー/kWh (0.81 円/kWh)
	保守、運転	0.10 ルピー/kWh (0.27 円/kWh)
	人件費及び管理費	0.07 ルピー/kWh (0.19 円/kWh)
	合計	1.64 ルピー/kWh (4.43 円/kWh)
水力平均発電原価：	0.30 ルピー/kWh (0.81 円/kWh)	
火力及び水力の加重平均発電原価：	1.23 ルピー/kWh (3.32 円/kWh)	

d. A P 州電力小売料金体系

⁷APGENCO より受領の資料分析結果による。円相当額の計算は、1 インド・ルピー = 2.7 円の換算を適用。

現行のA P州電力小売料金（配電会社4社が販売する価格）及びその体系は以下の通りであり、農業ポンプの料金以外では、零細企業向けの料金及び電力消費の少ない貧困一般家庭向けの料金が安くなっている。一方、工業用高電圧供給は、4ルピー/kWh（10.8円/kWh）に近い高い料金に設定されている。尚、A P州内における電力小売り料金は配電会社4社共通の統一価格である。

表2 A P州電力小売り料金

カテゴリー	用途	基本料金 (ルピー)	従量料金 (ルピー/kWh)	備考
低電圧供給 (三相 415V 又は 単相 240V)				
LT-I	一般家庭用	無し 但し、最低限度額あり。 単相契約：25/月 三相契約：150/月	1.35/kWh (50kWhまで) 2.60 " (51-100kWh) 2.85 " (101-200kWh) 4.50 " (201-300kWh) 5.00 " (301-400kWh) 4.75 " (401kWh以上)	
LT-II	商業用	無し 但し、最低限度額あり。 単相契約：65/月 三相契約：200/月	3.40/kWh (100kWhまで) 6.65 " (101-200kWh) 7.45 " (201kWh以上)	
LT-III(A)	工業用 (一般)	月 15/モーター馬力	3.85/kWh (1000kWhまで) 4.30 " (1001kWh以上) 但し、下記特別料金あり 養魚用 1.25/kWh 製糖用 0.50/kWh	
LT-III(B)	工業用 (オプション)	月 15/モーター馬力	4.30/kWh	中小工業 需要家
LT-IV	零細工業用	月 10/モーター馬力 但し、最低限度額 30/月 尚、洗濯用地下水 汲上げポンプ特別 料金あり。(この 場合、重要料金無 し。) 月 250/モーター馬力等	1.74/kWh	
LT-V	農業用	年間 200 又は 250/ モーター馬力(3 馬 力以下) 年間 350 又は 400/ モーター馬力(3~5 馬力)	従量料金の選択も可能 0.20/kWh 2,500kWh まで 0.50/kWh 2,500kWh 以上	最大ポン プ 75 馬 力まで

		年間 450 又は 500/ モーター馬力(5~10 馬力) 年間 550 又は 600/ モーター馬力 10 馬 力以上)		
LT-VI	街灯用	省略	省略	
LT-VII	教会、寺院、 学生寮等	無し 但し、最低限度額 あり。 単相契約：50/月 三相契約：150/月	4.30/kWh	
LT-VIII	臨時使用	無し 但し、最低限度額 の規定あり。	6.20/kWh	
高電圧供給 (1500kVA まで 11kV、5000kVA まで 33kV、5000kVA 以上 132kV)				
HT-I	一般高電圧	1.70/kVA	3.76/kWh (10,000Wh まで) 3.90 " (10000-200000kWh) 3.95 " (200,000kWh 以上)	種々の割 引特約あ り。
HT-II	劇場他	1.70/kVA	4.50/kWh	
HT-IV	農業用	年間 400/モーター 馬力	従量料金の選択も可能 0.35/kWh	
HT-V	鉄道機関車用	無し。但し、最低 料金の定めあり。	4.60/kWh	
HT-VI	住宅団地用	無し。但し、最低 料金の定めあり。	3.20/kWh	

(注) カテゴリー HT-III は、欠番となっている。

e. 配電会社

APTRANSCO が全株保有の配電子会社 4 社は、下記の通りであり、それぞれ A P 州内を東部、南部、中央部及び北部の地域に分けて配電を行っている。

- APEPDCL (Eastern Power Distribution Company of Andhra Pradesh Ltd.)
- APSPDCL (Southern Power Distribution Company of Andhra Pradesh Ltd.)
- APCPDCL (Central Power Distribution Company of Andhra Pradesh Ltd.)
- APNPDCL (Northern Power Distribution Company of Andhra Pradesh Ltd.)

配電会社 4 社の地域における需要家毎の A P 電力委員会が 2001 年 4 月~2002 年 3 月までの期間の電気料金算定の基礎とした電力販売量及び売上の計画は表 3 の通りである。

4 配電会社のうち中央部を受け持つ APCPDCL が販売量においても売上金額においても最大であり、販売量及び売上計画の 42%を占める。東部、南部、北部の販売量での A P 州全

体に占める割合は、16%、22%、20%である。尚、各地域における電力供給契約の種類毎の割合が異なることから中央、東部、南部、北部それぞれの平均販売単価は、2.29/kWh、2.73/kWh、2.28/kWh 及び 1.80/kWh となる。これは、東部における需要構造において、産業用と鉄道機関車用の合計が40%近くを占めることがその原因である。

表3 AP州の配電会社4社の2001年4月～2002年3月電力販売計画 (AP電力委員会による料金決定基礎資料)

	APEPDCL (東部)			APSPDCL (南部)			APCPDCL (中央部)			APNPDCL (北部)			配電会社4社合計		
	販売電 力量 (GWh)	収入(億 ルピ ー)	平均単 価(ルピ ー/kWh)	販売電 力量 (GWh)	収入(億 ルピ ー)	平均単 価(ルピ ー/kWh)	販売電 力量 (GWh)	収入(億 ルピ ー)	平均単 価(ルピ ー/kWh)	販売電 力量 (GWh)	収入(億 ルピ ー)	平均単 価(ルピ ー/kWh)	販売電 力量 (GWh)	収入(億 ルピ ー)	平均単 価(ルピ ー/kWh)
LT															
家庭用	1,392	32.2	2.31	1,748	38.9	2.23	2,615	61.0	2.33	1,061	22.3	2.10	6,816	154.4	2.27
産業用	586	26.7	4.56	830	35.1	4.23	1,384	67.0	4.84	373	15.8	4.24	3,173	144.6	4.56
農業用	1,017	4.5	0.44	1,907	7.1	0.37	4,482	12.0	0.27	2,409	6.6	0.27	9,815	30.2	0.31
街灯用	107	2.6	2.43	106	2.3	2.17	180	5.4	3.00	109	3.2	2.94	502	13.5	2.69
その他	18	0.8	4.44	38	1.6	4.21	63	2.9	4.60	16	0.7	4.38	135	6.0	4.44
LT 合計	3,120	66.8	2.14	4,629	85.0	1.84	8,724	148.3	1.70	3,968	48.6	1.22	20,441	348.7	1.71
HT															
産業用	881	39.4	4.47	801	36.8	4.59	2,434	112.0	4.60	839	37.0	4.41	4,955	225.2	4.54
農業用	7	0.1	1.43	5	0.1	2.00	22	0.2	0.91	2	0.0	0.00	36	0.4	1.11
機関車用	281	12.9	4.59	336	15.5	4.61	68	3.1	4.56	252	11.6	4.60	937	43.1	4.60
その他	126	1.5	1.19	359	2.5	0.70	377	2.1	0.56	427	1.4	0.33	1,289	7.5	0.58
HT 合計	1,295	53.9	4.16	1,501	54.9	3.66	2,901	117.4	4.05	1,520	50.0	3.29	7,217	276.2	3.83
総合計	4,415	120.7	2.73	6,130	139.9	2.28	11,625	265.7	2.29	5,488	98.6	1.80	27,658	624.9	2.26

(出典：AP州電力委員会 Web (ホームページ：http://www.ercap.org/home.htm))

東部を除いては、農業用の需要が最大で、南部、中央部及び北部では、それぞれ全需要中の 31%、39%及び 44%を占める。尚、東部における農業用の需要は 23%である。A P 州全体での農業用電力需要は 36%を占めるが、配電収入金額に占める割合は 4.9%である。

配電計画における販売電力は 27,658GWh であり、これを電力調達計画の表 1 の電力調達総量 40,816GWh と比較すると 32.2%減少しており、送配電に係わるシステムロス（テクニカルロス及びノンテクニカルロス）を 32.2%として A P 電力委員会は計画していることが読みとれる。

f. 配電検針及び料金徴収

2001 年 3 月末における A P 州内電力需要家の総数は 13,798,382 である。需要家をカテゴリー別に数えた場合の需要家数及び 2001 年 4 月～2002 年 3 月電力販売計画により各カテゴリーにおける需要家毎の平均年間電力使用量及び電力支払金額を計算すると表 4 の通りとなる。高圧受電の需要家数は 0.03%であるが、電力量及び金額では 26%及び 44%を占める。

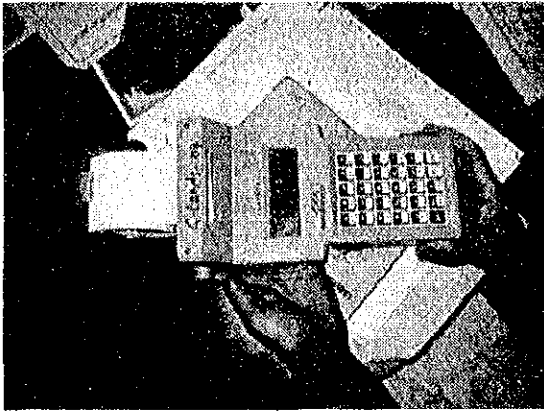
表 4 A P 州電力需要家数及び需要家毎の年間平均使用量と年間平均支払金額

	家庭用	産業用	農業用	街灯用	その他	低圧合計	高圧合計	総合計
需要家数	10,615,152	1,093,639	1,939,573	70,779	75,045	13,794,188	4,194	13,798,382
平均電力使用量 (kWh/年)	642	2,901	5,060	7,092	1,799	1,482	1,720,792	2,004
年平均支払額 (ルピー/年)	1,455	13,222	1,557	19,073	7,995	2,528	6,585,598	4,529

A P 州内には、約 300 の配電営業所があり、14 百万の低電圧需要家の契約、検針、料金徴収その他需要家サービスを行っている。従量契約でない定額契約の農業用に関しては年 1 回の支払であるが他の低圧契約は 2 ヶ月に 1 回の検針及び料金徴収となっている。

現在約 560 万の需要家（従量制需要家の半数）については、ハンド・ヘルド・コンピュータ（写真参照）を使用した Spot Billing と呼んでいるシステムを採用している。この Spot Billing System を採用している場合は、検針員がメーター検針を行った際に、その場でハンド・ヘルド・コンピュータに使用電力量、需要家番号等をインプットする。ハンド・ヘルド・コンピュータから料金請求書が印刷され、この料金請求書を検針員が需要家に手渡しして検針と請求業務が完了する。検針員は営業所に帰社後、ハンド・ヘルド・コンピュータのデータを営業所コンピュータに転送する。

需要家は請求書受領後 14 日以内に配電営業所を訪れ、料金の支払いを行う。（料金支払窓口の写真参照）尚、小切手の郵送でも良い。銀行自動引落については制度がない。



Spot Billing 使用のハンド・ヘルド・コンピュータ



営業所の電力料金支払窓口

Spot Billing を採用していない検針・請求・料金徴収業務については、検針員が検針の際に書きとめた使用量等をコンピュータにキーボード入力（外注している）し、コンピュータからプリンとされた請求書を配電会社の人間が需要家に届け、需要家が営業所に支払に訪れるという手順となる。

尚、低電圧需要家は2ヶ月に1回の支払であるが、高電圧需要家及び低電圧需要家でも月間500kWh以上の需要家は月1回の支払となっている。

g. 農業用ポンプ需要の1日9時間供給

現在AP州においては、農業用低電圧需要について、農業用ポンプに配電されている11kVフィーダーを11kV変電所において操作することにより三相電力を1日9時間に限って配電し、1日15時間は単相電力しか利用できない状態で配電している。ポンプのモーターが三相電動機であることから、ポンプは1日9時間の運転に限られている。尚、単相需要には、影響なし。

農業用ポンプに対する電力供給を1日9時間に制限している法的或いは契約上の根拠は確認できていないが、農業用電力についての過度に安い単価での電力供給の歯止めにはなっていない。AP州において、現在は計画停電（ロード・シェディング）を行っていない。しかし、夕方の点灯ピーク需要開始時に、農業需要フィーダーのほとんどは単相供給に切り替える運用を行っており、計画停電の回避に農業用電力の制限が寄与していることは確実である。しかし、農業ポンプ需要の供給制限自身が計画停電の範疇に入るのかは不明である。

h. AP州電力事業収支及び政府補助金

AP電力委員会の発表では、2001年4月～2002年3月までの期間のAPTRANSCO及び配電会社4社合計の、電力販売及び収支計画は表5の通りである。

表5 2001年4月～2002年3月のAP州電力事業計画

電力販売	供給量 (購入量) (GWh)	割合	収支予想 (億ルピー)	平均単価 (ルピー /kWh)
家庭用	6,816	24.7%	154	2.27
商業用	1,350	4.9%	65	4.78
工業用	1,792	6.5%	80	4.44
農業用	9,815	35.5%	30	0.31
街灯他	668	2.4%	20	3.01
240V/415V 低圧供給合計	20,441	73.9%	349	1.71
工業用	4,953	17.9%	225	4.55
鉄道用	937	3.4%	43	4.60
その他	1,320	4.8%	8	0.60
11kV/33kV 高圧供給合計	7,210	26.1%	276	3.83
電力販売合計	27,651	100.0%	625	2.26
電力購入費用	(40,816)		(690)	(1.68)
送配電費用			(173)	
費用合計			(863)	
2000年度損失			(238)	
州政府補助金額			163	
最終損益予想額			(75)	

出典：AP州電力委員会 Web (ホームページ：http://www.ercap.org/home.htm)

238億ルピーの損失であり、この損失を163億ルピーの州政府赤字補助金で補填を受け、年度損益として75億円の損失を計上する計画である。2000-01年度の計画を含んだ過去5年間の実績は、表6の通り。

表6 5年間のAP州電力事業(SEB又はAPTRANSCO-DISCOMs)の経営成績、計画対比

年度	1996-97	1997-98	1998-99	1999-2000	2000-01
収入	356	436	463	488	625
費用	(428)	(550)	(704)	(738)	(863)
損益	(72)	(114)	(241)	(250)	(238)
補助金額	85	126	252	267	163
最終損益	13	12	11	17	(75)

(単位：億ルピー)

出典：AP州電力委員会 Web (ホームページ：http://www.ercap.org/home.htm)

表6から2000-01年度は収入が前年度より28%アップの計画で、費用の前年度増加17%を上回る。結果、前年まで増加の一途をたどってきた州政府補助金額は減少に転じる計画である。

州政府補助金は、農業用や貧困層の一般家庭需要に対する低電力料金の維持の為に支出されているものであるが、州政府の実際の支払時期及びその支払方法（ローンとなることもある。）は一定しない。この為、州政府補助金は、全額 APTRANSCO に支払われる形態を採る。APTRANSCO は AP 電力委員会で認可され採算ベースにあった APGENCO への発電代金を支払い、一方配電会社からの料金は認可された補助金が織り込まれた小売り料金をベースとした代金により支払を受ける。この差額を APTRANSCO は州政府補助金で埋め合わせすることとなる。

3. 2. 4 開発調査について

本調査における2月22日付 Minutes について、開発調査は農業用ポンプ需要を主体として10の Districts をモデルとして配電ロスの低減を調査・検討することの要望が APTRANSCO よりあった。この開発調査についての参考事項として、下記を記載する。

- (1) 3-5 に記載の通り、農業用電力需要は AP 州での全需要中最大の 35% である。農業用低電圧需要 9,815GWh に関する配電ロス率が 25% であると仮定し、これを 20% に低減できたとするならば年間 818GWh の電力損失が節約できる。平均電力購入単価で、この節約を評価すると 13.7 億ルピーの効果となる。経済的効果やインパクトも大きく開発調査を行う価値ありと判断できる。尚、AP 州の穀物生産量は年間 13~16 百万トンであり、そのうち米が 12~14 百万トンを占め米生産ではインド最大の州である。
- (2) 農業用ポンプ需要を念頭に置いた他ドナーの支援は、DFID が行った AP 州内の 3 つの Districts における地理情報システム (GIS — Geographic Information System) の作成がある。このシステムは、33kV、11kV 及び低圧配電線の位置を電子地図上に落とし込み、主として 33kV と 11kV の配電網の最適計画等に利用するシステムである。配電網の最適化は、33kV、11kV 及び低圧配電線並びに配電変圧器やコンデンサーの容量、台数や配置の変更も考慮して行う必要がある。かかる最適化は、経験の積み重ねによる部分が大きく、日本の経験が有効であると考えられる。又、APTRANSCO も日本の配電システムの取り入れによる改善に大きな期待を持っている。
- (3) AP 州の面積は 275 千平方キロメートルあり、一つの District の平均面積は 12 千平方キロメートルとなる。10 の Districts を対象に開発調査を行うには、余りにも広い

地域である。Mandal の数はAP州全体で 1,123 あり、平均面積は 240 平方キロメートルである。フィーダーの数を当初から決めて対象地域を選定すると最適化の対象範囲が狭くなりすぎて効果が小さすぎる可能性あり。ある程度の広がりを持っていることも必要である。従って、一定の期間内の調査において前項に述べた効果を実質的にあげるための対象地域の選定基準をどの様にするかが今後の課題として重要である。

- (4) 最適案を行う上で経済効果及び投資効果の評価は重要であり、本開発調査を推進する上での重要な事項である。経済効果、投資効果を上げるためには設備費用を安く押さえることは重要な要素である。APTRANSCO 及び配電会社と共にインド製配電資機材の採用、設備費用の削減を検討することは必要であると思える。
- (5) APTRANSCO の技術水準、コンピュータ・システムの水準はある程度のレベルに達していると感じられた。開発調査においては、技術移転のための講義や実地訓練等が組み込まれると思うが、ある程度高いレベルでも APTRANSCO や配電会社の技術者並びに関係者は受け入れる能力を有している可能性あり。技術移転の内容は APTRANSCO や配電会社の人達が他のプロジェクトにも応用可能なものが望ましいと感じられた。