

独立行政法人  
国際協力機構

アンドラプラデシュ州送電公社 (APTRANSCO)

インド国  
アンドラプラデシュ州配電改善計画調査  
最終報告書

2004年2月

JICA LIBRARY



1175577(4)

電源開発株式会社

鉦調資
J R
04-005

独立行政法人  
国際協力機構

アンドラプラデシュ州送電公社（APTRANSCO）

インド国  
アンドラプラデシュ州配電改善計画調査  
最終報告書

2004年2月

電源開発株式会社



1175577【4】

## 序 文

日本国政府は、インド国政府の要請に基づき、同国のアンドラプラデシュ州配電改善計画調査を行うことを決定し、国際協力機構がこの調査を実施しました。

当機構は、平成14年10月から平成16年2月までの間、5回にわたり電源開発株式会社の工藤 義行氏を団長とし、調査団を現地に派遣しました。

調査団は、インド国アンドラプラデシュ州関係者と協議を行うとともに、現地調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。この報告書が、本計画の推進に寄与するとともに、両国の友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終わりに、調査にご協力とご支援をいただいた関係者各位に対し、心から感謝申し上げます。

平成16年2月

独立行政法人国際協力機構  
理事 伊沢 正



平成 16 年 2 月

独立行政法人国際協力機構  
理事 伊沢 正 殿

## 伝 達 状

インド国アンドラプラデシュ州配電改善計画を終了いたしましたので、ここに最終報告書を提出いたします。

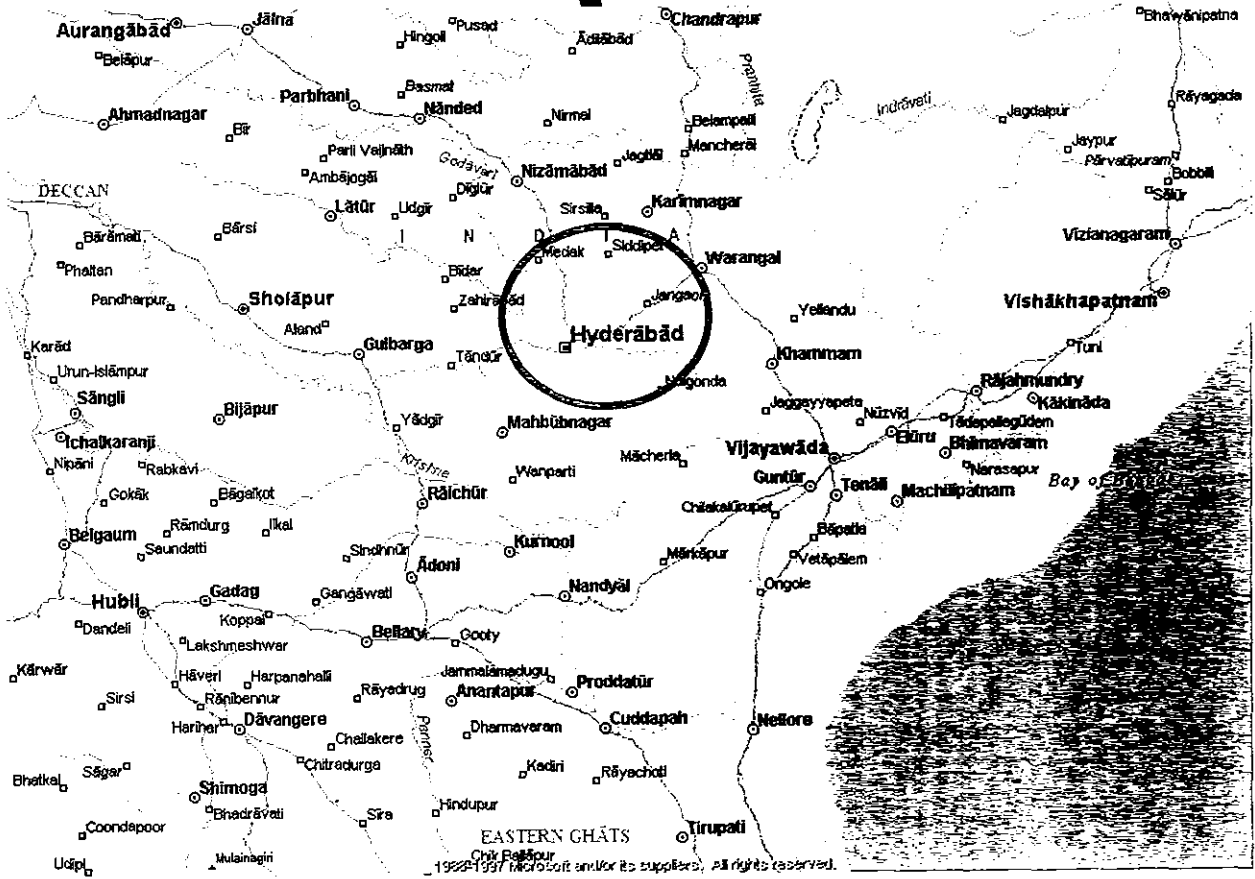
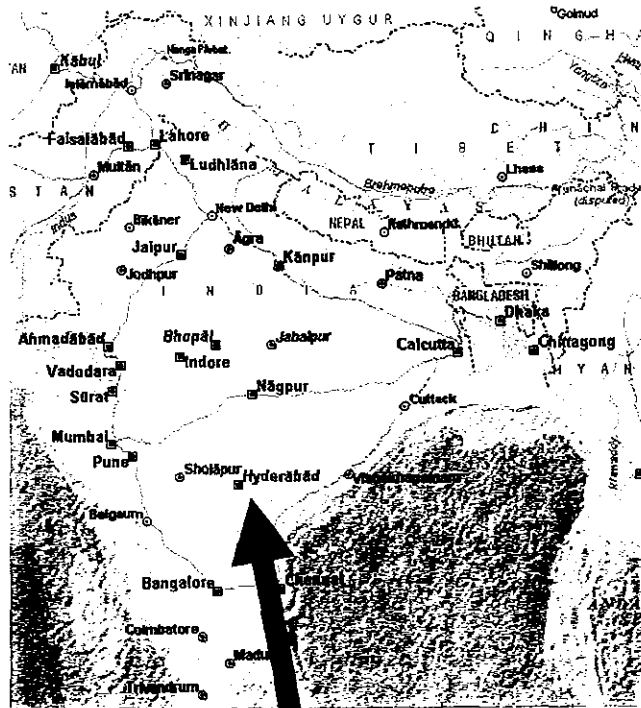
本調査は、貴機構との契約に基づき電源開発株式会社が平成 14 年 10 月 28 日より平成 16 年 2 月までの約 16 ヶ月にわたり実施してまいりました。本報告書は、インド国の配電網改善について、配電網電力損失低減及び電力供給の質向上に着目して、技術的・経済的に実施可能な改善手法を作成し、その改善手法を報告書としてまとめたものです。

本調査においては、配電網の改善についてアンドラプラデシュ州政府ハイデラバード地区を対象としてその総合的な手法を提案しましたが、配電網の電力損失低減によるエネルギー効率向上の緊急性、さらにはインド国全体の社会・経済発展の必要性に鑑み、インド国政府が本改善手法を遍く同国内で採用するよう希望するものであります。

終わりに、貴機構、外務省、経済産業省各位のご支援、ご指導に心より感謝申し上げます。また、インド国政府、アンドラプラデシュ州政府、アンドラプラデシュ州送電公社(APTRANSCO)、中央配電公社(APCPDCL)を始めとする関係諸機関各位、並びに JICA デリー事務所、在インド日本国大使館から、私どもの調査実施に際し、戴きましたご協力、ご支援に対しまして、厚く御礼申し上げます。

インド国アンドラプラデシュ州配電改善計画調査団  
団長 工藤 義行





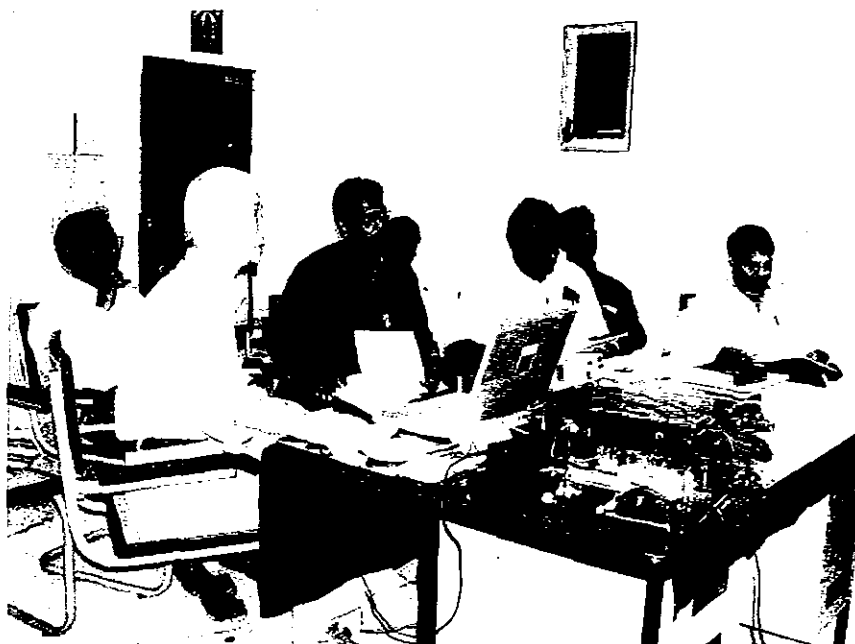
調査対象地域



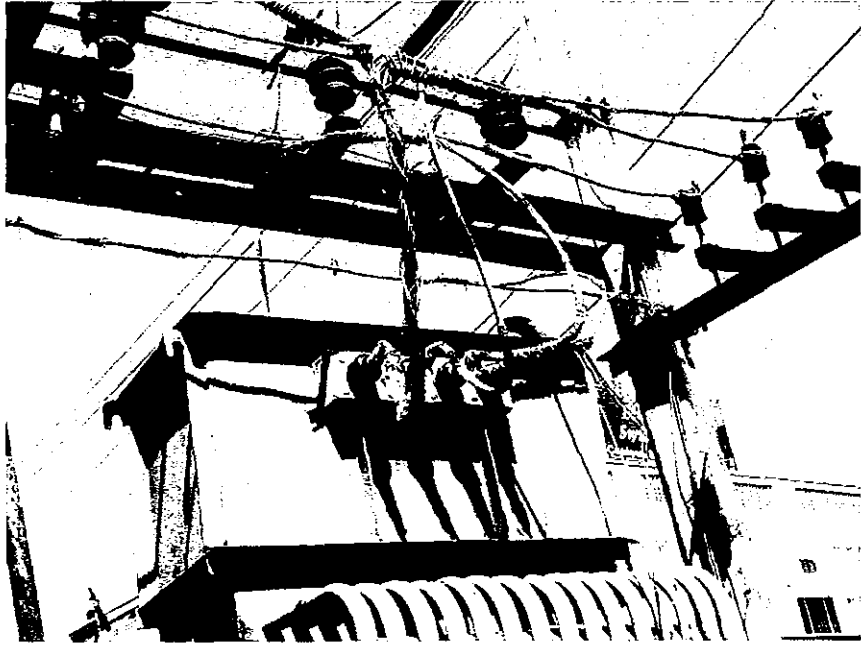




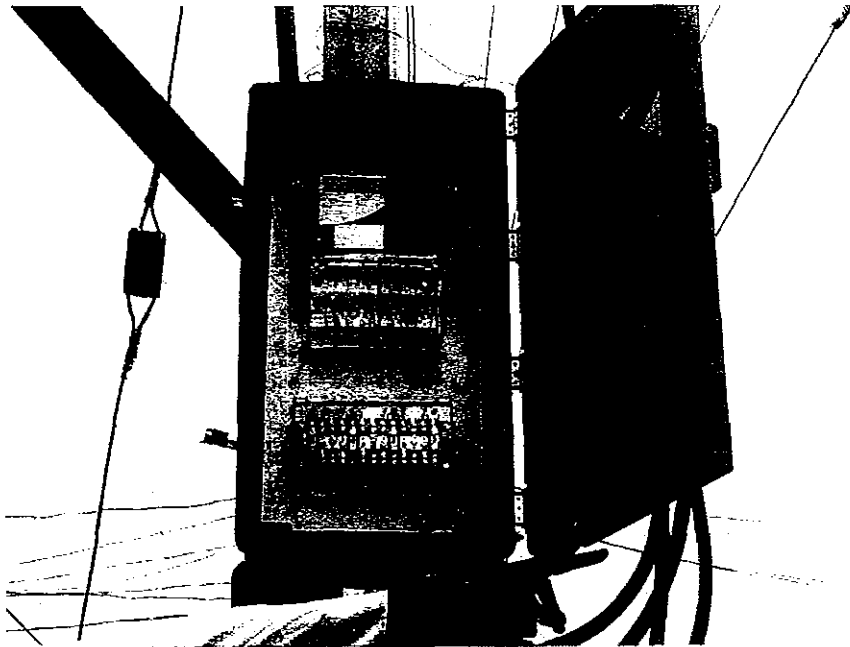
第1回ワークショップ (2003年2月18)



Ranga Reddy North における技術移転



配電用変圧器における電線接続



電力量計



電力量計の設置状況



GIS データの収集



コンピュータ訓練室 (Corporate Training Institute)



電気訓練センター (LSTC)

インド国 アンドラプラデシュ州配電改善計画調査  
(ファイナル・レポート)

目 次

インド国アンドラプラデシュ州配電改善計画調査結果の概要	1
1. 調査期間	1
2. 受注者	1
3. 調査の目的	1
4. 調査手法	1
5. 調査要素	2
6. Andhra Pradesh 州における配電システムの課題	5
6.1 配電網の運用・保守	5
6.2 SCADA システム	5
6.3 配電網の改善	5
6.4 GIS による設備・顧客管理	5
6.5 研修設備および研修改善プログラム	5
7. 調査結果および提言	6
7.1 配電網の運用・保守	6
7.2 SCADA システム	6
7.3 配電網の改善	7
7.4 GIS による設備・顧客管理	8
7.5 研修設備および研修改善プログラム	8
第1章 序論	1-1
1.1 調査の背景・経緯	1-1
1.2 調査の目的	1-2
1.2.1 調査目的と方針	1-2
1.2.2 調査要素	1-2
1.2.3 調査対象	1-4
1.2.4 調査実施形態	1-4
1.2.5 セミナー	1-4
第2章 Andhra Pradesh 州の電力事情	2-1
2.1 Andhra Pradesh 州の経済・社会状況	2-1
2.1.1 人口	2-1
2.1.2 経済・産業構造	2-2
2.1.3 経済目標	2-4
2.2 Andhra Pradesh 州における電力事情, 電力設備の現状	2-6
2.2.1 電力事情	2-6
2.2.2 他ドナーの援助動向	2-7
2.2.3 電力設備の現状	2-8
2.2.4 送配電ロス	2-11
2.2.5 電力需給	2-11

2.2.6 料金制度	2 - 13
第3章 配電網の運用・保守	3 - 1
3.1 概論	3 - 1
3.2 調査実施工程	3 - 1
3.3 運転保守の現状	3 - 2
3.3.1 運転体制	3 - 2
3.3.2 保守体制	3 - 4
3.3.3 運転保守マニュアルの概要	3 - 4
3.3.4 要員の確保・人材育成	3 - 4
3.4 配電系統の運転の現状	3 - 5
3.4.1 電力設備の概要	3 - 5
3.4.2 系統図	3 - 5
3.4.3 電力需給の現状	3 - 8
3.4.4 農業負荷の電力供給パターン	3 - 10
3.4.5 事故時の事故復旧パターン	3 - 11
3.4.6 供給信頼度の許容範囲または目標	3 - 13
3.4.7 通信システム	3 - 14
3.5 配電系統の保守運用データ	3 - 15
3.5.1 調査対象と目的	3 - 15
3.5.2 周波数変動の測定結果	3 - 15
3.5.3 電圧変動の測定結果	3 - 17
3.5.4 停止の調査結果	3 - 21
3.5.5 負荷遮断	3 - 29
3.5.6 過負荷	3 - 29
3.5.7 資材管理（予備品）	3 - 29
3.5.8 運転・保守マニュアル	3 - 30
3.6 データの解析	3 - 31
3.6.1 周波数	3 - 31
3.6.2 電圧	3 - 31
3.6.3 停止回数および停止継続時間	3 - 31
3.6.4 過負荷	3 - 34
3.6.5 資材管理（予備品）	3 - 34
3.6.6 運転・保守マニュアル	3 - 35
3.7 問題点と解決方法	3 - 36
3.7.1 周波数	3 - 36
3.7.2 電圧	3 - 36
3.7.3 停止回数	3 - 36
3.7.4 停止継続時間	3 - 37
3.7.5 過負荷	3 - 37
3.7.6 DISTRIBUTION CODE に対する対応	3 - 37
3.7.7 その他	3 - 39
3.8 提言	3 - 40

第4章 SCADA システム	4-1
4.1 概論	4-1
4.1.1 既存 SCADA システムの評価	4-1
4.1.2 配電 SCADA 導入検討	4-1
4.1.3 配電 SCADA システムの提案	4-2
4.2 既存 SCADA システムの評価	4-3
4.2.1 既存 SCADA の1次調査	4-3
4.2.2 SCADA 改善のフォローアップ調査	4-8
4.3 配電 SCADA システムの導入	4-12
4.3.1 対象範囲	4-12
4.3.2 既存システムの評価	4-13
4.3.3 設計検討	4-16
4.3.4 費用概算	4-19
4.3.5 導入計画	4-22
4.4 配電 SCADA システムの提案	4-27
4.4.1 既存 SCADA と配電 SCADA 機能	4-27
4.4.2 システム設計	4-29
4.4.3 システム構成別の概算費用	4-34
4.4.4 変電所別の概算費用	4-42
4.5 提言	4-55
第5章 配電網の改善	5-1
5.1 概論	5-1
5.2 配電線におけるロスの現状	5-1
5.2.1 ロスの現状	5-1
5.2.2 ロス管理方法の現状	5-2
5.3 配電設備改善の現状	5-3
5.3.1 設備改善計画の体制	5-3
5.3.2 設備形成基準	5-3
5.3.3 設備改善状況と今後の計画	5-3
5.4 既設設備の調査	5-4
5.4.1 調査実施工程	5-4
5.4.2 ロス測定	5-4
5.4.3 フィーダの仕様調査	5-11
5.4.4 負荷状況の調査	5-16
5.4.5 分析・評価	5-19
5.5 設備の改善・拡充計画	5-35
5.5.1 需要想定	5-35
5.5.2 配電用変電所	5-40
5.5.3 高圧配電線	5-42
5.5.4 低圧配電線	5-42
5.5.5 工事実施計画	5-47
5.5.6 改善計画の費用と便益	5-49
5.6 提言	5-51
5.6.1 電力損失削減	5-51
5.6.2 測定	5-52
5.6.3 kWh-A 管理	5-53
5.6.4 低圧線へのヒューズの導入	5-55



5.6.5	バランスの導入（電流の不均衡の是正）	5 - 55
5.6.6	GIS との関係	5 - 57
5.6.7	拡張計画	5 - 57
第 6 章	GIS による設備・顧客管理	6 - 1
6.1	概論	6 - 1
6.1.1	GIS とは	6 - 1
6.1.2	配電 GIS の構造	6 - 1
6.1.3	GIS 導入変電所	6 - 1
6.1.4	Andhra Pradesh 州への適用	6 - 1
6.2	ソフトウェア	6 - 2
6.3	ベースマップ	6 - 2
6.4	設備・顧客管理データ	6 - 3
6.4.1	日本における設備・顧客データの活用	6 - 3
6.4.2	インド国 Andhra Pradesh 州での設備・顧客データの現状と問題点	6 - 5
6.4.3	設備データ	6 - 6
6.4.4	顧客データ	6 - 8
6.5	ArcView の主な機能	6 - 9
6.6	技術移転方法	6 - 14
6.6.1	データ収集	6 - 16
6.6.2	配電 GIS 構築	6 - 17
6.6.3	調達資機材	6 - 18
6.7	GIS データの利用と便益	6 - 18
6.7.1	プロトタイプによる効果	6 - 18
6.7.2	機能拡張により期待できる効果	6 - 19
6.8	GIS 拡張計画	6 - 21
6.8.1	GIS 拡張手法	6 - 21
6.8.2	CMS システムとの協調	6 - 25
6.8.3	GIS 普及のための人材育成	6 - 27
6.8.4	GIS 導入範囲	6 - 27
6.8.5	GIS 構築のための必要人員	6 - 27
6.8.6	主要資機材	6 - 30
6.8.7	所要費用	6 - 31
6.8.8	導入工程	6 - 31
6.8.9	将来の運用方法	6 - 34
6.9	提言	6 - 35
第 7 章	研修設備および研修プログラム	7 - 1
7.1	概論	7 - 1
7.2	研修設備の現状	7 - 1
7.2.1	Corporate Training Institute (CTI)	7 - 1
7.2.2	その他の研修設備	7 - 11
7.3	研修設備改善計画	7 - 17
7.3.1	CTI	7 - 17
7.3.2	LSTC	7 - 17
7.4	既存研修プログラム	7 - 19
7.4.1	CTI における研修プログラム	7 - 19
7.4.2	その他の研修プログラム	7 - 19

7.5 提言 .....	7 - 21
7.5.1 配電研修プログラムの提案 .....	7 - 21
7.5.2 個別研修プログラムの提案 .....	7 - 37
7.5.3 研修設備についての提案 .....	7 - 61
7.5.4 研修実施方法についての提言 .....	7 - 68

#### 参 考 資 料

1. 配電線運用（停止）データの解析結果
2. 配電網改善マニュアル
3. Basic Manual for ArcMap

#### 付 録

1. 面談者リスト
2. 収集資料リスト
3. Memorandum



## 略語集

A	ampere
AAE	Additional Assistant Engineer
AAO	Additional Account Officer
ABT	Available Basic Tariff
ACSR	Aluminum Conductor Steel Reinforced
ADE	Assistant Divisional Engineer
AE	Assistant Engineer
amp	ampere
AO	Account Officer
AP	Andhra Pradesh
APCPDCL	Central Power Distribution Company of Andhra Pradesh Limited
APDRP	Accelerated Power Development and Reform Program
APERC	Andhra Pradesh Electricity Regulatory Commission
APGENCO	Andhra Pradesh Generation Corporation
APL	Adjustable Program Lending
APSEB	Andhra Pradesh State Electricity Board
APTRANSCO	Transmission Corporation of Andhra Pradesh Limited
AS	Assistant Secretary
Ave. kW	Average kW
CB	Circuit Breaker
CBD	Central Break Down Group
CEA	Central Electricity Board
CGM	Chief General Manager
CIDA	Canadian International Development Agency
CIRE	Central Institute for Rural Electrification
CMD	Chairman & Managing Director
CMS	Customer Management System
CPDCL	Central Power Distribution Company of Andhra Pradesh Limited
CTI	Corporate Training Institute
DBMS	Database Management System
DCC	Distribution Control Center
DE	Divisional Engineer
DFID	Department for International Development
DISCOMs	Distribution Companies
DLF	Dispersal Loss Factor
DMS	Distribution Management System

DS	Deputy Secretary
DSM	Demand Side Management
DTR	Distribution Transformer
EA2003	Electricity Act 2003
EHV	Extra High Voltage
ENS	Energy Not Served
EPDCL	East Power Distribution Company of Andhra Pradesh Limited
ERO	Electricity Revenue Office
ESCI	Engineering Staff College of India
FOC	Fuse of Call
GC Breaker	Group Countered Breaker
GDP	Gross Domestic Product
GIS	Geographic Information Systems
GPS	Global Positioning System
GSDP	Gross State Domestic Product
HDD	Hard Disk Drive
HT	High Tension (HV)
HV	High Voltage (HT)
Hz	hertz (cycles per second)
IPP	Independent Power Producer
IT	Information Technology
JAO	Junior Account Officer
JICA	Japan International Corporation Agency
kV	kilovolt = $10^3$ V
kW	kilowatt = $10^3$ W
kWh	kilowatt hour = $10^3$ Wh
LAN	Local Area Network
LCD	Liquid Crystal Display
LDC	Lower Division Clerk
LOLP	Loss of Load Probability
LSTC	Line Staff Training Center
LT	Low Tension
LV	Low Voltage
M/M	Minutes of Meeting
MARS	Multi Address Radio System
Max. AMP	Maximum ampere
Min. AMP	Minimum ampere
MRB	Meter Reading Book
MU	Million unit = $10^6$ Unit

MVA	Megavolt Ampere = $10^6$ VA
MW	Megawatt = $10^6$ W
NPDCL	North Power Distribution Company of Andhra Pradesh Limited
NPV	Net Present Value
OHP	Over Head Projector
OJT	On the Job Training
OP	Operation
PC	Personal Computer
PF	Power Factor
PLC	Power Line Carrier
PO	Personal Officer
PPA	Power Purchase Agreement
RCS	Remote Communication Server
RF	Radio Frequency
Rs	Rupee
RTU	Remote Terminal Unit
S/W	Scope of Work
SAO	Senior Account Officer
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SE	Superintending Engineer
SPDCL	South Power Distribution Company of Andhra Pradesh Limited
sqkm	Square kilometer
sqmm	Square millimeter
SRLDC	South Region Load Dispatch Center
SS	Substation
SVR	Step Voltage Regulator
SW	Switch
TBM	Tool Box Meeting
TDMA	Time Division Multi Access
TR	Transformer
UDC	Upper Division Clerk
V	volt
VD	Voltage Drop
VHF	Very High Frequency
WB	World Bank
XLPE	Cross linked Polyethylene



## 結論および提言





## 目 次

インド国アンドラプラデシュ州配電改善計画調査結果の概要 .....	1
1. 調査期間.....	1
2. 受注者.....	1
3. 調査の目的.....	1
4. 調査手法.....	1
5. 調査要素.....	2
6. Andhra Pradesh 州における配電システムの課題 .....	5
6.1 配電網の運用・保守 .....	5
6.2 SCADA システム.....	5
6.3 配電網の改善 .....	5
6.4 GIS による設備・顧客管理.....	5
6.5 研修設備および研修改善プログラム .....	5
7. 調査結果および提言 .....	6
7.1 配電網の運用・保守 .....	6
7.2 SCADA システム .....	6
7.3 配電網の改善 .....	7
7.4 GIS による設備・顧客管理.....	8
7.5 研修設備および研修改善プログラム .....	8



# インド国アンドラプラデシュ州配電改善計画調査結果の概要

## 1. 調査期間

平成 14 年 10 月 ～ 平成 16 年 2 月

## 2. 受注者

電源開発株式会社

## 3. 調査の目的

本調査は、インド国 Andhra Pradesh 州における配電システムの改善を目的とし、最終的には顧客サービスの改善を目指すものである。

また、カウンターパートが今後、自ら配電システム改善に取り組めるよう、技術移転を積極的に図った。

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 倍以上の伸びを見ているが、その一方で慢性的な電力不足と電力供給の信頼度の低さは解決されないままである。Andhra Pradesh 州においても、電力は不足傾向にあり、また送配電損失は 30% を上回り、その多くは配電損失によっていると推定されているため、配電システムの改善が強く求められている。

## 4. 調査手法

調査団は、配電システム改善のため、配電ロスの削減と電力供給の質の改善に着目した。

配電ロスの削減と電力供給の質の改善のためには対処すべき要素が 3 つある。すなわち、配電ロスの削減に関しては配電網の改善であり、供給電力の質の改善に関しては運用・保守の改善および設備・顧客管理の改善である。これらのいずれの要素についても適切に対処されていなければ顧客満足の達成はおぼつかない。

このため調査団は、APTRANSCO および配電会社が直面している配電システムに関する問題点に対処するため、総合的なアプローチを採ることとし、上記の 3 つの要素全てを含んだ調査を実施することとした。

一方、技術移転を推進するため、調査団、APTRANSCO および中央配電会社 (APCPDCL) との共同作業という調査実施形態を採ることとした。配電会社の社員が、調査団が実施した調査に倣い、今後同様の調査を自ら実施するようにするためである。

配電会社による今後の同種調査は、中央配電会社の他の地区のみならず、他の配電会社の地区においてもなされることが重要であり、これにより、Andhra Pradesh 州全域が同様の調査により最終的にカバーされることとなる。

## 5. 調査要素

本調査は下記要素より構成される。配電システム改善のための各要素の関係を図 1.1 に示す。調査全般にわたり、技術移転を推進するため、カウンターパートとの共同作業を行った。

- 配電線の運用・保守改善 : 配電設備の運用・保守記録の分析により問題点を把握し、電力供給の質の改善のため運用・保守の改善策を提言する
- 配電 SCADA システム : 既設 SCADA システムに配電 SCADA 機能を導入する改善案を提言する
- 配電網の改善 : 33/11kV 変電所から顧客に至るまでの配電網につき、改善対象設備の選定とロス削減のための改善計画に係る費用の積算と実施時期を提言する
- GIS による設備・顧客管理 : ベースマップ上に設備情報と顧客情報をデジタル化し、設備管理と顧客サービスの向上を図る
- 研修設備および研修プログラム : 配電線の計画・建設・運用・復旧・保守に係る研修プログラムを提言する

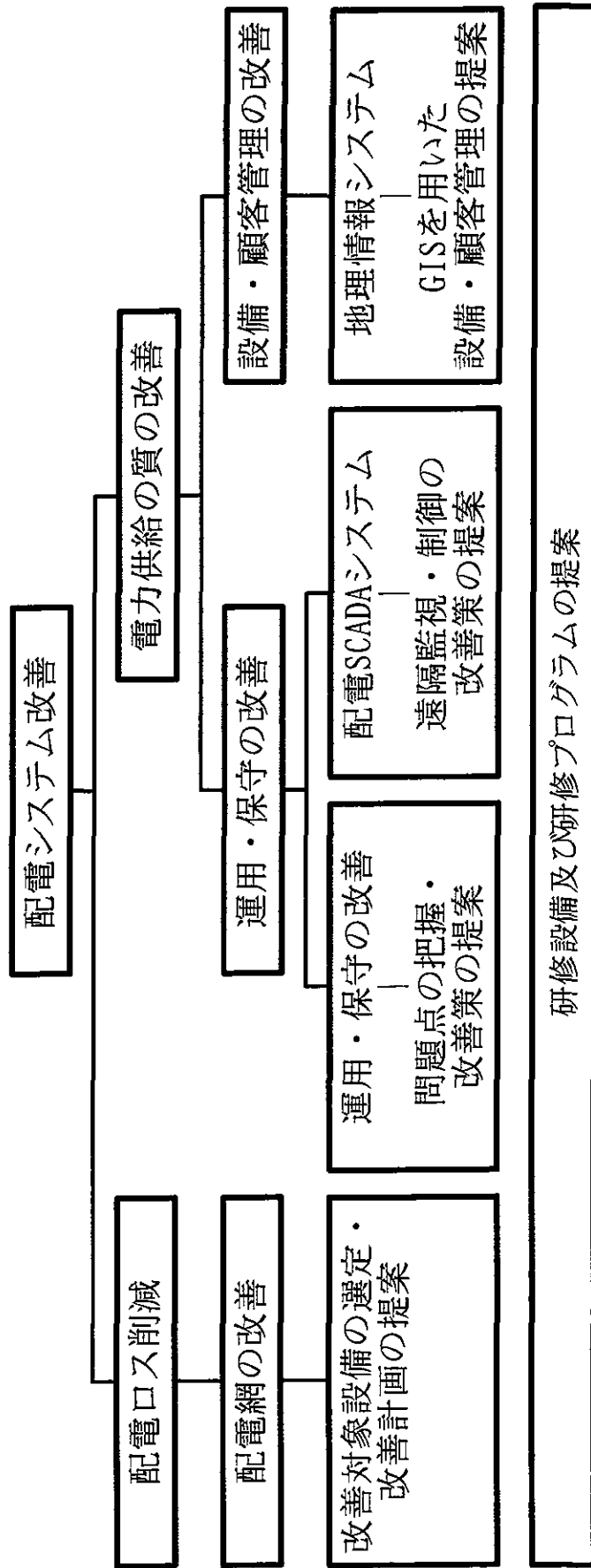


図1 各調査要素の関係

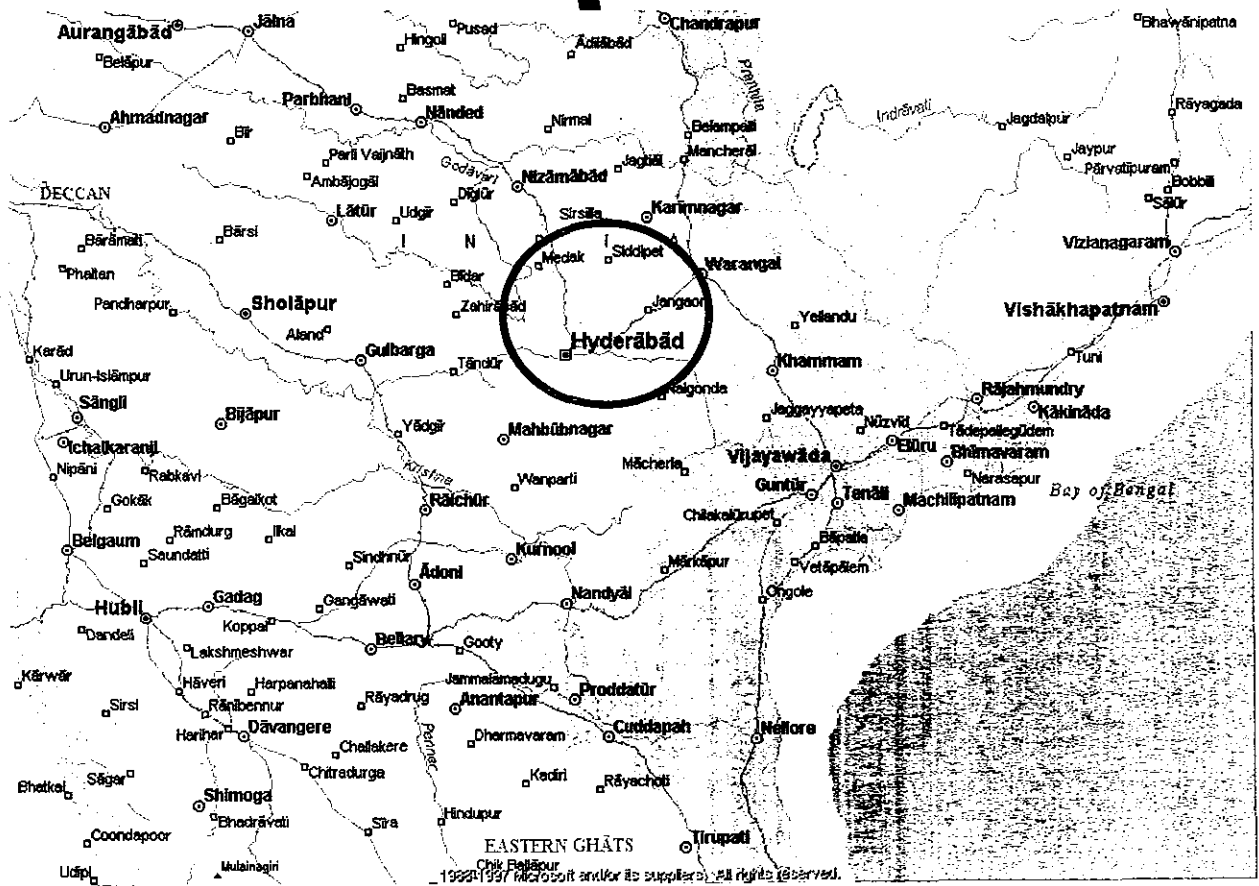
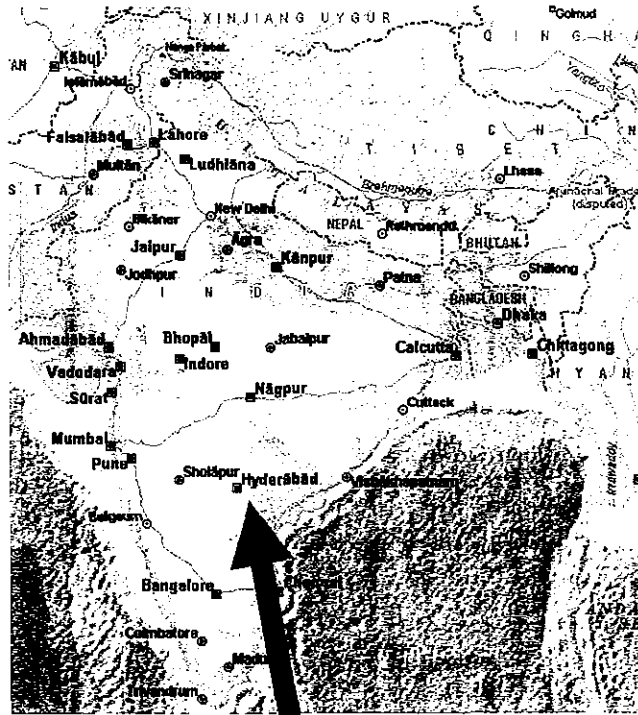


図2 調査対象地域

## 6. Andhra Pradesh 州における配電システムの課題

### 6.1 配電網の運用・保守

フィードによっては年間 100 回以上も停止しているものもある。また、全事故件数の約半分が原因不明として処理されている。

電圧変動、電力供給停止回数および停止継続時間等の目標値を定めた配電線運用基準 (DISTRIBUTION CODE) が 2004 年から導入予定であり、それに対する対応を迫られている。

運転・保守マニュアルは、電力組織改革前の組織である APSEB 時代のものがそのまま使用されており、新しい機器の取り扱い等に不備がある。

低圧配線、特に顧客への分岐線の分岐部分の配線方法が極めて乱雑で、配電線の維持・管理も困難な状況である。

変圧器および開閉器箱の充電部が露出し一般公衆に対し安全上問題がある。

### 6.2 SCADA システム

既設 SCADA は配電用変電所のフィード遮断器までを監視制御対象としている。しかしながら、配電 SCADA 機能に連係するフィード電流および変圧器負荷の監視あるいは制御機能の装備が望まれている。

### 6.3 配電網の改善

低圧配電設備でのロスを削減する必要性が指摘されているが、現状では十分な設備管理がなされておらず、配電ロスの実態が把握できていない。

また、日本と比較して低圧配電設備のロスの比率が多い要素として、低圧配電線が長い事と変圧器の容量が大きいことが挙げられる。

### 6.4 GIS による設備・顧客管理

現在、各変電所および Section Office において、変圧器、配電線などの設備データおよび顧客データを管理しているが、管理項目および管理方法に関しては、変電所および Section Office がそれぞれの方法で行っており統一された書式がない。

顧客データについては、配電会社はハンドヘルド・コンピュータから顧客データをダウンロードして Electricity Revenue Office (ERO) で管理している。これらの管理項目はサービス番号、電力使用量、電力料金、未払い金、契約日などで、数字だけで管理されている。

### 6.5 研修設備および研修改善プログラム

APTRANSCO および APCPDCL は、独自の研修設備を有し、社員に対して研修プログラムを実施しているが、研修設備とりわけコンピュータ、シミュレータ等が不足している。また、安全対策プログラム等が行われていない。



## 7. 調査結果および提言

調査結果を分析、検討した結果、調査団は Andhra Pradesh 州における配電システムを改善し、顧客サービスの改善を図るため APTRANSCO と APCPDCL に対し、以下のとおり提言する。

### 7.1 配電網の運用・保守

#### 7.1.1 停止件数の減少

停電原因の究明、およびフィードによっては年間 100 回以上も停止しているものもあり、早急に対策を講ずる必要がある。原因としては、樹木の接触、電線同士の接触や接続部の接触不良等が挙げられており、必要があれば絶縁電線や圧縮端子の採用も検討すべきである。また、設備管理を徹底し、原因不明の停止事故を極力減らす必要がある。

#### 7.1.2 体制の整備と要員の養成

2004 年には現在 APERC において審議されている DISTRIBUTION CODE が施行される予定なので、最低それに対応した体制を早急に整備する必要があると考えられる。並行的にデータを効率的に収集するシステムの構築と要員の養成が必要である。

#### 7.1.3 運転・保守マニュアルの整備

DISTRIBUTION CODE に適合し、新しい機器の取り扱いや変電所・フィード毎に注意すべき事項を明記したマニュアルを作成して、現場の運転の担当者（特に 33/11 KV 変電所は契約で委託された運転員である）を含め、全運転関係者に徹底させる必要がある。

#### 7.1.4 低圧配電設備の整備

低圧配電線を整理する必要がある。特に顧客への分岐線の分岐部分の配線方法が極めて乱雑で、配電線の維持管理も困難な状況であり整理する必要がある。

#### 7.1.5 安全対策

特に地方において変圧器が地表面近くに設置され充電部が露出して、一般公衆が容易に接近出来る状態のものが見受けられる。また低圧の接続函のカバーが開き歩行者が無意識に触れる可能性のあるものが多数あり、特に公道に設置された場合は一般公衆に対する安全上の問題があり、早急に対策が必要である。

### 7.2 SCADA システム

#### 7.2.1 配電 SCADA システム導入の効果

配電システムに、フィード電流および変圧器負荷に対する遠隔監視・制御機能を装備することを提言する。配電 SCADA システムの導入により、以下を実現する。

- ◆ 事故時の復旧時間や供給支障範囲を低減し、供給信頼度を向上する。
- ◆ 電圧や電流を監視し分析することにより、変圧器のタップ変更を自動的に指示したり、フィードの負荷供給を最適化する。この結果、フィードの利用率や配電ロスを低減することができる。

## 7.2.2 配電 SCADA システム導入計画

既設 SCADA システムは、主に配電用変電所内までを対象に、設備の監視制御を行っている。既設 SCADA は既に DMS(Distribution Management System)機能のような配電 SCADA 機能を一部装備しており、拡張性がある。

通信設備については、既設 SCADA の無線通信設備もある程度の容量的余裕があり、また、光ファイバーケーブルも、Hyderabad の市街エリアの主要道路沿いに既に敷設されていることから、光ファイバー又は無線を推奨する。

多くの変電所への継続的な導入に当たっては、個々の変電所によって導入効果が異なるので、その導入順序に傾注すべきである。非常に導入効果の大きい変電所も存在する。以下に導入フェーズ分割例を示す。

Period	Area	Total Recovery Energy	Number of Substations
Phase I	Ranga Reddy	>500,000 kWh/year	7
	Hyderabad	>200,000 kWh/year	17
Phase II	Ranga Reddy	>200,000 kWh/year	7
	Hyderabad	>100,000 kWh/year	15
Phase III	Ranga Reddy	>100,000 kWh/year	6
	Hyderabad	>50,000 kWh/year	10
Phase IV	Ranga Reddy	Others	10
	Hyderabad	Others	10
Phase V	Ranga Reddy	Others	5
	Hyderabad	Others	9
Total			96

## 7.3 配電網の改善

### 7.3.1 設備管理の徹底

低圧配電設備についてのロスを削減する必要性が指摘されているが、現状では十分な設備管理がなされておらず、配電ロスの実態が把握できていない。従って、以下の配電設備関連資料の整備が必要である。

- ◆ 配電用変圧器にかかる負荷の状況の常時管理
- ◆ 配電用変圧器と低圧線の接続関係を含めたネットワークの管理資料
- ◆ 低圧配電線と需要家の接続関係の資料
- ◆ 低圧配電線の径間・電線サイズなどの設備データ

データ整備をはかると共に、測定により、負荷管理、電圧管理を適正に行うことが必要である。これらの対策により、電気的なボトルネックが逐次改善され、配電ロスの削減につながる。

### 7.3.2 設備改善

配電設備の中でも、低圧配電設備のロスの比率が多いことから、低圧設備の改善が必要である。改善にあたっては、低圧配電線互長の短縮（現状互長は日本の約の 8 倍である）および、変圧器の小容量化が重要である。

低圧配電線の改善に当たっては、以下の方法のうちいずれか最適なものを選択する。

- ◆ 変圧器の移設（変圧器の設置位置を負荷中心に移す）
- ◆ 低圧配電線の分割（既設の変圧器と別に変圧器を新設し、負荷を分割）
- ◆ 低圧配電線の張替え（太線化または複導体化により電流密度を減少）

## 7.4 GIS による設備・顧客管理

### 7.4.1 GIS 導入の効果

設備・顧客管理に GIS を導入することを提言する。GIS の導入により、現在手作業で管理されている同州の配電設備・顧客管理を効率化することが可能となる。情報の共有化により設備・顧客データを分析することが容易となり、電力供給信頼度の向上、お客様サービスの向上につながることも期待できる。

配電設備に関しては、電線や変圧器の仕様をデータ入力し、GIS をカスタマイズすることにより、任意の地点間の技術的なロスを瞬時に計算することが可能となる。

また、Electricity Revenue Office (ERO)が管理する顧客データに関しては、サービス番号、電力使用量、電力料金、未払い金、契約日等を GIS に取り込むことにより、顧客の位置を容易に把握できるほか、例えば、電力需要の多い地域の検索などが可能となる。電力需要の地域的な傾向を解析することにより、効果的な配電設備計画を作成することができる。

### 7.4.2 GIS 導入に当たっての課題

GIS を本格的に導入する場合、新規加入者、新規設備の設置、設備の変更等のデータを毎日更新する必要がある。また、データを更新・管理するための業務量が大きくなるため、専属の管理組織を設立する必要がある。

全ての変電所および Section Office に GIS の端末機を設置するには、莫大な費用と要員の教育・訓練が必要なことから本調査では GIS を Division Office レベルに設置することを提案する。しかし、GIS に日々入力するデータは変電所および Section Office のデータである。そこで、このようなデータを上位組織である Division Office に伝達するためのワーク・フローを確立する必要がある。

### 7.4.3 GIS 導入計画

地図の入手可能性を考慮すると、配電 GIS の拡張は以下のように段階的な導入が望まれる。

第1段階：Hyderabad

第2段階：Ranga Reddy 郡

第3段階：Ranga Reddy 郡の周辺郡

## 7.5 研修設備および研修改善プログラム

### 7.5.1 配電研修プログラムの提案

配電設備の建設、維持、運用のレベルアップのためには新技術の導入も重要であるが、それ以上に人材を育成することが不可欠である。そこで、実施した調査をもとに、配電設備改善に必要と思われる項目を抽出し、それらの解決策の一つとして、配電研修プログラムを纏めたので、既設研修プログラムにこの配電研修プログラムを反映させることを提案する。

### 7.5.2 個別研修プログラムの提案

既設の研修プログラムに加え、工事の施工管理を確実にし、設備の施工不良を低減する目的で、以下の研修を実施することを提言する。

- ◆ 配電作業安全研修
- ◆ 配電竣工検査研修
- ◆ 巡視・点検・測定研修
- ◆ 電線工事研修

とりわけ重要な配電作業安全研修においては、机上研修のほかに、実際の作業を模擬した状態で、直接作業に係る者が実技研修を受けることとする。そこで、一般的な安全教育以外に作業計画の作成、危険予知活動、作業区画の設定、安全標識の設置、検電、作業接地の付け外しなど、実技面での教育も併せて行う。

### 7.5.3 研修設備についての提案

調査団は 7.5.2 で述べた個別研修プログラムを APCPDCL が実施し、現場の Engineer や Worker の配電設備保守・運用能力を向上させるために LSTC 研修設備増強計画を提案する。

LSTC 増強計画は次の 3 項目から構成される。

- ◆ 屋内研修設備（コンピュータ・ラボ）の新設
- ◆ 屋外研修設備（配電実技研修設備）の建替え
- ◆ 配電実技研修用資機材の整備

### 7.5.4 研修実施方法についての提言

現地調査の結果、現場の最先端の Engineer や Worker は日々の業務に忙殺され、CTI や LSTC での研修を受講するために Hyderabad まで出向く余裕がなく、結果として彼らに対する研修が十分、行き届かない状況にあることが明らかとなった。一方、顧客の満足度を引き上げるためには、配電設備の信頼度を向上させなければならないことから、彼らのように現場で設備の保守・運用を行い、顧客と直接、接する立場の人間（Cutting Edge Engineers）こそ、十分な研修を受けるべきである。

そこで、APCPDCL の社員が等しく定期的に研修を受講し、現場の最先端まで教育を浸透させる方法として以下の 2 項目を提案する。

#### (1) キャリア・ディベロップメント・プログラム

現場 Engineer や Worker の研修受講機会について調査した結果、LSTC において研修を受けた経験のある社員は限られており、また、複数の研修を受講した経験を持つ者は、更に僅少で、中には勤続 20 年で研修受講経験が 1 回という事例もあった。

LSTC における研修プログラムは毎年、現場の必要に応じ更新されており、個々の研修プログラムは職位により受講対象者を限定している。

しかしながら、先にも述べたとおり、LSTC における研修は、必ずしも継続的に個人の能力を発展させていくシステムになっていないのが現状である。

そこで、調査団は個人の能力を向上し、キャリアを発展させる目的でキャリア・ディベロップメント・プログラムの導入を提言する。

#### (a) 目的

キャリア・ディベロップメント・プログラムとは、個人の勤続年数や職位に応じ、その時期に必要なと思われる研修を行い、個人の能力を継続的に高めることを目的とする。

(b) 実施方法

- ✓ 既存研修プログラムを基礎、中級、上級コースに分類する。
- ✓ 研修受講時期を限定する。例えば基礎コースは新入社員から入社5年以内、中級コースは勤続6年～10年、上級コースは勤続10年以上など。
- ✓ 下位の研修を修了しなければ上位の研修を受講できないような制約を設ける。
- ✓ 基本的に受講対象初年度に研修を受けるようにする。例えば中級コースは6年目に受講する。
- ✓ 昇格があった場合は受講対象時期に係らず、上位の研修を受講させる。

(c) 効果

研修対象者、受講時期を明文化することにより、日常業務に忙殺されている現場 Engineer や Worker に対しても等しく研修受講機会が与えられる。

また、研修プログラムを明確にクラス分けし、昇格するためには定められた研修を受講しなければならないとすることで、受講者の学習意識を高めることが可能になると考えられる。

(2) 研修実施方法

現在、APCPDCL に所属する現場 Engineer や Worker 向けの研修は LSTC に集約して実施されている。しかしながら、上述のとおり、現場 Engineer や Worker は研修を受講するために Hyderabad まで出張することが業務上、困難であり、その結果、研修受講機会を喪失している。

この現状を踏まえ、研修を効果的かつ均等に実施するため、研修実施方法を以下に示す 3 段階に分割して実施することを提言する。

(a) ステップ 1

CTI, LSTC において 7.5.1, 7.5.2 に示した新研修プログラムを実施する。

(b) ステップ 2

Cutting Edge Engineers (現場で直接設備を保守したり、顧客と接する Engineer, worker) が事務所を離れる期間を短縮し、研修を容易に受講できるようにするため、各 Divisional Headquarter に当該 Division の Engineer, Worker を集め、CTI, LSTC から講師を派遣して机上でできる範囲の研修を行う。

(c) ステップ 3

各 Divisional Headquarter に基本的な配電線実技訓練設備を新設し、LSTC から講師を派遣して、当該地域の Engineer, Worker が容易に実技訓練を受講できるようにする。

# 第1章 序論



# 目 次

第1章 序論 .....	1-1
1.1 調査の背景・経緯 .....	1-1
1.2 調査の目的 .....	1-2
1.2.1 調査目的と方針 .....	1-2
1.2.2 調査要素 .....	1-2
1.2.3 調査対象 .....	1-4
1.2.4 調査実施形態 .....	1-4
1.2.5 セミナー .....	1-4





# 第1章 序論

## 1.1 調査の背景・経緯

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倍以上の伸びを見ているが、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。

Andhra Pradesh 州においても、電力は不足傾向にあり、また送配電損失は30%を上回り、その多くは配電損失によっていると推定されているため、配電システムの改善が強く求められている。

インド国政府および Transmission Corporation of Andhra Pradesh (APTRANSCO)は、Andhra Pradesh 州の配電ロス低減に係る改善計画の作成を日本政府の技術援助によって実施することとし、2002年5月両国政府は調査実施に関するS/Wを締結した。

インド国 Andhra Pradesh 州配電改善計画調査はインド国政府および APTRANSCO と、国際協力事業団（以下「JICA」）との間で2002年5月29日に合意された実施細則(S/W)および協議議事録(M/M)に基づいて実施されたものである。

日本政府の技術協力の実施機関である JICA は、本調査の実施を電源開発株式会社(以下「J-Power」)に委託し、J-Power は2002年10月より2004年2月にかけて調査を実施した。

本報告書は、本調査の結果を取りまとめたものである。

## 1.2 調査の目的

### 1.2.1 調査目的と方針

本調査は、Andhra Pradesh 州における配電システムの改善を目的とし、最終的には顧客サービスの改善を目指すものである。調査団は、配電システム改善のため、配電ロスの削減と電力供給の質の改善に着目した。

配電ロス削減と電力供給の質の改善のためには対処すべき要素が3つある。すなわち、ロス削減に関しては配電網の改善であり、電力供給の質の改善に関しては運営・保守の改善、および設備・顧客管理の改善である。これらのいずれの要素についても適切に対処されていなければ顧客満足の達成はおぼつかない。

このため調査団は、APTRANSCO や配電会社が直面している配電システムに関する問題点に対処するため、総合的なアプローチを採ることとし、上記の3つの要素全てを含んだ調査を実施することとした。

一方、技術移転を推進するため、調査団は APTRANSCO および中央配電会社 (APCPDCL) との共同作業という調査実施形態を採ることとした。これは配電会社の社員が、調査団が実施した調査に倣い、今後同様の調査を自ら実施できるようにするためである。

配電会社による今後の同種調査は、中央配電会社の他の地区のみならず、他の配電会社の地区においてもなされることが重要であり、これにより、Andhra Pradesh 州全域が同様調査により最終的にカバーされることとなる。

調査団は、検討対象地区として Ranga Reddy および Medak の2郡を選定した。

### 1.2.2 調査要素

本調査は下記要素より構成される。配電システム改善のための各要素の関係を図 1.1 に示す。

- 配電線の運用・保守改善：運営・保守記録の分析により問題点を把握し、電力供給の質の改善のため運営・保守の改善策を提案する
- 配電 SCADA システム：既存 SCADA システムに配電 SCADA 機能を導入する改善案を提案する
- 配電網の改善：33/11kV 変電所から顧客に至るまでの配電網につき、改善対象設備の選定とロス削減のための改善計画の積算と実施時期を提案する
- GIS による設備・顧客管理：ベースマップ上に設備と顧客情報をデジタル化し、設備管理と顧客サービスの向上を図る
- 研修設備および研修プログラム：配電線の計画・建設・運用・復旧・保守に係る研修プログラムを提案する

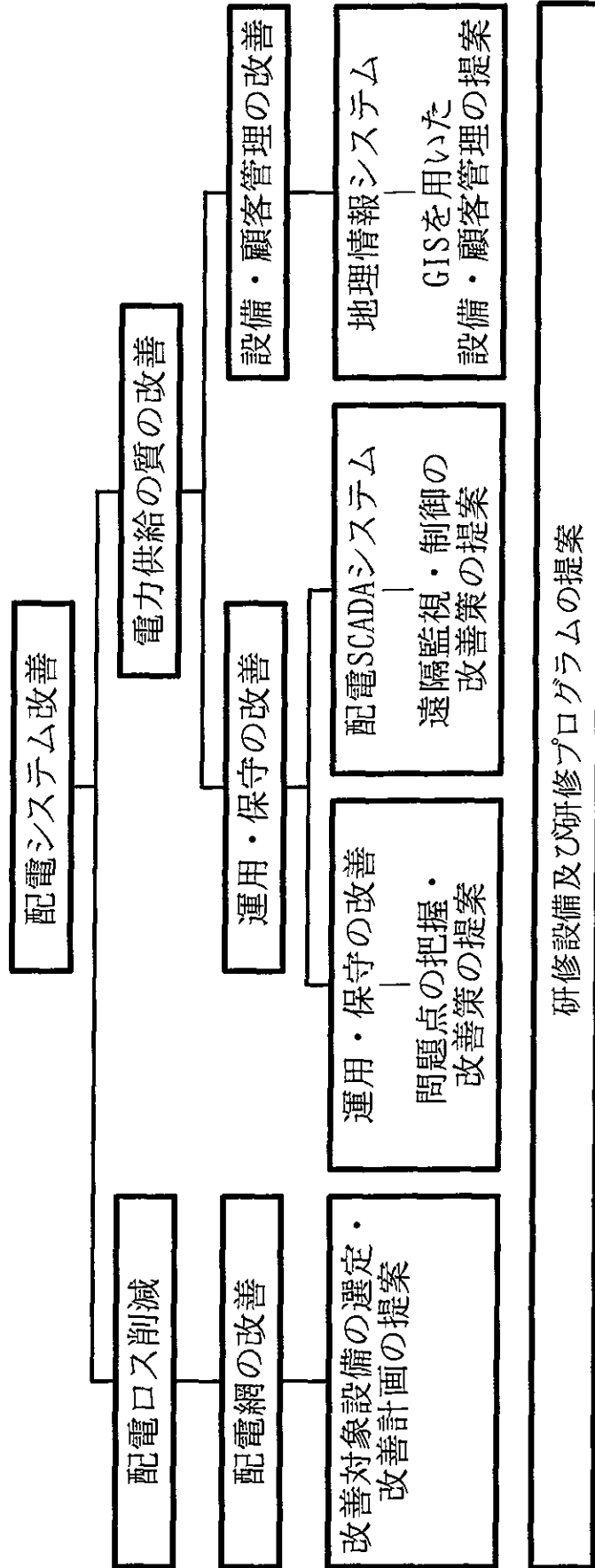


図 1.1 調査要素の関係

### 1.2.3 調査対象

調査団は調査対象を 11kV フィーダとし、調査対象フィーダを Ranga Reddy 郡, Medak 郡から選定し、以下の調査を実施した。

- 配電網の運用、保守改善に関しては、Ranga Reddy 郡および Medak 郡全域を対象とした。
- 配電 SCADA システム に関しては、既設 SCADA および関連フィーダを対象とした。
- 配電網の改善に関しては、上記の 2 郡より計 3 つのモデル 11kV フィーダを対象とした。
- GIS に関しては、上記 3 つのモデル 11kV フィーダから 2 つの配電用トランスにつながる顧客までの経路を対象とした。
- 研修に関しては、CTI および LSTC を対象とし、関連研修設備として ESCI および CIRE についても調査した。

### 1.2.4 調査実施形態

1.2.1 で述べたように、本調査の主要な目的は技術移転であるため、本調査は調査団と APTRANSCO および APCPDCL のカウンターパートとの共同作業で実施する必要があった。従って、APTRANSCO および APCPDCL は各調査要素に対応したカウンターパートを提供した。

### 1.2.5 セミナー

調査団は Hyderabad にてセミナーを 2 回開催した。

2003 年 2 月に実施したセミナーにおいては本調査の手法を紹介した。

また、2004 年 1 月に実施したセミナーにおいては調査団が実施した調査結果のみならず、カウンターパートが実施した調査結果についても発表を行った。

## 第2章 Andhra Pradesh 州の電力事情



# 目 次

第2章 Andhra Pradesh 州の電力事情.....	1
2.1 Andhra Pradesh 州の経済・社会状況.....	1
2.1.1 人口.....	1
2.1.2 経済・産業構造.....	2
2.1.3 経済目標.....	4
2.2 Andhra Pradesh 州における電力事情, 電力設備の現状.....	6
2.2.1 電力事情.....	2-6
(1) 電力事情の現状.....	2-6
(2) 新電気事業法 2003.....	2-6
2.2.2 他ドナーの援助動向.....	2-7
(1) 世銀.....	2-7
(2) DFID.....	2-7
(3) CIDA.....	2-7
2.2.3 電力設備の現状.....	2-8
(1) 発電設備.....	2-8
(2) 送電および変電設備.....	2-8
(3) 配電設備.....	2-9
2.2.4 送配電ロス.....	2-11
2.2.5 電力需給.....	2-11
(1) 需要見通しおよび増設計画.....	2-11
(2) システムの信頼性.....	2-13
2.2.6 料金制度.....	2-13
(1) 料金徴収.....	2-13
(2) 料金制度.....	2-13





## 第2章 Andhra Pradesh 州の電力事情

### 2.1 Andhra Pradesh 州の経済・社会状況

#### 2.1.1 人口

2001年3月時点における Andhra Pradesh 州の人口は 7,572 万人であり、Uttar Pradesh 州、Maharashtra 州、Bihar 州、West Bengal 州に次いで5番目に人口の多い州である。このうち都市人口は全体の 27.08%で、1991年の 26.89%から若干上昇した。1991年から2001年間の人口増加率は 13.86%で、この増加率はインド全体の 21.34%に比べると低い値である。Andhra Pradesh 州の面積はインドの 8.37%、人口は 7.37%を占めており、人口密度は 275 人/km<sup>2</sup>になっている（インドの人口密度は 324 人/km<sup>2</sup>）。Andhra Pradesh 州の中では Hyderabad の人口密度が最も高く 16,988 人/km<sup>2</sup>に達している。

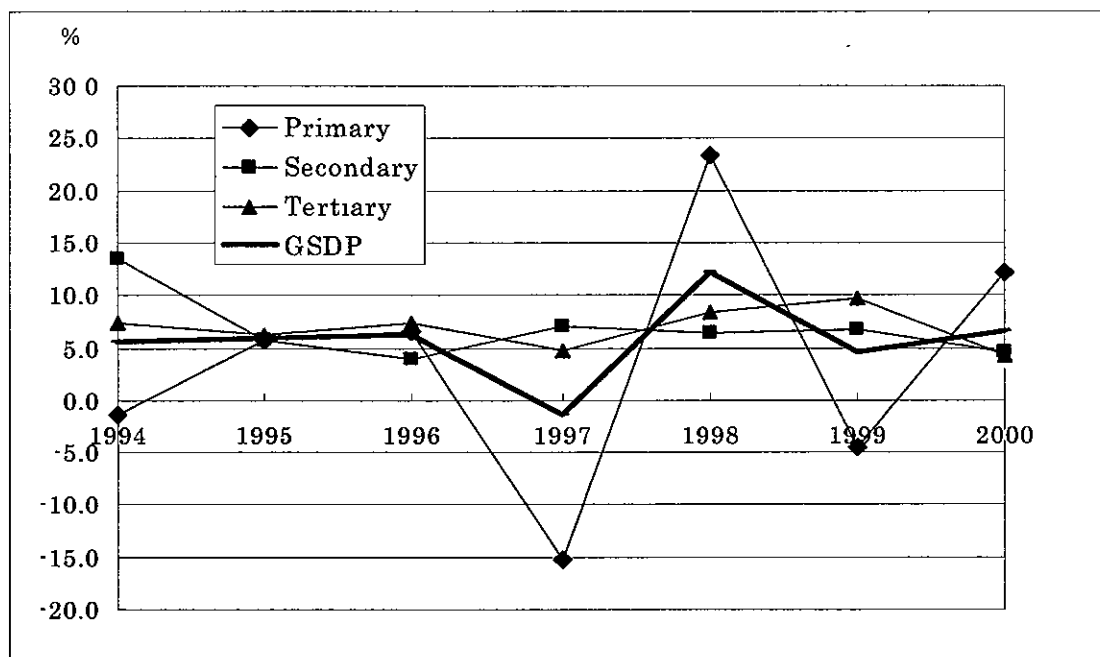
表 2.1 Andhra Pradesh 州の人口内訳

District	Males	Females	Urban	Rural	Total	Density
Srikakulam	1,256,370	1,272,121	278,203	2,250,288	2,528,491	433
Vizianagaram	1,120,124	1,124,979	412,093	1,833,010	2,245,103	343
Visakhapatnam	1,903,894	1,885,929	1,511,840	2,277,983	3,789,823	340
East Godavari	2,445,811	2,426,811	1,136,714	3,735,908	4,872,622	451
West Godavari	1,906,104	1,890,040	747,458	3,048,686	3,796,144	490
Krishna	2,151,187	2,067,229	1,365,647	2,852,769	4,218,416	483
Guntur	2,220,305	2,185,216	1,231,233	3,174,288	4,405,521	387
Prakasam	1,549,891	1,505,050	466,709	2,588,232	3,054,941	173
Nellore	1,341,192	1,318,469	603,634	2,056,027	2,659,661	203
Kurnool	1,787,471	1,724,795	792,664	2,719,602	3,512,266	199
Anantpur	1,859,502	1,779,802	920,079	2,719,225	3,639,304	190
Cuddapah	1,303,160	1,270,321	600,487	1,972,994	2,573,481	168
Chittoor	1,883,454	1,851,748	810,015	2,925,187	3,735,202	247
Rangareddy	1,806,199	1,700,471	1,868,138	1,638,532	3,506,670	468
Hyderabad	1,894,990	1,791,470	3,686,460	0	3,686,460	16,988
Nizamabad	1,161,907	1,180,896	422,533	1,920,270	2,342,803	294
Medak	1,347,241	1,315,055	384,675	2,277,621	2,662,296	274
Mahabubnagar	1,779,992	1,726,884	371,431	3,135,445	3,506,876	190
Nalgonda	1,646,555	1,591,894	429,458	2,808,991	3,238,449	227
Warangal	1,637,682	1,593,492	620,791	2,610,383	3,231,174	252
Khammam	1,299,245	1,266,167	508,048	2,057,364	2,565,412	160
Karimnagar	1,738,248	1,738,831	678,944	2,798,135	3,477,079	294
Adilabad	1,246,287	1,233,060	656,343	1,823,004	2,479,347	154
Total	38,286,811	37,440,730	20,503,597	55,223,944	75,727,541	275

(出所) Economic Survey 2001-2002, Planning Department A.P.

### 2.1.2 経済・産業構造

2000年度のAndhra Pradesh州の国内総生産（GSDP：Gross State Domestic Product）は1993年度価格で8,477億ルピーに達しておりインド全体の7.1%に相当する。生産要素別に分けると第3次産業の比率が高く全体の45.9%を占めており、続いて、第1次産業の30.3%、第2次産業の23.7%になっている（統計では鉱業は第1次産業に含まれている）。一方、インド全体の生産要素別GDPの比率は、第1次産業が26.3%、第2次産業が24.8%、第3次産業が48.9%となっており、Andhra Pradeshはインド全体に比べてGDPに占める第1次産業の割合が大きい。インドでは農業生産が経済成長を大きく左右しているが、世界的な水準から見ると農業の生産性が低い。また、灌漑率も依然として低いいため毎年の天候条件によって生産量が大きく左右される。図2.1はAndhra Pradesh州の経済成長率の推移を示している。第2,3次産業の成長率は比較的安定しているが、第1次産業が国内総生産に大きく影響を与えていることが伺える。



(出所) Economic Survey 2001-2002, Planning Department A.P.

図 2.1 Andhra Pradesh 州の経済成長率の推移

表 2.2 Andhra Pradesh 州とインド全体の国内総生産比較  
(Rs.crores at 1993 price)

Year	Andhra Pradesh (A.P.)		All India		Share of A.P.
	GSDP	G.R.(%)	GDP	G.R.(%)	
1993-1994	57,867		781,345		7.4
1994-1995	61,114	5.6	838,031	7.3	7.3
1995-1996	64,729	5.9	899,563	7.3	7.2
1996-1997	68,809	6.3	970,083	7.8	7.1
1997-1998	67,866	-1.4	1,016,266	4.8	6.7
1998-1999	76,116	12.2	1,082,469	6.5	7.0
1999-2000	79,553	4.5	1,148,500	6.1	6.9
2000-2001	84,777	6.6	1,193,922	4.0	7.1

(出所) Economic Survey 2001-2002, Planning Department A.P.

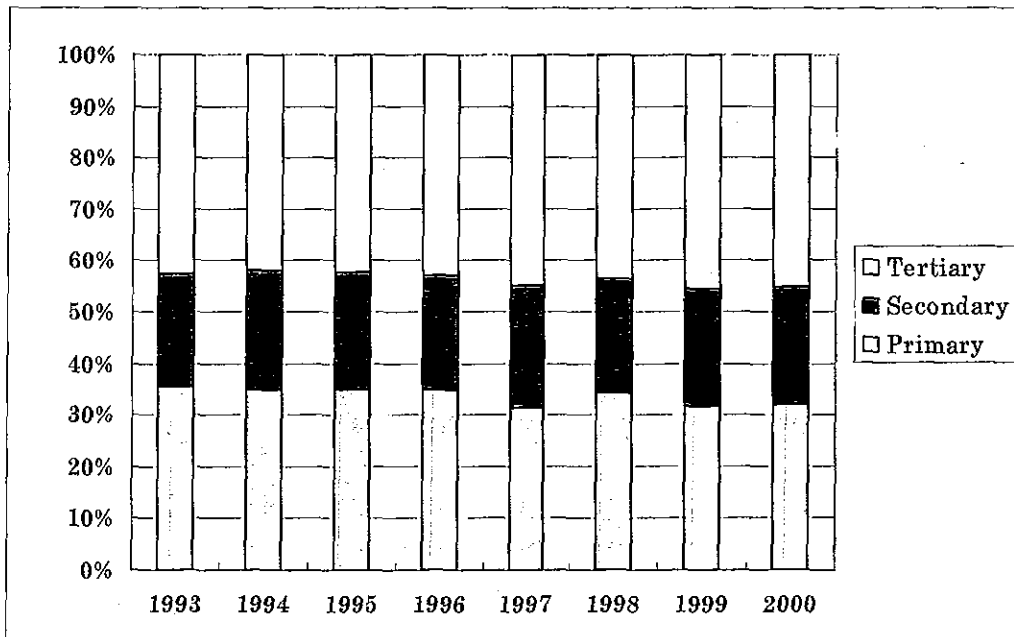


図 2.2 Andhra Pradesh 州の産業構造の推移

Andhra Pradesh 州の一人当たりの所得は名目価格で 1999 年度の Rs.14,878/人から 2000 年度には Rs.16,373/人と 10.0%上昇した。しかしながら実質価格 (1993 年度価格)は Rs.9,457 から Rs.9,982 へと 5.5%の上昇であった。表 2.3 は Andhra Pradesh 州とインド全体の一人当たりの所得の推移を示している。Andhra Pradesh 州における一人あたりの所得は僅かにインドの平均を下回っている。

表 2.3 Andhra Pradesh 州とインド全体の一人当たりの所得比較

Year	Current Prices (Rupees)				1993 Prices (Rupees)			
	A.P.	G.R.(%)	India	G.R.(%)	A.P.	G.R.(%)	India	G.R.(%)
1993-1994	7,447		7,698		7,447		7,698	
1994-1995	8,763	17.7	8,876	15.3	7,739	3.9	8,088	5.1
1995-1996	10,018	14.3	10,160	14.5	8,086	4.5	8,499	5.1
1996-1997	11,224	12.0	11,601	14.2	8,531	5.5	9,036	6.3
1997-1998	11,683	4.1	12,772	10.1	8,214	-3.7	9,288	2.8
1998-1999	13,993	19.8	14,396	12.7	9,162	11.5	9,643	3.8
1999-2000	14,878	6.3	15,562	8.1	9,457	3.2	10,067	4.4
2000-2001	16,373	10.0	16,487	5.9	9,982	5.6	10,254	1.9

(出所) Economic Survey 2001-2002, Planning Department A.P.

### 2.1.3 経済目標

Andhra Pradesh 州は人々の生活向上や州の発展のために 2020 年までの長期ビジョン (Vision 2020) を 1999 年 1 月に文書で示した。このビジョンを達成するために Andhra Pradesh 州は以下の目標を掲げている。

- 貧困からの脱却と弱者の救済
- 人々の知識、所得の向上と健康の促進
- 子供たちの幸福と可能性の機会
- 男性と同様に女性の役割を引き出すための支援
- 人々が必要とする投資の促進や施設の建設
- 農民や企業の繁栄
- 穀物生産量の増大のための改革や新技術の採用
- 都市や農村生活のための環境保護
- 分かりやすく、責任があり、透明性をもった政府の構築

この Vision 2020 の中で、Andhra Pradesh 州は 2020 年までの年平均経済成長率を 10.3%、一人当たりの所得増加率を 9.4%、人口増加率を 0.8% に設定した。しかしながら、1995 年から 2000 年までの経済成長率は、目標が年平均伸び率 5.7% に対して実績は 5.5% であった。これは 1997 年と 1999 年に早魃のために農業生産が落ち込んだためにマイナス成長になったため、早魃がなければ目標以上の数字を達成することができた。一人当たりの所得では、最初の 5 年間は目標の 4.4% に対して実績は 4.2% であった。人口増加率については目標 1.3% に対して実績は 1.27% で、注目すべき値であった。

部門別に経済成長を見ると、農業部門は 1997 年と 1999 年の早魃のため 3.7% の目標に対して実績は 2.95% であった。工業およびサービス部門については、目標の 5.3%、7.0% に対して実績は 6.1% および 7.3% と両者とも目標を上回った。最初の 5 年間に限っては、2 度の早魃があったにもかかわらず満足いく数字であったと思われる。次の 5 年間 (2000-2005 年) の目標は年平均経済成長率が 8.6% に設定されているため、今まで以上の成長が必要である。2000 年度の経済成長率は 6.75% と報告されている。Vision 2020 における経済指標目標およびセクター別成長目標を表 2.4 および表 2.5 にそれぞれ示す。

表 2.4 Vision 2020 の経済指標目標 (%)

Year	GSDP	Income per Capita	Population
1995-2000	5.7	4.4	1.3
2000-2005	8.6	7.6	0.9
2005-2010	10.9	10.1	0.8
2010-2015	12.4	11.7	0.7
2015-2020	14.0	13.4	0.5
Overall Annual G.R.	10.3	9.4	0.8

(出所) Economic Survey 2001-2002, Planning Department A.P.

表 2.5 Vision 2020 のセクター別成長目標 (%)

Year	Agriculture	Industry	Services
1995-2000	3.7	5.3	7.0
2000-2005	6.1	9.7	9.5
2005-2010	6.9	11.6	12.6
2010-2015	6.3	13.8	14.0
2015-2020	5.7	14.6	15.5
Overall Annual G.R.	6.0	11.0	12.0

(出所) Economic Survey 2001-2002, Planning Department A.P.

## 2.2 Andhra Pradesh 州における電力事情，電力設備の現状

### 2.2.1 電力事情

#### (1) 電力事情の現状

本調査の対象地域である Andhra Pradesh 州は、インドの南東部に位置し、面積、人口ともにインドの中で5番目に大きな州（約275千km<sup>2</sup>，約76百万人）である。APTRANSCOの前身である Andhra Pradesh 州電力庁（APSEB）の財務状況は、1982/83～1993/94年度の11年間では、州政府からの補助金も低額（平均で総収入の1.8%程度）で推移し、州政府の財政を圧迫することなく、ほぼ健全性を維持していた。

しかしながら、電力の設備改善がともなわず高い送配電ロス率に加え、産業用電気料金を高く、農業灌漑用のそれを極端に低く設定したこと等、社会民主主義国家の精神に沿って、電気事業を運営してきたことが APSEB の財務上の健全性を急激に低下させることとなった。1994/95以降州政府からの補助金が総収入（2000/01年で約600億ルピー）に対し平均36%となり、事業パフォーマンスが急激に悪化するとともに、本来 Andhra Pradesh 州が社会電気事業以外の基盤整備に引き当てるべき予算が大幅に低減した。この結果、道路や上下水道の整備、貧困救済政策の実現が滞り、大きな社会問題となっている。

前記の APSEB は、1998年4月に成立した Andhra Pradesh 州電力セクター改革法案により、1999年2月1日に送配電事業を行う APTRANSCO (Transmission Corporation of Andhra Pradesh)、同年2月28日に発電事業を行う APGENCO (Andhra Pradesh Generation Corporation) に分割されている。また、Andhra Pradesh 州電力セクター改革法案にもとづき、中央政府の電力セクター改革政策のもと、Andhra Pradesh 州電力セクター改革法案にもとづき Andhra Pradesh 州政府機関として APERC (Andhra Pradesh Electricity Regulatory Commission) が、1999年3月設置された。さらに、APTRANSCO は、2000年4月1日に33kV以下の配電部門を4地域(東:EPDCL, 中:CPDCL, 南:SPDCL, 北:NPDCL)の配電公社(DISCOMs)に分割した。これにより、電力事業の縦割り体制が解体され、APERCが主として電力セクターの健全化を推進する役割を担うこととなった。

現在、Andhra Pradesh 州の電力事業においては、APGENCO, APTRANSCO, 4 DISCOMs, Central Power Generating companies, POWERGRID, および数力所の独立電気事業者 (IPP)が存在する。

POWERGRID は主として132kV以上の高圧送電線により、Central Power Generating Companies と国家送電システムの間を州・地域を連係して結んでいる。APTRANSCO の主要な業務は、400kV, 220kV および132kV送電線による州内の送電、Andhra Pradesh 州専用発電所の建設、Andhra Pradesh 州電力施設の計画および改良である。

#### (2) 新電気事業法 2003

電気事業法 2003(以下「EA2003」)は2003年6月10日に発効した。EA 2003は発電、送電および変電および供給をすべてに関する包括的な法律である。EA2003に伴い、以下の電気事業法令が撤廃されている。

1. インド電気事業法 1910年
2. 電気事業法 1948年
3. 電気事業規制委員会法 1998年

撤廃された法令のもとでは、中央および州の送電事業者が電力の購入および配電事業者へ

の供給を担ってきた。しかしながら、EA 2003 のもとでは、送電事業者の業務は送電のみと規定された。したがって、APTRANSCO は電力を購入し、販売することができなくなり、APTRANSCO の主要業務は送電のみとなる。

撤廃された法令は EA2003 発効後、最大 1 年間は有効である。すなわち、2003 年 6 月 10 日の発効から 1 年後の 2004 年 6 月 10 日以降、EA 2003 の規定が APTRANSCO に適用される。

## 2.2.2 他ドナーの援助動向

### (1) 世銀

世銀では Andhra Pradesh 州の電力セクター改革を主導しており、電力系統設備整備のための資金援助のみならず、電力セクター民営化のための政策支援を行っている。

この援助は 1999 年より開始された APL(Adjustable Program Lending)と称され、向こう 10 年間におよび総額 10 億ドルの援助計画であり、DFID や CIDA が協調融資を行っている。APL は 5 段階に分けられており、現在 APL-1 がほぼ終了し、APL-2 を具体化するための方策の一つとして Andhra Pradesh 州全 23 郡の配電網改善のための投資計画が Andhra Pradesh 州側で作成された。

APL-1 は大きく 4 パッケージに分かれており、送電網整備・配電網整備・メータ取付・電力セクター民営化のための技術援助を対象としている。送電網については送電・変電所の新設・増設等であり、配電網については 33/11kV 系での緊急的に整備すべき箇所が対象となっている。また電力メータ取付については主に工業用需要家を対象としたより精度の高いメータと APGENCO/APTRANSCO/DISCOMs 間のメータの取付を対象としている。

電力セクター民営化のための技術支援については、民営化により設立される各組織 (APGENCO/APTRANSCO/DISCOMs) の組織設計・能力開発や電力市場の制度設計、料金制度設計、電力会社の経営効率化支援等多岐に亘っている。

APL-2 以降については、セクター改革の進展と各組織の改革・整備の進展に併せてその内容が決定されることになっているため、具体的には現時点では明確ではない。

### (2) DFID

Energy Efficiency Program の一環として Andhra Pradesh 州の 3 郡 (Khamman, Mahabubnager, Nalgonda) の配電網改善のスタディを実施し、配電網改善のための投資計画を作成した。また Hyderabad には SCADA を無償供与し稼動中である。以上のハード的な支援の他に DFID は電力セクターの民営化のための技術支援を実施している。この中には配電会社民営化戦略レポートの作成や APERC に対する料金制度設計支援、民営化のための各組織の制度・人材・料金徴収等の組織機能向上支援を行っている。

また、顧客サービスの向上と経営効率化を目的として、Customer Management System・Consumer Analysis Tool・TIMS/MIMS(Transformer/Metering Information Management System)・PMRS(Performance Management & Reporting System)に関する支援を行っている。

### (3) CIDA

CIDA は需要予測/発送配電計画立案/需要家サービス/長期限界費用を考慮した料金制度等に関し技術支援を行っている。

この一環として、CIDA はプロジェクトオフィスに 20 台のコンピュータを提供し、コンサルタントの指導のもとでカウンターパートが技術移転を受けている。提供されたアプリケーションソフトは、ロス推定モデル、需要予測モデル(Regression Analysis)、最適電源計画モデル(SYPCO; System Planning Production Cost, Least Cost 手法)、最適送電計画モデル(CYME,



132kV まで)などである。

現在、実施中の調査は Andhra Pradesh 州の 23 郡の中から 10 郡を農業用需要として選び、残りの 13 郡は非農業用需要として選ばれている。農業用需要調査では各地区(Division)から 2 フィーダをピックアップし、一方、非農業用需要では各地区から 1 フィーダをピックアップして計測を行う。計測する総フィーダ数は 118 に上る。柱上トランスから配電されている農業用ポンプに電力計を設置して電力需要を測定する。電力計が付けられるポンプは 1 つの柱上トランスに対して 4 つだけがサンプル調査として取り付けられる。したがって、電力計の設置は 4,000 以上に達する。現在も委託によって設置工事が進められている。計測は 2002 年 12 月から 2003 年 12 月まで行われ、検針も委託により毎月行うこととなっている。

### 2.2.3 電力設備の現状

#### (1) 発電設備

Andhra Pradesh 州の総発電設備は 2001 年 3 月時点で 7,978MW である。そのうち APGENCO が 5,628MW(70.5%)を所有し、うち水力は 2,675MW(33.5%),火力は 2,953MW(37.0%) である。IPP 等の民間部分は 1,077MW(13.5%)を所有し、うちガス火力が 779MW(9.8%), 風力が 88MW(1.1%), ミニ水力が 60MW(0.8%), コージェネレーションおよびその他が 150MW(1.9%) である。また、中央の発電設備のうち 1,000MW(12.5%)を所有している。

Andhra Pradesh 州の電力設備の内訳を表 2.6 に示す。

表 2.6 Andhra Pradesh 州における発電設備 (2001 年 3 月時点)

	Installed Capacity (MW)	Share
APGENCO	5,628	70.5%
Thermal Generating	2,953	37.0%
Hydro Power	2,675	33.5%
Joint Sector	272	3.4%
Gas Fired Thermal	272	3.4%
Private Sector	1,077	13.5%
Gas Fired Thermal	779	9.8%
Wind Power	88	1.1%
Mini-hydro	60	0.8%
Co-Generation and others	150	1.9%
Share from Central Sector	1,000	12.5%
Total	7,978	100.0%

(出所) Power Development in Andhra Pradesh (Statics) 2000-2001, APTRANSCO

#### (2) 送電および変電設備

Andhra Pradesh の送電システムは、発電所と様々なロード・センターの間に接続する 440kV,

220kV および 132kV 送電変電設備からなる。また、Andhra Pradesh を含む南部地域の中に、Ramagundam 火力発電所から南部の受電州に向けて POWERGRID が建設した 440 kV 送電線は、Ramagundan, Hyderabad, Nagarjunasagar, Vijayawada, Gooty, Cuddapah, Visakhapatnam および Khamman において接続している。

### (3) 配電設備

配電システムは、33kV のサブ送電線、11kV の第 1 次配電線および低電圧配電線から構成されている。

33kV 送電線は 132/33kV 変電所と 33/11kV 変電所を接続する。配電線路は一般的には架空線であるが、Hyderabad 市には地下ケーブルも設置されている。架空配電線には主として、55sqmm (11kV 線路) および 34sqmm (低圧配電線) のアルミ電線が使われている。また、地下ケーブルは主として 400sqmm 3-芯 XLPE ケーブルが使われている。

Andhra Pradesh の送配電線の亘長を表 2.7 に、変電設備を表 2.8 にそれぞれ示す。

表 2.7 Andhra Pradesh 州における送配電線長 (2001 年 3 月時点)

Discoms	District	400kV	220kV	132kV	33kV	11kV	L.T.	Total
EPDCL	Srikakulam	0	0	120	1,274	3,720	9,196	14,309
	Vizianagaram	7	40	492	566	4,420	10,807	16,332
	Visakhapatnam	0	550	359	1,334	4,474	12,463	19,180
	East Godavari	0	408	436	1,018	5,041	13,803	20,706
	West Godavari	0	216	414	1,335	6,611	17,450	26,025
	Total	7	1,215	1,820	5,526	24,267	63,718	96,553
SPDCL	Krishna	30	586	368	963	6,347	18,993	27,287
	Guntur	302	485	626	1,417	7,073	12,774	22,677
	Prakasam	0	535	517	1,423	7,419	18,144	28,038
	Nellore	0	599	248	1,359	8,101	17,332	27,640
	Chittoor	0	296	775	2,205	9,503	30,546	43,324
	Cuddapah	0	504	436	1,628	6,034	11,618	20,220
	Total	332	3,005	2,970	8,995	44,476	109,408	169,186
CPDCL	Anantpur	0	594	642	2,328	11,867	22,883	38,314
	Kurnool	184	541	530	1,551	7,114	16,337	26,057
	Hyderabad	0	139	77	513	2,514	5,517	8,760
	(U.G. Cable)	0	0	21	36	212	16	285
	Rangareddy	193	457	517	1,225	8,502	24,050	34,944
	Mahabubnagar	177	405	457	1,753.15	12,040	23,932	38,764
	Medak	0	264	637	1,668	8,462	18,739	29,771
	Nalgonda	0	1,168	603	1,877	11,207	31,016	45,871
	Total	554	3,569	3,484	10,953	61,918	142,289	222,766
NPDCL	Nizamabad	0	172	551	1,272	7,026	19,008	28,029
	Adilabad	0	100	414	1,061	8,292	18,710	28,577
	Warangal	0	87	692	1,590	9,501	29,402	41,271
	Karimnagar	0	376	1,232	1,455	7,431	33,839	44,333
	Khammam	0	1,078	601	1,157	6,981	15,337	25,155
	Total	0	1,813	3,491	6,535	39,231	116,296	167,366
Total for A.P		893	9,601	11,765	32,008	169,893	431,711	655,871

(出所) Power Development in Andhra Pradesh (Statics) 2000-2001, APTRANSCO

表 2.8 Substations in Andhra Pradesh (March 2001)

District	400kV	220kV	132kV	33kV	Total
Srikakulam	0	0	4	21	25
Vizianagaram	0	1	4	28	33
Visakhapatnam	0	3	10	55	68
East Godavari	0	2	6	60	68
West Godavari	0	2	8	75	85
Krishna	0	4	6	61	71
Guntur	0	2	9	71	82
Prakasam	0	2	9	66	77
Nellore	0	2	8	75	85
Chittoor	0	3	14	119	136
Cuddapah	0	6	6	93	105
Anantpoor	0	5	8	104	117
Kurnool	1	4	8	90	103
Hyderabad	0	0	5	61	66
Rangareddy	1	8	7	79	95
Mahabubnagar	0	2	7	101	110
Medak	0	3	14	144	161
Nalgonda	0	2	10	111	123
Nizamabad	0	1	5	64	70
Adilabad	0	2	9	103	114
Warangal	0	2	10	97	109
Karimnagar	0	3	3	53	59
Khammam	0	4	9	130	143
Total for A.P	2	63	179	1,861	2,105

(出所) Power Development in Andhra Pradesh (Statics) 2000-2001, APTRANSCO

## 2.2.4 送配電ロス

Andhra Pradesh 州における送配電ロスは 30%を超えており、配電部門の損失が全体の 20%を占めている。このロス率は他の国々と比較して非常に高い値であり、ロス削減のために Andhra Pradesh 州には改善計画が求められている。表 2.9 に 2000/2001 年の Andhra Pradesh 州における送配電損失を示す。

表 2.9 APTRANSCO 州における送配電ロス (2000-2001 年)

No	Item	(unit: MU)	
		1999 -2000	2000 -2001
1	Units Purchased from APGENCO	27,610	26,797
2	Units Purchased from other states and sources	16,137	17,700
3	Total Units handled by APTRANSCO (1+2)	43,747	44,497
4	Units soled by DISCOMS	27,604	29,768
5	Units Lost in the systems (3-4)	16,143	14,729
6	Percentage of Losses (5/3 x 100) *	36.90%	33.10%

\* Technical and non-technical losses

(出所) Power Development in Andhra Pradesh (Statics) 2000-2001, APTRANSCO

## 2.2.5 電力需給

Andhra Pradesh の現状の発電設備は、想定必要設備に対して約 12%、860MW 不足している。また、発電設備の不足により、電力需要をまかなえない状態である。

APERC (Andhra Pradesh Electricity Regulatory Commission :Andhra Pradesh 州電力規制委員会)は 2003 年 4 月 8 日に APTRANSCO の電力需給見通しおよび発電設備の増設計画を承認するとともに、電力供給システムの信頼性を向上させるよう指示した。その概要を以下に示す。

### (1) 需要見通しおよび増設計画

- ◆ FY 2006-07 のピーク需要は 10,575MW、電力需要は 61,017MU とする。
- ◆ ピーク需要および電力需要をまかなうため、計画期間満了(2007 年)における発電設備は 13,639MW とする。
- ◆ 毎年の増設設備を表 2.10 で示す。2001-02 年から 2006-07 年までの増設設備の合計は 5,182MW とする。
- ◆ 5,182MW を増設するため、APERC は表 2.11 に示す APTRANSCO の電力調達計画を承認する。ピーク需要に対する供給力からは、Srisaillam Left Bank Project を除外すること。
- ◆ 上記の電力調達計画の承認は新設設備の電力購入契約 (PPA)の承認とは解釈されない。APERC による PPA の承認は、個別 PPA の価値により判断される。

表 2.10 Andhra Pradesh 州発電設備増設計画

(unit; MW)

	FY 02	FY 03	FY 04	FY 05	FY 06	FY 07
Installed Capacity	11,519	11,623	11,846	12,525	12,946	13,639
Existing Capacity	9,210	9,220	9,235	8,646	8,457	8,457
Annual Additions required	2,309	94	207	1,269	610	693
Cumulative Capacity required	2,309	2,403	2,610	3,879	4,489	5,182

(出所) O. P. No. 179 of 2003, APERC, dated 8<sup>th</sup> April, 2003

表 2.11 APTRANSCO 電力調達計画

(unit; MW)

	Projected Peak Demand	Capacity Retirement	Thermal Capacity Addition	Hydel Capacity Addition	Total Capacity Addition	Total Net Capacity
2001-02	8,927		CC-1 (213.4) + Simhadri-I (460) + MPP (72) + NEDCAP (80.3)	298 Sri Sailam	1,124	9,999
2002-03	9,061		Simhadri-Unit-II (460) + New Captive 84.4 + NEDCAP (46.2)	298 Sri Sailam	889	10,888
2003-04	9,513		NEDCAP (45.5)+ 98 Talcher	298 Sri Sailam	442	11,329
2004-05	9,763	560 (400 Eastern region and 160 Captive)	CC-2 (432) + MPP (54) + 98 Talcher		584	11,352
2005-06	10,143	169 Captive	CC-3 (359) + CC-4 (450.1) + CC-5 (213) + Talcher (98) + Ramgundam (134)		1,254	12,438
2006-07	10,575		385 RTPP + BPL (475.6) + 98 Talcher		959	13,398
Total (MW)		728	4,357	894	5,251	

(出所) APTRANSCO Submission January 2003, Table: Power Procurement Plan

## (2) システムの信頼性

- ◆ APTRANSCO は、予備設備を設定する信頼度の基準として、停電確率(Loss of Load Probability ; LOLP) を1%、すなわち 87.6 時間/年と設定した。これはピーク需要における供給不足の蓋然性を配慮したためである。さらに、APTRANSCO は、FY 2007 末までに電力需要に対する不足率 (Energy Not Served ; ENS)を 0.15%の水準とすると申請した。
- ◆ 2002 年 7 月 29 日の指令において、APERC は設備予備率を 14%と設定した。これは、先に APTRANSCO が提案した、2002 年から 2007 年までの計画期間において LOLP 1% を達成するためである。この後、APTRANSCO は 2003 年 1 月 28 日に、目標とされた 1%の LOLP を達成するためには、設備予備率を 2002 年の 13%から 2007 年には 28% とする必要が生じた。
- ◆ APERC は LOLP 1%、ENS 0.15%とする APTRANSCO の申請を承認した。この数値は、発電設備増設計画に対する CEA の基準に適合する。しかしながら、APERC は、Andhra Pradesh 州において LOLP 1%を達成するための必要な予備率を確認するため、Central Electricity Authority (CEA)に技術助言を求めた。APTRANSCO および APERC の提示した資料により、CEA は分析を行い、2003 年 3 月 17 日に 30%の設備予備率が必要と判断した。

## 2.2.6 料金制度

料金制度については、既に世銀等の協力により改革案が提示されていることから、本調査では、配電ロスの調査に関連した提言に止める。

## (1) 料金徴収

中央配電会社においては、検針・請求書発行は spot billing と称するハンドヘルド・コンピュータによる検針と請求書の即発給を行っている。料金徴収は、需要家自らが配電会社の料金窓口へ赴き支払を行う方法を採用している。

一方、APTRANSCO では、配電会社 4 社に代わり、2002 年 11 月を期限とする需要家管理システム CMS(Consumer Management System)の入札を実施した。この CMS は新規接続から廃止、検針・請求・徴収管理、顧客からのクレーム対応等の顧客サービスに関する統合的なソフトウェア開発とコンピュータ等の関連機器の仕様書作成を目的としており、予算は約 20 億円である。このシステムが完成すると、現場レベルでのハンドヘルド・コンピュータによる検針・請求業務と各営業所に設けられたカスタマーセンターによる顧客対応とが CMS による顧客管理と有機的に結ばれ、顧客サービスの向上と電気不正使用や料金支払状況の監視が可能となる。このシステムが意図したとおりに運営されれば、極めて先進的なものであると評価できる。

しかしながら現場レベル、即ち一番末端の営業所等においては、検針データを記録した MRB(Meter Reading Book)が、保存年限 5 年間ということもあり、山積みされており、執務環境は劣悪な状況となっており、また CMS による恩恵がいつどの程度末端レベルまでおよぶのかは不明である。このため、調査団としては料金関連の提案ということで、GIS による需要者管理を行うことを提案したい。これは、GIS 上に需要者の電力消費等を記録するものであり、この記録を MRB に代えることにより執務環境の向上を図り、また消費履歴をグラフ化することにより、消費推移の異常なものを容易に特定することが可能となり、当該需要家に対し適切な処置を行うことにより、コマーシャルロスの低減を図るものである。

## (2) 料金制度

料金制度のあり方については、電力セクター改革の一環として APERC の創設時より世銀や DFIC 等から技術支援を受けてきており、また CIDA からは APTRANSCO に対する支援と

して長期限界費用に基づく料金設定に関する技術移転が実施されている。

また、電気事業者から見た現行の料金制度の欠陥は、農業に対する料金が極めて低額のフラット料金であり、このため原価回収ができておらず工業需要からの内部補助金と州政府からの補助金に頼らざるを得ないということである。このことは周知の事実であり、電気事業者としての理想の制度は、農業に対しても電力量計を取付け従量制を導入することであると認識は関係者の間で共有されているが、農業政策との関係で容易には解決できないとの認識がなされている。APERCでは今後の料金制度をどのようにしていくべきか引続き検討を行っているところである。

## 第3章 配電網の保守・運用





# 目 次

第3章 配電網の運用・保守 .....	3-1
3.1 概論 .....	3-1
3.2 調査実施工程 .....	3-1
3.3 運転保守の現状 .....	3-2
3.3.1 運転体制 .....	3-2
3.3.2 保守体制 .....	3-4
3.3.3 運転保守マニュアルの概要 .....	3-4
3.3.4 要員の確保・人材育成 .....	3-4
3.4 配電系統の運転の現状 .....	3-5
3.4.1 電力設備の概要 .....	3-5
3.4.2 系統図 .....	3-5
3.4.3 電力需給の現状 .....	3-8
(1) 配電系統の運転状況 .....	3-8
(2) モデル変電所の日負荷曲線 .....	3-8
(3) APCPDCLとDistrict別の日負荷曲線 .....	3-10
3.4.4 農業負荷の電力供給パターン .....	3-10
3.4.5 事故時の事故復旧パターン .....	3-11
3.4.6 供給信頼度の許容範囲または目標 .....	3-13
3.4.7 通信システム .....	3-14
(1) 業務管理および給電情報 .....	3-14
(2) 保守用回線 .....	3-14
3.5 配電系統の保守運用データ .....	3-15
3.5.1 調査対象と目的 .....	3-15
3.5.2 周波数変動の測定結果 .....	3-15
3.5.3 電圧変動の測定結果 .....	3-17
3.5.4 停止の調査結果 .....	3-21
(1) 停止回数 .....	3-21
(2) 停止継続時間 .....	3-25
3.5.5 負荷遮断 .....	3-29
3.5.6 過負荷 .....	3-29
3.5.7 資材管理（予備品） .....	3-29
3.5.8 運転・保守マニュアル .....	3-30
3.6 データの解析 .....	3-31
3.6.1 周波数 .....	3-31
3.6.2 電圧 .....	3-31
3.6.3 停止回数および停止継続時間 .....	3-31
(1) 季節と停止発生状況 .....	3-31
(2) 大気汚損の月別停止の発生状況 .....	3-32
(3) 定期点検の停止時間と原因 .....	3-33
(4) OTH/OTHの内訳 .....	3-34
3.6.4 過負荷 .....	3-34
3.6.5 資材管理（予備品） .....	3-34
3.6.6 運転・保守マニュアル .....	3-35
3.7 問題点と解決方法 .....	3-36
3.7.1 周波数 .....	3-36
3.7.2 電圧 .....	3-36
3.7.3 停止回数 .....	3-36

3.7.4 停止継続時間 .....	3 - 37
3.7.5 過負荷 .....	3 - 37
3.7.6 DISTRIBUTION CODE に対する対応 .....	3 - 37
(1) カテゴリーの整理 .....	3 - 38
(2) 注釈欄のコード化 .....	3 - 39
(3) 停止継続時間の単位の検討 .....	3 - 39
(4) CODE LIST の見直し .....	3 - 39
(5) 他の郡への適用 .....	3 - 39
(6) 体制の整備 .....	3 - 39
3.7.7 その他 .....	3 - 39
(1) 運転・保守マニュアル .....	3 - 39
(2) 低圧配線の整理 .....	3 - 39
(3) 安全対策 .....	3 - 39
3.8 提言 .....	3 - 40
(1) 体制の整備と要員の養成 .....	3 - 40
(2) 停止件数の減少 .....	3 - 40
(3) 運転・保守マニュアルの整備 .....	3 - 40
(4) 低圧設備の整備 .....	3 - 40
(5) 安全対策 .....	3 - 40

## 第3章 配電網の運用・保守

### 3.1 概論

対象郡（Ranga Reddy および Medak 2郡）について電力の供給状況(周波数, 電圧, 停止回数, 停止時間)の調査を通して運転, 保守上の問題点を摘出し, 必要な改善策の提言を行った。APTRANSCO を含む南インドの電力系統は同じ周波数で運転しているが, 今回は 2002 年および 2003 年の 5 月（乾期）と 11 月（雨期）の周波数記録により解析を行った。2002 年 5 月においては最低周波数が 47.7 Hz と運用限界の 47.5 Hz 近くで運転していたが, 2003 年 1 月より適用された Available Basic Tariff (ABT)による厳しい負荷制限により, 2003 年初頭より 49Hz を維持していることが判明した。

電圧については, 家庭用, 工業用および農業用のモデルフィードについて調査を行った。

家庭用および工業用については, 需要家端子に於ける電圧変動は深夜, 昼間, 夕刻のピーク時のいずれも規定値内に収まっており問題は認められなかった。農業用については電圧変動が大きく, 規定値よりも若干大きな電圧変動が認められた。

停止については, 2 郡について 33 kV および 11 kV 配電線について事故, 負荷遮断および保修による停止回数および停止時間を調査した。収集した既設フィードの約 25 %分のデータを解析した結果に基づき問題点の解明を行い, それに対する対策を検討した。また, 2004 年より施行される予定の DISTRIBUTION CODE に対応する体制を整備することを推奨した。

### 3.2 調査実施工程

調査は, 2002 年 11 月より 2004 年 2 月にかけて,

- データの収集
- データの解析
- 問題点の抽出と解決方法の提言

の 3 段階で実施した。運転保守関連調査のスケジュールの概要を図 3.1 に示した。

項 目	2002		2003												2004		
	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3
1 現地作業	■			■			■					■			■		
2 運転・保守データ収集	■																
3 データ収集フォーム作成			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■			
4 データ収集					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■			
5 データ収集(電 圧)							■	■	■	■	■	■	■	■			
6 データ解析									■	■	■	■	■	■			
7 提言													■	■	■	■	

図 3.1 運転保守関係調査スケジュール

### 3.3 運転保守の現状

#### 3.3.1 運転体制

APCPDCL の運転部門は本社（Corporate Office）および District 単位に District Office（Circle）が設置されている。Hyderabad や Ranga Reddy のように人口が大きい地域については、複数の Office が設けられている。

APCPDCL の運転部門の組織を図 3.2 に示す。

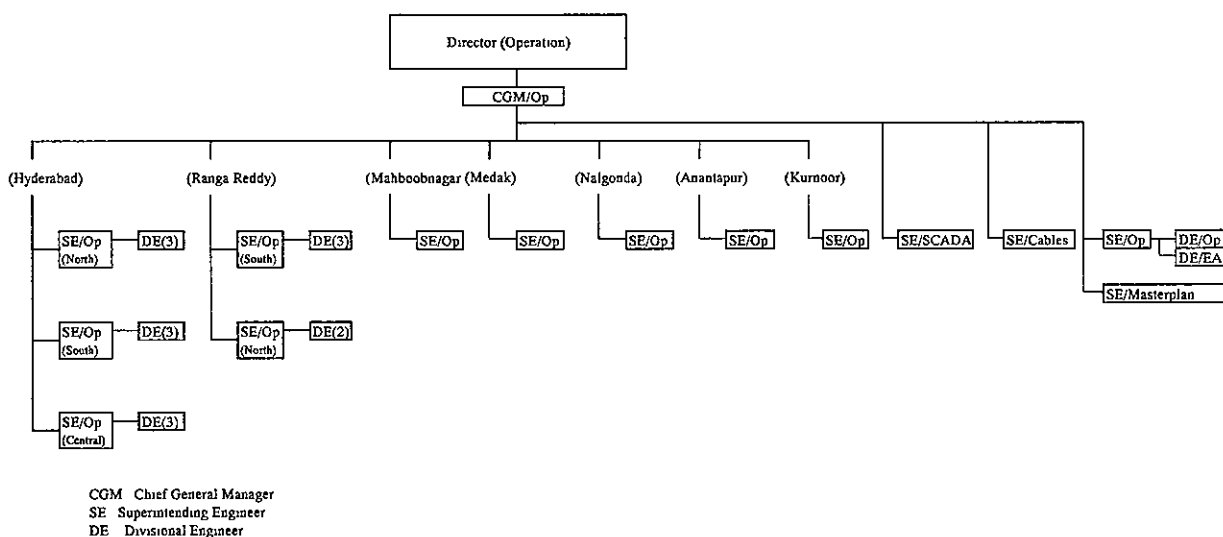


図 3.2 APCPDCL の運転部門の組織

各 Circle は Superintending Engineer (SE)の下に District を数区域に分割し Divisional Office があり、責任者として Divisional Engineer (DE)が運転保守の実務を総括している。さらに Assistant Divisional Engineer (ADE)が DE を補佐している。District Office には、さらに Technical, Meter, Transformer, Construction, Store 等の DE が配置され SE を補佐している。

Circle 管内の変電所および配電フィーダの運転の実務は Section Office が実施している。Section Office は運転、保守を担当する単位機関で管下の 33/11 kV 変電所と関連のフィーダの運転・保守は勿論、需要家のメータの読み取り、請求書の発行、料金の徴収、日常の予備品や工具の管理も実施している。

なお、変電所の運転は交代勤務制であり、契約による運転員によって運転されている。

図 3.3 に運転関係の組織の例として Ranga Reddy South Operation Circle の組織図を示す。

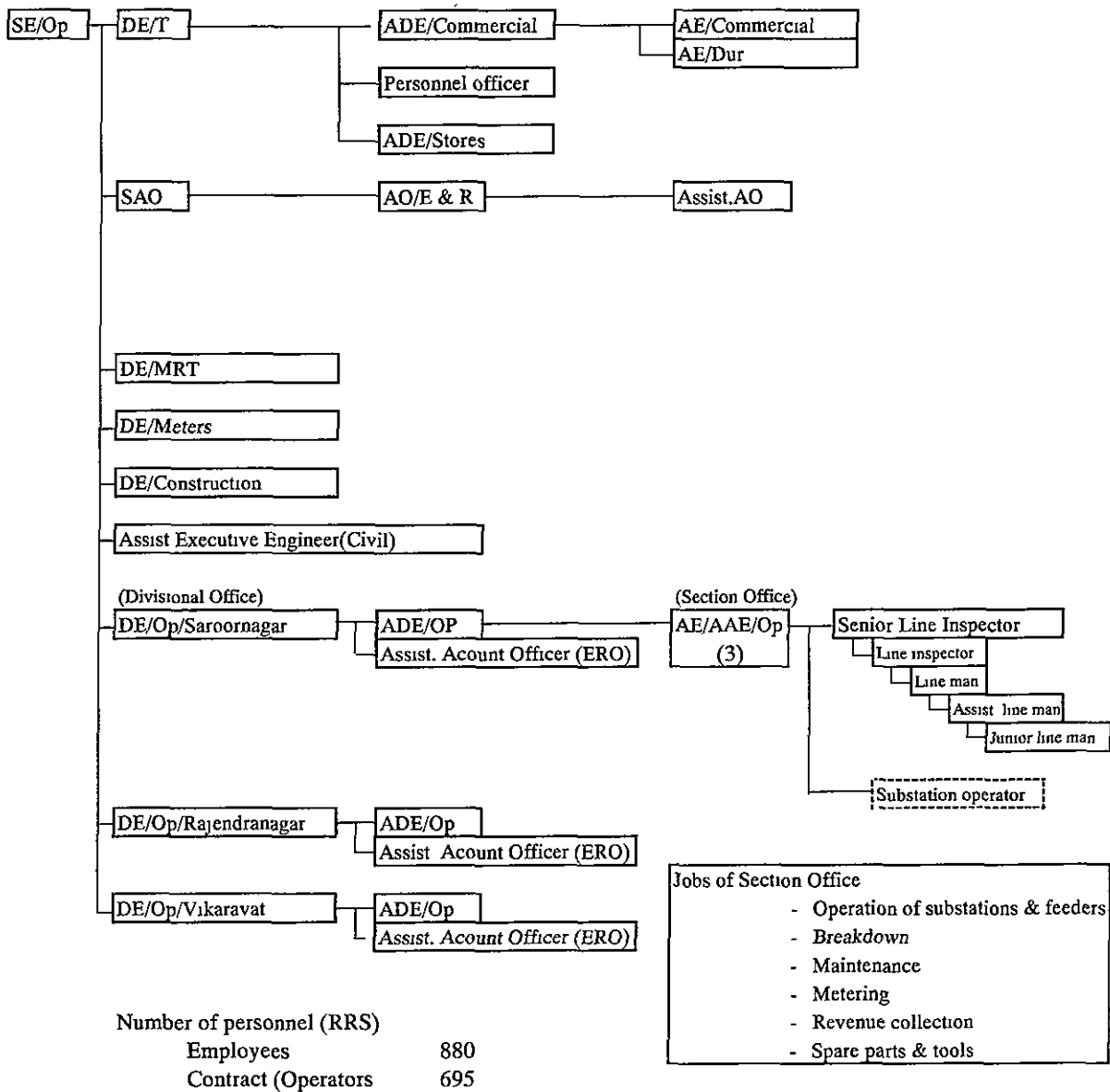


図 3.3 Ranga Reddy South Operation Circle の組織

Andhra Pradesh 州の電力系統の運用は 2001 年 5 月に州の電力統制委員会 (APERC) により認可された系統運用基準 (GRID CODE) により行われており、配電会社の配電線運用基準 (DISTRIBUTION CODE) は認可待の状態である。

実際の運転に当たっては送・配電線は一体として運用されているので、送電する APTRANSCO と受電する APCPDCL とのインターフェースについては上記 GRID CODE に細かく決められているので運用上の問題は無い。

APCPDCL には給電指令を担当する組織はないので、APTRANSCO の給電指令所とは運転体制で対応している。

GRID CODE の OPERATION CODE によれば APCPDCL は毎年 11 月に 12 月から 3 月までと今後 2 年間の有効電力、無効電力、日間の電力量、最大電力、農業用の需要予測、負荷遮断の計画等を含む需要予測を APTRANSCO に連絡することとなっている。

同様に停止計画についても11月より協議が始まり、3月初めまでに年間計画が関係者間において決定される。

周波数調整については、APTRANSCOは常時南インド地域給電センター（SRLDC）と協力して周波数を許容値以内に維持するように努めており、APCPDCLは負荷調整でAPTRANSCOに協力することになっている。周波数が49.5 Hzになると予定した電力以上の追加変更は認められず、さらに49.0Hzになると負荷遮断が実施されることになっている。

電圧調整についてはAPTRANSCOは常に電力潮流の計算を実施して問題点の把握に努め、変圧器のタップ変更や無効電力を調整してAPCPDCLとの連係点の電圧を規定レベルに維持することになっている。APCPDCLも負荷と無効電力を調整して電圧の維持に協力することになっている。

#### 3.3.2 保守体制

配電設備の点検は日常巡視と年間計画による定期点検、巡視の結果や事故の復旧に応じて実施される臨時点検に分かれている。定期点検についてはモンスーン前に支障木の伐採、電線および碍子を含む全設備を点検するPre-monsoon Inspection (PMI) を重点的に実施している。臨時点検には劣化碍子の交換や分岐線の接続部の補修を含んでいるが、人員や予算上の制約、対象設備が老朽化していることもあり十分に補修が出来ず、一部のフィーダには事故が多発しているのが実状である。

変電所と関連の配電線の保守は、運転と同様に上記のSection Office が担当している。

#### 3.3.3 運転保守マニュアルの概要

運転・保守の基本を規定した運転保守マニュアルについては、現場の組織や運転方式には大きな変更が無かったとして、電力組織改革前の組織であるAndhra Pradesh State Electricity Board (APSEB) 時代の運転・保守マニュアルがそのまま使用されている。

#### 3.3.4 要員の確保・人材育成

上記のごとく、運転と保守は同一の組織で行われている。日常的に設備の新設や増設が行われており、業務量の増加に対し要員の配置が対応していないのが現状である。

要員の技術の向上や新入社員の研修は計画的に行われているが、十分に希望に沿えない状況である。

なお、研修に関する詳細については第7章を参照されたい。

### 3.4 配電系統の運転の現状

#### 3.4.1 電力設備の概要

表 3.1 に Ranga Reddy および Medak 管内の設備の概要を示す。

表 3.1 Ranga Reddy および Medak 管内の設備概要

District	132 kV line		132/33 kv substation		Circle	Division	33 kV feeders		33/11 kv substation		11 kV feeders		Distribution transformer		Customer	
	Nos	Total cct-km	Nos.	Capacity (MVA)			Nos	Total cct-km	Nos.	Capacity (MVA)	Nos	Total cct-km	Nos.	Capacity (kVA)	Nos	Capacity (kVA)
Ranga Reddy		465.14	11	1,291	RR(S)	Saroornagar	13	445.02	20	205.05	81	821.50	2,937	265,002	185,595	286,650
	Rejendranagar					13	218.00	16	169.3	64	1,030.67	2,614	150,344	90,214	166,300	
	Vikarabad					13	324.34	24	153.35	89	2,189.43	2,699	164,935	134,036	211,950	
	TTL(1)					39	987.36	60	527.7	234	4,041.60	8,250	580,281	409,845	664,900	
	RR(N)					Kukatpally	18	309.00	23	263.6	90	905.00	3,775	343,998	221,238	483,308
						Habsiguda	14	176.00	14	215.15	70	557.00	3,112	270,692	209,135	329,210
						TTL(2)	32	485.00	37	478.75	160	1,462.00	6,887	614,690	430,373	812,518
					TTL((1)+(2))	71	1,472.36	97	1,006	394	5,503.60	15,137	1,194,971	840,218	1,477,418	
Medak		730.72	15	855	Medak	Sangareddy	48	690.00	48	317	187	3,170.40	3,813	268,779	193,633	
	Medak					25	524.00	55	427.3	179	2,808.37	4,284	347,650	134,087		
	Siddipet					15	455.00	61	364.7	185	2,483.60	5,726	402,827	173,712		
	TTL					88	1,669.00	164	1,109	551	8,462.37	13,823	1,019,256	501,432		
Grand TTL		1,195.86	26	2,146		159	3,141.36	261	2,115	945	13,965.97	28,960	2,214,227	1,341,650		

#### 3.4.2 系統図

Ranga Reddy および Medak の系統図を図 3.4 および 3.5 に示す。



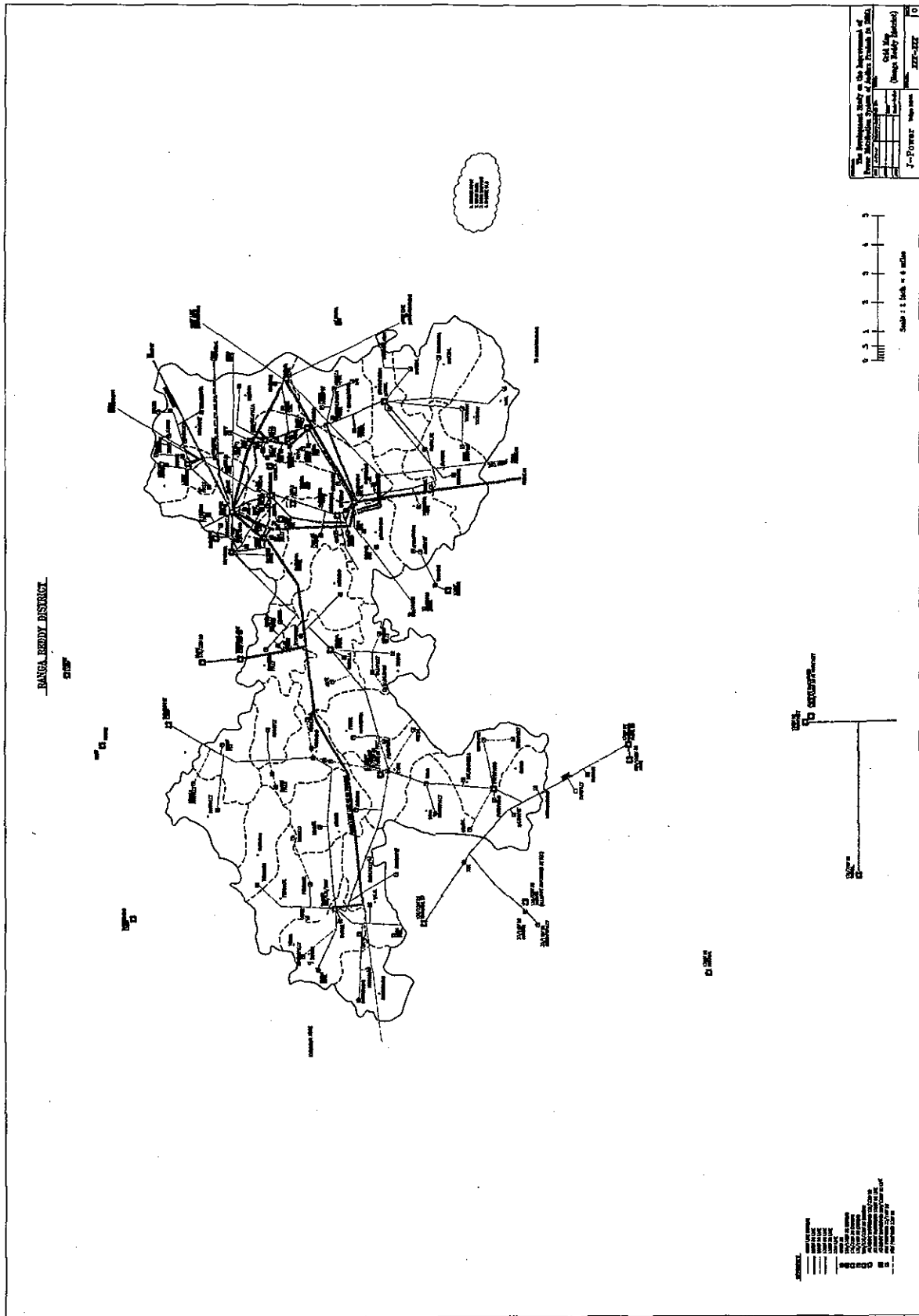


図 3.4 Ranga Reddy District の系統図



### 3.4.3 電力需給の現状

#### (1) 配電系統の運転状況

APCPDCL, Ranga Reddy および Medak の運転状況の概要を表 3.2 に示す。

表 3.2 APCPDCL, Ranga Reddy および Medak の運転状況の概要

		2001/2002	2002/2003	Apr. through Dec., 2003
Peak Demand (MW)	APCPDCL	-	2620	2,510
	RR(S)	243	228	236
	RR(N) (Unrestricted)	201(221)	240(262)	277
	Medak	-	456	468
33 kV Energy Input (Million U)	APCPDCL	17,184	17,303	13,253
	RR(S)	1,808	1,670	
	RR(N)	1,312	1,620	2,278
	Medak	2,944	2,966	2,296
Energy sold (Million U)	APCPDCL	12,486	13,224	10,428
	RR(S)	1,503	1,505	
	RR(N)	9,18.4	1,215	2,049
	(1) Medak	2,188	2,251	1,760

U= kWh

Source: APCPDCL

(1) Up to November 2003.

#### (2) モデル変電所の日負荷曲線

家庭用、工業用および農業用の代表的な変電所の乾期と雨期の日負荷曲線の概要を表 3.3 に、日負荷曲線を図 3.6 に示した。

表 3.3 モデルフィーダにおける日負荷曲線の概要

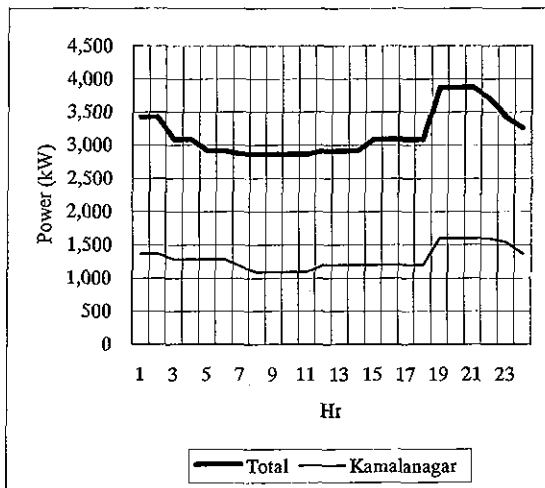
Substation	Kothapet in Ranga Reddy		Kathedan in Ranga Reddy		Malkapur in Medak	
	Domestic & Commercial		Industry		Agriculture	
Date (*)	May-15-2002	Nov-20-2002	May-15-2002	Nov-20-2002	Nov-20-2002	May-21-2003
Maximum power (kW) (**)	3,872	3,672	12,720	12,860	3,035	1,890
Load factor (%)	82	83	85	86		63
Note	Flat base load is observed in daytime and lighting load is superimposed on it in the evening.		Following the base-load of nighttime, almost flat industrial load is observed in daytime to the evening.		Three(3) agricultural feeders and an industrial feeder are outgoing from the substation. The former have a load relief (shedding), so there is a complicated load pattern compare with other substations.	

(\*) Third Wednesday of May & November

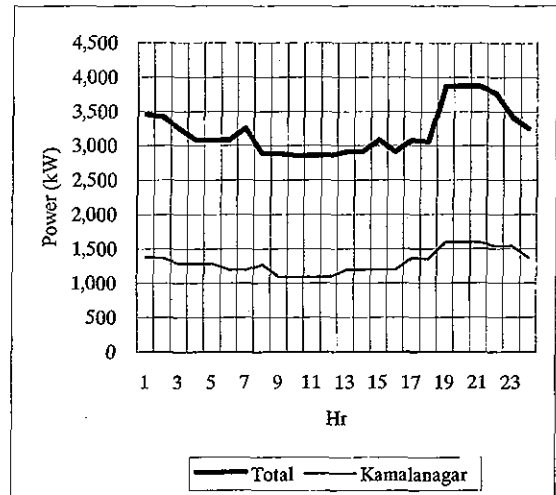
(\*\*) Calculated from operation log with PF=0.9.

Kothapet (Domestic)

May-15-2002

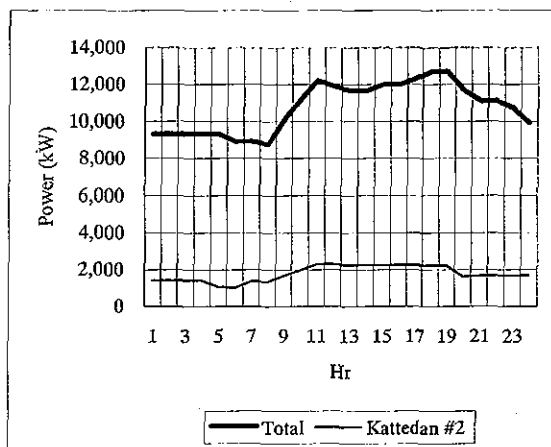


Nov-20-2002

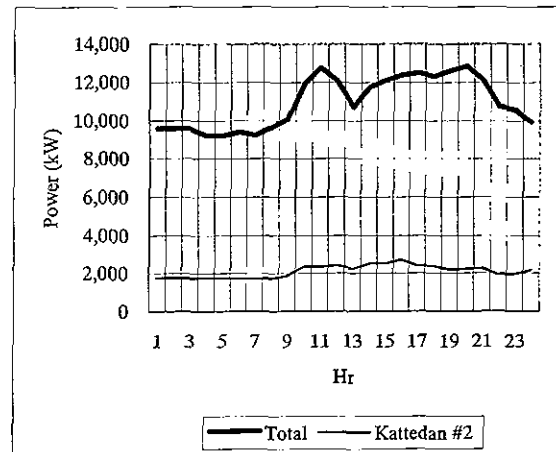


Kattedan (Industry)

May-15-2002

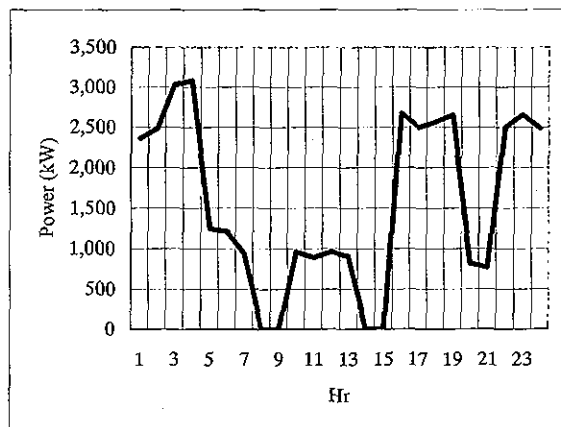


Nov-20-2002



Malkapur (Agriculture)

Nov-20-2002



May-21-2003

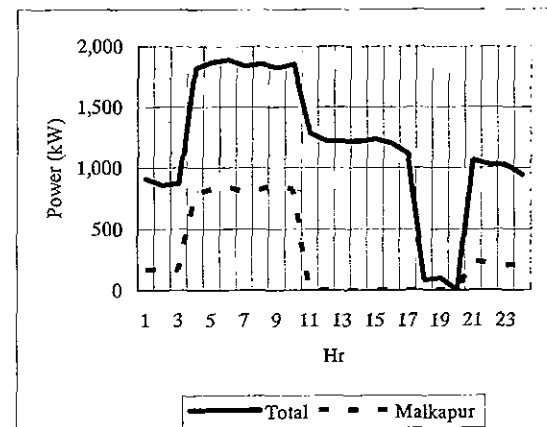


図 3.6 モデルフィーダと変電所の日負荷曲線

(3) APCPDCL と District 別の日負荷曲線

図 3.7 に Ranga Reddy, Medak および Hyderabad の 2002 年 11 月 20 日, 2003 年 5 月 21 日 および 2003 年 11 月 6 日の日負荷曲線と同日の APCPDCL の日負荷曲線を示す。

これらを比較してみると, APTRANSCO の要求で APCPDCL の負荷を平坦に保ちつつ Hyderabad の夕刻の需要の増加を満たすため, 地方の Ranga Reddy や Medak については, 変電所の日負荷曲線に比較して平坦で負荷の調整を実施していることが分かる。

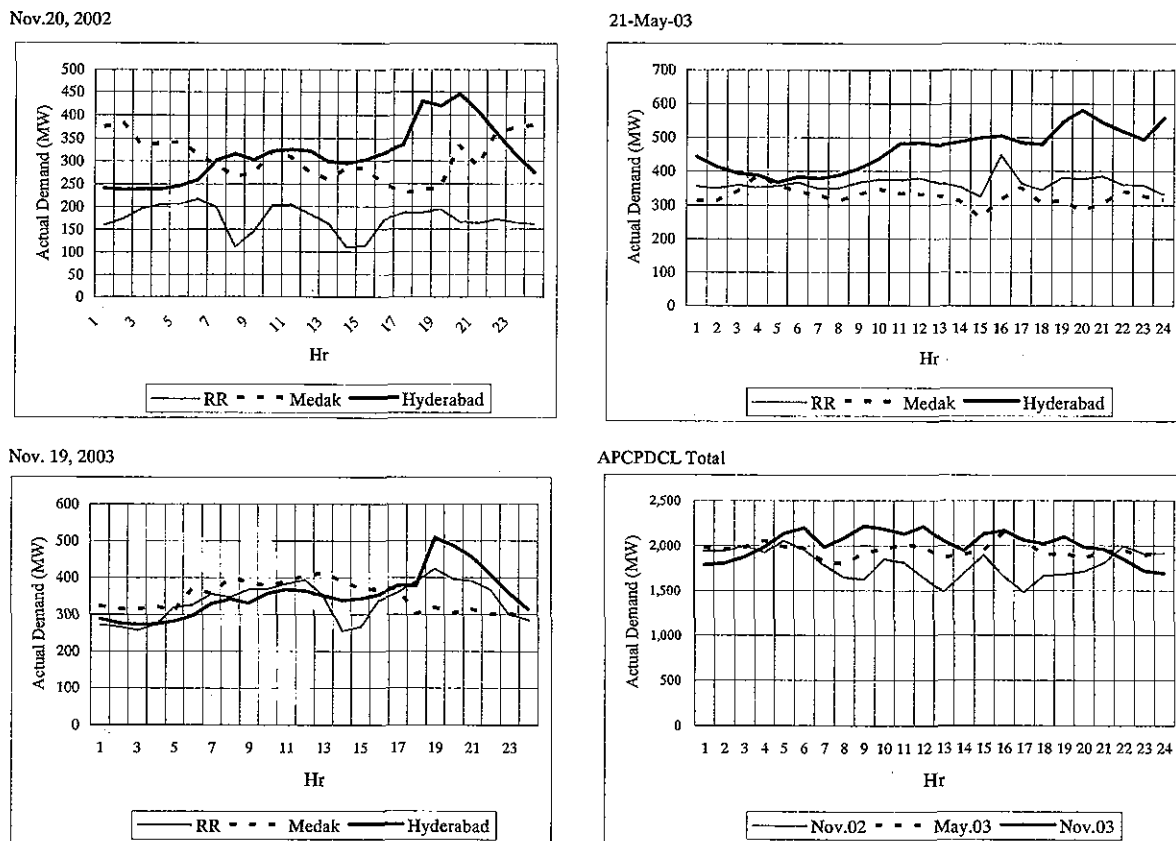
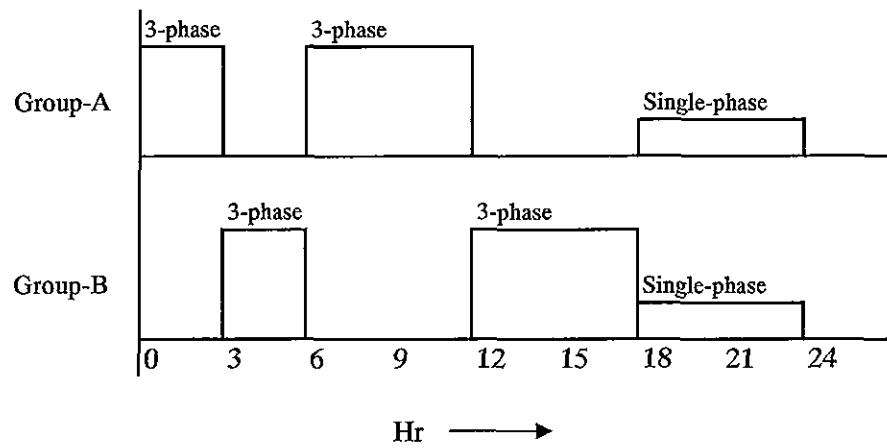


図 3.7 District と APCPDCL 日負荷曲線

3.4.4 農業負荷の電力供給パターン

農業用の電力料金は他のカテゴリーの料金に対して優遇されている反面, 電力不足に対応するため厳しい負荷制限が実施されている。図 3.8 はその 1 例で, 変電所の農業負荷を 2 組に分け, それぞれ 9 時間ずつポンプが運転できるように 3 相電力を供給している。

また夕刻から夜間の 6 時間は 3 相のうち 1 相を変電所出口の専用スイッチで切り, ポンプが使用出来ない状態にして照明用の電気を送っている。上記の 15 時間以外は完全に電力の供給は停止されている。



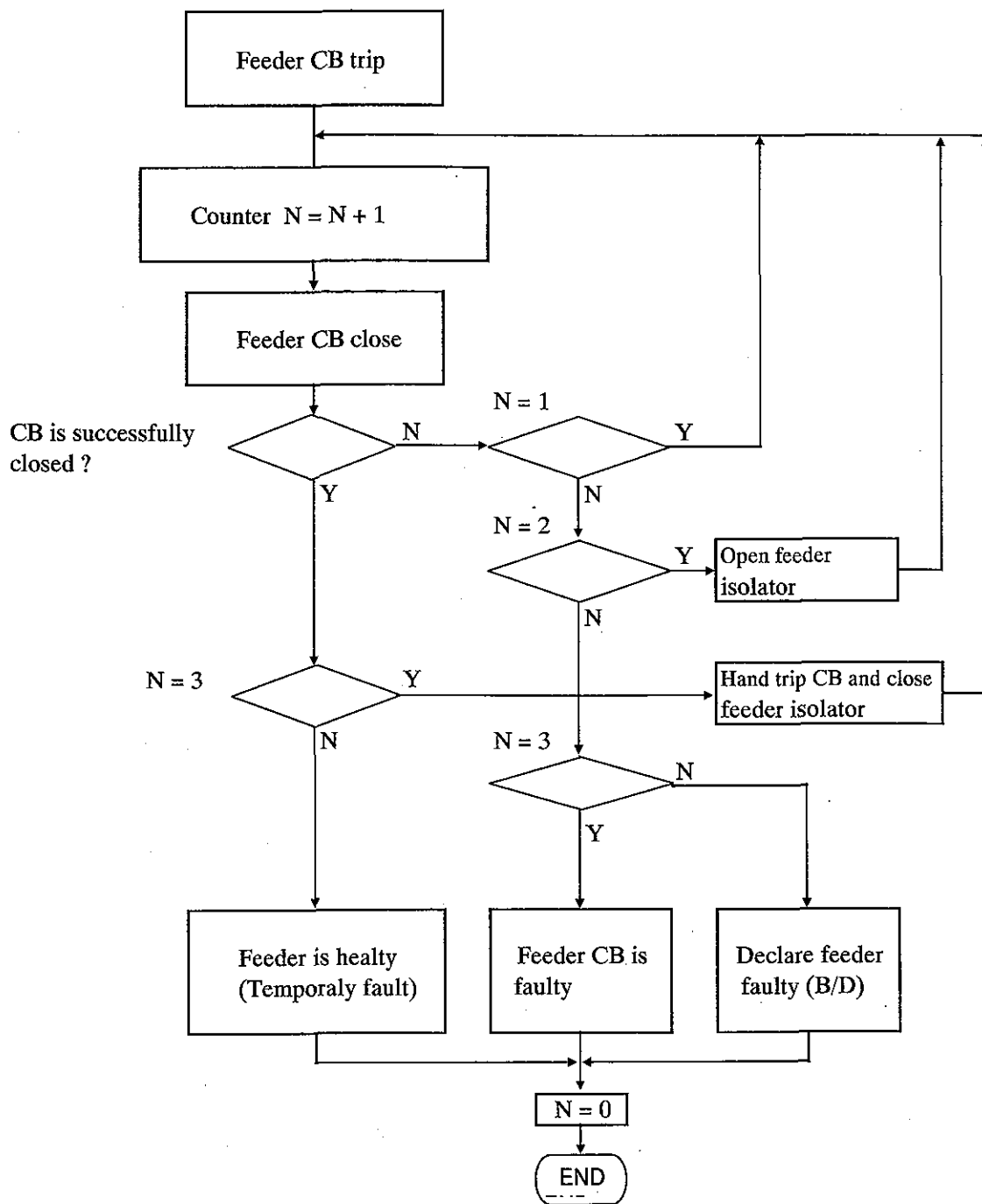
Note) 1 All the loads are divided into 2 Groups, Group-A and -B  
 2 Each group is given 9 hours of 3 phases supply.  
 3 Single phase supply is given from 18:00 to 24:00.

図 3.8 農業用負荷への供給パターン例

### 3.4.5 事故時の事故復旧パターン

事故の大部分を占める放射状の配電線が、接地または過電流継電器でトリップした場合の事故復旧手順を図 3.9 に示す。

Flow Chart



Circuit Configuration

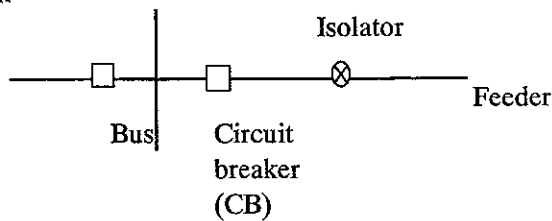


図 3.9 放射状フィーダの事故遮断時の復旧手順

事故復旧の具体的手順は

- (1) 遮断器がトリップした場合は、故障表示を記録し継電器をリセットする。
- (2) 遮断器を投入する。
- (3a) 送電が回復すればそのまま継続する。
- (3b) 再度遮断がトリップした場合は故障表示を記録し、継電器をリセットする。
- (4) 配電線の出口断路器を開放し、再度遮断器を投入する。
- (5a) 若し遮断器がトリップした場合は遮断器の故障であるので、保守部門に連絡する。
- (5b) 遮断器を投入して問題が無ければ遮断器を手動で開放した後、配電線の出口断路器を投入する。
- (6) 遮断器を投入する。
- (7a) 送電が回復すればそのまま継続する。
- (7b) 若し遮断器がトリップした場合は遮断器の故障であるので、当該配電線が永久故障 (Break Down) と判断し、保守部門に連絡する。

### 3.4.6 供給信頼度の許容範囲または目標

電力の供給信頼度の許容範囲または目標を表 3.4 に示す。

表 3.4 電力の供給信頼度の許容範囲または目標

	APTRANSCO Operation Code	IE Rules 1956
Frequency Variation	Upper limit 50.5 Hz Lower limit 49.5 Hz  Statutory Limits: acceptable Upper limit 51.5 Hz Lower limit 48.5 Hz  Extreme Conditions: Upper limit 52.5 Hz Lower limit 47.5 Hz  Load shedding: When the frequency falls below 49.0 Hz requisite load shedding shall be arranged by SLDC through the DISCOMs	Not More than 3 %, except with the written consent of the customers (Rule 53)



Voltage Variation	132 kV Maximum 145 kV Minimum 120 kV (CEA Standards)  33 kV +/- 9% 11 kV +/- 9% 0.4 kV... +/- 6%	Not more than 6 %, except with the written consent of the customers (Rule 52)
Interruption	Preliminary Stage: No limit  Final Stage: System Average Interruption Frequency Index (SAIFI) 18/yr  System Average Interruption Frequency Index (SAIDI)... ... 8 hours/yr	-

Source: GRID CODE, 2001 for APTRANSCO & I.E.Rules, 1956

### 3.4.7 通信システム

#### (1) 業務管理および給電情報

APCPDCL の本社 (Corporate Office) および District Headquarter は電力線搬送(PLC)または広帯域回線で APTRANSCO の中央給電指令所および地方の給電所間で管理情報と高速情報 (Express) のチャンネルを設けている。

132 kV の変電所と 33 kV の変電所間は広帯域の 1 対多対向の無線回線 (Point-to Multipoint Radio Communication system) で結ばれている。またバックアップとして VHF の回線も設けられている。

#### (2) 保守用回線

33 kV の変電所と配電線の保守員間の連絡は VHF と公衆電話・携帯電話で行われている。

VHF や携帯電話のサービス範囲外では公衆電話のみが連絡手段となるので、現場から電話の設置場所まで離れている場合は連絡に時間がかかることがあり、事故復旧が遅延する一因となっている。

### 3.5 配電系統の保守運用データ

#### 3.5.1 調査対象と目的

対象郡 (Ranga Reddy および Medak 2 郡) について電力の供給状況(周波数, 電圧, 停止回数, 停止時間)の調査を通して運転, 保守上の問題点を抽出し, 必要な改善策の提言を行った。

調査データの収集は表 3.5 により行った。

調査データの収集は表 3.5 により行った。

表 3.5 収集データ

項目	周波数	電圧	停止
調査対象	対象郡共通であるので APTRANSCO の中央給電指令所のデータを使用。	対象郡のなかの家庭・商業用, 工業用および農業用のモデル系統について, 132 kV から低圧までを一貫して調査。	2 郡について 33 kV および 11 kV 配電線について事故, 負荷遮断および保修による停止回数および停止時間を調査する。
調査期間	2002 年 4 月より 2003 年 11 月の乾期および雨期の代表的な月。	同左。但し低圧については, 電圧計の設置の関係で 2003 年 5 月より。	2002 年 4 月より 2003 年 3 月迄の 1 ケ年間。
入手データ	2002 年および 2003 年の 5 月 (乾期) および 11 月 (雨期)。	家庭, 商業用 RR(S) Kothapet SS, 11kV Kamalanagar feeder 2002 年 5,11 月および 2003 年 11 月。  工業用 RR(S) Kattedan SS 11kV Kattedan #2 feeder 2002 年 5,11 月および 2003 年 5,11 月。 農業用 Medak ,Malkapur SS, 11kV Malkapur feeder 2002 年 5, 11 月および 2003 年 9 月。	33 kV 23 feeders 11kV 244 feeders

具体的な停止関連の調査方法を Annex 3.1 に, コードリストを Annex 3.2 に示す。

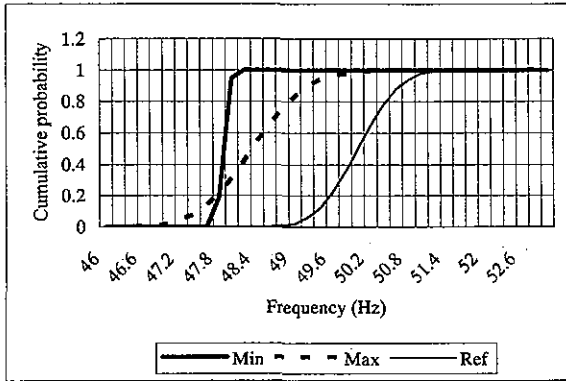
#### 3.5.2 周波数変動の測定結果

APTRANSCO を含む南インドの系統は Bangalore の南インド地域給電センター(SRLDC)の下で連係されて運転しており, 3 月より 6 月にかけての乾期は水力発電の電力が低下し, 不足電力分については負荷制限をしながら周波数の低下運転を余儀なくされている。このため, 乾期の 5 月とダムの水位が回復する 11 月を調査の対象月に選定した。

具体的には 2002 年および 2003 年の 5 月と 11 月中の毎日の最高と最低の周波数記録それぞれを正規分布と見做して確率分布を計算し確率 95%での最高と最低周波数を算出した。

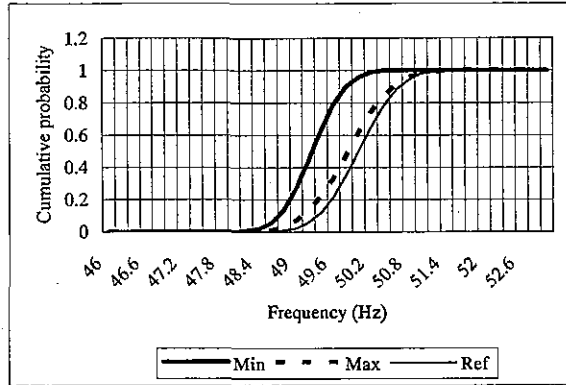
周波数の測定結果を Annex 3.3 に, 累積確率曲線を図 3.10 にそれぞれ示した。

May-02-2002



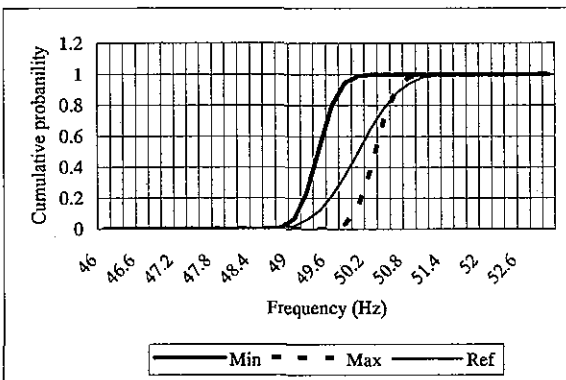
MIN ave= 47.87 max= 48.03 min= 47.70  
 MAXave= 48.34 max= 49.69 min= 47.00

Nov-02-2002



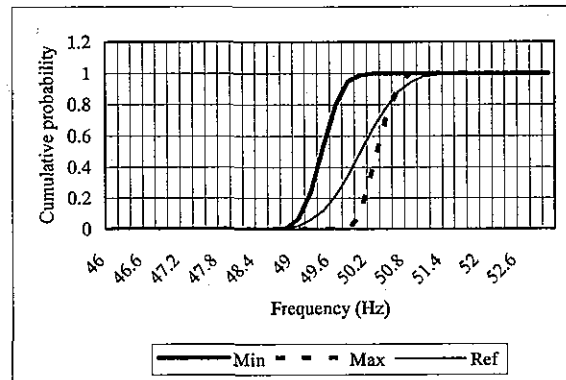
MIN ave= 49.26 max= 50.51 min= 48.45  
 MAXave= 49.84 max= 50.95 min= 48.74

May-03-2003



MIN ave= 49.38 max= 49.88 min= 48.88  
 MAXave= 50.28 max= 50.78 min= 49.77

Nov-03-2003



MIN ave= 49.26 max= 50.50 min= 48.50  
 MAXave= 49.84 max= 51.00 min= 48.70

Note) Unit= Hz

図 3.10 2002 年および 2003 年の 5 月と 11 月の周波数の累積確率曲線

図 3.10 より分かるように、2002 年 5 月は厳しい負荷制限をして最低周波数の下限を異常時の許容下限値 47.5 Hz に近い 47.7 Hz にかろうじて保っているのが推察できる。2003 年 1 月 1 日より全インドで Available Basic Tariff (ABT) が適用され APTRANSCO が融通を受ける場合、通常 Rs 2.08/kWh である受電料金が 49.0 Hz を下回ると Rs 4.53/kWh になることより、同日以降は完全に 49.0 Hz を保っていることが分かる。このため、以前より厳しい負荷制限が課せられていることが推察される。

### 3.5.3 電圧変動の測定結果

電圧測定は表 3.6 に示す測定点で実施した。

表 3.6 電圧測定点

	Domestic/ Commercial	Industry	Agriculture	Note
132 kV voltage	Bandlaguda 132 kV bus	Chandrayanagutta 132 kV bus	Kandi 132 kV bus	
33 kV voltage	Kothapet 33 kV bus	Chandrayanagutta 33 kV bus	Kandi 33 kV Bus	
11 kV voltage	Kothapet 11 kV bus	Kattedan 11 kV bus	Malkapur 11 kV bus	
Feeder Name	Kamalanagar feeder	Kattedan #2 feeder	Malkapur feedr	
Voltages for; Customer 1	Tr (Sarahda Nagar-Theater) Mr. K.Ramu;c	#6 HT Customer (3 ph)	#5 Tr. (3 ph) Indera Parwthi (5 Hp pump)	
Customer 2	Tr (Bhargara Rice Mill-Karita) Mr. Vijetra Shelters	#8 Chocolate factory (3 ph)		
Customer 3	Tr Sanskrit College			
132 kV Tap	Bandlaguda #1 Tr	Chandrayanagutta #1 Tr	Kandi #1 Tr	
33 kV Tap	Kothapet #1 TR	Kattedan 33 kV #1 Tr	Malkapur Tr	

電圧測定時期を表.3.7 に示した。

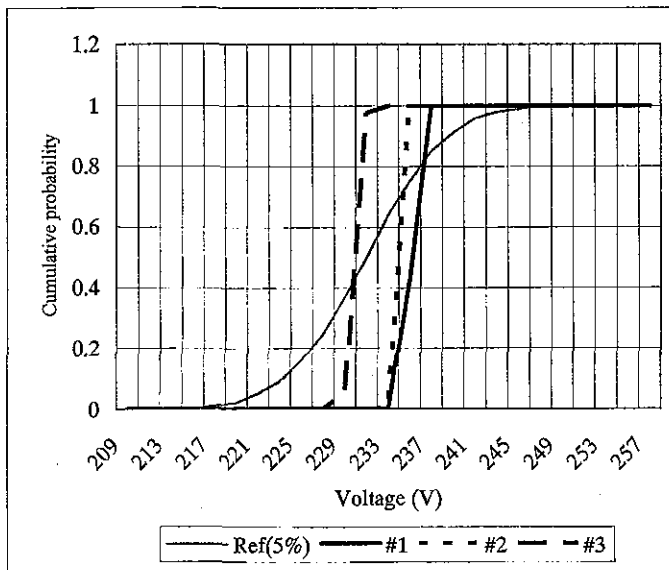
表 3.7 電圧測定時期

	Domestic/Commercial	Industry	Agriculture
132, 33, 11 kV	2002年5月 および11月	同左	同左
132,33,11 kV + Customer	2003年11月	2003年5月 および11月	2003年9月5日より 2003年10月4日

一例として、2003年11月に測定した Kamalanagar および Kattedan #2 フィーダの需要家端における測定結果を図 3.11(a)と(b)にそれぞれ示す。なお、Malkapur フィーダについては、2003年11月の測定結果が使用出来なかったため、2003年9月5日より10月4日(30日間)の電圧測定結果を採用した。このフィーダは農業用で図 3.8 に示したように複雑な運用がされているため、常時3相に電圧がかかっているとは限らない。したがって、測定記録によって電流の流れているのが確認出来た38ケースについて検討し、その結果を図 3.11(c)に示した。

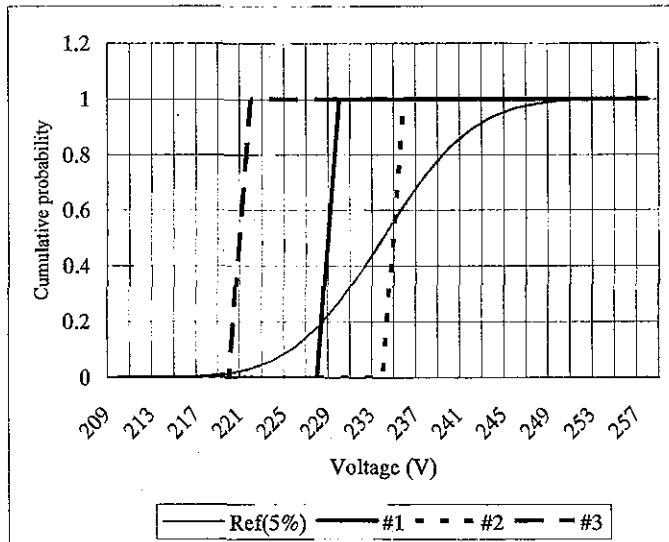
**Kothapet Substation**  
**11 kV Kamalanagar feeder**  
**LV Customer ends**  
**3 AM (V)**

	#1(A)	#2(A)	#3(A)	Ref(5%)
Mean	235.00	234.00	229.90	231.00
SD	0.00	0.00	0.55	5.94
Max	235.00	234.00	231.00	242.50
Min	235.00	234.00	228.80	219.50



**11 AM (V)**

	#1(A)	#2(A)	#3(A)	Ref(5%)
Mean	228.00	230.00	219.90	231.00
SD	0.00	0.00	0.25	5.94
Max	228.00	230.00	220.40	242.50
Min	228.00	230.00	219.40	219.50



**8 PM (V)**

	#1(A)	#2(A)	#3(A)	Ref(5%)
Mean	220.00	219.00	219.60	231.00
SD	0.00	0.00	0.81	5.94
Max	220.00	219.00	221.20	242.50
Min	220.00	219.00	218.00	219.50

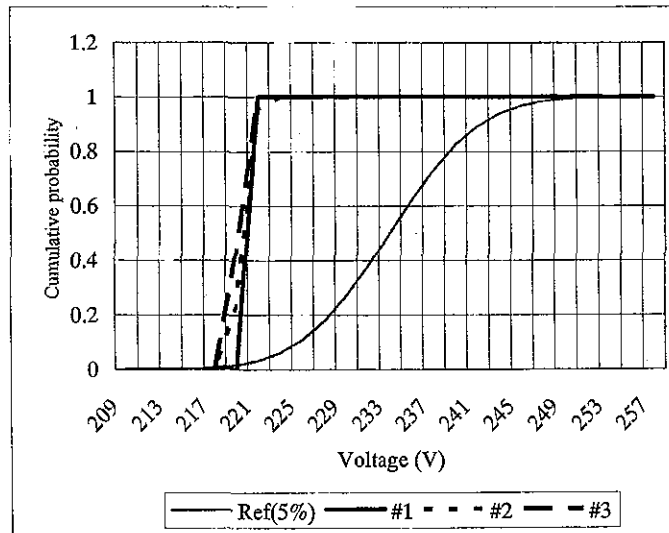
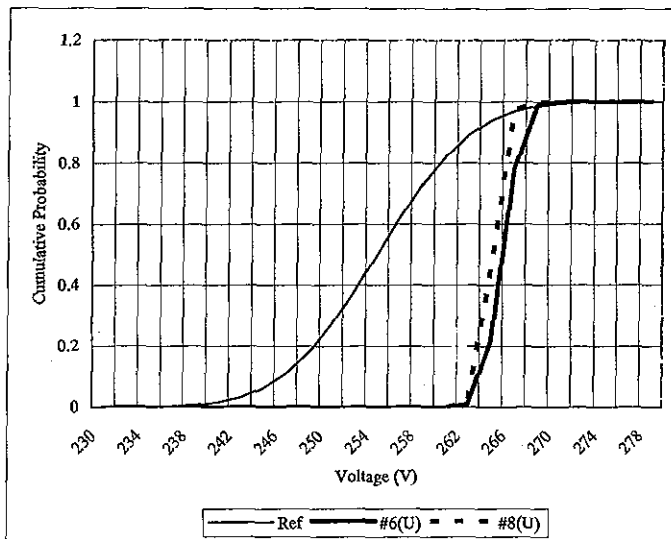


図 3.11(a) 2003年11月に測定した Kamalanagar feeder の需要家端の電圧測定結果

**Kattedan #2 Feeder  
LV Customer Ends  
November 2003**

3 AM (V)

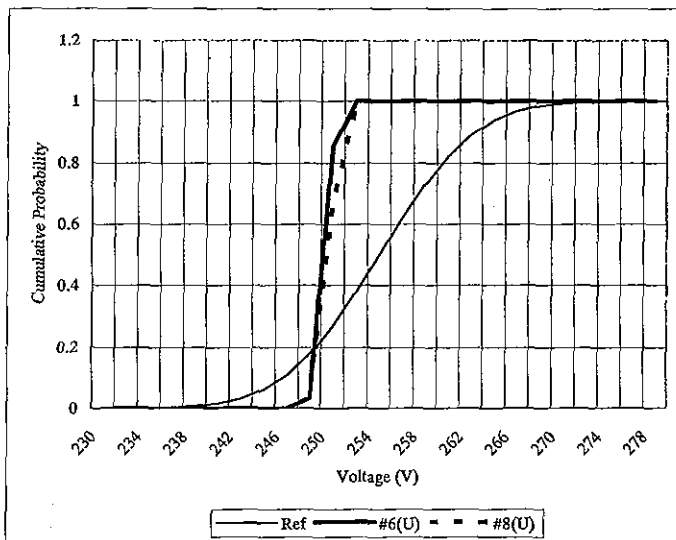
	#6(U)	#8(U)	Ref(5%)
Mean	265.00	264.13	254.00
SD	1.29	0.97	6.48
Max	267.52	266.04	266.70
Min	262.48	262.23	241.30



11 AM

(V)

	#6(U)	#8(U)	Ref(5%)
Mean	249.27	249.63	254.00
SD	0.69	0.89	6.48
Max	250.62	251.38	266.70
Min	247.91	247.89	241.30



8 PM

(V)

	#6(U)	#8(U)	Ref(5%)
Mean	249.00	248.67	254.00
SD	1.93	1.86	6.48
Max	252.78	252.32	266.70
Min	245.22	245.01	241.30

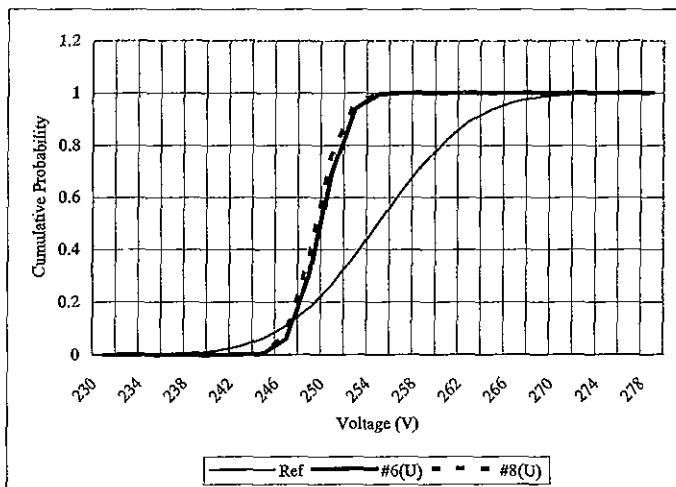
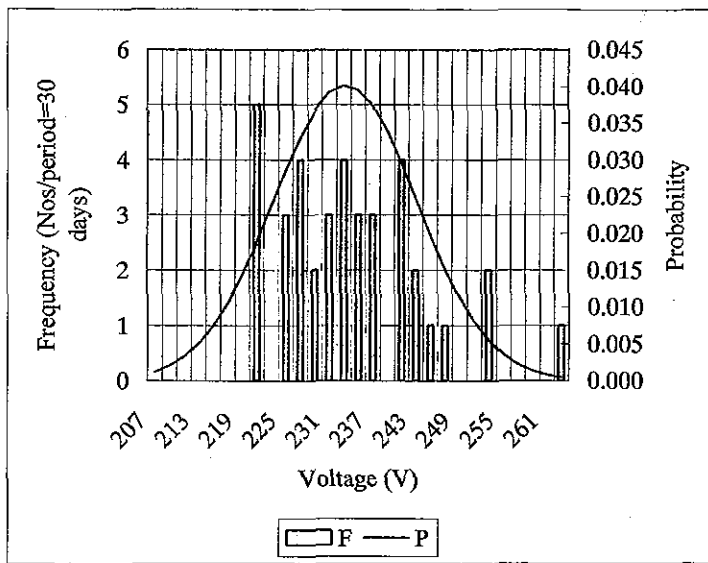


図 3.11(b) 2003 年 11 月に測定した Kattedan #2 feeder の需要家端の電圧測定結果

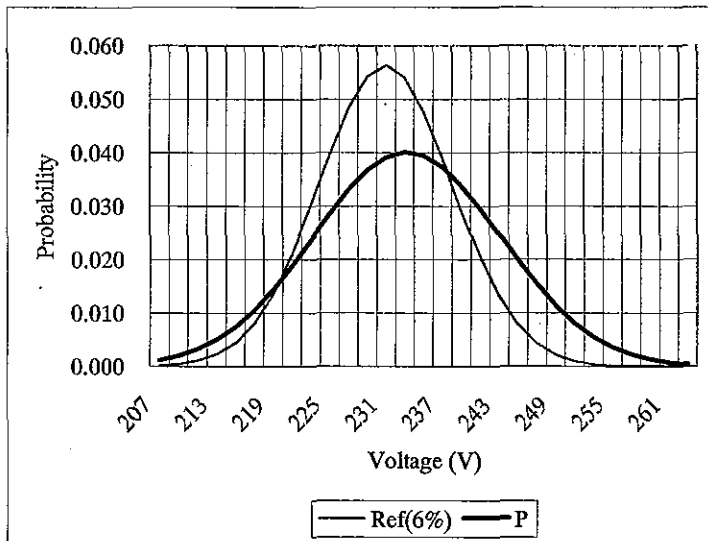


**Malkapur feeder**  
**LV Customer end**  
 Sep. 05 through Oct. 04, 2003

(V)

	#1(A)	Ref(6%)
Mean	233.32	230.95
SD	8.87	7.07
Max	250.71	244.80
Min	215.93	217.09

Voltage distribution(F) vs.  
 Probability(P)



Standard probability(Ref(6%)) vs.  
 Probability(P)

図 3.11(c) 2003 年 9 月に測定した Malkapur feeder の需要家端の電圧測定結果

Kamalanagar および Kattedan #2 フィーダの場合、需要家端の電圧は 3 時、11 時および 20 時の各時点とも基準電圧の許容範囲にあり極めて良好に維持されている。また、Malakapur フィーダについては上限が基準電圧の許容範囲(Ref(6%))より上側に約 2.5%ずれていることが分かる。

電圧関係の詳細データを Annex 3.4 に示す。

### 3.5.4 停止の調査結果

停止関連のデータの収集にあたっては、対象が Ranga Reddy および Medak 両郡にわたり対象が多数の配電線であること、また収集後のデータ解析を効率的に行うため、2003年3月に収集の手引きを作成して関係者に配布するとともに APCPDCL の担当者に対する説明会を開き万全を期した。

収集されたデータは

33 kV            23 回線

11 kV            244 回線

分である。これは実設備の約 25%に相当する。

データの収集状況の概要を Annex 3.5 に示した。

#### (1) 停止回数

##### (a) 系統ベースでの停止回数

Annex 3.5 の系統ベースでの概況を知るために、2002/03 年のフィーダ毎の全停止回数をパラメータとした配電線の度数分布を表したのが図 3.12 ある。

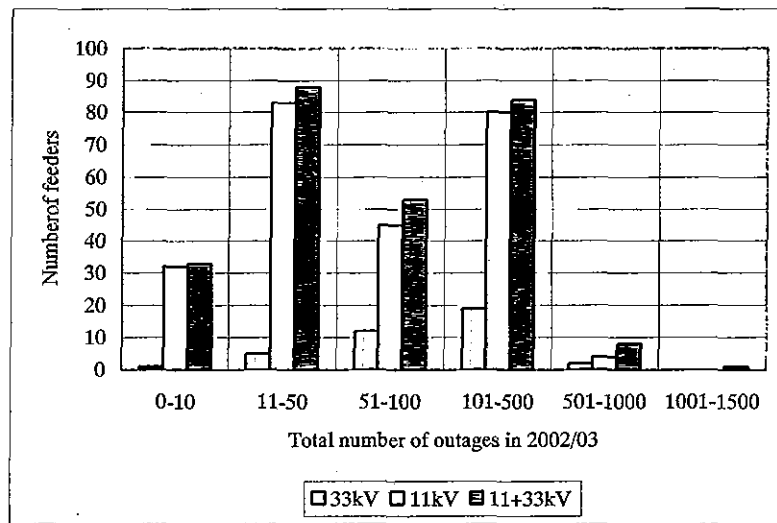


図 3.12 2002/03 年のフィーダ毎の全停止回数をパラメータとした配電線の度数分布

電圧別では 33 kV フィーダ単位での年間最大停止回数は 579 回、11 kV フィーダにおいては 789 回であるが、需要家にとっては 33 kV、11 kV のどちらの事故でも停電になるので、33 kV と 11 kV を組み合わせたケースで見ると最大のケースで 1117 回の記録がある。これは農業用の負荷制限の影響のためで負荷制限の影響の少ない家庭用および工業用のフィーダと比較を行った。

モデルフィーダとして選ばれた以下の 3 フィーダについて比較をおこなった。

家庭用: 11kV Kamalanagar feeder of Kattesan substation in Ranga Reddy



(CODE: RBAN/KOT/F(KAM))

工業用: 11kV Kattedan #2 feeder of Kattedan substation in Ranga Reddy

(CODE: RCHA/KAT/F(KT2))

農業用: 11 kV Malkapur feeder of Malkapur substation in Medak

(CODE\* MKAN/MAL/F(MAL))

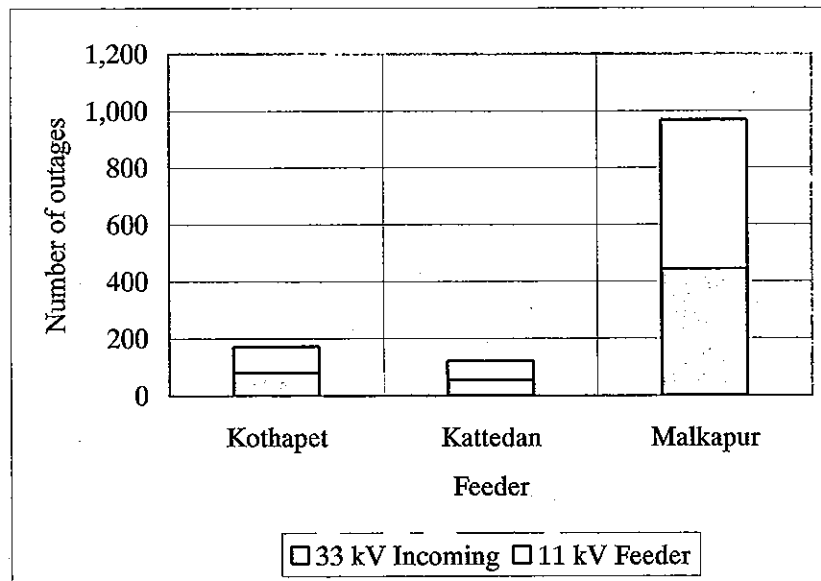
比較した結果を図 3.13 に示す。需要家に対する影響を考慮して引き込み側の 33 kV (In-coming) と引き出し側の 11 kV フィーダの合計停止回数について考えると

Kamalanagar feeder (Kattesan) 172 回

Kattedan #2 feeder (Kattedan) 141 回

Malkapur feeder(Malkapur) 968 回

となり、負荷遮断の影響を受ける Malkapur feeder が圧倒的に多いことが分かる。



	Kothapet	Kattedan	Malkapur
33 kV Incoming	81	55	444
11 kV Feeder	91	67	524

図 3.13 モデルフィーダの停止回数の比較

(b) 変電所単位での停止回数

収集した 14 ケ所の 132 kV 変電所関連のデータを整理し、その中から Ranga Reddy の Bandulaguda 変電所(RBAN)の例を紹介する。

RBAN には 7 ケ所の 33/11 kV 変電所があり、その変電所より引き出されている 11kV フィーダ 28 回線のデータを整理した。

モデルフィーダの Kamanagar feeder もこの上記 28 回線の中に含まれている。

図 3.14 に RBAN 管内のフィーダ単位での停止回数と停止原因を示した。

なお、設備と停止原因のコードは下記による。

Equipment:

COND : Conductor

INS : Insulator

JNT : Joint

Cause of outages:

BW : Bad weather, heavy rain/strong wind

LTG : Lightning

CNT : Contamination

INS : Deterioration of insulator

ERE : Improper erection/maintenance

OBS : Contact of obstacles

OTH : Others

POL : Support structure

TR : Transformer

PUB : Mistake of 3rd party

WOK : Mistake of worker

ZSM : Scheduled maintenance

ZEM : Emergency(extraordinary)

Maintenance

OTH : Others

No. of outages

		BW	LTG	CNT	INS	OBS	PUB	WOK	ZSM	NCT	LR	OTH	TTL
132BAN	33F(VAN)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	69	81
33ABD	11ABD	2	0	29	1	8	0	0	0	0	0	82	122
	ANA	3	0	8	0	4	0	0	0	0	0	27	42
	SAB	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
PED	SAN	3	0	7	0	8	0	0	0	0	0	29	47
	PED	1	0	19	0	4	0	0	0	1	0	32	57
	TAR	2	0	13	0	2	0	0	0	0	0	16	33
RFC	RFC	1	0	7	0	0	0	0	0	0	0	43	51
	BAL	0	0	3	1	6	0	0	0	0	0	9	19
VAN	INJ	1	0	8	7	3	0	0	0	0	0	7	31
	NGO	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	4	7
	VAN	0	0	7	6	4	0	0	0	0	0	20	42
BAN	ALK	0	0	14	1	3	0	1	0	0	0	36	55
	GSI	0	0	12	0	0	0	0	0	0	0	24	36
	NAG	0	0	31	0	0	0	0	0	0	0	75	106
HAY	AIR	0	0	5	1	2	0	0	0	0	0	16	24
	AUT	0	0	18	0	3	0	0	0	0	0	17	38
	HAY	0	0	6	1	2	0	0	0	0	0	17	26
KOT	HCO	0	0	4	0	3	0	0	0	0	0	5	12
	LBN	0	0	12	3	1	0	0	0	0	0	17	33
	MAN	0	0	12	2	1	0	0	0	0	0	14	29
KOT	MOT	0	0	19	3	5	0	0	0	0	0	24	51
	SIR	0	0	13	0	0	0	0	0	0	0	21	34
	KAM	23	1	0	0	0	1	0	13	0	0	51	91
	KOT	33	8	0	24	0	0	0	21	0	0	76	162
	LNR	8	0	0	5	0	0	0	5	0	0	21	39
	MAN	3	0	0	2	0	0	0	0	0	0	2	7
	NOD	15	1	0	0	0	1	0	8	0	0	23	48
SAM	40	2	0	0	0	2	0	24	0	0	87	155	
TTL		135	12	249	58	59	4	1	71	1	12	864	1,479

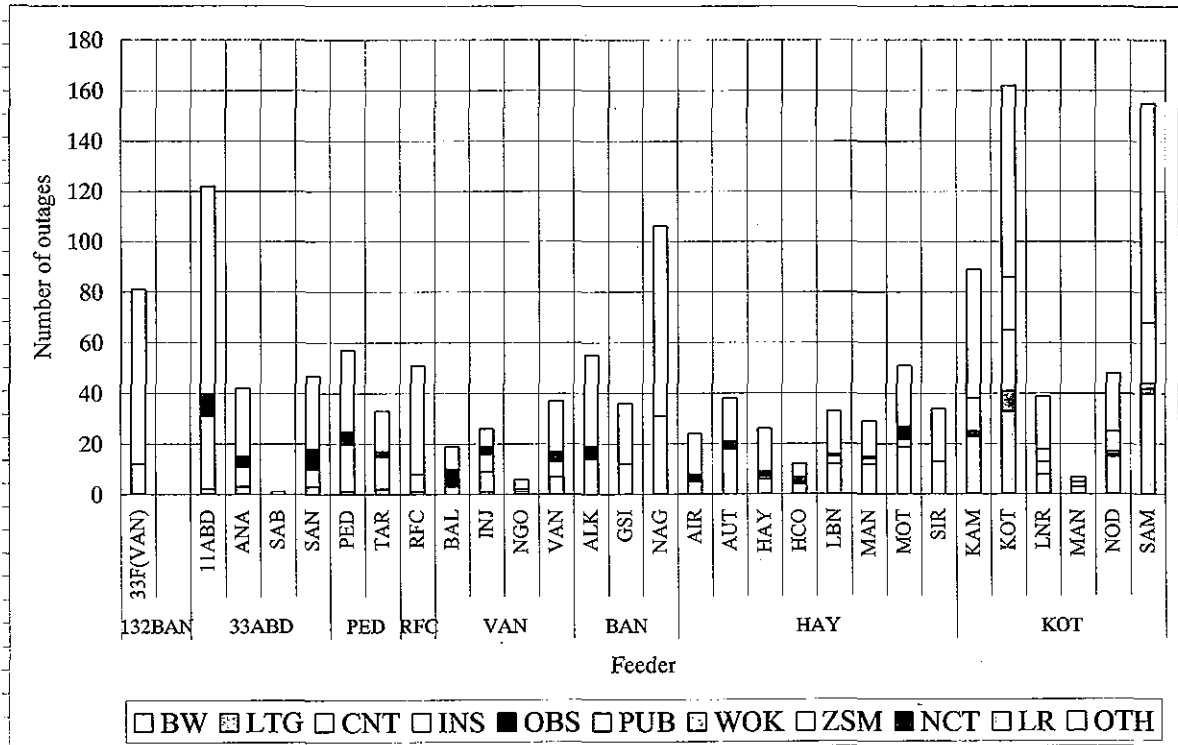


図 3.14 RBAN 管内のフィード単位での停止回数と停止原因

また、図 3.15 は RBAN 管内での設備別の停止回数と停止原因を示す。

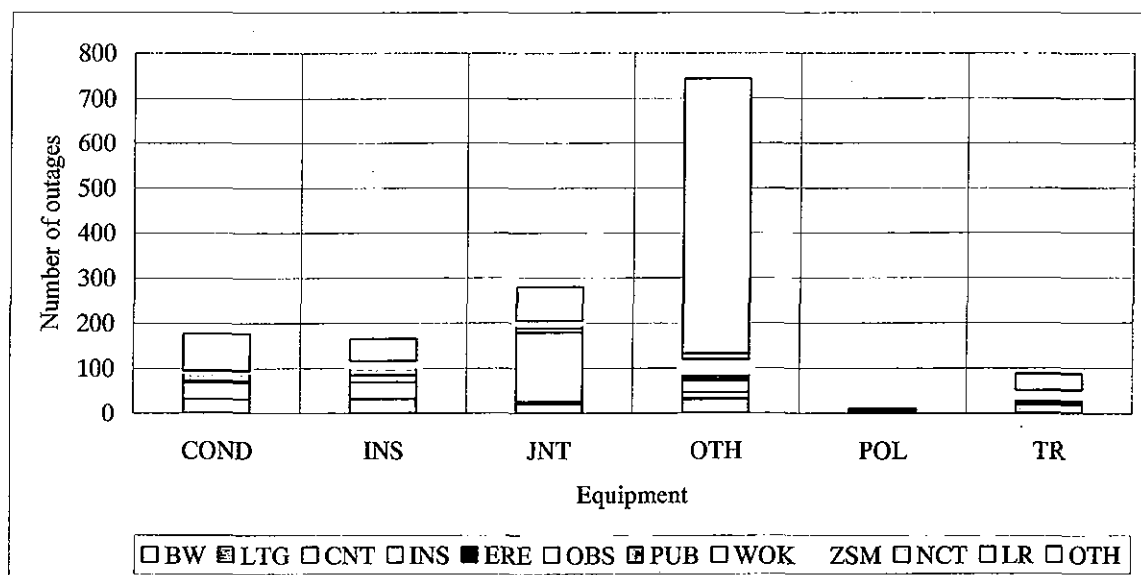


図 3.15 RBAN 管内の設備別の停止回数と停止原因

設備別では、電線(COND)、碍子(INS)および接続部(JNT)の合計で停止回数の約 42%をしめており、設備面の整備が重要であることが分かる。ただ停止の発生原因として悪天候(BW)、汚損(CNT)、碍子の劣化(INS)等が異物の接触(OBS)、その他(OTH)とともに挙げられているが、その関連性の説明がつきにくいものもあるので、今後検討が必要である。さらに、その他(OTH)で一括計上されているものが約半数(51%)を占めていた。

これらの原因について APCPDCL と検討した結果、樹木や鳥の充電部への接触、長径間区間での電線間の接触、ジャンパー線の接続不良や碍子の不良等が主な原因であることが判明した。

## (2) 停止継続時間

### (a) 系統ベースでの停止継続時間

停止回数と同様に、2002/03 年のフィーダ毎の全停止継続時間をパラメータとした配電線の度数分布を表したのが図 3.16 である。

電圧別では 33 kV フィーダ単位での年間最大停止継続時間 70,462 分、11 kV フィーダにおいては 119,433 分であった。

また、33 kV と 11 kV を合成すると 153,472 分となり、これは農業用の負荷制限のためである。

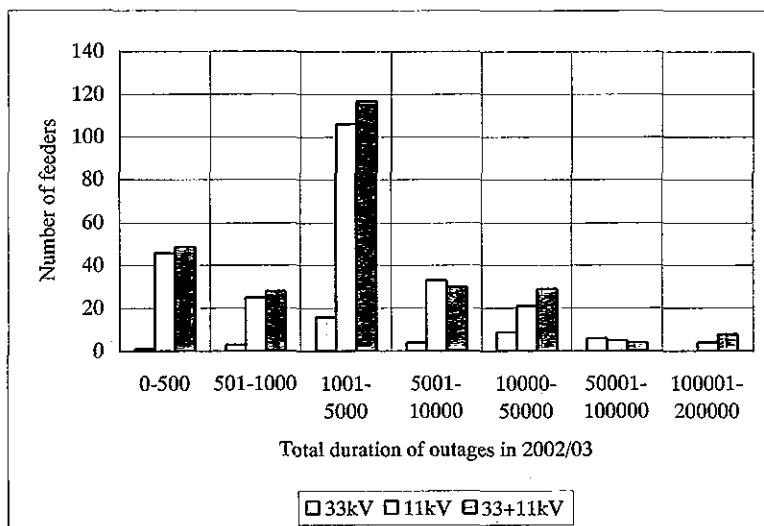
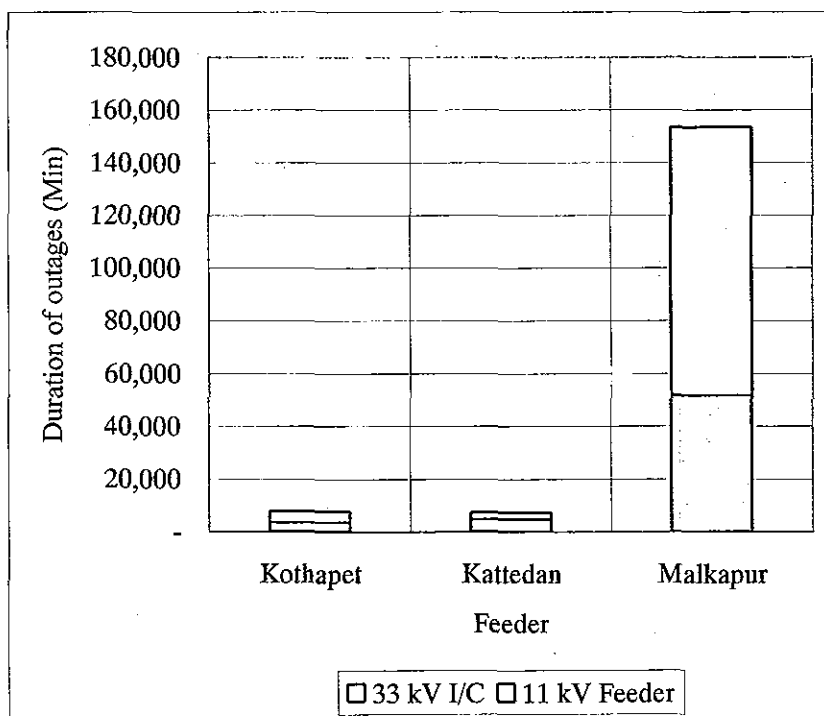


図 3.16 2002/03 年のフィーダ毎の全停止継続時間をパラメータとした配電線の度数分布

停止時間と同様に、同じ家庭用、工業用および農業用のフィーダで比較を行った。



	Kothapet	Kattedan	Malkapur
33 kV I/C	3,646	4,774	51,854
11 kV Feeder	4,090	2,547	101,618

図 3.17 モデルフィーダの停止継続時間の比較

比較した結果を図 3.17 に示した。33 kV と 11 kV 側の合計時間では

Kamalanagar feeder (Kothapet) 7,736 分

Kattedan #2 feeder (Kattedan) 6,601分

Malkapur feeder (Malkapur) 153,472分

であり農業用のフィーダが負荷遮断の影響を深刻に受けていることが分かる。

(b) 変電所単位での停止継続時間

図 3.18 に RBAN 管内におけるフィーダ単位での停止継続時間と停止原因を示す。

Duration of outages (Min)		BW	LTG	CNT	INS	ERE	OBS	PUB	ZSM	NCT	LR	OTH	TTL
132BAN	33F(VAN)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,068	2,678	3,746
33ABD	11ABD	150	0	2,060	70	0	510	0	0	0	0	2,940	5,730
	ANA	260	0	470	0	0	300	0	0	0	0	1,890	2,920
	SAB	0	0	950	0	0	0	0	0	0	0	0	950
PED	SAN	250	0	660	0	0	590	0	0	0	0	1,900	3,400
	PED	15	0	928	0	0	240	0	0	20	0	881	2,084
RFC	TAR	50	0	759	0	0	42	0	0	0	0	257	1,108
	RFC	60	0	285	0	0	0	0	0	0	0	365	710
VAN	BAL	0	0	175	120	0	315	0	0	0	0	470	1,080
	INJ	50	0	460	340	370	175	0	0	0	0	440	1,835
	NGO	0	0	45	60	60	0	0	0	0	0	100	265
BAN	VAN	0	0	400	280	400	115	0	0	0	0	915	2,110
	ALK	0	0	72	2	0	9	0	0	0	0	576	661
	GSI	0	0	37	0	0	0	0	0	0	0	189	226
HAY	NAG	0	0	88	0	0	0	0	0	0	0	1,710	1,798
	AIR	0	0	32	5	0	10	0	0	0	0	156	203
	AUT	0	0	182	0	0	87	0	0	0	0	113	382
KOT	HAY	0	0	51	2	0	16	0	0	0	0	79	148
	HCO	0	0	54	0	0	45	0	0	0	0	129	228
	LBN	0	0	138	12	0	10	0	0	0	0	293	453
KOT	MAN	0	0	78	48	0	40	0	0	0	0	293	459
	MOT	0	0	240	20	0	33	0	0	0	0	175	468
	SIR	0	0	238	0	0	0	0	0	0	0	481	719
	KAM	1,750	435	0	0	95	0	190	515	0	0	1,105	4,090
	KOT	1,300	105	0	415	0	0	0	920	0	0	3,570	6,310
	LNR	240	0	0	140	0	0	0	270	0	0	1,345	1,995
	MAN	95	0	0	90	0	0	0	0	0	0	60	245
NOD	290	15	0	0	0	0	20	180	0	0	565	1,070	
SAM	1,148	25	0	0	155	0	135	1,080	0	0	2,518	5,061	
TTL		5,658	580	8,402	1,604	1,080	2,537	345	2,965	20	1,068	26,193	50,454

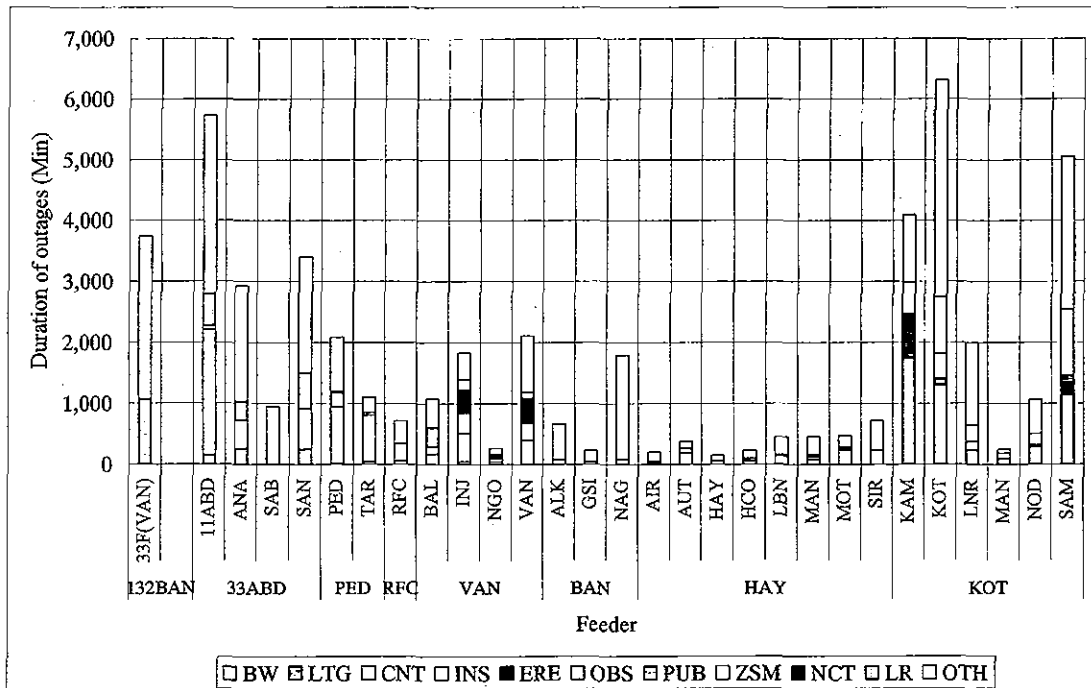
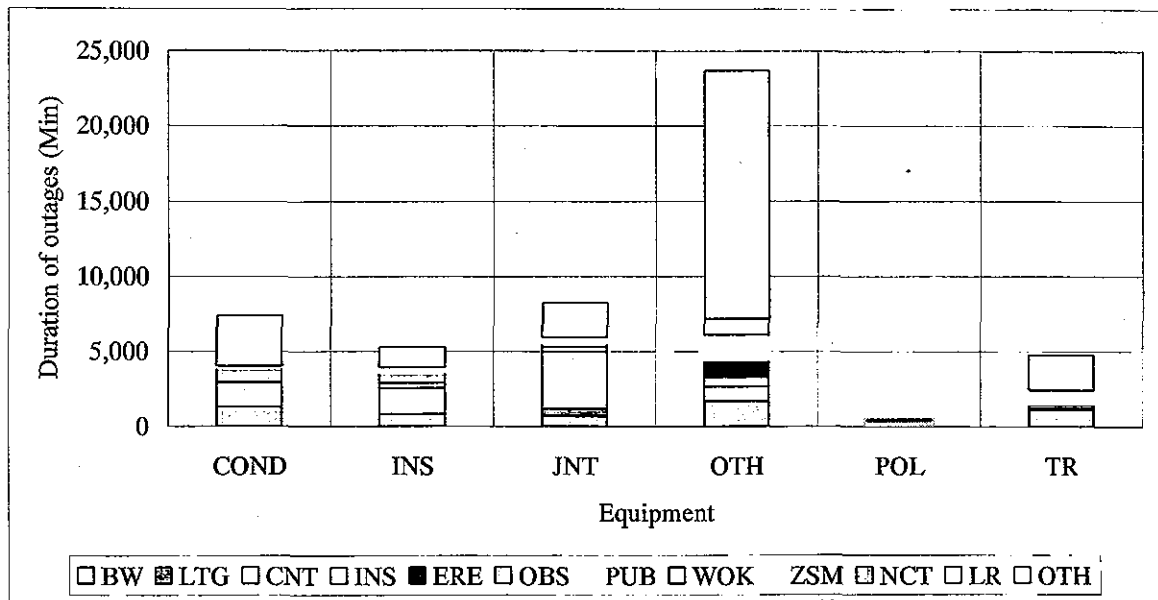


図 3.18 RBAN 管内のフィーダ単位での停止継続時間と停止原因

RBAN 管内の設備別の停止継続時間と停止原因を図 3.19 に示す。



	BW	LTG	CNT	INS	ERE	OBS	PUB	WOK	ZSM	NCT	LR	OTH	TTL
COND	1,325	0	1,566	55	0	1,062	0	0	30	0	0	3,355	7,393
INS	830	0	1,725	339	0	748	0	0	300	0	0	1,376	5,318
JNT	700	490	3,795	335	0	309	0	2	325	0	0	2,292	8,248
OTH	1,700	10	966	650	950	208	0	0	1,630	20	1,068	16,528	23,730
POL	0	0	60	105	0	25	200	0	0	0	0	100	490
TR	1,163	80	200	0	0	185	145	0	680	0	0	2,342	4,795

図 3.19 RBAN 管内の設備別の停止継続時間と停止原因

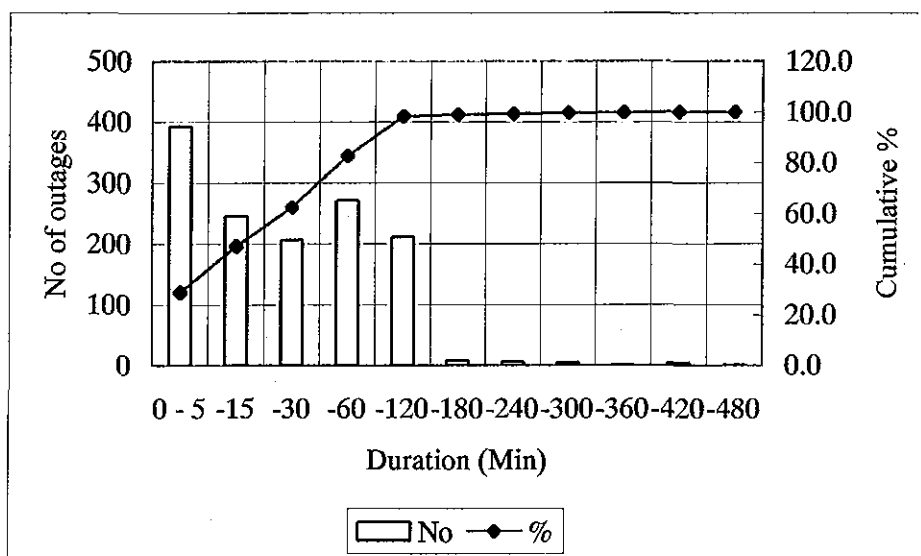
停止が一旦発生した場合、その復旧にはある程度の時間がかかるのはやむを得ないが、極力短時間で復旧させる必要がある。このため、RBAN 管内の 11 k V フィーダの停止について停止時間を停止継続時間別に分類したのが図 3.20 である。

全件数のうち停止時間の判明している 1,355 件について

30 分以内に回復したもの 62.4%

120 分以内に回復したもの 98.2%

であり、最大の停止継続時間は 435 分である。



Total number = 1,355

図 3.20 RBAN 管内の停止時間の継続時間による分類

(3) 全フィーダの解析結果

全フィーダの解析結果を参考資料 -1 (配電線運用(停止)データの解析結果) に示す。

3.5.5 負荷遮断

3.5.2 周波数変動の測定結果で述べたように APTRANSCO/APCPDCL 管内では日常的に負荷遮断が行われている。例えば, Andhra Pradesh 州では 2003 年 10 月に Krishna 川の流量が低下し Srisailam および Ngarjunasagar 発電所の出力が低下たため, 最大 7,000MW の需要に対し, 約 10 % 程度の電力が不足し, Hyderabad と Secunderabad 市を除いて, Andhra Pradesh 州全域で 2 時間の負荷制限が実施された。

3.5.6 過負荷

配電システムの機器のうち, 一番過負荷になる可能性のあるのは変圧器であるのが, Section Office が変圧器の運転記録を監視して過負荷を防止している。例えば, RBAN においては, 当該年中に 88 件の変圧器事故が報告されているが, その内 66 件は過負荷以外の原因であることが判明しており, 過負荷の可能性のあるものは OC(Over Current Relay)が動作した 6 件と原因不明の 16 件の 22 件 (変圧器事故全体の 25%) である。

3.5.7 資材管理 (予備品)

補修作業や事故復旧の場合, 必要な資材が無くて復旧時間が長引く場合が考えられるが, 日常使用する予備品は Section Office で保管し, 大規模な補修工事に必要な資材は District Office で管理している。なお, District 管内では日常的に新・増設工事が行われているので, 万一必要な資材が発生した場合は, 工事用の資材を緊急に流用することも可能である。



### 3.5.8 運転・保守マニュアル

組織および運転方式が APSEB 時と変わっていないので、当時のマニュアルがそのまま使用されている。しかも運転、保守の担当現場には備え付けていない場所もあることが判明した。